О СНИЖЕНИИ РИСКОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ МОСКОВСКОГО РЕГИОНА

Кучеров Ю.Н., *докт. техн. наук,*
Директор по перспективному развитию ОАО «Мосэнерго»

Московский регион продолжает динамичное развитие, значительно опережая средние темпы роста по стране. Ситуация с энергоснабжением остается напряженной, на большинстве подстанций региона невозможно получить технические условия на присоединение, максимум нагрузки в достаточно теплом январе 2008 г. достиг величины порядка 16200 МВт, соответствующей нагрузке при экстремально низкой температуре января 2006 г.

Давление спроса в регионе нарастает. С 2000 г. суммарное потребление в регионе выросло на 35 % и составило в 2007 г. около 93 млрд кВт • ч. Технологическая инфраструктура находится на пределе своих возможностей — нагрузка электростанций, электрических и тепловых сетей, технического водоснабжения, газоснабжения и др. Интенсивное строительство жилых и административных зданий и сооружений в мегаполисе во многом осуществляется без проработки комплексных схем энерго- (газо-, тепло-, электро-) снабжения. Подключение к данной инфраструктуре осуществляется во многих случаях по временной схеме или откладывается.

Теплые зимы двух последних лет позволили практически безболезненно пройти зимний максимум нагрузки. Однако энергосистема Московского региона перешла в дефицитное состояние в 2002 г., и нарастание дефицита собственной генерации еще продолжается.

Темпы роста электропотребления составляют не менее 4 % в год, а по теплопотреблению закладываются Генпланом города до 2,5 % в год, прирост нагрузки ежегодно составляет более 600 МВт.

Правительство города заявляет удвоение потребностей в электрической энергии к 2025 г., а правительство области — утроение к 2020 г.

Темпы развития генерации в ОЭС Центра существенно отстают от соответствующих темпов в Московском регионе. Очевидны риски несбалансированности решений по развитию внешних (по отношению к Московскому региону) и внутренних электрических сетей, задержки ввода АЭС, корректировки в сторону снижения или «сдвиг вправо» инвестиционных программ новыми собственниками теплогенерирующих компаний, задержки запуска более развитых моделей рынка (системных услуг, тепла и др.).

Энергосистема Московского региона занимает доминирующее положение в ОЭС Центра и является важнейшим связующим звеном в ЕЭС РФ (рис. 1). Для региона характерны теплофикационный характер и транзитные функции энергосистемы, высокая концентрация мощности, высокая зависимость энергопотребления от колебаний температуры, ограниченность территории, жесткие экологические нормативы, доминирующая роль газа, составляющая порядка 95 % в энергобалансе региона. К этому следует добавить высокую неравномерность графиков нагрузки энергосистемы, неуправляемый рост пиковых нагрузок в период похолодания, дефицит регулирующих мощностей с активным участием теплофикационного оборудования в регулировании суточного графика нагрузки, недопустимые уровни токов короткого замыкания. Эти и другие условия, характерные для жизнедеятельности мегаполиса, создают высокие риски надежного энергоснабжения в условиях экстремально низких, но возможных температур, весьма ограниченные условия для быстрого и кардинального изменения структуры генерирующих мощностей и топливного баланса, применения альтернативных источников теплоснабжения и видов топлива.

В этой связи для региона является актуальным анализ рисков и выработка рекомендаций по дальнейшему развитию системы энергоснабжения как в среднесрочной перспективе — на пять лет, так и на более долгосрочный период — до 2020 г.

Для условий развивающегося мегаполиса и его конкурентоспособности в глобальном мире экстенсивный путь развития системы энергоснабжения ведет в тупик. Однобокое наращивание энергетической базы мегаполиса не гарантирует ни повышение надежности, ни экономической и экологической приемлемости. Новые энергетические мощности в генерации и сетях (без решения вопросов надежности, управляемости хозяйства, адекватного развития потребителя и экономических механизмов) характеризуют лишь возможность выработки и переброски мощности из одного места в другое. Требуются неординарные системные исследования, технические, финансовые и организационные решения. Главные игроки этого процесса — собственники предприятий электроэнергетики, топливоснабжающие компании, потребители и властные структуры, а также инвесторы — должны объединить свои усилия, выделить и разделить риски, найти приемлемые планы развития системы энергоснабжения региона. Каждый из игроков должен выработать свой план действий и пути его реализации. Успех этих действий будет достигнут только в случае решения общей задачи — выход на энергосберегающий путь развития и формирование для этого системы энергоснабжения нового поколения.

На настоящий момент единственным системным документом, по рекомендациям которого планировалось развитие электроэнергетики региона после московской аварии 2005 г., была Концепция технического перевооружения энергетического хозяйства г. Москвы и Московской области, разработанная РАН в 2005 г. [1].

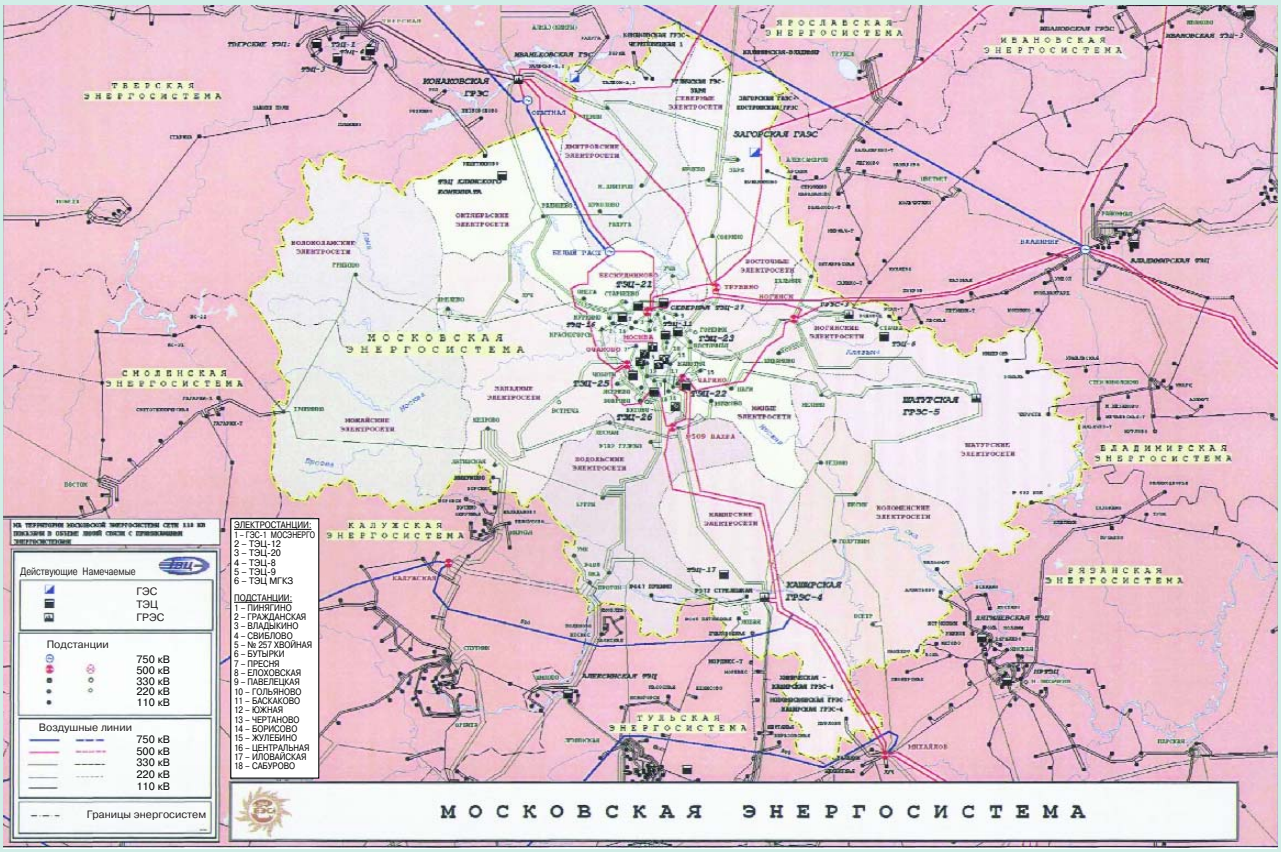

Рис. 1. Система энергоснабжения Московского региона (в составе ОЭС Центра)

Концепция ориентировала энергетиков и органы власти на принятие решений по повышению надежности энергоснабжения, скорейшую ликвидацию дефицита, техническое перевооружение объектов энергетики, сбалансированный вариант развития с удвоением генерирующих мощностей энергосистемы к 2020 г., всемерное развитие электрических сетей, кардинальное снижение потерь, разработку и реализацию энергосберегающей политики и управление спросом. Анализ условий реализации Концепции проводится в работах [2, 3].

В 2008 г. вышел или находится в завершающей стадии целый ряд новых материалов регионального и федерального уровней, в которых даны параметры и направления развития электроэнергетики региона.

Задачи ставятся в целом предельно актуальные, в том числе необходимость рационального использования газа, замена для этой цели устаревшего парка энергетического оборудования на современные парогазовые технологии, комплексное рассмотрение и решение вопросов электро-, тепло-, газоснабжения.

В то же время, по ряду направлений имеются расхождения как с Концепцией, так и между различными документами. Кроме этого, остаются без внимания или комплексного рассмотрения такие важнейшие сферы, как надежность и энергетическая безопасность региона, условия прохождения осенне-зимнего максимума в условиях режима высоких рисков (РВР), вовлечение потенциала малой когенерации, совершенствование рыночных отношений с отражением в полной мере теплофикационного характера энергосистемы, диверсификация топливного баланса, создание системы управления спросом и координации развития и т.д. В настоящей статье, в дополнение к [3], проводится дальнейший анализ рисков развития системы энергоснабжения Московского региона и даются соответствующие рекомендации.

Особенности вектора развития

К новым материалам, задающим вектор развития электроэнергетики региона, относятся.

- Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики РФ на период до 2020 г. (распоряжение Правительства РФ от 22 февраля 2008 г. № -215р) (далее — «Генеральная схема»).
- Актуализированный Генеральный план г. Москвы на период до 2025 г.
- «Схема развития электрических сетей Московского региона 110 (35) кВ и выше на период до 2020 г.» (Институт Энергосетьпроект).
- Энергетическая стратегия г. Москвы на период до 2025 г. (проект, ДепТЭХ). Данная Энергостратегия предполагает разработку в 2008-2009 гг. Генеральной схемы электро-, тепло-, газоснабжения г. Москвы.
- Стратегия развития электроэнергетики Московской области на период до 2020 г. (проект, ТЭК МО).

Данные материалы, во-первых, представляют значительный интерес, так как содержат параметры и условия развития региона, во-вторых, отражают разностороннюю информацию о развитии субъектов энергетики и смежных отраслей, в-третьих, несут ряд непросчитанных рисков.

Принципиально важно, что документы дают долгосрочные оценки, а также поднимают вопросы комплексного

развития энергетики, включая вопросы электро-, тепло-, газоснабжения.

Однако для условий мегаполиса и его интенсивного развития надо состав задач расширить вопросами технического водоснабжения, диверсификацией топливного баланса, управлением спросом и энергосбережением, повышением живучести ответственных потребителей и инфраструктур мегаполиса, государственными механизмами контроля за развитием и необходимого стимулирования.

К ряду особенностей программных документов относятся.

1. Рост зависимости региона от внешних поставок электроэнергии.

2. Ориентация на быстрые вводы АЭС.

3. Формирование раздельных энергетических стратегий правительств Москвы и области.

4. Огромные объемы вводов электросетевого строительства.

5. Отсутствие оценок надежности, энергетической безопасности, конкурентоспособности, инноваций.

6. Отсутствие рекомендаций по вовлечению в энергобаланс региона потенциала малой когенерации (что фактически закрепляет существующую практику децентрализованного теплоснабжения области от устаревших котельных).

7. Неограниченность роста цен на электрическую энергию.

8. Непроработанность развития рынка тепловой энергии.

9. Отсутствие каких-либо гарантий и ответственности, что программные документы будут реализованы.

Следует отметить и новые положения ФЗ «Об электроэнергетике», усложняющие деятельность сектора генерации, а именно, ужесточение контроля доминирования генерирующих компаний в зоне свободного перетока (20 % присутствия) и плату за присоединение к сетям.

Даже поверхностный анализ свидетельствует о значительных новых рисках, в том числе обусловленных пересмотром энергетическими компаниями инвестиционных программ, поиском новых источников финансирования после первых IPO, обременения сектора генерации финансированием выпуска электрической мощности.

Принимая во внимание, что сектор теплогенерации де-юре частный, инфраструктурные обременения могут значительно понизить эффективность проектов развития. Не секрет, что ограничения по смежным направлениям деятельности, как и инфраструктуре, вышли на исторический максимум или исчерпание ресурсов — водоснабжение, газ, транспорт угля, экология и энергомашиностроение, проектирование новых технологий, строительство, персонал и др.

Важнейшее отличие данных материалов от Концепции РАН заключается в ориентации региона на повышение внешних поставок электроэнергии от АЭС, размещаемых в ОЭС Центра.

Необходимо отметить и ряд серьезных расхождений в данных материалах между собой, в частности, между разрабатываемой Энергостратегией г. Москвы и принятой Генеральной схемой.

Так, если Генеральная схема предлагает сочетание развития внешней сети и наращивания мощности ТЭЦ ОАО «Мосэнерго» в городе, то Энергостратегия г. Москвы акцентирует внимание на достаточности мощностей генерирующих источников в городе и необходимости их обновления для экономного расходования газа.

Еще более определенно эта мысль выражена в Актуализированном Генеральном плане г. Москвы (к сожалению, разработан только для города). В нем говорится, что мощность Московских ТЭЦ, достижимая к 2010 г. порядка 12 ГВт, можно оценивать как предельно допустимую по территориальным и экологическим критериям. Растущую потребность города в электрической энергии предлагается обеспечивать за счет сооружения в городе ГТУ-ТЭЦ, ГТУ на РТС к 2010 г. более чем на 3000 МВт и в последующий период еще более чем на 3000 МВт.

Выборка из Генеральной схемы по Московскому региону показывает, что аналогичное развитие заложено для действующих ТЭЦ ОАО «Мосэнерго».

На период 2006-2010 гг. — 3000 МВт;
2011-2015 гг. — 3500 МВт

	Установленная мощность, МВт	
	2006 г.	2015 г.
ТЭЦ-8	605	885
ТЭЦ-11	330	630
ТЭЦ-12	408	1018
ТЭЦ-16	360	630
ТЭЦ-20	730	1220
ТЭЦ-21	1350	1800
ТЭЦ-25	1370	1782
ТЭЦ-26	1410	1862
ТЭЦ-27	160	1510

Петровская ГРЭС заявлена в Генеральной схеме на кузнецком угле в двух вариантах:

– в минимальном варианте — 1 блок 660 МВт до 2015 г. + 1 блок 660 МВт после 2015 г.

– в максимальном варианте — 3 блока по 660 МВт до 2015 г. + 1 блок 660 МВт после 2015 г.

Итого: 4×660 = 2640 МВт (с выдачей мощности на сеть 500 кВ).

В работах Института Энергосетьпроект предусматривается дальнейшее развитие Петровской ГРЭС до 6 блоков по 660 МВт (после 2020 г.) с выпуском мощности на напряжении 750 кВ (замыкание восточного крыла кольца 750 кВ), что практически соответствует наработкам ОАО «Мосэнерго» по ОИС проекта Петровской ГРЭС, кроме типоразмера блока и сроков.

Особый интерес вызывает перспектива развития сети 750, 500 кВ Московского региона в период 2008-2020 гг., способной создать реальную конкуренцию генерирующим мощностям в регионе и определяющим образом влиять на надежность схемы внешнего электроснабжения.

В результате мероприятий по развитию сети 750, 500 кВ Московского региона с учетом установки АТ 500/220 кВ на ТЭЦ-26, ТЭЦ-27 и ЗАГАЭС II только в период 2008-2012 гг. будут построены 27 новых автотрансформаторов напряжением 500/220 и 500/110 кВ (таблица).

При этом допустимый переток из внешней энергосистемы с сегодняшнего значения в 3000-3500 МВт достигнет величины порядка 8000 МВт. Для того, чтобы воспользоваться этим ресурсом, необходимо снять в массовом порядке ограничения по пропускной способности внутренних сетей мегаполиса.

Закладываемые темпы линейного строительства, даже с учетом использования отвода земель вдоль ЦКАД

Прирост трансформаторной мощности на системообразующих ПС и ОРУ - 500 кВ электростанций Московского региона на период до 2013 года

Наименование	Установленная трансформаторная мощность										Прирост установленной мощности 500/220, 500/110 кВ, МВА
	Существующее положение 01.01.07			Установка/замена, МВА							
	Напряж., кВ	Количество, шт.	Мощность, МВА	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Установленная мощность на 01.01.2013 г.	
Западная, 1126 МВА	500/220 220/110 220/10	– – –	– – –	– – –	2x500 – 2x63	– – –	– – –	– – –	– – –	1000 – 126	1000
Руднево, 1900 МВА	500/220 220/110 220/10	– – –	– – –	– – –	– – –	– – –	– – 1x100	– – –	2x500 2x250 3x100	1000 500 400	1000
Дорохово*, 1402 МВА	500/220 220/110 220/10	– – –	– – –	– – –	– – –	– – –	– – –	2x501 2x200 –	– – –	1002 400 –	1002
Очаково, 3650 МВА	500/220 500/110 220/110 220/10	2x501 2x250 2x200 –	1002 500 400 –	– – – –	–	4x500 – 5x250 4x100	– – – –	– – – –	– – – –	2000 – 1250 400	499
Бескудниково, 2800 МВА	500/220 500/110 220/110 220/10 110/10	1x501 1x345, 1x250 1x255, 1x250 3x63	501 595 505 189	– – – – –	– – – – –	4x500 – 2x200 4x100 –	– – – – –	– – – – –	– – – – –	2000 – 400 400 –	904
Чагино. 2200 МВА	500/220 500/110 220/110 220/10	2x501 1x270, 1x250 2x240 –	1002 520 480 –	– – – –	– – – –	2x500 – 4x250 2x100	– – – –	– – – –	– – – –	1000 – 1000 200	-522
Пахра*, 2065 МВА	500/220 500/110 220/110 220/10 110/10	 2x250 2x125 – 1x63	 500 250 – 63	– – – – –	– – – – –	– – – – –	– – – – –	– – – – –	2x501 2x250 2x250 – 1x63	1002 500 500 – 63	1002
Трубино*, 2402 МВА	500/220 220/110 220/10 110/10	2x501 2x250 – 2x25	1002 500 – 50	– – – –	– – – –	– – – –	– – – –	1x801 2x250 – –	1x801 1x250 – 50	1602 750 – 50	850
Ногинск*, 2002 МВА	500/220 500/110 220/110	– 2x345 2x180	– 690 360	– – –	– – –	– – –	– – –	– – –	2x501 2x250 2x250	1002 500 500	812
ТЭЦ-26	500/220	1x501	501	1x501	–	–	–	–	–	1002	501
ТЭЦ-27	500/220 220/10	– –	– –	– –	– –	– –	1x501 –	– –	– –	501 –	501
ГРЭС-4	500/220 220/110	– –	– –	– –	1x501 –	– –	– –	– –	– –	501 –	501
ЗаГАЭС II (Ярцево)*	500/220	–	–	–	–	–	2x501	–	–	1002	1002
Количество новых АТ 500/220, 500/110 кВ, шт.				1	3	10	3	3	7	–	27
Суммарный прирост мощности 500/220 и 500/110 кВ на 01.01.2013 г.											9052 МВА, в т.ч. Москва 3883 МВА

* Из работы ОАО «Институт Энергосетьпроект» «Схема развития электрических сетей Московского региона напряжением 110(35) кВ и выше ОАО «Московская объединенная электросетевая компания» на период до 2020 года»

Московской области, как и затраты, чрезвычайно высоки. Особенно тяжелым по оценке Института Мосэнергопроект является вариант подачи мощности в Москву путем сооружения ЛЭП 500 кВ ПС Дорохово — ПС Очаково. Трасса этой линии проходит по самым населенным западным районам Московской области.

Из Генеральной схемы следует, что до 2020 г. на западе и юге региона будут построены:

- разветвленная сеть 500 кВ;
- одноцепный транзит 750 кВ Калининская АЭС — ПС 750 кВ Новая (Чеховская);
- двухцепная ВЛ-750 кВ Тверская АЭС — ПС 750 кВ Ожерелье (тройник).

Однако до 2020 г. не предусмотрено замыкание кольца 750 кВ на востоке региона от ПС Ожерелье до ПС Владимир через Петровскую ГРЭС для создания схемы выпуска ее мощности в сеть 750 кВ.

Рекомендации по развитию системы энергоснабжения Московского региона

1. Представленные планы развития электрических сетей высших классов напряжения 750, 500 кВ в сфере деятельности ОАО «ФСК ЕЭС» должны **усилить связь внутренней схемы энергоснабжения с ЕЭС, повысить пропускную способность и в целом надежность энергоснабжения.** Однако риски несвоевременной реализации

данных планов значительны, так как огромный объем сетевого строительства и соответствующие финансовые затраты накладываются на трудность прохождения трасс, к этому можно добавить риск срыва программы строительства АЭС.

Такие планы (схемно-режимные проработки) должны сопровождаться детальными расчетными оценками повышения пропускной способности, обеспечивать допустимые уровни токов короткого замыкания, содержать оценки влияния на повышение балансовой и режимной надежности, обеспечение и повышение надежности выпуска мощности электростанций; влияния на повышение надежности электроснабжения конечных потребителей.

Требуется срочная разработка методических рекомендаций по проектированию развития схем энергоснабжения мегаполиса, выработка стандарта надежности энергоснабжения, организация системы технического регламентирования в целом с учетом специфики энергоснабжения растущих городов и мегаполисов и горизонтом планирования не менее 5-7 лет.

2. Необходим более детальный учет теплофикационного характера энергосистемы города и взаимозависимости электрических, тепловых, водно-химических и гидравлических режимов и процессов, выбор и обоснование коэффициентов теплофикации, электро- и теплопотребления, в том числе с учетом ввода ПГУ для замещения морально и физически устаревшего теплофикационного оборудования ТЭЦ. Именно теплофикационный характер энергосистемы определяет режимы работы ТЭЦ ОАО «Мосэнерго», покрывающих до 70 % тепловых нагрузок мегаполиса, по энергетическому эквиваленту в 2,5-3 раза превышающих электрические нагрузки.

Требуется скорейшее решение вопросов оптимизации режимов теплоснабжения с передачей тепловых нагрузок районных тепловых станций (РТС) и котельных на более эффективные энергоисточники, которыми являются ТЭЦ Мосэнерго.

В силу ограниченной зоны распределения тепловой энергии, по сравнению с электрической энергией, перевод действующих РТС в разряд ГТУ или ПГУ-ТЭЦ, а также сооружение на развиваемых территориях новых генерирующих мощностей малой и средней мощности требуют тщательного обоснования и согласования.

Существующая практика неудовлетворительна. Сооружаемые или планируемые к сооружению источники не имеют резервного топлива, повышенные требования к устойчивости синхронной работы генерирующих установок малой и средней мощности в составе энергосистемы проектом не предусматриваются, тем не менее, источники планируют помещать в базовую часть графика нагрузки (рис. 2) с передачей значительной тепловой нагрузки от действующих ТЭЦ.

Вопросы технического водоснабжения, водоподготовки для ТЭЦ, РТС и котельных зоны централизованного теплоснабжения, восполнения запасов сетевой воды после аварий и др. требуют тщательной проработки и кооперации субъектов энергетики региона и властных структур.

Необходимо создание нормативной базы и типовых решений по сооружению когенерационных источников малой и средней мощности на месте устаревших котельных и на развиваемых территориях. При обосновании этих источников необходимо исходить из требований:

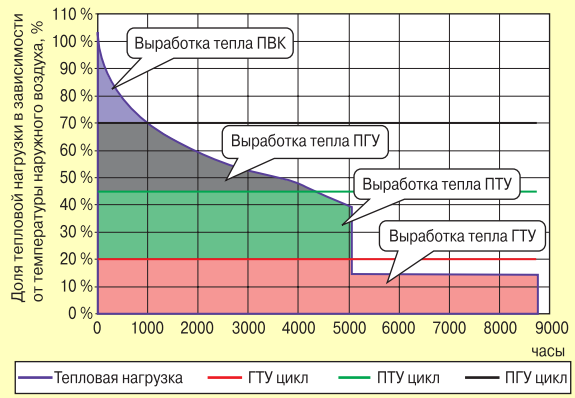

Рис. 2. График загрузки теплофикационных мощностей

– покрытия тепловой нагрузки;

– максимального использования тепла первичных энергоресурсов (в первую очередь природного газа) на основе когенерации с показателями производства электроэнергии на тепловом потреблении порядка 1500-1800 кВт·ч/Гкал и коэффициенте использования топлива не ниже 85-86 %;

– проработки жесткого ограничения условий их сооружения, например, для тепловой мощности потребления 25 Гкал и выше принимать однозначное решение по сооружению малой ПГУ-ТЭЦ вместо котельной;

– беспрепятственного доступа к сети общего пользования с избытком электроэнергии данной станции.

3. Требуется объективный системный и комплексный подход как к оценке, так и формулированию задач развития системы энергоснабжения совместно города и области, а также к ее связи с энергосистемами соседних регионов (в большинстве — дефицитных) и с ЕЭС страны в целом.

Здесь следует учитывать как минимум два обстоятельства.

Во-первых, система электроснабжения города и области исторически развивалась и в настоящее время представляет неразрывный технологический комплекс. Большинство трансформаторных мощностей сети 500, 220 и 110 кВ работают как на прием мощности из внешней сети, так и на выдачу мощности действующих электростанций региона.

Уплотняющаяся городская застройка стремительно выходит за черты г. Москвы, окружая плотным кольцом действующие ранее на периферии города самые мощные ТЭЦ-21, 22, 23, 25, 26, 27.

В балансе электрических нагрузок города должна учитываться нагрузка центральных районов области, примыкающих к границам г. Москвы: Химкинского, Мытищинского, Люберецкого, Ленинского, Одинцовского, Красногорского. Эти районы запитываются от ТЭЦ и ПС 500 кВ, расположенных в том числе в г. Москве. Например, ТЭЦ-22 (г. Дзержинский) выдает мощность на ПС 500 кВ «Чагино», находящуюся внутри МКАД, а от нее мощность распределяется и в город, и в область.

В ночное время ТЭЦ города активно участвуют в загрузке Загорской ГАЭС (1200 МВт), но в режимах пиковых нагрузок города эта «областная» станция играет незаменимую роль.

В целом с системной позиции Каширская и Шатурская ГРЭС со своей конденсационной выработкой, Загорская ГАЭС со своей регулирующей мощностью, остро необходимы для устойчивого функционирования как энергосистемы Московского региона, так и ОЭС Центра в целом. Невозможно вычленить, кроме как для статистической отчетности, работу данных электростанций, расположенных в области, и считать, что одни электростанции работают для области, а ТЭЦ, расположенные в городе, — только для г. Москвы.

В этой связи при обосновании планов развития системы энергоснабжения города необходимо исходить из целевой задачи оптимизации топливно-энергетического баланса и условий развития экономики Московского региона в целом. Вполне возможно, что решение такой задачи с учетом необходимого энергоснабжения развиваемых территорий области (и развития города) покажет целесообразность концентрации усилий в городе на повышении эффективности использования действующих Московских ТЭЦ с переносом центра тяжести по развитию современных ПГУ-ТЭЦ малой и средней мощности из города в область, в том числе с постепенным переводом котельных в области в когенерационные источники (рис. 3). Такой подход может дать синергетический эффект как для города, так и для области, поднимая на новый качественный уровень всю систему энергоснабжения региона. Однако его реализация требует кардинального пересмотра отношений между «большой» и коммунальной энергетикой, перекомпоновки центров ответственности властных структур региона, включая муниципальные образования.

Во-вторых, Московская энергосистема не просто связана с ОЭС Центра, включающей 16 энергосистем (операционных зон РДУ), а является мощным ядром и доминирует в нем, имея вес около 50 %. Московское энергетическое кольцо 500 кВ с 70-х годов прошлого века превратилось в связующее звено между различными частями ЕЭС страны. С учетом динамики роста спроса к концу рассматриваемого Энергостратегией г. Москвы периода Московская энергосистема будет сопоставима по мощности с современной ОЭС Центра. Это выделяет системообразующую роль Московской энергосистемы для ЕЭС страны в целом и накладывает особые условия на ее развитие и обеспечение устойчивого функционирования, в том числе минимизацию транзитных перетоков через внутренние сети мегаполиса, сбалансированность Европейской части ЕЭС в целом.

Учитывая масштабы роста, в энергетике региона должны быть реализованы ряд мегапроектов, неразрывно связанных с повышением надежности системы внешнего и внутреннего энергоснабжения мегаполиса, а также эффективным использованием ТЭР с учетом геополитической роли газа. К последним следует отнести:

- новое кольцо 500 кВ в зоне отчуждения ЦКАД;
- завершение кольца 750 кВ;
- диверсификацию топливного баланса с переустройством ТЭЦ-17 (г. Ступино), ТЭЦ-22 (г. Дзержинский), сооружением Петровской ГРЭС на базе чистых угольных технологий, в том числе освоение технологии газификации угля и последующее использование газа в парогазовом цикле;
- вовлечение в энергобаланс региона потенциала малой когенерации;
- создание управляемой распределительной электрической сети нового поколения, в том числе с применением новых технологий, сочетающих элементы переменного и постоянного тока (рис. 4);
- создание новой «интеллектаульной» системы автоматического противоаварийного управления (ПАУ) энергоснабжением мегаполиса;
- создание системы использования сжиженного природного газа.

Принимая решения о сооружении новых объектов энергетики, следует исходить из периода их работы в 50 и более лет. Расширение городской застройки определяет

Рис. 3. Потенциал малой когенерации

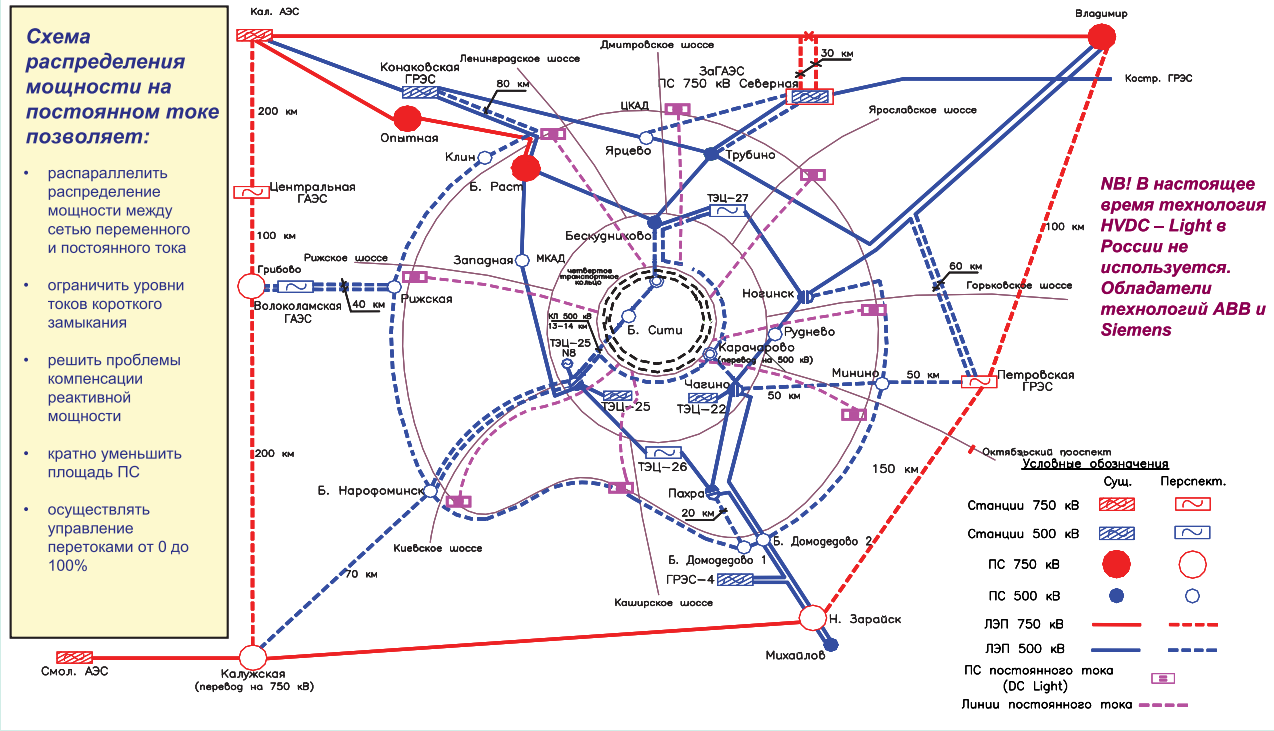

Рис. 4. Перспективная схема электрических сетей Московского региона с применением элементов постоянного тока (технологии HVDC - Light)

необходимость принятия следующих принципов развития электрических сетей:

– кабельное исполнение линий электропередачи для городской черты независимо от класса напряжения;

– низковольтные линии с изолированными проводами в населенных пунктах;

– закрытые и полностью автоматизированные подстанции.

4. Необходим полный учет аспектов энергетической безопасности.

В разрабатываемой Энергостратегии города требуется сформулировать задачу по существенному повышению надежности энергоснабжения мегаполиса, регламентации требований по поддержанию резервных и пиковых мощностей, минимизации последствий для потребителей и систем жизнеобеспечения мегаполиса от возможных аварий в системе энергоснабжения, повышению требований по живучести как к объектам энергетической инфраструктуры, так и к ответственным потребителям, обеспечению поддержки повышенных требований надежности экономическими механизмами. Очень кратко данные предложения сводятся к следующим.

Во-первых, система энергоснабжения мегаполиса должна быть приспособлена к более крупным расчетным возмущениям по сравнению с существующими нормативами. В качестве расчетных возмущений следует принять отказ любого из крупных энергообъектов (ТЭЦ, подстанция, потеря коллектора или всех ВЛ в сечении), обуславливающий наибольшую опасность развития аварии. Выявление подобных случаев должно стать предметом специального исследования и разработки превентивных действий.

Во-вторых, для условий города необходимо выработать систему мер, обеспечивающих минимальное время и очередность восстановления теплоснабжения и электроснабжения (резервирование, сохранение собственных нужд, аварийное выделение энергоблоков, резервные кабельные связи секционированной сети и др.).

В-третьих, необходимо реализовать меры по саморезервированию систем жизнеобеспечения ответственных объектов (централизованное теплоснабжение; теплоснабжение микрорайонов города от РТС; канализация; метрополитен; водопровод; высотные здания; больницы, детские учреждения; вокзалы и железные дороги; связь, телевидение и радио и др.).

Такие потребители должны располагать собственной системой жизнеобеспечения, оснащенной автономным источником электроснабжения. Система жизнеобеспечения потребителя должна обеспечивать в отсутствие электроснабжения от электрической сети общего назначения безопасное продолжение производственного процесса до его окончания (по полному или сокращенному циклу) либо выполнение всех технических и организационных мероприятий по безопасному и безаварийному прекращению производственного процесса.

Потребители (с помощью проектных организаций) должны самостоятельно определять требования к надежности своего электроснабжения и, соответственно, к параметрам системы жизнеобеспечения. Система жизнеобеспечения должна срабатывать как при полном прекращении электроснабжения от электрической сети общего назначения, так и при таких изменениях электрических параметров, в том числе кратковременных, при которых продолжение обычной работы невозможно или связано с риском возникновения нарушения электроснабжения. Потребители должны обеспечивать постоянную работоспособность системы жизнеобеспечения и ее готовность к запуску в любой момент времени.

Технологическое присоединение объектов ответственных потребителей к электрической сети общего назначения должно включать контроль наличия и работоспособности системы жизнеобеспечения. Для реализации представленных требований должна быть выработана необходимая нормативная база.

В-четвертых, необходимо срочно усовершенствовать систему автоматического противоаварийного управления (ПАУ) электроснабжением мегаполиса, исключающую развитие аварийного процесса с потерей электроснабжения на значительной части и тем более на всей территории мегаполиса. При этом необходимо учитывать новые реалии — энергосистема региона перешла в дефицитное состояние в 2002 г. и дефицит нарастает. В случае избыточной системы управление осуществляется избирательным воздействием на ограниченное количество электростанций, в случае дефицитного состояния надо уметь управлять потреблением.

Решение проблемы ПАУ усложняется качественным изменением структуры электропотребления с кардинальным уменьшением доли промышленной нагрузки и доминированием (более 70 %) коммунально-бытовой нагрузки.

Система ПАУ электроснабжения городов должна отличаться большей «интеллектуальностью», быть избирательной, распределенной и быстродействующей. В необходимых случаях при проектировании распределительной сети должны быть предусмотрены: питание ответственных потребителей от раздельных источников; корректировка принципов построения сетей внутреннего электроснабжения ответственных объектов; установка концевых (исполнительных) устройств для возможной реализации автоматического управления электроприемниками потребителей. Для реализации такого подхода требуется качественно новый уровень технического, нормативного и организационного обеспечения. Принципиально важно выработать и задействовать экономические механизмы стимулирования потребителей к участию в этом процессе, адаптировать правила технологического присоединения, договоры об оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению, договоры энергоснабжения.

5. Повышение надежности энергоснабжения.

Решение задач надежного электроснабжения должно быть неразрывно связано с обеспечением надежного теплоснабжения. Необходимо учитывать, что при нарушении работы системы теплоснабжения увеличивается электропотребление на обогрев жилых помещений.

Для мегаполиса должна быть разработана и реализована программа организационно-технических мероприятий по предотвращению выхода за опасные границы режима в наиболее напряженные периоды — при аномально низких или высоких температурах окружающей среды в период максимумов нагрузки и с ремонтными схемами. Кроме этого, разработаны программы организационно-технических мероприятий по восстановлению энергоснабжения потребителей мегаполиса в случаях возникновения аварийных ситуаций. Эффективность и корректность программ должна проверяться во время противоаварийных тренировок, проведение которых должно быть обязательным для всех крупных городов. Тренировки должны проводиться с привлечением администрации и эксплуатационных служб мегаполиса.

Важнейшим условием обеспечения надежности является обеспечение баланса и управляемости режимом работы энергосистем по реактивной мощности во всех схемно-режимных ситуациях. Необходимо оснащение электрических сетей средствами компенсации реактивной мощности, в том числе управляемыми на базе преобразовательной техники.

Серьезной проблемой в системах энергоснабжения городов является снижение уровня токов короткого замыкания. Здесь также важно осуществлять разумное секционирование сетевого хозяйства мегаполиса, используя различные токоограничители для связи секций, в том числе

- реакторы, зашунтированные тиристорами;
- вставки постоянного тока на основе полностью управляемых вентилей, имеющих небольшие габариты (что имеет значение в условиях городов);
- сверхпроводниковые ограничители токов к.з.;
- иные инновационные устройства для ограничения токов к.з.

Важно, чтобы проектные организации заблаговременно и системно прорабатывали технические решения по ограничению токов к.з. уже на этапе разработки Схемы развития электрических сетей региона и затем учитывали эти наработки при обосновании схемы выпуска электрической мощности электростанций и присоединения к электрическим сетям. Нормативно следует проработать условия введения верхней планки по уровню токов к.з. не выше 40 кА.

При проектировании систем электроснабжения городов следует предусматривать резервирование мощности (с учетом внешних перетоков, а также пропускной способности электрических сетей) в размере не менее 15-20 % от максимальной нагрузки, предусмотренной имеющимися планами перспективного развития. При этом необходимо более четко определиться с требованием по минимальной расчетной температуре для расчетной оценки балансов мощности и энергии.

Необходимо более реально оценивать прогнозируемые уровни электрических нагрузок Московского региона с приведением их к расчетной температуре 28 °С, а не к усредненным зимним температурам в ОЭС Центра в интервале -15-18 °С, как это делает Институт Энергосетьпроект. Московский регион по климатическим характеристикам включен в состав района с температурой наиболее холодной пятидневки в границах от -25 до -32 °С с обеспеченностью 0,92, (см. СНиП 23-01-99). При этом обязательно должен учитываться резерв мощности на электроотопление.

В рамках представленных требований применительно к энергосистеме Московского мегаполиса необходимо:

- обеспечить автоматическую защиту от распространения асинхронного хода в ОЭС Центра на Московский регион;
- минимизировать транзитные перетоки через сети 110, 220 и 500 кВ, а также возникновение перегрузок оборудования при отключениях в этих сетях;
- обеспечить возможность ремонта оборудования энергосистемы на протяжении всего года, за исключением случаев особо низких температур;
- обеспечить устойчивость энергосистемы к стихийным явлениям, в частности, не должно быть выключателей 110, 220 и 500 кВ, ненадежно работающих при температурах минус 28 °С и ниже, а их отключающая способность должна соответствовать уровням токов короткого замыкания;

• обеспечить надежность выпуска мощности ТЭЦ мегаполиса, как и условия их живучести, на уровне не ниже АЭС;

• выработать требования системной надежности и обеспечить их реализацию, в том числе с учетом одновременного технологического снижения мощности на всех ТЭЦ при низких температурах наружного воздуха в отопительный период, при ограничениях в подаче газа, а также при внезапном сбросе или непредвиденном набросе нагрузки потребителей, вызванном погодными условиями;

• обеспечить баланс реактивной мощности, исключающий в нормальной схеме участки энергосистемы с недопустимо низкими уровнями напряжения;

• оснастить все ТЭЦ автоматикой выделения на несинхронную работу части турбогенераторов с собственными нуждами станции и фидерной нагрузкой на случай системной аварии;

• выработать и реализовать мероприятия по «подъему электростанций с нуля»;

• оснастить блоки Т-250 автоматикой ликвидации асинхронного хода на первом или втором цикле в целях защиты от длительного асинхронного хода на расчетных режимах.

6. Риски прохождения ОЗМ в условиях низких температур.

Прохождение зимнего максимума нагрузки даже при умеренной температуре наружного воздуха сопряжено с высокими рисками нарушения энергоснабжения и относится к режиму РВР в соответствии с ПП РФ от 16.02.2008 г. № 86 «О штабах по обеспечению безопасности электроснабжения». Проблемы существенно усиливаются при температуре ниже -15 °С, повышении электрической нагрузки вследствие массового использования электронагревательных приборов (более 10 % от максимума нагрузки) и введения технологических ограничений по газу для электростанций региона. Так как границы похолодания, как правило, затрагивают весь центральный регион, то режимы прохождения максимальных нагрузок являются чрезвычайно ответственным периодом деятельности энергетических компаний и коммунальных служб мегаполиса.

Энергетический комплекс, в основном ТЭЦ мегаполиса (включая ТЭЦ-22, г. Дзержинский и ТЭЦ-27, г. Мытищи), является основным потребителем газа (более 60 % общего потребления газа в регионе, порядка 22 млрд м^3) и единственным потребителем, имеющим резервное, кроме газа, топливо (мазут, уголь). Большинство РТС и котельных региона не имеют (по проекту) резервного топлива.

В условиях глубокого похолодания и снижения давления в газотранспортной системе ТЭЦ мегаполиса становятся балансирующими по газу, то есть именно для них в первую очередь вводятся ограничения по газу и ТЭЦ должны переходить на частичное использование мазута и угля. Однако использование этого резервного топлива ограничено по экологическим и технологическим условиям, а также емкости резервуаров. Сжигание мазута на устаревшем морально и физически энергетическом оборудовании создает огромную техногенную нагрузку на мегаполис.

Обеспечение графика электрической нагрузки за счет снятия тепловой нагрузки с части теплофикационных энергоблоков ТЭЦ и перевод их в конденсационный режим, а также подхват тепловой нагрузки пиковыми водогрейными котлами (ПВК) в эксплуатации хорошо отработан. Однако в условиях введения ограничений по газу, как правило, мазут для ПВК применять не рекомендуется в силу технологических ограничений. Интенсивное сжигание мазута на энергетических котлах сопряжено также со значительным объемом последующих восстановительных работ, а также (исходя из предшествующего опыта) с повышенной аварийностью, наступающей с небольшой задержкой (до двух недель).

Ввод ПГУ, повышая эффективность использования газа и работы в конденсационном режиме, обуславливает два новых фактора: во-первых, усиливается зависимость от газа в связи с монотопливным режимом ПГУ, и, во-вторых, снижается возможность выработки тепла по сравнению с теплофикационным оборудованием аналогичной электрической мощности. Эти факторы создают дополнительные риски прохождения периодов максимальных нагрузок при глубоком снижении температуры, увеличивая нагрузку на действующее теплофикационное оборудование ТЭЦ.

Учитывая, что ТЭЦ мегаполиса по теплу не резервируют друг друга, а другие источники (РТС, котельные, вводимые малые ТЭЦ-ГТУ) не имеют резервного топлива, необходимо тщательно проработать и ввести в действие следующие мероприятия:

• реализация программы модернизации котельного оборудования ТЭЦ для расшивки технологических и экологических ограничений использования мазута;

• увеличение емкости мазутохранилища (в первую очередь созданием дополнительной емкости в области до 500 тыс. т); при этом должны быть решены вопросы балансовой принадлежности данного мазутохранилища — возможно это должно стать заботой Федеральных и региональных властных структур;

• организация оперативной доставки топлива в режимах РВР и решения вопросов быстрого разблокирования аварийного запаса топлива (ННЗТ);

• диверсификация топливного баланса наращиванием использования угля в первую очередь за счет применения чистых угольных технологий на ТЭЦ-17 (г. Ступино) и ТЭЦ-22 (г. Дзержинский), а также сооружения Петровской ГРЭС (Шатурский район);

• повышение надежности газоснабжения, в том числе за счет создания дополнительных подземных хранилищ газа (ПХГ);

• развитие системы использования сжиженного природного газа для ПГУ в качестве резервного (на первом этапе) и основного (на втором этапе).

7. В дальнейшей работе необходимо предусмотреть оценку рисков выполнения сценариев развития. Это относится к своевременному вводу энергоблоков АЭС, ГАЭС и развитию мощных высоковольтных электрических сетей (предусмотренных Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики РФ на период до 2020 г.), проходящих по густонаселенным районам области, а также сооружению в значительном объеме энергообъектов по Программе правительства Москвы за счет инвесторов и привлеченных средств.

В настоящее время большая часть объектов, намеченных к сооружению за счет инвесторов данной Программы, не имеет не только утвержденных проектов, но и разработанных предпроектных предложений со схемой инженерного обеспечения в объеме градостроительного обоснования, согласованных в установленном порядке технических условий на топливоснабжение и т.д.

Учитывая эти риски, значительный отложенный спрос как в городе, так и в области, давление спроса в связи с активным развитием территорий, требуется скорейшее выполнение проекта комплексного развития системы энергоснабжения региона, интегрирующего интересы энергетических компаний, потребителей и властных структур региона.

8. Требуется совершенствование системы управления и координации, а также нормативной базы, особенно теплоснабжения.

Необходимо выработать систему управления энерготехнологическим комплексом мегаполиса. Московское РДУ, выделенное при реструктуризации из ОАО «Мосэнерго», стало проводником задач Системного оператора, и в условиях действующих правил оптового рынка не в полной мере учитывает региональные аспекты и теплофикационный характер энергосистемы. Пилообразные режимы энергоблоков ТЭЦ ОАО «Мосэнерго» являются наглядным тому примером.

Учитывая поставленные в разрабатываемой Энергостратегии города цели, в том числе наращивание доли парогазовых теплофикационных энергоблоков, создание в регионе экологически чистых угольных ТЭС, требуется:

- повысить требования к качеству топочного мазута для нефтеперерабатывающих заводов (в первую очередь по содержанию серы);
- выработать требования к качеству энергетических углей в соответствии с прогрессивной зарубежной практикой;
- выработать систему утилизации отходов угольных ТЭС;
- увеличить объемы государственных резервов топлива для целей надежности прохождения режимов высоких рисков (со снятием дополнительных обременений на сектор теплогенерации);
- стимулировать развитие системы использования сжиженного природного газа в качестве резервного и аварийного топлива;
- инициировать скорейший ввод рынка тепла и рынка системных услуг, стимулирующего участие предприятий энергетики и потребителей-регуляторов в процессах регулирования режимов энергосистемы.

Для успешного осуществления Энергостратегии необходимо ускорить:

– разработку проекта Федерального закона о теплоснабжении;

– выработку правил контроля ФАС России за ценообразованием на энергетические угли и на либерализованном рынке электрической энергии;

– формирование системы долгосрочного государственного заказа на электрическую и тепловую энергию/мощность;

– формирование системы долгосрочных договоров, связывающих условия энерго- и топливоснабжения;

– разработку стандартов безопасности, надежности и живучести теплофикационной системы энергоснабжения мегаполиса;

– обновление СНиПов;

– разработку стандартов энергосбережения и энергоэффективности;

– обеспечение режимов работы ТЭЦ по теплофикационному циклу;

– объединение генерации тепловой энергии и тепловых сетей в рамках одной компании.

Требуется корректировка Федерального закона «Об электроэнергетике» в части включения тепловой энергии как продукта комбинированного производства, восстановления приоритета работы ТЭЦ в отопительный сезон в базовой части графика нагрузки (по теплофикационному циклу), исключения обременения сектора теплогенерации финансированием сетевых объектов, связанных с выпуском электрической мощности при развитии ТЭЦ.

Необходима выработка системы мер государственной (на федеральном и региональном уровнях) поддержки проектов развития объектов сектора теплогенерации с доведением срока окупаемости проектов не более 10 -12 лет. Особенно важна такая поддержка для реализации инновационных проектов с применением передовых энерготехнологий, не имеющих аналогов в России, приобретение необходимых лицензий и освоение данных технологий на российских предприятиях.

В регионе, на примере и на базе крупнейшей в мире теплофикационной энергосистемы системы, необходимо консолидировать усилия заинтересованных сторон и поставить задачи по разработке методологии развития электроэнергетики в условиях рынка, возрождению отечественной школы надежности в энергетике, созданию модели теплофикационной системы и, наконец, разработке теории и математического моделирования многопродуктового энергетического рынка. Введение каждой составляющей рынка должно быть многократно просчитано теоретически на моделях, доказано и затем постепенно проверено на практике. Энергостратегия должна быть выработана совместно для задач развития города и области во взаимосвязи с ЕЭС страны и с учетом развития смежных отраслей. Решения должны доказывать обществу, что развитие энергетической инфраструктуры необходимо, целесообразно и по затратам приемлемо, создавая конкурентные преимущества Московскому мегаполису, в том числе перед другими глобальными мегаполисами мира.

Совокупность решаемых задач должна обеспечить к концу расчетного периода переоснащение энергетической инфраструктуры, вывод из эксплуатации устаревшего оборудования, кратное снижение потерь в тепловых и электрических сетях, достижение достойных уровней надежности энергоснабжения и экологии, уверенно вывести экономику региона на энергосберегающий путь развития, при котором относительный рост спроса на энергоресурсы в регионе должен быть на порядок меньше роста ВРП.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Концепция технического перевооружения энергетического хозяйства Московского региона. — Электрические станции, 2006, №№ 5, 7-12.

2. Фортов В.Е., Шейндлин А.Е., Копсов А.Я. и др. О ходе реализации Концепции технического перевооружения энергетического хозяйства Москвы и Московской области и задачи на будущее. — Электрические станции, 2007, № 11.

3. Кучеров Ю.Н. Условия и направления развития системы энергоснабжения Московского мегаполиса с позиции безопасности и надежности. — ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность, 2007, № 6.