

---

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ  
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

---



**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ  
ОАО «ФСК ЕЭС»**

**СТО 56947007-  
29.180.02.140-2012**

---

**Методические указания по проведению расчетов для выбора типа,  
параметров и мест установки устройств компенсации реактивной  
мощности в ЕНЭС**

Стандарт организации

Дата введения: 20.12.2012

ОАО «ФСК ЕЭС»

2012

## **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 стандарте организации**

1. РАЗРАБОТАН: ФГУП ВЭИ, ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ».
2. ВНЕСЁН: Службой электрических режимов, Департаментом технологического развития и инноваций.
3. УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ:  
Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.12.2012 № 797.
4. Согласован с ОАО «СО ЕЭС» письмом от 12.10.2012 № Б15-19-13972.
5. ВВЕДЁН: ВПЕРВЫЕ.

Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в Департамент технологического развития и инноваций ОАО «ФСК ЕЭС» по адресу: 117630, Москва, ул. Ак. Челомея, д. 5А, электронной почтой по адресу: [vaga-na@fsk-ees.ru](mailto:vaga-na@fsk-ees.ru).

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён в качестве официального издания без разрешения  
ОАО «ФСК ЕЭС».

## Содержание

1. Область применения.....	4
2. Нормативные ссылки .....	4
3. Термины и определения .....	5
4. Обозначения и сокращения.....	5
5. Назначение и виды устройств компенсации реактивной мощности для применения в ЕНЭС.....	6
6. Требования к проведению расчетов для выбора типа, параметров и мест установки устройств компенсации реактивной мощности .....	7
6.1 Требования к составу расчетов.....	7
6.2 Требования к расчетным моделям и методам проведения расчетов.....	9
6.3 Требования к результатам расчетов.....	13
6.4 Требования к выбору УКРМ.....	14
Библиография.....	15

## **1 Область применения**

1.1 Настоящий стандарт устанавливает требования к выбору типа, параметров и мест установки УКРМ в ЕНЭС.

1.2 Настоящий стандарт следует применять при разработке:

- схем развития ЕНЭС;
- проектов нового строительства, реконструкции и технического перевооружения ЛЭП и ПС ЕНЭС, в том числе, проектов установки отдельных УКРМ на действующих ПС ЕНЭС в связи с изменениями режимов и конфигурации электрических сетей;
- схем выдачи мощности электростанций, присоединяемых к ЕНЭС, в том числе, проектов установки отдельных УКРМ на действующих электростанциях в связи с изменениями режимов и конфигурации электрических сетей;
- схем технологического присоединения потребителей к ЕНЭС.

## **2 Нормативные ссылки**

ГОСТ Р 1.0-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения.

ГОСТ Р 1.2-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила разработки, утверждения, обновления и отмены (с Изменением № 1).

ГОСТ Р 1.4-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения.

ГОСТ 1.5-2001 Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению (с Изменением № 1).

ГОСТ Р 1.5-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения.

ГОСТ Р 1.12-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Термины и определения.

ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения.

ГОСТ 21027-75 Системы энергетические. Термины и определения (с Изменениями № 1-2).

ГОСТ Р 54130-2010 Качество электрической энергии. Термины и определения.

ГОСТ 24291-90 Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения.

ГОСТ Р 50397-2011 Совместимость технических средств электромагнитная. Термины и определения.

ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.

ГОСТ Р 54149-2010 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

ГОСТ 553-2000 (МЭК 34-3-88) Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия.

Примечание. При использовании настоящего стандарта 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 и определения**

В настоящем стандарте применяются термины, приведенные в ГОСТ Р 1.12, ГОСТ 19431, ГОСТ 21027, ГОСТ 24291, ГОСТ Р 50397, ГОСТ 1516.3, ГОСТ Р 54149, ГОСТ Р 54130.

### **4 Обозначения и сокращения**

БСК	Батарея статических конденсаторов
ВРГ	Вакуумно-реакторная группа
ЕНЭС	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЛЭП	Линия электропередачи
ОАПВ	Однофазное автоматическое повторное включение линии электропередачи
ПБВ	Переключение ответвлений обмоток без возбуждения
ПС	Подстанция

РПН	Устройство регулирования напряжения под нагрузкой
СД	Синхронный двигатель
СК	Синхронный компенсатор
СРН	Средство регулирования напряжения
СТАТКОМ	Статический компенсатор мощности на базе преобразователя напряжения с полностью управляемыми вентилями
СТК	Статический тиристорный компенсатор
ТРГ	Тиристорно-реакторная группа
УКРМ	Устройство компенсации реактивной мощности
УР	Установившийся режим энергосистемы
УШР	Управляемый шунтирующий реактор
ШР	Шунтирующий реактор
ФКУ	Фильтрокомпенсирующее устройство

## **5 Назначение и виды устройств компенсации реактивной мощности для применения в ЕНЭС**

5.1 УКРМ используются для:

- поддержания в ЕНЭС 110 – 750 кВ уровней напряжения, не превышающих наибольшие длительно допустимые рабочие значения по ГОСТ 1516.3;
- поддержания уровней напряжения на выводах электроприемников в пределах, регламентированных ГОСТ на качество электроэнергии, при соблюдении нормативных требований к степени компенсации реактивной мощности на шинах потребителей и требований к работе СРН, установленных на ПС распределительных сетей;
- поддержания в установившихся режимах величины реактивной мощности и напряжения синхронных генераторов в пределах, регламентированных «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей» [1], паспортными данными и результатами испытаний;
- обеспечения требуемых коэффициентов запаса статической аperiodической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки;
- повышения пропускной способности электрической сети в случаях её ограничения по условиям статической и/или динамической устойчивости;
- повышения динамической устойчивости синхронных машин при аварийных возмущениях вблизи электростанций и крупных узлов нагрузки с СД;
- обеспечения допустимых условий включения ЛЭП;
- гашения дуги в паузе ОАПВ ЛЭП;
- снижения внутренних (резонансных и коммутационных) перенапряжений на ЛЭП;
- фильтрации гармоник тока и симметрирования напряжений на участках ЕНЭС, где нарушаются требования ГОСТ на качество

электроэнергии в части показателей, характеризующих несинусоидальность и несимметрию напряжений;

- снижения потерь электроэнергии в ЕНЭС за счет оптимизации электрических режимов по напряжению и реактивной мощности.

5.2 На новых и реконструируемых объектах ЕНЭС рекомендуется применение следующих типов УКРМ:

- непрерывно автоматически регулируемых УКРМ на базе силовой электроники: СТАТКОМ, ТРГ, СТК в виде установок, образованных параллельным включением ТРГ и БСК или параллельным включением ТРГ, автоматически коммутируемых ВРГ и БСК;

- непрерывно автоматически регулируемых электромагнитных аппаратов: УШР с подмагничиванием сердечника постоянным током, УШР трансформаторного типа, установки, образованные параллельным включением УШР и БСК;

- дискретно управляемых (коммутируемых) автоматически и/или вручную УКРМ: ВРГ, ШР, БСК.

## **6 Требования к проведению расчётов для выбора типа, параметров и мест установки устройств компенсации реактивной мощности**

### **6.1 Требования к составу расчетов**

6.1.1. Принятие решения о применении УКРМ, выбор его типа, параметров и места установки должны основываться на результатах расчетов:

- установившихся режимов;
- статической устойчивости в контролируемых сечениях;
- динамической устойчивости генерирующего оборудования и двигательной нагрузки;
- режимов одностороннего включения ЛЭП;
- несимметричных установившихся режимов трехфазных сетей;
- электромагнитных переходных процессов при аварийных и плановых коммутациях в ЕНЭС;
- экономической эффективности применения УКРМ.

Для выявления технического эффекта от применения УКРМ расчеты следует выполнять вариантно: без УКРМ и с УКРМ.

Принятие решения о применении УКРМ следует делать на основе сопоставления технико-экономических показателей альтернативных вариантов.

6.1.2 Расчеты УР должны проводиться с целью выбора УКРМ, предназначенных для:

- поддержания уровня напряжения в электрической сети в допустимых пределах (п.п. 6.3.2 – 6.3.5);

- поддержания в установившихся режимах величины реактивной мощности и напряжения синхронных генераторов в допустимых пределах согласно [1, 5], данным собственников и требованиям заводов-изготовителей;

- снижения потерь мощности и электроэнергии в ЕНЭС.

6.1.3 Расчеты статической устойчивости в контролируемых сечениях и динамической устойчивости генерирующего оборудования и двигательной нагрузки должны проводиться с целью выбора УКРМ, предназначенных для:

- повышения пропускной способности электрической сети;
- обеспечения требуемых коэффициентов запаса статической аperiodической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки;
- повышения динамической устойчивости генераторов электростанций и крупных узлов нагрузки с СД.

6.1.4 Расчеты УР одностороннего включения ЛЭП должны проводиться для ВЛ напряжением 110 – 330 кВ протяженностью более 200 км, всех ВЛ напряжением 500 кВ и выше, а также всех КЛ 110 кВ и выше с целью выбора УКРМ, предназначенных для ограничения напряжения на разомкнутом конце ЛЭП при плановых коммутациях.

6.1.5 Расчеты несимметричных установившихся режимов трехфазных сетей должны проводиться с целью выбора УКРМ, предназначенных для фильтрации гармоник тока и симметрирования напряжений. Расчеты неполнофазных включений автотрансформаторов и/или ШР должны проводиться для участков сетей ЕНЭС, где используется или предполагается использовать такие включения.

6.1.6 Расчеты электромагнитных переходных процессов должны проводиться с целью выбора УКРМ, предназначенных для:

- снижения внутренних (резонансных и коммутационных) перенапряжений;
- гашения дуги в паузе ОАПВ ЛЭП.

6.1.7 Расчеты экономической эффективности должны проводиться для принятия решения о применении УКРМ за исключением случаев, когда УКРМ предназначается для:

- поддержания уровня напряжения в узлах электрической сети в допустимых пределах (п.п. 6.3.2 – 6.3.4) в нормальных режимах и в послеаварийных режимах в нормальной схеме сети, вызванных нормативными возмущениями в соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем» [4];
- ограничения недопустимых перенапряжений в паузе успешного ОАПВ ЛЭП;
- фильтрации гармоник тока и симметрирования напряжения по условию обеспечения требуемых показателей качества электроэнергии по ГОСТ Р 54149;
- обеспечения допустимых уровней напряжения на разомкнутом конце ЛЭП при плановых коммутациях.

## **6.2 Требования к расчетным моделям и методам проведения расчетов**

6.2.1 В расчетную модель энергосистемы (части энергосистемы) должны быть включены:

- ПС и ЛЭП, относящиеся к ЕНЭС;
- электростанции, присоединенные к ЕНЭС;
- объекты распределительных сетевых компаний 110 кВ и выше с присоединенными к ним электростанциями, которые образуют замкнутые связи, шунтирующие ЕНЭС и оказывающие существенное влияние на режимы работы электрической сети;
- объекты 220 кВ и выше российских независимых энергосистем и зарубежных энергосистем с присоединенными к ним электростанциями, шунтирующие ЕНЭС и оказывающие существенное влияние на режимы работы электрической сети.

6.2.2 Расчеты по п.п. 6.1.2, 6.1.3, 6.1.4 следует проводить с использованием однолинейных расчетных моделей. Расчеты по п.п. 6.1.5, 6.1.6 следует проводить с использованием трёхфазных расчётных моделей.

6.2.3 Расчеты по п.п. 6.1.2., 6.1.3, 6.1.4 должны выполняться для нормальной и основных ремонтных схем электрической сети, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем [4] на год ввода в эксплуатацию (окончания расширения, реконструкции) проектируемого объекта и на перспективу 5 лет. При этом следует учитывать планы реконструкции и ввода/вывода существующих электросетевых и генерирующих объектов, а также ожидаемую динамику изменения электрических нагрузок в расчетном интервале времени. В случае прогнозирования существенного изменения режимно-балансовой ситуации в связи с вводами генерирующих и электросетевых объектов расчеты должны быть выполнены для каждого года пятилетнего периода.

### **6.2.4 Требования к расчетам УР**

6.2.4.1 Расчеты УР должны выполняться для режимов зимних максимальных и минимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня и летних минимальных нагрузок выходного дня. Для энергосистем с крупными гидроэлектростанциями (мощностью 100 МВт и более) дополнительно должен рассматриваться режим паводка.

6.2.4.2 В расчетах УР уставки по напряжению на генераторах электростанций и автоматически регулируемых УКРМ, коэффициенты трансформации автотрансформаторов связи сетей разных классов напряжения, и число включенных в работу дискретно управляемых УКРМ (ШР, БСК, ВРГ) следует выбирать в соответствии с требованиями обеспечения допустимых уровней напряжения.

Уставки по напряжению на генераторах электростанций следует принимать в диапазоне 0.95 – 1.05 от номинального напряжения по ГОСТ 553 (МЭК 34-3-88). Коэффициенты трансформации трансформаторов и

автотрансформаторов связи сетей разных классов напряжения следует выбирать в пределах диапазона переключения их РПН с запасом на одну ступень.

При проведении расчетов УР для нормальных режимов число включенных в работу дискретно управляемых УКРМ и коэффициенты трансформации трансформаторов (автотрансформаторов) следует принимать неизменными для одного суточного цикла изменения нагрузки энергосистемы (суточный максимум/минимум нагрузки). Отличия указанных параметров в расчетах одного суточного цикла изменения нагрузки допускаются при соответствующем обосновании. Допускаются отличия уставок по напряжению на генераторах в расчетах для одного суточного цикла изменения нагрузки энергосистемы.

Допускаются отличия числа включенных в работу дискретно управляемых УКРМ и коэффициентов трансформации трансформаторов (автотрансформаторов) и уставок по напряжению на генераторах в расчетах для различных сезонных циклов изменения нагрузки (зимний/летний периоды).

При проведении расчетов УР для послеаварийных режимов число включенных в работу дискретно управляемых УКРМ, коэффициенты трансформации трансформаторов (автотрансформаторов) и уставки по напряжению на генераторах должны выбираться в соответствии с требованиями обеспечения допустимых уровней напряжения в этих режимах; при этом допускается их несовпадение со значениями для доаварийного режима.

6.2.4.3 В расчетах УР должны учитываться фактические ограничения по реактивной мощности для генераторов действующих электростанций, установленные в соответствии с данными собственников и требованиями заводов-изготовителей. При отсутствии таких данных, руководствуясь Типовой инструкцией по эксплуатации генераторов на электростанциях [5] и Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей [1], расчеты должны выполняться с учетом следующего:

- верхний предел допустимого диапазона по реактивной мощности определяется номинальными параметрами генератора (активная мощность и коэффициент мощности генератора);
- нижний предел допустимого диапазона по реактивной мощности:
  - для синхронных турбогенераторов единичной мощностью 100-300 МВт, а также гидрогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток потребление реактивной мощности не допускается в нормальных режимах генератора;
  - для синхронных турбогенераторов 500, 800, 1000 и 1200 МВт потребление реактивной мощности не допускается в любых режимах;
  - для турбогенераторов 500, 1000 МВт и 1200 МВт атомных электростанций во всех режимах следует обеспечивать выдачу реактивной мощности не менее 100, 150 и 200 Мвар;

- для асинхронизированных турбогенераторов потребление реактивной мощности допускается и определяется номинальным коэффициентом мощности;
- для синхронных компенсаторов типа КСВБ-50, КСВБ-100, КСВБ-160 максимальное значение потребляемой мощности составляет 50 % от их номинальной мощности;
- для гидрогенераторов с косвенным охлаждением при выдаче активной мощности потребление реактивной мощности допускается и определяется номинальным коэффициентом мощности;
- для гидрогенераторов с косвенным охлаждением, работающих в режиме синхронного компенсатора с отжатию воды из гидротурбины, выдача или потребление реактивной мощности допускается и определяется номинальным коэффициентом мощности.

6.2.4.4 В расчетах УР нагрузки в узлах расчетных моделей должны быть заданы своими статическими характеристиками по напряжению в соответствии с составом групп потребителей в этих узлах. При отсутствии информации о фактических статических характеристиках нагрузки допускается использование экспертных оценок и данных, содержащихся в [2, 3]. В случае наличия у потребителей СД в расчетной модели их следует учитывать работающими в режиме выдачи реактивной мощности для повышения запаса их устойчивости.

Допускается моделирование эквивалентных нагрузок на шинах среднего или низшего напряжения электростанций и ПС. При этом коэффициенты мощности ( $\text{tg}\varphi$ ) эквивалентной нагрузки должны приниматься не выше значений, приведенных в таблице 1.

Таблица 1

Напряжение шин ПС, кВ	$\text{tg}\varphi$
до 6	0,35
6-60	0,4
110 (154)	0,5
220 и выше	0,55

Допускается использование в расчетах УР фактических данных о режимах работы отдельных потребителей, участвующих в регулировании реактивной мощности на договорных условиях.

6.2.4.5 В расчетах УР должны учитываться фактические диапазоны переключения РПН/ПБВ трансформаторов (автотрансформаторов) 110 кВ и выше действующих подстанций, установленные в соответствии с данными собственников и требованиями заводов-изготовителей. При отсутствии таких данных, а также при учете РПН/ПБВ новых подстанций допустимо руководствоваться данными [2, 3].

6.2.4.6 При выборе УКРМ, предназначенных для снижения потерь активной мощности и электроэнергии в электрических сетях, должны

проводиться оптимизационные расчёты электрического режима по критерию минимума потерь активной мощности.

6.2.5 Требования к расчетам статической и динамической устойчивости

6.2.5.1 Расчеты статической и динамической устойчивости (п. 6.1.3) должны выполняться в соответствии с требованиями «Методических указаний по устойчивости энергосистем» [4].

6.2.5.2 Расчеты статической и динамической устойчивости должны проводиться для режимов зимних максимальных нагрузок рабочего дня и летних минимальных нагрузок выходного дня. Для энергосистем с крупными гидроэлектростанциями (мощностью 100 МВт и более) дополнительно должен рассматриваться режим паводка.

6.2.5.3 В расчетах динамической устойчивости должны учитываться:

- фактические параметры генераторов;
- фактические типы систем возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения генераторов действующих электростанций;
- характеристики систем регулирования находящихся в эксплуатации УКРМ;
- характеристики систем управления вновь вводимых УКРМ и систем автоматического регулирования возбуждения вновь вводимых генераторов;
- статические и динамические характеристики нагрузки;
- фактические параметры срабатывания устройств релейной защиты и автоматики.

При отсутствии таких данных допускается выполнение расчетов с учетом типовых характеристик и параметров срабатывания устройств релейной защиты и автоматики и экспертных оценок характеристик указанных систем управления и регулирования.

6.2.5.4 Расчеты динамической устойчивости следует выполнять на верифицированных расчетных моделях энергосистемы с использованием современных программных комплексов расчетов переходных режимов и динамической устойчивости, обеспечивающих точное моделирование конкретных систем возбуждения и систем регулирования существующих и вновь вводимых энергоблоков электростанций, а также средств компенсации реактивной мощности.

6.2.6 Расчеты электромагнитных переходных процессов должны выполняться в соответствии с частями 1 и 2 и приложением 2 РД 153-34.3-35.125-99 [7].

6.2.7 Расчеты неполнофазных режимов должны выполняться в соответствии с РД 153-34.3-20.670-97 в части п.п. 3 и 4.5 [8].

6.2.8 Требования к расчетам экономической эффективности

6.2.8.1 Расчеты экономической эффективности должны выполняться в соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем [9].

6.2.8.2 Экономическая эффективность применения УКРМ должна оцениваться путем расчета следующих технико-экономических показателей [9, 10]:

- интегрального эффекта или чистого дисконтированного дохода;
- срока окупаемости;
- внутренней нормы доходности;
- индекса доходности.

Допускается использование других показателей, отражающих интересы участников проекта и/или специфику проекта.

6.2.8.3 В качестве факторов технического и экономического эффекта от применения УКРМ следует рассматривать [10]:

- увеличение пропускной способности существующих электрических сетей и связанную с этим экономию за счет вытеснения в приемной части энергосистемы замыкающих генерирующих мощностей с высокими удельными показателями;

- снижение потерь мощности и электроэнергии в электросетевом оборудовании и уменьшение расхода электроэнергии на собственные нужды ПС;

- снижение недоотпуска электроэнергии потребителям;
- повышение качества электроэнергии и связанную с этим экономию за счет уменьшения платежей по штрафным санкциям;

- улучшение условий работы и уменьшение частоты срабатывания коммутационных аппаратов некоторых видов УКРМ (прежде всего ШР и БСК) и связанное с этим снижение затрат на планово-профилактические и восстановительные ремонты этого вида оборудования.

6.2.8.4 При проектировании следует также учитывать:

- площадь, занимаемую УКРМ;
- сложность эксплуатации и обслуживания;
- ремонтпригодность.

6.2.8.5 Альтернативные варианты установки УКРМ следует считать равно экономичными в случае разницы технико-экономических показателей не более 5 %.

### **6.3 Требования к результатам расчетов**

6.3.1 В результате расчетов по п.п. 6.1.2 – 6.1.6 должны быть определены:

- техническая необходимость и места установки УКРМ;
- место (шины, ЛЭП) и способ подключения УКРМ;
- тип, установленная мощность, диапазон регулирования, быстродействие, способ и закон управления УКРМ;

- экономическая эффективность применения УКРМ за исключением случаев, указанных в п. 6.1.7.

6.3.2 В расчетах УР наибольшие расчетные значения напряжения в узлах электрической сети должны быть ниже длительно допустимых рабочих значений по ГОСТ 1516.3 на 2,5 % для сетей класса 110 - 330 кВ и на 1 % для сетей класса 500 и 750 кВ, как показано в таблице 2.

Таблица 2

Номинальное напряжение сети, кВ	Наибольшее расчетное напряжение, кВ
110	123
220	246
330	354
500	520
750	780

6.3.3 Наименьшие расчетные значения напряжения на шинах подстанций 110 – 750 кВ должны обеспечивать возможность поддержания уровней напряжения в примыкающих распределительных сетях 6 – 35 кВ с учетом использования РПН понижающих трансформаторов 110 (150) кВ:

- не ниже 1,05 от номинального в нормальном режиме в максимум нагрузки,
- не выше номинального в нормальном режиме в минимум нагрузки,
- не ниже номинального в послеаварийном режиме в максимум нагрузки.

Если в расчетной модели не учитываются электрические сети ниже 110 кВ, наименьшие расчетные значения напряжения в узлах электрической сети 110 – 220 кВ должны быть не ниже номинального в нормальных режимах и 0,95 от номинального в послеаварийных режимах.

6.3.4 Расчетные значения напряжения на шинах пограничных ПС и электростанций зарубежных энергосистем в соответствии с [6] должны находиться в диапазонах, приведенных в таблице 3.

Таблица 3

Номинальное напряжение шин ПС/электростанции, кВ	Диапазон изменения напряжения, кВ
220	187 – 252
330	297 – 363
500	475 – 525
750	712 – 787

6.3.5 В режимах одностороннего включения ЛЭП расчетные уровни напряжения должны быть не выше допустимых по ГОСТ 1516.3, а именно:

- на разомкнутом конце ЛЭП не более 1,1 от наибольшего рабочего напряжения для сети 500 – 750 кВ;
- со стороны ПС не более 1,1 от наибольшего рабочего напряжения для сети 500 – 750 кВ с учетом обеспечения допустимых уровней напряжения в сети более низкого класса напряжения.

#### 6.4 Требования к выбору УКРМ

6.4.1 Для получения наиболее полного технического эффекта от применения управляемых УКРМ их целесообразно устанавливать на ПС, электрически удаленных от электростанций. В тех случаях, когда по совокупности местных условий оправдано размещение управляемых УКРМ вблизи электростанций, для наиболее эффективного их использования

необходимо предусматривать разработку мероприятий по координации управления режимами УКРМ и генераторов по реактивной мощности.

6.4.2 Для нормализации качества и симметрирования напряжения вдоль электропередач 110 и 220 кВ питающих тяговую нагрузку следует отдавать предпочтение ФКУ и автоматически регулируемым быстродействующим УКРМ с пофазным управлением.

6.4.3 При выборе УКРМ, содержащих в своем составе БСК, на участках сети, на которых наблюдаются регулярные искажения формы кривых тока и напряжения, должна производиться проверка данного УКРМ и, в частности, БСК, на возможную перегрузку токами высших гармоник.

6.4.4 Выбор схемы подключения УКРМ должен определяться в соответствии с Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ [11].

6.4.5 Неуправляемые ШР должны подключаться к ЛЭП и шинам подстанции через выключатели. При проектировании ПС рекомендуется предусматривать возможность переключения ШР с ЛЭП на сборные шины подстанций при ремонте ЛЭП.

6.4.6 Неуправляемые ШР должны подключаться, как правило, к шинам ПС. Подключение ШР к ЛЭП должно осуществляться в случае необходимости обеспечения допустимых уровней напряжения на разомкнутом конце ЛЭП в режимах одностороннего включения.

6.4.7 При проектировании на подстанции нескольких групп однофазных ШР одного класса напряжения следует предусматривать установку резервной фазы на 2 или 3 группы реакторов в соответствии с Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ [11].

## **Библиография**

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Приказ Минэнерго России от 19.06.2003 № 229.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под редакцией С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М., 1985.
3. Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д.Л. Файбисовича, М., 2012.
4. Методические указания по устойчивости энергосистем. Приказ Минэнерго России от 30.06.2003 № 277.
5. СТО 70238424.29.160.20.007-2009 «Турбогенераторы и синхронные компенсаторы. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования», утверждён приказом НП «ИНВЭЛ» от 31.12.2009 № 101/1.
6. Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Правила регулирования напряжения и

перетоков реактивной мощности. Согласованы решением КОТК Протокол № 4-з от 28 февраля 2007 года.

7. Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99.

8. Методические указания по применению неполнофазных режимов работы основного электрооборудования электроустановок 330 -1150 кВ. РД 153-34.3-20.670-97.

9. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Приказ Минэнерго России от 30.06.2003 № 281.

10. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. Официальное издание. НПКВЦ «Теринвест», 2000 г.

11. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ (НТП ПС). СТО 56947007-29.240.10.028-2009, ОАО «ФСК ЕЭС».

12. Федеральный закон от 27 декабря 2002 г. № 184 - ФЗ «О техническом регулировании».