Нормативные документы в сфере деятельности
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору



Серия 17

Документы по надзору
в электроэнергетике

Выпуск 19

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

СО 153-34.20.118–2003

2010

gost.e-ecolog.ru

Нормативные документы в сфере деятельности
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору

Серия 17
Документы по надзору
в электроэнергетике

Выпуск 19

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

СО 153-34.20.118–2003

Москва
ЗАО НТЦ ПБ
2010

ББК 31.27-02
М54

Ответственные за выпуск:
А.А. Антюхов, Н.П. Дорофеев, В.В. Шатров, А.В. Цапенко

М54 **Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем (СО 153-34.20.118–2003). Серия 17. Выпуск 19** / Колл. авт. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2010. — 56 с.

ISBN 978-5-9687-0249-4.

Методические рекомендации предназначены для использования проектными организациями при разработке проектов электроснабжения потребителей электроэнергии. Они могут быть использованы органами контроля и надзора при оценке полноты соответствия проектных решений требованиям к надежному электроснабжению потребителей электроэнергии.

ББК 31.27-02

ISBN 978-5-9687-0249-4



© Оформление. Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2010

СОДЕРЖАНИЕ

Раздел 1. Общая часть 4
Раздел 2. Определение потребности в электрической и тепловой энергии и мощности 11
Раздел 3. Развитие генерирующих мощностей 17
Раздел 4. Балансы мощности и электроэнергии 22
Раздел 5. Развитие электрических сетей. Общие положения 28
Приложение 1 54

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

Утверждены
приказом Минэнерго России
от 30.06.03 № 281

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

СО 153-34.20.118–2003

РАЗДЕЛ 1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Настоящие Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем разработаны в целях единого подхода к порядку проектирования развития энергосистем.

1.1. Положения Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем распространяются на все виды проектных работ по развитию энергосистем, их объединений и электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории России, выполняемых в виде самостоятельных работ и в качестве энергетических разделов проектов других объектов независимо от форм собственности.

1.2. Настоящие Методические рекомендации направлены на оказание помощи проектным и научно-исследовательским организациям при выполнении работ по проектированию развития энергосистем и электрических сетей напряжением 35 кВ и выше.

1.3. Общей задачей проектирования энергосистем и электрических сетей являются разработка с учетом новейших достижений науки и техники и технико-экономическое обоснование решений, определяющих формирование энергосистем и объединений, раз-

витие электрических станций, электрических сетей и средств их эксплуатации и управления.

1.4. Проектирование энергосистем включает выполнение следующих видов проектных работ:

а) разработку один раз в два года схемы развития ЕЭС и ОЭС России на пятнадцатилетний период, выполнение работ по схеме развития единой национальной электрической сети ЕЭС России на десятилетнюю перспективу;

б) периодическое уточнение работ, указанных в п. 1.4а (технический и экономический мониторинг). Уточнение ставит своей целью:

мониторинг текущего состояния энергосистемы, анализ функционирования и тенденции развития энергосистем;

своевременное выявление «узких мест» в развитии электроэнергетики страны;

возможность корректировки первоочередных технических решений, направленных в первую очередь на ликвидацию «узких мест»;

выявление причин отклонений от принятых ранее решений;

уточнение предложений по сооружению отдельных объектов;

изучение экономических показателей и при необходимости разработку соответствующих предложений;

в) разработку схем развития региональных энергосистем на перспективу 5–10 лет;

г) разработку энергетических и электросетевых разделов в работах по:

теплоснабжению городов, районов и промышленных предприятий;

комплексному использованию рек, размещению ГЭС и ГАЭС;

определению площадок крупных конденсационных электростанций;

составлению энергетических разделов в составе проектов электростанций и крупных электросетевых объектов, а также

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

в других внестадийных работах по отдельным вопросам развития энергетики;

разработке схем выдачи мощности электростанций;

д) разработку схем развития электрических сетей в отдельных энергорайонах и сельской местности, крупных городах, схем внешнего электроснабжения промышленных предприятий, перекачивающих станций нефте-, газо- и продуктопроводов, каналов, мелиоративных систем, электрифицируемых участков железных дорог, а также энергетических разделов схем районных планировок и генпланов городов.

В период реформирования до окончательной реорганизации АО-энерго отчетные данные и прогноз развития на перспективу рекомендуется приводить в формате: АО-энерго, ОЭС и ЕЭС.

При разработке требований к объему и содержанию всех видов работ по проектированию энергосистем рекомендуется дифференцировать требования к составу представляемых материалов, относящихся к отдельным этапам рассматриваемой перспективы, избегая излишней детализации рекомендаций по вопросам, которые выходят за пределы проектного уровня и будут рассматриваться в последующих работах на основании уточненных данных.

На всех стадиях проектирования развития энергосистем с соответствующей степенью конкретизации рекомендуется учитывать следующие вопросы:

организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания (сервисные службы и др.);

оснащения средствами диспетчерского и технологического управления;

обеспечения устойчивости параллельной работы энергосистем;

использования средств релейной защиты и противоаварийной автоматики;

оснащения автоматическими системами управления;

оснащения АСКУЭ.

1.5. Основой для проектирования развития энергосистем, как правило, являются:

отчетные показатели работы энергосистем и отдельных предприятий;

данные о строящихся электростанциях и электрических сетях;

проекты намечаемых к сооружению электростанций и электрических сетей;

планы развития энергосистем на ближайшие годы;

материалы, характеризующие перспективы развития электроэнергетики страны и региона (например, энергетическая стратегия России на долгосрочный период, стратегия развития электроэнергетики России на долгосрочный период, программа обновления объектов электроэнергетики на перспективный период, Федеральная целевая программа «Энергоэффективная экономика» и др.);

региональные энергетические программы;

проектные и научно-исследовательские работы по вопросам развития электроэнергетики (в соответствии с п. 1.4) и материалами по их утверждению;

технико-экономические доклады, внестадийные и научно-исследовательские работы, характеризующие технический прогресс производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии, технико-экономические показатели электроустановок и электропередач различного типа, а также возможности и условия сооружения различного типа электростанций;

отчетные данные и информация по перспективам функционирования и развития, предоставляемая субъектами рынка.

1.6. Ряд исходных показателей, характеризующих будущие условия развития энергосистем, не являются полностью определенными и по мере получения новых результатов опытно-конструкторских, научно-исследовательских и проектно-изыскательских работ, а также по мере поступления отчетных данных о ходе реализации намеченных планов, в том числе и от субъектов рынка, непрерывно уточняются.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

1.7. Проектирование энергосистем должно быть ориентировано на реализацию технических и экономических преимуществ совместной работы субъектов рынка в составе ЕЭС и ОЭС России.

1.8. Обоснование решений (рекомендаций) при проектировании энергосистем осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов развития энергосистемы в целом и отдельных ее частей (элементов) путем оценки их сравнительной эффективности по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат.

Сопоставляемые варианты развития энергосистем (сооружения объектов и др.) должны удовлетворять условиям технической, экономической и социальной сопоставимости, то есть обеспечивать:

а) выполнение решаемой задачи с учетом требований нормативных документов и руководящих указаний по вопросам проектирования энергетических объектов;

б) одинаковый производственный эффект (включая неэнергетическую продукцию, если рассматриваются комплексные объекты) по всем годам рассматриваемого периода;

в) выполнение требований по охране окружающей среды и социальным условиям;

г) нормативные требования к надежности электроснабжения. При этом если уровень надежности по вариантам различен, но не ниже нормативного, выравнивание вариантов по надежности не обязательно.

1.9. Для обоснования эффективности вариантов развития энергосистем и сооружения объектов электроэнергетики используются критерии:

эффективность с позиции интересов национального хозяйства страны в целом;

коммерческая (финансовая) эффективность, учитывающая финансовые последствия реализации проекта для его непосредственных участников.

Для электросетевых объектов монопольного регулируемого сектора энергетики оценивается только общественная эффективность.

Для объектов конкурентного сектора энергетики, финансируемых коммерческими организациями, оцениваются оба вида эффективности.

Выбранный вариант должен удовлетворять условию, при котором экономическое преимущество его устойчиво сохраняется при изменении исходных показателей в пределах вероятного диапазона их значений.

Решения по сравниваемым вариантам принимаются с использованием методов, учитывающих риск и возможную неопределенность исходной информации. Это предполагает, что такие показатели, как цены (тарифы), перспективные нагрузки потребителей, экономические нормативы (рентабельность) не могут быть определены однозначно. Поэтому основой для принятия решения о целесообразности инвестиций в ряде случаев должно служить не формально подсчитанное значение критерия эффективности, а совокупность его ожидаемых значений, ограниченная возможными изменениями исходных показателей и экономических нормативов. Особенно важна проверка устойчивости результата при варьировании исходной информации для масштабных задач, требующих значительных затрат и продолжительного времени реализации.

1.10. Непосредственный учет надежности в технико-экономических расчетах рекомендуется в случаях:

а) сопоставления различных мероприятий, предусматриваемых для обеспечения требуемого потребителем уровня надежности;

б) выбора структуры противоаварийного управления (учет ущерба у потребителей);

в) обоснования экономической целесообразности повышения надежности (степень резервирования) сверх нормативных требований.

1.11. Все экономические показатели сравниваемых вариантов определяются в ценах одного временного уровня по источникам равной достоверности. Стоимостные показатели формируются в соответствии с реально сложившимися отчетными и прогнозируе-

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

мыми на перспективу ценами на топливо и электроэнергию, электрооборудование, материалы, оплату труда и др.

При сопоставлении вариантных решений отдельных объектов, сооружаемых в течение 2–3 лет, стоимостные показатели могут приниматься в неизменных ценах базового или очередного года.

Потери электроэнергии при сравнении вариантов учитываются в объеме изменения потерь по энергосистеме (участку сети) в целом. В случаях комплексного сравнения вариантов развития электростанций и сетей, обеспечивающих равный отпуск электроэнергии потребителям, потери электроэнергии учитываются при определении мощности электростанций и выработки электроэнергии по вариантам. Затраты на компенсацию потерь учитываются по перспективным маржинальным тарифам.

1.12. При проектировании развития энергосистем используются следующие термины, связанные с инвестициями в энергетические объекты:

новое строительство — строительство объектов в целях создания новых производственных мощностей, осуществляемое на новых площадках;

расширение — строительство дополнительных объектов на территории действующих объектов или примыкающих к ним площадкам, в целях создания дополнительных мощностей;

реконструкция — переоборудование действующего объекта в целях повышения технического уровня, улучшения экономических показателей и охраны окружающей среды;

техническое перевооружение — комплекс работ на действующих объектах по повышению их технико-экономического уровня, состоящий в замене морально и физически устаревшего оборудования.

1.13. Принятые сокращения представлены в приложении 1 к настоящим Методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем.

РАЗДЕЛ 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

2.1. Расчет потребности в электрической и тепловой энергии и мощности выполняется для определения объема вводов и структуры генерирующих мощностей, выявления степени сбалансированности региональных энергосистем по мощности и энергии, выбора схемы и параметров электрических сетей, обеспечивающих выдачу мощности энергоисточников и режимы их работы.

2.2. Рекомендуется при проектировании энергосистем общий прогноз спроса на электроэнергию и тепло основывать на прогнозе этих показателей по субъектам Российской Федерации. Прогнозный спрос электро- и теплоэнергии от объектов региональных энергосистем осуществляется с вычленением из общего прогноза спроса крупных потребителей электрической энергии — субъектов оптового рынка, а также потребителей, использующих энергию изолированных электрических и тепловых источников.

2.3. По электроэнергии отдельно прогнозируется спрос на полезную (т.е. полученную потребителями) энергию и дополнительно определяется потребность в электроэнергии на собственные нужды электростанций, а также на транспорт электроэнергии (потери электроэнергии) по Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) и распределительным сетям региональных энергосистем. По тепловой энергии прогнозируются полезная потребность и потери энергии в тепловых сетях как региональных энергосистем, так и муниципальных.

2.4. Рекомендуется потребителей электроэнергии подразделять на следующие структурные группы: промышленность с выделением 3–5 отраслей, сосредотачивающих у себя 70–80 % всего потребления электроэнергии в промышленности, строительство, сельскохозяйственное производство, транспорт, сфера обслуживания, жилой сектор (бытовое потребление).

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

2.5. Прогноз спроса на тепловую энергию выполняется с разбивкой на потребность промышленности, непроизводственной сферы с выделением жилищного сектора и потребность прочих секторов хозяйства. При этом необходимо выделять потребность в тепле, покрываемую от объектов региональных энергосистем, с учетом возможного изменения охвата городских территорий системами централизованного теплоснабжения. Для этого необходимо изучить будущую конкурентоспособность этих установок по сравнению с другими источниками тепла.

2.6. При формировании общего уровня спроса на электроэнергию учитываются возможность и эффективность осуществления в перспективе энергосберегающих мероприятий, а также эффективность внедрения электротехнологий. В этих целях необходимо учесть материалы программ энергосбережения, материалы руководящих органов субъектов Российской Федерации, данные местных органов энергонадзора, агентств и фондов энергосбережения, а также использовать материалы обследования потребителей. Очевидно, что с ростом тарифов на энергию эффективность и масштабы энергосбережения будут возрастать, а эффективность и масштабы электрификации относительно снижаться.

2.7. Для формирования платежеспособного спроса, обеспечивающего полное покрытие затрат на поставку потребителям электроэнергии и тепла и прибыль, анализируется платежеспособность отдельных групп потребителей, исследуется эластичность платежеспособного спроса от динамики тарифов, обосновываются пределы роста тарифов и экономические последствия этого роста.

2.8. Прогноз спроса на электроэнергию и тепло следует осуществлять с помощью расчета потребности в энергии, основанного на анализе укрупненных удельных показателей (УУП) потребления электроэнергии и тепла в сочетании с анализом влияния основных факторов, определяющих динамику показателей УУП и формирующих спрос. Если региональные энергосистемы не могут получить

необходимые исходные данные для использования метода на базе УУП, то в качестве верификационного может быть использован эконометрический метод.

2.9. Рекомендуется следующий алгоритм использования метода на основе УУП:

2.9.1. Собираются и анализируются отчетные и прогнозные данные по развитию экономики субъекта Российской Федерации и ее секторов в соответствии с перечнем, приведенным в п. 2.3. К этим данным относятся: региональный внутренний продукт (РВП), товарная продукция промышленности и ее основных отраслей, товарная продукция сельского хозяйства, показатели грузооборота транспорта или величина его работы как часть РВП, показатели развития сферы услуг в виде площадей общественных зданий или стоимости услуг как части ВВП, численность населения и его жилая обеспеченность. Динамика всех ценовых показателей должна выступать в неизменных ценах (базовых или текущих). В целях дальнейшего анализа целесообразно набрать отчетный и перспективный материал, характеризующий выпуск основных видов продукции в натуральном выражении, а также данные о росте обеспеченности населения основными видами бытовой техники. Для прогноза потребности в тепловой энергии перечень данных сужается в соответствии с требованиями п. 2.3.

Отчетные данные, как правило, запрашиваются в территориальных органах Госкомстата России, прогнозные данные — в экономических отделах территориальных органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, в Минэкономразвития России, отраслевых проектных и научных организациях, а также необходимую информацию может дополнить обследование (анкетирование) крупных потребителей энергии в субъектах Российской Федерации.

2.9.2. Собираются и анализируются данные по отчетному потреблению электрической и тепловой энергии в соответствии со структурой, приведенной в п. 2.3. Эти данные, как правило, получают в территориальных органах Госкомстата России.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

2.9.3. Показатели потребления электрической и тепловой энергии за отчетный год в целом по региону, по секторам экономики и отраслям промышленности делятся на соответствующие экономические показатели. Потребление в бытовом секторе — на душу населения. В результате за этот год получаются показатели электроемкости РВП, секторов экономики и отраслей промышленности. Аналогично, но по сокращенному кругу экономических показателей получают показатели теплоемкости. Показатели электро- и теплоемкости представляют собой УУП.

2.9.4. Отчетные показатели УУП пролонгируются на все годы перспективного периода. Далее эти стабильные показатели УУП умножаются на соответствующие погодовые прогнозные экономические показатели. В результате формируется условный базовый прогноз потребления электрической и тепловой энергии по субъектам Российской Федерации.

2.9.5. Для получения окончательного прогноза в базовый прогноз вносятся коррективы:

экспертно учитывается, как на УУП и потребление энергии влияют внутренние сдвиги в отраслях хозяйства и промышленности, например опережающий рост электростали в общем производстве стали, опережающее развитие «внутри» машиностроения неэнергоемкого, точного машиностроения, рост обеспеченности населения различной бытовой электротехникой и.т. д.;

оценивается понижающее влияние на технологическое потребление энергии уменьшения материалоемкости в отраслях материального производства;

учитываются возможность и эффективность осуществления в перспективе энергосберегающих мероприятий;

платежеспособность потребителей, реконструкция и демонтаж действующих предприятий и строительство новых, развитие новых направлений сферы услуг, миграция населения и др.

2.10. Использование эконометрических методов основано на количественном анализе корреляционной зависимости энергопо-

требления и показателей развития экономики по структуре, показанной в п. 2.3. Для этого используются выражения типа

$$П_{эt} = f(Э_t),$$

где $П_{эt}$ — потребление энергии в году t;

$Э_t$ — показатель развития экономики в году t.

2.11. Самостоятельным методом прогнозирования является определение перспективной потребности в электрической энергии и мощности исходя из прогнозных заявок сбытовых компаний, администраций субъектов федераций и крупных потребителей, выведенных на оптовый рынок электроэнергии и мощности.

2.12. При проектировании систем электроснабжения промышленных узлов, городов и сельских районов расчет потребности в электроэнергии рекомендуется основывать на конкретных данных о перспективе развития основных потребителей — технических условий на их присоединение, наличия проектной документации, состояния строительства и финансирования.

2.13. При разработке схем внешнего электроснабжения конкретных потребителей — электрифицированных участков железных дорог, компрессорных и насосных станций газопроводов и нефтепроводов, промышленных потребителей и др. — потребность в электроэнергии и мощности принимается по данным Заказчика и соответствующих проектных институтов с учетом принятых решений о сроках строительства, финансовых возможностях инвестора, наличия проектной документации и других факторов.

2.14. Для учета расхода электроэнергии на собственные нужды электростанций и транспорта электроэнергии по электрической сети рекомендуется использовать:

на уровне проектирования ЕЭС России — обобщенные коэффициенты, составляющие 7 % для собственных нужд и 9 % на передачу и распределение электроэнергии по электрическим сетям от общего уровня потребления электроэнергии;

на уровне проектирования объединенных и районных энергосистем — сложившиеся отчетные показатели с учетом намечаемо-

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

го ввода мощности и изменения структуры генерирующих мощностей, использования отдельных видов топлива, роста протяженности сети и др.;

при проектировании систем теплоснабжения следует учитывать нормативные потери в тепловых сетях региональных энергосистем и в муниципальных тепловых сетях.

2.15. Учитывая неоднозначность перспективы экономического развития России и ее регионов, появление новых и модернизацию существующих потребителей, а также неопределенность исходной информации, результаты расчетов электропотребления в схемах развития энергосистем рекомендуется представлять в виде нескольких различных уровней (сценариев). Этим сценариям может быть придана экспертная вероятностная оценка. В качестве основного (расчетного) сценария принимается наиболее вероятный. В соответствующих разделах схемы приводится оценка влияния достижения других уровней на основные рекомендации работы.

2.16. Основными показателями режима электропотребления энергосистемы являются графики нагрузки, используемые для решения следующих основных задач:

составление балансов мощности и определение необходимого развития генерирующих мощностей (получение мощности с оптового рынка);

определение оптимальной структуры электростанций, выявление их режимов работы и потребности в топливе;

выбор схем и параметров, а также анализ режимов работы основной сети энергосистемы и межсистемных связей;

разработка рекомендаций по регулированию режимов электропотребления.

2.17. При проектировании энергосистем используются: характерные суточные графики нагрузки рабочего и выходного дня для зимы и лета, годовые графики месячных максимумов, продолжительность использования максимальной нагрузки.

При определении перспективных графиков нагрузки энергосистем рекомендуется рассматривать проведение эффективных ме-

роприятий по их выравниванию (например, с помощью тарифов, дифференцированных во времени).

В качестве расчетного максимального графика нагрузки принимается график среднего рабочего дня наиболее загруженного периода года (как правило, за декаду зимних суток).

2.18. Максимальная нагрузка объединенных и региональных энергосистем определяется суммированием нагрузок отдельных подстанций (с учетом коэффициента участия в максимуме нагрузки) и потерь мощности в электрической сети. Указанная величина должна соответствовать максимуму годового графика нагрузки энергосистемы или отношению электропотребления к времени продолжительности использования максимальной нагрузки.

2.19. Расчет перспективных электрических нагрузок подстанций рекомендуется вести:

для концентрированных промышленных потребителей — с учетом данных соответствующих проектных институтов, а при их отсутствии — методом прямого счета или с использованием объектов-аналогов;

для распределенной нагрузки (коммунально-бытовая, сельскохозяйственная и др.) — на основе статистического подхода, а при наличии отдельных концентрированных потребителей — с учетом коэффициента одновременности.

2.20. Аналогичным образом должны определяться графики тепловой нагрузки ТЭЦ и котельных региональных энергосистем, с тем чтобы можно было рационализировать их режимы работы.

2.21. При невозможности получить данные, необходимые для построения графиков электрических и тепловых нагрузок, значения максимумов нагрузки определяются путем экспертного прогнозирования числа часов использования этих максимумов.

РАЗДЕЛ 3. РАЗВИТИЕ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ

3.1. При проектировании развития генерирующих мощностей энергосистем решаются следующие задачи:

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

определение суммарной потребности в генерирующей мощности с учетом возможности получения (или выдачи) мощности и электроэнергии с оптового рынка;

выбор оптимальной структуры вновь вводимой мощности и определение потребности в ней с учетом рекомендаций по расширению и реконструкции и техническому перевооружению действующих электростанций;

предварительный выбор местоположения, основных параметров (типа, единичной мощности и количества энергоблоков) и очередности строительства (расширения, реконструкции, технического перевооружения) электростанций;

определение перспективных режимов работы электростанций (суточные, сезонные и годовые режимы работы) с учетом маневренных характеристик оборудования;

определение потребности в топливе, рекомендации по видам топлива;

определение ориентировочного объема инвестиций и потребности в основном оборудовании.

3.2. При решении задач развития генерирующих мощностей, перечисленных в п. 3.1, рекомендуется обеспечивать:

полное покрытие прироста нагрузки и ожидаемого спроса на электроэнергию, а также создание в энергосистемах необходимых резервов мощности;

использование местных ресурсов топлива;

использование площадок действующих электростанций;

наиболее экономичное развитие и использование электростанций, исходя из условий функционирования и развития рынка энергоресурсов, режимов работы электростанций при соблюдении допустимого диапазона регулирования мощности, рациональных масштабов развития теплофикации;

соблюдение норм и правил охраны окружающей среды при строительстве новых и расширении действующих электростанций;

экономически обоснованные предложения по объемам и очередности технического перевооружения действующих электростанций.

3.3. Определение развития генерирующих мощностей производится в два этапа.

На первом этапе в составе энергетической стратегии России и стратегии развития электроэнергетики формируется оптимальная структура генерирующих мощностей с учетом развития топливно-энергетического комплекса, максимального использования гидроресурсов, возможных масштабов сооружения АЭС и других факторов. На этом этапе выполняется подготовка прогнозных тарифов (замыкающих цен) на поставки электроэнергии по отдельным (тарифным) зонам общероссийского оптового рынка электроэнергии.

На втором этапе для каждой ОЭС выполняется обоснование состава, размещения, основных параметров и очередности сооружения электростанций с учетом технического состояния действующих энергоисточников и заявок от генерирующих компаний и независимых производителей по техническому перевооружению существующих электростанций и вводу новых мощностей.

3.4. Местоположение и возможная мощность тепловых электростанций (включая АЭС), направления технического перевооружения действующих электростанций определяются с учетом возможности размещения (земля, вода), транспорта топлива, наличия коридоров для электрических (тепловых) сетей, соблюдения норм и требований охраны окружающей среды, радиационной и экологической безопасности.

Предельная мощность КЭС (ПГУ, АЭС) должна выбираться исходя из минимума затрат на сооружение электростанций с учетом выдачи и распределения мощности, обеспечения экологических требований. Расчет указанных затрат по вариантам сооружения электростанций должен осуществляться с учетом развития энергосистем, продолжительности строительства, ввода и освоения мощности электростанций.

3.5. Выбор типов и единичной мощности агрегатов сооружаемых и расширяемых тепловых электростанций рекомендуется осуществлять с учетом влияния повышения единичной мощности

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

энергоблоков на уровень резерва мощности энергосистем и пропускную способность электрических сетей, организации эксплуатации и ремонтов, автоматизированного управления режимами работы энергоблоков и электростанций в целом.

3.6. Обоснование целесообразности сооружения ТЭЦ, выбор типа и единичной мощности агрегатов рекомендуется осуществлять специализированным проектным организациям с учетом уровня и концентрации тепловых нагрузок, динамики их роста, объемов и режимов выработки электроэнергии в теплофикационном и конденсационном режимах, эффективности выработки электроэнергии в конденсационном режиме по сравнению с поставками электроэнергии с оптового рынка.

3.7. При обосновании целесообразности сооружения ГЭС (ГАЭС) основные энергетические показатели (установленная мощность, годовая выработка электроэнергии, вид регулирования и др.) рекомендуется принимать по данным специализированных проектных организаций.

3.8. Обоснование эффективности сооружения ГЭС (ГАЭС) осуществляется путем их сопоставления с замещаемыми объектами, в качестве которых могут приниматься базисные КЭС с учетом вытеснения ими в переменную часть графика нагрузки менее экономичных электростанций либо энергетические установки, оптимальный режим использования которых близок к режиму гидроэнергетической установки, например ГТУ.

3.9. При обосновании эффективности сооружения генерирующих источников ОЭС и региональных энергосистем путем сравнения их с мероприятиями по поставкам мощности и электроэнергии с оптового рынка рекомендуется использовать отраслевой вариант методики «Практические рекомендации по оценке экономической эффективности объектов электроэнергетики и разработка бизнес-планов» (Москва, 1999 г.), утвержденной РАО «ЕЭС России», а также методические рекомендации по оценке инвестиционных объектов.

3.10. При выполнении оценки стоимости сооружения энергетических объектов рекомендуется пользоваться укрупненными по-

казателями стоимости сооружения электрических станций и электрических сетей, утвержденными РАО «ЕЭС России» в 2002 г., а также данными стратегии развития электроэнергетики России на долгосрочный период.

В случае отсутствия предлагаемого к сооружению оборудования в укрупненных показателях стоимости оценку стоимости сооружения объектов рекомендуется проводить экспертно на базе имеющихся объектов-аналогов.

Расчеты по обоснованию экономической и коммерческой эффективности объектов электроэнергетики целесообразно выполнять в прогнозных ценах.

Воздействие электроэнергетики на окружающую среду

3.11. Оценка ожидаемого воздействия электроэнергетики на окружающую среду при разработке перспектив ее развития производится для замыкающих лет этапов развития отрасли (опорных лет) с использованием методик регионального уровня и укрупненных нормативов удельных значений экологических параметров на единицу продукции: нормативов удельных выбросов нормируемых загрязняющих веществ в атмосферу для вновь вводимых котельных установок, укрупненных норм водопотребления и водоотведения и т.д.

Ожидаемые объемы выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов в атмосферу не должны превышать предельных значений, соответствующих как внутригосударственным нормативным природоохранным требованиям, так и требованиям международных конвенций, участницей которых является Россия.

3.12. Ожидаемые дополнительные площади отвода земель под новые объекты электроэнергетики следует оценивать по нормативам их удельной землеемкости, за исключением гидроэлектростанций, площади отвода земель под которые в силу индивидуальности ГЭС оцениваются по проектным документам или определяются по объектам-аналогам.

3.13. Капиталовложения в охрану окружающей среды на вновь вводимое энергетическое оборудование в рамках действующих при-

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

родоохранных нормативов предусматриваются в сметах проектов электростанций и учитываются вместе с необходимыми объемами капиталовложений в строительство электростанций.

Дополнительные капиталовложения в охрану окружающей среды могут иметь место при размещении новых объектов в регионах, где не допускается увеличение объемов выбросов тех загрязняющих веществ, по которым в регионе превышена ПДК.

РАЗДЕЛ 4. БАЛАНСЫ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

4.1. Перспективные балансы мощности и электроэнергии разрабатываются исходя из условия реализации преимуществ совместной работы региональных энергосистем в ОЭС и ЕЭС России с учетом оптимальной загрузки наиболее экономичных электростанций.

4.2. 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.

4.3. Составление балансов мощности ОЭС производится для часа собственного максимума нагрузки ОЭС и часа совмещенного максимума нагрузки с ЕЭС России, а балансов региональных энергосистем — для часа прохождения собственного годового максимума нагрузки энергосистемы и часа совмещенного максимума нагрузки с ОЭС, в которую входит данная энергосистема. Для определения потребности в мощности балансы энергосистем и энергообъединений составляются в условиях расчетного маловодного года.

4.4. 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. Экспорт (импорт) принимается на основании заключенных контрактов, а в отдельных случаях — на основании предварительных проработок.

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.

Величина оперативного резерва должна обеспечить нормированную надежность покрытия нагрузки, характеризующуюся обобщенным показателем — вероятностью бездефицитной работы энергосистем (индексом надежности).

4.4.1. Для ОЭС, входящих в состав ЕЭС России, необходимо использовать возможность сокращения оперативного резерва, при этом необходимый оперативный резерв в ОЭС определяется как часть резерва ЕЭС. Целесообразность сокращения резерва в каждой ОЭС определяется технико-экономическими расчетами по ЕЭС в целом и зависит от положения ОЭС (в схеме ЕЭС) и стоимости усиления межсистемных связей, необходимых для надежной работы с сокращенным резервом.

4.4.2. На предварительной стадии разработки перспективных балансов мощности ЕЭС и ОЭС рекомендуется принимать значения

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ. 2010

необходимого резерва мощности процентом от максимума нагрузки соответствующего объединения. Рекомендуемые значения:

Европейская секция ЕЭС — 17 %;

ОЭС Сибири — 12 %;

ОЭС Востока — 22 %.

Суммарный резерв европейской секции ЕЭС распределяется между ОЭС, входящими в эту секцию, в следующей пропорции:

ОЭС Северо-Запада — 0,15;

ОЭС Центра — 0,32;

ОЭС Северного Кавказа — 0,10;

ОЭС Средней Волги — 0,11;

ОЭС Урала — 0,32.

4.4.3. Надежность энергосистем, работающих в составе ОЭС, обеспечивается всем расчетным резервом объединения при условии, что пропускная способность основной электрической сети позволяет осуществлять передачу резервной мощности в необходимых размерах. В противном случае может потребоваться увеличение резерва мощности в той или иной энергосистеме.

Распределение резерва мощности ОЭС по региональным энергосистемам определяется при проектировании ОЭС и зависит от структуры электростанций и режимов их работы.

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы на перспективу учитывает планируемый ввод мощности, намечаемый демонтаж устаревшего оборудования и консервацию.

Располагаемая (максимально доступная) мощность электростанций энергосистемы учитывает различного рода отклонения от установленных мощностей (далее — ограничения). Ограничения установленной мощности связаны с техническим состоянием оборудования, снижением или отсутствием тепловых нагрузок теплофикационных агрегатов, недостаточной производительностью

охлаждающих систем, использованием непроектного топлива на электростанциях, незавершенностью строительных мероприятий по нижнему бьефу отдельных ГЭС и др. Кроме того, часть мощности вводится после прохождения максимума нагрузки и не участвует в его покрытии.

При определении перспективной потребности в установленной мощности учитывается сокращение ограничений мощности на действующем оборудовании за счет проведения планируемых мероприятий по их снижению.

Используемая в балансе мощность принимается равной располагаемой, сниженной на величину недоиспользования мощности, включая недоиспользование мощности ГЭС в зимний максимум нагрузки в условиях маловодного года при полном использовании их суточной энергии и запертую мощность, связанную с системными ограничениями из-за недостаточной пропускной способности электрических сетей.

4.6. 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. Так, с помощью балансовых перетоков может обеспечиваться перераспределение общего резерва мощности ЕЭС между ОЭС для обеспечения в них расчетного резерва.

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

4.8. Для выполнения расчетов экономически обоснованных режимов работы электростанций или планирования поставок мощности на оптовый рынок электроэнергии определяется участвующая в расчетах рабочая мощность электростанций, которая может быть использована для покрытия нагрузки или частично выведена в резерв в зависимости от экономических показателей.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

Участвующая в покрытии графика нагрузки рабочая мощность является частью располагаемой мощности, за исключением ремонтного резерва, средней величины резерва для компенсации аварийного снижения мощности, вращающегося резерва, входящего в состав оперативного, и стратегического резерва. Вращающийся резерв размещается на конкретных станциях, предназначенных для его несения. Стратегический резерв размещается на электростанциях, замыкающих баланс энергообъединения, и используется в расчетах при рассмотрении сценариев увеличенного спроса на мощность.

Расчеты режимов работы электростанций выполняются путем покрытия графика нагрузки зимних рабочих суток для периода прохождения максимума нагрузки энергосистемы или энергообъединения. Необходимость рассмотрения других характерных суток (зимних выходных дней, рабочих и выходных дней лета и периодов паводка) определяется в каждом конкретном случае в зависимости от целей расчетов, состава электростанций и структуры электропотребления энергосистемы.

4.9. При выполнении расчетов режимов работы электрических сетей участие электростанций в покрытии нагрузки принимается в соответствии с экономически обоснованными режимами их работы.

4.10. Баланс электроэнергии энергосистем, ОЭС и ЕЭС РФ составляется в целях:

проверки возможности выработки требуемого количества электроэнергии в течение года электростанциями, учтенными в балансе мощности;

определения перетоков электроэнергии между энергосистемами;

определения потребности энергосистемы в топливе.

Расходная часть баланса электроэнергии складывается из электропотребления энергосистемы, экспорта, планируемой передачи электроэнергии в другие энергосистемы и расхода электроэнергии на заряд ГАЭС.

Приходная часть баланса электроэнергии включает выработку электроэнергии электростанциями энергосистемы, импорт и планируемое получение из других энергосистем.

Выработка ГЭС учитывается в балансе по среднемноголетней величине. В объединениях с большим удельным весом ГЭС и изолированных энергосистемах производится проверка балансов электроэнергии для условий расчетного маловодного года.

Годовое число часов использования участвующей в покрытии максимума нагрузки энергосистем мощности АЭС принимается в размере 6500–7000 ч.

При определении режимов работы ТЭЦ учитывается уровень тепловых нагрузок. По предварительным оценкам годовое число часов использования загруженного по тепловому графику оборудования ТЭЦ в европейской части страны рекомендуется принимать в диапазоне 4000–4500 ч, азиатской части — 4500–5000 ч.

Оптимальные числа часов использования располагаемой мощности КЭС на угле в диапазоне 4500–6000(6500) ч (большее значение для ОЭС Сибири).

Числа часов использования КЭС-ПГУ могут изменяться в широком диапазоне от 4500 до 6500 ч, их определение должно базироваться на основе специального анализа суточных и годовых режимов работы на перспективу.

Баланс энергии в энергосистемах ОЭС Северо-Запада, ОЭС Центра, ОЭС Северного Кавказа, ОЭС Средней Волги и ОЭС Урала замыкают КЭС, работающие на газомазутном топливе, годовое число часов использования мощности которых должно приниматься в соответствии с реальной загрузкой их в суточном и годовом разрезе, но не менее 2500–4000 ч.

Баланс электроэнергии считается удовлетворительным, если использование располагаемой мощности тепловых электростанций, как правило, не превышает 6500 ч в год.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

РАЗДЕЛ 5. РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

5.1. Основными критериями при проектировании Единой национальной электрической сети являются:

обеспечение всем субъектам оптового рынка условий для беспрепятственной поставки на рынок своей продукции на конкурентной основе при наличии спроса на нее;

обеспечение всем субъектам рынка возможности получения продукции с рынка в необходимом объеме с требуемой надежностью и нормативными стандартами качества при оплате ее по цене оптового рынка;

минимизация в сетевой инфраструктуре рынка технических ограничений в экономически обоснованных пределах, приводящих к снижению против возможных, предлагаемых продавцами (покупателями) объемов покупки (продажи) электроэнергии или вынужденной коррекции рыночной цены электроэнергии из-за ограничений на свободу предложений;

снижение затрат на производство, транспорт и распределение электроэнергии за счет ввода электросетевых объектов.

5.2. Электрическая сеть ЕЭС и ОЭС России в соответствии с выполняемыми функциями подразделяется на основную и распределительную. К основной электрической сети относится ЕНЭС, которая формирует Единую энергосистему страны, объединяя на параллельную работу основные электростанции и узлы нагрузки и обеспечивая параллельную работу ЕЭС России с энергосистемами других стран, включая экспорт и импорт электрической энергии.

К ЕНЭС в соответствии с критериями, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21.12.01 № 881[1], относятся:

1) линии электропередачи (воздушные и кабельные), проектный номинальный класс напряжения которых составляет 330 кВ и выше;

[1] В настоящее время действует постановление Правительства Российской Федерации от 26.01.06 № 41.

2) линии электропередачи, проектный номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ:

обеспечивающие выдачу в сеть энергетической мощности электрических станций субъектов федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности) — поставщиков электрической энергии (мощности) на указанный рынок;

обеспечивающие соединение и параллельную работу энергетических систем различных субъектов Российской Федерации;

обеспечивающие выдачу энергетической мощности в узлы электрической нагрузки с присоединенной трансформаторной мощностью не менее 125 МВА;

непосредственно обеспечивающие соединение перечисленных линий электропередачи;

3) линий электропередачи, пересекающие государственную границу Российской Федерации;

4) трансформаторные и иные подстанции, соединенные с линиями электропередачи, перечисленными в подп. 1–3, а также технологическое оборудование, расположенное на них, за исключением распределительных устройств электрических станций — субъектов федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности), входящих в имущественный комплекс указанных станций;

5) комплекс оборудования и производственно-технологических объектов, предназначенных для технического обслуживания и эксплуатации указанных объектов электросетевого хозяйства;

6) системы и средства управления указанными объектами электросетевого хозяйства.

5.3. 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,

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

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.

5.4. Проектирование развития электрических сетей выполняется для ЕНЭС России и распределительной сети энергосистем.

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 перетоков 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 с учетом критерия N-1;

развитие основной электрической сети должно соответствовать требованиям охраны окружающей среды.

Проектирование развития ЕНЭС России выполняется в схеме развития ЕЭС и ОЭС России и схеме развития ЕНЭС и включает обоснование технико-экономических решений по:

развитию основной сети ЕЭС России и отдельных ОЭС для обеспечения системообразующих функций, реализации межсистемных эффектов и надежности передачи электроэнергии;

надежной выдаче мощности крупных электростанций;

надежности питания крупных нагрузочных узлов;

обоснованию экономической эффективности сооружения отдельных электросетевых объектов (подстанций и линий электропередачи).

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.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

5.5. Проектирование развития ЕНЭС России преимущественно осуществляется проектными институтами, ведущими проектирование ОЭС и ЕЭС России.

Проектирование развития распределительной сети осуществляется, как правило, по заданию:

региональной сетевой компании;

отдельных покупателей (перепродавцов) электроэнергии оптового рынка;

физических, юридических лиц и других абонентов;

генерального проектировщика (технологического института) отдельных видов работ.

5.6. 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.

5.7. 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.

Выбор сечения проводов линий электропередачи, конструкции фазы, мощности и числа трансформаторов ПС следует выполнять в соответствии с нормами технологического проектирования линий электропередачи и понижающих подстанций.

5.8. Напряжения электрических сетей переменного тока выбираются в соответствии со шкалой номинальных напряжений, принятых в большинстве региональных энергосистем России: 35–110–220–500–1150 кВ. В ОЭС Северо-Запада и частично в ОЭС Центра и Северного Кавказа используется шкала 35–110–330–750 кВ. В ОЭС Северного Кавказа высшим напряжением является напряжение 500 кВ.

В ОЭС Центра сети 330 и 750 кВ, а в ОЭС Северного Кавказа сети 330 кВ развиваются, как правило, в пределах районов их существующего распространения.

На современном этапе развития ЕЭС России системообразующие функции выполняют сети 500 кВ и выше, а в ряде энергосистем — 330 и 220 кВ.

Сочетания напряжений, входящих в разные шкалы, например 220–330 кВ, 330–500 кВ, 500–750 кВ, как правило, не должны применяться, кроме районов стыкования сетей, использующих разные шкалы номинальных напряжений. Количество подстанций, на которых намечено осуществить связь сетей с разными шкалами напряжений, должно быть минимальным.

Применение напряжения 150 кВ ограничивается в пределах Кольской энергосистемы.

Выбор напряжения передач постоянного тока выполняется при их проектировании.

5.9. 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.

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

ЕНЭС — расчетный срок — 10 лет;

распределительная сеть — расчетный срок — 5 лет;

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

сеть внешнего электроснабжения промышленных предприятий, электрифицируемых участков железных дорог, перекачивающих станций магистральных нефтепроводов, газопроводов и продуктопроводов, выдачи мощности электростанций и т.п. — сроки ввода в работу (освоения мощности) объекта, с которым связано сооружение проектируемой сети.

При рассмотрении вариантов развития электрической сети, в одном из которых обосновывается целесообразность введения более высокого класса напряжений, рекомендуется рассматривать период, соответствующий полному использованию варианта с более высоким классом напряжения.

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

5.11.1. Электростанции:

напряжения распределительных устройств, число отходящих ВЛ и их направление;

распределение генераторов между отдельными РУ, мощность трансформаторов связи;

расчетные параметры токов К.З.;

требования к секционированию РУ по условиям работы сети, противоаварийной автоматики и релейной защиты.

5.11.2. 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;

расчетные значения параметров токов К.З.

5.11.3. Линии электропередачи:

направления, подходы и присоединения к подстанции;

напряжение;

сечение проводов, конструкция фазы;

средства компенсации зарядной мощности, присоединение к сети шунтирующих реакторов.

Уточнение указанных выше и определение других параметров, требуемых соответствующими нормами технологического проектирования, производится при выполнении конкретных проектов этих объектов.

5.12. Рекомендации и принятые решения по построению электрической сети должны соответствовать требованиям охраны окружающей среды. Указанные требования в основном сводятся к уменьшению:

земельных угодий, подлежащих изъятию для нового электросетевого строительства;

общей площади охранных зон ВЛ, в которых ограничиваются хозяйственная деятельность и пребывание людей.

Выбор схем и параметров основных электрических сетей

5.13. 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;

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

сооружение подстанций закрытого типа, прокладка кабельных линий взамен воздушных;

использование двухцепных (многоцепных) ВЛ.

5.14. Выбор схемы и параметров основных электрических сетей энергосистем производится:

по планируемым потокам мощности, которые характеризуются средними условиями нахождения основного оборудования электростанций в плановом и аварийном ремонтах;

по расчетным максимальным потокам мощности, которые характеризуются неблагоприятными сочетаниями нахождения в плановом и послеаварийном ремонтах основного оборудования электростанции.

5.15. Планируемые потоки мощности между ОЭС обусловлены:

совмещением максимумов нагрузок рассматриваемых частей энергосистем;

экономической эффективностью передачи электроэнергии взамен транспорта топлива из одной части энергосистемы в другую или целесообразностью использования энергии и мощности крупных ГЭС, расположенных в одной ОЭС, в переменной части графика нагрузки другой ОЭС;

несоответствием ввода мощности крупных энергоблоков на электростанциях росту максимума нагрузки ОЭС.

Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России с электропередачами большой пропускной способности на дальние расстояния и предотвращения возможного развития аварий при их отключении приняты максимально допустимые значения относительных дефицитов мощности при нормальной схеме и в нормальных режимах работы, которые зависят от мощности нагрузки в приемных частях ЕНЭС.

В соответствии с требованиями по предотвращению каскадного развития аварий принято, что относительный дефицит мощности в приемных ОЭС не должен превышать 5–10 % их максимальной нагрузки.

5.16. Для каждого предлагаемого к сооружению электросетевого объекта выполняется обоснование технико-экономической эффективности.

Процесс технико-экономического обоснования электросетевых объектов характеризуется следующими основными этапами:

определение технической необходимости сооружения;

выбор технических решений;

оценка экономической эффективности отобранных решений.

5.17. Пропускная способность системообразующих связей ЕЭС России в сечениях между ОЭС определяется по расчетным максимальным перетокам мощности, которые обусловлены планируемыми перетоками мощности между ОЭС и перетоками взаиморезервирования.

Перетоки взаиморезервирования обусловлены сокращением расчетного оперативного резерва энергосистем при их совместной работе в ЕЭС России.

Пропускная способность межсистемных связей ЕЭС в сечениях между ОЭС не должна быть меньше величины, принимаемой процентом от максимума нагрузки меньшей из рассматриваемых частей ЕЭС России согласно таблице.

Максимум нагрузки меньшей из частей ЕЭС России, ГВт	10 и менее	15	20	25	30	35	40	45	50	60	70	80	90	100
Пропускная способность, %	18,0	13,5	11,0	9,5	8,3	7,5	6,8	6,3	5,8	5,1	4,6	4,2	3,9	3,7

5.18. Необходимая пропускная способность в сечениях основной электрической сети ОЭС определяется таким образом, чтобы обеспечивать:

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

покрытие максимума нагрузки в дефицитных частях ОЭС при нормальной схеме сети в утяжеленном режиме (после аварийного отключения наиболее крупного генерирующего блока в рассматриваемой части ОЭС при средних условиях нахождения остального генерирующего оборудования в плановых и послеаварийных ремонтах) при использовании имеющегося в рассматриваемой части ОЭС собственного резерва мощности;

покрытие максимума нагрузки после аварийного отключения любого ее элемента: линии (одной цепи двухцепной линии), трансформатора и т.д. в нормальной схеме сети (критерий N-1).

5.19. Необходимые коэффициенты запаса статической устойчивости в послеаварийных режимах и условия применения противоаварийной автоматики для обеспечения успешности переходных процессов должны соответствовать требованиям по устойчивости энергосистем.

В нормальной схеме и при нормальном перетоке устойчивость в сети 500 кВ и ниже должна обеспечиваться без применения ПА при возмущениях группы I. К этой группе относится отключение сетевого элемента основными защитами при однофазном К.З. с успешным АПВ (для сетей 330 кВ и выше — ОАПВ, 110–220 кВ — ТАПВ), а также с неуспешным АПВ.

При отключении элемента сети 750 кВ и выше, в том числе в результате неуспешного ОАПВ после однофазного К.З., устойчивость может обеспечиваться с применением ПА, но без воздействия на разгрузку АЭС и при объеме нагрузки, отключаемой САОН, не более 30 % передаваемой по сечению мощности и не более 5–7 % нагрузки приемной энергосистемы (большее число относится к энергосистеме, меньшее — к энергообъединению).

Для пусковых схем объектов допускается применение ПА для предотвращения нарушения устойчивости при возмущениях группы I, а также при отключении элемента сети 750 кВ и выше, в том числе в результате неуспешного ОАПВ после однофазного К.З., но без воздействия на разгрузку АЭС.

5.20. Планируемый переток мощности в час максимума нагрузки характеризуется оптимальной загрузкой электростанций при средних условиях нахождения их основного оборудования в плановых и послеаварийных ремонтах.

По планируемым перетокам мощности определяются сечения проводов линий электропередачи, рациональные способы резервирования элементов сети и годовые потери мощности и электроэнергии в основных сетях.

5.21. Для избыточной части ОЭС максимальный избыток мощности находится как выдача всей мощности узла за вычетом части мощности, соответствующей среднему значению аварийного ремонта.

Для узлов, включающих одну электростанцию, максимальный дефицит мощности определяется исходя из нахождения в ремонте (плановом и послеаварийном) двух энергоблоков в период максимума нагрузки, а максимальная выдача — из условия работы электростанции полной мощностью.

5.22. При выборе схемы и параметров основных сетей рекомендуется учитывать условия питания отдельных узлов при совпадении аварийного отключения одного из элементов сети с плановым ремонтом другого (для периода проведения планового ремонта).

В процессе реализации проектной схемы сети допускается неполное резервирование отдельного энергоузла с ограничением его максимальной нагрузки на время ремонта или замены основного оборудования на 25 %, но не более 400 МВт при внешнем электроснабжении на 750 кВ, 250 МВт — при 500 кВ, 150 МВт — при 330 кВ и 50 МВт — при 220 кВ (при условии обеспечения питания ответственных потребителей).

5.23. Схемы выдачи мощности крупных электростанций к узловым подстанциям основной сети в нормальных режимах работы энергосистемы и в нормальной схеме сети должны обеспечивать возможность выдачи всей располагаемой мощности (за вычетом нагрузки распределительной сети и собственных нужд) на всех этапах сооружения электростанции (энергоблок, очередь).

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

Для АЭС указанное условие должно выполняться как в нормальной схеме сети, так и при отключении любой из отходящих линий или трансформатора связи шин без воздействия автоматики на разгрузку энергоблоков АЭС.

Для ГЭС и КЭС на органическом топливе при отключении одной из отходящих линий высшего напряжения или трансформатора связи шин рекомендуется обеспечивать выдачу всей располагаемой мощности электростанции в основную сеть за вычетом нагрузки распределительной сети и собственных нужд.

Для выдачи мощности электростанции рекомендуется предусматривать не более двух распределительных устройств повышенных напряжений.

При соответствующем обосновании к одному блочному трансформатору могут быть присоединены два или более генераторов. При этом суммарная мощность объединенного энергоблока, как правило, не должна превышать мощность наиболее крупного энергоблока энергосистемы или допустимый дефицит мощности в энергосистеме.

5.24. При проектировании сети 220–330 кВ рекомендуется:

использовать в сети одно- и двухцепные ВЛ 220–330 кВ;

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 220–330 кВ внешнего электроснабжения крупных и крупнейших городов с использованием принципа кольцевой конфигурации. В системе электроснабжения этих городов рекомендуется предусматривать сооружение не менее двух ПС 220–330 кВ, через которые осуществляется связь с сетью энергосистемы, а питающие ВЛ рекомендуется прокладывать по различным трассам.

При присоединении сети крупных и крупнейших городов к энергосистеме рекомендуется обеспечивать минимальные транзитные перетоки мощности через городскую сеть. Общее количество и пропускная способность линий, связывающих сети этих городов с энергосистемой, рекомендуется выбирать с учетом обеспечения питания городских потребителей без ограничений при отключении двухцепной питающей ВЛ 220 кВ;

выполнять, как правило, подстанции 220–330 кВ двухтрансформаторными. При большой концентрации нагрузок ПС 330 кВ могут выполняться с учетом установки трех-четырех трансформаторов. Установка на ПС одного трансформатора допускается временно (первый этап развития двухтрансформаторной ПС) при обеспечении резервирования потребителей.

Выбор схем и параметров распределительных сетей

5.25. 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.

5.26. 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

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

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.

5.27. 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.

5.28. При развитии сетей 110 кВ рекомендуется:

не допускать сооружения новых протяженных ВЛ 110 кВ параллельно существующим ВЛ 220–330 кВ;

использовать в качестве источников питания сети 110 кВ подстанции 220–330/110 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 МВ А. Применение на ПС 110 кВ трансформаторов мощностью 80 МВА должно быть обосновано.

5.29. 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.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

Расчеты режимов электрических сетей

5.30. При проектировании развития электрической сети ОЭС и ЕЭС России выполняются расчеты установившихся режимов (нормальных и послеаварийных), расчеты устойчивости и расчеты токов К.З.

5.31. 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.

5.32. 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.

5.32.1. 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 энергосисте-

мы (энергоблок, автотрансформатор связи шин на электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок.

5.32.2. 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 и ЕЭС сети 110 кВ и часть сети 220 кВ допускается принимать разомкнутыми.

5.32.3. В энергосистемах Российской Федерации максимальные нагрузки соответствуют осенне-зимнему периоду. Для отдельных энергорайонов и участков сети при наличии крупных сезонных потребителей максимальные нагрузки могут иметь место в другое время года. Режим минимальной нагрузки в энергосистемах соответствует весенне-летнему периоду.

5.32.4. 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.

5.33. При выполнении расчетов установившихся режимов следует руководствоваться следующим:

в питающих пунктах сети наибольшие расчетные напряжения при отсутствии более точных данных рекомендуется принимать

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

ниже максимальных рабочих: на 1 % для сетей 500 кВ и выше и на 2,5 % для сетей 330 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.

5.34. 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 35–750 кВ устанавливаются трансформаторы с устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Установка трансформаторов без РПН (за

исключением случаев их работы в блоке с генераторами) требует специальных обоснований.

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

Автотрансформаторы с сочетанием напряжений 1150/500 кВ устройств регулирования напряжения не имеют.

При присоединении потребителей к обмотке НН автотрансформаторов 220–330/110/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.).

5.35. При расчетах установившихся режимов следует исходить из того, что для снижения колебаний напряжения в сетях энергосистем от работающих у потребителя мощных электроприемников (дуговые сталеплавильные печи, синхронные двигатели) и несимметрии напряжения, создаваемой тяговой нагрузкой, потребителем осуществляются расчеты и проводятся мероприятия, обеспечивающие условия выполнения требований к качеству напряжения.

5.36. Выбор мощности и места установки компенсирующих устройств (статических тиристорных компенсаторов и синхронных компенсаторов, батарей конденсаторов шунтовой и продольной компенсации, управляемых и неуправляемых шунтирующих

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

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.

5.36.1. Реактивные составляющие максимальных нагрузок в расчетах режимов электрической сети принимаются на основе анализа отчетных и проектных данных.

Синхронные двигатели рекомендуется принимать с выдачей реактивной мощности.

При отсутствии исходных данных по реактивной составляющей нагрузки коэффициент реактивной составляющей нагрузки tg φ рекомендуется принимать не выше следующих значений:

Напряжение ПС, кВ	Коэффициент реактивной мощности tg φ
6–10	0,4
35	0,49
110	0,54
220	0,59

5.36.2. 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.

5.36.3. 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.

5.36.4. Применение регулируемых средств компенсации реактивной мощности (статических тиристорных компенсаторов, управляемых реакторов) на подстанциях основной сети энергосистем рассматривается при необходимости обеспечения быстрого и непрерывного регулирования напряжения.

5.37. 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 330–500–750–1150 кВ, а также в сетях с протяженными слабо загруженными ВЛ 220 кВ определяется расчетами режимов сетей 330 кВ и выше (в отдельных случаях 220 кВ).

Мощность, число и размещение шунтирующих реакторов уточняется при проектировании конкретных линий электропередачи.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

При отсутствии данных степень компенсации зарядной мощности линий следует принимать не менее 80–100 % — на 500 кВ, 100–110 % — на 750 кВ и 110–120 % — на 1150 кВ (меньшие значения характерны для ВЛ, отходящих от электростанций, большие — для линий с реверсивным характером работы).

5.38. Расчеты токов трехфазных и однофазных К.З. выполняются в целях:

проверки соответствия установленной коммутационной аппаратуры в распределительных устройствах действующих энергетических объектов расчетным значениям токов К.З. и определения объема проведения необходимой модернизации и замены оборудования;

использования при анализе технико-экономических показателей вариантов схемных решений с различными уровнями токов К.З.;

выявления требований к коммутационной аппаратуре и другому оборудованию распределительных устройств при конкретном проектировании, а также для оценки необходимости разработки нового оборудования;

разработки мероприятий по ограничению токов К.З.

Расчетами определяется периодическая составляющая тока К.З. в рекомендуемой схеме сети для режимов трехфазного и однофазного К.З.

Другие параметры токов К.З. (относительное содержание апериодической составляющей, скорость восстанавливающегося напряжения) на контактах выключателей определяются в случаях, предусмотренных Временными указаниями по учету токов К.З. при разработке схем развития энергосистем.

Методический подход к обоснованию объектов основной электрической сети

5.39. На стадии выполнения работ по проектированию развития энергосистем выполняется только оценка экономической эффек-

тивности. Процесс экономического обоснования электрических сетей характеризуется следующими основными этапами:

5.39.1. Обоснование необходимости в сооружении объектов основной электрической сети, которое вызвано:

необходимостью присоединения к основной сети новых потребителей и новых электростанций;

изменением характера перетоков в основной сети вследствие неравномерности изменения спроса и его покрытия по узлам;

необходимостью выполнения требований надежности электроснабжения;

использованием эффектов от объединения энергосистем путем развития межсистемных связей и усиления степени их интеграции (сокращение резерва);

повышением экономичности работы энергосистем за счет улучшения режимов работы электростанций и снижения потерь электроэнергии в сетях;

выполнением обязательств по экспорту мощности и электроэнергии.

5.39.2. Выбор наиболее приемлемых технических решений.

5.39.3. Оценка экономической (общественной) эффективности отобранных решений.

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

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

где T_1 — срок службы объекта;

τ — 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;

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

$\Delta C p_{\tau}$ — 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 настоящее время в России отсутствует рекомендованная регулирующими органами удельная стоимость ущерба. В СССР в проектной практике ущерб оценивался на уровне 60 коп./кВт·ч.

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.

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

Затраты, связанные с сооружением сетевого объекта, определяются по выражению

$$З = \sum_{t=1}^{T_1} З_t (1+E)^{T_0 - t} = \sum_{t=1}^{T_1} (К_t + И_t)(1+E)^{T_0 - t}, \qquad (2)$$

где t — текущие годы строительства и эксплуатации объекта;

$К_t$ — капитальные затраты в год t;

$И_t$ — эксплуатационные издержки в год t.

Сравнение различных инвестиционных проектов и выбор лучшего из них производится по критерию экономической эффективности с использованием различных показателей, к которым относятся:

максимум чистого дисконтированного дохода (ЧДД);

индекс доходности (ИД);

внутренняя норма прибыли (ВНП);

срок окупаемости капиталовложений (Т).

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

$$ЧДД = Э - З.$$

Положительность ЧДД говорит об эффективности проекта.

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

$$ИД = \frac{Э}{З}.$$

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

Внутренняя норма доходности представляет собой ставку дисконтирования, при которой ЧДД равен нулю. Эффективность проекта оценивается положительно, если ВНП больше требуемой нормы дохода.

Срок окупаемости капвложений T — это год, в котором разность между $Э_T$ и $З_T$ становится положительной и остается таковой до конца расчетного периода.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

Приложение 1
к Методическим рекомендациям
по проектированию развития энергосистем

ЕЭС — единая энергетическая система;
ОЭС — объединенная энергетическая система;
ЕНЭС — Единая национальная электрическая сеть;
АО — акционерное общество;
ГЭС — гидроэлектростанция;
ГАЭС — гидроаккумулирующая электростанция;
УУП — укрупненные удельные показатели;
РВП — региональный внутренний продукт;
ВВП — валовой внутренний продукт;
ТЭЦ — теплоэлектроцентраль;
ТЭК — топливно-энергетический комплекс;
АЭС — атомная электростанция;
КЭС — конденсационная электростанция;
ПГУ — парогазовая установка;
ГТУ — газотурбинная установка;
РФ — Российская Федерация;
МВА — мегавольт-ампер;
ВЛ — воздушная линия;
ПС — подстанция;
РУ — распределительное устройство;
К.З. — короткое замыкание;
ПА — противоаварийная автоматика;
АПВ — автоматическое повторное включение;
ОАПВ — однофазное автоматическое повторное включение;
ТАПВ — трехфазное автоматическое повторное включение;
АСКУЭ — автоматическая система контроля и учета электроэнергии;
САОН — система автоматического отключения нагрузки;
МВт — мегаватт;
кВ — киловольт;

НН — низкое напряжение;
СН — среднее напряжение;
ВН — высокое напряжение;
РПН — регулирование напряжения под нагрузкой;
Мвар — мегавольт-ампер реактивный.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

По вопросам приобретения
нормативно-технической документации
обращаться по тел./факсам:
(495) 620-47-53, 984-23-56, 984-23-57, 984-23-58, 984-23-59
E-mail: gost.e-ecolog.ru

Подписано в печать 29.10.2010. Формат 60×84 1/16.
Гарнитура Times. Бумага офсетная.
Печать офсетная. Объем 0,0 печ. л.
Заказ № 525.
Тираж 16 экз.

Закрытое акционерное общество
«Научно-технический центр исследований
проблем промышленной безопасности»
105082, г. Москва, Переведеновский пер., д. 13, стр. 21

Отпечатано в ООО «Полимедиа»
105082, г. Москва, Переведеновский пер., д. 18, стр. 1

gost.e-ecolog.ru