

КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ – ЭФФЕКТИВНОЕ СРЕДСТВО ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ, КАЧЕСТВА И ЭКОНОМИЧНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

АВТОРЫ:

ВОРОТНИЦКИЙ В.Э.,
ГЛАВНЫЙ НАУЧНЫЙ
СОТРУДНИК
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»,
Д.Т.Н., ПРОФЕССОР,

Одной из главных задач обеспечения надежного функционирования ЕЭС России является соблюдение баланса реактивной мощ-

ности. В решении этой проблемы важными инструментами служат компенсация реактивной мощности и совершенствование нормативно правовой базы.

Ключевые слова: системообразующие и распределительные электрические сети, реактивная мощность, компенсация, напряжение, регулирование, оптимизация, эффективность, системная услуга.



2 декабря 2014 г. в рамках Консультативного совета при Председателе Комитета Государственной Думы РФ по энергетике Федерального собрания РФ состоялось научно-техническое совещание «О координации услуг, совершенствовании нормативно-правовой базы и разработки отечественного производства по компенсации реактивной мощности в России».

Но совещании под председательством Председателя комитета ГД РФ по энергетике И.Д. Грачева присутствовали ведущие специалисты России по компенсации реактивной мощности – представители Минэнерго РФ, ОАО «ФСК ЕЭС», научно-исследовательских, проектных и эксплуатационных организаций, предприятий по производству средств компенсации реактивной мощности.

С основным докладом на совещании выступил главный научный сотрудник ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», д.т.н., профессор Воротницкий В.Э. Редколлегия журнала посчитала целесообразным опубликовать текст этого доклада в виде нижеследующей статьи.

ИСТОРИЯ ВОПРОСА. ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ И ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ

Обеспечение баланса реактивной мощности с целью поддержания требуемых уровней напряжения в контрольных пунктах, на шинах электростанций, подстанций и потребителей, а также регулирования напряжения в необходимых пределах является одной из важнейших задач обеспечения надежного и безопасного функционирования ЕЭС России, бесперебойного и экономичного электроснабжения потребителей с допустимыми параметрами качества электроэнергии.

Компенсация реактивной мощности является важнейшей и наиболее эффективной составляющей обеспечения её баланса в энергосистеме страны в целом, на отдельных участках электрических сетей, в энергорайонах и узлах. Компенсации уделяется большое внимание во всём мире, особенно в электроэнергетических компаниях промышленно развитых стран. В последние годы, особенно после системной аварии в Мосэнерго в 2005 г., работы по компенсации реактивной мощности несколько активизировались и в России. Тем не менее, как показывают энергетические обследования, степень компенсации реактивной мощности в отечественной электроэнергетике значительно ниже, чем в промышленно развитых странах. Более того, имеющиеся в электрических сетях, на электрических станциях и у потребителей возможности для согласованного регулирования реактивной мощности и уровней напряжения используются явно недостаточно.

Статья посвящена рассмотрению основных проблем, препятствующих полноценному выполнению нормативных требований по оптимизации режимов электрических сетей по реактивной мощности и уровням напряжения, определению основных путей решения этих проблем, в первую очередь, в части развития нормативной правовой базы по компенсации реактивной мощности на оптовом и розничном рынках электроэнергии.

Энергосберегающий эффект от оптимизации потоков реактивной мощности по линиям, трансформаторам и автотрансформаторам и уровней напряжения в узлах электрических сетей 0,4–750 кВ известен достаточно давно. Теоретические пути достижения этого эффекта, математические методы и алгоритмы оптимизации режимов нашли отражение в большом количестве публикаций, в отечественных промышленных программных комплексах, таких как RASTR Win, «Космос» и др.

Дополнительные к оптимальным потоки реактивной мощности в электрических сетях приводят к увеличению полного тока на отдельных участках и соответствующему росту потерь напряжения, потерь мощности и электроэнергии, снижению пропускной способности линий и нагрузочной способности трансформаторов. В конечном итоге все это отрицательно сказывается на экономике электросетевых предприятий и тарифах на электроэнергию для конечных потребителей (рис. 1).

Большинство промышленно развитых стран, учитывая сравнительно высокую экономическую и энергетическую эффективность компенсации реактивной мощности, уделяют ей большое внимание. В частности, в США и Японии мощность конденсаторов составляет около 70% от активной пиковой мощности. В отдельных энергокомпаниях США мощность установленных конденсаторов уже составляет 100% от мощности генераторов. При этом во многих странах наблюдается тенденция уменьшения выдачи генераторами электростанций реактивной мощности за счет увеличения доли, вырабатываемой конденсаторами. Что касается коэффициента реактивной мощности $\text{tg } \varphi$ в режиме максимальных нагрузок, то в США, Японии, большинстве европейских стран его оптимальное значение в зависимости от номинального напряжения сети должно поддерживаться на уровне 0,2–0,4, что соответствует $\cos \varphi = 0,98\text{--}0,92$.

Следует заметить, что повышенное внимание за рубежом уделяется не только установке достаточного количества компенсирующих и регулирующих устройств, но и автоматизации систем регулирования напряжения и управления потоками реактивной мощности. В частности, широко известен опыт Франции и Италии по внедрению трехконтурных автоматизированных систем, основанных на разделении

СТРУКТУРА ПОСЛЕДСТВИЙ ПОВЫШЕННЫХ ПЕРЕТОКОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ



Рис. 1

электроэнергетических систем этих стран на зоны управления. Подобная работа, в частности, во Франции началась 35 лет назад – в 1979 г. В настоящее время система вторичного регулирования напряжения во Франции охватывает около 100 тепловых энергоблоков и 150 гидрогенераторов. Национальная энергосистема Франции разделена на 35 зон управления. В Италии таких зон 18, общее число регулируемых электростанций – 50 [2], в зоне управления их может быть от одной до пяти. В функции зонального регулирования напряжения входит управление коммутациями батарей статических конденсаторов

(БСК), шунтирующими реакторами, средствами регулирования под напряжением (РПН) трансформаторов и синхронными компенсаторами с целью высвобождения диапазонов регулирования на зональных регулирующих электростанциях.

В бывшем СССР в течение длительного времени (с 1930-х гг. и до 2000 г.) взаимоотношения энергоснабжающих организаций и потребителей электроэнергии в части реактивной мощности регулировались скидками (надбавками) к тарифам на электроэнергию. Главгосэнергонадзором велся ежегодный учёт и анализ уровня компенсации реактивной

мощности по предприятиям, союзным республикам, энергообъединениям и стране в целом. Уровень компенсации определялся как отношение суммарной установленной мощности конденсаторных батарей, синхронных компенсаторов и 30% мощности синхронных двигателей к максимальной активной нагрузке предприятия, региона и страны в целом.

За период с 1976 по 1985 г. этот уровень увеличился с 19,54 до 27,6%. Ставилась задача к 1990 г. довести его до 60%. Но началась перестройка и намеченные планы так и не удалось реализовать.

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ВОЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ФОРУМ ARMY 2015

16–19 июня 2015 года

Конгрессно-выставочный центр Военно-патриотического парка культуры и отдыха ВС РФ «Патриот»
Московская область г. Кубинка

раздел «ЭНЕРГЕТИКА»

Ключевые темы:

- Технологии интеллектуальных энергосистем;
- Перспективные источники электрогенерации;
- Водородная энергетика;
- Технологии сверхпроводимости;
- Системы накопления энергии;
- Кибернетическая безопасность систем энергоснабжения;
- Системы электроснабжения переменного и постоянного тока. Электрооборудование;
- Автономные и резервные системы электроснабжения;
- Электротранспорт и инфраструктура;
- Силовая электроника. Преобразователи энергии;
- Оборудование первичной и вторичной коммутации;
- Трансформаторное оборудование;
- Воздушные и кабельные линии электропередачи;
- Ситуационно-аналитическое обеспечение управления и моделирование в энергосистемах.

www.rusarmyexpo.ru

Организатор



Министерство обороны
Российской Федерации

Соорганизаторы



Ростех
Государственная корпорация
«Ростехнологии»



РОСКОСМОС
Федеральное космическое агентство

Выставочный оператор



МКБ
Международные конгрессы и выставки

Партнер раздела «Энергетика»



ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

КОЛИЧЕСТВО ПОДСТАНЦИЙ И ЛИНИЙ ЭЛЕКТРО- ПЕРЕДАЧИ, ШТ., РАБОТАЮЩИХ С $\text{tg } \varphi > 0,5$

ОЭС	Подстанций	Линий
Юга	38	280
Северо-Запада	6	19
Центра	70	138
Средней Волги	45	51
Урала	38	78

Таблица 1

ОТНОШЕНИЕ МОЩНОСТИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ($Q_{КУ}$) К ЗАРЯДНОЙ МОЩНОСТИ ЛИНИЙ ($Q_{ЗАР}$)

Энергосистема	$Q_{ку}/Q_{зар}$, о.е
Алтайская	1,20
Кузбасская	0,35
Новосибирская	0,66
Омская	1,26
Томская	3,95
Западная Сибирь	0,78
Иркутская	0,44
Красноярская	0,48
Хакасская	0,45
Восточная Сибирь	0,46
ОЭС Сибири	0,67

Таблица 2

В постперестроечный период, особенно в соответствии с приказом Минэнерго РФ от 10.01.2000 № 2, действующие в области компенсации реактивной мощности документы были признаны утратившими силу и внимание к этой важнейшей проблеме значительно упало. За тот же период по ряду объективных причин заметно выросли реактивные нагрузки при существенном отставании вводов генерирующих активных мощностей и электросетевого строительства. Появилось большое число энергорайонов России, характеризующихся дефицитами реактивной мощности и, как следствие, работой с пониженными уровнями напряжения в нормальных режимах. В этих районах все чаще стали возникать трудности с выводом оборудования в ремонт и его аварийными отключениями. При выводе оборудования в ремонт часто было невозможно обеспечить допустимые уровни напряжения в сети 110 кВ и выше без ввода графиков ограничения потребителей. При аварийных отключениях в сети происходило снижение напряжения на 20–30% на головных подстанциях с последующим автоматическим сбросом нагрузки.

Судя по результатам проведенных в 2011–2012 гг. энергетических обследований электрических сетей, исследований ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», ситуация с уровнем компенсации реактивной мощности в электрических сетях в последние годы существенно не изменилась, а кое-где ухудшилась. К сожалению, в настоящее время отсутствует полная и достоверная информация о фактическом уровне компенсации реактивной мощности по стране в целом, отдельным регионам и уровням напряжения электрических сетей. Но и та ограниченная информация, которой мы располагаем сегодня, свидетельствует о больших проблемах, которые требуют безотлагательного решения.

В частности, значительное число линий и автотрансформаторов в магистральных электрических сетях 220–500 кВ работает с повышенными перетоками реактивной мощности с $\text{tg } \varphi > 0,5$ (табл. 1).

Наиболее подробный анализ режимов реактивной мощности по данным телеизмерений был проведен в ОЭС Сибири в 2011 г. Из 266 обследованных автотрансформаторов (АТ) мощностью 220–550 кВ на 137 (более 50%) $\text{tg } \varphi$ их нагрузки превышал допустимое значение 0,5. По нормативным документам ОАО «ФСК ЕЭС» компенсация зарядной мощности ВЛ 500 кВ должна составлять 80–100%. Тем не менее по ОЭС Сибири она составляет 0,67. По отдельным энергосистемам этой ОЭС степень компенсации находится в пределах 0,35–3,95, что видно из табл. 2.

Не лучше ситуация и в других ОЭС. Степень использования установленных в магистральных электрических сетях 220–500 кВ компенсирующих устройств находится в пределах 40÷50%.

Отмеченное выше, безусловно, сказывается на уровнях напряжения в электрических сетях. На ряде линий в режимах минимальных нагрузок имеет место избыток реактивной мощности и повышенное напряжение, на ряде перегруженных линий в часы максимума нагрузки наблюдается пониженное напряжение. И в том и в другом случае, как было сказано выше, это создает трудности при выводе оборудования в ремонт и при ликвидации аварий, а также приводит к дополнительным потерям мощности и электроэнергии в сети.

Недопустимые отклонения напряжения в контрольных точках сети вызваны не только недостаточными степенями компенсации реактивной мощности и использования средств компенсации, но и низкой оснащённостью автотрансформаторов мощно-

стью 220–750 кВ средствами автоматического регулирования напряжения трансформатора (АРНТ) и степенью использования РПН и АРНТ, что видно из табл. 3.

Из этой таблицы, в частности, следует, что число неиспользуемых РПН от общего количества АТ, оборудованных РПН, составляет в сетях 220÷330 кВ 41%, в сетях 500÷750 кВ 79%. С использованием средств автоматического регулирования напряжения ещё хуже. Только около 50% АТ оборудовано этими средствами, используется для регулирования напряжения в сетях 220–330 кВ 4,9%, а в сетях 500–750 кВ 1% от общего количества АТ.

ДЕЙСТВУЮЩАЯ НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ ОСНОВА КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

На сегодняшний день создана нормативная база для определения мест и установленной мощности компенсирующих устройств при разработке схем развития электрических сетей, проектов их реконструкции и присоединения новых потребителей электроэнергии, а также для стимулирования к установке средств компенсации в системообразующих и распределительных электрических сетях и сетях потребителей. При этом необходимо отметить, что эта база распространяется в основном на взаимодействие потребителей и сетевых компаний и в существенно меньшей степени относится к генерации.

Требования к выбору компенсирующих устройств, режимов их работы, стимулированию к их установке и эффективному использованию изложено в целом ряде нормативных документов. К основным из них относятся:

- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, утв. приказом Минпромэнерго России от 19.06.2003 № 229.
- Методические указания по проектированию развития энергосистем, утв. приказом Минпромэнерго России от 30.06.2003 № 281.
- Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20.185-94 (СО 153-34.20.185-94, приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 14.08.2003 № 422).
- Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. Указания по выбору средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности при проектировании сельскохозяйственных объектов и электрических сетей сельскохозяйственного назначения (СО 153-34.20.112 (РД 34.20.12), приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 14.08.2003 № 422).
- Приказ Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 № 49 «Порядок расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств) ...»
- Приказ Федеральной службы по тарифам России от 31.08.2010 № 219-Э/6 «Об утверждении методических указаний по расчёту повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии в зависимости от соотношения потре-

ОСНАЩЕННОСТЬ АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ 220–750 КВ УСТРОЙСТВАМИ РПН И АРНТ И СТЕПЕНЬ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПО СОСТОЯНИЮ НА 2011 Г.

Характеристики оснащённости и степени использования	Численное значение номинального напряжения автотрансформаторов, кВ	
	220–330	500–750
Общее количество автотрансформаторов (АТ), шт.	1639	306
Число АТ, оборудованных РПН	Шт.	1536
	Доля от общего количества АТ, %	94
Число РПН, использование которых запрещено руководством	Шт.	116
	Доля от общего количества АТ, %	7
Общее число неиспользуемых РПН	Шт.	640
	Доля от общего количества АТ, оборудованных РПН, %	41
Общее число АТ, оборудованных АРНТ	Шт.	802
	Доля от общего количества АТ, %	49
Общее количество АТ, оборудованных АРНТ и работающих	Шт.	81
	Доля от общего количества АТ, %	4,9

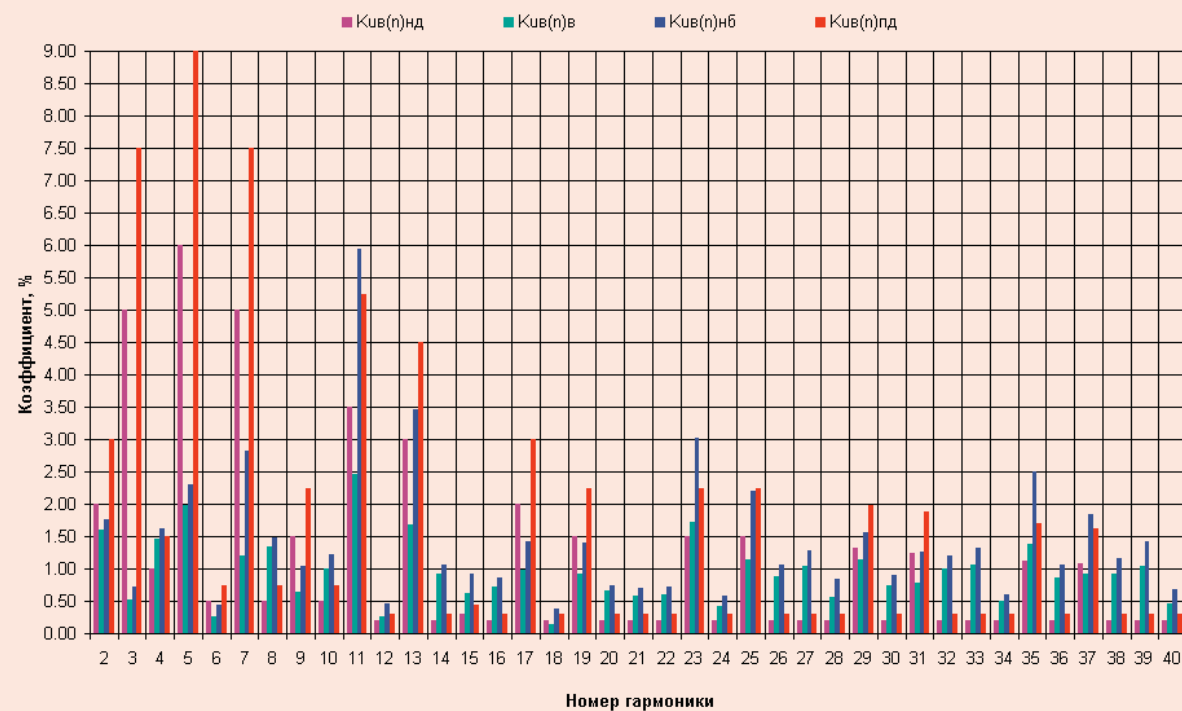
Таблица 3

- ния активной и реактивной мощности...»
- Методика расчёта технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в ЕНЭС России (СТО 56947007-29.240.019-2009).
- Методические указания по проведению расчётов для выбора типа, параметров и мест установки устройств компенсации реактивной мощности в ЕНЭС (СТО 56947 007-29.180.02.140-2012, введен в действие 20.12.2012, согласован с ОАО «СО ЕЭС»).
- В соответствии с последним стандартом в качестве факторов техниче-
- ского и экономического эффекта от применения средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) следует рассматривать:
 - увеличение пропускной способности существующих электрических сетей и связанную с этим экономию за счёт вытеснения в приёмной части энергосистемы замыкающих генерирующих мощностей с высокими удельными показателями;
 - снижение потерь мощности и электроэнергии в электрическом оборудовании и уменьшение расхода электроэнергии на собственные нужды ПС;
 - снижение недоотпуска
- электроэнергии потребителям;
- повышение качества электроэнергии и связанную с этим экономию за счёт уменьшения платежей по штрафным санкциям;
- улучшение условий работы и уменьшение частоты срабатывания коммутационных аппаратов некоторых СКРМ, прежде всего шунтирующих реакторов (ШР) и батарей статических конденсаторов (БСК), и связанное с этим снижение затрат на планово-профилактические и восстановительные ремонты этого вида оборудования.

AD
ПМЭФ

КОЭФФИЦИЕНТЫ N-ЫХ ГАРМОНИЧЕСКИХ СОСТАВЛЯЮЩИХ

Коэффициенты n-ых гармонических составляющих напряжения U_n без КУ



Как количественно оценить перечисленные факторы эффективности СКРМ, в методических указаниях не сказано.

Большинство перечисленных документов требует актуализации и взаимной увязки.

Следует заметить, что проекты некоторых новых документов не в полной мере согласуются с действующими. В первую очередь это относится к проекту Правил технического функционирования электроэнергетических систем. В разделе 2 этих правил сказано, что регулирование напряжения осуществляется для обеспечения:

- уровней напряжения, допустимых для оборудования электрических станций и сетей;

- устойчивости генерирующего оборудования, энергосистем и нагрузки потребителей электрической энергии;
- качества электрической энергии в соответствии с обязательными требованиями.

При этом ничего не сказано об управлении потоками реактивной мощности и необходимости оптимизации потерь в сетях.

РАЗЛИЧИЯ В ПОДХОДАХ К УПРАВЛЕНИЮ ПОТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В РАСПРЕ-

ДЕЛИТЕЛЬНЫХ И СИСТЕМООБРАЗУЮЩИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Следует различать подходы к управлению потоками реактивной мощности и управлению напряжением в разомкнутых распределительных электрических сетях 0,4–35 кВ и замкнутых сетях напряжением 110–750 кВ. В первом случае ставится задача оптимизации загрузки электрических сетей реактивной мощностью с целью минимизации потерь активной мощности и электроэнергии и обеспечения нормированных уровней напряжения в точках поставки электроэнергии. Здесь, чем ближе к точкам потребления электроэнергии будут устанавливаться компенсирующие устройства, тем,

как правило, выше их экономическая эффективность.

В замкнутых электрических сетях напряжением 110, и особенно, 220 кВ и выше средства компенсации реактивной мощности используются в основном для обеспечения системной надёжности, устойчивости, гибкости управления единой энергетической системой, пропускной способности магистральных линий электропередачи, поддержания заданных диспетчером уровней напряжения в конкретных точках, а также для соответствующей оптимизации потерь мощности и электроэнергии системообразующей электрической сети при условии выполнения всех технологических и диспетчерских требований и режимных ограничений.

Очевидно, что задачи компенсации реактивной мощности в распределительных и системообразующих электрических сетях в значительной степени связаны между собой. Чем меньше уровень компенсации в распределительных электрических сетях, тем больше реактивной мощности необходимо доставлять из сетей более высокого напряжения потребителям, тем выше потери мощности в сетях, ниже уровни напряжения, пропускная способность линий и трансформаторов, жёстче ограничения по подключению к сетям новых потребителей и т.п. При этом чем хуже оптимизированы режимы в питающей сети мощностью 220–750 кВ, тем больше проблем возникает с обеспечением необходимого качества электроэнергии в присоединённых распределительных сетях в точках поставки электроэнергии.

Участниками процесса оказания услуг по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях являются, как правило, три субъекта: электросетевая компания, энергосбытовая компания – гарантирующий поставщик и потребитель электроэнергии. Взаимоотношения

между этими субъектами по оказанию услуг по компенсации реактивной мощности регламентированы перечисленными выше нормативными документами.

Что касается оптимизации реактивной мощности и уровней напряжения в замкнутых электрических сетях мощностью 220–750 кВ, то здесь участников этой оптимизации значительно больше. К ним относятся: ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС», генерирующие компании и принадлежащие им электрические станции, крупные потребители оптового рынка электроэнергии, подключённые к шинам подстанций 220–750/6–10 кВ. Взаимоотношения между этими участниками в части оказания услуг по компенсации реактивной мощности в действующих нормативных документах практически не урегулированы. Более того, в силу различных целей и задач, определённых коммерческими правилами оптового рынка, цели и задачи по оптимизации реактивной мощности в электрических сетях 220–750 кВ не только не совпадают, но часто противоречат друг другу. В результате эффективность этой оптимизации оказывается явно недостаточной. В частности, анализ отчётных данных ОАО «ФСК ЕЭС» показывает, что достигнутый за 2011 г. эффект от снижения потерь электроэнергии в ЕНЭС за счёт оптимизации установившихся режимов по реактивной мощности и уровням напряжения составил 42,067 млн кВт·ч при объёме переменных (нагрузочных) потерь электроэнергии 13 283,7 млн кВт·ч, т.е. всего 0,31% от этих потерь. Из многочисленных расчётов следует, что указанный эффект при определённых условиях мог бы быть увеличен как минимум в 10–15 раз, т.е. до 400–600 млн кВт·ч в год, или до 3–5% от суммарных переменных потерь электроэнергии в ЕНЭС [3].

По укрупнённым оценкам технико-экономической эффективности КРМ в распределительных электрических

сетях 0,4–10 кВ России, повышение коэффициента мощности с $\cos \varphi = 0,8–0,85$ до $\cos \varphi = 0,93$ ($\tan \varphi = 0,4$) позволит снизить технические потери электроэнергии в этих сетях на 25–35%, или на 7–10 млрд кВт·ч в год (10–15% от суммарных потерь) со сроком окупаемости от одного до пяти лет [4].

ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ НЕДОСТАТОЧНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ПО РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И УРОВНЯМ НАПРЯЖЕНИЯ В ДЕЙСТВУЮЩИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Генерирующие компании и их электрические станции, на которые могло бы приходиться до 70% эффекта от оптимизации реактивной мощности и уровней напряжения, сегодня ни технически, ни экономически не заинтересованы в этой оптимизации [5].

При существующей конструкции рынка электроэнергии доход генерирующих компаний определяется лишь производимой ими электрической энергией и поставляемой активной мощностью, несмотря на то, что в балансах российских электроэнергетических систем по реактивной мощности 60–70% составляет реактивная мощность генераторов электростанций, что обуславливает их доминирующую роль в регулировании напряжения в ЕЭС России.

Регулирование реактивной мощности считается побочной технологической

ТРАНСФОРМАТОРНО-ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ БЛОК



обязанностью для электростанции, не приносящей ей доход. Единственное исключение сделано для электростанций, не производящих активную электроэнергию, т.е. для электростанций, генераторы которых работают только в качестве синхронных компенсаторов, что явно недостаточно, так как доля этих электростанций в общем количестве электростанций незначительна.

Сложившаяся ситуация приводит к тому, что генерирующие компании заинтересованы лишь в производстве максимального количества электроэнергии и выдачи активной мощности и по этой причине стремятся фактически сократить диапазон изменения реактивной мощности, доступный для регулирования. Вследствие этого сетевые компании вынуждены нести дополнительные затраты по установке в сетях источников реактивной мощности с целью обеспечения требуемых уровней напряжения, тогда как те же результаты в ряде случаев могли быть достигнуты при существенно меньших

затратах или даже без дополнительных затрат, если бы эти функции выполнялись генераторами электростанций.

Отсутствие экономических стимулов по участию генерирующих компаний и потребителей в регулировании реактивной мощности приводит также к тому, что не удаётся создать полноценную многоуровневую систему регулирования реактивной мощности в электроэнергетических системах, предназначенную прежде всего для снижения потерь электроэнергии.

Представляется целесообразным рассмотреть вопрос о стимулировании потребителей по оказанию системных услуг по регулированию реактивной мощности, что в ряде случаев может сократить общие затраты по компенсации реактивной мощности.

Практическим выводом из изложенного является необходимость введения полноценной системной услуги по регулированию реактивной

мощности, которая окажется выгодной для всех субъектов электроэнергетического рынка, позволит снизить суммарные затраты по регулированию реактивной мощности и потери электрической энергии в ЕНЭС России [6].

По некоторым оценкам оптимизация размещения, мощности и степени использования компенсирующих устройств и распределенных источников активной мощности в распределительных электрических сетях позволила бы снизить технические потери мощности и электроэнергии в них до 50% от существующего уровня. Для достижения этого результата следует учесть ряд особенностей компенсации реактивной мощности в распределительных сетях.

Главная из них – отсутствие достоверной информации о потоках реактивной мощности в этих сетях, особенно в сетях 0,4 кВ, где установка БСК в ряде случаев особенно эффективна и доля потерь особенно высока. Отсутствует также достоверная и полная информация о графиках нагрузки реактивной мощности, необходимая для выбора законов регулирования напряжения и мощности конденсаторных батарей.

В последнее время ситуация усложнилась с ростом высших гармоник напряжения и тока в связи с развитием силовой электроники и ростом доли нелинейных нагрузок. В результате участились случаи резонансов напряжений в электрических сетях при установке в них компенсирующих устройств с выходом их из строя по этой причине. Возникла необходимость установки в таких случаях фильтро-компенсирующих устройств [7].

Основной причиной существующих проблем с внедрением и использованием средств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения в электрических сетях является значительное отставание от современного уровня методической

и нормативно правовой базы, централизованной системы управления реактивной мощностью и уровнями напряжения в электроэнергетической системе России. В частности, кроме уже перечисленного, отсутствуют:

- отраслевой стандарт ОАО «Россети» по оценке системного экономического эффекта от установки и ввода в работу средств компенсации реактивной мощности в магистральных (220–500 кВ) и распределительных электрических сетях (0,4–110 кВ);
- единая математическая модель ЕЭС–ЕНЭС России для всех участвующих субъектов оптового и розничного рынков электроэнергии (ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Россети», ОАО «Совет рынка»). На такой модели можно было бы проводить на единой информационной базе взаимосогласованные расчеты по оптимизации потоков реактивной мощности и уровней напряжения в электрических сетях, по выбору мощности и мест установки СКРМ на среднесрочную и долгосрочную перспективы;
- многоуровневая автоматизированная система управления потоками реактивной мощности и напряжениями в электрических сетях с комплексным использованием возможностей потребителей, распределенной генерации, электрических сетей и станций. Как показывает практика, точечные локальные действия по регулированию реактивной мощности и уровней напряжения не дают, как правило, желаемого результата;

- система отраслевой отчетности и мониторинга объемов внедрения компенсирующих устройств, степени и эффективности их использования у потребителей, в электрических сетях и на электрических станциях;
- экономический механизм возврата инвесторам полученной экономии от внедрения СКРМ в электрических сетях и у потребителей. Это существенно сдерживает широкое применение энергосервисных контрактов для такого внедрения.

Требуют актуализации и приведения в соответствие с современными требованиями, международными нормами и с учётом передового отечественного и зарубежного опыта:

- стандарты по техническому обслуживанию, диагностике, эксплуатации и порядку использования средств регулирования напряжения в электрических сетях, в том числе РПН и АРНТ на силовых трансформаторах и автотрансформаторах 6–500 кВ, линейных регуляторных трансформаторов в распределительных электрических сетях; ГОСТР 54149-2010 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» в части установления норм на уровни искажений несинусоидальности и несимметрии токов. Это создаёт трудности при выборе мест, мощности и режимов

- работы компенсирующих устройств;
- система подготовки, обучения и повышения квалификации персонала электрических станций, электрических сетей и потребителей электроэнергетики в области применения современных средств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения в электрических сетях, современных автоматизированных систем управления этими средствами.

ВЫВОДЫ

С целью координации услуг, совершенствования нормативно правовой базы в соответствии с современными требованиями, передовым отечественным и зарубежным опытом, развития отечественного производства по компенсации реактивной мощности в России, представляется целесообразным:

- внести в соответствующие разделы Правил оптового и розничного рынков электроэнергии, а также в постановления Правительства РФ дополнительные требования по распространению услуги по реактивной мощности на генерирующие компании и потребителей, координации и экономическому стимулированию оказания этих услуг;
- ОАО «Россети» по согласованию с ОАО «СО ЕЭС» разработать и внедрить отраслевой стандарт по оценке системного экономического эффекта от установки и ввода в работу средств компенсации реактивной мощности в магистральных и распре-

- делительных электрических сетях;
ОАО «СО ЕЭС», ОАО «Россети» и ОАО «Совет рынка» разработать, согласовать и внедрить единую математическую модель ЕЭС-ЕНЭС России для расчётов и оптимизации текущих и перспективных режимов работы, выбора мест и мощности средств компенсации реактивной мощности;
- ОАО «СО ЕЭС» совместно с ОАО «Россети» ускорить разработку программы, обеспечить финансирование и поэтапное внедрение трехуровневой автоматизированной системы управления потоками реактивной мощности и уровнями напряжения в электрических сетях;
- Минэнерго РФ в составе Государственной информационной системы предусмотреть систему государственной отчётности и мониторинга объёмов внедрения компенсирующих устройств, степени и эффективности их использования в электрических сетях и у потребителей;
- ОАО «СО ЕЭС» в раздел 2 проекта Правил технологического функционирования электроэнергетических систем внести дополнение: «оптимизация потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях»;
- ОАО «Россети» провести инвентаризацию и анализ точности средств измерения реактивной мощности на границах балансовой принадлежности, подготовить и внедрить поэтапную программу приведения

- системы измерения реактивной мощности в соответствии с современными требованиями. Особое внимание при этом обратить на необходимость учёта несинусоидальных и несимметричных режимов при измерении реактивной мощности;
- Минэнерго РФ совместно с Минэкономразвития РФ ускорить разработку и внедрение экономического механизма возврата инвесторам полученной экономии от внедрения энергосберегающих энергосервисных контрактов, в том числе контрактов по внедрению компенсирующих и регулирующих устройств в электрических сетях и у потребителей;
- предприятиям отечественной электротехнической промышленности – изготовителям компенсирующих устройств организовать производство современных регулируемых СКРМ (статических и электромашинных), элементной базы силовой электроники, не уступающих лучшим мировым образцам и соответствующих международным стандартам;
- ОАО «Россети» и ОАО «ФСК ЕЭС» в программах инновационного развития предусматривать широкое применение современных отечественных регулируемых СКРМ. При разработке интеллектуальных электрических сетей, алгоритмов и программ управления ими предусматривать совместное использование регулирующего эффекта средств компенсации реактивной

мощности и возобновляемых источников энергии (распределенной генерации) для целей оптимизации потоков активной и реактивной мощности в электрических сетях.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Воротницкий В.Э., Рабинович М.А., Каковский С.К. Оптимизация режимов электрических сетей 220-750 кВ по реактивной мощности и уровням напряжения. // Энергия единой сети, 2013, №3(8), стр. 50-59.
2. Горожанкин П.А., Майоров А.В., Макаровский С.Н., Рубцов А.А. Управление напряжением и реактивной мощностью в электроэнергетических системах. Европейский опыт. // Электрические станции, 2008, №6, стр.40-47.
3. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Единой национальной электрической сети/ Бударгин О.М., Бердников Р.Н., Шимко М.Б., Перстнев П.А., Воротницкий В.Э., Красноярск, ИПК «Платина», 2015. 168с.
4. Овсейчук В., Трофимов Г., Кац А и др. Компенсация реактивной мощности. К вопросу о технико-экономической целесообразности // Новости электротехники, 2008, №4(52).
5. Воронин В., Гаджиев М., Шамонов Р. Направления развития системы регулирования напряжением и реактивной мощности в ЕНЭС // Электроэнергия. Передача и распределение, 2012, №2(11), март-апрель.
6. Воротницкий В.Э., Шакарян Ю.Г., Сокур П.В. О развитии и координации услуг по компенсации реактивной мощности. // Энергоэксперт, 2013, №5(40), с.32-37.
7. Аксенов В.В., Быстров Д.В., Воротницкий В.Э., Трофимов Г.Г. Компенсация реактивной мощности с фильтрацией токов высших гармоник – реальный путь повышения энергоэффективности передачи и распределения электроэнергии. // Электрические станции, 2012, №3, стр. 53-60.



ТРАВЭК

Международная Ассоциация производителей
высоковольтного электротехнического оборудования

Приглашаем принять участие в XXI Международной научно-технической и практической конференции «Силовые и распределительные трансформаторы. Реакторы. Системы диагностики»

23-24 июня 2015 г.

Гостиница «Холидей Инн Сокольники»
г. Москва, ул. Русаковская, 24.

Тематическая направленность конференции:

- I. **Перспективы развития электроэнергетики. Потребности электроэнергетики в трансформаторно-реакторном оборудовании до 2020 и 2030 годов.**
- II. **Исследования и разработки в области создания новых видов трансформаторного и реакторного оборудования.**
 1. Перспективы развития силовых, распределительных, преобразовательных трансформаторов и реакторов (масляные, с силиконовой жидкостью, элегазовые, сухие, сверхпроводящие и т.п.).
 2. Конструирование трансформаторного и реакторного оборудования. Программно-методическое обеспечение, математическое и физическое моделирование для конструирования трансформаторов и реакторов. Системы САПР. Опыт разработки и применения.
 3. Энергоэффективное трансформаторное и реакторное оборудование. Стоимость жизненного цикла трансформаторного и реакторного оборудования.
 4. Распределительные трансформаторы с магнитопроводами из аморфной стали.
 5. Комплектные трансформаторные подстанции.
 6. Измерительные трансформаторы тока и напряжения.
 7. Системы "релейной" защиты трансформаторного и реакторного оборудования.
- III. **Системы диагностики и мониторинга трансформаторного оборудования.**
 1. Развитие методологии систем диагностики.
 2. Исследования внешних перенапряжений на трансформаторное и реакторное оборудование. Методы, средства и результаты испытаний оборудования в эксплуатации.
 3. Создание «интеллектуальных» трансформаторов и реакторов.
- IV. **Комплекующие трансформаторно-реакторного оборудования. Вопросы производства.**
 1. Перспективы развития производства трансформаторного и реакторного оборудования.
 2. Технологии производства трансформаторно-реакторного оборудования. Технологическое оборудование.
 3. Новые комплекующие и изоляционные материалы, состояние и перспективы производства электротехнической стали.
 4. Устройства регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой. Устройства РПН.
 5. Высоковольтные вводы силовых и распределительных трансформаторов.
 6. Опыт применения трансформаторных масел и силиконовых жидкостей.
 7. Сервисное обслуживание и ремонт трансформаторного и реакторного оборудования, вопросы эксплуатации и модернизации.
- V. **Испытания трансформаторного и реакторного оборудования.**
 1. Методы и средства испытаний.
 2. Перспективы развития испытательных центров по высоковольтным испытаниям и испытаниям на электродинамическую стойкость трансформаторного оборудования.
- VI. **Опыт эксплуатации трансформаторно-реакторного оборудования.**
 1. Требования потребителей к трансформаторному и реакторному оборудованию.
 2. Опыт эксплуатации.
 3. Предложения по совершенствованию и модернизации оборудования.
 4. Вопросы аттестации трансформаторно-реакторного оборудования.

Оргкомитет конференции

Адрес: 107023, г. Москва, Электрозаводская ул., 21
Тел./Факс: +7 (495) 777-82-85, 777-82-00 (доб. 27-93, 26-61)
E-mail: travek@elektrozavod.ru www.travek.elektrozavod.ru