

Современные тенденции развития электроснабжения мегаполисов с целью повышения управляемости режимов работы энергосистемы

КУЧЕРОВ Ю.Н., УТЦ С.А., ЯРОШ Д.Н.

Рассматривается отечественный и зарубежный опыт электроснабжения мегаполисов, специфика работы энергосистемы мегаполисов и принципы построения энергосистемы. Анализируются применение устройств для повышения управляемости и ограничения токов короткого замыкания, достигнутый при этом эффект, прогнозируется влияние, оказываемое на перспективное развитие энергосистемы.

Ключевые слова: энергосистема мегаполиса, режимы работы, токи короткого замыкания, FACTS, силовая электроника

Мегаполисы представляют собой крупные центры политической, экономической и социальной активности, которые характеризуются высоким уровнем энергопотребления, плотностью электрических нагрузок и сильной зависимостью от надежного и качественного электроснабжения. Отечественный и зарубежный опыт ликвидации крупных аварий, в том числе затронувших энергосистемы мегаполисов: г. Москва в 2005 г. и г. Санкт-Петербург в 2010 г., городов северо-востока США в 2003 г., серия аварий в странах Западной Европы в 2006 г., погашение г. Дели и северной части Индии в 2012 г. и т.д., демонстрирует тяжелые социальные, экономические и технологические последствия потери электроснабжения в мегаполисах и свидетельствует о необходимости внедрения специальных мероприятий по обеспечению их надежного электроснабжения [1, 2].

Среди основных особенностей электроснабжения мегаполиса необходимо выделить следующие:

- высокий темп роста электрической нагрузки, опережающий другие регионы;

- высокую концентрацию мощностей генерации и нагрузки, объектов электросетевого хозяйства на ограниченной территории;

- повышенные требования к надежности электроснабжения потребителей, в том числе объектов инфраструктуры жизнеобеспечения города – системы тепло- и водоснабжения, канализации, общественного транспорта и др. [3].

Перечисленные особенности накладывают ограничения на традиционные подходы к развитию энергосистем и зачастую требуют неординарных технических и организационных решений.

Варианты схемы электроснабжения крупных городов и мегаполисов можно условно разделить на три группы (рис. 1).

Централизованный вариант. Потребление электроэнергии и мощности покрывается за счет крупных источников генерации, сконцентрированных в черте города. Внешние связи выполняют балансирующую функцию.

Региональный вариант. Потребление электроэнергии и мощности полностью покрывается за счет перетоков по внешним связям и от генерации, расположенной вне черты города.

Смешанный вариант. Потребление электроэнергии и мощности покрывается за счет генерации внутри и вне территории города и по внешним связям, которые также осуществляют балансирующую функцию.

На практике в большинстве случаев используется смешанный вариант, который является наиболее надежным по критерию $N-1$ и при наложении ремонта оборудования на аварийное отключение элемента энергосистемы.

Независимо от вариантов схемы электроснабжения мегаполисов электроснабжение потребителей должно осуществляться с определенным качеством электроэнергии, а также должна обеспечиваться надежная, устойчивая и управляемая работа энергосистемы. В связи с этим на первый план выходит выполнение следующих мероприятий:

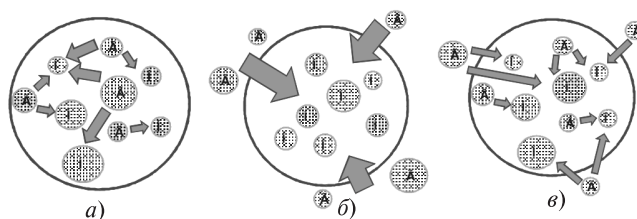


Рис. 1. Варианты схемы электроснабжения мегаполиса: а – централизованный вариант; б – региональный вариант; в – смешанный вариант

поддержание баланса активной мощности с учётом пропускной способности внешних связей;
поддержание баланса реактивной мощности и напряжения;

снижение и ограничение уровня токов КЗ для всех уровней напряжения;

оснащение современными системами локальной противоаварийной и режимной автоматики.

Вместе с этим, энергосистема мегаполиса — сложный и динамично развивающийся комплекс, состоящий из множества элементов. Поэтому важно при разработке и внедрении каких-либо решений осуществлять системный подход, рассматривать влияние того или иного элемента на все аспекты функционирования энергосистемы и определять эффективность их применения в долгосрочной перспективе.

Далее рассматриваются основные отечественные и зарубежные подходы к электроснабжению мегаполисов с учётом принятых и планируемых решений вопросов управляемости режима работы энергосистемы и ограничения токов КЗ.

Энергосистемы мегаполисов мира. Нью-Йорк. Одним из показательных примеров энергосистемы мегаполиса является энергосистема штата Нью-Йорк и города Нью-Йорк. Установленная мощность генерирующего оборудования энергосистемы штата составляет около 38 ГВт, исторический максимум нагрузки был зафиксирован в июле 2013 г. и составил около 34 ГВт. Для энергосистемы города данные показатели составляют около 9,6 и 11,5 ГВт соответственно. Потребление электроэнергии энергосистемы штата — 163,4 млрд кВтч, энергосистемы города — 53,3 млрд кВтч. [4, 5]. Необходимо отметить, что энергосистема города дефицитна как по мощности, так и по электроэнергии.

Структура установленной мощности энергосистемы штата и энергосистемы города неоднородна. В границах мегаполиса сосредоточена генерация с использованием ископаемого топлива — газ и мазут, тогда как на территории энергосистемы штата также расположены АЭС, ГЭС, ГАЭС и электростанции с использованием возобновляемых источников энергии. Необходимо отметить, что 79% генерации энергосистемы города работает на основном и резервном топливе (используется газ, мазут и керосин). Однако наблюдается дефицит маневренных мощностей.

В энергосистемах штата и города Нью-Йорк существует вопрос старения оборудования. Так, более 80% электросетевого и более 60% генерирующего оборудования было введено до 1980 г. Средний возраст турбин электростанций, работающих

на газе и мазуте, 40 лет, гидроагрегатов — около 50 лет. Чтобы избежать масштабного единовременного вывода генерирующих мощностей, в перспективе была принята стратегия замены устаревшей генерации. Кроме этого, активно развивается распределенная генерация [6].

За период 2000–2013 гг. было введено более 10400 МВт генерации и около 2315 МВт пропускной способности новых линий электропередачи (ЛЭП) и выведено из работы около 6000 МВт генерирующего оборудования, в большинстве своём работающего на угле¹.

Электроснабжение штата Нью-Йорк осуществляется по электрической сети 138÷765 кВ (рис. 2). Электрические сети напряжением 345 кВ и выше имеют передающую (системообразующую) функцию, а напряжением 69÷138 кВ — распределительную. Около 50% линий электропередачи в кабельном исполнении. Энергосистема города имеет внешние связи 138; 230; 345 кВ.

Токио. Управление энергосистемой столичного региона Южной Кореи обеспечивает Tokyo Electric Power Company (TEPCO). В зону управления компании TEPCO также входят энергосистема региона управления TEPCO и энергосистема района Токио.

Энергосистема региона управления TEPCO включает в себя электростанции (АЭС, ГЭС, ТЭЦ, ВЭС и СЭС) суммарной установленной мощностью 65,5 ГВт. В качестве топлива ТЭЦ используется уголь, газ, в том числе сжиженный, мазут. При этом основную долю нагрузки несут на себе ТЭЦ и АЭС. Максимум нагрузки в 2012 г. составил 50,78 ГВт, исторический максимум нагрузки был зафиксирован 24 июля 2001 г. и составил 64,3 ГВт.

Максимум нагрузки энергосистемы города Токио составил в 2013 г. 14,3 ГВт. Суммарная установленная мощность электростанций составляет 2,5 ГВт и приходится исключительно на долю ТЭЦ. Таким образом, большая часть нагрузки энергосистемы Токио покрывается за счёт внешних перетоков от крупных электростанций региона [7, 8].

На рис. 3 представлена схема электрических сетей TEPCO. Основную передающую функцию несут электрические сети 500 кВ и частично электрические сети 275 кВ. При этом часть ВЛ 500 кВ в энергосистеме региона управления TEPCO спроектированы на уровень напряжения 1000 кВ, и при дальнейшем росте нагрузки энергосистемы эти ВЛ могут быть переведены на проектное напряжение.

1 http://www.nyiso.com/public/about_nyiso/importance_of_reliability/powering_new_york/index.jsp

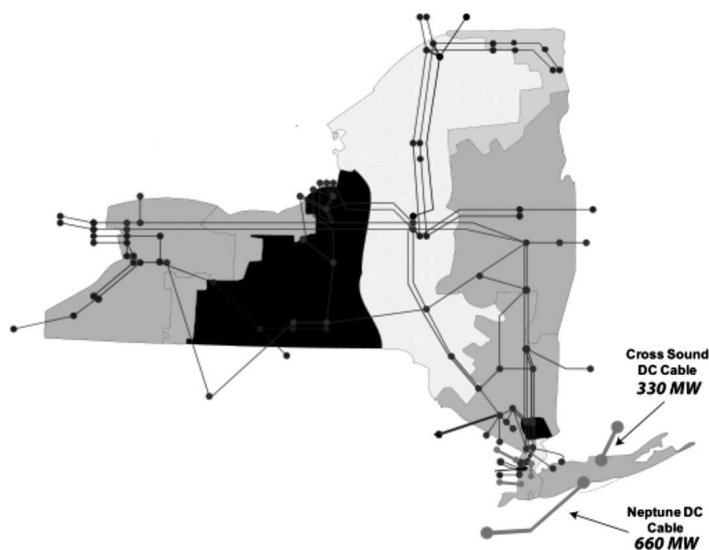


Рис. 2. Схема электрической сети ЭС штата Нью-Йорк (Источник: Power trends 2014. Evolution of the Grid. NYISO)

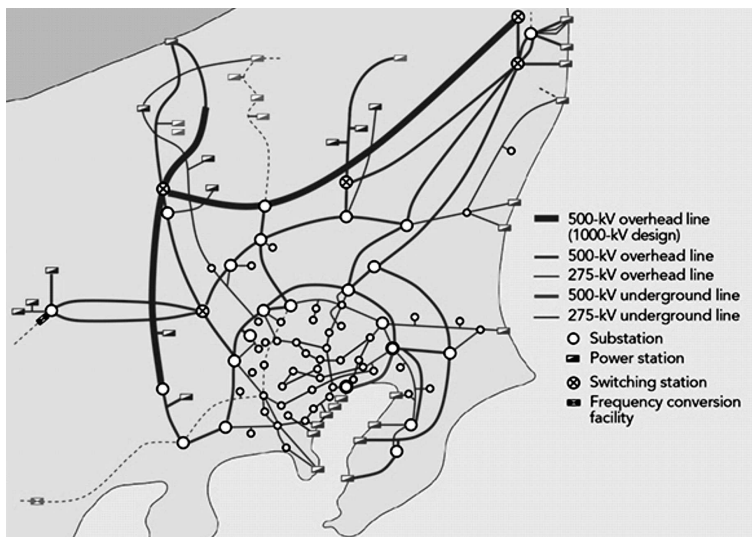


Рис. 3. Схема электрической сети ЭС региона Токио (Источник: TEPCO illustrated Report, 2013)

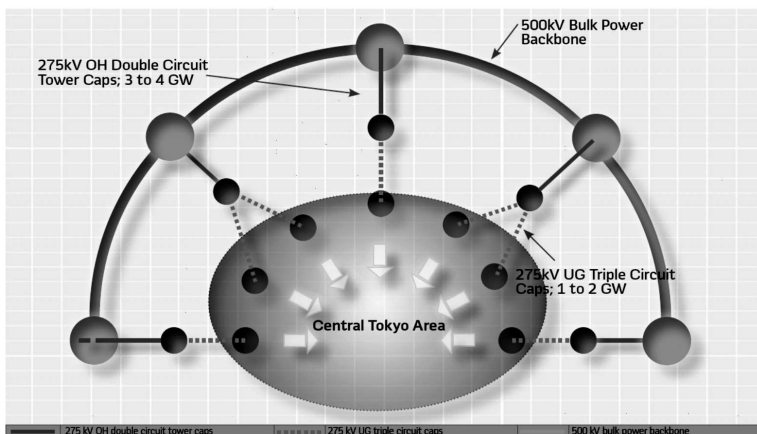


Рис. 4. Схема электроснабжения ЭС города Токио (Источник: Shinichi Imai and Tadaaki Yasuda, «Islanding Protection with Active and Reactive Power Control», Protection Automation and Control World magazine, Autumn 2009)

Энергосистема Токио включает несколько параллельных радиальных связей 275 кВ в воздушном и кабельном исполнении (рис. 4.), каждая из которых соединена с кольцом 500 кВ. Также для передачи электрической энергии и мощности в центр города существуют подстанции «глубокого ввода» 500 кВ. Каждая радиальная связь 275 кВ на головном участке имеет электрические связи пропускной способностью около 3–4 ГВт каждая. При этом радиальные связи 275 кВ образуют независимые подсистемы и являются также примером построения электрической сети с «глубоким вводом» [9].

Распределительная электрическая сеть энергосистемы Токио состоит из элементов напряжением 66–154 кВ. Около 93% всех ЛЭП 66–275 кВ в энергосистеме Токио выполнены в кабельном исполнении.

Лондон. Энергосистема Лондона представляет собой смешанный вариант схемы электроснабжения мегаполиса. Покрытие нагрузки (около 8 ГВт) осуществляется за счёт перетоков электрической энергии и мощности по внешним связям и за счёт собственной генерации, расположенной в черте города в процентном соотношении около 75%/25%.

Покрытие нагрузки энергосистемы Лондона по внешним связям обеспечивается за счёт перетока электрической энергии и мощности по направлению север–юг из энергосистемы Англии, сопровождающееся высокой загрузкой электролинии и снижением напряжения, что требует дополнительных мероприятий по регулированию перетоков активной мощности и компенсации реактивной мощности. В случае увеличения перетока север–юг возможны перегрузки контролируемых сечений [10].

Энергосистема Лондона имеет также межсистемную связь с энергосистемой Франции через кабель постоянного тока, который работает двунаправленно и загружается в зависимости от балансовой ситуации в энергосистемах. В некоторых схемно-режимных ситуациях возможны транзитные перетоки через электрические сети энергосистемы Лондона (рис. 5).

Основной передающей электрической сетью в энергосистеме Лондона является электрическая сеть напряжением 275 и 400 кВ. Большинство ЛЭП 275 и 400 кВ — кабельные. Электрическая сеть 400 кВ

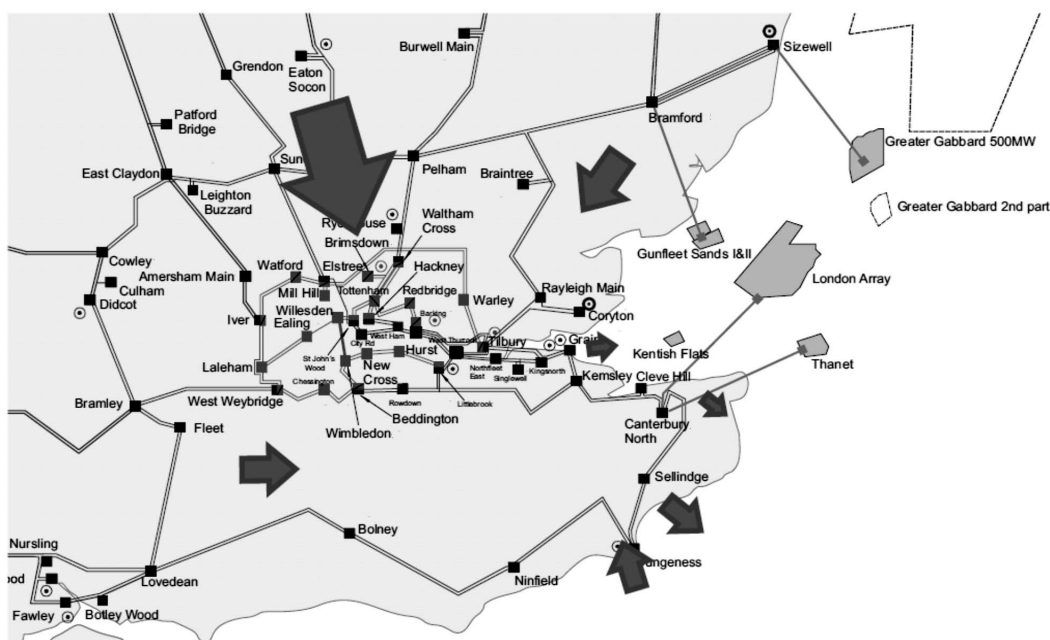


Рис. 5. Схема основных перетоков электроэнергии и мощности в энергосистеме Лондона (Источник: *Electricity Ten Year Statement 2015 Report, National Grid Company*)

сильно разветвлена и выполняет передающую и балансирующую функции. При этом только четверть нагрузки энергосистемы Лондона покрывается за счёт собственной генерации.

В электрических сетях Лондона практически нет оборудования напряжением 154 кВ. С увеличением нагрузки энергосистемы практически все электрические сети 154 кВ были переведены на уровень напряжения 275 кВ.

В энергосистеме Лондона остро стоит вопрос старения оборудования, что обуславливается ролью бывшего промышленного центра страны. В настоящее время продолжается процесс вывода из работы неэффективных электростанций, работающих на угле и частичное замещение их современными энергоблоками.

Сеул. Около 43% нагрузки энергосистемы Кореи сконцентрированы в столичном регионе (рис. 6). При этом собственной генерации энергосистемы Сеула хватает для покрытия только 15% нагрузки. Энергосистема Сеула характеризуется также высокой динамикой увеличения потребления электроэнергии. Покрытие нагрузки энергосистемы Сеула осуществляется за счёт перетоков по внешним связям 345 и 765 кВ и характеризуются высокой загрузкой электросетевого оборудования. Для покрытия возрастающих объёмов потребления электроэнергии в столичном регионе и в энергосистеме Южной Кореи было развернуто крупномасштабное строительство новых электростанций.

Генерирующие мощности в энергосистеме Сеула представлены исключительно ТЭЦ, работающими на природном газе.

Основными передающими электрическими сетями являются сети напряжением 345 и 765 кВ,

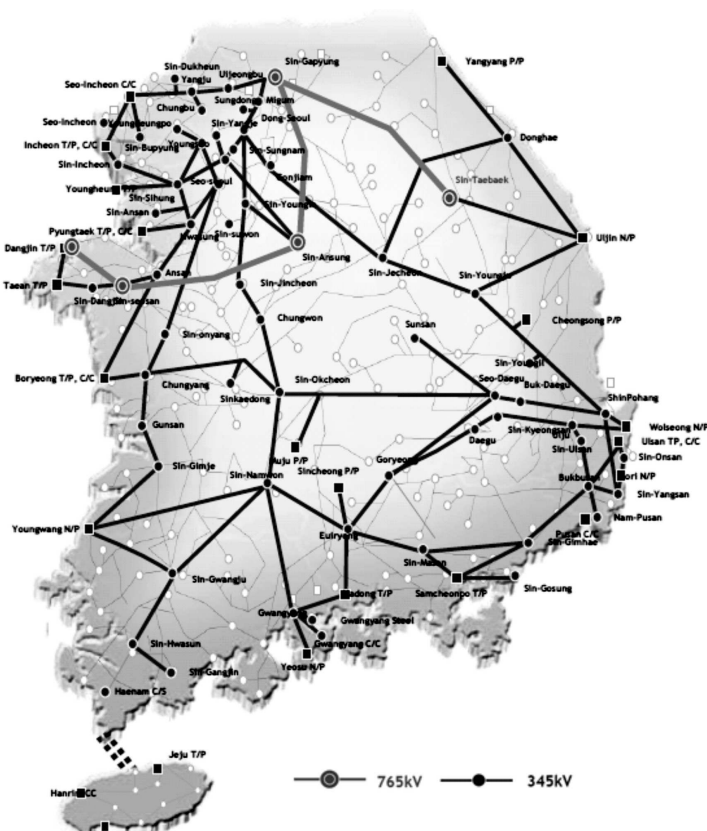


Рис. 6. Карта-схема электрических соединений энергосистемы Южной Кореи (Источник: *CIGRE session 2016 presentation «Korea HVDC/FACTS status and plan, KEPCO, 26.08.2016*)

распределительными сетями — сети напряжением 66 и 154 кВ. Большинство ЛЭП 345 кВ в энергосистеме Сеула — кабельные. Электроснабжение потребителей энергосистемы Сеула осуществляется по полукольцу 765 кВ и кольцу 345 кВ с радиальными связями 345 кВ.

В перспективе планируется дальнейшее развитие электрических сетей 345 и 765 кВ столичного региона, передач и вставок постоянного тока и устройств FACTS.

Париж. Энергосистема Парижа относится к региональному варианту схемы электроснабжения мегаполиса. На территории города практически полностью отсутствуют генерирующие мощности. Покрытие нагрузки энергосистемы Парижа осуществляется исключительно за счёт перетоков мощности по внешним связям (рис. 7).

Внешнее электроснабжение осуществляется по кольцевым передающим связям 400 и 225 кВ. Внутреннее электроснабжение потребителей осуществляется за счёт радиальных связей 225 и 63 кВ и распределительных электрических сетей 15 кВ.

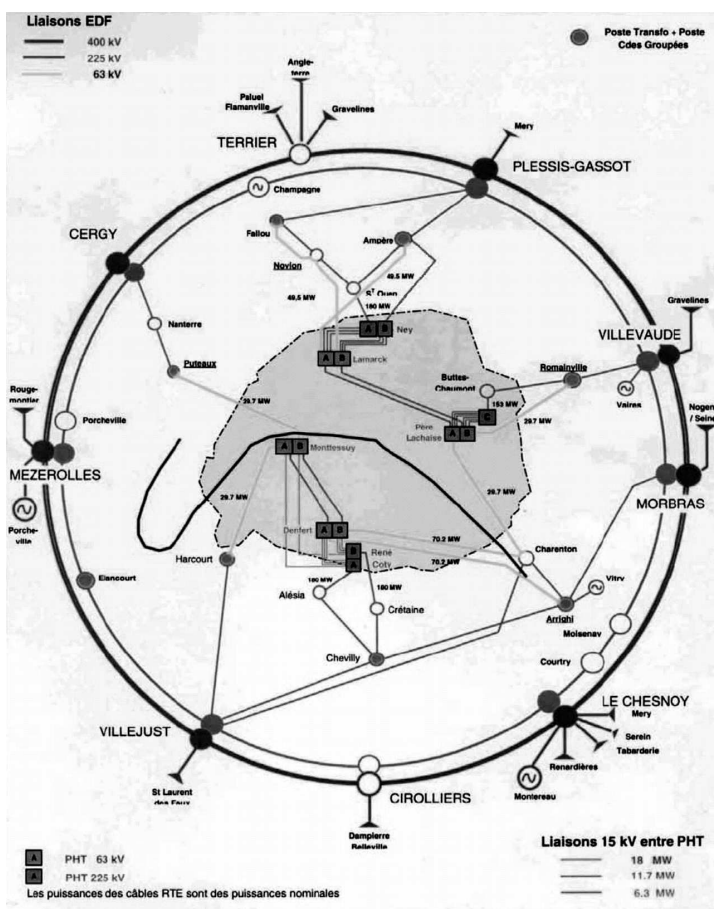


Рис. 7. Схема электрических сетей энергосистемы Парижа

Москва. Московская энергосистема осуществляет электроснабжение потребителей на территории города Москвы и Московской обл., занимающей

около 47 тыс. км² с населением более 19 млн человек.

Начиная с 2000 г. в Московской энергосистеме рост потребления электроэнергии и мощности имеет устойчивый характер. Электропотребление энергосистемы выросло с 68,5 до 102,0 млрд кВтч. в год, абсолютный максимум потребления мощности увеличился с 12,8 до 18,0 ГВт, значение установленной мощности электростанций возросло с 15,2 до 19 ГВт (в основном за счет строительства современных ПГУ), при этом выработка электроэнергии на станциях сохранилась на прежнем уровне — 70,0 млрд кВтч в год, значение суммарного перетока электроэнергии в энергосистему увеличилось с нуля до 32,5 млрд кВтч. в год.

Доля электропотребления Московской энергосистемы составляет более 11% суммарного электропотребления ЕЭС России.

Большое влияние на изменение максимума потребляемой мощности Московской энергосистемы оказывают метеорологические факторы: температура и освещенность. График нагрузок потребителей

имеет ярко выраженную суточную и сезонную неравномерность. Сильная зависимость потребления от метеоусловий определяется большой долей бытовых и офисных потребителей, которых в структуре полезного отпуска вдвое больше, чем в среднем по РФ.

Московская энергосистема характеризуется большой концентрацией мощности на ТЭЦ: их доля более 93%. Более 2/3 электростанций расположены в г. Москве, между тем, электропотребление по Московской области сопоставимо с потреблением электроэнергии в г. Москве. На территории Московской энергосистемы действуют электрические сети напряжением 750, 500, 220, 110 кВ и ниже; в основу схемы внешнего электроснабжения входит так называемое «Московское кольцо 500 кВ», существуют планы по строительству в долгосрочной перспективе второго кольца 500 кВ. Таким образом, схема электроснабжения столичного мегаполиса сформирована по централизованному варианту, а Московской энергосистемы в целом — по смешанному варианту (рис. 8).

Активное развитие высоковольтный электросетевой комплекс Московской энергосистемы получил после крупной системной аварии 25.05.2005 года: протяженность высоковольтных ЛЭП возросла более чем на 2700 км, общая длина кабельных линий увеличилась почти вдвое и достигла примерно 1400 км, суммарный ввод автотрансформаторной

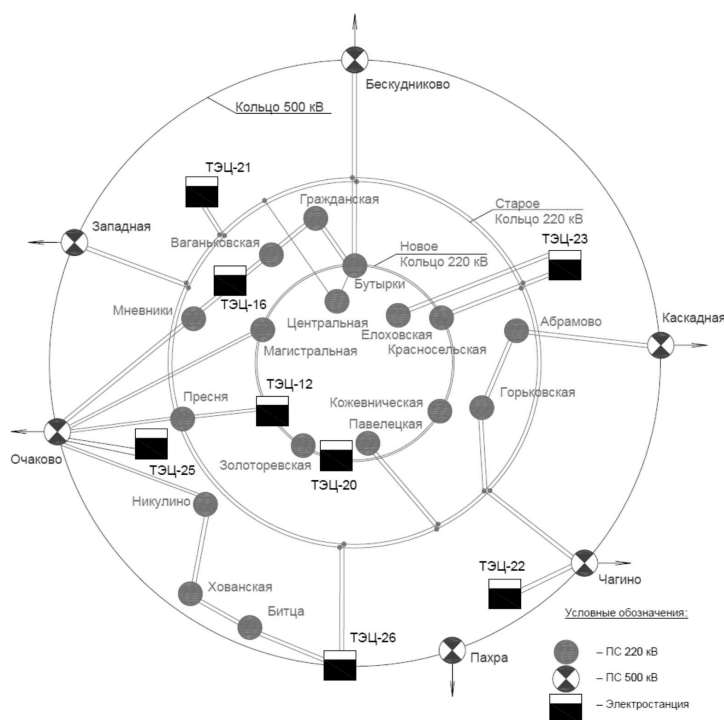


Рис. 8. Укрупненная схема высоковольтных электрических сетей Москвы

мощности превысил 12 ГВА, суммарная мощность трансформаторов увеличилась более чем на 28 ГВА, введены новые подстанции: 1 — 750 кВ; 5 — 500 кВ; 40 — 220 кВ.

Высокая плотность нагрузок, большая установленная мощность энергообъектов, относительно малая длина ЛЭП, увеличение доли кабельных линий, увеличение пропускной способности ЛЭП явились причиной резкого повышения токов короткого замыкания (ТКЗ) в высоковольтной сети Московской энергосистемы.

Рост ТКЗ в сетях 110 и 220 кВ энергосистемы города Москвы принял устойчивый характер с середины прошлого столетия. К 70-м годам потребовались специальные меры, направленные на координацию уровней ТКЗ. В настоящее время особенно актуальна эта проблема для электрической сети 220 кВ столичного мегаполиса, что определяется широким применением кабелей, включением новых объектов генерации, увеличением автотрансформаторной мощности [3].

Специфика электроснабжения мегаполисов. Рассмотрев схемы электроснабжения основных мегаполисов мира, видно, что во многом их специфика очень схожа и хозяйствующие субъекты и системные операторы энергосистем сталкиваются с одинаковыми вызовами. Таким образом, можно выделить следующие общие особенности.

1. Внешнее электроснабжение осуществляется по электрическим сетям 400 кВ и выше, в боль-

шинстве случаев формирующих кольцо или полукольцо.

2. Внешние связи с энергосистемой страны резервируемы, обеспечивают балансирующие функции и покрывают или могут покрывать нагрузку энергосистемы мегаполиса значением, как правило, более 50%.

3. Для обеспечения передачи электрической энергии и мощности в центры нагрузки используются подстанции «глубокого ввода» 400–500 кВ.

4. Внутреннее электроснабжение осуществляется по кольцевым и радиальным электрическим связям 110–345 кВ, которые выполняют распределительную функцию.

5. Электроснабжение потребителей осуществляется по распределительным электрическим сетям 6–20 кВ. Для покрытия возрастающей нагрузки распределительные электрические сети переводятся на более высокий класс напряжения.

6. Наблюдаются тенденции вывода из эксплуатации неэффективных электростанций в черте города, частичное замещение их новыми эффективными энергоблоками сопоставимой мощности, построенными в черте и вне границ мегаполиса.

7. Линии электропередачи передающей и распределительной электрической сети, расположенные на территории мегаполиса, в основном, кабельные.

8. Покрытие графика нагрузки энергосистемы мегаполиса осуществляется за счёт работы крупных АЭС и маломаневренных ТЭЦ (ТЭС) в базовом режиме — путем передачи электрической энергии и мощности по внешним связям, работы современных ТЭЦ и блоков ПГУ в полупиковой и пиковой областях, как правило, расположенных в черте города, ГЭС и ГАЭС в пиковой области графика нагрузки. При отсутствии маневренных блоков ТЭЦ, ГЭС и ГАЭС покрытие графика нагрузки и его неравномерности осуществляется только за счёт изменения внешних перетоков электроэнергии и мощности.

9. Основной потребитель энергосистемы мегаполиса — коммунально-бытовая нагрузка и сфера услуг (около 90%). Промышленная нагрузка выводится из черты города.

10. Проводится крупномасштабная замена устаревшего генерирующего и электросетевого оборудования.

11. Вследствие наличия генерации, большого числа параллельных электрических связей и плотности электрической сети наблюдаются высокие уровни токов КЗ, что требует проведения токоограничивающих мероприятий.

12. Покрытие нагрузки энергосистемы с учётом пропускной способности внешних связей требует баланса активной мощности.

13. Для поддержания напряжения на шинах подстанций и у потребителей в допустимых пределах с учётом наличия большого числа кабельных линий в энергосистеме мегаполиса необходимо обеспечить баланс и компенсацию реактивной мощности.

14. Для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей в энергосистеме мегаполиса проводятся мероприятия по повышению управляемости работы энергосистемы и резервированию.

Мероприятия для покрытия нагрузки потребителей, повышения управляемости режимов работы энергосистемы мегаполисов и ограничения токов КЗ, применяемые в зарубежных энергосистемах мегаполисов. Покрытие нагрузки потребителей. Для мегаполисов как экономических и культурных центров важно бесперебойное электроснабжение потребителей с необходимым качеством электрической энергии, покрытие нагрузки потребителей с учётом допустимой пропускной способности внешних и внутренних связей.

В каждой из энергосистем рассмотренных мегаполисов рано или поздно возникает необходимость адаптировать структуру генерирующих мощностей и электрическую сеть к растущему уровню нагрузки.

Так, в энергосистеме Лондона с 2011 г. ведется перевод части электрической сети центра города с 275 на 400 кВ и строительство новых подстанций глубокого ввода 400 кВ (Waltham Cross Substation, Brimsdown Substation and Tottenham Substation). Для этого было решено проложить через центр города КЛ 400 кВ в едином коллекторе (рис. 9).

Полностью проект должен быть закончен к 2022 г. По оценкам специалистов, указанные мероприятия позволят покрыть нагрузку потребителей

Лондона с достаточным уровнем надежности без необходимости строительства дополнительной генерации в черте города.

Решение о реализации строительства подстанции «глубокого ввода» в энергосистеме мегаполиса должно быть технически и экономически обоснованным, так как при появлении в центре города крупного питающего центра необходимо крупное строительство нового и реконструкция существующего электросетевого оборудования для распределения поступающей электрической энергии и мощности, что трудно выполнимо в стесненных условиях мегаполиса.

В энергосистеме Токио покрытие нагрузки потребителей осуществляется в том числе за счёт собственной генерации. Выдача мощности данных объектов генерации осуществляется в электрическую сеть 275 и 500 кВ, которые в центральных районах Токио располагаются в подвалах зданий и являются подземными подстанциями. При сооружении подземной подстанции в плотно застроенных городских районах важнейшим фактором является предотвращение аварий. Для этого устанавливаются трансформаторы с элегазовой изоляцией, характеризующиеся высокой пожаро- и взрывобезопасностью, более компактными размерами по сравнению с масляными трансформаторами. Также по данной технологии в энергосистеме Токио установлены ШР 150–200 Мвар [11].

Для покрытия нагрузки потребителей, исключения транзитных перетоков через энергосистему мегаполиса, повышения надежности электроснабжения потребителей и возможности управления потоками активной мощности в энергосистеме Сеула в перспективе до 2021 г. планируется строительство двух передач постоянного тока (рис. 10).

В энергосистеме города Нью-Йорка и Сеула на протяжении последних 10 лет и в среднесрочной перспективе предусматривается замена устаревшего неэффективного генерирующего оборудования и строительство новых электрических сетей, а также реконструкция существующих электрических сетей с переводом на новый класс напряжения.

Ограничение токов КЗ. Во всех рассмотренных энергосистемах мегаполисов существует проблема высоких токов КЗ. В большинстве энергосистем значения токов КЗ достигают: для уровня напряжения 66–154 кВ значений 40–50 кА, для 220–345 кВ – 50–63 кА и выше, для 400 кВ и выше – 30–50 кА.

Для решения проблемы высоких уровней токов КЗ существует несколько мероприятий: схемно-режимные мероприятия, установка токоограничивающих устройств, деление энергосистемы с установкой управляемых устройств.

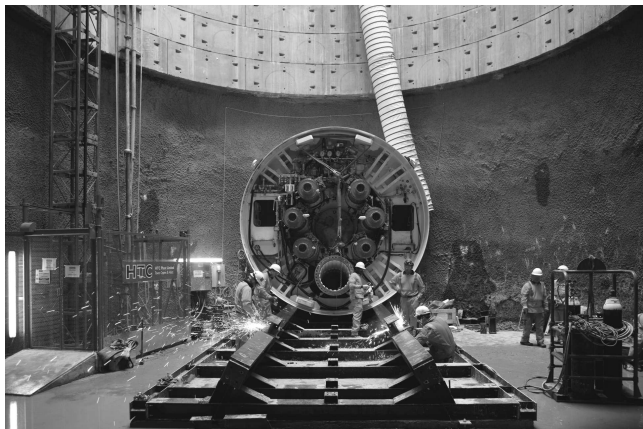


Рис. 9. Коллектор 400 кВ при строительстве КЛ 400 кВ в энергосистеме Лондона (Источник: <http://www.londonpowertunnels.co.uk/media-gallery/>)

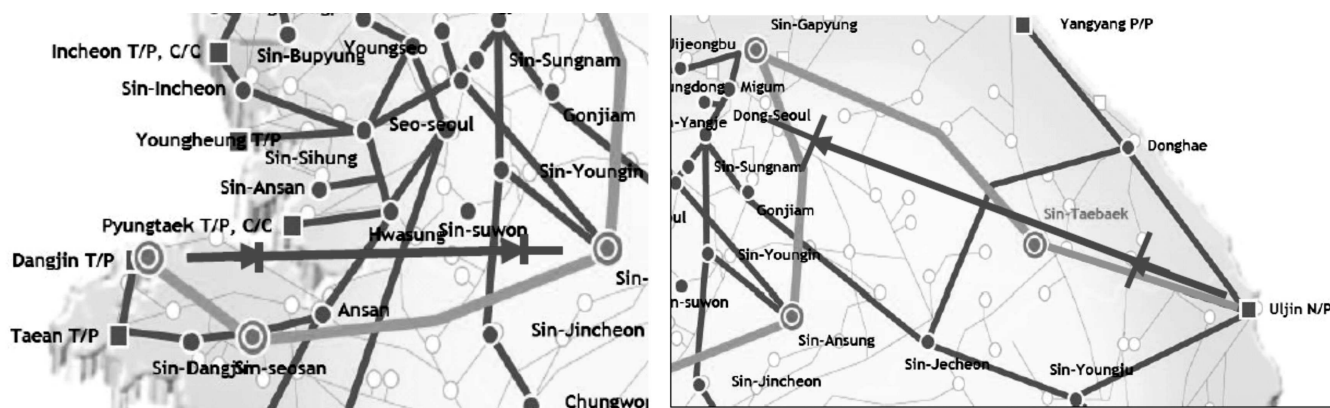


Рис. 10. Маршрут планируемых передач постоянного тока в энергосистеме Сеула (Источник: CIGRE session 2016 presentation «Korea HVDC/FACTS status and plan, KEPCO, 26.08.2016)»

Схемно-режимные мероприятия являются наиболее дешевыми и востребованными мероприятиями по изменению структуры и схемы работы энергосистемы мегаполиса для достижения нужного эффекта. К ним относятся деление и секционирование электрической сети, изменение топологии электрической сети.

В энергосистемах Лондона, Сеула, Парижа, Нью-Йорка в настоящий момент основными мероприятиями остаются секционирование и деление электрической сети. В энергосистеме Сеула все ЛЭП 154 кВ переведены в радиальный режим работы.

В энергосистеме города Токио в настоящий момент электрическая сеть 275 кВ разделена на несколько подсистем, связанных электрическим кольцом 500 кВ и частично — через электрическую сеть более низкого напряжения. Подсистемы не могут быть соединены друг с другом по связям 275 кВ из-за сверхвысоких уровней токов КЗ. Таким образом, при возникновении возмущения подсистема может выделяться на изолированную работу или в зависимости от текущей топологии электрической сети и значений токов КЗ осуществлять электроснабжение потребителей путем включения нормально отключенных связей. В настоящий момент разрабатывается соответствующая автоматика контролируемого выделения на изолированную работу, которая способна в режиме реального времени рассчитывать баланс активной и реактивной мощности, а также уровень токов КЗ.

Наряду со схемно-режимными мероприятиями в энергосистеме Сеула была изучена возможность сохранения кольцевой структуры электроснабжения с применением управляемых элементов. Для этого в точках деления электрической сети 345 кВ планировалась установка двух вставок постоянного тока (ВПТ) (рис. 11). При этом планируемые к установке ВПТ также должны нести функцию управ-

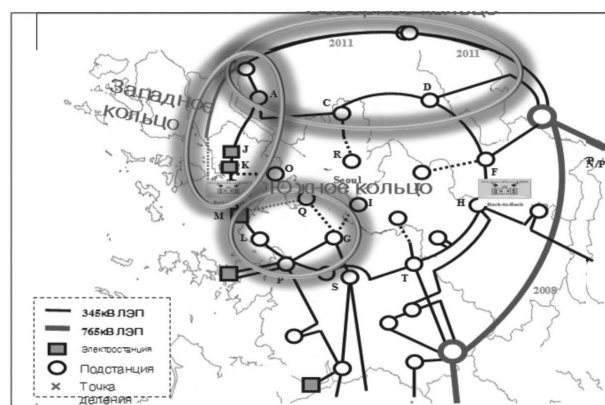


Рис. 11. Схема возможной установки ВПТ в энергосистеме Сеула для ограничения токов КЗ*

ления перетоками активной мощности. Однако реализация этого мероприятия перенесена в долгосрочную перспективу.

В распределительных электрических сетях рассмотренных энергосистем мегаполисов применяется установка токоограничивающих реакторов (ТОР) и токоограничивающих устройств (ТОУ). Однако до настоящего времени эти мероприятия до конца не востребованы на уровне передающей электрической сети. В некоторых странах ведется пилотное внедрение ТОУ на основе сверхпроводимости. На данный момент введено в эксплуатацию около 20 образцов. Что касается мегаполисов, в данный момент в качестве пилотного проекта установлен сверхпроводящий ТОУ на шинах 22,9 кВ ПС 154 кВ Иcheon в энергосистеме Сеула.

Повышение управляемости энергосистемы мегаполиса. Большую роль в покрытии графика нагрузки энергосистемы мегаполиса играют перетоки

* Han K.N., Hwang J.Y., Moon B.S., Lee J.S., Chang J.W. Reinforcement plan of extra high voltage loop system of kepc in metropolitan area. — 42 GIGRE Session publication, 2008.

мощности по внешним связям. В зависимости от структуры генерирующих мощностей в каждой из энергосистем существуют свои особенности. Однако в различных режимах работы энергосистемы перетоки мощности по внешним связям, в том числе с учётом транзитных перетоков, должны протекать без перегрузки электросетевого оборудования, предназначенного для внешнего и внутреннего электроснабжения потребителей мегаполиса.

Из-за большого числа воздушных и кабельных линий высокого напряжения в энергосистемах мегаполиса существует проблема компенсации реактивной мощности и поддержания напряжения на шинах подстанций и в контрольных пунктах в заданных диапазонах.

Для решения упомянутых проблем посредством управления активной, реактивной мощностью и стабилизации напряжения широкое распространение в мире получили устройства параллельной и последовательной компенсации традиционного типа, а также устройств FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System).

Устройства FACTS применяются:

для управления активной и реактивной мощностью;

оптимизации потокораспределения и повышения пропускной способности ЛЭП;

увеличения динамической устойчивости;

ограничения токов КЗ;

обеспечения несинхронного соединения энергосистем и энергорайонов.

В Европе и США устройства FACTS на основе силовой электроники нашли широко применяются при передаче электроэнергии и мощности на дальние расстояния как по земле, так и по воде, а также для несинхронного соединения двух совместно работающих энергосистем. Однако управляемые устройства (традиционные и современные) применяются также и в энергосистемах мегаполисов.

Для управления перетоками активной мощности наибольшее распространение в США и Европе получили фазоповоротные устройства (ФПУ) [12, 13]. Принцип действия ФПУ основан на переключении посредством выключателей или тиристорных ключей отпайки трансформаторов, обеспечивающем регулирование фазы напряжения узла для оптимизации перетоков мощности и повышения пропускной способности ЛЭП. Так, в энергосистемах США и стран ЕС множество ФПУ установлены на межсистемных связях и обеспечивают оптимальное потокораспределение между двумя энергосистемами.

В частности, на начало 2011 г. в ЭС Великобритании было установлено 15 ФПУ, девять из них — в сети 400 кВ единичной мощностью 2000–2750

МВА; шесть — в сети 275 кВ с номинальной мощностью 750 МВА. Первая группа сосредоточена на внешних связях энергосистемы Лондона [14].

Начиная с конца XX века системный оператор Нью-Йорка избрал сбалансированный путь развития электрической сети между строительством новых электросетевых объектов и внедрением устройств FACTS. Перетоки мощности в энергосистемах штата и города Нью-Йорк регулируются за счёт установленных на границах штата (на ВЛ 345–500 кВ) и города (на ВЛ 138–345 кВ) ФПУ, а также на некоторых подстанциях внутри города. Общее число ФПУ — около 46 штук [15, 16].

Для надежного электроснабжения энергосистемы региона Long Island были построены кабели постоянного тока Cross Sound и Neptune, соединяющие регион с материковой частью. До ввода в работу данных кабелей ЭС региона Long Island была соединена с ЭС штата Нью-Йорк только через электрическую сеть энергосистемы города Нью-Йорк, что создавало транзитные перетоки электрической энергии и мощности через электрическую сеть мегаполиса и перегрузку электросетевого оборудования².

Для компенсации реактивной мощности во всех рассмотренных энергосистемах применяются ШР и УШР в электрической сети 345 кВ и выше, а также БСК и СТК. В частности, в энергосистеме Сеула в 2007 и 2009 гг. были установлены СТК мощностью ± 100 и ± 200 Мвар соответственно, а также СТАТКОМ мощностью 100 МВА.

Во всех энергосистемах мегаполисов внедряется или уже внедрена система управления спросом (demand response). Например, в энергосистеме города Нью-Йорк значение возможной отключаемой (управляемой) нагрузки составляет более 400 МВт.

Таким образом, развитие техники и технологий позволяет предложить новые решения по ограничению токов КЗ и повышению управляемости энергосистемы мегаполиса, повышению надёжности электроснабжения потребителей мегаполиса и качества электроэнергии.

Мероприятия для повышения управляемости режимами работы энергосистемы мегаполисов и ограничения токов КЗ, применяемые в Московской энергосистеме. В Московской энергосистеме на протяжении 50 лет и до недавнего времени единственным мероприятием по ограничению уровней ТКЗ являлось деление сети. К настоящему моменту в Московской энергосистеме в электрической сети 110 кВ выполнено около 100 разрывов, в сети 220 кВ — более 50. Сеть 500 кВ остается замкнутой, уровни ТКЗ находятся на грани отключающей спо-

² <http://neptunerts.com/the-project/>

способности выключателей 500 кВ на некоторых подстанциях, расположенных в Московской области и не прошедших к настоящему времени реконструкцию. Максимальные значения токов КЗ в высоковольтных сетях находятся на уровне 50 кА на напряжении 110 кВ, 63 кА — на 220 кВ и 40 кА — на 500 кВ. В последнее время проводится дополнительное мероприятие по ограничению токов КЗ — установка токоограничивающих реакторов. Были размещены несколько установок ТОР: 1÷2 Ом в сети 110 кВ и 2÷3 Ом в сети 220 кВ, чем обеспечивается локальное снижение уровня ТКЗ в месте установки. В настоящее время ведутся проектно-исследовательские и научно-исследовательские работы по применению инновационных средств ограничения токов КЗ. Рассматривается возможность применения ВПТ, электромеханических вставок переменного тока на базе асинхронизированных машин (АСЭМПЧ), токоограничивающих устройств на основе сверхпроводимости (ТОУ СВПТ) [17].

Наиболее глубокое исследование проблемы ограничения токов КЗ в высоковольтных сетях Московской энергосистемы было выполнено ОАО «Институт «Энергосетьпроект» в 2011 г. по заказу ОАО «СО ЕЭС». В работе был выполнен анализ мирового опыта решения указанной проблемы, предложено несколько сценариев развития Московской энергосистемы. Для эффективного ограничения токов КЗ был рекомендован комплексный подход, сочетающий наиболее эффективные и наименее затратные мероприятия:

установка ТОР и ТОУ;

замена выключателей, отработавших нормативный срок и имеющих несоответствующую уровням токов КЗ отключающую способность;

поэтапный перевод сети 110 кВ в радиальный режим работы (с установкой устройств АВР для обеспечения электроснабжения потребителей в послеаварийных режимах);

применение подстанций глубокого ввода 500 кВ с частичным переводом сети 220 кВ в радиальный режим;

поэтапная установка устройств ВПТ и FACTS в сети 220 кВ;

применение автоматики опережающего деления сети (АОДС).

Широкое распространение в Московской энергосистеме приобрели асинхронизированные электрические машины — асинхронизированный турбогенератор (АСТГ) и асинхронизированный синхронный компенсатор (АСК). На текущий момент установлены пять АСТГ единичной мощностью 110 ÷ 320 МВт и два АСК единичной мощностью 100 МВА. Ввод этих электрических машин позво-

лил более эффективно регулировать реактивную мощность в энергосистеме, а также обеспечивать динамическую устойчивость работы энергосистемы. В ряду хорошо зарекомендовавших себя при работе в энергосистеме асинхронизированных машин необходимо отметить перспективную разработку асинхронизированного электромеханического преобразователя частоты (АСЭМПЧ).

Таким образом, необходимо отметить, что развитие Московской энергосистемы и энергосистемы г. Москвы предполагает как традиционные мероприятия, такие как замена устаревшего оборудования, расширение, модернизация электросетевого и генерирующего оборудования, но и установку современных устройств ограничения токов КЗ и управления режимами работы энергосистемы.

В процессе дальнейшего планирования развития Московской энергосистемы и энергосистемы г. Москвы, развития электроснабжения потребителей территории Новой Москвы, ввода новых и демонтажа старых и неэффективных генерирующих объектов целесообразно рассмотреть возможность применения дополнительных мероприятий по управлению режимами работы энергосистемы (например, установка фазоповоротных устройств, устройств FACTS с использованием силовой электроники, токоограничивающих устройств).

Заключение. Все энергосистемы мегаполиса уникальны, имеют множество индивидуальных особенностей и различий в области эксплуатации, развития и управления режимами работы энергосистемы. Однако вызовы и проблемы функционирования энергосистем современных мегаполисов во многом схожи. Наряду с увеличением нагрузки потребителей наблюдается необходимость модернизации и замены генерирующего оборудования. Вместе со строительством новых электросетевых объектов наблюдается рост токов КЗ и необходимость их ограничения. Всё это способствует использованию в энергосистемах мегаполисов современных технологий и новых тенденций развития. Однако любое техническое решение должно рассматриваться в комплексе, должно прорабатываться его влияние на все аспекты работы энергосистем мегаполиса.

В области управления режимами работы энергосистем мегаполисов и регулирования перетоков активной и реактивной мощности до настоящего времени применялись традиционные инструменты и устройства, такие как загрузка/разгрузка генераторов электростанций, использование традиционных средств компенсации реактивной мощности, использование ФПУ. В перспективе в большинстве энергосистем мегаполисов планируется установка

современных устройств FACTS, а также возможное использование вставок и передач постоянного тока. Это позволит более эффективно использовать существующие генерирующие мощности, обеспечивать эффективную загрузку электросетевого оборудования, строительство которого в стесненных условиях мегаполиса проблематично, а также исключить транзитные перетоки через энергосистему мегаполиса. Кроме этого, прорабатываются варианты контролируемого деления энергосистемы мегаполиса на несколько сбалансированных частей с использованием необходимых устройств противоаварийной автоматики.

В области ограничения токов КЗ в данный момент в энергосистемах мегаполисов применяются традиционные методы, такие как деление и секционирование электрической сети, установка токоограничивающих реакторов. Прогнозируется, что в дальнейшем тенденция возрастания уровней токов КЗ в электрических сетях всех уровней напряжения будет сохраняться. Компании электроэнергетической отрасли разных стран в данный момент прорабатывают возможность контроля за уровнями токов КЗ, используя в комплексе не только традиционные методы, но и современные технологии, такие как токоограничивающие устройства различных технологий, вставки постоянно-го тока, АСЭМПЧ.

Зарубежный опыт в области повышения управляемости режимами работы энергосистемы мегаполиса и ограничения токов КЗ во многом применим в Московской энергосистеме. Исследовательские работы показали необходимость комплексного решения проблемы [18].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Утц С.А., Федоров Ю.Г., Ярош Д.Н. О развитии требований к схеме электроснабжения мегаполисов и перспективе применения технологий Smart Grid. Сборник докладов конф. «Электроэнергетика глазами молодежи». Том 1, Екатеринбург, 2012, 701 с.
2. Bialek J.W. Why has it happened again? Comparison between the UCTE blackout in 2006 and the blackouts of 2003». — Proc. 2007 IEEE Lausanne Power Tech Int. Conf., pp. 1–6.
3. Шульгинов Н.Г., Кучеров Ю.Н., Чемоданов В.И., Утц Н.Н., Ярош Д.Н. Перспективы развития высоковольтных сетей на примере Московского региона. — Сб. докладов XII Всемирного электротехнического конгресса, Москва, 04–05.10.2011, с. 157–182.
4. CON EDISON ANNUAL REPORT, 2013: <http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=61493&p=irol-reportsannual>
5. CON EDISON ANNUAL REPORT, 2015: <http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=61493&p=irol-reportsannual>
6. Power trends 2014. Evolution of the Grid. NYISO: http://www.nyiso.com/public/webdocs/media_room/publications_presentations/Power_Trends/Power_Trends/ptrends_2014_final_jun2014_final.pdf
7. TEPCO GROUP Sustainability Report, 2010: <http://www.tepco.co.jp/en/challenge/enviro/pdf-1/10report-e.pdf>
8. TEPCO illustrated Report, 2013: http://www.tepco.co.jp/en/useful/pdf-3/13i_full-e.pdf
9. Shinichi Imai and Tadaaki Yasuda. Islanding Protection with Active and Reactive Power Control. — Protection Automation and Control World magazine Autumn 2009, pp. 28–33.
10. Electricity Ten Year Statement. — National Grid Company, 2015 Report: http://www2.nationalgrid.com/mwg-internal/de5fs23hu73ds/progress?id=aERD8_4Mx7Pr06AOA9th2uR24CmBoIU0zLcf_CoR5SY,
11. Hiroyuki Nakajima Повышение мощности системы энергоснабжения в центре Токио. — Приложение к журналу «Электроэнергия. Передача и распределение», 2015, № 1, с. 20–22.
12. Mekonnen M.T., Belmans R. The influence of phase shifting transformers on the results of flow-based market coupling — Proc. of 9th International Conference on the European Energy Market, Florence, 2012, pp. 1–7.
13. Wilson L., Montana Alberta Tie Line — North America's first international merchant transmission line. — IEEE PES General Meeting (Minneapolis) MN, 2010, pp. 1–5.
14. Belivanis M., Bell K. R.W. Coordination of Phase-Shifting Transformers to Improve Transmission Network Utilisation. — Proc. of the 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), Sweden, Gothenburg, 2010, pp. 1–6.
15. NYISO Operating Study Winter 2013–2014, December 12, 2013: http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/market_data/reports_info/operating_studies/thermal_transfers/Winter2013–14_Operating_Study_OC_Approved.pdf
16. NYISO Parflow Diagrams. Published to NYISO Website on 03/25/2014: http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/market_data/power_grid_info/par_flow_diagrams.pdf
17. Improvement of mode controllability and short-circuit currents limitation in metropolises power grid by means of electromechanical AC links as an alternative to DC links. P Sokur, Y. Dementyev, Y. Shakaran, N. Pinchuk, V. Novozhilov, V. Tretyakov, V. Dyachkov, Y. Kucherov, D. Yarosh, A. Mayorov, A. Shabash. CIGRE Session 46, C1–324, 21–26 August 2016, Paris.
18. Утц Н.Н., Важенков В.В., Утц С.А. Анализ мероприятий по ограничению токов короткого замыкания в Московской энергосистеме. — Электрические станции, 2014, № 10, с. 36–39,

[27.03.2017]

Авторы: Кучеров Юрий Николаевич окончил Новосибирский электротехнический институт в 1973 г. В 1999 г. защитил докторскую диссертацию «Развитие методов анализа надежности и эффективности функционирования больших транснациональных ЭЭС». Советник директора АО «СО ЕЭС».

Утц Станислав Андреевич окончил «Национальный исследовательский университет «МЭИ» в 2009 г. Главный специалист Департамента параллельной работы и стандартизации АО «СО ЕЭС».

Ярош Денис Николаевич окончил Южно-Российский государственный технический университет (Новочеркасский политехнический институт) в 2000 г. Технический директор АО «НТЦ ЕЭС» (Московское отделение).

Modern Trends in the Development of Megalopolis Power Supply Systems Considering Matters Concerned with Achieving Better Controllability of Power System Operation Modes and Limiting Short-Circuit Fault Currents

KUCHEROV Jurii N. (*Joint-stock Company (JSC) «System Operator of the United Power System» (SO UPS)* – *Advisor to the Director*

UTTIS Stanislav A. (*JSC «SO UPS», Moscow, Russia*) – *Senior Specialist*

YAROSH Denis N. (*JSC «Scientific and Technical Centre of the Federal Grid Company of UPS, Moscow Department»*) – *Technical Director*

The article considers experience gained in Russia and abroad with supplying power to megalopolises, as well as specific features relating to the principles of designing and operating a megalopolis power supply system. Application of devices aimed at achieving better controllability and limiting short-circuit fault currents is analyzed together with the effect obtained from using them. The influence of these devices on power system development in the future is also estimated.

Key words: *megalopolis power system, operating modes, short-circuit currents, FACTS, power electronic devices*

REFERENCES

1. Utts S.A., Fedorov Yu.G., Yarosh D.N. *Sbornik dokladov Konferentsii «Elektroenergetika glazami molodezhi»* (Collection of reports of conf. «Electric power through the eyes of youth»). Yekaterinburg, 2012, 701 p.
2. Bialek J.W. Why has it happened again? Comparison between the UCTE blackout in 2006 and the blackouts of 2003. – Proc. 2007 IEEE Lausanne Power Tech Int. Conf., pp. 1–6.
3. Shul'ginov N.G., Kucherov Yu.N., Chemodanov V.I., Utts N.N., Yarosh D.N. *Sbornik dokladov XII Vsemirnogo elektrotehnicheskogo kongressa* (Collection of reports of the XII World Electrotechnical Congress). Moscow: 04, 05 October, 2011, pp. 157–182.
4. CON EDISON ANNUAL REPORT, 2013: <http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=61493&p=irol-reportsannual>
5. CON EDISON ANNUAL REPORT, 2015: <http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=61493&p=irol-reportsannual>
6. Power trends 2014. Evolution of the Grid. NYISO: http://www.nyiso.com/public/webdocs/media_room/publications_presentations/Power_Trends/Power_Trends/ptrends_2014_final_jun2014_final.pdf
7. TEPCO GROUP Sustainability Report, 2010: <http://www.tepco.co.jp/en/challenge/enviro/pdf-1/10report-e.pdf>
8. TEPCO illustrated Report, 2013: http://www.tepco.co.jp/en/useful/pdf-3/13i_full-e.pdf
9. Shinichi Imai and Tadaaki Yasuda. Islanding Protection with Active and Reactive Power Control. – Protection Automation and Control World magazine Autumn 2009, pp. 28–33.
10. Electricity Ten Year Statement. – National Grid Company, 2015 Report: http://www2.nationalgrid.com/mwg-internal/de5fs23hu73ds/progress?id=aERD8_4Mx7Pr06AOA9th2uR24CmBoIU0z1cf_CoR5SY,
11. Hiroyuki Nakajima. *Elektroyenergiya. Peredacha i raspredeleniye* – in Russ. (Electric Energy. Transmission and Distribution), 2015, No. 1, pp. 20–22.
12. Mekonnen M.T., Belmans R. The influence of phase shifting transformers on the results of flow-based market coupling – Proc. of 9th International Conference on the European Energy Market, Florence, 2012, pp. 1–7.
13. Wilson L. Montana Alberta Tie Line – North America's first international merchant transmission line. – IEEE PES General Meeting (Minneapolis) MN, 2010, pp. 1–5.
14. Belivanis M., Bell K. R.W. Coordination of Phase-Shifting Transformers to Improve Transmission Network Utilisation. – Proc. of the 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), Sweden, Gothenburg, 2010 pp. 1–6.
15. NYISO Operating Study Winter 2013–2014, December 12, 2013: http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/market_data/reports_info/operating_studies/thermal_transfers/Winter2013–14_Operating_Study_OC_Approved.pdf
16. NYISO Parflow Diagrams. Published to NYISO Website on 03/25/2014: http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/market_data/power_grid_info/par_flow_diagrams.pdf
17. Improvement of mode controllability and short-circuit currents limitation in metropolises power grid by means of electromechanical AC links as an alternative to DC links. P Sokur, Y. Dementyev, Y. Shakarian, N. Pinchuk, V. Novozhilov, V. Tretyakov, V. Dyachkov, Y.Kucherov, D. Yarosh, A. Mayorov, A. Shabash. CIGRE Session 46, C1-324, 21–26 august 2016, Paris.
18. Utts N.N., Vazhenkov V.V., Utts S.A. *Elektricheskiye stantsii* – in Russ. (Power stations), 2014, No. 10, pp. 36–39,

[27.03.2017]