

Приложение 3

**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПРОБЛЕМА
КАЛИНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ****Коротко о проблеме**

Объект исследования. Стратегия развития калининградского регионального электроэнергетического комплекса предусматривает сбалансированное развитие всех его подсистем: основного генерирующего комплекса, транспортно-сетевого комплекса, резервного генерирующего комплекса, регионального электротехнического комплекса, а также системы материально-технического обеспечения. Не умаляя транспортно-сетевого комплекса и системы материально-технического обеспечения, тем не менее, заметим, что с точки зрения долгосрочной инвестиционной стратегии ключевое значение имеет правильное определение параметров регионального генерирующего комплекса, а с точки зрения общечеловеческих требований устойчивого развития – правильный выбор и внедрение методологии управления региональным электротехническим комплексом.

Исторический аспект. Калининградский региональный электроэнергетический комплекс развивался в несколько этапов. Первый (с 1945 по 1985 гг.) – в той или иной степени эксплуатация немецких электростанций и сетевого хозяйства. Второй (с 1985 по 1991 гг.) – осознание необходимости модернизации, принятие решения о строительстве угольной электростанции мощностью около 1,5 тыс. МВт (не реализовано). Третий (с 1991 по 2008 гг.) – учет новых геополитических реалий и принятие ошибочного решения о строительстве Калининградской ТЭЦ-2 мощностью 900 МВт, что создало предпосылки нынешнего неустойчивого состояния энергосистемы. Четвертый (с 2008 по 2014 гг.) – принятие ничем не обоснованного ошибочного решения о строительстве Балтийской АЭС мощностью 2,3 ГВт, реализация которого после нескольких лет закончилась консервацией стройки (к этому моменту уже было потрачено порядка 50 млрд. руб.). Пятый (с 2014 г. по настоящее время) – строительство четырех электростанций, поддерживающих работу ТЭЦ-2 в изолированном режиме, что стало неизбежным следствием в цепи неправильных решений. В итоге мы получаем, хоть и формально устойчивый, но крайне неэффективный с технико-экономической точки зрения генерирующий комплекс.

Региональный генерирующий комплекс. Базовые станции (0 – 60 % мощности): Калининградская ТЭЦ-2 (Калининград, газ, 450 МВт, работа ТЭЦ-2 планируется в режиме «полублока»); Приморская ТЭС (Светлый, уголь, 195 МВт). Полупиковая электростанция (60 – 90 % мощности): Прегольская ТЭС (Калининград, газ, 440 МВт). Пиковые электростанции (90 –

100 % мощности): Маяковская ТЭС (Гусев, газ, 156 МВт); Талаховская ТЭС (Советск, газ, 156 МВт). Несмотря на то, что основной генерирующий комплекс формально сбалансирован по мощности, он будет обладать весьма низкими технико-экономическими показателями.

Внешние факторы, влияющие на развитие регионального генерирующего комплекса. Декларируемое особое геополитическое и экономическое положение Калининградской области диктует особые подходы к планированию развития основного регионального генерирующего комплекса. Уровень жизни в регионе должен соответствовать европейскому уровню, значит, и региональный электроэнергетический комплекс области также должен соответствовать европейским стандартам. Реальность ратификации Россией Парижского соглашения (2015 г.) неотвратимо потребует от регионального электротехнического комплекса существенного повышения энергоэффективности. Любые прогнозы топливно-энергетического баланса региональной энергетики должны учитывать фактор неотвратимого подорожания газового топлива в два – три раза уже в ближайшей перспективе. Вступление России в экономическую конфронтацию с Евросоюзом может существенно и, скорее всего, трудно предсказуемо сказаться на рынке электропотребления нашего, а также соседних регионов. В процессе выработки программы по развитию калининградской региональной энергосистемы, наряду с технико-экономическими, следует учитывать и оперативно-стратегические аспекты. Для оценки параметров нашего генерирующего комплекса не может применяться обычная методология, по сути, сводящаяся к сравнению по удельной стоимости электроэнергии.

Региональный электротехнический комплекс. Пиковая мощность: 2000 г. – 530 МВт; 2004 г. – 640 МВт; 2006 г. – 696 МВт; 2008 г. – 667 МВт; 2009 г. – 731 МВт; 2010 г. – 741 МВт; 2014 г. – 821 МВт; 2015 г. – 714 МВт; 2016 г. – 755 МВт; в последующие годы – без особых изменений. Как известно, существенное влияние на развитие основных подсистем регионального электроэнергетического комплекса оказывает региональный электротехнический комплекс, поэтому необходим постоянный мониторинг, позволяющий учитывать прогнозы электропотребления.

Оптимальное распределение генерирующего комплекса. Оптимизированное ранговое параметрическое распределение генерирующих мощностей в энергосистеме Калининградской области (реальный результат, полученный с помощью математических моделей) дает следующее: первый уровень генерации – базовый источник мощностью 300 МВт; второй уровень генерации – десять вновь построенных малых ТЭЦ единичной мощностью порядка 30 – 60 тыс. кВт; третий уровень генерации – порядка ста малых электростанций мощностью 1 – 3 тыс. кВт (прежде всего – ВЭС, ГЭС и т.п.); четвертый уровень генерации – тысячи резервных электростанций мощностью от 10 до 5000 кВт. Итак, можно заключить, что реали-

зованная в Калининградской области программа развития основного генерирующего комплекса не вписывается в оптимальный вариант.

Балтийская атомная электростанция. Ключевые параметры БАЭС не могут быть проанализированы и рассчитаны исходя из структуры, состояния и перспектив развития калининградского регионального электроэнергетического комплекса. БАЭС является инфраструктурным проектом всего прибалтийского макрорегиона, включающего региональные электроэнергетические комплексы Калининградской области, Литвы, Польши, Беларуси. Основной технической проблемой строительства БАЭС остается необходимость всесторонней модернизации транспортно-сетевых комплексов с целью обеспечения гарантированной выдачи мощности. Центральной экономической проблемой БАЭС будет конкуренция на рынках электроэнергии в тех странах, где планируется возведение своих атомных электростанций (Литва, Польша, Беларусь и др.). Следует предусмотреть различные варианты функционирования БАЭС (даже в случае изолированного режима работы). Требуется дополнительный анализ и постоянный мониторинг экологических, демографических, социальных, экономических, политических и других последствий строительства на территории нашего региона БАЭС. А пока строительство на территории Калининградской области БАЭС предполагает большие риски, прежде всего, связанные с отсутствием гарантированного сбыта электроэнергии.

Первоочередные меры по развитию основного генерирующего комплекса. Нормальное функционирование ТЭЦ-2 должно быть обеспечено надежной связью с энергосистемой, в противном случае, неотвратим переход в режим «полублока». Необходимо, построив четыре новые электростанции, предусмотреть в центрах тепловых и электрических нагрузок еще несколько ТЭЦ единичной мощностью 30 – 60 тыс. кВт. Также в нашем регионе требуется строительство порядка ста малых электростанций по 1 – 3 тыс. кВт каждая (это могут быть, прежде всего, МГЭС, ВЭС и другие «экологически чистые» источники). Часть электроэнергии можно получать транзитом через Литву по существующей или новой, более надежной, схеме. Это может оказаться выгодным в энергобалансе и повысит устойчивость электрообеспечения. Следует предусмотреть варианты функционирования региональной энергосистемы после отделения стран Балтии от ЕЭС России (решение об этом принято и весьма интенсивно реализуется). Одной из важнейших задач остается диверсификация производства электроэнергии по топливу, что актуально в условиях возможного подорожания газа. Главное – основной региональный генерирующий комплекс должен развиваться как система, устойчиво функционирующая при воздействии трудно прогнозируемых внешних факторов.

Первоочередные меры по развитию резервного генерирующего комплекса. Категорирование объектов региона по требуемой надежности электроснабжения, позволяющее правильно определить перечень объек-

тов, относящихся к так называемой особой категории. Определение коэффициента резервирования объектов особой категории, позволяющее корректно рассчитать количество и типы резервных источников. Разработка комплекса организационно-технических мероприятий по резервированию объектов особой категории, учитывающего специфические условия работы и снабжения в особый период. Разработка комплекса мер по технике электробезопасности при работе объектов особой категории в режиме питания от резервных источников и подготовка кадров соответствующей квалификации. Синтез оптимальной номенклатуры электростанций резервного регионального генерирующего комплекса с целью оптимизации основных подсистем материально-технического обеспечения. Создание системы интеллектуальной поддержки принятия решений в сфере управления резервным региональным генерирующим комплексом, позволяющей оптимизировать весь спектр затрат. При этом, реализуемый сейчас на территории Калининградской области «проект» резервирования основного генерирующего комплекса является, мягко говоря, не вполне продуманным.

Региональный электротехнический комплекс. Энергоемкость российской продукции в 3 – 4 раза выше, чем в развитых европейских странах и США, и в 7 раз выше, чем в Японии. В ЖКХ ситуация еще хуже. Основу энергосбережения составляет планомерная реализация комплекса технических и технологических мер, которые должны сопровождаться оптимальным управлением региональным электротехническим комплексом на системном уровне. Целью управления является упорядочение электропотребления объектами, экономия направленных на покупку электроэнергии средств, полученная за счет организационных мероприятий, а также создание научно обоснованных предпосылок для проведения целенаправленных энергетических обследований. Фактор энергосбережения может быть реализован только при условии мониторинга электропотребления с помощью статической, динамической и бифуркационной моделей. С целью реализации разработанной методологии на примере калининградского регионального электротехнического комплекса должен быть создан ситуационный центр, который выведет решение задач мониторинга электропотребления на принципиально новый научный уровень.

Вывод. В калининградской региональной энергосистеме, начиная с 1945 г., всегда существовал комплекс серьезных проблем, решение которых, как правило, осуществлялось без учета всей полноты факторов, непоследовательно и нерационально, зачастую вопреки мнению общественности, ученых и специалистов. В результате, после целого ряда ошибочных стратегических решений и неоправданно больших экономических затрат, к 2020 г. мы в Калининградской области будем иметь недостаточно устойчивый (в несколько раз избыточный по установленной мощности) региональный электроэнергетический комплекс, при этом, еще и обладающий весьма низкими технико-экономическими показателями.

Подробное изложение проблемы

Администрации регионов России рассматривают проблему электрообеспечения как приоритетную, стараясь увязать ее с общей стратегией развития, а также осуществляемой реструктуризацией электроэнергетики. Владея 30 % разведанных мировых запасов природного газа и 23 % запасов угля, производя 11 % мировых первичных энергоресурсов, Россия затрачивает 7 % общепланетарных энергоресурсов на производство 3 % мирового валового продукта. Вчетверо более высокая, чем в индустриально развитых странах, энергоемкость единицы выпускаемой продукции, ожидаемые большие темпы роста электропотребления (данный показатель по первичной энергии в период 1995 – 2014 гг. в России достигал 3 – 5 % в год по сравнению со среднемировыми 2 %), неизбежный рост цен на газ и нефть требуют разработки стратегии развития регионального электроэнергетического комплекса, опирающейся на устойчивое электроснабжение и эффективное энергосбережение, использование местных энергоресурсов и, в пределе, самодостаточность по генерации в чрезвычайных ситуациях.

В связи с выработкой собственной стратегии развития для ряда регионов России возникла необходимость учета процессов глобализации. Это в особой степени относится к Калининградской области, где интеграция заявлена в качестве важнейшей цели, как для России, так и для Евросоюза. Однако уже сейчас становится очевидным, что данный интеграционный процесс должен сопровождаться тщательным учетом его последствий во всех сферах экономики, особенно в такой важной, как энергетика.

Требует коренного пересмотра и само содержание стратегии в области энергетики. Прежде всего, необходимо выделить объект данной стратегии, который можно понимать как региональный электроэнергетический комплекс. Введем понятия, раскрывающие его структуру (рис. 1).

Региональный электроэнергетический комплекс – обладающая техноценологическими свойствами ограниченная в пространстве и времени взаимосвязанная совокупность источников и потребителей электроэнергии, а также транспортно-сетевого хозяйства и системы материально-технического обеспечения, реализующая в единой системе управления и всестороннего обеспечения в комплексе с внешней энергосистемой или изолированно цель устойчивого электроснабжения.

Основной региональный генерирующий комплекс – обладающая техноценологическими свойствами ограниченная в пространстве и времени взаимосвязанная трехуровневая совокупность основных источников электроэнергии, реализующая в единой системе управления и всестороннего обеспечения в комплексе с внешней энергосистемой или в изолированном режиме цель устойчивой генерации электроэнергии.



Рис. 1. Основной состав и структура регионального электроэнергетического комплекса

Резервный региональный генерирующий комплекс – обладающая техноценологическими свойствами ограниченная в пространстве и времени взаимосвязанная совокупность резервных источников электроэнергии, реализующая в единой системе управления и всестороннего обеспечения в комплексе с основным генерирующим комплексом или автономно цель надежного электроснабжения потребителей особой категории.

Региональный электротехнический комплекс – обладающая техноценологическими свойствами ограниченная в пространстве и времени взаимосвязанная совокупность потребителей электроэнергии, реализующая в единой системе управления и всестороннего обеспечения цель оптимального управления электропотреблением.

Оптимальное управление электропотреблением – направленное на энергосбережение обязательное для исполнения внешнее и внутреннее организационно-техническое воздействие на объекты регионального электротехнического комплекса посредством создания базы данных по электропотреблению, интервального оценивания, прогнозирования, нормирования и потенцирования с учетом техноценологического критерия.

Таким образом, уже на понятийном уровне можно констатировать, что стратегия развития калининградского регионального электроэнергетического комплекса должна предусматривать сбалансированное развитие всех его подсистем: основного генерирующего комплекса, транспортно-сетевого комплекса, резервного генерирующего комплекса, электротехнического комплекса, а также системы материально-технического обеспечения. Нисколько не умаляя важности транспортно-сетевого комплекса и системы материально-технического обеспечения, тем не менее, заметим, что с точки зрения долгосрочной инвестиционной стратегии ключевое значение имеет правильное определение структуры и параметров регионального генерирующего комплекса, а с точки зрения общечеловеческих требований устойчивого развития – правильный выбор и внедрение методологии оптимального управления региональным электротехническим комплексом. Поэтому в дальнейшем сосредоточимся именно на этих аспектах.

Калининградский региональный электроэнергетический комплекс развивался в несколько этапов. Первый (с 1945 по 1985 гг.) – в той или иной степени эксплуатация немецких электростанций и сетевого хозяйства. Второй (с 1985 по 1991 гг.) – осознание необходимости модернизации, принятие решения о строительстве угольной электростанции мощностью около 1,5 тыс. МВт (не было реализовано). Третий (с 1991 по 2008 гг.) – учет новых геополитических реалий и принятие ошибочного решения о строительстве Калининградской ТЭЦ-2 мощностью 900 МВт, что создало предпосылки нынешнего неустойчивого состояния энергосистемы. Четвертый (с 2008 по 2014 гг.) – принятие ничем не обоснованного ошибочного решения о строительстве Балтийской АЭС мощностью 2,3 ГВт, реализация которого после нескольких лет закончилась консервацией стройки (к этому моменту уже было потрачено порядка 50 млрд. руб.). Пятый (с 2014 г. по настоящее время) – строительство четырех электростанций, поддерживающих работу ТЭЦ-2 в изолированном режиме, что стало неизбежным следствием в цепи неправильных решений. В итоге получаем, хоть и формально устойчивый, но крайне неэффективный с технико-экономической точки зрения генерирующий комплекс.

Весьма примечательным является третий этап развития Калининградского регионального электроэнергетического комплекса. И вот почему. Еще в конце 80-х годов прошлого столетия стало очевидным, что калининградская региональная энергосистема («Калининградэнерго»), являясь энергодефицитной на 90 %, по балансу мощностей находится в крайне неудовлетворительном состоянии. Все последние годы руководство области, страны и РАО «ЕЭС России» занималось поиском путей разрешения энергетической проблемы региона. Рассматривалось большое число вариантов, однако все свелось к строительству одной крупной электростанции,

которая, как полагали, позволит решить все проблемы. Речь идет о проекте, предусматривавшем строительство на окраине Калининграда крупной теплоэлектростанции, именуемой Калининградская ТЭЦ-2.

В 1990 г. ОАО «Янтарьэнерго», потребляя 3,2 млрд. кВт·ч (при среднегодовой мощности 365,3 МВт), в рейтинге регионов России по электропотреблению занимало 66-е место. За 10 лет регион несколько ухудшил свой рейтинг (в 1999 г. – 63 место). Падение электропотребления, характерное для всех регионов в отдельности и России в целом, было в Калининградской области ниже (минимум составил 2,37 млрд. кВт·ч в 1998 г.). С начала XXI в. начался рост электропотребления и мощности по региону, составляя в среднем 3,5 – 4,9 % в год. За шесть лет электропотребление Калининградской области возросло по максимальной мощности на 34 % (с 530 МВт в 2000 г. до 711 МВт в 2006 г.), что было совершенно неприемлемо с точки зрения общечеловеческих принципов устойчивого развития.

ОАО «Янтарьэнерго» (как и АО-энерго во многих других регионах России) являлась дефицитной системой. По итогам 2002 г. собственная выработка генерирующих источников составляла 7,5 % электропотребления региона. Оперативное управление и ведение режимов энергетического комплекса области осуществлялось четырьмя субъектами: ОЭС Балтии (Латвия), диспетчерским центром Литовской Республики, СО ЦДУ РАО «ЕЭС России», диспетчером ОАО «Янтарьэнерго». Предполагалось, что решение проблемы покрытия дефицита ОАО «Янтарьэнерго» должно произойти с реализацией ряда проектов: строительства ТЭЦ-2 и второго магистрального газопровода (ответвления), а также подземного хранилища газа; модернизации ГРЭС-2 с установкой мощности 110 – 300 МВт; реконструкции Калининградской ТЭЦ-1 с установкой генерирующей мощности на 12 – 26 МВт; увеличения сечения транзитных ЛЭП, соединяющих сети ОАО «Янтарьэнерго» с Северо-Западным кольцом РАО «ЕЭС России». Однако реально осуществлялось лишь строительство ТЭЦ-2 с частичной реконструкцией существующего газопровода.

Калининградская ТЭЦ-2, проектирование и строительство которой шло без малого 20 лет, фактически строилась только с 2002 г. (общая сметная стоимость 16,5 млрд. руб. при сроке окупаемости от начала эксплуатации первого энергоблока 5,8 года). Строительство было включено в Федеральную целевую программу развития особой экономической зоны в Калининградской области на период до 2010 года. ТЭЦ-2 называли одной из «основных строек» РАО «ЕЭС России». Как ошибочно декларировалось, ввод станции в эксплуатацию должен был обеспечить энергетическую безопасность Калининградской области, не имеющей прямых связей с российской энергосистемой и несущей убытки из-за стремления стран Балтии поднять тарифы на энергоресурсы до европейского уровня, а также синхронизировать свои энергосистемы с единой энергосистемой ЕС.

Следует отметить, что ТЭЦ-2 – это одна из немногих на территории России компактных теплоэлектроцентралей с парогазовой установкой, использующей в качестве топлива столь ценное ископаемое, как природный газ. Теплоэлектроцентраль обеспечивает комбинированную выработку тепловой и электрической энергии. Станция соответствует экологическим требованиям, имеет современную систему контроля и управления, состоит из двух энергоблоков ПГУ-450 общей электрической мощностью 900 МВт, а также тепловой мощностью 680 Гкал/ч. Однако все это реально могло бы быть воплощено в жизнь лишь при условии ввода в строй обоих энергоблоков и последующей полной загрузки станции, а также гарантированной реализации как электрической, так и всей тепловой энергии.

Впрочем, несмотря на то, что с полным вводом в строй ТЭЦ-2 формально закрывался дефицит генерируемой на территории области электроэнергии, из-за неоптимальности принятого руководством РАО «ЕЭС России» решения, остался актуальным вопрос устойчивости электрообеспечения региона. И этому был целый ряд весомых причин.

Поскольку годовая выработка электроэнергии на ТЭЦ-2 почти в два раза превысила средние потребности региона, то еще на стадии ее проектирования в расчет принималась возможность экспорта электроэнергии в страны Балтии и Европу. Однако, насколько нам известно, достоверной информации о потребностях зарубежных стран в электроэнергии, производимой ТЭЦ-2, никогда не было и нет. Кроме того, неясно, а как в настоящее время технически можно осуществлять экспорт данной энергии. Не следует забывать и тот факт, что отечественная электроэнергия на внешнем рынке конкурирует с российским же газом. Именно по этой причине ранее рынок Финляндии был безвозвратно потерян для АО «Газпром». Здесь очевиден серьезный конфликт интересов двух ключевых российских компаний, и по какому пути разрешается этот конфликт, всегда остается тайной. Несколько прояснило ситуацию сообщение, что 51 % акций ТЭЦ-2 был передан АО «Газпром». В любом случае это наглядно показывает, какие последствия может иметь неоптимальное решение в энергетике.

Рассмотрим внешние факторы, влияющие на развитие нашего регионального генерирующего комплекса. Декларируемое особое геополитическое и экономическое положение Калининградской области диктует особые подходы к планированию развития основного регионального генерирующего комплекса. Уровень жизни в регионе должен соответствовать европейскому уровню, значит, и региональный электроэнергетический комплекс области также должен соответствовать европейским стандартам. Уже состоявшаяся ратификация Россией Парижского соглашения (2015 г.) неотвратимо потребует от регионального электротехнического комплекса существенного повышения энергоэффективности. Любые прогнозы топливно-энергетического баланса региональной энергетики долж-

ны учитывать фактор неотвратимого подорожания газового топлива в два – три раза уже в ближайшей перспективе. Вступление России в экономическую конфронтацию с Евросоюзом может существенно и, скорее всего, трудно предсказуемо сказаться на рынке электропотребления нашего, а также соседних регионов. В процессе выработки программы по развитию калининградской региональной энергосистемы, наряду с технико-экономическими, следует учитывать и оперативно-стратегические аспекты. Отсюда вывод: для оценки параметров генерирующего комплекса не может применяться обычная методология, по сути, сводящаяся к простому сравнению по удельной стоимости электроэнергии.

Как видим, независимо от проблем с ТЭЦ-2 все очевидней вырисовываются внешние факторы, влияющие на развитие калининградского регионального генерирующего комплекса. Анализ перечисленных факторов показывает, что все они труднопредсказуемы и фактически неуправляемы, причем не только региональным, но даже и российским правительством. В подобных случаях для определения параметров развития регионального генерирующего комплекса должны использоваться особые методы, учитывающие нечеткость и неоднозначность исходных данных. Здесь не могут применяться традиционные методы проектирования электростанций, по сути, сводящиеся к минимизации удельной стоимости электроэнергии.

Следует заметить, что примерно со второй половины XX века ученые и практики стали все чаще и чаще замечать, что традиционные методы расчета, проектирования и прогнозирования больших технических систем, основанные на классической математической статистике, далеко не всегда дают корректные результаты. Так, построенное и пущенное в ход промышленное предприятие может потреблять электроэнергии в два и более раз меньше, чем было рассчитано на стадии проектирования. Огромная электростанция десятки лет остается постоянно загруженной на 20 – 30 %, а большой город в зимнюю стужу может в одночасье полностью лишиться теплоснабжения. В чем причина подобных крупных ошибок, приводящих к тяжелым техногенным катастрофам, а также неэффективному расходованию миллиардов долларов (причем не только в России)? Видеть проблему только в нерадивости проектировщиков и управленцев было бы в корне неверным. Причина лежит гораздо глубже. Дело в том, что мы зачастую пытаемся в процессе создания и управления большими техническими системами типа крупное предприятие, район, город, регион применять методологию, которая предназначена исключительно для отдельных технических изделий. А это ошибочно, данные объекты (мы их называем техноценозами) обладают существенной спецификой. Таким образом, для эффективного развития и управления современным региональным энергетическим комплексом всем руководителям надо внедрять новую методологию, основанную на техноценологических подходах.

Есть один весьма примечательный пример, к чему приводит игнорирование научных методов в энергетике. В свое время в первой половине 90-х гг. прошлого столетия, после проведения глубокого анализа состояния калининградского регионального электроэнергетического комплекса мы, используя техноценологическую методологию, предложили близкий к оптимальному вариант развития нашего регионального генерирующего комплекса. Если особо не вдаваться в сложные математические расчеты (все это было многократно опубликовано), то суть наших выводов сводилась к следующему. На территории области в то время имелись следующие источники электроэнергии: Калининградская ГРЭС-2 (г. Светлый, ОАО «Янтарьэнерго», 114,8 тыс. кВт); Гусевская ТЭЦ-5 (г. Гусев, ОАО «Янтарьэнерго», 15,5 тыс. кВт); Советская ТЭЦ-10 (г. Советск, АООТ «Советский ЦБЗ», 36 тыс. кВт); Калининградская ТЭЦ-9 (г. Калининград, СП ЗАО «Цепрусс», 18 тыс. кВт); Калининградская ТЭЦ-8 (г. Калининград, МП «Дарита», 12 тыс. кВт); Правдинская ГЭС-3 (г. Правдинск, ОАО «Янтарьэнерго», 1,14 тыс. кВт); Озерская ГЭС (г. Озерск, ОАО «Янтарьэнерго», 0,5 тыс. кВт); Куликовский парк ВЭУ (п. Куликово, ОАО «Янтарьэнерго», 5,2 тыс. кВт); Калининградская ТЭЦ-1 (г. Калининград, ОАО «Янтарьэнерго», генерирующие источники демонтированы).

Общая мощность генерирующих установок превышала 200 МВт. По различным причинам в тот момент эти источники электроэнергии были далеки от возможности работы в номинальном режиме, что порождало дефицит мощности, покрывавшийся по ЛЭП 330 кВ через территорию Литвы от Северо-Западного кольца РАО «ЕЭС России». Было очевидно, что попытки прибалтийских государств отделиться от ЕЭС России (о чем уже тогда много говорили), будучи реализованными, могли существенно ухудшить наше положение. Это позволяло сделать вывод, что для калининградского регионального электроэнергетического комплекса вероятны два расчетных варианта функционирования: 1) относительно нормальная работа комплекса с указанным балансом мощности; 2) режим функционирования в условиях, когда поставки электроэнергии через территорию Литвы не осуществляются (так называемый изолированный режим).

По подсчетам, выполненным ОАО «Янтарьэнерго», мощность потребителей, которые требуют бесперебойного электроснабжения, в зимнее время могла достигать 500 МВт. Это, прежде всего, объекты водо-, тепло-снабжения и канализации, больницы, хлебозаводы, культурные и торговые комплексы с большим скоплением посетителей, объекты связи и административного управления, насосные станции, а также отдельные предприятия с непрерывным технологическим циклом. Ожидаемый дефицит мощности в 50 – 100 МВт, если не принять соответствующих мер, мог в считанные дни привести инфраструктуру области в упадок.

Нельзя сказать, что данный аспект никто не замечал и ничего не делалось, чтобы в какой-либо степени снять остроту энергетической пробле-

мы. Это и строящаяся ТЭЦ-2, и попытки ОАО «Янтарьэнерго» закольцевать энергосистему (сейчас – тупиковую) по территории Польши с ЛЭП «Россия – Запад» или запитать юго-западную часть области от польской энергосистемы (подобные проекты рассматривались в середине 90-х). ГРЭС-2 и ныне действующие ТЭЦ предполагалось реконструировать с внедрением в инфраструктуру области малых теплоэлектроцентралей модульного типа мощностью 25 – 30 МВт, работающих на природном газе. Однако каждый из этих проектов в отдельности имел слабые стороны (отсутствие финансирования, недостаточные масштабы и др.), и между собой они не были скоординированы, не проверены по техноэкономическим критериям. Самое главное – ни один из них до конца не был реализован.

Особо следует остановиться на строящейся в то время ТЭЦ-2. На интуитивном уровне как будто легко воспринималась мысль, что официальные утверждения о строительстве ТЭЦ-2 решат все проблемы энергообеспечения региона и повысят энергетическую безопасность области. Однако глубокий анализ ситуации у нас породил ряд вопросов.

1. Имелся ли на тот момент окончательный бизнес-план строительства, и когда он последний раз был уточнен? По какому варианту в нем осуществляли технико-экономическое обоснование и делали вывод об эффективности проекта? Был ли это вариант, в котором предполагали полную загрузку станции на 900 МВт установленной мощности (с учетом резерва, конечно)? Или это был вариант, когда загрузку электростанции полагали возможной 200 – 300 МВт? При этом научная, энергетическая и просто общественность страны и региона не могла ознакомиться с детальным экономическим обоснованием строительства ТЭЦ-2.

2. Конечно, если все это не экономическая, а политическая целесообразность, и строительство первой и следующих очередей ТЭЦ-2 будет осуществляться за счет федеральных средств, то вопросы по п. 1 снимаются (хотя эти средства, как известно, поступают из кармана налогоплательщиков, и последние, вообще-то говоря, имеют право знать условия совершающихся за их счет сделок). Однако имеются другие вопросы, связанные с формой собственности, долей иностранных инвестиций, возможностью приватизации ТЭЦ-2, созданием сетевой компании, сбытом и др.

3. Каково предполагаемое соотношение стоимости электроэнергии, вырабатываемой будущей ТЭЦ-2, с одной стороны, и получаемой транзитом от Северо-Западного кольца энергосистемы РАО «ЕЭС России», с другой? Если это соотношение не в пользу ТЭЦ-2 (что было весьма вероятно), то кто заставит калининградскую региональную сетевую компанию покупать электроэнергию от этой станции в условиях, когда после реструктуризации российской энергетики будут выделены и станут экономически независимыми генерирующие источники (в т.ч. и ТЭЦ-2)?

4. Имеется ли достоверная информация о потребностях в электроэнергии на территории окружающих государств в настоящее время и в

обозримом будущем? Если такой потребности нет, то куда предполагается реализовывать «лишние» 300 – 400 МВт построенной ТЭЦ-2? Каковы будут их тарифная политика и просто политика в отношении нас? Действительно ли они так уж нуждаются в нашей «дешевой» энергии?

5. Какова перспективная энергетическая политика Литвы? Действительно ли это государство в ближайшие годы будет остро нуждаться в экспорте электроэнергии именно от ТЭЦ-2 (с учетом загрузки всех других источников, которые у них имеются, например, Каунасской ТЭЦ или покупки электроэнергии у кого-либо другого)?

6. Как вообще мыслится технически и организационно экспорт электроэнергии, производимой на ТЭЦ-2, в условиях отделения государств Балтии от энергосистемы РАО «ЕЭС России» и перехода на европейские стандарты генерирования и транспортирования электроэнергии? Учтены ли в бизнес-плане ТЭЦ-2 огромные капитальные вложения для модернизации калининградской энергосистемы под стандарты Евросоюза?

Сформулированные вопросы не касались главного: если ТЭЦ-2 закрывает потребности Калининградской области в электроэнергии, то какова будет устойчивость функционирования регионального электроэнергетического комплекса в двух вариантах, о которых говорилось? Существуют количественные гиперболические H-ограничения на разнообразие видов установленного оборудования по повторяемости и на соотношение «крупное – среднее – мелкое» по выделенному параметру (мощности, нагрузке, расходу энергии, трудозатратам и др.). Данные ограничения в конечном итоге выливаются в теоретически обоснованные и многократно экспериментально проверенные требования к форме соответствующих гиперболических распределений, которые математически описываются законом оптимального построения техноценозов. Имеются уравнения, алгоритмы и хорошо апробированные вычислительные процедуры, позволяющие применять закон для оптимального управления развитием региональных электроэнергетических комплексов.

Прикладным следствием закона оптимального построения техноценозов является процедура параметрического нормирования (рис. 2), которая может быть применена для определения оптимальных параметров калининградского основного регионального генерирующего комплекса.

Параметрическое нормирование – процедура оптимального управления номенклатурой техноценоза, заключающаяся в установлении фундаментальной связи между ранговым видовым и ранговыми параметрическими распределениями, что позволяет формировать систему ограничивающих требований к основным параметрам и численности видов техники, нацеленную на стабильное развитие техноценоза. Суть параметрического нормирования заключается в том, что в совмещенной системе координат

строятся ранговое видовое и ранговые параметрические распределения, а также график, связывающий видовой и параметрический ранги техноценоза. Полученная номограмма позволяет, задавшись требованиями по численности электростанций, определить целесообразные значения их мощности, либо наоборот, зная мощность, формулировать рекомендации по количеству электростанций в генерирующем комплексе.

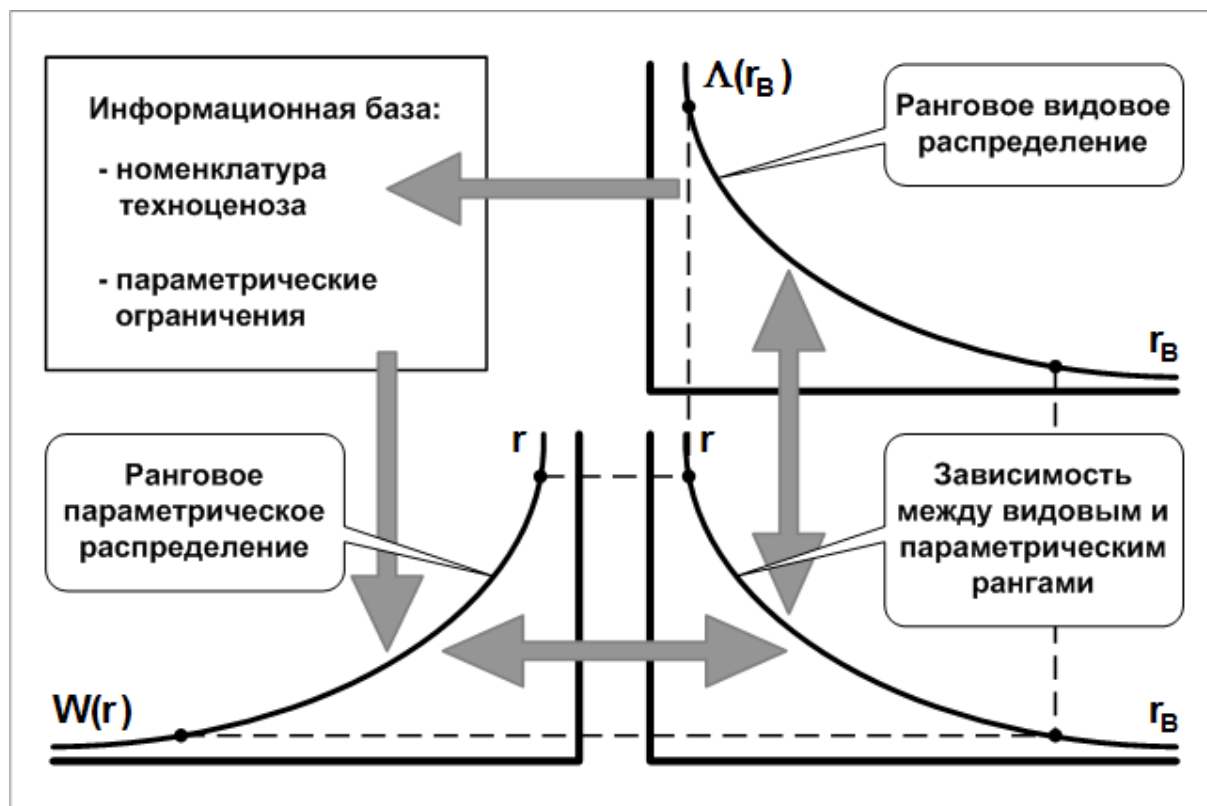


Рис. 2. Схема реализации методологии параметрического нормирования

Вернемся к электроэнергетической стратегии Калининградского региона на рубеже 90-х гг. прошлого века, для которого вполне могла быть применена методология параметрического нормирования. Теория нам диктовала (если трактовать ее упрощенно) следующее: если решено строить одну электростанцию 500 – 1000 МВт, то должны быть предусмотрены десять станций по 50 – 100 МВт, сто электростанций по 10 МВт, тысяча – по 1 тыс. кВт и так далее, до десятков киловатт. Причем выстраивание подобной «пирамиды» и в биологической природе, и в технике начинается не с возникновения «слона» (например, ТЭЦ-2), а с построения его естественного окружения – мелких и средних объектов (в нашем случае – электростанций мощностью 10 – 100 МВт). И когда мы говорим об устойчивой генерации в различных режимах функционирования, а также в условиях весьма вероятных изменений внешних условий, да еще с минимальными

затратами на всестороннее обеспечение, то мы имеем в виду именно такое распределение электростанций в региональной энергосистеме (рис. 3).

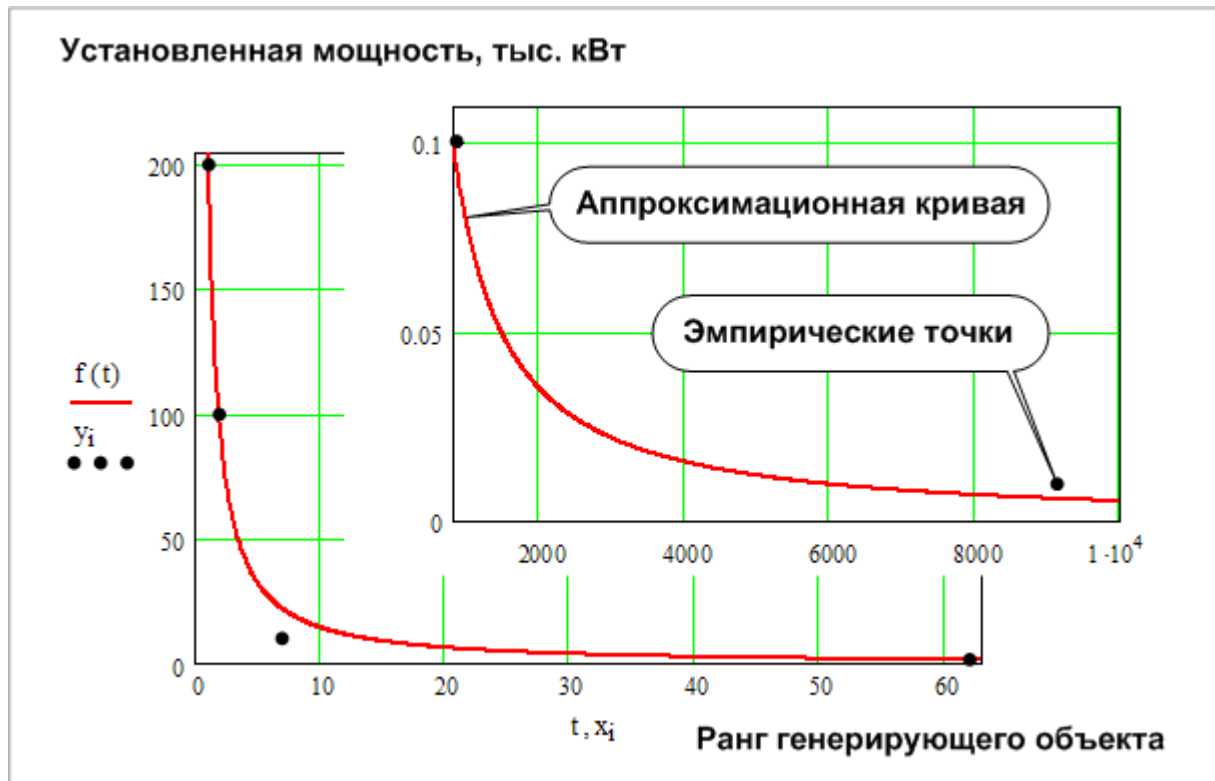


Рис. 3. Оптимизированное ранговое параметрическое распределение генерирующих мощностей в энергосистеме Калининградской области (реальный результат, полученный с помощью модели)

Как и в те годы, так и сегодня для нас очевидно, что приведенное оптимальное распределение для Калининградской области никогда не выполнялось и не выполняется. И это вызвано тем, что ТЭЦ-2 (как первая точка) никак не ложится на оптимальную кривую рангового параметрического распределения, описывающего реальную потребность в электроэнергии Калининградского региона. Она много выше оптимальной первой точки, а ее мощность – существенно больше, чем требует теория. К сожалению, наши всесторонне научно проработанные, апробированные и опубликованные расчеты властями были полностью проигнорированы.

Показывая этот рисунок, мы много раз говорили, что Калининград вступает на путь Владивостока (там Приморская ТЭЦ много лет лихорадила город). Другое дело, если за базовую взять предельную мощность 300 – 400 МВт (с генераторами 50 – 100 МВт), гиперболическая кривая параметрического распределения могла бы стать близкой к теоретической и использоваться в стратегии развития электроэнергетики региона. Заметим, что специалистами Tacis (Project ERUS 9804 – Support to Regional Energy

Organisations) в декабре 2000 г. независимо от нас для Калининградской области рекомендована электростанция мощностью 300 МВт с двумя газовыми турбинами по 125,7 МВт и одной паровой турбиной на 66 МВт (мощность брутто 317,4 МВт, при отдаче 310 МВт с возможностью кратковременного превышения на 10 %). Характерно, что мощность 300 МВт точно ложится на нашу оптимальную кривую параметрического распределения, о чем неоднократно заявлялось в прессе и на различных форумах.

Если принять 300 МВт в качестве мощности базового источника (первая точка на рис. 3), в те годы был вполне реален следующий оптимальный вариант заполнения кривой распределения: второй уровень генерации – Светловская ГРЭС-2, Гусевская ТЭС, Советская ТЭЦ-7, а также пять – семь вновь построенных малых ТЭЦ единичной мощностью порядка 30 – 60 тыс. кВт (вторая и третья точки); источники третьего уровня генерации – Правдинский гидрокаскад и Куликовский парк ВЭУ, а также еще 40 – 50 малых электростанций мощностью 1 – 3 тыс. кВт (прежде всего – ВЭС, ГЭС и т.п.); наконец последующие точки – все резервные мини- и микроэлектростанции мощностью от 0,5 до 5000 кВт. Светловская, Гусевская и Советская электростанции требовали модернизации, а Правдинский гидрокаскад – дальнейшего восстановления. Однако при этом мы получили бы устойчивую энергосистему с тремя уровнями генерации, затратив минимально возможные бюджетные средства.

Кроме того, в случае Калининграда вопросы электроснабжения должны были быть увязаны с необходимостью реализовывать от ТЭЦ-2 огромное количество тепловой энергии. Уже тогда было не ясно, кто будет финансировать строительство тепловых магистралей и модернизировать тепловое хозяйство старинного города (речь шла о строительстве магистрального теплопровода длиной 35 км для передачи 680 Гкал/ч)? Какова будет судьба значительного числа теплоисточников, в то время функционировавших на территории города, их хозяйства и персонала? Какова будет устойчивость теплоснабжения Калининграда при наличии всего одного теплоисточника с ограниченной надежностью? Примечательно, что в значительной степени эти вопросы и сейчас остаются без ответа.

Обратимся к нашему соседу – Польше. В топливно-энергетическом балансе этой страны к 2010 г. доля возобновляемых источников составляла 7,5 % (речь идет об использовании 2,5 тыс. возобновляемых источников). В 2001 г. уже работало 128 ГЭС профессиональной энергетики и 400 малых (менее 1 МВт), обеспечивая около 100 МВт на уровнях уже существующих водных порогов. Ветер, геотерм, солнце, биомасса – все задействовано. Многочисленные обзоры однозначно говорят, что все развитые страны уделяют самое пристальное внимание возобновляемым источникам энергии. А что же имеем мы? Единственный в России Куликовский парк ВЭУ, да и тот неправильно присоединенный к энергосистеме и поэтому

работающий «с горем пополам». Почти полное отсутствие стандартов и нормативной базы, регламентирующих работу ВЭУ.

Наконец, мы спрашивали, что предполагается делать с существующими на территории области источниками электроэнергии, которые в то время «влачили жалкое существование» (а это ни много, ни мало – примерно 200 – 250 МВт плюс градообразующая инфраструктура и люди)? Закрывать? Но как мыслится устойчивость региональной энергосистемы в особый период (стихийное бедствие, терроризм, война, в конце концов)? Этот вопрос не может считаться второстепенным и необязательным при рассмотрении развития энергетики. Очевидно, что огромная ТЭЦ-2, «сидящая» на одной «пережатой» газовой трубе, проходящей по территории другого (не всегда дружественного) государства, устойчивость энергосистемы в данном смысле никоим образом не повышает.

Электроэнергетическая проблема Калининградской области на рубеже 90-х гг. прошлого столетия имела и еще одну очень важную составляющую: состояние стационарной энергосистемы на территории Калининградского особого района (объединенной группировки береговых и сухопутных сил Балтийского флота, ВВС и ПВО, РВСН, Пограничных органов и МВД) являлось неудовлетворительным с оперативно-стратегической точки зрения. Нам было известно, что в угрожаемый период возникнет острый дефицит электроэнергии, что дезорганизует управление войсками и силами флота в период подъема соединений и частей по тревоге и их мобилизационного развертывания. В военных городках и гарнизонах, как правило, отсутствовали резервные источники электроэнергии. Даже самые ответственные объекты на территории Калининградского особого района не выдерживали более двух суток функционирования в автономном режиме из-за низкой надежности внутренних систем электроснабжения и недостаточной квалификации обслуживающего персонала.

Угрожаемый период (по опыту локальных войн и конфликтов) может продлиться достаточно долго. Следовательно, развертывание соединений и вывод их в полосы обеспечения (районы развертывания или сосредоточения), даже без огневого воздействия эвентуального противника, будет происходить в условиях значительной дезорганизации местной инфраструктуры. На территории области находится и ряд объектов, электроснабжение которых имеет непосредственное оперативное значение, что следует учитывать при планировании электрообеспечения.

С началом боевых действий противник первым же ударом уничтожит все ключевые объекты энергетической инфраструктуры области, стационарная энергосистема перестанет функционировать. Соединения и части перейдут на электроснабжение от штатных систем автономного электроснабжения. Однако и здесь нас поджидает целый ряд нерешенных вопросов. Крайне ограничены запасы топлива и военно-технического имущества для эксплуатации и восстановления войсковых электротехнических

средств, потребности в которых значительны. Кроме того, в соответствии с действующими руководящими документами, Вооруженные силы в период боевых действий несут ответственность за электроснабжение как военных объектов, так и гражданских предприятий, работающих на оборону. Специфика Калининградского особого района такова, что здесь практически все предприятия будут работать на оборону. Однако число резервных источников электроэнергии в инфраструктуре области крайне ограничено, и состояние их зачастую неудовлетворительное.

Не будем забывать также и о том, что через несколько лет (после отделения энергосистемы стран Балтии от ЕЭС России) нам грозит изолированный режим работы, в котором одна большая электростанция (ТЭЦ-2) в принципе не способна обеспечить требуемую надежность электроснабжения потребителей региона. На любой электростанции с той или иной периодичностью происходят плановые, вынужденные или аварийные отключения, часть из которых сопровождается полным «погасанием». Поэтому для устойчивой работы в изолированном режиме, помимо электростанций второго и третьего уровней генерации (см. рис. 1), необходимо локальное автономное резервирование определенной части потребителей.

Итак, к середине 90-х гг. прошлого века нами было определено оптимальное распределение генерирующего комплекса. Оптимизированное ранговое параметрическое распределение генерирующих мощностей в энергосистеме Калининградской области (реальный результат, полученный с помощью математических моделей) давал следующее: первый уровень генерации – базовый источник мощностью 300 МВт; второй уровень генерации – десять вновь построенных малых ТЭЦ единичной мощностью порядка 30 – 60 тыс. кВт; третий уровень – порядка ста малых электростанций мощностью 1 – 3 тыс. кВт (прежде всего – ВЭС, ГЭС и т.п.); четвертый уровень – тысячи резервных электростанций мощностью от 10 до 5000 кВт. Однако, уже тогда можно было заключить, что реализуемая в Калининградской области программа развития основного генерирующего комплекса не вписывается в наш оптимальный вариант.

Что же произошло дальше? Не успели к концу 2010-х гг. «отгреть баталии» по ТЭЦ-2, как в средствах массовой информации появились слухи о якобы кем-то принятом решении о строительстве в Калининградской области атомной электростанции мощностью 2,3 ГВт. В тот момент мы были просто шокированы, но ведя речь о региональном генерирующем комплексе, нельзя было хотя бы не попытаться разобраться в этом вопросе. Для тех, кто прочитает наш материал, будет ясной абсурдность подобного решения, которое не вписывается ни в какие научные рамки. И если о ТЭЦ-2 еще как-то можно было рассуждать и дискутировать, то в отношении атомной станции все специалисты лишь дружно пожимали плечами,

загадочно улыбались и молча разводили руки. Сказать было нечего. И только диву даешься, как можно принимать решения о расходовании многих миллиардов евро без консультаций со специалистами и без каких-либо вразумительных научных проработок. И дело здесь, конечно же, было не в том, что станция именно атомная, а в том, насколько абсурдные параметры закладывались в базовый источник регионального генерирующего комплекса, насколько они разительно (не на 30 – 50 %, что может быть предметом дискуссии, а в разы, что очевидно даже школьнику) расходились с научно обоснованными цифрами. И даже как-то неловко было всерьез задавать вопросы авторам проекта и их помощникам.

Тем не менее, сформулируем основные вопросы. Во-первых, на основе каких таких прогнозов получилось, что электропотребление Калининградской области уже через 6 – 8 лет увеличится с 711 МВт (в максимуме по 2006 г.) аж до 3,2 ГВт. И это при всего 4 – 5 % ежегодного среднего роста за все предыдущее десятилетие. И вообще, насколько нам было известно, никто вовсе и не делал научно обоснованных прогнозов электропотребления региона (готов дискутировать по этому вопросу с любым специалистом). Во-вторых, какая участь в «грандиозных» планах атомщиков была уготована для, к тому времени, уже пятнадцать лет строящейся «многострадальной» Калининградской ТЭЦ-2. С конца 80-х годов прошлого столетия в нашем регионе не было ни одной электростанции, работающей в режиме, хотя бы отдаленно напоминающем номинальный. Что, добавим сюда и ТЭЦ-2 (с себестоимостью вырабатываемой электроэнергии, в разы превышающей нормативную). В-третьих, каким образом наша региональная энергосистема, всерьез готовящаяся к работе в изолированном режиме, обеспечит новой АЭС гарантированную выдачу энергии в базовом режиме по двум независимым линиям. В-четвертых, какие геоэкологические, демографические и социально-экономические последствия повлечет возникновение тридцатикилометровой зоны для новой АЭС на маленькой территории Калининградской области. В-пятых, каково мнение окружающих стран Евросоюза по вопросу строительства атомной станции, по сути, посредине этого самого Евросоюза. Или «наплюем» на их мнение (как и на мнение своих собственных экспертов и общественности). Было еще много вопросов, не было только возможности их задать кому-либо и где-либо.

Ключевые параметры БАЭС не могли быть проанализированы и рассчитаны исходя из структуры, состояния и перспектив развития калининградского регионального электроэнергетического комплекса. БАЭС являлась инфраструктурным проектом всего прибалтийского макрорегиона, включающего региональные электроэнергетические комплексы Калининградской области, Литвы, Польши, Беларуси. Основной технической проблемой строительства БАЭС была необходимость всесторонней модернизации транспортно-сетевого комплекса с целью обеспечения гарантированной выдачи мощности. Центральной вероятной экономической про-

блемой БАЭС была конкуренция на рынках электроэнергии в тех странах, где планировалось возведение своих атомных станций (Литва, Польша, Беларусь и др.). Следовало предусмотреть различные варианты функционирования БАЭС (даже в случае изолированного режима). Требовался постоянный мониторинг экологических, демографических, социальных, экономических, политических и других последствий строительства на территории нашего региона БАЭС. Строительство на территории Калининградской области БАЭС предполагало большие риски, прежде всего, связанные с отсутствием гарантированного сбыта электроэнергии.

Как не сложно было предположить, принятие ошибочного решения о строительстве Балтийской АЭС мощностью 2,3 ГВт привело к тому, что после нескольких лет «бурной деятельности» было принято решение об остановке строительства и консервации стройки (однако к этому моменту уже были «успешно освоены» порядка 50 млрд. руб.).

В итоге, к началу 20-х гг. в составе калининградского регионального генерирующего комплекса осталась только ТЭЦ-2, как позже оказалось, совершенно не способная нормально функционировать в изолированном режиме. А он после 2014 г. по целому ряду причин становился все более и более вероятным. Ряд аварий с полным или частичным погасанием региона, а также многократные безуспешные попытки «заставить» ТЭЦ-2 работать в условиях переменной нагрузки, только подтвердили опасения, озвученные нами еще в начале 90-х гг. прошлого столетия.

В результате в 2014 г. принимается очередное решение о строительстве в Калининградской области четырех электростанций, поддерживающих работу ТЭЦ-2 в изолированном режиме, что стало неизбежным следствием в цепи неправильных решений. В итоге получаем, хоть и формально устойчивый, но крайне неэффективный с технико-экономической точки зрения генерирующий комплекс.

Каков же нынешний состав калининградского регионального генерирующего комплекса? С учетом того, что уже введено в строй и что обещают построить в ближайшие годы, это: базовые электростанции (0 – 60 % мощности): Калининградская ТЭЦ-2 (Калининград, газ, 450 МВт, работа ТЭЦ-2 планируется в режиме «полублока») и Приморская ТЭС (Светлый, уголь, 195 МВт); полупиковая электростанция (60 – 90 % мощности): Прегольская ТЭС (Калининград, газ, 440 МВт); пиковые электростанции (90 – 100 % мощности): Маяковская ТЭС (Гусев, газ, 156 МВт) и Талаховская ТЭС (Советск, газ, 156 МВт). Для нас очевидно, что руководством делается, своего рода, попытка «построить оптимальную гиперболу», напоминающую ту, что изображена на рисунке 3. Однако, несмотря на то, что гене-

рирующий комплекс формально сбалансирован по мощности, он будет обладать низкими технико-экономическими показателями, т.к. его суммарная установленная мощность в разы превысит даже перспективные пиковые нагрузки в региональном электротехническом комплексе. Дело в том, что суммарная пиковая мощность (при прохождении осенне-зимнего максимума нагрузки) потребителей Калининградской области в 2000 г. составляла 530 МВт; далее: 2004 г. – 640 МВт; 2006 г. – 696 МВт; 2008 г. – 667 МВт; 2009 г. – 731 МВт; 2010 г. – 741 МВт. Уже в 2014 г. был зафиксирован исторический максимум в 827 МВт. После этого мощность несколько снизилась, а в последние годы она остается постоянной.

В пределе можно сделать, хоть и достаточно резкий, но далеко небезосновательный вывод, что огромные бюджетные затраты на строительство наших электростанций не окупятся никогда.

Какими видятся предложения по развитию калининградского регионального генерирующего комплекса, учитывая, с одной стороны, теоретический вариант, с другой – сложившиеся реалии? Нормальное функционирование Калининградской ТЭЦ-2 должно быть обусловлено обеспечением надежной связи с энергосистемой, в противном случае, неотвратим переход в режим «полублока». Необходимо, построив четыре новые электростанции, предусмотреть в центрах тепловых и электрических нагрузок еще несколько ТЭЦ единичной мощностью 30 – 60 тыс. кВт. Также в нашем регионе требуется строительство порядка ста малых электростанций по 1 – 3 тыс. кВт каждая (это могут быть, прежде всего, МГЭС, ВЭС и другие «экологически чистые» источники). Часть электроэнергии можно получать транзитом через Литву по существующей или новой схеме. Это может оказаться выгодным в энергобалансе и повысит устойчивость электрообеспечения. Следует предусмотреть варианты функционирования региональной энергосистемы после отделения стран Балтии от ЕЭС России (решение об этом принято и весьма интенсивно реализуется). Одной из важнейших задач остается диверсификация производства электроэнергии по топливу. Это особенно актуально в условиях грядущего в ближайшие годы существенного подорожания газа. Главное – основной региональный генерирующий комплекс должен развиваться как система, устойчиво функционирующая при воздействии трудно прогнозируемых внешних факторов.

Таким образом, учет вероятного изолированного режима работы энергосистемы, а также стратегического аспекта (а только так и должен строиться государственный подход к решению проблемы) предъявляет к генерирующему комплексу (помимо бездефицитности по мощности) требование устойчивости во всех режимах функционирования. Как

видно, сама по себе ТЭЦ-2 устойчивость регионального электроэнергетического комплекса в указанных режимах не повышает.

Есть еще один важный аспект проблемы. В условиях реальной угрозы изолированного режима, в Калининградской области должен быть заново создан резервный региональный генерирующий комплекс. Первоочередными мерами здесь, на наш взгляд, являются следующие:

1. Категорирование объектов региона по требуемой надежности электроснабжения, позволяющее правильно определить перечень объектов, относящихся к так называемой особой категории и требующих резервирования с помощью автономных электростанций.

2. Определение коэффициента резервирования объектов особой категории, позволяющее корректно рассчитать количество и типы резервных источников электроэнергии на каждом из объектов.

3. Разработка комплекса организационно-технических мероприятий по резервированию объектов особой категории, учитывающего специфические условия работы и снабжения в особый период.

4. Разработка комплекса мер по технике электробезопасности при работе объектов особой категории в режиме питания от резервных источников и подготовка кадров соответствующей квалификации.

5. Синтез оптимальной номенклатуры электростанций резервного регионального генерирующего комплекса с целью оптимизации основных подсистем материально-технического обеспечения.

6. Разработка и внедрение на уровне электрических сетей потребителей «умных» коммутирующих устройств, способных по сигналу с сервера осуществлять избирательное (с учетом приоритета по категории потребителя) отключение и включение устройств с целью автоматического балансирования располагаемой и потребляемой мощности.

7. На основе работающего в режиме реального времени ситуационного центра создание системы интеллектуальной поддержки принятия решений в сфере управления резервным региональным генерирующим комплексом, позволяющей оптимизировать весь спектр затрат.

Особо следует сказать о системе интеллектуальной поддержки процесса формирования резервного регионального генерирующего комплекса. Здесь должна найти применение методология так называемого параметрического нормирования, основанная на законе оптимального построения техноценозов (схематично показано на рис. 4). Разновидностью параметрического нормирования в техноценозе является параметрический синтез, под которым понимается процедура формирования оптимальной номенклатуры техноценоза, заключающаяся в установлении связи между ранговым видовым и ранговыми параметрическими распределениями, что позволяет получить оптимальное видовое разнообразие техники.

Суть параметрического синтеза заключается в том, что в совместной системе координат строятся ранговое видовое и ранговые параметрические распределения, а также график, связывающий видовой и параметрический ранги. В отличие от процедуры параметрического нормирования, где ранговые распределения строятся на основе обработки статистических данных по реально существующему техноценозу, в процедуре параметрического синтеза ранговые распределения генерируются на основе численной реализации уравнений закона оптимального построения техноценозов с учетом особых параметрических ограничений.

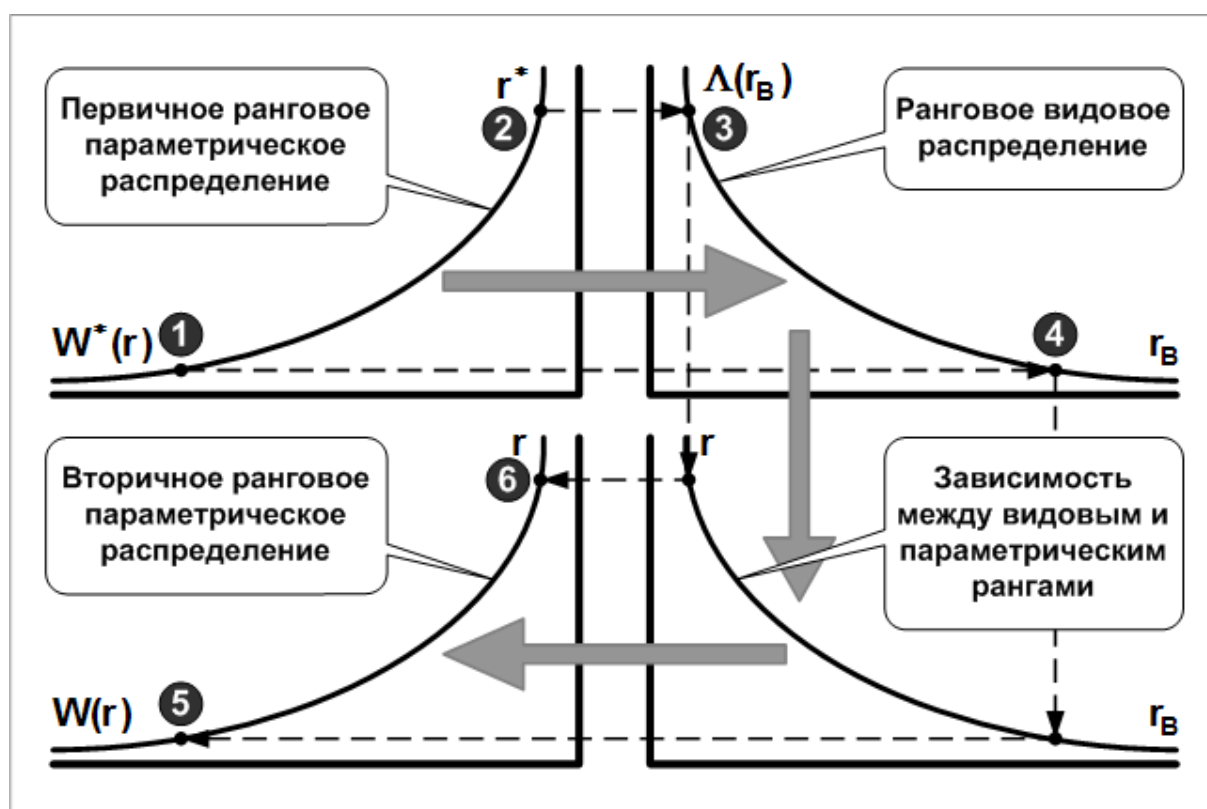


Рис. 4. Схема реализации методологии параметрического синтеза

Учет ограничений первоначально позволяет построить первичное ранговое параметрическое распределение, соответствующее требованиям объектов региона по электрической мощности. Затем осуществляется построение рангового видового распределения, соответствующего первичному ранговому параметрическому. При этом соответствие между распределениями устанавливается на основе следующего из закона оптимального построения техноценозов принципа обратной связи между величиной параметра и численностью. Далее устанавливается фундаментальная связь между видовым и параметрическим рангами техноценоза. В заключение итерационным методом реализуется многомерный оптимизационный про-

цесс, в ходе которого путем подбора из имеющейся в распоряжении номенклатуры резервных электростанций формируется близкое к оптимальному видовое разнообразие резервного генерирующего комплекса, соответствующее закону оптимального построения техноценозов.

Однако, насколько нам известно, реализуемый сейчас на территории Калининградской области «проект» резервирования основного генерирующего комплекса является, мягко говоря, не вполне продуманным.

Перейдем в нашем рассмотрении от генерирующего к региональному электротехническому комплексу (см. рис. 1), который оказывает существенное влияние на развитие основных подсистем регионального электроэнергетического комплекса. Однако здесь возникают проблемы другого порядка. Энергоемкость российской продукции в 3 – 4 раза выше, чем в развитых европейских странах и США, и в 7 раз выше, чем в Японии. В ЖКХ ситуация еще хуже. В последние 10 – 15 лет этот показатель у нас только продолжает из года в год ухудшаться. По имеющимся данным, в этом вопросе Северо-Западный регион в целом и Калининградская область в частности, на фоне других регионов России, отличаются далеко не в лучшую сторону. Примечательно, что здесь мы резко контрастируем с некоторыми бывшими республиками СССР, ныне независимыми государствами. Примером может служить Литва, где за последние уже много лет отмечается определенный рост промышленного производства при постоянном уровне потребления электроэнергии. Думается, ситуация и не изменится, если мы не пойдем по пути, пройденному США, Германией, Японией и другими странами с начала энергетического кризиса 70-х годов XX века, когда на практике стали использоваться методы исследования и оптимизации больших электротехнических комплексов и систем.

Необходимо понимать, что неконтролируемый рост электропотребления, являющийся следствием, прежде всего, крайне низкой энергоэффективности промышленности и ЖКХ, может стать одним из дестабилизирующих факторов в развитии регионального генерирующего комплекса. Дело в том, что эффективность вложений в развитие генерации со временем снижается, а новые потребности в электрической мощности в условиях отсутствия факторов энергосбережения продолжают расти почти по линейной зависимости (рис. 5). Очевидно, что со временем наступает момент (показан на рисунке точкой), когда никакие, даже самые огромные вложения в генерирующий комплекс не в состоянии обеспечить продолжающийся неконтролируемый спрос на новую мощность. По всей видимости, именно с этим фактором мы уже начинаем сталкиваться в Калининграде, где стало почти невозможным нормально присоединиться к энергосистеме в точках промышленного роста и бурного жилищного строительства. Промышленники и строители постоянно пеняют на АО «Янтарьэнерго», а во

много виноваты сами, т.к. не хотят заниматься энергосбережением, как это уже давно делает весь цивилизованный мир.

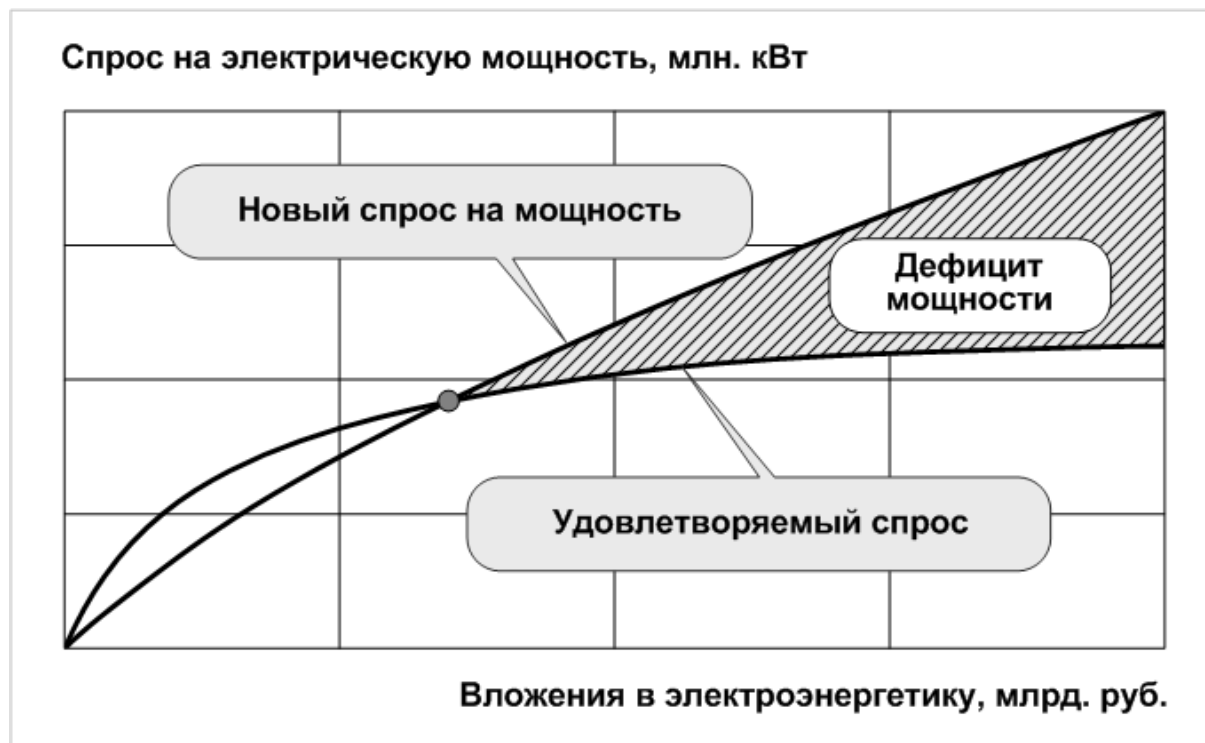


Рис. 5. Дефицит установленной генерирующей мощности в условиях отсутствия факторов энергосбережения

Что же делать? Основу энергосбережения составляет планомерная реализация комплекса технических и технологических мер, которые должны сопровождаться оптимальным управлением региональным электротехническим комплексом на системном уровне. Целью управления является упорядочение электропотребления объектами, экономия направленных на покупку электроэнергии средств, полученная за счет организационных мероприятий, а также создание научно обоснованных предпосылок для проведения целенаправленных энергетических обследований.

Оптимальное управление калининградским региональным электротехническим комплексом должно осуществляться правительством области на системном уровне в рамках связанной методики в четыре этапа (рис. 6). На этапе анализа электропотребления объектов региона по специально разработанным формам запроса осуществляется сбор данных обо всех потребителях электроэнергии. Это позволяет получить развернутую картину электропотребления (с историей на глубину 5 – 6 лет и более), выявить объекты, которые обеспечиваются электроэнергией с нарушением существующих организационно-технических требований, подготовить электронную базу данных для дальнейшего многофакторного анализа.

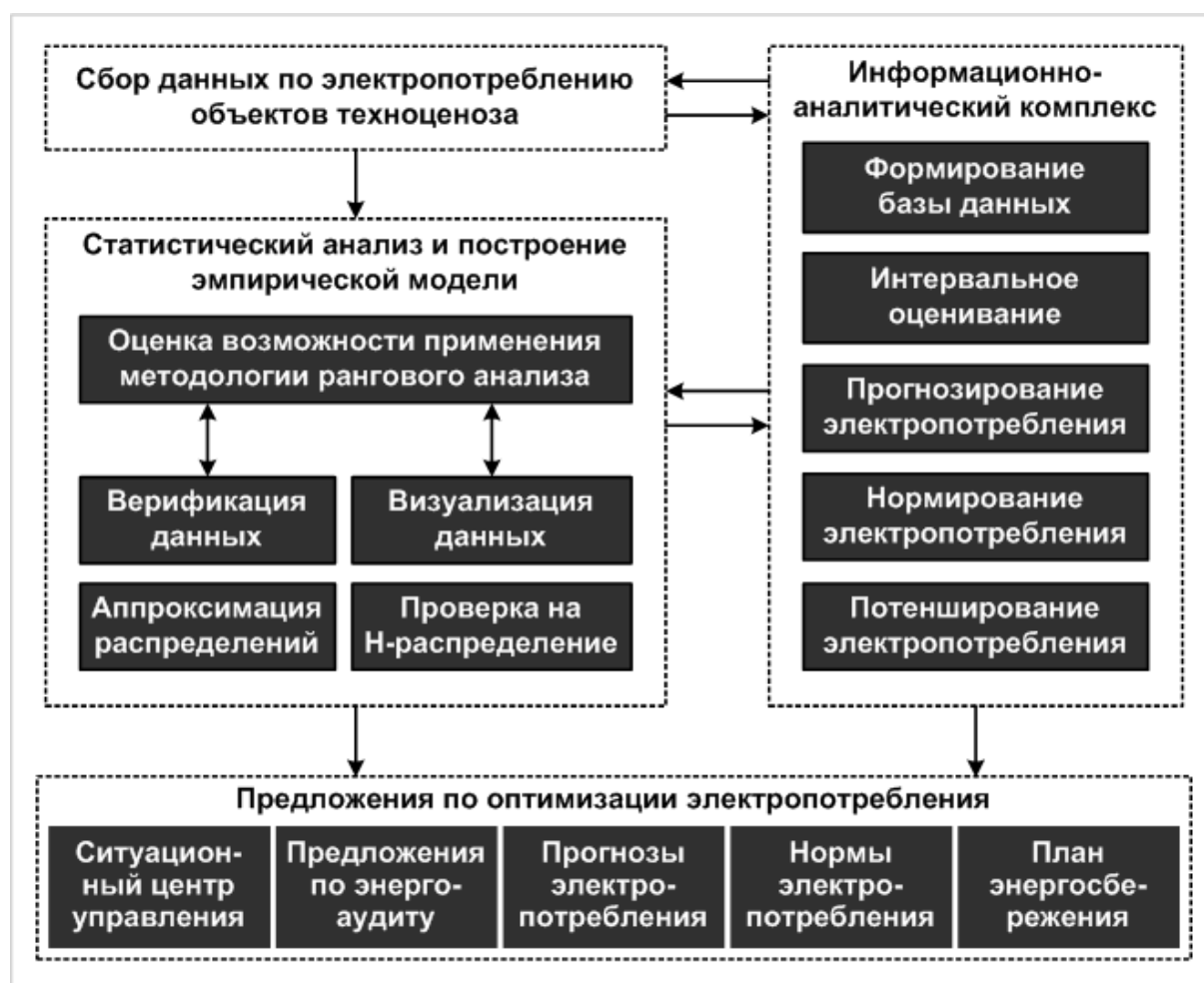


Рис. 6. Методика управления региональным электротехническим комплексом

На этапе статистического анализа и построения эмпирической модели осуществляется оценка возможности применения методологии рангового анализа. Для этого осуществляются процедуры верификации и визуализации данных, а также их аппроксимация и проверка на соответствие критериям N -распределения. Далее строится информационно-аналитический комплекс и производится обработка данных, которая включает формирование базы данных, интервальное оценивание, прогнозирование, нормирование и потенширование. Все это позволяет создать ситуационный центр управления электропотреблением и на его основе сформировать предложения по энергоаудиту, получить прогнозы и нормы электропотребления, а также разработать план энергосбережения объектов региона.

Статическая модель электропотребления, стержнем которой является глубокая детерминированная обработка данных, дополняется динамической адаптивной моделью, отражающей процесс электропотребления объектов региона на глубину в будущем 5 – 7 лет и более (рис. 7). При этом ключевым является наличие обратной связи, корректирующей исходную

базу данных по электропотреблению на основе результатов текущего моделирования. Динамический характер модели придает развитая система входных параметров, отражающих свойства и внешние условия функционирования объектов, а также стохастический аналитический аппарат.

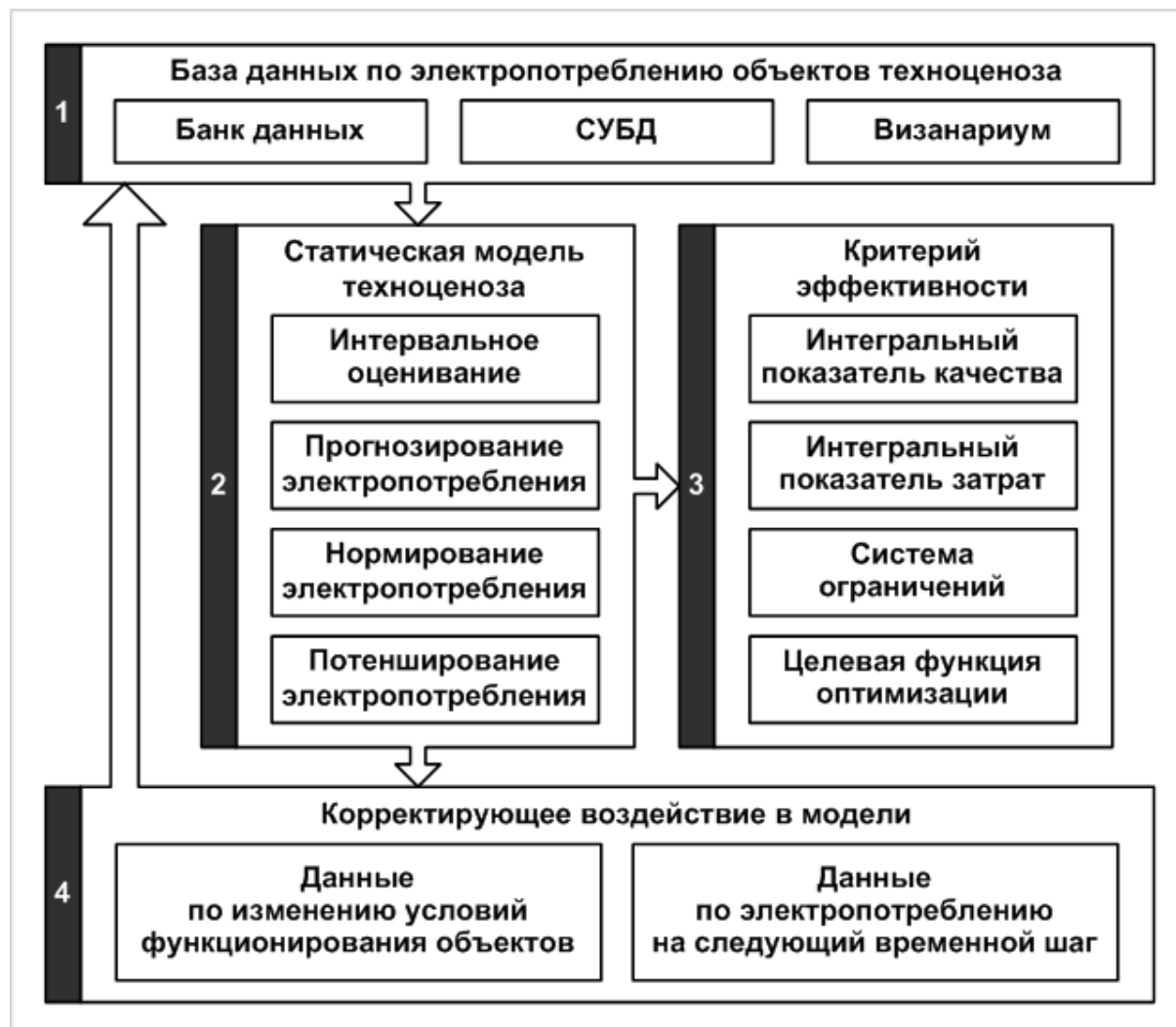


Рис. 7. Структура динамической адаптивной модели

Отражение процесса электропотребления осуществляется с помощью преобразующих функций, поставленных в зависимость от управляющего воздействия, направленного на рост электропотребления или энергосбережение. Параметры функций в ходе моделирования также ставятся в соответствие финансовой политике по стимулированию процесса энергосбережения в системе управления региона, а также тарифной политике на рынке электроэнергии. В качестве критерия эффективности используется целевой функционал, основанный на соотношении относительных интегральных показателей качества и затрат, а также системе ограничений, являющихся следствием закона оптимального построения техноценозов.

ВЫВОДЫ

Стратегия развития калининградского регионального электроэнергетического комплекса предусматривает сбалансированное развитие всех его подсистем: основного генерирующего комплекса, транспортно-сетевых комплексов, резервного генерирующего комплекса, регионального электротехнического комплекса, а также системы материально-технического обеспечения. Как известно, калининградский региональный электроэнергетический комплекс развивался в несколько этапов. Первый (с 1945 по 1985 гг.) – в той или иной степени эксплуатация немецких электростанций и сетевого хозяйства. Второй (с 1985 по 1991 гг.) – осознание необходимости модернизации, принятие решения о строительстве угольной электростанции мощностью около 1,5 тыс. МВт (не реализовано). Третий (с 1991 по 2008 гг.) – учет новых геополитических реалий и принятие ошибочного решения о строительстве Калининградской ТЭЦ-2 мощностью 900 МВт, что создало предпосылки нынешнего неустойчивого состояния энергосистемы. Четвертый (с 2008 по 2014 гг.) – принятие ошибочного решения о строительстве Балтийской АЭС мощностью 2,3 ГВт, реализация которого закончилась консервацией стройки (потрачено впустую 50 млрд. руб.). Пятый (с 2014 г. по настоящее время) – строительство четырех электростанций, поддерживающих работу ТЭЦ-2 в изолированном режиме, что стало неизбежным следствием в цепи неправильных решений.

В калининградском региональном электротехническом комплексе также имеется ряд серьезных проблем, связанных, прежде всего, с крайне низкой энергоэффективностью промышленности и ЖКХ. Решаются данные проблемы путем внедрения методологии оптимального управления электропотреблением. Результаты практической реализации и моделирования показывают, что даже в условиях малых регионов возможна экономия десятков миллионов долларов в течение ближайших нескольких лет исключительно за счет внедрения методологии оптимального управления электропотреблением без существенных капитальных вложений. Содержание методологии достаточно полно ранее опубликовано на страницах различных изданий, а также обобщено в нашей монографии.

По результатам многолетних исследований можно сделать следующий неутешительный вывод. В калининградской энергосистеме, начиная с 1945 г., всегда существовал комплекс серьезных проблем, решение которых зачастую осуществлялось без учета всей полноты факторов, непоследовательно и нерационально, вопреки мнению ученых и специалистов. В результате, после ряда ошибочных стратегических решений и неоправданно больших экономических затрат, к 2020 г. мы будем иметь недостаточно устойчивый региональный электроэнергетический комплекс, обладающий низкими технико-экономическими показателями.