

СИСТЕМНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СЕТЕЙ СВН И ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ РАЙОНОВ МЕГАПОЛИСОВ

АВТОР:

ВОРОНИН В.А.
ОАО «ИНСТИТУТ
«ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»

Для современных мегаполисов характерны особенности, которые определяют серьезные проблемы в обеспечении функционирования электрических сетей. Сущность этих проблем хорошо видна на примере Московской энергосистемы.

Ключевые слова: энергосистема, токи короткого замыкания, компенсация реактивной мощности, противоаварийная автоматика.



Москва с населением 13,3 млн человек – один из крупнейших мегаполисов мира

ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ МЕГАПОЛИСОВ

Для Московской энергосистемы свойственны следующие характерные проблемы [1], типичные для всех мировых мегаполисов:

- большая концентрация генерирующих мощностей и электрической нагрузки на сравнительно небольшой территории;
- зависимость объема генерации от тепловой нагрузки;
- недостаточная пропускная способность системообразующих и распределительных сетей из-за ограничений, связанных с условиями токовой загрузки связей;
- необходимость компактного расположения объектов электрических сетей вследствие высокой стоимости земли;
- более жесткая по сравнению с другими регионами экологическая политика;
- наличие практически на каждой подстанции Московского региона оборудования, выработавшего нормативный ресурс.

Эти особенности Московской энергосистемы и порождают проблемы функционирования (узкие места) электрических сетей (рис. 1), а именно:

- повышенная загрузка автотрансформаторов 220-500, 110-500 кВ Московского кольца;
- повышенная загрузка ряда кабельных и воздуш-

- ных линий электропередачи и трансформаторов сети 110–220 кВ;
- необходимость координации управления напряжением и реактивной мощностью путем создания автоматической системы вторичного регулирования напряжения;
- возникновение перегрузок в сетях всех напряжений при отключении элементов сети 500 кВ;
- высокий уровень токов короткого замыкания (КЗ) и необходимость проведения специальных мероприятий по их ограничению.

В перспективе с ростом электропотребления и нагрузки в Московской энергосистеме, вводом новых генерирующих мощностей на электростанциях как в Москве, так и в Московской области, увеличением плотности застройки эти проблемы будут только усугубляться.

ВЫСОКИЙ УРОВЕНЬ ТОКОВ КЗ

В настоящее время в Москве и Московской области существуют подстанции, у которых величины токов КЗ на шинах превышают номинальные токи отключения выключателей или будут превышать эти значения в ближайшем будущем. Расчеты токов КЗ на перспективу до 2020 г. [1] показали, что в полностью замкнутой электрической сети Московской энергосистемы значения токов КЗ на шинах 110–220 кВ крупных станций, подстанций возрастут до 120–140 кА.

Номинальные токи отключения (отключающая способность) выпускаемых промышленностью выключателей не превышают 63 кА. При

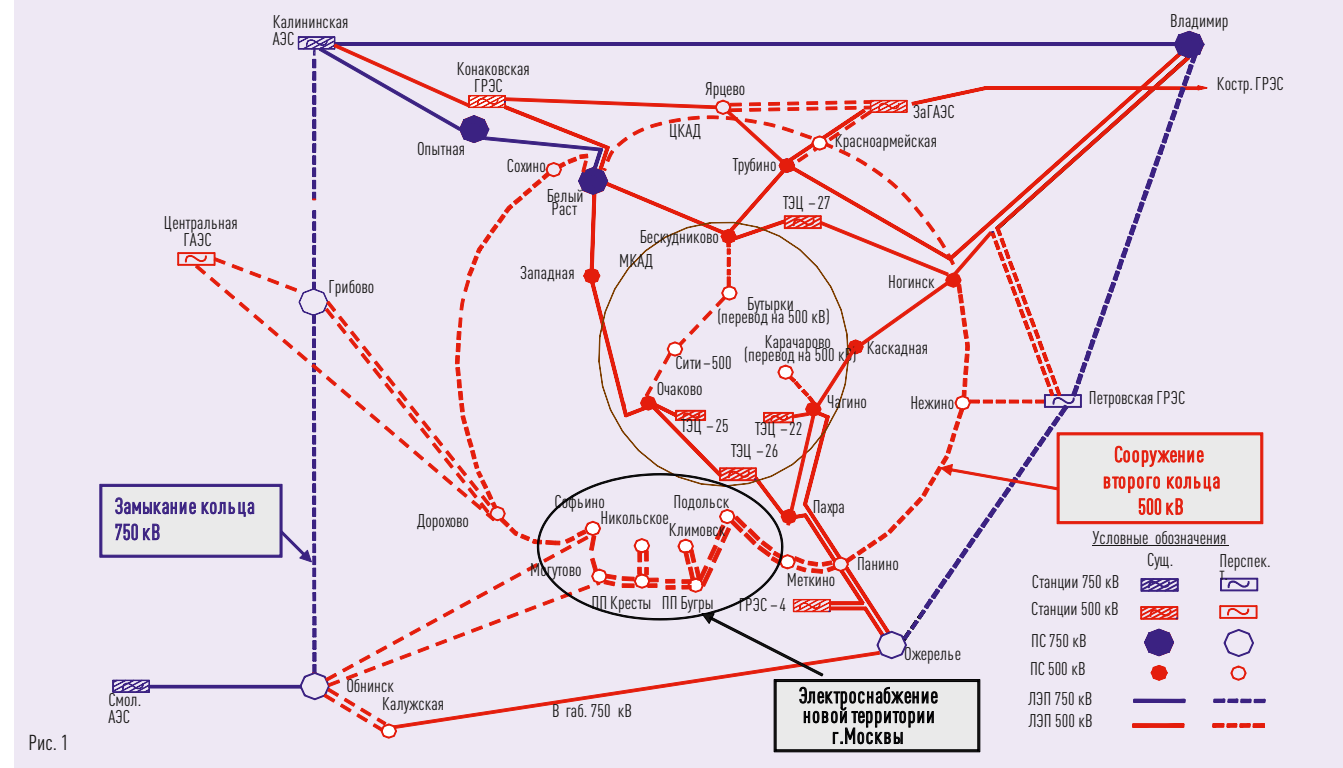
ИНФОРМАЦИЯ

МОСКОВСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА

Московский узел является крупнейшей в России энергосистемой и имеет большое стратегическое значение. Основу Московской энергосистемы составляет ОАО «Мосэнерго» с 15 электростанциями установленной мощностью 12,3 тыс. МВт. Электростанции ОАО «Мосэнерго» поставляют свыше 60% электрической энергии, потребляемой в Московском регионе.

Важнейшим элементом энергосистемы является Московское энергетическое кольцо, образованное высоковольтными линиями электропередачи (напряжение 500 кВ) и группой мощнейших подстанций (ПС), расположенных как в черте города, так и в Московской области. Основные задачи этих узловых подстанций – понижение напряжения с 500 до 220 и 110 кВ и передача его на узловые распределительные подстанции. Электроэнергия в кольцо поступает от Волжско-Камских гидроэлектростанций, Калининской АЭС, Костромской ГРЭС по линиям 750 и 500 кВ и от ближайших электростанций в Рязанской, Тульской и Калужской областях – по линиям 220 кВ.

СХЕМА ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 500 кВ И ВЫШЕ МОСКОВСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ (С УЧЕТОМ НОВЫХ ТЕРРИТОРИЙ Г. МОСКВЫ)



этом на многих энергообъектах выключатели имеют номинальный ток отключения 40 кА и менее. Поэтому в настоящее время проблема принудительного ограничения повышенных (из-за значительного роста энергопотребления и развития сетей 110–220 кВ) токов КЗ в энергосистемах мегаполисов является одной из наиболее серьезных.

ПРОБЛЕМЫ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В последние годы проблема компенсации реактивной мощности, связанная с ограничением недопустимых уровней напряже-

ния на линиях электропередачи сверхвысокого напряжения (СВН) 500 кВ и выше и в прилегающих к ним сетях, существенно обострилась. Общеизвестно, что для решения этой проблемы целесообразно устанавливать в сетях СВН дополнительные шунтирующие реакторы (ШР) в качестве средства поперечной компенсации избыточной реактивной мощности воздушных линий (ВЛ). Вместе с тем при установке ШР линии электропередачи переходят из режима недокомпенсации в режим практически 100-процентной компенсации зарядной мощности линии, что способствует возникновению резонансных перенапряжений при неполнофазных режимах работы электропередачи (например, в цикле однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ)). Кроме того, в неполнофазных

режимах электростатическая (емкостная) связь и электромагнитная (индукционная) связь отключенной фазы ВЛ (с неповрежденными фазами, оставшимися под рабочим напряжением и током) создают в дуговом канале отключенной фазы ток подпитки, который препятствует быстрой деионизации дугового канала. Причем время горения дуги подпитки возрастает с увеличением амплитуды тока подпитки и скорости восстановления напряжения.

Устранить такие резонансные перенапряжения (а также исключить воздействие тока подпитки дуги) в подобных режимах можно различными способами, например установкой в сеть так называемых четырехлучевых реакторов, состоящих из ШР и компенсационного реактора (КР), включаемого в общую нейтраль группы из трех однофазных ШР [2].

ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ЛИНЕЙНЫХ ЭЛЕГАЗОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

В последние годы в электрических сетях ОАО «ФСК ЕЭС» был зафиксирован ряд серьезных аварийных разрушений элегазовых выключателей автокомпрессионного типа на ПС напряжением 500–750 кВ при инициализации отключения этих выключателей [3]. Все известные аварийные повреждения выключателей происходили в существенно различных условиях осуществления коммутаций. Так, авария на ПС 1150 кВ «Алтайская», эксплуатируемой на напряжении 500 кВ, произошла при включении выключателя в цикле трехфазного автоматического повторного включения (ТАПВ) с остаточным зарядом неповрежденных фаз линии 1150 кВ на неустранившееся однофазное короткое замыкание. Авария на ПС 750 кВ «Новобрянская» филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – Брянского ПМЭС (отключение выключателя с последующим разрушением четырех модулей фазы А) произошла при плановом вводе в работу незаряженной ВЛ 750 кВ «КАЭС–Новобрянская» через элегазовый выключатель из-за ложного действия направленной высококачественной дифференциально-фазной защиты (НДЗ) при отсутствии КЗ.

Выполненные в 2009 г. исследования (в рамках обоснования проектных решений ВЛ 750 кВ «Калининская АЭС – Грибово») [рис. 2] [4]) электромагнитных переходных процессов, а также анализ аварий показали, что причиной всех зафиксированных аварийных повреждений выключателей является недопустимо длительное горение дуги в их межконтактных промежутках. Причиной

такой продолжительности горения является наличие в отключаемом токе значительной апериодической составляющей, препятствующей переходу отключаемого тока через нулевое значение в течение достаточно длительного времени.

Значительная апериодическая составляющая в токе, протекающем через линейный выключатель при одностороннем включении линии, может возникнуть лишь в тех случаях, когда:

- линия оснащена шунтирующим (управляемым) реактором (ШР, УШР);
- возможно образование схемы, в которой реактор, установленный на шинах ПС, подключается к разомкнутому концу линии, например при включении в цикле автоматического повторного включения (АПВ) шин подстанции.

Амплитуда и коэффициент затухания апериодической составляющей в токе, проходящем через выключатель линии при ее одностороннем включении, определяются соотношением эквивалентных активных и реактивного сопротивлений $R_{э\text{кв}}/X_{э\text{кв}}$ и фазой напряжения на контактах выключателя в момент включения. Соотношение $R_{э\text{кв}}/X_{э\text{кв}}$ зависит от параметров линии, количества включенных ШР, сопротивления системы и наличия резистивных элементов. Чем больше соотношение $R_{э\text{кв}}/X_{э\text{кв}}$, тем меньше амплитуда апериодической составляющей и тем больше (по модулю) коэффициент затухания. Влияние фазы напряжения на контактах выключателя в момент включения заключается в том, что при включении вблизи нуля напряжения амплитуда апериодической составляющей наибольшая, а при включении вблизи максимума напряжения – наименьшая.

Наличие значительной апериодической составляющей в токе через выключатель приводит к тому, что переход тока через нулевое значение может случиться лишь через некоторое время (вплоть до нескольких секунд) после включения. При несимметричном КЗ в поврежденных фазах скорость затухания апериодической составляющей достаточно высока, а амплитуды апериодической составляющей и периодического тока установившегося режима примерно равны. Поэтому в поврежденных фазах проблема задержки перехода тока через нуль отсутствует. В неповрежденных фазах амплитуда апериодической составляющей может в несколько раз превышать амплитуду периодического тока установившегося режима. Поэтому при одностороннем включении линии (плановом или в цикле ТАПВ) при наличии на этой линии несимметричного КЗ отключение ее неповрежденных фаз может быть затруднено (рис. 3).

Таким образом, возможность появления и параметры апериодической составляющей в токах, протекающих через выключатель, как это следует из анализа свойств LCR-цепей, определяются следующими факторами:

- наличием на линии ШР (УШР);
- наличием на ПС коммутируемых вместе с линиями ШР (УШР);
- длиной отходящих от шин ПС линий с установленными ШР (УШР), определяющей зарядную мощность таких линий;
- распределением мощностей ШР (УШР) по концам линии;
- степенью компенсации индуктивностью ШР (УШР) зарядной мощности линии, определяющей величину вынужденной

РАСЧЕТНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ КАЛИНИНСКАЯ АЭС – ГРИБОВО

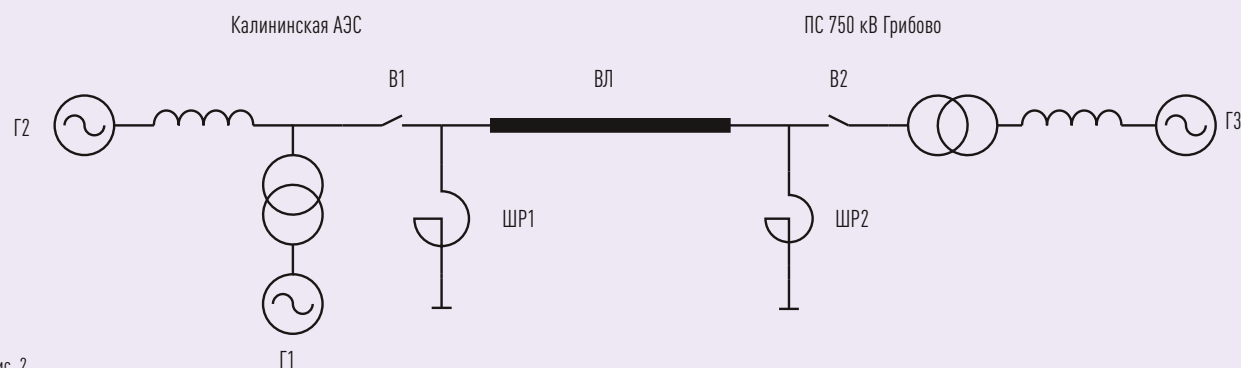


Рис. 2

составляющей тока промышленной частоты в выключателе;

- добротностью элементов расчетной схемы: линий, реакторов, обмоток трансформаторов, ШР (с учетом активного сопротивления заземляющего устройства ШР);
- оснащением электропередачи устройствами ОАПВ или ТАПВ;
- наличием на линиях ограничителей перенапряжения (ОПН), подключенных параллельно ШР.

Поэтому в практике проектирования для обеспечения надежной эксплуатации ВЛ, оснащенных ШР и элегазовыми выключателями с интенсивной системой дугогашения, считается необходимым обязательно проводить расчеты, определяющие коммутационную способность таких выключателей при отключении и включении. Такого рода исследования электромагнитных переходных процессов при проектировании ВЛ 750 кВ «Калининская АЭС – Грибово» в 2009 г. позволили [4]:

- определить критерии обязательного проведения расчетов переходных режимов для присоеди-

- ний подстанций высокого напряжения с целью выявления опасных значений апериодической составляющей токов в выключателях при их коммутациях;
- наметить методические подходы формирования расчетных моделей, составления расчетных схем и выбора расчетных коммутаций;
- рассмотреть возможные мероприятия по устранению длительной апериодической составляющей в токе неповрежденных фаз.

Необходимость и обязательность выполнения такого рода проектных обоснований привела к разработке в 2012 г. ФГБОУ ВПО «Новосибирский государственный технический университет» стандарта организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Методика расчета и выбора средств, обеспечивающих отключение элегазовых выключателей при коммутациях линий электропередачи и сборных шин, оснащенных шунтирующими реакторами» [5]. Основным результатом этой работы является представленная работа является формулировка критериев необходимости выполнения расчетов. В ра-

боте также представлены методики построения расчетных моделей и выполнения собственно расчетов для обнаружения опасных значений апериодической составляющей токов при коммутациях выключателей. Проведенные исследования показали, что известные мероприятия, направленные на уменьшение амплитуды и длительности апериодической составляющей в токе неповрежденных фаз (т. е. управление моментом коммутации выключателя; применение предвключаемых резисторов; отключение или перекоммутацию линейных ШР на шины ПС и т. п. [6]), не обеспечивают решение проблемы. Кроме того, такие мероприятия требуют значительных финансовых вложений.

ПРОБЛЕМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

В области проектирования противоаварийной автоматики (ПА) энергосистем до сих пор существует целый ряд нерешенных проблем. Часть этих проблем – организационных, правовых, экономических и т. п. – возникла в процессе реформирова-

ния энергетики страны. Другая часть проблем обусловлена техническими и технологическими вопросами [7].

Технические проблемы проектирования ПА, в первую очередь, связаны с разработкой и применением новой микропроцессорной аппаратуры ПА. Реализация ПА вплоть до настоящего времени основана на использовании электронной и зачастую электромеханической аппаратуры, характеризующейся ограниченными функциональными возможностями и недостаточными показателями надежности [8].

Недостатки существующих систем ПА, а также современные возможности телекоммуникаций и программно-технических средств определяют необходимость дальнейшего развития методов и аппаратного оснащения ПА. Такое развитие, как и развитие систем релейной защиты (РЗ), направлено на полный переход на микропроцессорную технику. Это приведет к кардинальному изменению принципов взаимодействия и номенклатуры программно-технических средств ПА [8]. Вместе с тем микропроцессорные (МП) устройства вносят новые качества не только в идеологию устройств управления, но и в практику их эксплуатации. Потребуется решить ряд сложнейших проблем, связанных с помехоустойчивостью и электромагнитной совместимостью, сигнализацией и управлением коммутационной аппаратурой и т. п.

Важные сервисные функции микропроцессорных устройств (повышенная глубина тестирования и диагностики неисправностей, широкие возможности отображения, архивирования, осциллографирования процессов и передача этой информации на верхние уровни управления) в настоящее время хорошо отработаны на опыте разработок современной РЗ и тиражируются в микропроцессорной

аппаратуре ПА. Что же касается технологических алгоритмов, применяемых в аппаратуре ПА, то они зачастую оказываются морально устаревшими, использующими логику типовых решений, разработанных еще в 1970–1980-х гг. для релейных и микросхемных устройств.

В последние годы большинство разработчиков (обычно не имеющих опыта использования систем ПА) микропроцессорных устройств ПА, не только отечественных, но и зарубежных, пошли по пути прямого копирования алгоритмов традиционных электромеханических и электронных устройств. Но традиционные алгоритмы устройств ПА нижнего уровня в определяющей мере ограничены возможностями технических средств для их реализации.

Для разработки актуальных алгоритмов ПА, использующих современный уровень программно-технических средств, необходимы усилия специалистов высокой квалификации, которых, к сожалению, мало, и стоят они дорого. Именно поэтому крупные фирмы обычно не заинтересованы вкладывать средства в разработку алгоритмов ПА, отличных от традиционных, пытаясь использовать либо логику терминалов релейной защиты, имеющих близкое назначение (например, терминалы дистанционной защиты приспособить для реализации устройств ликвидации асинхронного режима), либо предлагают компоновать необходимые функции ПА из набора функциональных блоков терминалов релейной защиты. Мелкие же фирмы, занимающиеся новыми разработками, не в состоянии, как правило, выиграть конкурс на поставку аппаратуры ПА.

Опыт разработки микропроцессорных систем и устройств показывает, что наибольшие затраты труда приходится на разработку и отладку про-

ИНФОРМАЦИЯ

КРУПНЕЙШИЕ МЕГАПОЛИСЫ МИРА

(по численности населения, по данным ООН)

1. Токио (34,4 млн человек),
2. Джакарта (21,8 млн),
3. Нью-Йорк (20,1 млн),
4. Сеул (20 млн),
- ... 15. Москва (13,3 млн человек).

граммного обеспечения. При этом могут быть допущены скрытые, редко проявляющиеся ошибки, для выявления которых в условиях эксплуатации требуются годы. Ошибки могут быть допущены на любом этапе разработки, по этой причине внесение даже небольших коррекций программ требует проведения повторных подробных испытаний. Поэтому необходимым компонентом современных микропроцессорных систем должны быть специально разработанные программные инструментальные средства, обеспечивающие в том числе проверку работоспособности устройств без использования сложной и дорогостоящей техники моделирования входных сигналов. Подобный инструментальный должен быть обязательно предоставлен проектным структурам для возможности проверки функций ПА, в том числе сконфигурированных из отдельных функциональных блоков.

К наиболее значимым технологическим проблемам в области проектирования ПА, непременно требующим научно-исследовательских проработок, относятся [7]:

- расчеты режимов и устойчивости для обоснования необходимости применения ПА и для подтверждения ее эффективности;

ТОК ЧЕРЕЗ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ В НЕПОВРЕЖДЕННОЙ ФАЗЕ ПРИ ОДНОСТОРОННЕМ ВКЛЮЧЕНИИ ВЛ 750 КВ «КАЛИНИНСКАЯ АЭС – ГРИБОВО» В ЦИКЛЕ ТАПВ ПРИ К (1,1) ВБЛИЗИ ШИН КАЛИНИНСКОЙ АЭС

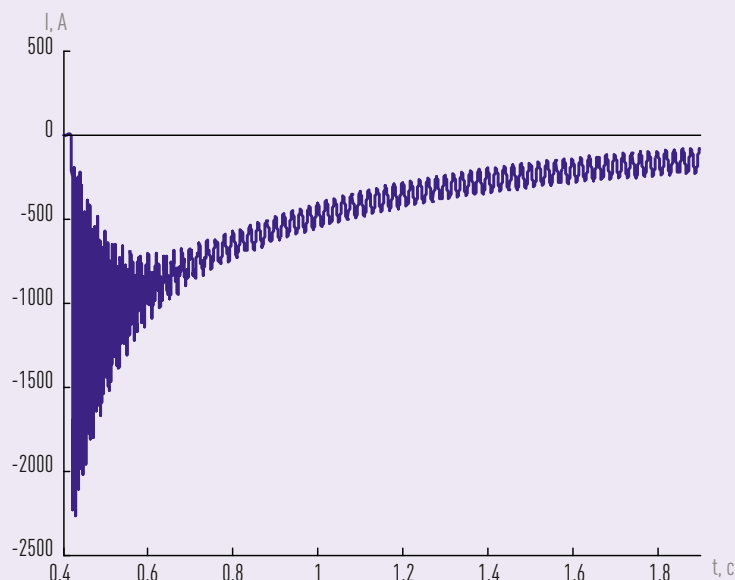


Рис. 3

- автоматическое определение величины и места возникновения аварийного небаланса, требующего противоаварийного управления;
- автоматическая фиксация перегрузки частичных сечений, опасной нарушением статической устойчивости;
- автоматическое прогнозирование и предупреждение возникновения асинхронного режима (АР) при динамических возмущениях в энергосистеме, опасных глубокими снижениями напряжения в точках, близких к электрическому центру качаний (ЭЦК), если там находятся АЭС или ответственные потребители;

- аварийное выделение блоков крупных электростанций, подающих мощность в удаленные от них регионы, на питание собственных нужд или на сбалансированную нагрузку;
- передача команд отключения нагрузки большому количеству мелких потребителей так, чтобы облегчить им возможность участия в рынке системных услуг без крупных затрат на организацию каналов связи (для этой цели могут быть использованы системы циркулярного телеуправления, радиоканалы, низкоорбитальные спутники связи и др.);
- использование системы мониторинга пере-

ходных процессов для целей противоаварийного управления;

- структура противоаварийного управления в мегаполисах, где наиболее вероятно возникновение аварийных понижений напряжения и термических перегрузок оборудования.

Последняя проблема возникновения перегрузок линий электропередачи особенно актуальна для распределительной сети 110 кВ Московской энергосистемы, что обусловлено следующими причинами:

- подключение новых потребителей производится к существующей сети, которая на это не была рассчитана;
- подключаемые электроприемники имеют большую мощность;
- сеть 220 кВ, которая во многих случаях должна являться основной питающей сетью города, недостаточно развита;
- срок службы сетевого оборудования превышает допустимый (некоторые линии построены 70 лет назад и более);
- темпы реконструкции и сетевого строительства недостаточно высоки;
- наблюдаемый рост нагрузок части существующих потребителей.

Рассматриваемая проблема является одной из наиболее характерных и тяжелых для развития энергосистем мегаполисов и связана с возникновением перегрузок в сетях всех напряжений, чаще всего в ремонтных схемах и при аварийных отключениях элементов сети 500 кВ, когда электрическая нагрузка потребителей ложится на оставшееся в работе

оборудование. При этом в результате перераспределения перетоков мощности значение токов в ряде линий может превысить длительно допустимое значение тока в 2,5–3 раза. Если отключать в таких случаях перегруженную линию, ее нагрузка ляжет на другие связи и обусловит возможность возникновения их перегрузок и последующего отключения, что может привести в дальнейшем к каскадному развитию аварии. Именно поэтому отключение перегруженной линии должно считаться крайней мерой, а предпочтение должно отдаваться противоаварийным мероприятиям по ее разгрузке. С учетом возможностей современных программно-технических средств такие мероприятия могут быть более совершенными по сравнению с традиционными решениями. Также появляется возможность уточнить и, в конечном счете, уменьшить объем управляющих воздействий. Такие подходы позволили реализовать разработку нового технологического алгоритма задачи термической перегрузки оборудования в рамках проектирования противоаварийного управления ряда объектов районов мегаполисов [9]. Основные подходы при разработке такого алгоритма базируются на принципе, по которому отключение любого одного сетевого элемента не должно представлять опасности, в частности, сопровождаться возникновением недопустимых перегрузок оборудования. В более тяжелых случаях – как правило, при наложениях аварийного отключения на ремонтную схему – перераспределение перетоков мощности может привести к недопустимому увеличению загрузки отдельных электросетевых элементов.

ВЫВОДЫ

Наиболее характерные проблемы проектирования энергоснабжения районов мегаполисов состоят в следующем:

1. Необходимость принудительного ограничения растущих токов КЗ в крупных энергосистемах мегаполисов из-за значительного роста энергопотребления и развития сетей 110 и 220 кВ.
2. В последние годы проблемы компенсации реактивной мощности, связанные с ограничением недопустимых уровней напряжения на линиях электропередачи сверхвысокого напряжения 500 кВ и выше и в прилегающих к ним сетях, привели к целесообразности установки в этих сетях дополнительных шунтирующих реакторов в качестве средств поперечной компенсации избыточной реактивной мощности сверхвысокого напряжения.
3. Ряд серьезных аварийных разрушений элегазовых выключателей автокомпрессионного типа на ПС напряжением 500–750 кВ при инициализации отключения этих выключателей связан с недопустимо длительным горением дуги в их межконтактных промежутках из-за наличия в отключаемом токе значительной апериодической составляющей. Это определяет необходимость разработки конструктивных мер защиты выключателей от указанного воздействия.
4. Целый ряд технологических проблем в области проектирования ПА непременно требует научно-исследовательских проработок. В последние годы интересные решения получены в части автоматического ограничения перегрузки линии электропередачи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Утц Н. Н., Агеева Е. В., Гладышева Т. Л., Дунаева В. В., Основная И. И. Развитие электроэнергетики Московского региона на период до 2020 года // Электрические станции, 2012, № 5. – С. 20–31.

2. Беляков Н. Н., Кадомская К. П., Левинштейн М. Л. и др. Процессы при однофазном автоматическом повторном включении линий высоких напряжений / Под ред. М. Л. Левинштейна. - М.: Энергоатомиздат, 1991. - 256 с.
3. Наумкин И. Е., Сарин Л. И., Черезов А. В., Горюшин Ю. А., Гусев С. И., Иваницкий Ю. М. Обеспечение работоспособности линейных элегазовых выключателей при отключении тока с большой апериодической составляющей // Энергоэксперт, 2012, № 3. – С. 60–67.
4. ВЛ 750 кВ «Калининская АЭС – Грибово» с расширением ПС 220 кВ «Грибово». Проектная документация. Специальные расчеты режимов ВЛ 750 кВ «Калининская АЭС – Грибово» при одностороннем включении и в цикле ТАПВ. Пояснительная записка. Л7501940-496-12-т1, ОАО «Институт «Энергосетьпроект», 2009.
5. Методики расчета и выбора средств, обеспечивающих отключение элегазовых выключателей при коммутациях линий электропередачи и сборных шин, оснащенных шунтирующими реакторами (Приложение 1 к распоряжению ОАО «ФСК ЕЭС» от 10.12.2012 № 838 р).
6. Кузьмичева К. И., Мерзляков А. С., Фокин Г. Г. Повышение надежности ВЛ 500–750 кВ с шунтирующими реакторами в цикле неуспешного ТАПВ // Электрические станции, 2012, № 11. – С. 39–42.
7. Брухис Г. Л. Проблемы проектирования противоаварийной автоматики // Релейщик, 2009, № 2. – С. 38–40.
8. Любарский Д. Р. Проблемы совершенствования средств противоаварийной автоматики локального уровня электроэнергетических систем // Электрические станции, 2006, № 9. – С. 66–73.
9. Брухис Г. Л., Воронин В. А., Илюшин П. В., Горшкова Н. А. Разработка и внедрение устройств автоматического ограничения перегрузки линий // Электрические станции, 2012, № 6. – С. 36–42.