

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 220-750 КВ ПО РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И НАПРЯЖЕНИЮ

АВТОРЫ:

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

РАБИНОВИЧ М.А.,
Д.Т.Н.
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

КАКОВСКИЙ С.К.
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Энергосберегающий эффект, получаемый в результате оптимизации потоков реактивной мощности по линиям, трансформаторам и автотрансформаторам замкнутых электрических сетей и напряжения в узлах, известен достаточно давно. Теория этого эффекта, математические методы и алгоритмы оптимизации режимов хорошо представлены в большом количестве публикаций (см., например, [1–4]).

Тем не менее, как показал представленный в предыдущем номере журнала «Энергия единой сети» [5] анализ основных направлений снижения потерь электроэнергии в сетях, возможности оптимизации указанных режимов как резерва повышения устойчивости, качества электроснабжения и снижения потерь в сетях далеко не исчерпаны. В настоящей статье мы рассмотрим более подробно пути практической реализации этого резерва.

Оптимизация режимов электрических сетей 220–750 кВ по реактивной мощности и уровням напряжения – важнейшая задача по энергосбережению и повышению энергетической эффективности электросетевого комплекса



АКТУАЛЬНОСТЬ И ОБЩАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ

В реальности обычно потоки реактивной мощности в электрических сетях значительно отличаются от оптимальных значений. Это приводит к росту тока на отдельных участках, что влечет повышение потерь напряжения, мощности и электроэнергии и, как следствие, снижение пропускной и нагрузочной способности линий и трансформаторов. В конечном итоге все это отрицательно сказывается на экономике электросетевых предприятий и тарифах на электроэнергию для конечных потребителей (рис. 1).

Если проанализировать данные ОАО «ФСК ЕЭС» [6], то можно увидеть, что достигнутый в 2011 году экономический эффект вследствие снижения потерь электроэнергии в ЕНЭС именно за счет оптимизации установившихся режимов по реактивной мощности и уровням напряжения (РРМ УН) составил 42,067 млн кВт•ч при объеме переменных (нагрузочных) потерь электроэнергии 13283,7 млн кВт•ч, т. е. всего 0,31% от этих потерь. Однако расчеты показывают, что указанный эффект при определенных 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 [7].

Хорошо известно [1, 2], что уровни напряжения в узлах сети зависят от балансов реактивной мощности, имеющих локальный характер. В узлах электрической сети, дефицитных по реактивной мощности, уровни напряжения, как правило, ниже желаемых. И наоборот, в районах с избыточной реактивной мощностью напряжения могут быть выше допустимых.

То же самое может происходить в любом районе в особых режимах, например, в часы летнего минимума нагрузки с избытком зарядной мощности воздушных линий электропередачи. Регулирование напряжения и оптимизация режимов в системообразующей замкнутой электрической сети 220–750 кВ должны осуществляться с использованием всех имеющихся средств компенсации и регулирования реактивной мощности [7]:

- средств и систем автоматического регулирования возбуждения (АРВ) синхронных и асинхронизированных генераторов электрических станций;
- генераторов, работающих в режиме синхронного компенсатора;
- синхронных и статических тиристорных компенсаторов (СК и СТК);
- регулируемых и нерегулируемых батарей статических конденсаторов (БСК);
- регулируемых и нерегулируемых шунтирующих реакторов;
- быстродействующих статических компенсаторов реактивной мощности (СТАТКОМ);
- линейных и регулировочных трансформаторов;
- трансформаторов и автотрансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН);
- средств автоматического управления регулированием напряжения (АРН) на трансформаторах и автотрансформаторах;
- установок продольной и продольно-поперечной компенсации;
- средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности крупных потребителей электроэнергии и т. п.

ИНФОРМАЦИЯ

РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ

Наличие в электросети реактивной мощности снижает качество электроэнергии, а именно: приводит к потерям мощности в электрических линиях, к перепадам напряжения в электрических линиях, необходимости завышения мощности силовых трансформаторов и сечения кабелей, просадкам напряжения в электросети.

Также имеет место увеличение платы за электроэнергию, что само по себе является серьезной проблемой, которая приводит к дополнительным финансовым затратам.

Применение установок компенсации реактивной мощности, позволяет снизить объем потребляемой реактивной мощности, добиться энергосбережения и экономического эффекта, а это в свою очередь дает возможность использования сэкономленных денежных средств на улучшение и обновление необходимого промышленного оборудования.

По месту подключения различают общую, групповую и индивидуальную схемы компенсации реактивной мощности.

ИНФОРМАЦИЯ

ПРИЧИНЫ,
ПРЕПЯТСТВУЮЩИЕ
ОПТИМИЗАЦИИ
РЕЖИМОВ

1. Отсутствие стимулов, поощряющих генерирующие компании к активному участию в процессе оптимизации режимов по реактивной мощности и уровням напряжения.

2. Необходимость участия большого количества субъектов для внедрения технологии автоматического централизованного регулирования напряжения и реактивной мощности.

3. Отсутствие технологии автоматического централизованного регулирования напряжения и реактивной мощности в России.

4. Отказ сетевых компаний от автоматического управления РПН.

5. Значительное отставание уровня компенсации реактивной мощности в отечественных электрических сетях от передовых инновационных подходов, используемых в промышленно развитых странах.

6. Отсутствие единой расчетной схемы электрических сетей 220–750 кВ для всех субъектов оптового рынка электроэнергии.

В общем виде задача оптимизации режима по реактивной мощности и уровням напряжения заключается в нахождении такого сочетания напряжений в узлах и соответствующих им потоках реактивной мощности по участкам сети, при котором суммарные потери активной мощности будут минимальными:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_j \Delta P_{ij}(U_{ij}/U)^2 + \sum_j \Delta P_{kj}(U_j/U_{ij})^n \rightarrow \min \quad (1)$$

при соблюдении заданных ограничений по напряжениям в узлах сети и допустимым токам нагрузки в ветвях:

$$\begin{cases} U_{i \min} \leq U_i \leq U_{i \max} \\ I_j \leq I_{j \text{ доп}} \end{cases}$$

где ΔP_{ij} , ΔP_{kj} – нагрузочные потери и потери на корону в j-й ветви сети при номинальном напряжении соответственно; n – подгоночный параметр, учитывающий состояние погоды; U_{ij} , U_j – номинальное и фактическое напряжения на j-х линиях; U_i , $U_{i \min}$, $U_{i \max}$ – фактические и допустимые напряжения в i-м узле; I_j , $I_{j \text{ доп}}$ – фактические и допустимые токи в j-й ветви сети.

Из формулы (1) видно, что с повышением напряжения нагрузочные потери в ветвях сети уменьшаются, а потери на корону увеличиваются. Причем следует подчеркнуть, что нагрузочные потери меняются сравнительно медленно и достаточно предсказуемы, в то время как потери мощности на корону заранее неизвестны и имеют сложную зависимость от погодных условий. В хорошую погоду, как правило, (при прочих равных условиях) нагрузочные потери преобладают над потерями на корону и оптимальное напряжение соответствует верхней допустимой границе допустимого диапазона по техническим характеристикам линейной изоляции. При ухудшении погоды (туман, дождь, изморозь) потери на корону увеличиваются на один-два порядка и могут в несколько раз превышать

нагрузочные потери. В таких условиях целесообразно снижать напряжения до минимального уровня, допустимого условием сохранения устойчивости работы энергосистемы. Следовательно, оптимальное напряжение в системообразующей сети и потери мощности в ней в общем случае существенно зависят от нагрузки линий и трансформаторов и погодных условий.

Служба режимов ОАО «ФСК ЕЭС» провела серию оптимизационных расчетов фрагментов сети 500 кВ ОЭС Волги и сети 500–750 кВ ОЭС Центра [8]. Расчеты выполнялись на основе телеметрических данных «Универсального измерительного комплекса» и с помощью программы «Космос». Расчеты полностью подтвердили необходимость учитывать влияние уровня напряжения на нагрузочные потери и потери на корону. Полученный эффект от оптимизации потерь мощности составил около 5% от суммарных потерь в них. Причем этот эффект зависит от параметров сети, параметров режима (загрузки линий и трансформаторов), количества и мощности задействованных в оптимизации средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности [8].

ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ НИЗКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ В ДЕЙСТВУЮЩИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Оптимизация режимов по реактивной мощности и уровням напряжения (РПМ УН) – это сложная многофакторная и многоуровневая

ЗАГОЛОВОК

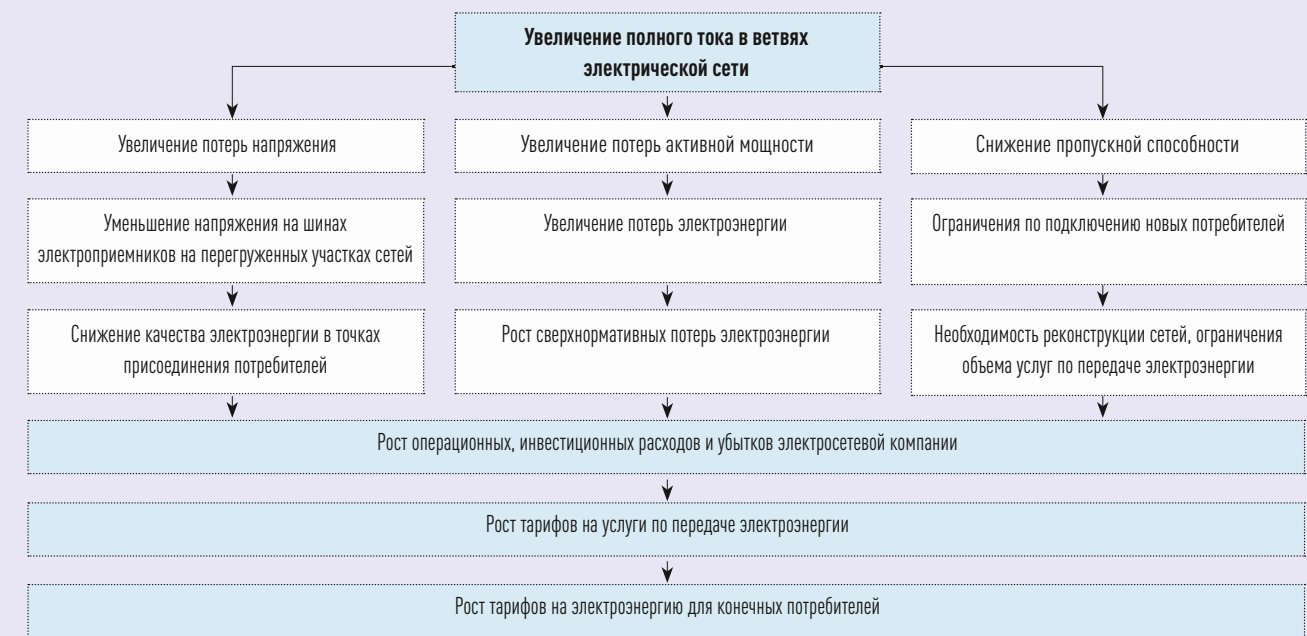


Рис. 1

задача, требующая эффективного, заинтересованного и согласованного участия всех субъектов рынка электроэнергии, влияющих на режимы работы электрических сетей (ОАО «Россети», ОАО «СО ЕЭС», генерирующие компании, крупные потребители с регулируруемыми компенсирующими устройствами). Однако существующая нормативная база – в первую очередь, правила оптового рынка электроэнергии – не только не способствует решению рассматриваемых задач, но, напротив, создает серьезные барьеры для эффективного взаимодействия этих субъектов [9].

Далее генерирующие компании и их электрические станции, на которые могло бы приходиться от 70% до 90% эффекта от оптимизации РПМ УН, сегодня совершенно не заинтересованы в этой оптимизации. В настоящий момент не существует ни технических, ни экономических стимулов, поощряющих эти компании к активному участию в этом процессе.

Нужно также отметить, что роль ОАО «СО ЕЭС» в части регулирования напряжения и реактивной мощности должна сводиться к обеспечению (в соответствии с п. 2.1.13 последней редакции проекта Правил технологического функционирования электроэнергетических систем):

- уровней напряжения на объектах электроэнергетики, допустимых для оборудования электрических станций и сетей;
- устойчивости генерирующего оборудования потребителей электроэнергии;
- качества электрической энергии в соответствии с обязательными требованиями.

Как видно из этого перечня, о минимизации потерь мощности при регулировании напряжения и реактивной мощности в указанных Правилах

нет ни слова. Тем самым ключевой субъект рынка, оказывающий решающее воздействие на режимы работ ЭЭС России, фактически устраняется от ответственности за снижение потерь в сетях. Эта ответственность полностью ложится на электросетевые компании, но возможности которых в этой части весьма ограничены.

Что касается снижения потерь за счет регулирования напряжения с помощью РПН на трансформаторах и автотрансформаторах в электрических сетях, то следует признать, что имеющиеся возможности используются не в полной мере [9]. Этому есть несколько причин. Первая – объективно низкая надежность эксплуатируемых устройств РПН старых конструкций на ряде трансформаторов со сроком службы 20 лет и более. Вторая причина – персонал подстанций, квалификация которого недостаточна для эффективного использования современных надежных средств РПН. Третья причина – отсутствие четких приоритетов

ЗАГОЛОВОК

Номинальное напряжение шин понижающих подстанций, кВ	tgφ	cosφ
10 (6)	0,4	0,93
35	0,5	0,89
110	0,55	0,88
220	0,6	0,86

Таблица 1

управления средствами регулирования напряжения на подстанциях для оптимизации потоков реактивной мощности. Отметим, что такие приоритеты могли бы быть определены в соответствии с [4]. Четвертая и, пожалуй, главная причина – «крайняя неэффективность слабо скоординированного управления режимами ЭЭС путем «ручной» коррекции уставок АРВ электрических машин, коммутации БСК и РПН на основе визуальной оценки ограниченного числа локальных параметров электрического режима» [11].

Еще один фактор, мешающий внедрению современных методов оптимизации потоков реактивной мощности, – это значительное отставание уровня компенсации реактивной мощности в отечественных электрических сетях от передовых инновационных подходов, используемых в промышленно развитых странах. Учитывая сравнительно высокую экономическую и энергетическую эффективность компенсации реактивной мощности, большинство промышленно развитых стран уделяют ей большое внимание. В частности, во Франции, Швеции, Германии мощность конденсаторов составляет 35% от активной пиковой мощности, в США и Японии – около 70%. В отдельных энергокомпаниях США мощность установленных конденсаторов составляет 100% от мощности генераторов. При этом во многих странах наблюдается тенденция уменьшения

выдачи генераторами электростанций реактивной мощности за счет увеличения доли, вырабатываемой компенсирующими устройствами. Что касается коэффициента реактивной мощности tgφ в режиме максимальных нагрузок, то в электросетях США, Японии и большинства европейских стран его оптимальное значение в зависимости от номинального напряжения сети поддерживается на уровне 0,2–0,4, что соответствует tgφ = 0,92±0,92. Причем в последние годы во многих энергосистемах США распределительные сети работают с tgφ = 0 в режиме максимальных нагрузок [10].

Компенсация реактивной мощности в системообразующих и межсистемных электрических сетях 220–750 кВ позволяет за счет оптимизации загрузки отдельных линий, подстанций и уровней напряжения в дефицитных по реактивной мощности районах не только снизить потери мощности и электроэнергии и обеспечить допустимые отклонения напряжения в точках подключения потребителей, но и снять ограничения на отключение отдельных линий в ремонт или в связи с ликвидацией аварий.

В бывшем СССР в течение длительного времени (с 30-х годов прошлого века и до 2000 г.) взаимоотношения энергоснабжающих организаций и потребителей электроэнергии в части реактивной мощности регу-

лировались с помощью скидок/надбавок к тарифам на электроэнергию. При этом в схемах развития энергосистем значения коэффициентов реактивной мощности принимались близкими к реальным (табл. 1).

В постперестроечный период документы, относящиеся к области компенсации реактивной мощности, (в частности, соответствующие приказу Минэнерго РФ от 10.01.2000 № 2) были признаны утратившими силу. Тем самым, к сожалению, внимание к этой важнейшей проблеме существенно упало. В то же время по ряду объективных причин значительно выросли реактивные нагрузки на фоне значительного замедления вводов новых генерирующих активных мощностей и электросетевого строительства. Появилось большое количество энергорайонов России с дефицитом реактивной мощности и, как следствие, работающих с пониженными уровнями напряжения в нормальных режимах. В таких районах все чаще стали возникать трудности с выводом оборудования в ремонт и его аварийными отключениями. В первом случае было невозможно обеспечить допустимые уровни напряжения в сети 110 кВ и выше без ввода графиков ограничения потребителей. Во втором – происходило снижение напряжения на 20–30% на головных подстанциях с последующим автоматическим сбросом нагрузки.

Системная авария на подстанции «Чагино» в 2005 г. в ОАО «Мосэнерго», развитие работ по созданию активно-адаптивной электрической сети ОАО «ФСК ЕЭС», разработка и утверждение новых нормативных документов по нормативным значениям по ступеням напряжения электрических сетей, по тарифному стимулированию их выполнения – все это создало предпосылки для повышения уровня компенсации реактивной мощности, разработки и внедрения новых быстродействующих устройств [10].

КЛАССИФИКАЦИЯ СТАТИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ [10]

ШР-шунтирующие реакторы, БСК-батареи статических конденсаторов, ФПУ-фазоворотное устройство, ПК-продольная компенсация, УПК-управляемая продольная компенсация, ТРГ-тиристорно-реакторная группа, СТАТКОМ-быстродействующий статический компенсатор, УШРТ-управляемый тиристорами шунтирующий реактор, ОРПМ-объединенный регулятор перетока мощности, ВПН-вставка постоянного тока на основе преобразователя напряжения.

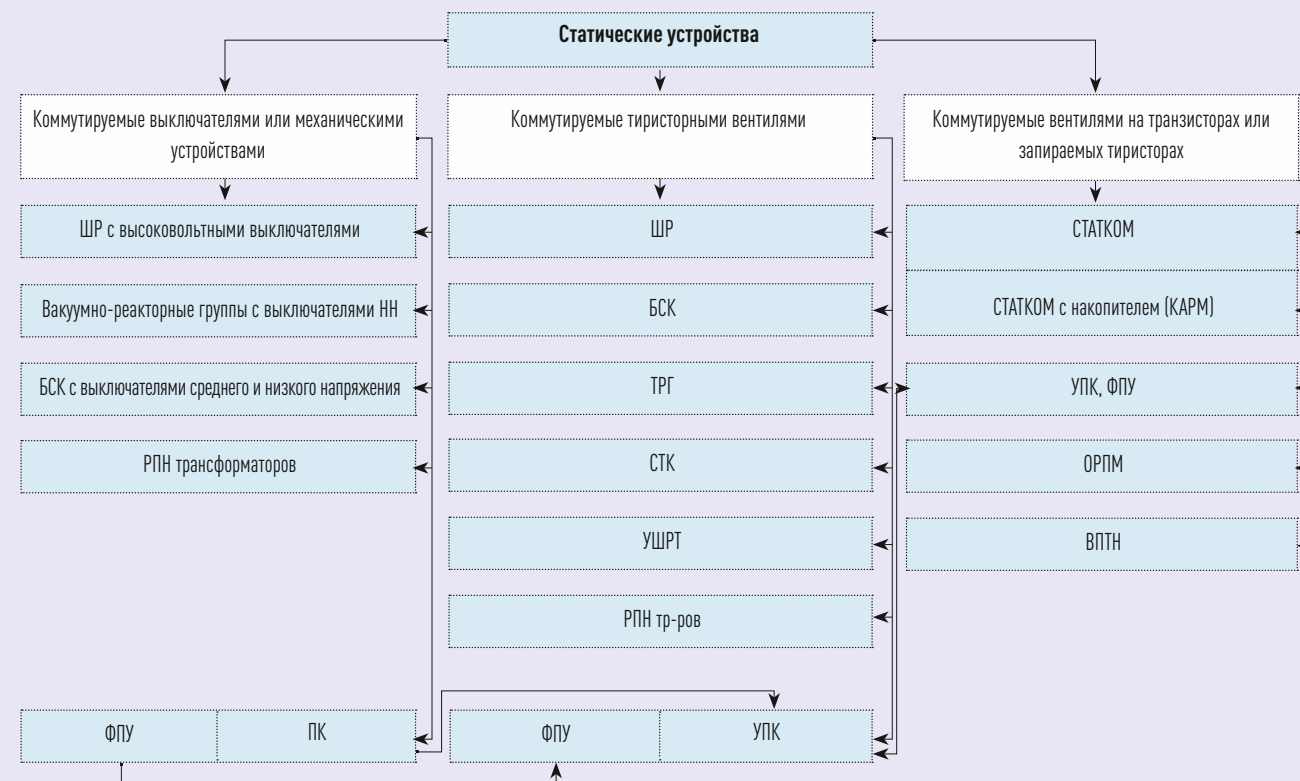


Рис. 2

Серьезной проблемой является также отсутствие современной автоматизированной системы централизованного управления реактивной мощностью электрических станций, средствами регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности для оптимизации РРМ и РН в электрических сетях и у потребителей. Подобные автоматизированные системы активно разрабатываются и внедряются в практику с середины XX века в большинстве энергосистем промышленно развитых стран. В частности, во Франции широкое использование автоматизированной системы вторичного регулирования

напряжения началось еще в 1979 г. и в настоящее время охватывает около 100 тепловых энергоблоков и 150 гидрогенераторов с суммарной располагаемой реактивной мощностью более 30 тыс. Мвар. Энергосистема Франции разделена на 35 зон управления. Зональные регуляторы напряжения автоматически поддерживают заданные уровни напряжения в контрольных точках своих зон управления воздействием на АРВ регулирующих энергоблоков. Аналогичная зональная система регулирования напряжения применяется и в Италии. В функции зонального регулирования напряже-

ния входит управление коммутациями БСК, ШР, РПН трансформаторов и статическими компенсаторами реактивной мощности. Однако точное регулирование напряжения ни во Франции, ни в Италии пока не автоматизировано. Подробно структурные схемы и принципы регулирования напряжения в этих странах рассмотрены в [11].

И наконец, существенным тормозом на пути эффективного применения существующих программ оптимизации РРМ и РН является отсутствие единой расчетной схемы электрических сетей 220–750 кВ

ДИНАМИКА СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В СЕТИ МЭС ВОСТОКА ДЛЯ РАСЧЕТОВ УР И ДИНАМИКИ ДЛЯ ВАРИАНТА 1

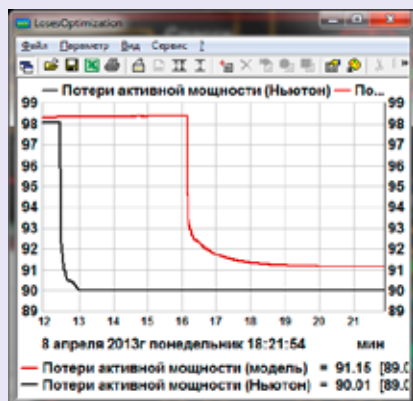


Рис. 3

для всех субъектов оптового рынка электроэнергии. Сегодня каждый из них: ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Россети», ОАО «СО ЕЭС» и регулятор рынка ОАО «АТС» – имеет свои собственные расчетные схемы, свои источники информации для их актуализации. Все это порождает целый ряд соответствующих проблем, связанных со стыковкой схем и параметров режимов, сопоставлением результатов расчетов по этим схемам и т. п.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ

В первую очередь необходимо усовершенствовать нормативно-правовую базу технологического управления оптовым рынком электроэнергии и энергосистемами в части активизации и консолидированного участия электрических станций, электрических сетей, системного оператора и крупных

потребителей электроэнергии в управлении потоками реактивной мощности и регулирования напряжения в электрических сетях 220–750 кВ. В частности, обязательно необходимо внести в правила технологического функционирования электроэнергетических систем четкое требование минимизации потерь мощности в электрической сети при регулировании напряжения и реактивной мощности.

Необходимо также повысить надежность работы РПН и АРН и диагностику их технического состояния; организовать проведение качественного технического обслуживания и ремонта этих устройств, своевременную замену физически изношенных и морально устаревших РПН и АРН на современные и определить приоритеты их использования с учетом рекомендаций [4]. Причем особое внимание следует уделить повышению квалификации персонала электрических сетей в области регулирования напряжения и управления потоками реактивной мощности.

Максимальное использование всех имеющихся в электрических сетях

средств регулирования напряжения и управления потоками реактивной мощности также будет способствовать существенному повышению эффективности оптимизации режимов. Необходимо также продолжить работы по оперативной оптимизации установившихся режимов на основе данных АИИС КУЭ и УИК с учетом потерь мощности на корону в воздушных линиях электропередачи [8].

Нужно активизировать работы по технико-экономическому обоснованию, определению мест установки и мощности, внедрению регулируемых компенсирующих устройств в электрических сетях всех номинальных напряжений, в первую очередь современных статических устройств управления режимами энергосистем, классификация и подробное описание которых представлены на рис. 2 [12].

Реализация отмеченных выше мероприятий должна стать основой для разработки и внедрения системы автоматического управления напряжением и реактивной мощностью. С помощью такой системы появится возможность скоординированно управлять средствами регулирования, устанавливаемыми вначале на подстанциях ЕНЭС, а в будущем на всех объектах регулирования ЕЭС России. В институте «Энергосеть-проект» ведутся работы по созданию такой системы. Сформулированы предложения по целям, задачам и структуре такой системы [13]. Такая система должна способствовать:

- повышению пропускной способности сети электропередачи;
- повышению устойчивости нагрузки и энергосистемы в целом при технологических нарушениях;
- повышению качества электроэнергии (в части поддержания напряжения);

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ПО МИНИМИЗАЦИИ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В ВИДЕ УСТАВОК РПН, СК, БСК, ШР

Трансформаторы с РПН					Уставки напряжения в СК				
№	TR опт.	TR нач.	Разница абс.	Разница %	№	U опт.	U нач.	Qr опт.	Qr нач.
548	0.429	0.488	-0.0585	12.00	37105	10.82	10.30	50.0	45.6
549	0.429	0.488	-0.0585	12.00	37104	10.82	10.35	50.0	50.0
557	0.673	0.723	-0.0492	6.81	41526	125.00	115.00	3.3	-8.1
558	0.673	0.723	-0.0492	6.81	41502	236.48	218.00	5.0	-37.1
583	0.530	0.505	0.0338	6.69	41750	244.93	230.00	-52.6	61.2
584	0.530	0.505	0.0338	6.45	41006	243.19	225.00	-31.5	-47.9
611	0.545	0.516	0.0290	5.63	42100	342.55	330.00	-57.8	-42.8
573	0.531	0.505	0.0257	5.09	34606	11.26	11.20	33.5	46.5
631	0.530	0.505	0.0254	5.03	20079	122.99	115.00	-4.5	-14.1
561	0.533	0.558	-0.0248	4.45	35765	10.36	10.48	1.0	0.0
572	0.533	0.558	-0.0248	4.44	35764	10.35	10.48	1.0	0.4
560	0.529	0.505	0.0242	4.80	35757	6.50	6.26	6.0	0.3

Рис. 4

- минимизации потерь электроэнергии в ЕНЭС.

Предусматривается создание иерархической системы автоматического управления режимом энергосистемы (ЕНЭС, энергорайонов) по напряжению и реактивной мощности (САУ НРМ). Такая САУ НРМ должна строиться как трехуровневая система управления: уровень энергосистемы, уровень энергорайона и уровень энергообъектов (ПС, электростанция, крупные потребители электроэнергии). На всех уровнях САУ НРМ должна взаимодействовать со смежными системами автоматического и автоматизированного управления: противоаварийной автоматикой, автоматикой регулирования частоты и мощности, автоматизированной системой диспетчерско-технологического управления.

Опыт европейских стран говорит о том, что создавать и внедрять такую САУ НРМ следует поэтапно с постепенным расширением пространственного охвата и наращиванием ее функций. В нашем случае первоначальным этапом может стать автоматизированная система регулирования напряжения в Московской энергосистеме. Ее

структура, основные функциональные требования и уровень быстродействия сформулированы в [10].

В заключение следует подчеркнуть, что необходимым условием эффективной оптимизации режимов, о которых идет речь, является создание и внедрение в практику работы всех субъектов оптового рынка электроэнергии общей расчетной схемы (ОРС) ЕНЭС. Принципы построения такой схемы были разработаны департаментом стратегического планирования ОАО «ФСК ЕЭС». В этих принципах, одобренных решением правления ОАО еще в 2003 г., были сформулированы: цель и задачи создания общей расчетной схемы ЕНЭС; перечень конкретных задач, решаемых в рамках этой схемы Федеральной сетевой компанией, системным оператором и администратором торговой системы; типы объектов, которые должны быть учтены в ОРС ЕНЭС; размерность схемы; требования к кодировке узлов и программному обеспечению. Отметим, что после объединения ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК» в единое ОАО «Россети» разработка такой ОРС ЕНЭС становится особенно актуальной задачей.

МНОГОУРОВНЕВАЯ СИСТЕМА

В ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» ведутся работы по созданию трехуровневой системы регулирования напряжения и реактивной мощности в объединенной энергетической системе (ОЭС) Востока.

Проект ОЭС Востока является пилотным среди интеллектуальных электроэнергетических систем с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС). В рамках ОЭС Востока рассматривается управление напряжением и реактивной мощностью в кластерах Эльгауголь, Ванино, Приморье.

В ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» создан стенд для разработки технологических решений по управлению напряжением и реактивной мощностью в энергообъединениях (ОЭС), энергосистемах (ЭС), кластерах и подстанциях.

На стенде были опробованы системы управления напряжением и реактивной мощностью для кубанских электрических сетей и ОЭС Востока. Рассматривались нормальные, утяжеленные и аварийные режимы работы ЭС, полнота телеинформации и помехи в каналах связи.

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МИНИМИЗАЦИИ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В ВИДЕ УСТАВОК РПН, СК, БСК, ШР

Батареи синхронных конденсаторов		Синхронные конденсаторы	
Номер	Название	Номер	Название
32371	БСК-110 Зап	32509	СТМВНСК
		36837	БСК-1-110

Номер	Название	Qr (Мвар)	(Kx1)
20030	ИНСУРА-5	-250.8	543.37
20009	СТРЭС-660	-171.9	643.86
20011	СТРЭС-350	145.2	386.33
20033	НепГЭС	-5.0	363.71
20079	СенГЭС	-4.5	122.99
20256	Заметная	-4.8	123.98
21168	Курдюново	2.8	116.71
30014	УГ-3	14.1	873

Номер	Название	Коэф. транс.
548	ТР ЦЕНТРАЛН-50/500-ЦЕНТ	0.429
549	ТР ЦЕНТРАЛН-50/500-ЦЕНТ	0.429
583	ТР ЦЕНТРАЛ-220/220-ЦЕНТ	0.538
584	ТР ЦЕНТРАЛ-220/220-ЦЕНТ	0.538
557	ТР АРМАВИР-330/330-АРМА	0.673
558	ТР АРМАВИР-330/330-АРМА	0.673
611	ТР ВОСТОЧН-220/220-ВОСТ	0.545
673	ТР ДАГОМЫС-220/220-ДАГО	0.631

Рис. 5

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ МЭС ВОСТОКА

В качестве примера рассмотрим опыт оптимизации РРМ УН электрической сети 220–500 кВ МЭС Востока, вы-

полненной в ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» с помощью программного комплекса LosOpt [10]. Объекты этой МЭС, которые учитывались в расчетах, состоят из 1041 ветви и 768 узлов с различным составом регулируемых устройств. Рассматривались четыре различных варианта оптимизации:

1) участие всех имеющихся источников реактивной мощности и РПН, трансформаторов и автотрансформаторов;

ЗАГОЛОВОК

Номер варианта	Снижение потерь мощности, % от суммарных нагрузочных потерь
1	8,16
2	5,50
3	7,95
4	3,87

Таблица 2

2) исключение из процесса оптимизации синхронных конденсаторов;

3) исключение из процесса оптимизации шунтирующих реакторов и БСК;

4) исключение из процесса оптимизации трансформаторов и автотрансформаторов с РПН.

Суммарные нагрузочные потери мощности в линиях и трансформаторах в исходном (неоптимизированном) режиме рассматриваемой сети составили 98,2 МВт. Результаты расчетов представлены в табл. 2 и на рис. 3–6.

Анализ показал, что с учетом реальных условий эксплуатации потенциальное снижение потерь активной мощности в электрической сети МЭС Востока составит не более 5% от суммарных нагрузочных потерь.

ВЫВОДЫ

1. Оптимизация режимов электрических сетей 220–750 кВ по реактивной мощности и уровням напряжения – важнейшая задача по энергосбережению и повышению энергетической эффективности электросетевого комплекса, требующая активного участия всех субъектов оптового рынка электроэнергии.

2. Эффективное решение этой задачи должно основываться на системном комплексном подходе: повышение надежности работы РПН и повышение квалификации персонала, оснащение электрических сетей современными средствами компенсации реактивной мощности, создание и внедрение централизованных автоматизированных систем расчета, оптимизации и управления режимами работы электрических сетей.

КАРТА – СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ МЭС ВОСТОКА

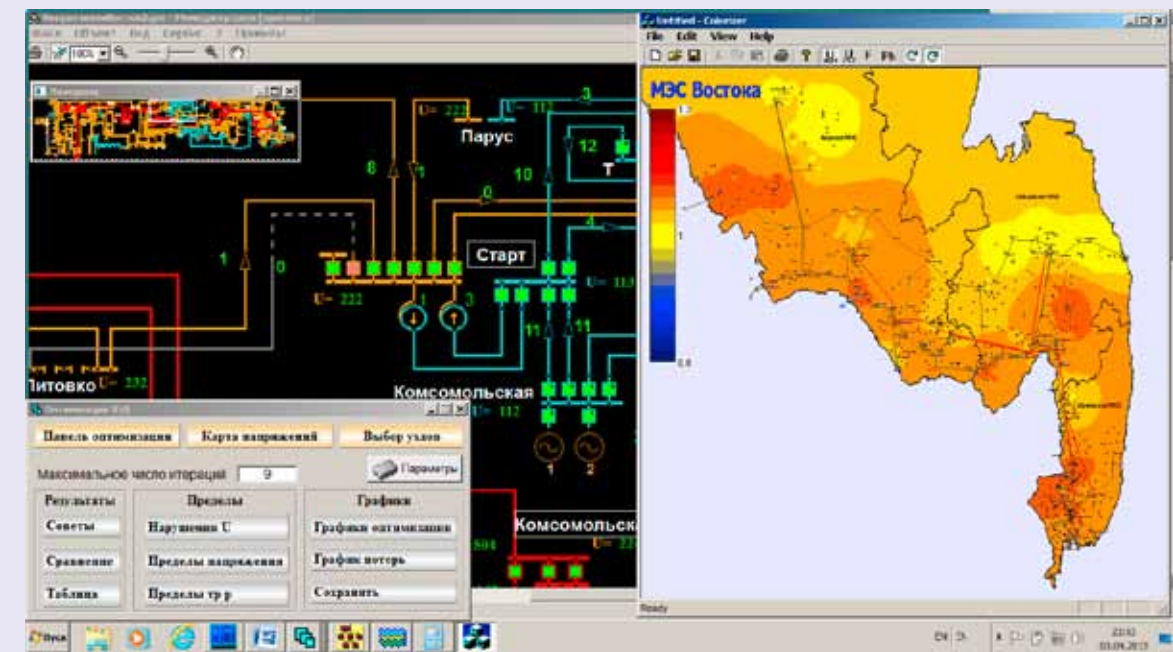


Рис. 6

3. В перспективе такие централизованные автоматические системы должны стать частью интеллектуальной электроэнергетической системы России.

ЛИТЕРАТУРА

1. Маркович И. М. Режимы электрических систем. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1969.
2. Идельчик В. И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
3. Типовая инструкция по оптимальному управлению потоками реактивной мощности и уровням напряжения в электрических сетях энергосистем ТИ 34–70–002–82. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1982.
4. Методика по оценке эффективности применения трансформаторов с РПН и автоматического регулирования напряжения в замкнутых электрических сетях РД 34.46.504–90. – М.:

5. Союзтехэнерго, 1990. Годовой отчет ОАО «ФСК ЕЭС» за 2011 г.
6. Бударгин О. М., Бердников Р. Н., Шимко М. Б., Перстнев П. А., Воронички В. Э. Энергосбережение и повышение эффективности в Единой национальной электрической сети. – Красноярск: ИПК «Платина», 2013.
7. Шаров Ю., Кравец Д., Гаджиев М., Афанасьев Д. Анализ эффекта снижения потерь в линиях электропередачи при регулировании напряжения по данным оперативного измерительного комплекса//Энерго, 2011, № 5.
8. Воронин В., Гаджиев М., Шамонов Р. Направления развития системы регулирования напряжения и реактивной мощности в ЕНЭС//Электротехника. Передача и распределение, 2012, № 2 (11).
9. Аксёнов В. В., Быстров Д. В., Трофимов Г. Г., Воронички В. Э. Компенсация реактивной мощности с фильтрацией высших гармоник – реальный путь повышения энергоэффективности передачи и распределения

10. электроэнергии//Электрические станции, 2012, № 3. 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.
11. Гвоздев Б. В., Дроздов А. В., Кочкин В. И., Крайнов С. В. Статические устройства управления режимами энергосистем//Электрические станции, 2011, № 8.
12. Гельфанд А. М., Косарева Е. Г., Костенко В. В., Наровлянский В. Г., Фридман Л. И. Новые задачи автоматизированной системы технологического управления ОАО «ФСК ЕЭС»//Электрические станции, 2012, № 5.
13. Каковский С. К., Рабинович М. А., Потапенко С. П. Программа оптимизации режима энергосистемы по напряжению и реактивной мощности (LossOpt). Свидетельство о гос. регистрации для ЭВМ № 2013613194 от 27 марта 2013 г.