ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ОАО «ФСК ЕЭС»

СТО 56947007-
29.240.019-2009

Методика оценки технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в ЕНЭС России

Стандарт организации

Дата введения: 22.01.2009

Москва
2009

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 стандарте организации

1. РАЗРАБОТАН: ОАО «НТЦ электроэнергетики»,
   ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ».

2. ВНЕСЁН: Дирекцией технического регулирования и экологии ОАО «ФСК ЕЭС».

3. УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ: Распоряжением ОАО «ФСК ЕЭС» от 22.01.2009 № 22р.

4. ВВЕДЁН: ВПЕРВЫЕ.

Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в Дирекцию технического регулирования и экологии ОАО «ФСК ЕЭС» по адресу: 117630, Москва, ул. Ак. Челомея, д. 5А, электронной почтой по адресу: zhulev-an@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 Назначение и область применения методики технико-экономического обоснования применения устройств FACTS в ЕНЭС России	5
2 Нормативные ссылки	7
3 Термины и понятия	7
3.1 Общие характеристики устройств FACTS	7
3.2 Виды устройств FACTS	8
3.3 Классификация управляемых систем передачи переменного тока в электрических сетях	9
4 Технические характеристики устройств FACTS и рекомендации по их применению при проектировании и реконструкции объектов в ЕНЭС России.	11
5 Факторы технико-экономического эффекта в электроэнергетических системах устройств FACTS	18
5.1 Повышение управляемости режимов работы ЭЭС	18
5.2 Повышения пропускной способности линий электропередач	18
5.3 Повышение статической и динамической устойчивости ЭЭС	19
5.4 Повышение качества электроэнергии	19
5.5 Нормализации параметров режима работы ЭЭС	21
5.6 Системный эффект от применения устройств FACTS для электроэнергетической системы в целом	23
6 Методика расчёта технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в электроэнергетических системах	24
7 Заключительные положения	30
БИБЛИОГРАФИЯ	32
Приложения	33
Приложение 1 Технико-экономическая оценка эффективности применения УШР	33
Приложение 2 Технико-экономическая оценка эффективности комплексного применения СТК и УУПК на межсистемных связях	35

Методика оценки технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в ЕНЭС России

1 Назначение и область применения методики оценки технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в ЕНЭС России

Для современного уровня развития Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) России характерны: большой охват территории, наличие многоконтурных сетей нескольких классов напряжения (110, 220, 330, 500, 750 кВ), объединенных сложными трансформаторными связями.

В рыночных условиях возрастают требования к максимальному использованию пропускной способности электрических сетей с целью повышения надежности функционирования ЕНЭС России, что может обеспечиваться с помощью управляемых (гибких) систем электропередачи переменного тока (FACTS).

Методические подходы по обоснованию эффективности применения управляемых (гибких) систем электропередач переменного тока в условиях рыночных отношений учитывают особенности использования гибких систем электропередачи, к которым могут быть отнесены:

- повышение пропускной способности электрических сетей ЕНЭС высшего напряжения;
- перераспределение перетоков мощности в основной сети в зависимости от спроса и его покрытия по узлам;
- повышение экономичности работы энергосистем за счёт снижения потерь электроэнергии в сетях;
- ограничение токов к.з., основанное на применении технологии ACTS;
- в определённых случаях устройства FACTS являются альтернативой сооружению дополнительных линий электропередач при выполнении заданных требований по надёжности, например требования по критерию п-1.

Методика оценки технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в ЕНЭС России (далее – методика) предназначена для принятия и обоснования решений о применении устройств FACTS в

электрических сетях электроэнергетических систем (ЭЭС) и обоснования инвестиционных проектов.

Областью применения методики является проведение технико-экономической оценки эффективности применения устройств FACTS для нормализации напряжения, повышения пропускной способности и целенаправленной коррекции потокораспределения в системообразующих и распределительных сетях ЭЭС, ограничение токов к.з. при проектировании новых, расширении, модернизации и реконструкции действующих подстанций и электрических сетей .

Поскольку устройства FACTS могут выполнять все функции существующих регулируемых средств компенсации реактивной мощности (СКРМ), решение об их применении формируется с учётом принципов, которые используются для выбора СКРМ традиционного исполнения. Поэтому положения этой методики могут рассматриваться как развитие «Руководящих указаний по выбору средств компенсации реактивной мощности и регулируемых трансформаторов в электрических сетях 110 – 1150 кВ». (РАО «ЕЭС России», 1997 г.)

Настоящей методикой следует руководствоваться:

- при выполнении ТЭО на стадиях проектирования при реконструкции, расширении и новом строительстве подстанций и линий электропередач;

- при разработке проектов схем развития ЕНЭС России;

- при анализе эффективности режимов работы электрических сетей и энергосистем в условиях эксплуатации.

Настоящая методика рассчитана на работников проектных, научных и эксплуатирующих организаций.

2 Нормативные ссылки

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

Настоящая методика разработана на основе "Методических рекомендаций по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике, утвержденные Приказом ОАО "РАО ЕЭС России" от 31.03.2008г. № 155 с учетом заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. № 24-16-1/20-113 ;

«Руководящих указаний по выбору средств компенсации реактивной мощности и регулируемых трансформаторов в электрических сетях 110-1150 кВ» (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, ЦДУ «ЕЭС России»), утвержденных РАО «ЕЭС России» 4.04.1997 г.;

«Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования» (Официальное издание. НПКВЦ «Теринвест», 2000 г);

«Методики расчёта экономического ущерба от нарушений в работе энергетического оборудования». (МТ-34-70-001-95. РАО «ЕЭС России». Москва. 1995 г).

Кроме того, при её составлении учитывались следующие документы:

- «Методические указания по применению асинхронизированных турбогенераторов на реконструируемых, расширяемых и вновь строящихся тепловых электростанциях разных типов». (РАО «ЕЭС России». Москва, 1996 г);

- Инструкция по расследованию и учёту технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей. (Руководящий документ РД 153-34. 0-20.801-00. М.2001 г);

- Руководящие указания по устойчивости энергосистем (Москва. 1994 РД 34.20.576-94).

3 Термины и понятия

3.1 Общая характеристика устройств FACTS

Термин **управляемые (гибкие) системы электропередачи переменного тока -Flexible Alternative Current Transmission System (FACTS)** введен в обращение Институтом электроэнергетики EPRI (США).

FACTS является одной из наиболее перспективных электросетевых технологий, суть которой состоит в том, что электрическая сеть из пассивного устройства транспорта электроэнергии превращается в устройство, активно участвующее в управлении режимами работы электрических сетей.

Благодаря этому удается «в темпе процесса» управлять значением пропускной способности линии электропередачи, перераспределять между параллельными линиями электропередачи потоки активной мощности,

оптимизируя их в установившихся режимах и перенаправлять их по сохранившимся после аварий линиям электропередачи, не опасаясь нарушения устойчивости, тем самым обеспечивая повышение надежности электроснабжения потребителей.

К устройствам FACTS первого поколения (FACTS -1) относят устройства, обеспечивающие регулирование напряжения (реактивной мощности) и обеспечивающие требуемую степень компенсации реактивной мощности в электрических сетях (статический компенсатор реактивной мощности (СТК), реактор с тиристорным управлением, стационарный последовательный конденсатор с тиристорным управлением, фазосдвигающий трансформатор и др.).

К новейшим FACTS второго поколения (FACTS-2) относят устройства, обеспечивающие регулирование режимных параметров на базе полностью управляемых приборов силовой электроники (IGBT транзисторы, IGCT - тиристоры и др.). FACTS-2 обладают новым качеством регулирования - **векторным**, когда регулируется не только величина, но и фаза вектора напряжения электрической сети (синхронный статический компенсатор (СТАТКОМ) , синхронный статический продольный компенсатор реактивной мощности на базе преобразователя напряжения (ССПК), объединённый регулятор потоков мощности (ОРПМ) , ВПТН, , ФПУ , асинхронизированный синхронный компенсатор в том числе с маховиком (АСК), асинхронизированный синхронный электромеханический преобразователь частоты (АС ЭМПЧ), фазовращающий трансформатор(ВФТ).

3.2 Виды устройств FACTS

Все устройства FACTS делятся на статические и электромашинные системы.

К статическим относятся:

- управляемые шунтирующие реакторы (УШР), реализованные по принципу магнитного усилителя (УШРП) или трансформаторного типа (УШРТ или реактор-трансформатор) с тиристорным управлением;
- реакторы, коммутируемые вакуумными выключателями (ВРГ);
- статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности (СТК), состоящие из одной или нескольких тиристорно-реакторной групп и набора фильто-компенсирующих цепей;
- синхронные статические компенсаторы реактивной мощности типа СТАТКОМ на базе преобразователя напряжения с параллельным подключением к сети;

- синхронные статические продольные компенсаторы реактивной мощности на базе преобразователя напряжения (ССПК);

•объединенный регулятор перетока мощности на основе преобразователей напряжения параллельного и последовательного включения, объединённых по цепям постоянного тока (ОРПМ);

•управляемые тиристорами устройства продольной емкостной компенсации (УУПК);

•управляемые фазоповоротные устройства (ФПУ) на базе фазосдвигающих трансформаторов с тиристорным управлением или РПН;

•вставки постоянного тока на базе преобразователей напряжения (ВПТН);

• токоограничивающие устройства на основе технологии FACTS (для ограничения токов короткого замыкания).

Группу электромашинных систем образуют:

•асинхронизированные синхронные компенсаторы (АСК);

•асинхронизированные электромашинные преобразователи частоты (АС ЭМПЧ) на основе двух асинхронизированных машин (АСМ) на одном валу либо на основе асинхронизированной (АСМ) и синхронной машин (СМ) на одном валу;

•фазовращающийся трансформатор-вращающаяся машина с питанием статора и ротора от сетей с различной частотой с дополнительным двигателем на валу (ВФТ).

3.3 Классификация управляемых систем передачи переменного тока в электрических сетях

Наименование	Обозначение
Статический тиристорный компенсатор	**СТК**
Синхронный статический компенсатор реактивной мощности на базе преобразователя напряжения	**СТАТКОМ**
Управляемый шунтирующий реактор с подмагничиванием	**УШР**
Реакторные группы, коммутируемые выключателями	**ВРГ**
Асинхронизированный синхронный компенсатор в том числе с маховиком	**АСК**
Неуправляемое устройство продольной компенсации	**УПК**
Управляемое устройство продольно	**УУПК**

Наименование	Обозначение
компенсации	
Фазовращающийся трансформатор-вращающаяся машина с питанием статора и ротора от сетей с различной частотой с дополнительным двигателем на валу	**ВФТ**
Синхронный статический продольный компенсатор реактивной мощности на базе преобразователя напряжения	**ССПК**
Объединенный (параллельно-последовательный) регулятор потоков мощности	**ОРПМ**
Фазосдвигающий трансформатор, управляемый тиристорами	**ФПУ**
Асинхронизированный синхронный электромеханический преобразователь частоты	**АС ЭМПЧ**
Вставка постоянного тока на полностью управляемых приборах силовой электроники	**ВПТН**
Токоограничивающие устройства (Ограничители токов короткого замыкания)	**ТОУ**

4 Технические характеристики устройств FACTS и рекомендации по их применению при проектировании и реконструкции объектов в ЕНЭС России

№ п.п.	Название	Характеристика устройства	Область применения
1	2	3	4
1	Реакторные группы, коммутируемые выключателями(ВРГ)	Ступенчато-регулируемые реакторы, подключаемые к третичной обмотке автотрансформаторов (трансформаторов) посредством вакуумных элегазовых выключателей с числом коммутаций 5000 – 10000, временем включения/отключения выключателя Δt = 0,02 – 0,12с, задержки в системе измерения и регулирования 0,01- 0,02с.	Применяются для компенсации зарядной мощности линий электропередачи и в узлах нагрузки для поддержания напряжения в допускаемых пределах в установившихся режимах. ВРГ предназначены для плавного регулирования напряжения (реактивной мощности) при мощностях, протекающих по линиям электропередачи, не превышающих натуральную. Предпочтительная область применения- распределительные сети.
2	Управляемый шунтирующий реактор с подмагничиванием постоянным током (УШР)	Состав устройства и принцип действия: выполняется на основе трансформатора с масляным охлаждением, в составе УШР на общем сердечнике сетевая обмотка реактора, компенсирующая обмотка, обмотка управления, и вне бака с УШР тиристорное выпрямительное устройство и фильтр. Быстродействие УШР определяется степенью форсировки и расфорсировки подмагничивания постоянным током и мощности выпрямительного устройства.	УШР предназначены для плавного регулирования напряжения (реактивной мощности) при мощностях, протекающих по линиям электропередачи. не превышающих натуральную. УШР могут устанавливаться как на линиях электропередачи (линейные УШР), так и на шинах подстанции. Предпочтительная область применения- распределительные сети.
		Состав устройства и принцип действия: индуктивный реактор с воздушным охлаждением и тиристорный вентиль с масляным или водяным охлаждением,	Для повышения устойчивости и пределов передаваемой по линиям электропередачи мощности. Обеспечивают регулирование напряжения (реактивной мощности) при мощностях

№ п.п.	Название	Характеристика устройства	Область применения
1	2	3	4
3	Статические тиристорные компенсаторы (СТК)	образующие тиристорно-реакторную группу (ТРГ) с плавным регулированием угла зажигания тиристоров; параллельно с ТРГ подключена конденсаторная батарея (КБ) и фильтро-компенсирующие цепи (ФКУ), подключается к сети ВН через третичную обмотку НН автотрансформатора или через блочный повышающий трансформатор НН/ВН. Минимальная величина постоянной времени регулирования реактивной мощности составляет $\tau_{p\Sigma}$ = 0,01 – 0,02с.. Диапазон регулирования реактивной мощности обеспечивается выбором мощности ТРГ, КБ, ФКУ.	в линиях электропередачи как ниже, так и выше натуральной. Предпочтительная область применения: распределительные и магистральные сети, межсистемные связи для целей глубокого регулирования реактивной мощности и обеспечения устойчивости. Не эффективны в слабых сетях.
4	Статический компенсатор реактивной мощности на базе преобразователя напряжения (СТАТКОМ)	Состав и принцип действия: преобразователь напряжения выполняется, как правило, на силовых транзисторах, обеспечивающий генерацию и потребление реактивной мощности в диапазоне ±100% установленной мощности устройства, подключение к сети ВН через третичную обмотку НН автотрансформатора или через отдельный повышающий трансформатор НН/ВН. **Является базовым статическим устройством FACTS-второго поколения**, позволяющих реализовывать быстродействующее векторное регулирование в энергосистемах.	Применяются для динамической стабилизации напряжения, увеличения пропускной способности электропередачи, уменьшение колебаний напряжения, повышение устойчивости при электромеханических переходных процессах, улучшение демпфирования энергосистемы. Применяется в любых электрических сетях, особенно эффективен в слабых сетях.

№ п.п.	Название	Характеристика устройства	Область применения
1	2	3	4
5	Асинхронизированные компенсаторы (АСК)	Являются комплексами, состоящими из асинхронизированных электрических машин переменного тока и статических преобразователей частоты. обеспечивают возможность осуществления векторного регулирования напряжения в энергосистемах Асинхронизированные компенсаторы (АСК) обладают высокой перегрузочной способностью (двукратная перегрузка по току в течение 300сек., диапазон регулирования мощности ±100%. Является базовым электромашинным устройством FACTS-второго поколения, позволяющих реализовывать векторное регулирование в энергосистемах. Возможно применение с маховиками на валу.	Применяются для динамической стабилизации напряжения, увеличения пропускной способности электропередачи, уменьшение колебаний напряжения, повышение устойчивости при электромеханических переходных процессах, улучшение демпфирования энергосистемы. Применяется в любых электрических сетях, особенно эффективен в слабых сетях. АСК с маховиком на валу эффективен при питании резко-переменных нагрузок, для демпфирования низкочастотных электромеханических колебаний.
6	Неуправляемое устройство продольной компенсации (УПК)	УПК функционируют посредством добавления емкостного напряжения для компенсации падения напряжения в линии на индуктивности, т.е. уменьшают реактивное сопротивление линии электропередач, генерируемая конденсатором, пропорциональна квадрату тока. Следовательно, последовательный конденсатор обладает саморегулирующим действием. При увеличении нагрузки системы реактивная мощность, генерируемая последовательным конденсатором, также увеличивается.	Применяется для повышения пропускной способности линии электропередач и динамической устойчивости благодаря установке последовательного конденсатора

№ п.п.	Название	Характеристика устройства	Область применения
1	2	3	4
7	Управляемое устройство продольной компенсация (УУПК)	Конфигурации УУПК включают в себя управляемые реакторы, соединенные параллельно с секциями батареи конденсаторов. Такая комбинация позволяет достичь плавное управление емкостным сопротивлением собственной (основной) частоты в пределах широкого диапазона.	Регулирует сопротивление ЛЭП, увеличивает пропускную способность, обеспечивает перераспределение мощностей по параллельным линиям электропередачи, демпфирует низкочастотные колебания мощности.
8	Фазоповоротное устройство (ФПУ)	Устройства , переключаемые посредством выключателей или тиристорных ключей отпайки трансформаторов, обеспечивающие регулирование фазы напряжения.	Применяется для оптимизации потоков мощности по параллельным ЛЭП, повышения пропускной способности.
9	Вставка постоянного тока на основе СТАТКОМов (ВПТН)	Вставка на базе двух СТАТКОМ, объединенных общим звеном постоянного тока и включаемых в рассечку линий электропередачи, связывающих две электрические системы. Обеспечивают регулирование как активной, так и реактивной мощности в широких пределах.	ВПТН применяется для несинхронного объединения любых энергосистем, где требуется регулирование реактивной мощности в широком диапазоне, в том числе и по межсистемным связям, относящих к категории «слабых».Обеспечивается надежное электроснабжение потребителей, уменьшаются объемы отключения потребителей ПА, появляется возможность оперативного обмена аварийным резервом мощности между ОЭС обеспечивается возможность работы в автономном режиме. Вставка на базе двух СТАТКОМ, объединенных общим звеном постоянного тока может связываться также линией постоянного тока

№ п.п.	Название	Характеристика устройства	Область применения
1	2	3	4
			(воздушной или кабельной).
10	Электромашинные преобразователи частоты (АС ЭМПЧ)	Две асинхронизированные машины с жестко связанными валами, работающие при различных частотах энергосистемы являются электромеханическим аналогом вставки постоянного тока, состоящей из двух СТАТКОМ. Обладает высокой перегрузочной способностью. В отличие от ВПТН обе части энергосистемы электрически не связаны.	Область применения АС ЭМПЧ такая же, что и ВПТН. Особенно эффективен АС ЭМПЧ при питании нагрузок чувствительных к посадкам напряжения и потребителей с импульсной нагрузкой.
11	Объединенный регулятор потоков активной и реактивной мощности (ОРПМ)	Объединенный регулятор потоков активной и реактивной мощности, образуемый посредством параллельно – последовательного включения в рассечку линий электропередачи преобразователей типа СТАТКОМ либо АСЭМПЧ, в котором одна из асинхронизированных машин включается в сеть параллельно, другая последовательно. Регулируются: величина напряжения, фазовый угол и величина сопротивления линии.	ОРПМ применяется для комплексного регулирования активной и реактивной мощности и импеданса линии электропередачи. Предпочтительные области применения :межсистемные связи с особо сложными случаями обеспечения устойчивости ЭЭС.
12	Вращающийся трансформатор (ВФТ)	Вращающийся трансформатор -вращающаяся машина с питанием статора и ротора от сетей с различной частотой с дополнительным двигателем на валу	ВФТ применяется для несинхронного объединения энергосистем, где имеются устройства регулирования реактивной мощности, в том числе и по межсистемным связям, относящих к категории «слабых».

№ п.п.	Название	Характеристика устройства	Область применения
1	2	3	4
13	Токоограничивающие устройства (Ограничители тока короткого замыкания) (ТОУ)	Токоограничители на основе технологии FACTS Схема последовательной компенсации, управляемой тиристорами, которая ограничивает ток аварии ,в этой схеме конденсатор включён последовательно, управляемый тиристором реактор включён параллельно, который, в течение нормальной работы отключен и емкость обеспечивает требуемую компенсацию сопротивления линии.	ТОУ применяются для: - сохранения существующего на станциях и подстанциях коммутационного оборудования при введении новых мощностей или подключении новых линий; - упрощения коммутационного оборудования на вновь строящихся объектах; - повышения надежности питания промышленных предприятий за счет поддержания напряжения при глубоком ограничении токов КЗ; - повышения динамической устойчивости энергосистем за счет уменьшения эквивалентного индуктивного сопротивления и (или) введения активного; - снижение электродинамических и тепловых воздействий на оборудование за счет ограничения ударного и установившегося значения тока КЗ.

5 Факторы технико-экономического эффекта в электроэнергетических системах применения устройств FACTS

5.1 Повышение управляемости режимов работы ЭЭС

Включение в состав ЭЭС устройств FACTS способствует повышению управляемости режимов работы ЭЭС, увеличению степени компенсации зарядной мощности электрической сети и переводу потоков активной мощности в линии с большим классом напряжения. Появляется возможность аккумулирования электроэнергии непосредственно в электрической сети с возвратом её в ЭЭС.

Благодаря этому создаются технические возможности для более полного использования пропускной способности существующих электрических сетей, вплоть до предела по нагреву проводов линий электропередачи, повышается статическая и динамическая устойчивость синхронной работы генераторов и нагрузки и улучшается качество электроэнергии. Расширяются возможности оперативной и автоматической нормализации и оптимизации параметров режимов работы ЭЭС.

5.2 Повышение пропускной способности линий электропередач

Более полное использование пропускной способности существующих электрических сетей, в частности отдельных межсистемных и межгосударственных связей, может обеспечить:

- передачу дополнительной электроэнергии из избыточных энергосистем с более низкими тарифами в дефицитные с вытеснением там менее экономичных источников энергии;
- увеличение выдачи активной мощности электростанций, за счёт повышения максимально-допустимых перетоков мощности.

Это может позволить рассмотреть вопрос о переносе сроков ввода генерирующих мощностей и строительства новых высоковольтных линий электропередачи (ЛЭП) с целью увеличения пропускной способности электрических сетей, а в отдельных случаях, возможно, и отказе от этих мероприятий. При этом генерирующая компания может получить дополнительную выручку на электростанциях от продажи электроэнергии, а сетевая компания - экономию затрат на строительство и эксплуатацию новых ЛЭП, а также дополнительную выручку за предоставляемые транспортные услуги по передаче электроэнергии в дефицитные районы.

В принимающей дефицитной энергосистеме или энергоузле выгода может быть получена за счет вытеснения замыкающих генерирующих мощностей с большими удельными расходами топлива и (или) использующих дорогое топливо, что приводит к снижению тарифов у потребителей.

5.3 Повышение статической и динамической устойчивости ЭЭС

Повышение устойчивости синхронной работы генераторов и нагрузки снижает вероятность нарушения нормальной работы ЭЭС и соответственно способствует уменьшению частоты срабатывания противоаварийной автоматики (ПА), предотвращающей эти нарушения. Кроме того, появляется возможность снизить дозировки управляющих воздействий ПА, уменьшив тем самым объем отключений нагрузки и генераторов. Результатом этого является:

- снижение потребности в аварийном резерве в ЭЭС;
- уменьшение ущербов на электростанциях от недовыработки электроэнергии;
- уменьшение компенсационных выплат потребителям за перерывы электроснабжения;
- экономия топлива на повторные пуски энергоблоков электростанций, отключенных ПА.

5.4 Повышение качества электроэнергии

Работа устройств FACTS обеспечивает частичное или полное исключение негативного влияния, вызываемого превышением нормативных значений таких показателей качества электроэнергии, как установившееся отклонение и размах изменения напряжения, несимметрия и степень искажения синусоидальности напряжения, длительность провалов напряжения. Он проявляется как у потребителя, так и в энергосистеме: на электростанциях и в электрических сетях.

У потребителей производственного профиля повышение качества электроэнергии позволяет снизить брак продукции, увеличить производительность технологического оборудования и уменьшить случаи его отключения из-за снижения напряжения и перегрузки из-за повышения напряжения сверх допустимых значений. Кроме того, снижается вероятность нарушения нормальной работы систем управления и технологической автоматики, а также скорость износа технологического оборудования.

Результатом этого могут быть: увеличение валового объема продукции, снижение ее себестоимости и экономия затрат на реновацию, текущие и аварийно-восстановительные ремонты технологического оборудования, а также снижение объема претензий к поставщику электроэнергии по компенсациям за невыполнение договорных обязательств по качеству электроэнергии.

У потребителей непроизводственной сферы повышение качества электроэнергии может сопровождаться уменьшением претензий по компенсациям экологического и материального ущерба.

Для электростанций повышение качества электроэнергии может способствовать: снижению ограничений рабочей мощности электростанций из-за уменьшения производительности вспомогательного оборудования при снижении напряжения; улучшению условий эксплуатации основного и вспомогательного оборудования, обусловленному симметрией, стабильностью и нормативным гармоническим составом напряжения. Это в свою очередь может способствовать уменьшению топливной составляющей в себестоимости произведенной продукции; снижению темпов износа оборудования с соответствующим продлением сроков его эксплуатации и увеличением межремонтных периодов. Можно ожидать повышения надежности работы оборудования и снижения потока его отказов, а также уменьшения вероятности несанкционированной работы релейной защиты и нарушений функционирования всех видов автоматики. В конечном счете, все это может привести к сокращению времени простоев оборудования электростанций в планово-предупредительных (ППР) и восстановительных (ВР) ремонтах с соответствующим увеличением числа часов использования его установленной мощности и увеличением объема товарной продукции.

В пределах электростанции суммарный экономический эффект от повышения качества электроэнергии может выражаться в снижении себестоимости товарной электроэнергии, затрат на реновацию, ППР, ВР и топливо для повторных пусков несанкционированно отключенного генерирующего оборудования. Можно ожидать рост выручки от продажи дополнительной электроэнергии.

В электрических сетях технический эффект от повышения качества электроэнергии может выражаться: в снижении потерь мощности в электросетевом оборудовании и в уменьшении расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций. Кроме этого можно ожидать снижения вероятности перегрузки и перевозбуждения автотрансформаторов связи электрических сетей разных классов напряжения, которые могут возникать при значительных отклонениях параметров режима от нормативных значений.

Также можно ожидать снижение темпов износа изоляции автотрансформаторов с соответствующим продлением срока их службы и межремонтных периодов, а также снижение вероятности нарушения работы релейных защит и сбоев в действии локальной и системной автоматики из-за асимметрии, нестабильности и искажения формы напряжения и токов.

Экономический эффект в электрических сетях от повышения качества электроэнергии может выражаться в снижении затрат на оплату электроэнергии для собственных нужд подстанций, реновацию, ППР и ВР.

5.5 Нормализация параметров режимов работы ЭЭС

Нормализация параметров режимов работы ЭЭС обеспечивает стабилизацию напряжения на сетевом оборудовании и оборудовании подстанций, облегчение режимов работы турбогенераторов по реактивной мощности, разгрузку от реактивной мощности линий электропередач и сетевых трансформаторов и может иметь своими последствиями:

- снижение темпов износа оборудования;
- снижение потока отказов оборудования с соответствующим уменьшением числа технологических нарушений (ТН);
- снижение активных потерь в линиях электропередач и сетевых трансформаторах.

Снижение темпов износа оборудования.

Нормализация текущих режимов ЭЭС по напряжению и реактивной мощности позволит снизить темпы расходования ресурса оборудования. В результате появится возможность исключить случаи сокращения межремонтных интервалов и продлить срок службы оборудования. Экономические последствия нормализации параметров текущего режима ЭЭС могут выражаться в частичном или полном исключении сверхнормативных затрат на реновацию и планово-профилактическими ремонтами.

Уменьшение числа технологических нарушений. Снижение ущерба от упущенной выгоды.

Под упущенной выгодой понимается уменьшение прибыли, вызванное снижением объема произведенной энергии на электростанциях, и недоотпуском электроэнергии потребителю из-за возникновения ограничений в электрических сетях. В последнем случае может идти речь о «запирании» мощности отдельных электростанций из-за снижения пропускной способности электрических связей. Недовыработка электроэнергии может определяться по снижению рабочей мощности электростанции по сравнению с договорной рабочей мощностью за время вынужденного простоя генерирующего оборудования.

Применительно к сетевой компании определение упущенной выгоды предлагается производить в тех случаях, когда в результате ТН существенно изменяются сальдо перетоков электроэнергии, а также произошли ограничения электроснабжения потребителей.

Уменьшение платежей по договорным обязательствам, связанным с компенсацией следующих видов ущербов.

- Возмещение убытков потребителям вследствие прекращения или ограничения электроснабжения в соответствии с условиями коммерческих договоров между энергоснабжающими организациями и потребителями электроэнергии.
- Возмещение упущенной выгоды в соответствии с условиями коммерческих договоров между генерирующими компаниями (либо отдельными электростанциями) и сетевыми компаниями.
- Возмещение экологического ущерба в виде платежей и (или) затрат на проведение работ по устранению экологических последствий от ТН по претензиям местных или федеральных органов.
- Возмещение социального ущерба в виде выплат, осуществляемых в соответствии с законодательством о социальной защите людей, по числу жертв и пострадавших от ТН.

Уменьшение ущерба от безвозвратных потерь средств производства. В общем случае этот вид ущерба складывается из следующих частей: остаточной стоимости безвозвратно потерянного оборудования и сооружений, стоимости потерь топлива, затрат на локализацию последствий ТН, пожаротушение, спасательные работы и проч.

Уменьшение затрат на ремонтно-восстановительные работы.

В затраты этого вида входит стоимость ремонтных и наладочных работ.

Затраты на ремонтные работы включают в себя стоимость демонтажа поврежденного оборудования и сооружений, стоимость запасных частей и материалов для производства ремонтно-восстановительных работ, стоимость ремонтных, строительных и монтажных работ, транспортные и прочие расходы.

В стоимости наладочных работ должны быть учтены затраты на выполнение наладки, испытаний оборудования, доведения технологического процесса до номинального режима, а также затраты на топливо и материалы, израсходованные в ходе этих работ.

Снижение ущерба от ухудшения параметров послеаварийного режима. Ущерб от этого фактора возникает в тех случаях, когда ТН приводят к существенным изменениям условий производства и передачи электроэнергии в ЭЭС в связи с отключением системообразующих ЛЭП, энергоблоков, мощных трансформаторов или потребителей большой мощности. В общем случае это сопровождается снижением качества электроэнергии или

надежности электроснабжения с рассмотренными выше последствиями. Ущерб при этом и складывается из дополнительных затрат на топливо, обусловленных неоптимальным распределением нагрузки между электростанциями, вводом в работу замещающих генерирующих мощностей с повышенными удельными расходами топлива и (или) использующих более дорогое топливо и увеличением потерь мощности в электрических сетях из-за неоптимального потокораспределения в них.

Снижение активных потерь в линиях электропередач и сетевых трансформаторах.

Разгрузка линий электропередач и сетевых трансформаторов от реактивной мощности приводит к снижению в них действующего тока и, соответственно, активных потерь. Экономический эффект рассчитывается из стоимости сэкономленной электроэнергии.

5.6 Системный эффект от применения устройств FACTS для электроэнергетической системы в целом

Экономический эффект от применения устройств FACTS носит системный характер и проявляется одновременно как у потребителя электроэнергии, так и в энергосистеме: на электростанциях и в электросетевом хозяйстве. Все три составные части его неразрывно связаны, поскольку являются результатом одних и тех же мероприятий. В конечном итоге этот эффект заключается: в снижении ущерба от упущенной коммерческой выгоды и уменьшении размеров штрафных платежей по договорным обязательствам у всех участников рынка электроэнергии; экономии затрат на реновацию, планово-предупредительные и восстановительные ремонты всех видов оборудования; сокращении ущербов от безвозвратных потерь средств производства.

Для сетевой компании часть эффекта, связанная с экономией затрат на реновацию и ремонт оборудования в настоящее время не поддается расчету из-за отсутствия соответствующих исходных данных. В наибольшей степени поддается расчету экономия сетевой компании от снижения штрафных платежей потребителю за недоотпуск электроэнергии по вине компании и электростанциям (или генерирующим компаниям) за «запирание» мощности электростанций, за ущерб от технологических нарушений в электросетевом хозяйстве, а также от снижения ущербов, связанных с безвозвратными потерями средств производства. По всем перечисленным факторам имеется сметная и бухгалтерская документация, отражающая соответствующие затраты прошлых лет, в результате ретроспективного анализа которой могут

быть получены исходные данные для объективной оценки рассматриваемых факторов эффекта от применения устройств FACTS в электрических сетях.

В определённых случаях устройства FACTS являются альтернативой сооружению дополнительных линий электропередач при выполнении заданных требований по надёжности, например требования по критерию п-1 .

6 Методика расчета технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в электроэнергетических системах

6.1 Областью применения устройств FACTS являются системообразующие и распределительные электрические сети энергосистем, межсистемные электрические связи .

6.2 Техническая целесообразность применения тех или иных устройств FACTS должна устанавливаться на основании результатов расчетов установившихся режимов, устойчивости энергосистемы и переходных процессов при нормированных возмущениях в энергосистеме.

6.3 Расчеты проводятся с целью выявления диапазонов изменения параметров режима энергосистемы, продолжительности существования характерных режимов, пределов устойчивости энергосистемы, а также для минимизации потерь активной мощности в электрических сетях.

6.4 Расчеты должны проводиться в нормальных схемах энергосистемы, а также в ремонтных схемах при отключении одного элемента сети, в наибольшей степени влияющего на режим региона. В качестве такого элемента может рассматриваться генератор, группа однофазных шунтирующих реакторов, наиболее загруженная ЛЭП, наиболее мощный трансформатор.

В отдельных случаях должны рассматриваться послеаварийные режимы, возникающие после отключения двух указанных выше элементов.

6.5 Расчеты должны проводиться для периодов года и часов суток с максимальным диапазоном изменения параметров режима энергосистемы. Такие режимы могут соответствовать максимальным и минимальным нагрузкам энергосистемы и интервалам максимальных и минимальных по абсолютной величине потоков мощности по отдельным ЛЭП в пределах суток летнего и зимнего периодов. При большой доле участия ГЭС в балансе мощности энергосистемы, кроме того, должны рассматриваться режимы максимальных нагрузок энергосистемы в паводковый период.

6.6 Расчеты должны проводиться вариантно: без устройств FACTS и с этими устройствами. По их результатам должно быть определено влияние устройств FACTS на изменение уровней напряжения в электрических сетях, загрузку турбогенераторов тепловых электростанций реактивной мощностью,

пропускную способность электрических сетей или отдельных электрических связей, потери мощности в сетях.

При выполнении оптимизационных расчетов должны учитываться ограничения на прием реактивной мощности турбогенераторами тепловых электростанций, а также ограничения на число коммутаций шунтирующих реакторов, батарей статических конденсаторов и РПН трансформаторов.

6.7 Расчеты динамической устойчивости проводятся с целью уточнения диапазонов регулирования и выбора алгоритмов управления устройств FACTS и выявления возможного влияния устройств FACTS на повышение устойчивости энергосистемы и, как следствие, на изменение дозировки противоаварийного управления, предотвращающего нарушение устойчивости энергосистемы. Расчеты динамической устойчивости должны выполняться, как правило, для режима зимнего максимума нагрузки энергосистемы.

6.8 Решение о применении устройств FACTS должно основываться на сравнении показателей их экономической эффективности, с аналогичными показателями альтернативных вариантов технических решений. Выбор альтернативных вариантов технических решений должен производиться с учетом специфики условий: конфигурации электрических сетей, структуры нагрузки, перспективы развития энергорайона и т.п. Практически это означает индивидуальный подход к обоснованию экономической эффективности устройств FACTS в каждом конкретном случае их применения.

6.9. Экономическими показателями, рекомендованными для этих целей методикой [1], являются: интегральный эффект или чистый дисконтированный доход (ЧДД), срок окупаемости, индекс доходности (ИД), внутренняя норма доходности (ВНД). Кроме того, могут быть использованы другие показатели, отражающие интересы участников проекта и (или) специфику проекта.

6.10 Для предварительных оценочных расчетов отдельных экономических показателей могут быть использованы приведенные ниже формулы.

На основании [2] ЧДД от применения устройств FACTS может быть рассчитан в базовых ценах по формуле

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T}\left[\left(R^{(t)} - З_F^{(t)}\right) - K_F^{(t)}\right] * \frac{1}{(1+E)^t} \qquad (1)$$

Здесь $R^{(t)}$ - суммарный системный экономический результат от применения устройств FACTS на t-ом шаге расчета, $З_F^{(t)}$ - затраты на амортизацию и обслуживание вновь вводимых устройств, $K_i^{(t)}$ -

капиталовложения в эти устройства, T - продолжительность эксплуатации устройств FACTS , t - шаг расчета, E - норма дисконта.

В общем случае суммарный системный экономический результат $R^{(t)}$ от применения устройств FACTS в энергосистеме определяется факторами, перечисленными в разделе 5. В конкретном проекте перечисленные в разделе 5 составляющие суммарного системного эффекта от применения устройств FACTS могут проявляться не в полном составе.

Дополнительные, сверхнормативные затраты на ППР и реновацию всех видов оборудования, приведенные к одному шагу расчета (t), могут быть определены по формуле

$$\Delta З_A = \sum_i K_i \left[a_{iKP} \frac{T_i}{\tau_i} \left(\frac{\beta_{Ti}}{\beta_{\tau i}} - 1 \right) + a_{iP} \left(1 - \beta_{Ti} \right) \right] \qquad (2)$$

Здесь a_{iKP}, a_{iP} - нормативные коэффициенты отчислений на капитальные ремонты и реновацию i – го вида оборудования. Коэффициенты $\beta_{Ti} = T_{ФАКТi} / T_i$ и $\beta_{\tau i} = \tau_{ФАКТi} / \tau_i$ характеризуют уменьшение срока эксплуатации (T_i) и межремонтных периодов (τ_i) для i – го вида оборудования, а K_i - суммарная балансовая стоимость этого оборудования.

Поток отказов оборудования всех видов, имеющий место в реальных условиях его эксплуатации, можно представить в виде суммы

$$\varpi = \sum_i (\omega_{i0} + \Delta\omega_i), \qquad (3)$$

где ω_{i0} - среднестатистический поток отказов i – го вида оборудования в условиях нормальных режимов ЭЭС; $\Delta\omega_i$ - увеличение потока отказов i – го вида оборудования, связанное с работой его при несимметрии и повышенном уровне напряжении, ненормативном гармоническом составе напряжения и токов, а также выходе частоты переменного тока за нормативные границы.

Суммарные затраты на восстановительные ремонты (ВР) в той или иной степени связаны практически с каждым единичным отказом оборудования. Увеличение потока отказов оборудования сопровождается следующими видами сверхнормативных затрат: на демонтаж вышедшего из строя оборудования $(\Delta З_{Дi})$, приобретение и монтаж заменяющего его оборудования $(\Delta З_{Мi})$; на запасные части и материалы $(З_{Мi})$; на проведение ремонтных $(З_{Pi})$ и наладочных $(З_{Нi})$ работ; транспортные $(\Delta З_{TPi})$ и прочие $(\Delta З_{ПРi})$ расходы. Таким образом, дополнительные затраты на ВР могут быть определены как сумма перечисленных затрат. Внедрение устройств FACTS может полностью

исключить или частично уменьшить эти затраты. Поэтому при определении суммарного системного результата $R^{(t)}$ от внедрения устройств FACTS дополнительные затраты, связанные с рассмотренным выше увеличением потока отказов, в отдельных случаях могут учитываться с понижающим коэффициентом, полученным в результате экспертной оценки.

Определенная часть дополнительного потока отказов $\Delta\omega_i$, которая получила каскадное развитие с безвозвратными потерями средств производства, сопровождается дополнительными затратами $\Delta З_{БП}$, который определяется на основании анализа аварийной отчетности за период наблюдений как средневзвешенный годовой ущерб от безвозвратных потерь средств производства в энергосистеме.

При оценке снижения затрат на топливо как составляющей суммарного системного результата применения устройств FACTS следует учитывать топливо, расходуемое на производство электроэнергии, повторные пуски генерирующего оборудования после отключений его ПА, релейной и технологической защитами, на пуско-наладочные работы после ППР и ВР, а также топливо, расходуемое на участие в горячем резерве и регулировании активной мощности (АРЧМ, АОП, третичное регулирование, полупиковые режимы).

Снижению затрат на топливо способствует также использование наиболее экономичного состава генерирующего оборудования, более дешевых видов топлива и оптимизация распределения нагрузок между электростанциями с учетом потерь мощности в электрических сетях энергосистемы.

В общем случае срок окупаемости устройств FACTS с использованием дисконтирования может быть определен по формуле

$$\tau = \frac{-1}{\ln(1+E)} \ln\left(1 - \frac{\mathrm{K}}{Э} * \frac{E}{1+E}\right) \qquad (4)$$

Индекс доходности определяется по формуле

$$ИД = \frac{1}{K} \sum_{t=0}^{T} \left(R^{(t)} - З_F^{(t)}\right) * \frac{1}{(1+E)^t} \qquad (5)$$

Внутренняя норма доходности, позволяющая оценить привлекательность инвестиций, определяется как решение уравнения

$$\sum_{t=0}^{T} \frac{\left(R^{(t)} - З_F^{(t)}\right)}{(1+ВНД)^{(t)}} = K \qquad (6)$$

В формулах (4), (5), (6) К – суммарные дисконтированные капиталовложения в устройства FACTS или в альтернативный вариант оборудования, Э – суммарный общесистемный эффект, на одном шаге расчета.

6.11 Интегральный общесистемный эффект от применения устройств FACTS, отраженный в ЧДД (1), может быть представлен в виде суммы трех частей. Каждая из них относится соответственно к генерирующим компаниям или отдельным электростанциям, сетевым компаниям и потребителям. Часть интегрального эффекта, получаемая каждой из перечисленных групп участников рынка электроэнергии, может быть определена по формуле

$$ЧДД_C = \frac{R_C}{R^{(t)}} * ЧДД, \qquad (7)$$

где R_C - экономический результат от использования устройств FACTS, получаемый непосредственно конкретной группой субъектов рынка.

6.12 Поскольку сетевая компания не производит собственной продукции и, следовательно, не имеет выручки от продаж, то в самом общем случае для неё величина R_C может быть определена по снижению её затрат на эксплуатацию электрических сетей после внедрения устройств FACTS и отчислениям за услуги за передачу электроэнергии по формуле

$$R_C = З_0 - З_F + \Delta R_{TP}, \qquad (8)$$

где $З_0, З_F$ - указанные затраты соответственно до и после ввода в эксплуатацию устройств FACTS; ΔR_{TP} - отчисления в пользу сетевой компании за транспорт электроэнергии.

6.13 Для увеличения передаваемой мощности по участку электрической сети (например, по межсистемной связи) можно рассматривать в качестве альтернативных вариантов сооружение дополнительной ЛЭП в совокупности с техническими средствами, обеспечивающими её нормальную эксплуатацию, либо использовать возможности пропускной способности существующих ЛЭП, установив в электрической сети для этой цели устройства FACTS. В этом случае устройства FACTS при более или менее массовом их применении могут решать следующие задачи:

- нормализовать напряжение на сетевом оборудовании в периоды роста и снижения нагрузки;
- корректировать потокораспределение в электрической сети, с учетом текущих рыночных и режимных ситуаций, в частности с целью ограничения потоков мощности в ЛЭП низших классов напряжения на уровне их термической стойкости;

• другие задачи, обусловленные спецификой местной нагрузки (например, симметрирование фазных напряжений, подавление высших гармоник промышленной частоты, снижение потерь мощности и энергии в электрических сетях).

6.14 Повышение степени использования пропускной способности существующих электрических сетей за счет возможностей, предоставляемых устройствами FACTS, обуславливает более жесткие требования к надежности последних. Отказ отдельных из них может стать причиной перегрузки звеньев электрической сети выше предела их термической стойкости, нарушения устойчивости энергосистемы или недопустимое снижение запаса устойчивости. Поэтому при выборе типов, установленной мощности и мест подключения устройств FACTS должна предусматриваться определенная избыточность как по установленной мощности, так и по функциональным возможностям этих устройств.

6.15 Если внедрение устройств FACTS и сооружение альтернативной им ЛЭП дают одинаковый технический эффект, то $ЧДД_С$ для сетевой компании может быть определен по формуле

$$ЧДД_С = \left[a_{ao}\left(\sum_{i=1}^{N} K_i - K_{ЛЭП}\right) + \Delta R_Э\right]\frac{(E+1)^T - 1}{E(E+1)^{T-1}} - \sum_{t=0}^{T}\frac{\Delta K_t}{(E+1)^T}, \qquad (9)$$

где a_{ao} - нормативный коэффициент отчислений на амортизацию и обслуживание;

K_i - капитальные затраты в i-ый вид устройств FACTS;

$K_{ЛЭП}$ - суммарные капиталовложения в альтернативную ЛЭП и сопутствующие ей технические средства;

$\Delta R_Э$ - разность затрат на компенсацию потерь электроэнергии в электрических сетях в варианте применения управляемых средств и в варианте с альтернативной ЛЭП.

Как сооружение альтернативной ЛЭП, так и внедрение комплекса устройств FACTS происходит в течение ряда лет, В формуле (9) это отражает второе слагаемое в её правой части. Здесь параметр

$$\Delta K_t = \left(\Delta \sum_{i=1}^{N} K_i\right)_t - (K_{ЛЭП})_t$$

представляет собой разность дисконтированных капиталовложений в устройства FACTS и альтернативную ЛЭП на t–ом шаге расчета, а N - общее количество устанавливаемых устройств FACTS.

7 Заключительные положения

Применение устройств FACTS в электроэнергетике позволит повысить управляемость режимов и устойчивость ЭЭС. Благодаря этому становится возможным уменьшение частоты срабатывания и дозировок управляющих воздействий противоаварийной автоматики, обеспечивается повышение качества электроэнергии и надежности электроснабжения потребителей. Создаются возможности для более полного использования пропускной способности существующих электрических сетей. Расширяются возможности оперативной и автоматической нормализации и оптимизации режимов ЭЭС. В определённых случаях устройства FACTS являются альтернативой сооружению дополнительных линий электропередач при выполнении заданных требований по надёжности, например требования по критерию п-1 .

Опыт внедрения и использования устройств FACTS в электроэнергетике России еще недостаточен.

Технико-экономический эффект от применения устройства FACTS носит общесистемный характер и проявляется одновременно у потребителей электроэнергии, в генерирующих и сетевых компаниях. При его количественной оценке в электроэнергетике России в настоящее время могут быть учтены только те факторы, которые связаны с повышением пропускной способности электрических сетей ЕНЭС высшего напряжения; с повышением статической и динамической устойчивости ЭЭС; перераспределением перетоков мощности в основной сети в зависимости от спроса и его покрытия по узлам; повышением экономичности работы энергосистем за счёт снижения потерь электроэнергии в сетях; с ограничением токов к.з.; с альтернативой сооружению электросетевых и генерирующих объектов.

В этих случаях в качестве источников окупаемости затрат на установку и эксплуатацию устройств FACTS рассматриваются:

- вытеснение наименее экономичных генерирующих источников за счет повышения пропускной способности межсистемных связей и использования более экономичных станций ,
- снижение затрат на аварийный резерв, компенсационные выплаты за недоотпуск электроэнергии,
- экономия затрат на сетевое строительство,
- реновацию и все виды ремонтов оборудования .

Библиография

1. «Руководящие указания по выбору средств компенсации реактивной мощности и регулируемых трансформаторов в электрических сетях 110-1150 кВ» (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, ЦДУ «ЕЭС России»), утверждено РАО «ЕЭС России» 4.04.1997 г.

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

3. «Методика расчёта экономического ущерба от нарушений в работе энергетического оборудования». (МТ-34-70-001-95. РАО «ЕЭС России». Москва. 1995 г).

4. «Методические указания по применению асинхронизированных турбогенераторов на реконструируемых, расширяемых и вновь строящихся тепловых электростанциях разных типов». (РАО «ЕЭС России». Москва, 1996 г).

5. Инструкция по расследованию и учёту технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей. (Руководящий документ РД 153-34. 0-20.801-00. М.2001 г).

6. Руководящие указания по устойчивости энергосистем (Москва. 1994 РД 34.20.576-94).

7."Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике (с типовыми примерами)»,утвержденные Приказом ОАО "РАО ЕЭС России" от 31.03.2008г. № 155 с учетом заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. № 24-16-1/20-113 .

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

Приложение 1

Методика оценки технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в ЕНЭС России

Технико-экономическая оценка эффективности применения УШР

Исходные данные. По электропередаче 500 кВ ПС0 – ПС1 – ПС2, протяженностью 700 км, прогнозируется электроснабжение потребителей дефицитной ОЭС1 от электростанций ОЭС2. Переток мощности по этой электропередаче в характерных режимах составляет 10 – 50% от натуральной мощности ВЛ 500 кВ. По условию включения линий, а также с целью компенсации их зарядной мощности на ПС1 необходима установка двух линейных шунтирующих реакторов, один из которых подключается к ВЛ 500 кВ ПС0 – ПС1, а другой к ПС1 – ПС2. В случае увеличения передаваемой мощности из ОЭС2 в ОЭС1 применение линейного УШР на ПС1 позволит повысить степень использования пропускной способности электропередачи 500 кВ ПС0 – ПС1 – ПС2 на 45 МВт.

Экономическая эффективность дополнительных затрат на УШР оценивается на основании факторов технического эффекта, изложенных в п.3 «Методики…»

ЧДД от применения УШР определяется по формуле

$$ЧДД_{УШР} = -\Delta K_{УШР} + \sum_{t=1}^{T}\left(R_{УШР}^{(t)} - \Delta З_{УШР}^{(t)}\right)\frac{1}{(1+E)^t}, \text{ где}$$

$T = 25$ лет – длительность эксплуатации устройства,

$E = 0{,}12\,\%$ норма дисконта,

$\Delta K_{УШР}$ – дополнительные капиталовложения в УШР 500 кВ 180 МВА по сравнению с ШР определяются по формуле

$\Delta K_{УШР} = \left(K_{УШР} + K_{УШР}^{СМР}\right) - \left(K_{ШР} + K_{ШР}^{СМР}\right)$, где

$K_{УШР}$, $K_{ШР}$ – стоимости линейных УШР и ШР, которые по данным заводов-изготовителей оцениваются в размере 2,34 и 0,9 млн. $ соответственно (из расчета 13 $/кВА и 5 $к/ВА), $K_{УШР}^{СМР}$, $K_{ШР}^{СМР}$ – строительно-монтажные работы по установке УШР и ШР. Из расчета 40 % от стоимости оборудования $K_{УШР}^{СМР} = 0{,}94$ млн.$, $K_{ШР}^{СМР} = 0{,}36$ млн.$.

С учетом повышающего территориального коэффициента в зоне ОЭС1 1,2 дополнительные капиталовложения в УШР составляют $\Delta K_{УШР} = 2{,}4$ млн. $.

$\Delta З_{УШР}^{(t)}$ – дополнительные годовые затраты на амортизацию и обслуживание УШР оцениваются ориентировочно в размере 8,4 % от дополнительных капитальных вложений по формуле

$\Delta З_{УШР}^{(t)} = \alpha_{УШР} * \Delta K_{УШР} = 0{,}084 * 2{,}4 = 0{,}2$ млн. \$/кВА.

$R_{УШР}^{(t)}$ – годовой суммарный экономический результат от применения УШР от более полного использования пропускной способности электропередачи ПС0 – ПС1 – ПС2. Этот эффект выражается в возможности передачи дополнительной электроэнергии из ОЭС2 с вытеснением в ОЭС1 выработки неэкономичных электростанций. Годовой суммарный экономический результат от применения УШР определяется по формуле

$R_{УШР}^{(t)} = P * T_{max} * \Delta Ц$,

где $P = 45$МВт – увеличение использования пропускной способности электропередачи при применении УШР, $T_{max} = 4000$ ч – годовое число часов использования дополнительной передаваемой мощности, $\Delta Ц$ – разница тарифа на электроэнергию в ОЭС1 и ОЭС2. В расчетах эта величина варьируется от 0,003 до 0,005 \$/кВт*ч.

В таблице приведены экономические показатели эффективности дополнительных затрат в УШР ЧДД, срок окупаемости, ИД, ВНД, определяемые по формулам п. 2.1 для трех значений показателя $\Delta Ц$.

Таблица

Показатели	Разница тарифа $\Delta Ц$, \$/кВт*ч		
	0,003	0,004	0,005
ЧДД, млн. \$	0,27	1,68	3,09
Срок окупаемости, лет	16,6	7,1	4,7
ИД	1,1	1,7	2,3
ВНД, %	13,6	21,5	29,2

Из таблицы видно, что в приведенном оценочном расчете экономические показатели эффективности применения УШР существенно зависят от разности тарифов на электроэнергию в ОЭС 1 и ОЭС 2. Дополнительные затраты в УШР на ПС1 можно считать достаточно эффективными при разности указанных тарифов более 0,003 \$/кВт*ч.

Приложение 2

Методика оценки технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в ЕНЭС России

Технико-экономическая оценка эффективности комплексного применения СТК и УУПК на межсистемных связях

Исходные данные. Максимально допустимый переток мощности в межсистемном сечении составляет 2200 МВт в сторону ОЭС 1 и 3000 МВт в сторону ОЭС 2. Требуемая пропускная способность межсистемного сечения ±2500 МВт. Таким образом, в сторону ОЭС 2 требования к пропускной способности сечения удовлетворены со значительным запасом. При передаче мощности из ОЭС 1 максимально допустимый переток мощности меньше требуемой величины на 300 МВт.

Совместная установка устройств СТК и УУПК суммарной мощностью 770 МВА позволит повысить максимальную допустимую передаваемую мощность в сторону ОЭС 1 до 2600 МВт, что превышает требуемую величину 2500 МВт.

Требуется оценить экономическую эффективность такой установки.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) от применения устройств УУПК и СТК определяется по формуле

$$ЧДД_C = -K_C + \sum_{t=1}^{T}\left(R_C^{(t)} - З_C^{(t)}\right)\frac{1}{(1+E)^t}, \text{ где}$$

$T = 25$ лет – длительность эксплуатации устройства,

$E = 0{,}12\,\%$ норма дисконта,

K_C – капиталовложения в устройства УУПК и СТК, которые по экспертным оценкам определяются приближенно в размере 45 $/кВА, при суммарной мощности 770 МВА составляют

$K_C = 38{,}5$ млн. $.

$З_C^{(t)}$ – годовые затраты на амортизацию и обслуживание предлагаемых к вводу устройств оцениваются ориентировочно в размере 8,4 % от капитальных вложений по формуле

$З_C^{(t)} = \alpha_C * K_C = 0{,}084 * 38{,}5 = 3{,}2$ млн. $/год.

$R_C^{(t)}$ – годовой суммарный экономический результат от применения устройств **СТК и УУПК**.

При расчете указанного суммарного экономического результата из всех факторов, перечисленных в п.5 «Методики …» учитывается только фактор повышения степени использования пропускной способности межсистемного

сечения. Рассмотрим два варианта источников окупаемости устройств СТК и УУПК.

В первом варианте предполагается, что дополнительная электроэнергия, передаваемая из ОЭС 2, вытесняет в ОЭС 1 замыкающие генерирующие мощности с большими удельными расходами топлива и (или) использующих дорогое топливо. Во втором варианте предполагаемый эффект от более полного использования пропускной способности межсистемного сечения выражается в возможности уменьшении компенсационных выплат за недоотпуск электроэнергии.

Годовой суммарный экономический результат от применения устройств FACTS в первом и втором вариантах соответственно оценивается по формулам

$$R_C^{(t)} = P * T_{max} * \Delta Ц,$$

или

$$R_C^{(t)} = P * T_n * Ц_n,$$

где $P = 300$ МВт – увеличение максимальной допустимой мощности в межсистемном сечении с помощью устройств FACTS, $T_{max} = 4000$ ч – годовое число часов использования дополнительно передаваемой мощности, $\Delta Ц$ – разница тарифа на ФОРЭМ в ОЭС 2 и отпускной стоимости электроэнергии, выработанной на замыкающих электростанциях ОЭС 1, T_n – число часов существования максимального недоотпуска, $Ц_n = 1{,}5$ \$/кВт*ч – компенсационные выплаты за недоотпуск электроэнергии. В расчетах разница тарифов $\Delta Ц$ варьировалась от 0,01 до 0,015 \$/кВт*ч. При оценке результата $R_C^{(t)}$ по экономии компенсационных выплат за недоотпуск электроэнергии показатель T_n варьировался от 25 до 30 ч.

Срок окупаемости, индекс доходности определяются по формулам

$$\tau_C = \frac{-1}{ln(1+E)} ln\left(1 - \frac{K_C}{R_C - З_C} * E\right),$$

$$ИД_C = \frac{(R_C - З_C)}{K_C} \sum_{t=1}^{T} \frac{1}{(1+E)^t},$$

а и внутренняя норма доходности из уравнения

$$\frac{K_C}{R_C - З_C} = \sum_{t=1}^{T} \frac{1}{(1+ВНД)^t}, \text{ где}$$

$R_C = R_C^{(t)}$, $З_C = З_C^{(t)}$ – годовой суммарный экономический результат и годовые затраты на амортизацию и обслуживание приняты одинаковыми для каждого года срока эксплуатации устройства.

В таблице приведены экономические показатели для обоих рассмотренных вариантов.

Таблица

Показатели	Вариант 1: Вытеснение замыкающих генерирующих мощностей		Вариант 2: Уменьшение компенсационных выплат за недоотпуск электроэнергии	
	$\Delta Ц = 0{,}01$ \$/кВт*ч	$\Delta Ц = 0{,}015$ \$/кВт*ч	$T_п = 25$ ч	$T_п = 30$ ч
ЧДД, млн. \$	30,5	77,6	24,6	42,3
Срок окупаемости, лет	6,6	3,3	7,5	5,3
ИД	1,8	3,0	1,6	2,1
ВНД, %	22,7	38,5	20,7	26,7

Из таблицы видно, что в приведенном оценочном расчете оба варианта источников окупаемости затрат на устройства **СТК и УУПК** дают близкий эффект по всем экономическим показателям. При принятых исходных данных ЧДД, срок окупаемости, индекс доходности и внутренняя норам доходности находятся в диапазонах 24,6 – 77,6 млн. \$, 3,3 – 7,5 лет, 1,6 – 3 и 20,7 – 38,5 % соответственно

gost.e-ecolog.ru