Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СТО 70238424.29.240.01.001-2012

ЕДИНАЯ НАЦИОНАЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ
УСЛОВИЯ РАЗВИТИЯ
НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 2013-01-01

Издание официальное

Москва
2013

gost.e-ecolog.ru

ПРЕДИСЛОВИЕ

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения», общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним – ГОСТ 1.5-2001, правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации – ГОСТ Р 1.5-2004.

Сведения о предварительном стандарте

1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом «Научно-технический центр электроэнергетики» (ОАО «НТЦ электроэнергетики»), ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ».

2 ВНЕСЕН Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом от 07.12.2012 № 48

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ с установленным сроком апробации документа в течение двух календарных лет с момента введения его в действие

© НП «ИНВЭЛ», 2012

Настоящий предварительный стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения НП «ИНВЭЛ».

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 2
3 Термины, определения, обозначения и сокращения 3
4 Общие нормы и требования 5
5 Схемы построения электрических сетей и выбор рабочего напряжения 7
6 Схемы развития электрических сетей региона и выдачи мощности электростанций 8
7 Регулирование напряжения и выбор средств компенсации реактивной мощности 18
8 Электрооборудование подстанций 22
9 Оборудование линий электропередачи 26
10 Оперативно-технологическое управление ЕНЭС 30
11 Автоматизированные системы управления ЕНЭС 31
12 Требования, обеспечивающие безопасность ЕНЭС 32
13 Электромагнитная совместимость 34
Библиография 35

Введение

Единая национальная электрическая сеть (ЕНЭС), осуществляет перетоки электрической энергии из энергоизбыточных в энергодефицитные территории, обеспечивает общую сбалансированность территорий России по энергетическим ресурсам, а совместно с распределительными сетями - устойчивое электроснабжение промышленных и коммунально-бытовых потребителей электрической энергией.

Являясь технологической инфраструктурой ЕЭС России и рынка электроэнергии, электрические сети играют важную интегрирующую роль в топливно-энергетическом комплексе и государстве в целом.

В условиях рыночных преобразований в электроэнергетике электрические сети как естественная монополия, объединяющая всех участников рынка электроэнергии и мощности, приобретают особое значение для обеспечения его эффективного функционирования.

Это обеспечивается в основном надежной работой технологического оборудования, резервированием, иерархической автоматизированной системой диспетчерского управления, развитыми системами противоаварийной и сетевой автоматики, селективной системой релейной защиты, системами автоматического регулирования возбуждения синхронных генераторов, регламентными и ремонтными работами, жестким административным управлением, относительно высоким количеством обслуживающего персонала.

Основные принципы реформирования электроэнергетики России существенно изменили экономические и организационные условия функционирования и развития отрасли в целом и отдельных ее сегментов.

В условиях становления конкурентных рыночных отношений в электроэнергетике к уже существовавшим технологическим проблемам в электрических сетях ЕЭС России добавились новые, что связано с:

- конкуренцией генерирующих источников на рынке электроэнергии;
- предложениями инвесторами собственных проектов по сооружению генерирующих источников в различных регионах страны;
- значительным ростом нагрузки в отдельных узлах, связанным с появлением новых крупных потребителей;
- расширением условий доступа к электрическим сетям.

В процессе реформирования отрасли потребуется решение как уже существующих, так и новых, влияющих на функционирование и развитие ЕНЭС организационно-правовых проблем.

Единая национальная электрическая сеть, включающая в себя систему магистральных линий электропередачи, объединяющих большинство регионов страны, и представляющая собой один из элементов гарантии целостности государства, является основной частью Единой энергетической системы России.

Единая национальная электрическая сеть формируется в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации «Об электроэнергетике».

Целями и задачами разработки настоящего стандарта организации «Единая национальная электрическая сеть. Условия создания. Нормы и требования» являются:

- повышение эффективности функционирования и развития электрической сети в краткосрочной и долгосрочной перспективе при условии обеспечения промышленной и экологической безопасности ЕЭС.
- повышение технического уровня процессов передачи электроэнергии и управления, эксплуатации и развития электрических сетей.
- обеспечение экономически обоснованного уровня надежности и управляемости процессов выдачи мощности электростанций, передачи и распределения электрической энергии и мощности.
- создание единой корпоративной системы диспетчерско-технологического управления ЕНЭС.
- обеспечение внедрения прогрессивных технических решений.
- повышение технического уровня функционирования электрических сетей с реализацией пилотных проектов новой техники и технологий

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

Единая национальная электрическая сеть
Условия развития
Нормы и требования

Дата введения – 2013-01-01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт:

- устанавливает единые нормы и требования к объектам энергетики Единой национальной (общероссийской) электрической сети;
- распространяется на вновь сооружаемые и подлежащие техническому перевооружению и комплексной реконструкции объекты энергетики ЕНЭС;
- распространяется на следующие регулирования:

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

б) линии электропередачи (воздушные и кабельные), проектный номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ:

1) обеспечивающие выдачу в сеть энергетической мощности электрических станций, общая установленная мощность каждой из которых составляет не менее 200 МВт;

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

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

в) линии электропередачи, пересекающие государственную границу Российской Федерации;

г) линии электропередачи (воздушные и кабельные), проектный номинальный класс напряжения которых составляет 110 (150) кВ, и вывод из работы которых приводит к технологическим ограничениям перетока электрической энергии (мощности) по сетям более высокого класса напряжения;

д) трансформаторные и иные подстанции, проектный номинальный класс напряжения которых составляет 220 киловольт и выше, соединенные с линиями электропередачи, указанными в пунктах 1-3, а также технологическое оборудование, расположенное на этих подстанциях, за исключением распределительных устройств электрических станций, входящих в имущественный комплекс генерирующих энергообъектов.

е) оборудование распределительных устройств напряжением 110 (150) кВ и связанное с ним вспомогательное оборудование на трансформаторных и иных подстанциях, проектный номинальный класс напряжения которых составляет 110 (150) кВ, обеспечивающие транзитные перетоки электрической энергии по линиям электропередачи напряжением 110 (150) кВ, указанным в пункте 4.

ж) системы и средства управления указанными объектами электросетевого хозяйства.

- предназначен для применения:

а) проектными, строительно-монтажными, наладочными, эксплуатационными и ремонтными организациями;

б) субъектами энергетики (в части касающейся):

1) ОАО «ФСК ЕЭС»;
2) Филиалам ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС;
3) магистральные сетевые компании (МСК)
4) межрегиональная магистральные сетевые компании (ММСК;
5) ОАО «СО ЕЭС»;
6) Филиалы ОАО «СО ЕЭС»;
7) Оптовыми и территориально генерирующими компаниями (организациями);
8) научно-исследовательские и проектные организации.

1.2

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие законодательные документы и стандарты:

Федеральный закон Российской Федерации от 26.03.2003 г., № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»

Федеральный закон Российской Федерации от 27.12.2002 г., № 184-ФЗ «О техническом регулировании»

Федеральный закон Российской Федерации от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»

Федеральный закон Российской Федерации от 04.05.1999 № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха»

ГОСТ 12.1.002-84 Система стандартов безопасности труда. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах

ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов

ГОСТ 17.2.4.02-81 Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ

ГОСТ 721-77 Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В

ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 22012-82 Радиопомехи индустриальные от линий электропередач и электрических подстанций

ГОСТ Р 51320-99 Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи индустриальные. Методы испытаний технических средств – источников индустриальных радиопомех

СТО 70238424.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения, обозначения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте использованы термины и определения соответствующие СТО 70238424.27.010.001-2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ):** Иерархическая распределенная автоматизированная система, представляющая собой совокупность специализированных, метрологи-чески аттестованных технических и программных средств АИИС КУЭ подстанций ЕНЭС, средств сбора, передачи и обработки информации технического и коммерческого учета, позволяющих производить вычисление потерь и сальдированной величины передачи электроэнергии по сетям ЕНЭС.

3.1.2 **система автоматизированная технологического управления (АСТУ):** Комплекс средств автоматизации задач производственно-технического и оперативно-диспетчерского управления сетевыми объектами ЕНЭС, обеспечивающий решение задач автоматизации процессов сбора и передачи технологической информации с уровня подстанций ЕНЭС, ее обработки и хранения, оперативного управления переключениями коммутационных аппаратов и проведением работ по техническому обслуживанию и ремонтам, анализа технического состояния оборудования и др. на базе современных программно-технических средств автоматизации, вычислительной техники и информационных технологий.

3.1.3 **система автоматизированная управления технологическими процессам подстанции ЕНЭС (АСУ ТП ПС ЕНЭС):** Программно-технический комплекс средств автоматизации подстанции, интегрирующий в своем составе подсистемы сбора и передачи информации с параметрами работы оборудования подстанции, диагностики и мониторинга технологического оборудования, управления цепями первичной и вторичной коммутации, релейной защиты и противоаварийной автоматики, инженерных систем с целью реализации задач управления технологическими процессам подстанции ЕНЭС в полном объеме.

3.1.4 **балансовые перетоки:** 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.

3.1.5 **техническое перевооружение комплексное:** Комплекс мероприятий по замещению электроэнергетических установок на новое оборудование (на старых площадках).

Примечание – Как правило, техническое перевооружение содержит мероприятия по оптимизации схем, компоновок, замене морально и физически устаревшего оборудования, конструкций и материалов новыми, более совершенными, механизации работ и внедрении автоматизированных систем управления и контроля и других современных средств управления производственным процессом, совершенствовании подсобного и вспомогательного хозяйства объекта при сохранении основных строительных решений в пределах ранее выделенных земельных участков.

3.1.6 **строительство новое:** Комплекс работ по строительству новых энергетических объектов электроэнергетики, а также расширению эксплуатируемых, осуществляемый на вновь отведенных земельных участках, либо с использованием ранее отведенных территорий, с целью наращивания энергетической мощности электростанций, подстанций и линий электропередачи.

3.1.7 **переток взаиморезервирования:** Переток, обусловленный сокращением расчетного оперативного резерва энергосистем при их совместной работе в ЕЭС России.

3.1.8 **управление технологическое:** Комплекс взаимосвязанных бизнес-процессов, направленных на решение всего комплекса задач производственно-технического и оперативно-диспетчерского характера по управлению передачей, преобразованием и распределением электроэнергии в сетях ЕНЭС, поддержанию ЕНЭС в надлежащем состоянии и развитию ЕНЭС.

3.2 Обозначения и сокращения

АИИС КУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления;

АСК – асинхронизированные синхронные компенсаторы реактивной мощности;

АСУ ПЭС – автоматизированная система управления районов электрических сетей;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами подстанций;

АТ – автотрансформатор;

АЭС – атомная электростанция;

БСК – батареи статических компенсаторов;

ВЛ – воздушная линия электропередачи;

ВНП – внутренняя норма прибыли;

ВРП – валовый региональный продукт;

ГЭС – гидроэлектростанция;

ЕНЭС – единая национальная электрическая сеть;

ЕЭС – единая энергетическая система;

ИД – индекс доходности;
КРУЭ – элегазовое комплектное распределительное устройство;
ММСК – межрегиональная магистральная сетевая компания;
МП – микропроцессоры;
МСК – магистральная сетевая компания;
МЭС – магистральная электрическая сеть;
ОАПВ – однофазное автоматическое повторное включение;
ОГК – генерирующая компания оптового рынка электроэнергии;
ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ОРЭ – оптовый рынок электроэнергии;
ОЭС – объединенная энергетическая система;
ПА – противоаварийная автоматика;
ПС – подстанция;
ПМЭС – предприятие магистральных электрических сетей;
РДУ – районное диспетчерское управление;
РЗА– релейная защита и автоматика;
РУ – распределительное устройство;
СК – синхронные компенсаторы реактивной мощности;
СКРМ – средства компенсации реактивной мощности;
ССПИ – система сбора и передачи информации;
СТАТКОМ– статический тиристорный компенсатор реактивной мощности на базе полностью управляемых полупроводниковых приборов;
СТК – статический тиристорный компенсатор реактивной мощности;
СФ – субъект Федерации;
Т – срок окупаемости капиталовложений;
ТАПВ – трехфазное автоматическое повторное включение;
ТГК (РГК)– территориальная (районная) генерирующая компания;
ТМ – телемеханика;
ТСК – территориальная сетевая компания;
УУПК – управляемое устройство последовательной компенсации;
УШР – управляемые шунтирующие реакторы;
ФОРЭМ – федеральный оптовый рынок электроэнергии и мощности;
ФПУ – фазоповоротное устройство;
ФСК – федеральная сетевая компания;
ЧДД – чистый дисконтированный доход;
ШР – шунтирующие реакторы.

4 Общие положения

4.1 Единая национальная электрическая сеть (ЕНЭС) объединяет, в технологическом режиме параллельной работы, основные электростанции и узлы нагрузки, обеспечивает передачу электроэнергии между ними, а также осуществляет связь ЕНЭС России с энергосистемами других стран, расширяя экспортные возможности Российской Федерации.

4.2 ЕНЭС должна обеспечивить:

- перетоки электрической энергии из энергоизбыточных в энергодефицитные территории в соответствии с требованиями к пропускной способности системообразующей сети;
- общую сбалансированность территорий России по энергетическим ресурсам, чтобы дефицит (избыток) (с учетом балансовых перетоков) не превышал половины мощности наиболее крупного агрегата объединения, а совместно с распределительными сетями и устойчивое электроснабжение;
- эффективное функционирование и развитие электрической сети в краткосрочной и долгосрочной перспективе, обеспечивающее снижение потерь мощности и электроэнергии, отсутствие транзитных перетоков мощности через электрические сети мегаполисов и крупных промышленных центров, качество электроэнергии, при условии обеспечения промышленной и экологической безопасности ЕЭС;
- передачу электроэнергии, управление, эксплуатацию и развитие электрических сетей на современном техническом уровне;
- экономически обоснованный уровень надежности и управляемости процессов выдачи мощности электростанций, передачи и распределения электрической энергии и мощности;
- единство системы диспетчерско-технологического управления ЕНЭС;
- *внедрение пилотных проектов новой техники и технологий с целью повышения технического уровня функционирования электрических сетей.*

4.3 При сооружении новых объектов ЕНЭС должны быть обеспечены:

- надежная выдача мощности электрических станций;
- экономически обоснованный уровень надежности электроснабжения и повышение качества электроэнергии;
- снижение материалоемкости и стоимости применяемых конструктивных решений и технологий;
- надежная эксплуатация электросетевых объектов;
- соблюдение требований экологии;
- минимизация ущербов от возможных нарушений электроснабжения;
- минимизация затрат на сетевое строительство;
- внедрение микропроцессорных систем РЗ, ПА, автоматизированных систем управления и контроля на электросетевых объектах;
- внедрение современных методов механизации работ;
- гармонизация и нормализация уровней напряжения.

4.4 При техническом перевооружении электрических сетей ЕНЭС, кроме указанного в 4.3, должны быть обеспечены:

- своевременная замена морально и физически устаревшего оборудования и конструкций новыми, более совершенными;
- продление ресурса оборудования без уменьшения эксплуатационной надежности с учетом экономической целесообразности;
- модернизация систем учета электроэнергии.

5 Схемы построения электрических сетей и выбор рабочего напряжения

5.1 Схема ЕНЭС должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие и иметь возможность приспосабливаться к изменению условий роста нагрузки и развития электростанций, направлений и величины потоков мощности, условий осуществления действующих и новых межгосударственных договоров по поставке электроэнергии в страны ближнего и дальнего зарубежья.

5.2 В процессе развития ЕНЭС увеличение пропускной способности должно осуществляться путем применения современных средств компенсации реактивной мощности и поэтапного сооружения линий более высокого класса напряжения после достаточно полного охвата территории сетями предыдущего класса напряжения и исчерпания их технических возможностей.

5.3 Напряжения электрических сетей переменного тока должны выбираться в соответствии со шкалой номинальных напряжений по ГОСТ 721.

5.3.1 Основная электрическая сеть России должна быть сформирована с использованием двух принятых систем номинальных напряжений:

- 110-220-500-1150 кВ – в большинстве энергосистем России;
- 110 (154)-330-750 кВ – в ОЭС Северо-Запада и частично в ОЭС Центра и Северного Кавказа.

В ОЭС Центра сети 330 и 750 кВ, а в ОЭС Северного Кавказа сети 330 кВ должны развиваться в пределах районов их существующего распространения.

5.3.2 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.

5.3.3 Схема должна развиваться таким образом, чтобы свести к минимуму число дополнительных трансформаций 220/330, 330/500, 500/750 кВ в зонах совместного действия этих классов напряжений.

5.4 Присоединение линий электропередачи должно 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 увеличения пропускной способности сети следует рассматривать целесообразность сооружения ВЛ по другим направлениям или создания электропередачи на более высоком напряжении.

5.5 Схема основной электрической сети должна обеспечивать надежное и бесперебойное питание отдельных узлов нагрузки после аварийного отключения одного из элементов сети напряжением 500 кВ и ниже.

При отключении одного из элементов сети напряжением 750 кВ и выше, а также при объеме отключаемой нагрузки не более чем 30 % от передаваемой по сечению мощности и не более переделов от 5 до 7 % общей нагрузки принимающего дефицитного узла энергосистемы допускается применение противоаварийной автоматики без воздействия на разгрузку АЭС.

5.6 Схемы выдачи мощности крупных электростанций к узловым подстанциям системообразующей сети в нормальных режимах работы энергосистемы (максимальных, минимальных) и при отключении любой из отходящих линий электропередачи или трансформатора связи шин должны обеспечивать возможность выдачи всей располагаемой мощности электростанции (за вычетом нагрузки собственных нужд и нагрузки потребителей, подключенных непосредственно к шинам низкого напряжения электростанции) на всех этапах сооружения электростанции (энергоблок, очередь) без воздействия автоматики на разгрузку энергоблоков. Для АЭС указанное условие должно выполняться и при отключении любых двух элементов сети (отходящих линий или трансформаторов связи шин) без воздействия автоматики на разгрузку энергоблоков АЭС.

5.7 При формировании схемы 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;
- сооружение подстанций закрытого типа;
- прокладка кабельных линий взамен воздушных;
- использование двуцепных (многоцепных) ВЛ.

5.8 Схема электрической сети должна обеспечивать охрану окружающей среды и минимизацию земельных угодий, подлежащих изъятию для нового электросетевого строительства и в которых ограничивается хозяйственная деятельность и пребывание людей.

5.9 Для обеспечения достаточной управляемости основной электрической сети и принудительного распределения потоков следует использовать синхронные и статические компенсаторы, регулируемые шунтирующие реакторы, вставки постоянного тока, электромеханические преобразователи, фазоповоротные устройства.

6 Схемы развития электрических сетей региона и выдачи мощности электростанций

6.1 Пропускная способность межсистемных связей и основных электрических сетей

6.1.1 Пропускная способность системообразующих связей ЕЭС России в сечениях между ОЭС должна определяться по расчетным максимальным перетокам мощности, которые обусловлены планируемыми перетоками мощности между ОЭС и перетоками взаимного резервирования.

6.1.2 Потоки мощности между ОЭС должны планироваться на основе:

- совмещения максимумов нагрузок рассматриваемых частей энергосистем;
- экономической эффективности передачи электроэнергии взамен транспорта топлива из одной части энергосистемы в другую или целесообразности использования энергии и мощности крупных ГЭС, расположенных в одной ОЭС, в переменной части графика нагрузки другой ОЭС;
- роста максимума нагрузки ОЭС при неполном вводе мощности крупных энергоблоков на электростанциях;
- учета перспективных балансов мощности ОЭС.

6.1.3 Балансовые перетоки между ОЭС в перспективе зависят от многих факторов:

- изменения:
  - а) сроков ввода мощностей;
  - б) сроков проведения демонтажа и модернизации оборудования;
  - в) конфигурации графиков нагрузки;
  - г) условий обеспечения топливом электростанций;
- от непредвиденного роста нагрузки.

Значения перспективных балансовых перетоков мощности между ОЭС должны быть не менее нормируемых значений, определяемых соответствующим процентом от максимума нагрузки меньшей части ЕЭС России по обе стороны рассматриваемого сечения приведены в таблице 1

Таблица 1 – Нормируемые значений перспективных балансовых перетоков мощности между ОЭС

Наименование показателя	Нормируемые значения			
Мощность меньшей из частей ЕЭС, ГВт	10	25	50	100
процентом от максимума нагрузки меньшей части ЕЭС России (n), %	5,0	3,0	2,0	1,5

Если балансовые перетоки мощности между ОЭС, определившиеся из перспективных балансов мощности ОЭС, превышают нормируемые значения, они должны приниматься в качестве расчетных для определения требуемой пропускной способности межсистемных связей.

6.1.4 Перетоки взаиморезервирования должны быть обусловлены сокращением расчетного оперативного резерва энергосистем при их совместной работе в ЕЭС России. Эти перетоки позволяют без снижения нормативов надежности уменьшить в каждой ОЭС потребность в оперативном резерве по сравнению с тем резервом, который был бы необходим при их изолированной работе. При аварийной ситуации в каждой ОЭС недостающая мощность может поступать по межсистемным связям из других ОЭС. Для реализации этого межсистемного эффекта основная электрическая сеть ЕЭС России должна иметь дополнительную (по сравнению с балансовыми перетоками) пропускную способность.

Пропускная способность межсистемных связей ЕЭС в сечениях между ОЭС должна быть не меньше значения (в процентах) максимума нагрузки меньшей из рассматриваемых частей ЕЭС России согласно таблице 2.

Таблица 2 – Нормируемые значения максимумов нагрузки меньшей из рассматриваемых частей ЕЭС России

Наименование показателя	Нормируемые значения													
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

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

Для предотвращения каскадного развития аварий относительный дефицит мощности приемных ОЭС должен быть в пределах от 5 до 10 % от их максимальной нагрузки.

6.1.6 Пропускная способность в сечениях основной электрической сети ОЭС должна обеспечивать 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;
- после аварийного отключения любого ее элемента: линии (одной цепи двухцепной линии), трансформатора в нормальной схеме сети (критерий N-1).

6.1.7 Коэффициенты запаса статической устойчивости в послеаварийных режимах и условия применения противоаварийной автоматики должны обеспечивать устойчивость энергосистем в условиях переходных процессов.

6.1.8 В нормальной схеме и при нормальном перетоке мощности устойчивость в сети 500 кВ и ниже должна обеспечиваться при возмущениях по группе 1 без применения противоаварийной автоматики (ПА). К группе I 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.

6.1.9 Устойчивость сети 750 кВ и выше при отключении элемента сети, в том числе в результате неуспешного ОАПВ после однофазного К.З., может обеспечиваться с применением ПА, но без воздействия на разгрузку АЭС и при

объеме нагрузки, отключаемой САОН, не более 30 % от передаваемой по сечению мощности и не более пределов от 5 до 7 % от нагрузки приемной энергосистемы (большее число относится к энергосистеме, меньшее – к энергообъединению).

6.1.10 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.

6.1.11 Сечения проводов линий электропередачи, рациональные способы резервирования элементов сети и годовые потери мощности и электроэнергии в основных сетях должны определяться по планируемым перетокам мощности.

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

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

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

6.1.14 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).

6.1.15 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).

6.1.16 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.

6.1.17 Для выдачи мощности электростанции должно предусматриваться не более двух распределительных устройств повышенных напряжений.

6.2 Учет перспективных нагрузок

6.2.1 Для определения объема вводов и структуры генерирующих мощностей, выявления степени сбалансированности территориальных энергосистем по мощности и энергии, выбора схемы и параметров электрических сетей, обеспечивающих выдачу мощности энергоисточников и их режима работы, должен выполняться расчет потребности в электрической энергии и электрической нагрузке.

6.2.2 При проектировании энергосистем общий прогноз спроса на электроэнергию должен основываться на прогнозе этих показателей по субъектам Российской Федерации. Прогнозный спрос электроэнергии 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 источников.

Прогноз электропотребления по территории субъектов Российской Федерации должен осуществляться реструктурированными компаниями (ТСК, РДУ), и не реструктурированными АО-энерго по составляющим (полезный отпуск, собственные и производственные нужды электростанций, потери в сетях).

6.2.3 Должны прогнозироваться:

- спрос на полезную (т.е. полученную потребителями) электроэнергию;
- потребность в электроэнергии:
- на собственные нужды электростанций, расположенных на территории СФ (электростанции ОГК, ТГК, концерна «Росэнергоатом», блокстанций и независимых источников);
- на транспорт электроэнергии (потери электроэнергии) по Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) и распределительным сетям территориальных энергосистем (ФСК, ММРСК).

6.2.4 Следует учитывать следующие структурные группы потребителей электроэнергии:

- промышленное производство, с выделением от трех до пяти отраслей, сосредотачивающих у себя от 70 до 80 % всего потребления электроэнергии в промышленности;
- строительство;
- сельскохозяйственное производство, транспорт, сфера услуг;

6.2.5 При формировании общего уровня спроса на электроэнергию, должна учитываться возможность и эффективность осуществления в перспективе энергосберегающих мероприятий, а также эффективность внедрения новых технологий.

6.2.6 Для формирования платежеспособного спроса, обеспечивающего полное покрытие затрат на поставку потребителям электроэнергии и получения прибыли, должен выполняться анализ платежеспособности отдельных групп потребителей, исследования эластичности платежеспособного спроса от динамики тарифов, проводиться обоснование пределов роста тарифов и экономические последствия этого роста.

6.2.7 При разработке схем электроснабжения промышленных узлов, городов и сельских районов расчет потребности в электроэнергии должен основываться на конкретных данных о перспективе развития основных потребителей - технических условий на их присоединение, наличия проектной документации, состояния строительства и финансирования.

6.2.8 Учет расхода электроэнергии на собственные нужды электростанций и транспорта электроэнергии по электрической сети должен базироваться на уровне разработки:

- схемы перспективного развития ЕЭС России – обобщенные коэффициенты, составляющие 7 % для собственных нужд и 9 % на передачу и распределение электроэнергии по электрическим сетям от общего уровня потребления электроэнергии;
- схем перспективного развития объединенных и районных энергосистем – сложившиеся отчетные показатели с учетом намечаемого ввода мощности и изменения структуры генерирующих мощностей, использования отдельных видов топлива, роста протяженности сети.

6.2.9 Прогноз электропотребления должен формироваться в виде нескольких различных вариантов с учетом неоднозначности перспективы экономического развития России и ее регионов, появления новых и модернизации существующих потребителей, а также неопределенности исходной информации, Этим вариантам должна быть придана экспертная вероятностная оценка. В качестве основного (расчетного) сценария принимают наиболее вероятный.

6.2.10 Основными характеристиками режима электропотребления энергосистемы должны являться годовые и суточного графики электрической нагрузки, используемые для:

- составления балансов мощности и определение необходимого раз вития генерирующих мощностей (получение мощности с оптового рынка);
- определения оптимальной структуры электростанций, выявление их режимов работы и потребности в топливе;
- выбора схем и параметров, а также анализ режимов работы основной сети энергосистемы и межсистемных связей;
- разработки рекомендаций по регулированию режимов электропотребления.

6.2.11 Режимы электропотребления должны характеризоваться:

- конфигурацией характерных суточных графиков электрической нагрузки рабочего и выходного дня для зимы и лета;
- годовыми графиками месячных максимумов;
- продолжительностью использования максимальной нагрузки.

6.2.12 При определении перспективных основных показателей режимов электропотребления и конфигурации сезонных характерных суточных графиков нагрузки энергосистем следует рассматривать проведение эффективных мероприятий по их выравниванию (например, с помощью тарифов, дифференцированных во времени).

6.2.13 В качестве расчетного суточного максимального графика электрической нагрузки должен приниматься график осредненного (за декаду) рабочего дня наиболее загруженного периода года.

6.2.14 Максимальная нагрузка объединенных и территориальных энергосистем должна определяться путем суммирования нагрузок отдельных подстанций (с учетом коэффициента участия в максимуме нагрузки) и потерь мощности в электрической сети.

Максимальная нагрузка должна соответствовать максимуму годового графика электрической нагрузки энергосистемы. При отсутствии информации по прогнозному значению данной величины принимается значение, равное отношению электропотребления к прогнозируемому времени продолжительности (H, час/год) использования максимальной электрической нагрузки.

6.2.15 Расчет перспективных электрических нагрузок подстанций должен проводиться для:

- концентрированных промышленных потребителей - с учетом данных соответствующих проектных институтов, а при их отсутствии - методом прямого счета или с использованием объектов - аналогов;
- распределенной нагрузки (бытовая и сфера услуг, сельскохозяйственная и другие) - на основе статистического подхода, а при наличии отдельных концентрированных потребителей - с учетом коэффициента одновременности.

6.3 Схемы и места размещения новых подстанций и ВЛ

6.3.1 Выбор схемы и параметров основных электрических сетей энергосистем должен производиться по:

- планируемым потокам мощности, которые характеризуются средними условиями нахождения основного оборудования электростанций в плановом и аварийном ремонтах;
- расчетным максимальным потокам мощности, которые характеризуются неблагоприятными сочетаниями нахождения в плановом и послеаварийном ремонтах основного оборудования электростанции.

6.3.2 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

6.3.3 Выбор схем электрических сетей ЕНЭС должен выполняться на расчетный срок 10 лет.

6.3.4 При формировании схем электрической сети должно быть обеспечено рациональное сочетание намеченных к сооружению ВЛ, ПС и действующих

электросетевых объектов с учетом их физического и морального износа, а также возможности расширения и реконструкции.

6.3.5 При развитии электрической сети энергосистем на перспективу необходимо использовать унифицированные элементы схемы. Выбор принципиальных схем электрических соединений распределительных устройств электростанций и подстанций должен производиться 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 рекомендациями по технологическому проектированию линий электропередачи и понижающих подстанций.

6.3.6 Расчетный срок сети внешнего электроснабжения промышленных предприятий, электрифицируемых участков железных дорог, перекачивающих станций магистральных нефтепроводов, газопроводов и продуктопроводов, выдачи мощности электростанций должен определяться сроками ввода в работу (освоения мощности) объекта, с которым связано сооружение проектируемой сети.

6.3.7 В составе работ по развитию энергосистем и электрических сетей должны предварительно определяться части параметров намечаемых к сооружению электростанций (электрическая часть), подстанций и линий электропередачи должна проводиться, которые уточняются на последующих стадиях проектирования этих объектов.

6.3.8 Должны быть предварительно определены следующие параметры сооружаемых объектов энергетики:

Для электростанций:

- 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.

Для подстанций:

- 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 токов К.З..

Для линий электропередачи:

- направления, подходы и присоединения к подстанции;

- напряжение;
- сечение проводов, конструкция фазы;
- средства компенсации зарядной мощности, присоединение к сети шунтирующих реакторов.

6.3.9 При планировании развития сети должно быть обеспечено:

При питании ПС по одноцепной ВЛ 220-330 кВ с двухсторонним питанием общее число промежуточных ПС не должно превышать трех, а длина такой ВЛ не должна быть больше 250 км.

При питании ПС двухцепной ВЛ 220 кВ с двухсторонним питанием общее число промежуточных ПС не должно превышать пяти промежуточных ПС. При этом присоединение ПС следует осуществлять по схеме «мостик» или блочной схеме (от одной или двух ВЛ 220 кВ).

Подстанции 220-330 кВ выполнять 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;

Сеть внешнего электроснабжения крупных городов должна формироваться с использованием принципа кольцевой конфигурации. В системе электроснабжения этих городов следует предусматривать сооружение не менее двух ПС, через которые осуществляется связь с сетью энергосистемы, а питающие ВЛ следует прокладывать по различным трассам.

6.3.10 Предварительно определенные параметры должны быть уточнены при выполнении конкретных проектов энергообъектов.

6.4 Развитие ЕНЭС

6.4.1 При развития ЕНЭС должна формироваться оптимальная структура генерирующих мощностей с учетом развития топливно-энергетического комплекса, максимального использования гидроресурсов, возможных масштабов сооружения АЭС и других факторов.

Должны быть подготовлены прогнозные тарифы (замыкающих цен) на поставки электроэнергии по отдельным (тарифным) зонам общероссийского оптового рынка электроэнергии.

6.4.2 Сооружение объектов ЕНЭС должно быть обосновано:

- 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 (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;
- выбором технических решений;

- оценкой экономической эффективности отобранных решений

6.4.3 При вводе очередных блоков электростанций должно быть обеспечено сооружение электросетевых объектов, обеспечивающих выдачу мощности согласно разработанной схеме выдачи электростанции.

6.4.4 Очередность сооружения электросетевых объектов для покрытия дефицитов мощности и электроснабжения потребителей должна определяться результатами технического и экономического обоснований сооружения рассматриваемых объектов.

6.4.5 Для обоснования эффективности выбранных технических решений должна быть проведена их экономическая оценка.

Суммарное снижение затрат в системе на выработку и передачу электроэнергии – системный эффект, получаемый потребителем от сооружения обосновываемого сетевого объекта, определяется по выражению:

$$Э = \sum_{\tau=1}^{T_1}(\Delta Cn_\tau + \Delta Cw_\tau + \Delta Cu\ ) \cdot (1+E)^{T_0-\tau} + \Delta Cp_\tau \cdot (1+E)^{T_0-\tau}, \quad (1)$$

где ΔCn_τ – снижение затрат на ввод мощности;

ΔCw_τ – снижение издержек на выработку и транспорт электроэнергии;

ΔCu_τ – снижение ущерба у потребителей;

ΔCp_τ – дополнительная прибыль от экспорта электроэнергии.

τ – текущие годы эксплуатации объекта;

T_1 – срок службы объекта;

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.

Стоимость ущерба в России рекомендуется оценивать исходя из 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 (З), связанные с сооружением сетевого объекта определяются по выражению:

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

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 (ЧДД) находится как разность между дисконтированным системным эффектом и дисконтированными затратами:

$$ЧДД = Э - З \quad (3)$$

Положительность ЧДД говорит об эффективности проекта.

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

$$ИД = \frac{Э}{З}, \quad (4)$$

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 капиталовложений Т - это год, в котором разность между $Э_Т$ и $З_Т$ становится положительной и остается таковой до конца расчетного периода.

7 Регулирование напряжения и выбор средств компенсации реактивной мощности.

7.1 Целью регулирования напряжения является:

- обеспечение качества электроэнергии, поставляемой потребителям;
- предотвращение нарушения устойчивости энергосистемы;
- предотвращение повреждения электрооборудования;
- снижение потерь электрической энергии в ЕНЭС.

7.2 Первичное регулирование напряжения должно осуществляться регуляторами генераторов и управляемыми средствами компенсации реактивной мощности.

7.3 Вторичное регулирование напряжения должно осуществляться путем поддержания напряжения в заданных контрольных пунктах ЕНЭС.

7.4 Регулирования напряжения может охватывать одну или несколько зон вторичного регулирования и должно обеспечивать:

- минимизацию потерь электроэнергии;
- повышение пропускной способности на данный период времени.

7.5 При выборе способа регулирования напряжения должны быть учтены:

- подстанции электрической сети с недопустимыми отклонениями напряжения;
- суточные и сезонные колебания напряжения;
- наличие или отсутствие резервов реактивной мощности на электростанциях;
- допустимые диапазоны реактивной мощности электростанций;
- коэффициент запаса по напряжениям на отдельных подстанциях;
- *cos φ* нагрузки на распределительных подстанциях 110-220 кВ.

- $tg\varphi$ нагрузки потребителей и распределительных сетевых компаний на границах с ЕНЭС.

7.6 Регулирование напряжения и реактивной мощности в основной сети должно осуществляться путем:

- изменения режимов генераторов электростанций по напряжению и реактивной мощности,
- изменения 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

7.7 Регулирование напряжения, управление потоками реактивной мощности и выбор средств компенсации реактивной мощности должны рассматриваться с учетом следующих нормальных и послеаварийных режимов:

- зимний максимум-минимум нагрузки;
- летний максимум-минимум нагрузки;
- возможные паводковые режимы с большой загрузкой электрических сетей.

7.8 При расчете режимов для выбора средств регулирования напряжения и реактивной мощности в ЕНЭС должны учитываться следующие условия:

- обеспечивается работа электростанций в пределах всего допустимого диапазона регулирования реактивной мощности с учетом числа работающих генераторов для режимов, указанных в п. 7.7. Допустимый диапазон регулирования генераторов принимается равным паспортному или иному значению, подтвержденному в установленном порядке;
- $tg\varphi$ нагрузки потребителей и распределительных сетевых компаний на границе с ЕНЭС не должен превышать следующих значений:
- 0,5 – при присоединении к сети 110-220 кВ;
- 0,4 – при присоединении к сети 6-35 кВ.

При этом $tg\varphi$ нагрузки может определяться либо по отдельным присоединениям, либо, в случае сложнозамкнутой распределительной сети, по сечению ЕНЭС – распределительная сеть.

7.9 В нормальных режимах работы напряжение в узлах 220 кВ и выше ЕНЭС должно находиться в диапазоне от 0,95 от номинального напряжения до наибольшего рабочего напряжения. При этом диапазон изменения напряжения в любом узле 220 кВ и выше ЕНЭС в течение суток не должен превышать 5 % от номинального напряжения при отсутствии изменений в схеме сети.

7.10 Степень компенсации зарядной мощности линий должна составлять не менее 110-120 % на 1150 кВ, 100-110 % на 750 кВ, 80-100 % на 500 кВ (меньшие значения - для ВЛ, отходящих от электростанций, большие для линий с реверсивным характером работы). Для протяженных слабо загруженных ВЛ

220 кВ степень компенсации должна быть не менее 60 %. Снижение степени компенсации зарядной мощности линий возможно, но должно быть обосновано расчетами режимов сетей.

7.11 Должны применяться следующие средства компенсации реактивной мощности (СКРМ):

- нерегулируемые:
  а) шунтирующие реакторы (ШР);
  б) батареи статических конденсаторов (БСК);
  в) токоограничивающие реакторы с полимерной изоляцией на напряжении 6-35 кВ (для установки в нейтрали силовых трансформаторов и присоединенных отходящих линий);
  г)синхронные компенсаторы (СК)
- регулируемые на базе современной силовой электроники:
  а) управляемые шинные и линейные шунтирующие реакторы (УШР);
  б) статические тиристорные компенсаторы (СТК);
  в) асинхронизированные турбогенераторы (АСТГ);
  г) асинхронизированные синхронные компенсаторы (АСК), СТАТКОМ;
  д) устройства управляемой продольной компенсации (УУПК).

7.12 Эффективное регулирование напряжения, повышение пропускной способности, устойчивости, создание условий для снижения потерь электроэнергии путем оптимизации потоков реактивной мощности, обеспечение оптимального управления потоками активной мощности (оптимальная загрузка неоднородных электрических сетей), интенсивного демпфирования колебаний напряжения в ЕНЭС сетевыми средствами должны осуществляться путем создания и внедрения новейших разработок:

- управляемых шунтирующих шинных и линейных реакторов;
- статических компенсаторов реактивной мощности (тиристорных) -СТК, на базе полностью управляемых полупроводниковых приборов - СТАТКОМ);
- фазоповоротных устройств (ФПУ);
- управляемых устройств последовательной компенсации (УУПК);
- объединенных регуляторов потоков мощности (ОРПМ);
- электромашинных компенсаторов реактивной мощности и фазосдвигающих устройств;

7.13 При выборе средств регулирования необходимо учитывать, что на всех вновь сооружаемых подстанциях должны устанавливаться трансформаторы с устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Установка трансформаторов без РПН (за исключением случаев их работы в блоке с генераторами) требует специальных обоснований.

7.14 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.

7.15 Выбор оптимального вида или комплекса средств компенсации и регулирования должен производиться с учетом схемно-режимных особенностей рассматриваемого узла энергосистемы

7.16 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.).

7.17 Выбор мощности и места установки компенсирующих устройств должен производиться, 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

7.18 Регулируемые средства компенсации реактивной мощности должны устанавливаться в точках сети, где необходимо:

- стабилизировать колебания напряжения, превышающие допустимые в течение суток;
- стабилизировать колебания напряжения, превышающие 5 % от номинального напряжения в течение суток;
- повысить использование пропускной способности сети по условиям статической и динамической устойчивости;
- обеспечить регулирование напряжения при наличии большого количества уже установленных нерегулируемых СКРМ.

7.19 Нерегулируемые средства компенсации реактивной мощности должны устанавливаться в точках сети, где:

- суточные колебания напряжения не выходят за допустимые пределы (±5 % от $U_{Н}$);
- суточные колебания напряжения не превышают 5 % от номинального напряжения;
- требуется компенсация реактивной мощности линий для освобождения регулировочного диапазона синхронных генераторов;
- регулирование и стабилизация напряжения обеспечивается другими имеющимися средствами;
- СКРМ требуются только в режимах включения-отключения линий.

7.20 Соотношение регулируемых и нерегулируемых средств компенсации реактивной мощности должно составлять порядка 30 %.

8 Электрооборудование подстанций

8.1 Общие требования

При развитии и реконструкции ЕНЭС должны создаваться полностью автоматизированные, в том числе необслуживаемые, подстанции нового поколения, которые обеспечивают:

- надежное электроснабжение потребителей;
- высокую степень автоматизация технологических процессов;
- низкие эксплутационные расходы;
- дистанционное управление основными коммутационными аппаратами, позволяющее осуществлять коммутации из центра управления;
- минимальную занимаемую площадь, что достигается применением:
  а) компактного электрооборудования;
  б) жесткой ошиновки в ОРУ;
  в) специальной системы защиты от перенапряжений;
- применение современного электрооборудования, имеющего высокую эксплуатационную надежность;
- внедрение новых видов оборудования вторичных систем и систем связи.
  а) автоматизированного управления технологическими процессами подстанций (АСУ ТП);
  б) цифровой передачи информации;
  в) устройств РЗА, выполненных на микропроцессорной элементной базе;
  г) мониторинга электросетевого оборудования.
- сейсмостойкость в районах с повышенным уровнем сейсмичности.

8.2 Основное оборудование

На подстанциях (ПС) должны применяться:

8.2.1 Силовые трансформаторы, автотрансформаторы (АТ) и реакторы:

- АТ, трансформаторы, шунтирующие (ШР) и компенсационные реакторы - с автоподпрессовкой обмоток, с герметичными маслонаполненными вводами или вводами с твердой изоляцией, с системами охлаждения путем предпочтительно естественной циркуляции масла, обладающие необходимой динамической стойкостью и низкими потерями, в основном оснащенные системами мониторинга и диагностики, а также системами пожаротушения, предотвращения от взрывов и возгораний;
- АТ - с РПН (количество переключений до первой ревизии не менее 70.000) и автоматическим регулированием напряжения;

8.2.2 Коммутационная аппаратура:

- элегазовые выключатели 110-750 кВ колонковые и баковые (со встроенными трансформаторами тока) преимущественно с пружинными приводами, с устройством синхронной коммутации для аппаратов в цепи ШР;
- разъединители на напряжение 330-750 кВ пантографного или полупантографного типа, не требующие капитального ремонта в течение всего срока службы;

- разъединители на напряжение 110-220 кВ с электродвигательными приводами.

8.2.3 Измерительные трансформаторы:

- трансформаторы тока на класс напряжения 110 кВ и выше с классом точности обмоток 0,2S или 0,2, обеспечивающие повышенную надежность, взрыво- и пожаробезопасность;
- элегазовые, оптоэлектронные и маслонаполненные трансформаторы тока;
- емкостные трансформаторы напряжения с обмотками измерения для АИИС КУЭ подстанций класса точности 0,2;
- антирезонансные электромагнитные трансформаторы напряжения при соответствующем проектном обосновании, для установки на объектах расширения и реконструкции с значительной вторичной нагрузкой;
- комбинированные трансформаторы тока и напряжения в одном корпусе

8.2.4 Комплектные распределительные устройства и токопроводы:

- элегазовые комплектные распределительные устройства (КРУЭ) 110-500кВ,
- элегазовые токопроводы напряжения 110-500 кВ;
- подстанция с жесткой ошиновкой ОРУ 110-500кВ блочной заводской комплектации;
- комплектные ячейки 110-220 кВ повышенной заводской готовности;
- комбинированные элегазовые аппараты (PASS, COBINED);

8.2.5 Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН):

- на основе оксидно-цинковых резисторов для всех классов напряжений, взрывобезопасные с достаточной энергоемкостью и защитным уровнем.

8.3 Диагностика и мониторинг основного оборудования

8.3.1 При развитии ЕНЭС на подстанциях должна быть предусмотрена установка:

- аппаратуры для диагностики и мониторинга основного оборудования;
- единых (интегрированных в АСУ ТП) информационно-диагностических систем для получения оперативного доступа к информации о состоянии оборудования

8.3.2 При техническом перевооружении должно быть обеспечено:

- внедрение прогрессивных методов и средств диагностики и мониторинга основного оборудования;
- проведение оценки технического состояния оборудования и мониторинга без отключения напряжения;
- поставка новых высоковольтных коммутационных устройств, уже оснащенных элементами мониторинга и диагностики под рабочим напряжением;
- оснащение находящихся в эксплуатации воздушных выключателей 330 кВ и выше, системами мониторинга и диагностики под рабочим напряжением в рамках целевой программы.

8.4 Релейная защита и автоматика

8.4.1 Системы релейной защиты, электроавтоматики (РЗА) и противоаварийной автоматики (ПА) должны обеспечивать:

- устойчивость работы ЕНЭС,
- снижение ущербов при повреждении сетевого электрооборудования и от недоотпуска электроэнергии потребителям при возникновении аварий в ЕНЭС.

8.4.2 Системы РЗА должны отвечать современным требованиям и обеспечивать:

- снижение времени отключения коротких замыканий за счет повышения быстродействия устройств релейной защиты;
- выявление повреждений элементов сети на ранних стадиях их возникновения за счет повышения чувствительности;
- сокращение времени принятия решений диспетчерским персоналом в аварийных ситуациях за счет полноты информации и оперативности ее предоставления;
- результативность противоаварийного управления за счет интеллектуальных программируемых комплексов ПА энергоузлов и локальных устройств ПА;
- повышение надежности функционирования ЕНЭС за счет:
- применения цифровых каналов связи, включая волоконно-оптические;
- использования дублирующих каналов связи для передачи аварийных сигналов и команд;
- снижение эксплуатационных трудозатрат за счет применения программно-аппаратных инструментальных средств.

8.5 Автоматизированные системы управления технологическими процессами подстанций (АСУ ТП).

8.5.1 АСУ ТП подстанций должно обеспечивать:

- единую систему измерений и регистрации технологических параметров для всех участников ОРЭ;
- мониторинг и диагностику состояния оборудования и режима сети в нормальных и аварийных режимах;
- управление переключениями с удаленных пунктов управления.

8.5.2 Комплекс автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) подстанций должен:

- способствовать:

а) эффективности функционирования объекта в целом (подстанции, сетевого района, предприятия магистральных электрических сетей) в нормальных и аварийных режимах.

б) эффективности обслуживания участников ФОРЭМ.

в) получению информации о состоянии присоединений сети в режиме реального времени;

г) обеспечению работы систем поддержки принятия решений оперативным персоналом;

д) надежности функционирования ЕНЭС за счет мониторинга текущего состояния работы оборудования и режимов его работы;

- предотвращать возникновение и развитие технологических нарушений и снижать ущербы;

- снижать эксплуатационные затраты и затраты на ремонт основного и вспомогательного оборудования.

8.6 Средства связи и передача информации

8.6.1 Сбор и передача информации должны осуществляться путем: модернизации существующих и создания новых систем на основе применения микропроцессорных устройств и систем, обеспечивающих увеличение наблюдаемости ЕНЭС, удовлетворяющих потребностям ОАО «СО ЕЭС» и ОРЭ.

8.6.2 Система сбора и передачи информации (ССПИ) подстанции должна:

- использовать современные микропроцессорные (МП) системы телемеханики с непосредственным подключением к вторичным цепям измерительных трансформаторов;
- повышать объем и расширять номенклатуру передаваемой оперативной и технологической информации;
- применять модульный принцип построения технических и программных средств;
- поддерживать международные протоколы передачи данных (IEC – МЭК);
- обеспечивать точность измерений;
- обеспечивать возможность масштабирования и интеграции МП систем телемеханики в АСУ ТП подстанций.

8.7 Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) на уровне подстанций.

8.7.1 При создании и модернизации систем учета электроэнергии на подстанциях ЕНЭС должны соблюдаться следующие принципы:

- на подстанциях ЕНЭС не допускается использование систем учета других собственников (потребителей и/или АО-энерго);
- системы АИИС КУЭ подстанций должны передавать данные в соответствие с принятыми регламентами в информационно-вычислительные комплексы автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ФСК ЕЭС» в соответствии со своей территориальной принадлежностью. Информационно-вычислительные комплексы АИИС КУЭ создаются в каждом филиале ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, а также, при необходимости, на предприятиях МЭС;
- АИИС КУЭ подстанции обеспечивает расчет баланса электроэнергии по подстанции и шинам с учетом собственных и хозяйственных нужд;
- АИИС КУЭ подстанции должна интегрироваться с АСУ ТП подстанций;
- Информационное взаимодействие АИИС КУЭ подстанции с внешними системами должно осуществляться по стандартизованным протоколам обмена;
- Результаты измерений, а также (в случаях, предусмотренных регламентами ОРЭ) данные о состоянии объектов и средств измерений, в точках учета, применяемых в целях определения величины переданной (полученной электроэнергии в точках поставки участников оптового рынка, передаются заинтересованным субъектам рынка (смежным субъектам ОРЭ, НП «АТС», ОАО «СО ЕЭС»).

8.8 Организация системы питания вторичных систем, систем связи и электрооборудования

8.8.1 Одним из основных условий надежного функционирования объекта является организация оптимальной структуры питания систем управления, систем РЗА, связи и других систем (далее - вторичных систем и систем связи).

Питание вторичных систем и систем связи должно осуществляться источниками переменного тока (собственные нужды подстанции) и постоянного оперативного тока.

8.8.2 Должен обеспечиваться правильный выбор конфигурации сети собственных нужд, включая решение вопросов автоматического ввода резерва (АВР) для различных потребителей, выбор защитных аппаратов сети собственных нужд, обеспечивающих быстрое отключение КЗ, использование кабелей не распространяющих горение.

8.8.3 Проектирование систем питания вторичных систем и систем связи должно проводиться с учетом:

- перехода на необслуживаемые подстанции;
- применения устройств, выполненных на микропроцессорной элементной базе (РЗА, контроллеры АСУ ТП, телекоммуникационное оборудование.), весьма чувствительных к перерывам электропитания;

Примечание – По этой причине должны быть предусмотрены источники бесперебойного питания (UPS), характеристики которых должны определяться на основе характеристик систем питания собственных нужд подстанции.

- обеспечения требований электромагнитной совместимости.
- питания электроприемников СН постоянного тока для подстанций 330 кВ и выше от двух и более аккумуляторных батарей.

8.8.4 Должна быть организована система децентрализованного питания с интеграцией имеющихся источников в систему объектового уровня соответствующей надежности.

9 Оборудование линий электропередачи

9.1 Воздушные линии электропередачи

9.1.1 При развитии и реконструкции ЕНЭС должны создаваться линии электропередачи нового поколения, которые обеспечивают:

- надежность и бесперебойность работы, с учетом расчетных климатических нагрузок различной обеспеченности, соответствующих рекомендациям МЭК и СИГРЭ;
- использование конструкций, элементов и оборудования, сохраняющих расчетные параметры в течение всего срока службы;
- внедрение эффективных систем защиты от гололедно-ветровых воздействий, грозовых перенапряжений, вибрации и пляски проводов и тросов при прохождении ВЛ по зонам экстремальных климатических воздействий;
- предпочтительное применение кабельных линий в городских поселениях;
- внедрение передовых, безопасных методов строительства и эксплуатации;

- оптимальное размещение и маршруты доставки аварийного резерва конструкций ВЛ;
- применение технологий неразрушающего контроля состояния в целях обеспечения перехода к ремонтам на основе оценки технического состояния ВЛ без их вывода из работы.

9.1.2 Опоры.

На ВЛ должны применяться:

- на магистральных ВЛ – опоры необходимой высоты и прочности, обеспечивающие соответствие ВЛ требованиям ПУЭ (7 издание) по устойчивости к климатическим воздействиям, одноцепные и многоцепные стальные опоры башенного типа (на основе многогранных и решетчатых конструкций), в малонаселенной местности – стальные опоры на оттяжках;
- на ВЛ 110-220 кВ (при соответствующем обосновании) – опоры на основе железобетонных центрифугированных конструкций;
- в качестве анкерно-угловых опор – стальные свободностоящие опоры. Для ВЛ до 750 кВ включительно анкерно-угловые опоры должны иметь ту же общую геометрию, что и промежуточные опоры;
- опоры с изолирующими траверсами.

Размеры и масса промежуточных опор в проекте должны быть оптимизированы для конкретных ВЛ, в том числе и за счет более широкого применения сталей повышенной механической прочности и коррозионной стойкости;

Конструкция опор должна обеспечивать возможность технического обслуживания и ремонта на ВЛ под напряжением, максимальную технологичность при установке, монтаже проводов и тросов.

Стальные опоры, стальные детали железобетонных опор должны быть защищены от коррозии на заводах-изготовителях.

Для районов с высокой степенью загрязнения атмосферы опоры должны изготавливаться из сталей повышенной ~~прочности и~~ коррозионной стойкости;

9.1.3 Фундаменты

Конструкции фундаментов опор должны обеспечивать необходимую прочность и устойчивость опор во всех случаях на весь срок эксплуатации ВЛ.

Условия применения фундаментов должны определяться в зависимости от результатов исследований грунтов (инженерно-геологических, гидрогеологических и других изысканий) [1].

В зависимости от типа грунта и конструкции опор должны применяться:

- сборные железобетонные (грибовидные подножники, фундаменты из железобетонных плит);
- монолитные железобетонные (заглубленные, малозаглубленные и поверхностные);
- свайные железобетонные и металлические (фундаменты из железобетонных свай с металлическими ростверками, винтовые сваи, сваи открытого профиля).
- сборные железобетонные (грибовидные подножники, фундаменты из железобетонных плит);

- монолитные железобетонные (заглубленные, малозаглубленные и поверхностные);
- свайные железобетонные (буронабивные, в том числе с уширением и без уширения) и металлические (фундаменты из железобетонных свай с металлическими ростверками, винтовые сваи, сваи открытого профиля);

9.1.4 Провода и грозозащитные тросы.

На ВЛ должны применяться:

- сталеалюминевые провода со стальным сердечником, заполненным термостойкой смазкой;
- провода с сердечником, состоящим из высокопрочных немагнитных стальных проволок, из стальных алюминированных проволок;
- провода с проводящей частью из термостойкого или супертермостойкого алюминиевого сплава, обладающие длительно допускаемой температурой эксплуатации от 150 до 200°С, обеспечивающие повышение пропускной способности ВЛ и живучести энергосистемы;
- провода с улучшенными аэродинамическими характеристиками;
- самодемпфирующиеся провода для районов с повышенной ветровой нагрузкой и больших переходов;

9.1.4.1 В качестве грозозащитного троса должны применяться:

- стальной канат из оцинкованных проволок с заполнением смазкой межпроволочного пространства;
- сталеалюминиевый провод с повышенным сечением стального сердечника с заполнением сердечника смазкой;
- тросы:

а) со встроенными волоконно-оптическими кабелями, в том числе с термостойким оптическим волокном, для организации по ним современных каналов связи;

б) с нержавеющими стальными проволоками в наружном слое;

в) с проволоками из нержавеющей азотосодержащей стали;

г) из стальных проволок, плакированных алюминием.

д) из низколегированной стали, обладающие высокой молниестойкостью, механической прочностью, коррозионной стойкостью;

9.1.5 Изоляторы.

Количество и тип изоляторов в гирляндах разного назначения на ВЛ должны выбираться в соответствии с действующими нормами, а также с учетом местных условий, в том числе карт загрязнения изоляции.

На ВЛ должны применяться:

- стеклянные изоляторы со сниженным уровнем радиопомех;
- полимерные подвесные изоляторы;
- длинностержневые фарфоровые изоляторы из глиноземного фарфора высокой прочности (при технико-экономическом обосновании);
- полимерные с кремнийорганическим защитным покрытием;
- полимерные междуфазные распорки для ВЛ, подверженных пляске;
- полимерные консольные изолирующие траверсы для ВЛ 220 кВ,

9.1.6 Линейная арматура.

На ВЛ должна применяться следующая арматура:

- сцепная, поддерживающая, натяжная, защитная и соединительная арматура, не требующая обслуживания, ремонта и замены в период всего расчетного срока эксплуатации ВЛ;
- прессуемая, быстромонтируемая, в т. ч. спиральная, клино-сочлененная;
- грузы-ограничители закручивания проводов и снегоотталкивающие кольца для защиты проводов от налипания мокрого снега;
- устройства, предотвращающие гололедообразование на проводах;
- многорезонансные гасители вибрации, предназначенные для эффективного ограничения на ВЛ вибрации фазных проводов и грозозащитных тросов;
- полимерные междуфазовые распорки;
- внутрифазовые распорки-демпферы.

9.1.7 Ограничители перенапряжений (ОПН)

Подвесные ОПН должны применяться на для повышения грозоупорности ВЛ при:

- высоких удельных сопротивлениях грунтов;
- отсутствии грозотросов по условию образования максимальных гололедных нагрузок;
- грозозащите больших переходов.

9.2 Диагностирование и мониторинг ВЛ

Для диагностирования и мониторинга на ВЛ должны применяться:

- автоматизированные системы мониторинга грозовой активности, гололеда и пожаров в районах расположения магистральных линий электропередачи и подстанций;
- аэросканирование с электромагнитной, лазерной, ультрафиолетовой и инфракрасной фиксацией дефектов;
- ультразвуковая дефектоскопия;
- сейсмоакустический контроль состояния фундаментов и ж/б конструкций;
- магнитометрия металлических конструкций.

9.3 Кабельные линии электропередачи

9.3.1 Кабельные линии электропередачи должны быть защищены от:

- механических воздействий;
- коррозии;
- вибрации;
- перегрева и повреждений электрической дугой при возникновении КЗ на одном из соседних кабелей;
- блуждающих токов и почвенной коррозии в соответствии с требованиями.

9.3.2 При монтаже кабелей следует избегать:

- перекрещиваний их между собой и с трубопроводами;
- опасных механических напряжений и повреждений.

9.3.3 Кабельные сооружения и конструкции, на которых укладываются кабели, должны выполняться из несгораемых материалов.

9.3.4 Открытая прокладка кабельных линий должна производиться с учетом:

- непосредственного действия солнечного излучения;
- теплоизлучений от различного рода источников тепла.

9.3.5 Рекомендуются к применению следующих конструкций кабелей:

- конструкции с изоляцией из «сшитого» полиэтилена (СПЭ), особенно в населенной местности и сложных условиях прокладки;
- универсальные кабели для воздушно-подземной и подводной прокладки без использования переходной кабельной арматуры, либо с арматурой на основе термоусаживаемых элементов.

10 Оперативно-технологическое управление ЕНЭС

10.1 Оперативно-технологическое управление должно обеспечивать единство технологического управления ЕНЭС, включая систему управления магистральными линиями электропередачи, объединяющими большинство регионов страны.

10.2 Система оперативно-технологического управления ЕНЭС должна быть *оптимальной* по структуре и не содержать в себе излишних и дублирующих звеньев, *эффективной* при планировании и оперативном управлении сетевым комплексом.

10.3 Система оперативно-технологического управления должна обеспечивать:

- выполнение критериев надежности работы ЕЭС России;
- минимизацию потерь по транзиту электроэнергии через ЕНЭС;
- снижение аварийных ущербов и потерь:
- мониторинг состояния ЕНЭС, в том числе контроль состояния основного оборудования ЕНЭС, анализ оперативной обстановки на объектах ЕНЭС;
- организацию оперативных действий по локализации технологических нарушений и восстановления режимов ЕНЭС;
- организацию оперативного обслуживания подстанций, производства оперативных переключений, режимное и схемное обеспечение безопасного производства ремонтно-эксплуатационных работ в электрических сетях, относящихся к ЕНЭС;
- выполнение оперативно-технологическим персоналом операционных функций по производству переключений в ЕНЭС;
- организацию работы с оперативным персоналом, проведение противоаварийной и тренажерной подготовки в оперативных подразделениях компании;
- формирование расчетной модели ЕНЭС, расчет режимов и анализ баланса электроэнергии ЕНЭС;
- разработку и внедрение мероприятий по снижению потерь.

10.4 Современная система оперативно-технологического управления должна включать:

- управление коммутационными аппаратами подстанции с использованием программно-аппаратного комплекса;
- внедрение средств блокировки от неправильных действий при производстве переключений;
- анализ произошедшего отключения с помощью средств программного обеспечения;
- использование в работе системы советчика диспетчера по схемным и режимным вопросам;
- широкое внедрение систем видеонаблюдений за оборудованием объектов;
- использование геоинформационных технологий, осуществляющих пространственно-технический мониторинг объектов с использованием современных аэрокосмических методов съемки, включая мониторинг пожарной и гидрометеорологической обстановки;
- возможность диагностики состояния оборудования со щитов оперативно-диспетчерского управления.

10.5 Центры оперативного и диспетчерского управления электросетевых объектов должны быть оснащены:

- автоматизированными системами диспетчерского управления (АСДУ) с системой сбора данных;
- автоматизированными системами контроля и учета электрической энергии и мощности (АСКУЭ);
- средствами оперативно-диспетчерской связи.

10.6 АСДУ должна интегрироваться с внедрением АСУ ТП подстанций. Внедрение современных средств связи должно быть на основе телекоммуникационной инфраструктуры Единой цифровой сети связи электроэнергетики – ЕЦССЭ.

11 Автоматизированные системы управления ЕНЭС.

11.1 Автоматизированная система управления (АСУ) должна обеспечивать повышение эффективности функционирования всего производственно-технологического комплекса ЕНЭС, том числе:

- обеспечение параллельной работы субъектов оптового рынка и российской электроэнергетической системы с электроэнергетическими системами иностранных государств;
- построение и поддержание управления единой национальной (общероссийской) электрической сетью, исходя из условий обеспечения надежности и соответствующего качества электроэнергии;
- предотвращение и организация ликвидации аварийных и чрезвычайных ситуаций;
- эксплуатация электрических сетей, обеспечивающая участникам рынка надежную и бесперебойную передачу электроэнергии;
- обеспечение развития и реконструкции технологической инфраструктуры рынка в интересах его участников;

- комплексную автоматизацию основных бизнес-процессов:
  а) финансово-экономического,
  б) хозяйственного,
  в) оперативно-технологического
  г) производственно-технического характера;
- снижение затрат за счет более рационального расходования средств (закупочная деятельность, управление техническим обслуживанием и ремонтами, управление активами).

11.2 Автоматизированная система управления электросетевыми объектами должна быть направлена на:

- разработку и внедрение системы мониторинга на основе СКАДА- систем различного уровня;
- внедрение новых типов сетевого оборудования, предназначенных для работы в составе полностью автоматизированных технологических комплексов;
- широкое внедрение системных микропроцессорных устройств измерений, защиты, автоматики и управления в составе АСУ ТП и СКАДА-систем;
- совершенствование системы противоаварийного управления;
- внедрение новых подсистем контроля и мониторинга, обеспечивающих решение задач оперативного получения всесторонней объективной информации о выполнении всеми субъектами рынка энергии и мощности договорных обязательств в нормальных и аварийных режимах работы энергообъединений;
- жесткий контроль выполнения условий технической и программной совместимости всех систем управления ЕНЭС, в том числе при смене поколений вычислительных средств и при использовании устройств иностранного производства.

12 Требования, обеспечивающие безопасность ЕНЭС

12.1 При развитии и техперевооружении ЕНЭС с учетом степени риска причинения вреда должны быть предусмотрены:

- защита:
  - жизни или здоровья граждан,
  - имущества физических или юридических лиц, государственного или муниципального имущества;
- охрана окружающей среды, жизни или здоровья животных и растений;
- безопасность излучений;
- биологическая безопасность;
- взрывобезопасность;
- механическая безопасность;
- пожарная безопасность;
- промышленная безопасность;
- электрическая безопасность.

12.2 При развитии и техперевооружении объектов должны быть обеспечены:

- безопасность, надежность и бесперебойность функционирования электрических сетей;
- безопасность на всех стадиях жизненного цикла (строительство, эксплуатация и ликвидация) используемого комплекса оборудования при производстве, транспортировании и реализации электрической энергии;
- внедрение:

а) организационных и технических мероприятий, для безопасного проведения работ, в том числе, при стихийных бедствиях и чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера;

б) современного электротехнического оборудования, имеющего повышенную эксплуатационную безопасность.

12.3 При реконструкции и техническом перевооружении объектов ЕНЭС в соответствии федеральным законам Российской Федерации от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и от 04.05.1999 № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха», а также ГОСТ 17.2.4.02, должны быть предусмотрены меры по предупреждению или ограничению вредного воздействия на окружающую среду:

- выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и сбросов в водные объекты;
- шума;
- вибрации;
- электрических и магнитных полей;
- иных вредных физических воздействий.

12.4 При развитии объектов электроэнергетики ЕНЭС должно быть обеспечено:

- уменьшение площади земельных угодий, подлежащих изъятию для нового строительства;
- соответствие современным международным экологическим требованиям в области электрических и магнитных полей, акустических шумов в соответствии с требованиями ГОСТ 13109 (это качество), ГОСТ 22012, ГОСТ Р 51320;
- применения экологически чистых технологий и материалов при строительстве и эксплуатации, в т. ч. и очистке просек под ВЛ от древесно-кустарниковой растительности;
- исключения негативного воздействия на окружающую среду во время проведения строительно-монтажных работ путем минимизации нарушения естественного геологического строения грунтов строительной техникой, рекультивации земель.

12.5 Размещение, проектирование, строительство, реконструкция, ввод в эксплуатацию, эксплуатация, консервация и ликвидация энергообъектов, оказывающих прямое или косвенное негативное воздействие на окружающую среду, должно осуществляться в соответствии с требованиями в области охраны окружающей среды:

- восстановление природной среды;
- рациональное использование и воспроизводство природных ресурсов;

- обеспечение экологической безопасности.

12.6 Должна быть предусмотрена своевременная утилизация, обезвреживание и захоронение на специализированных полигонах токсичных отходов (при их наличии). Складирование или захоронение отходов на территории объектов электроэнергетики не допускается.

12.7 Должен быть обеспечен контроль и учет выбросов и сбросов загрязняющих веществ, объемов воды, забираемых и сбрасываемых в водные источники в соответствии с требованиями ГОСТ 17.2.402-81, а также контроль напряженности электрического и магнитного полей в санитарно-защитной зоне воздушных линий электропередачи.

13 Электромагнитная совместимость

13.1 При развитии и техническом перевооружении ЕНЭС должна быть обеспечена электромагнитная совместимость объектов электроэнергетики ЕНЭС в целях предотвращения нарушения функционирования технических средств при воздействии на них электромагнитных помех, создаваемых объектами электроэнергетики ЕНЭС.

13.2 На объектах электроэнергетики ЕНЭС должны быть:

- обеспечены:

а) допустимые нормированные уровни радио- и телевизионных помех;

б) защита от грозовых перенапряжений, исключающая перекрытие изоляции и проникновение перенапряжений во вторичные цепи;

в) уровни наводок и помех, допустимые для применяемого оборудования;

г) электромагнитная совместимость в части обеспечения безопасности работы приборов и оборудования объектов электроэнергетики, в том числе путем принятия дополнительных мер (применение экранированных кабелей, установка фильтров в цепях питания) [1];

- выполнены заземляющие устройства, обеспечивающие выравнивание потенциала на территории и заземленном оборудовании подстанции;
- внедрены мероприятия по ограничению коронного разряда для обеспечения допустимых уровней радио- и телевизионных помех;
- ограничены опасные и мешающие влияния на линии связи и проводного вещания;
- выполнены компоновки подстанций с учетом электромагнитного влияния первичных цепей и оборудования на вторичные цепи и оборудование.
- предусмотрена защита от радиоизлучения.

БИБЛИОГРАФИЯ

[1] СанПиН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях. Утв. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 19.02.2003 N 10

УДК 621.311 ОКС 29.120.50 Е72

Ключевые слова: УСЛОВИЯ РАЗВИТИЯ, ЕДИНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА РОССИИ, ЕДИНАЯ НАЦИОНАЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ОБЪЕКТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, НАДЕЖНОСТЬ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

ОРГАНИЗАЦИЯ-РАЗРАБОТЧИК

Открытое акционерное общество «Научно-технический центр электроэнергетики» (ОАО «НТЦ электроэнергетики»)

Научный руководитель ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»		Ю.Г. Шакарян
Руководитель разработки Зам. научного руководителя, начальник Центра электротехнического оборудования		Л.В. Тимашова
Главный специалист		Н.В. Ясинская

Открытое акционерное общество «Институт Энергосетьпроект»

Директор по развитию энергосистем		Н.Н. Утц
Директор по развитию ЕЭС и ЕНЭС		Н.В. Бобылева

gost.e-ecolog.ru