

НАПРАВЛЕНИЯ ТРАНСФОРМАЦИИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ В УСЛОВИЯХ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ²

С.А. Некрасов

*старший научный сотрудник Центрального экономико-
математического института РАН к.э.н., к.т.н.*

Принятая в 1992 г. концепция устойчивого развития скорректировала вектор научно-технического развития в направлении сокращения негативного влияния на окружающую среду. Применительно к энергетике задача снижения потребления ископаемых ресурсов и сокращения выброса парниковых газов определила концентрацию усилий на возобновляемых источниках энергии. В 1990-е гг., как и в последующее десятилетие стоимость генерации ветровых и солнечных электростанций многократно превышала цены на электроэнергию традиционной энергетики. Поэтому в ряде стран была сформирована совокупность механизмов, распределяющая издержки по развитию ВИЭ на всех потребителей электроэнергии, что обеспечило поддержание темпов прироста возобновляемых источников выше 20%/год на протяжении более четверти века. В результате несмотря на появление проблем нового качества, вызванных развитием ВИЭ [1], происходило и происходит неуклонное снижение стоимости производимой ими электроэнергии.

Электроэнергия, получаемая на основе солнечных панелей, только в период 2010-15 гг. подешевела на 58% [2]. Согласно [2] в 2017–2025 гг. ожидается дальнейшее снижение стоимости солнечной энергии на 57%, а согласно [3] – на 66% к 2040 г. В ряде стран (например в ОАЭ, Чили, Мексике) появились частные компании, предлагающие без государственных дотаций на коммерческой основе заключение контрактов на поставку электроэнергии СЭС по ценам более низким по сравнению с традиционной энергетикой – менее 30 долларов США за МВт·ч. Стоимость электроэнергии наиболее удачно расположенных ветровых электростанций (ВЭС) США не превышает 20 долл. за МВт·ч [4]. При этом прогнозируется, что в перспективе стоимость электроэнергии, расположенных на суше ВЭС, снизится на 47% к 2040 году [3].

По мере снижения издержек интеграции единичных ветровых и солнечных установок в энергосистему происходит сокращение разни-

² Работа подготовлена по результатам исследования, поддержанного Российским фондом фундаментальных исследований (проект № 17-06-00304).

цы между стоимостью генерации крупными ветровыми и солнечными парками и индивидуальными источниками. В итоге солнечная и ветровая энергетика не только крупных ветровых и солнечных электростанций, но и отдельных установок, перестав быть «забавой для богатых», начинает без дополнительного стимулирования все более успешно конкурировать с традиционной энергетикой. Поддержка ВИЭ преследовала задачу запуска возобновляемых источников, которые по мере своего развития в результате снижения стоимости уже в ряде регионов перестали бы требовать внешних финансовых источников, и потому является локализованным во времени воздействием на процесс смены вектора развития отрасли. В итоге цель достигнута: миновав эффект «старта с низкой базы», доля ВИЭ среди новых построенных мощностей превысила 60% в Европе в 2002 г., в США после 2008 г. и устойчиво возрастает во всем мире.

Сегодня точки, где генерация ВИЭ имеет меньшую стоимость по сравнению с традиционной энергетикой, узко локализованы и определяются наиболее благоприятными климатическими условиями. Но при прогнозируемых темпах изменения стоимости генерации будет происходить расширение этих территорий и цены на электроэнергию ВИЭ в 20–30 долл. за МВт·ч (2–3 цента за кВт·ч) станет достаточно распространенным явлением. Как было отмечено в 2016 г. на Международном экономическом форуме несубсидируемая энергия ВИЭ стала дешевле энергии, получаемой на основе ископаемых видов топлив, в 30 странах, а к 2025 г. такая ситуация будет характерна для большинства стран мира. К 2021 г. стоимость энергии возобновляемых источников будет ниже угольной генерации в Китае, Индии, Мексике, Великобритании и Бразилии [3]. Таким образом, проводимая политика поддержки ВИЭ заложила фундамент для их дальнейшего развития, которое теперь уже происходит в целом ряде стран без дотационной поддержки.

Особенностью роста ВИЭ является влияние на развитие всех звеньев неразрывной технологической цепочки «производство-потребление энергетических ресурсов». Режимы работы ветровой и солнечной энергетик отличаются от тепловых электростанций и задаются погодными факторами, а не потребностями потребителя. Но вне зависимости от состава генерирующих мощностей, электроснабжение с точностью до потерь подразумевает эквивалентность объема производства и потребления электроэнергии.

Ранее в мире, как и сегодня в энергетике и России и Беларуси в условиях незначительного объема генерации ВИЭ, при анализе развития экономики определялись ее потребности в энергии, а вся совокупность энергоснабжающих предприятий рассматривалась как система.

И целью системы энергоснабжения являлась минимизация издержек для заданной экономикой производственной программы энергетики [5].

Генерация нерегулируемых ВИЭ потребовала качественных изменений: согласование производства и потребления стало происходить не по традиционным, нарабатываемым на протяжении всего периода становления энергетики алгоритмам, основанным на изменении объема производства электроэнергии под заданную нагрузку, а за счет настраивания графика потребления под определяемый природными условиями, экзогенный для потребителя профиль генерации. Если ранее нагрузка потребителя определяла профиль генерации, то интеграция в технологический процесс «производство- потребление» нерегулируемых ВИЭ актуализировало совершенно иную задачу: обеспечить надежное энергообеспечение в условиях выполнения стохастически изменяющийся во времени производственной программы, задаваемой генераторами.

Поэтому рост ВИЭ обусловил не только изменение функционирования производственных систем энергетики в области генерации электроэнергии, но и трансформацию всей неразрывной технологической цепочки «производство-потребление энергетических ресурсов». В результате в последние десятилетия вектор развития потребителей электроэнергии был сфокусирован на согласовании графика нагрузки с экзогенно заданным, изменяющемся во времени потоком мощности ВИЭ. Это проявилось в опережающем развитии систем аккумулирования; развитии технологий управления спросом; опережающего развития генераторов электроэнергии, интегрированных в структуру электротехнических комплексов и систем потребителей электроэнергии; изменений принципов построения систем защиты и автоматики и т.д. Задачу согласования и управления всех этих процессов на различных участках технологической цепочки «производство-потребление» выполняет комплекс технологий, объединенных под названием интеллектуальные сети (smart grid).

Развитие ВИЭ в первую очередь происходило в развитых странах, обладающих не только высоким уровнем технологического развития, но и экономическим потенциалом, позволяющем поддерживать весьма затратный процесс массового внедрениякратно более дорогих генераторов электроэнергии. В [6] показано, что требующий наибольшего объема дотационного финансирования первоначальный этап стартапа развития как ветровой, так и в особенности более капиталоемкой солнечной энергетики, был оплачен европейскими потребителями электроэнергии. Например, по такому показателю как мощность солнечной энергетики на 1000 жителей в 2012 г. Германия превосходила США более чем в 20 раз (301,47 кВт и 13,973 кВт). Если в 2003 г.

ЕЕГ-налог (акциз на весь объем электроэнергии, направляемый на развитие альтернативной энергетики) в Германии составлял 0,4 цента за кВт·ч, то в 2013 году он вырос до 5,28 центов за кВт·ч, в 2016 г. – до 6,35, в 2017 г. превысил 7 центов за кВт·ч [7]. Сдержанное отношение к развитию ВИЭ в США по сравнению с европейскими странами на протяжении времени в течении которого произошло кратное снижение стоимости генерации возобновляемых источников до значений сопоставимых, а то и более низких относительно традиционной энергетики имело и имеет существенное значение для обеспечения конкурентоспособности американской экономики, где в отличие от цен на электроэнергию в Европе, стоимость кВт·ч для промышленных потребителей в приведенных ценах поддерживается неизменной на уровне 7-8 центов с 1960-х гг. прошлого века. Однако из запаздывающего по отношению к европейским странам начала развития ВИЭ в США во все не следует перспектива их отставания в последующий период. Например, в Калифорнии поставлена задача обеспечить половину электропотребления на основе возобновляемой энергетики к 2026 г., а в 2045 г. полностью перейти на возобновляемые источники. Можно обсуждать целесообразность достижения этих целей, а также обоснованность указанных сроков, но невозможно отрицать, что доля ВИЭ в выработке электроэнергии Калифорнии в 2017 г. превысила 27%. То есть, Калифорния опередила большинство европейских стран по этому показателю. Задача полного перехода на ВИЭ к 2035 г. поставлена в Массачусетсе, а к 2045 г. на Гавайях.

Аналогичная ситуация характерна и для китайской экономики, где значимый прирост мощности ВИЭ происходит в последнее десятилетие: сохранение цен на электроэнергию для промышленных потребителей и прагматичный подход к развитию ВИЭ до достижения конкурентоспособной по сравнению с традиционной энергетикой стоимости производимой ими электроэнергии.

Поэтому следует сделать вывод, столь необходимый для обеспечения устойчивости экономики Республики Беларусь: защита промышленного производства от негативного влияния на экономическое развитие в результате роста цен на электроэнергию и выжидательная тактика до тех пор, пока технологии возобновляемой генерации не выйдут на режим близкий к самоокупаемости в данном географическом регионе, не является препятствием ни для выхода на лидирующие позиции, ни для постановки и достижения достаточно амбициозных целей по развитию ВИЭ. А попытки догнать технологическое направление, где реализованные проекты на основе технических решений всего пятилетней давности становятся устаревшими, и издержки

производства электроэнергии на их основе превышают аналогичные показатели текущих решений на десятки процентов – является тупиковым вариантом, даже при условии частично безвозвездного получения такого оборудования. Подтверждением данному утверждению является динамика КИУМ Куликовской ВЭС в Калининградской области, число часов использования установленной мощности которой на протяжении многих лет не превышает 400 часов в год.

Доля Республики Беларусь в мировом потреблении электроэнергии более чем в 2 раза превышает ее долю в мировом ВВП. Еще большее отличие характерно для показателей

потребления топливно-энергетических ресурсов в РБ на цели теплоснабжения, где в силу климатических особенностей потребление топлива более чем в два раза выше по сравнению с их расходом на производство электроэнергии. Отсюда следует, что проблемы тепло и электроснабжения должны рассматриваться комплексно, а степень влияния стоимости энергоснабжения на экономическое развитие имеет кратно большее значение по сравнению с другими странами.

Цель статьи – сформулировать направление корректировки действующей концепции развития энергоснабжения РБ для повышения эффективности функционирования сформировавшейся энергосистемы как основы устойчивого энергоснабжения. Покажем, что задачей является не создание нескольких пока еще требующих дотаций на основе искусственных финансовых механизмов ветровых или солнечных парков, а трансформация вектора развития электротехнических комплексов и систем потребителей с целью минимизации издержек по приему зависящей от погодных условий переменной генерации возобновляемых источников к тому моменту времени, когда генерация ВИЭ хотя бы на части территории страны не будет предполагать дотаций и, соответственно, оказывать давления на стоимость энергоснабжения всех потребителей.

Вначале акцентируем внимание на ряд особенностей развития энергетики РБ последних десятилетий.

Первое. Прогнозные показатели спроса на электроэнергию (41 млрд кВт·ч к 2020 г.) существенно опередили фактические показатели (33,6 млрд кВт·ч в 2017 г.). Если потребление электроэнергии в первом десятилетии 21 века имело положительную динамику, то анализ долгосрочной тенденции приводит к более сдержанным выводам. Объем потребления электроэнергии практически не изменился по сравнению с 1990 г. Следует отметить, что в конце 1980-х гг. параметры в части надёжности энергоснабжения обеспечивали необходимый уровень резервирования и были рассчитаны для всех электро-

станций с учетом аварийного, частотного, эксплуатационного и прочих типов резервов, предусмотренных для обеспечения надежности энергоснабжения в СССР, включая «бронированных» потребителей электроэнергии [8]. Так как доля «бронированных» потребителей в РБ по сравнению с 1980-ми гг. не увеличилась, то отсутствуют предпосылки для обоснования увеличения по сравнению с СССР доли резервных мощностей.

Соответственно произошло снижение КИУМ энергетических мощностей, которое в первую очередь затронуло режимы работы тепловых станций. В работе [9] обосновано, что годовой эффект повышения эффективности использования мощностей путем выравнивания графика нагрузки составляет 71 млн долл. США в год, из которых только 45 млн долл. может быть отнесено на инвестиционную составляющую. Затраты, которые не являются инвестиционной составляющей, обусловлены большим удельным расходом топлива в отличных от номинальных режимах с частичной загрузкой; запусками и остановами не только нового, но и ранее эксплуатируемого оборудования, что в свою очередь негативно влияет на ресурс и аварийность энергоблоков; вызывает рост объема ремонтных работ, увеличение доли постоянных затрат на обслуживание электростанций и т.д. Эти сопоставимые с инвестиционной составляющей затраты являются прямыми потерями. То есть мы имеем дело с мультипликативным эффектом снижения эффективности энергетики, когда на каждый рубль, вложенный в опережающий потребление рост энергетических мощностей, требуется оплатить примерно такой же объем дополнительных, не поддающихся монетизации прямых потерь, обусловленных технологическими особенностями отрасли. Величина этих издержек не может быть определена в полной мере, и как утверждают авторы [9], не исключено наличие еще не обчисленных составляющих. Еще в меньшей степени поддается учету их явно неположительное влияние на динамику электропотребления.

Второе. Происходит увеличение неравномерности графика нагрузки в результате:

- роста доли коммунально-бытовой нагрузки и снижения потребления промышленными предприятиями;

- дальнейшей концентрации производства электроэнергии на крупных электростанциях при незначительном развитии распределенной энергетики. С целью снижения издержек энергоснабжения хозяйствующие субъекты устанавливают собственную генерацию, которая в рамках действующей концепции энергоснабжения крайне невыгодных для новых генераторов условиях работы с сетью, преимущественно предна-

значена для работы на выделенную нагрузку. В этой связи следует обратить внимание на различие двух задач: обеспечение общесистемной эффективности и повышения эффективности использования средств, вложенных в новые источники электроэнергии. При одинаковых капитальных затратах на создание нового объекта генерации решение первой задачи обеспечивает получение общесистемного эффекта, выраженного в снижении издержек на всех участках технологической цепочки «производство-потребление энергетических ресурсов», что принципиально отличается от другой задачи – достижения наибольшей эффективности средств, вложенных в новые генерирующие мощности средств. В настоящее время развитие генерации у потребителя происходит в рамках решения второй задачи в соответствии с которой обеспечивается ее максимальная загрузка. Поэтому сформировалась устойчивая тенденция выделения из электротехнических комплексов и систем потребителей части электроприемников, имеющих непрерывный базовый режим потребления, с дальнейшим их электроснабжением в автономном режиме. Результатом является преимущественный уход из энергосистемы нагрузки, обеспечивающей непрерывный профиль спроса на электроэнергию, что ведет к росту неравномерности. Таким образом, в результате автономизации электроснабжения токоприемников, имеющих непрерывный характер потребления, наблюдается рост доли переменной нагрузки в работе энергосистемы.

Третье. В основном построенные мощности тепловых электростанций – это энергоблоки на основе газотурбинных установок (ГТУ). Термодинамической особенностью ГТУ как в простом, так и в бинарном цикле в составе парогазовых установок (ПГУ) является изменение выдаваемой мощности в зависимости от температуры наружного воздуха. В дневные часы повышенной нагрузки, по мере повышения температуры наружного воздуха, располагаемая мощность ГТУ (ПГУ) снижается. Обратная картина – снижение температуры наружного воздуха ночью, в период снижения спроса на генерацию приводит к возрастанию располагаемой мощности. Поэтому располагаемая мощность ГТУ (ПГУ) изменяется в противофазе с суточным графиком электрической нагрузки: днем, когда спрос на генерацию возрастает, она снижается, а ночью, при уменьшении спроса на генерацию, наоборот, возрастает.

Поэтому происходит объективное увеличение времени работы энергосистемы не в номинальных режимах с наименьшим удельным расходом топлива на выработку электроэнергии, а в соответствии со все более неравномерным графиком нагрузки. В этой связи следует вспомнить предостережение академика Мелентьева Л.А. о том, что в проектах иногда формируется так называемый парадный удельный

расход топлива, то есть расход, достигаемый кратковременно при наиболее экономичной и ровной нагрузке; среднегодовые эксплуатационные нормальные удельные расходы, естественно, выше [10].

Приведем несколько цифр, характеризующих работу Московской энергосистемы, подтверждающих его справедливость. За последнее десятилетие в Московской энергосистеме было введено в эксплуатацию более 2,8 ГВт самых современных и экономичных парогазовых установок, обеспечивающих около 30% суммарного объема выработки электроэнергии. Рост экономической эффективности московской энергосистемы характеризует динамика удельного расхода топлива на выработку электроэнергии: 252,4 г у.т./кВт·ч в 2008 г.; 241,3 г у.т./кВт·ч в 2014 г., 232,6 г у.т./кВт·ч в 2015 г., 232,3 г у.т./кВт·ч в 2016 г., 226,3 г у.т./кВт·ч в 2017 г. [11]. Налицо безусловное повышение эффективности выработки электроэнергии. Но анализ длинных временных рядов является основанием для более сдержанной оценки: достигнутые значения только приближаются к показателю удельного расхода топлива на выработку электроэнергии в Мосэнерго 1970-х гг. (~225 г у.т./кВт·ч) [12]. То есть по сравнению с внедрением значительно более капиталоемких современных решений в области повышения параметров генерирующих мощностей относительно турбин Т-250\300-240 (мощность 250 МВт, давлением острого пара 240 кг/см², производство Уральского турбомоторного завода) значимость системного подхода к оптимизации неразрывной технологической цепочки «производство-потребление энергетических ресурсов» в части повышения системной эффективности по меньшей мере не ниже.

Четвертое. Несмотря на рост мощности тепловых электростанций практически не задействован потенциал снижения потребления топлива в результате перехода от отдельной схемы выработки тепла и электроэнергии к комбинированной, что противоречит мировым тенденциям, где происходит снижение единичной мощности когенерационных установок. Если по состоянию технологического развития 1980-х гг. отечественной энергетической школой была обоснована экономическая целесообразность перехода к комбинированной выработке тепловой и электрической энергии при наличии теплового потребления не менее 400 Гкал/час (~460 МВт (т)), то мировая практика 2010-х гг. указывает на наибольшее количество установленных газовых когенераторов мощностью в несколько десятков киловатт, а в ближайшие десятилетия прогнозируется смещение до единиц киловатт границы тепловой нагрузки, при которой когенерация имеет преимущества по сравнению с отдельной выработкой тепла и электроэнергии. Использование потенциала снижения потребления топлива за счет комбинированной

схемы характерно для всех стран, где в силу климатических особенностей целесообразно развитие когенерации. Фактически рост ВИЭ на Западе стал происходить по мере срабатывания наименее капиталоемкого потенциала сокращения потребления топлива в результате снижения его удельного расхода на выработку электроэнергии за счет перехода к комбинированной схеме выработки тепла и электроэнергии.

Таким образом, следует выделить два направления развития энергетики: продолжение совершенствования технологий в области производства электроэнергии в соответствии с действующей концепцией развития энергоснабжения и возвращение к подходу, характерному для отечественной энергетической школы – достижение общесистемной эффективности путем развития всех звеньев единого технологического процесса «производство-потребление энергетических ресурсов». А так как в последнее время основное внимание уделялось области генерации, то следует сконцентрировать усилия на совершенствовании технологических процессов в области потребления: к переходу от удовлетворения спроса на электроэнергию к его формированию путем изменения графика нагрузки за счет корректировки технологических процессов у потребителя и развитию собственной генерации у потребителя с использованием его технологических возможностей обеспечения выработки электроэнергии.

Разработка и внедрение механизмов управления спросом в отечественной энергетике началась за несколько десятилетий до бурного развития demand response на Западе. Например, при проектировании предприятий черной металлургии еще в начале 1970-х гг., отделом Вычислительной техники и автоматизации проектирования Сибгипромеза, а впоследствии отделом САПР-Чермет Гипромеза предусматривалась реализация решений, обеспечивающих разгрузку действующего электроемкого оборудования на один-два часа в сутки, разработка и установка нового оборудования, позволяющего увеличивать период снижения электропотребления без ущерба для основного технологического процесса. Был разработан механизм интеграции производственных отношений потребителей и энергосистемы, позволяющий при неизменной (или даже увеличивающейся) установленной мощности электроприемников целенаправленно снижать электропотребление в период прохождения максимума нагрузки (при этом суммарная мощность совокупности электроприемников могла увеличиваться). В итоге время использования заявленной мощности ряда крупных предприятий отрасли превышало 8760 час/год. И они выполняли функцию потребителей-регуляторов задолго до развития современных возможностей цифровых технологий. В результате корректи-

ровки технологических процессов, реализующих возможности потребителя в регулировании графика потребления с целью минимизации издержек генерации ряд металлургических предприятий принимали на себя функции регуляторов электропотребления и обеспечивали время использования заявленной мощности до 12 400 час/год [13].

Сегодня технологической основой интеграции потребителей и производителей электроэнергии являются интеллектуальные сети. За счет потребителя, но не в ущерб ему, в результате оптимизации его технологических процессов можно достичь более значимых результатов в задаче выравнивания графика потребления, чем это было сделано в условиях плановой экономики. В будущем расширятся возможности формирования требуемого графика потребления в связи с развитием автоматизации, роботизации, дистанционных методов управления и интернета вещей. Но чтобы на их основе можно было обеспечить снижение издержек энергоснабжения требуется трансформация подхода к решению проблемы регулирования графика спроса и переход на новый качественный уровень управления производством и потреблением электроэнергии путем создания микросетей по оптимизации потребления, а в последствии и производства энергетических ресурсов непосредственно у потребителя. В отличие от сложившейся в настоящее время практики первоочередного внедрения smart технологий на высоковольтных линиях электропередач и отнесения решения проблем локальных распределительных сетей на второстепенный план, в первую очередь задача повышения эффективности энергоснабжения должна начать решаться на участках единой технологической цепочки «производство-потребление энергетических ресурсов» с наибольшими потерями – в приближенных к конечному потребителю распределительных сетях. Так и происходило во всех странах: smart сети первоначально получили развитие основе развития smart технологий в локальных распределительных сетях. Последующее интегрирование микросетей в интеллектуальные системообразующие сети является путем перехода российской энергетики к smart grid.

В силу климатических условий РБ при формировании нового направления оптимизации энергоснабжения на уровне микросетей необходимо создать условия для скоординированного развития электро и теплоснабжения, а это в первую очередь использование сформировавшегося теплового потребления для когенерации – комбинированной выработки тепла и электроэнергии.

Система централизованного теплоснабжения на основе котельных будучи сформирована на протяжении десятилетий в силу технологических трудностей дальней транспортировки тепла в наибольшей степени

соответствует территориальному распределению потребителей энергоресурсов. Доказано, что длительно существующие технические системы в результате постоянно происходящей эволюции приобретают универсальный набор свойств и становятся техноценозами. Техноценоз – это ограниченное в пространстве выделенное единство, характеризующееся слабыми связями и слабыми взаимодействиями элементов – изделий, образующих систему [14]. На примере Краснодарского края показано, что распределение теплоснабжающих организаций по ежегодному объему производимой тепловой энергии с коэффициентом достоверной аппроксимации 0,977 описывается характерным для ценозов Н-распределением: $A(x) = A_1/x^\beta$, где β – характеристический показатель, определяющий степень крутизны кривой; $A(1)=A_1$ – константа, в качестве которой принимается значение параметра самого крупного объекта [15]. Распределение потребителей электроэнергии также подчинено Н-распределению. Мини-потребители, питающиеся на низком напряжении, составляют 90% всех потребителей; мелкие потребители, имеющие трансформаторные (один трансформатор или несколько) подстанции с высшим напряжением 10(6) кВ, составляют около 9%; средние потребители, имеющие распределительные подстанции и развитое электрохозяйство со своей электрослужбой – 0,9%; доля крупных потребителей, имеющих главную понизительную подстанцию (подстанции) с высшим напряжением 35–330 кВ и специализированные цеха (подразделения в составе электрослужб), не превышает 0,1% [16]. Кроме общего вида распределения тепловой и электрической энергии, распределение заявок на технологическое присоединение к электрическим сетям также соответствует Н-распределению.

Большинство потребителей тепла одновременно является и потребителями электроэнергии. Размещение на котельных когенерационных установок приведет к минимизации затрат на передачу электроэнергии. Поэтому сеть теплоснабжающих предприятий представляет собой матрицу для формирования ценологически оптимального распределения мощностей электроэнергетики, обеспечивающего эффективное и безопасное энергоснабжение в широком диапазоне внешних воздействий.

Горячее водоснабжение (ГВС) обеспечивает круглогодичное потребление тепла в отличие от теплоснабжения. В условиях городской застройки с централизованным теплоснабжением и ГВС круглогодичная нагрузка горячего водоснабжения составляет 12-15% от расчетной тепловой нагрузки в самую холодную пятидневку года. В этом объеме является целесообразной надстройка городских котельных когенерационными установками для круглогодичного полезного использования попутного тепла.

Построение энергоснабжения на основе сформировавшегося теплового потребления является адаптированной к условиям РБ основой для будущего гармоничного развития энергосистемы, где производство электроэнергии будет производится на энергоблоках, имеющих мощность, различающуюся более чем на пять порядков, а наиболее маневренные генераторы будут расположены в непосредственной близости от потребителя, обеспечивая качественно новый уровень надежности электроснабжения. Так как в РБ отсутствуют предпосылки для суммарного роста потребления тепла, необходимо рационально распорядиться резервом наименее капиталоемкого повышения коэффициента использования тепла топлива – полезного использования теплового потребления при производстве электроэнергии.

Климат РБ в первом приближении сопоставим с показателями европейской, наиболее густонаселенной части Российской Федерации. Поэтому приведем сравнительное сопоставление эффективности развития когенерации и ВИЭ на примере Российской Федерации, где объем экономии топлива в результате замены отдельной выработки электроэнергии в конденсационном режиме на тепловых электростанциях и тепла на котельных на когенерацию оценивается в 50 млн т у.т. в год [17]. Приняв более сдержанное значение в 20 млн т у.т. в год в качестве первоначального этапа, проведем оценку объема ввода ветровых или солнечных электростанций для эквивалентного снижения потребления топлива. При среднем расходе условного топлива на выработку электроэнергии на тепловых электростанциях 330 г у.т./кВт·ч, это эквивалентно замещению на ВИЭ производства электроэнергии в объеме 60 млрд кВт·ч, что составляет порядка 6% от всей вырабатываемой в России электроэнергии. При условии более чем оптимистичного во всяком случае в части солнечной энергетики предположения, что эффективность использования установленной мощности ВИЭ в России достигнет среднемировых значений, для этого потребуются ввод в эксплуатацию порядка 50 ГВт СЭС или более 30 ГВт ВЭС и привлечения не менее 3 трлн рублей РФ. Для производства такого же объема электроэнергии в режиме комбинированной выработки тепла и электроэнергии при КИУМ распределенной когенерации на уровне текущих значений тепловой энергетики потребуется менее 15 ГВт надстроек электрогенерирующими установками существующих котельных или менее 1 трлн рублей. При условии повышения КИУМ распределенной когенерации до уровня отечественной тепловой энергетики 1980-х годов, что определяется в отличие от ВИЭ не технологическими возможностями генераторов, а формированием более равномерной кривой спроса, приведенные значения корректируются в

сторону уменьшения до 12,5 ГВт и 0,83 трлн рублей. При этом снижение потребления топлива будет составлять порядка 50% по сравнению с генерацией на основе ВИЭ, так как удельный расход топлива на выработку электроэнергии при полезном использовании попутного тепла не превышает 165 г у.т./кВтч [18].

Различие полученных оценок показывает, что в условиях не в полной степени реализованного резерва снижения потребления топлива за счет перехода от отдельной выработки тепла и электроэнергии к распределенной когенерации, путь догоняющего развития возобновляемой энергетики едва ли применим как к российской, так и белорусской энергетике.

Укажем дополнительные, не реализуемые в настоящее время синергические эффекты повышения общесистемной эффективности энергетики на основе развития распределенной когенерации.

Первое – это снижение потребности в пиковой генерации электроэнергии в результате обеспечения возможности работы когенерационных установок по графику электрических нагрузок, а не по тепловому потреблению. Организационно-техническим механизмом является установка баков-накопителей тепла на мини ТЭЦ, стоимость которых более чем на порядок ниже по сравнению с системами аккумулирования электроэнергии. В результате мини ТЭЦ получают новое функциональное свойство по регулированию графика работы энергосистемы. Произведенное и не востребованное в период производства электроэнергии тепло будет аккумулироваться в баках-накопителях и расходоваться по графику тепловой нагрузки. Поэтому в отличие от западных smart grid интеллектуальные сети РБ должны включать в себя оптимизацию выработки и потребления не только электроэнергии, но и всех типов ресурсов и в первую очередь тепла, что может быть реализовано при рассмотрении теплового потребления и систем аккумулирования тепловой и электрической энергии как равновесных составных частей структуры электротехнических комплексов потребителей.

Второе, но менее важное в условиях РБ, когда длины распределительных электрических сетей на напряжении 6/10 кВ зачастую превышают оптимальные проектные значения (не выше 10-12 км) – использование ценологического распределения генерирующих мощностей как основы снижения потерь на передачу электроэнергии в результате приближения источника к потребителю и формирования динамической системы компенсации реактивной мощности. Механизмом гибкого обеспечения баланса реактивной мощности в распределительных сетях является создание распределенной генерации на основе синхронных генераторов с возможностью управления токами возбуждения. Вопрос компенсации реактивной мощности на основе

автоматического регулирования возбуждения синхронных двигателей теоретически обоснован и практически используется в приложении к оптимизации электроснабжения промышленных потребителей. Но регулирование токов возбуждения синхронных генераторов в распределительных сетях населенных пунктов является актуальной задачей. Распределенная энергетика (которая в настоящее время в большинстве случаев приводит к дальнейшему разбалансированию сетей за счет сокращения потребления электроэнергии из сети) получит новое функциональное свойство – компенсацию реактивной мощности в распределительных сетях и обеспечение снижения сетевых потерь.

При формировании распределенной когенерации целесообразен переход к новой схеме надстроек котельных: по одной электрогенерирующей установке на котельную с организацией параллельно работающих пространственно разделенных энергоблоков в пределах зоны действия понизительной подстанции, что позволит значительно снизить удельные капитальные затраты при реализации проектов по распределенной энергетике и обеспечит больший эффект компенсации реактивной мощности в распределительных сетях по сравнению с установкой нескольких генераторов в одной точке.

В итоге на основе взаимодействия объектов распределенной генерации и энергосистемы можно обеспечить повышение надежности энергоснабжения, снижение сетевых потерь, работу каждого генератора в оптимальном режиме с минимальными удельными расходами топлива на производство электроэнергии, возможность работы мини ТЭЦ по графику выработки электроэнергии.

Переход к построению производственных отношений в энергетике, обеспечивающих оплату распределенной когенерации с учетом покрытия ею пиковой нагрузки исходя из издержек пиковых генераторов, а также получение компенсации за снижение потерь качественно изменит показатели ее рентабельности. Есть все основания для утверждения, что достаточно логичным, отвечающим как рыночной парадигме, так и задаче роста общесистемной эффективности энергоснабжения является введение мер по поддержке развития когенерации, отнесенных к единице сэкономленного топлива в год. То есть для снижения стоимости энергоснабжения следует создать равноконкурентные условия для развития распределенной генерации на основе использования сформовавшегося теплового потребления, ВИЭ и крупных тепловых электростанций. При этом обеспечить монетизацию и отнесение изменения издержек энергоснабжения на стоимость электроэнергии адресно, для каждого источника, учитывая как усложнение режимов работы энергосистемы в связи с зависимостью генерации ВИЭ от природных условий, повышение спро-

са на пиковые источники энергии вследствие работы в базовом режиме ПГУ, а в будущем и атомных электростанций, так и вклад в повышение общесистемной эффективности распределенной когенерации.

В такой постановке предложенная трансформация вектора развития энергетики в направлении совершенствования технологических процессов потребителя в краткосрочной перспективе полностью соответствует задаче снижения стоимости энергоснабжения за счет повышения эффективности использования существующих генерирующих мощностей, а в будущем, по мере снижения стоимости генерации ВИЭ, к их интеграции в технологическую цепочку «производство-потребление энергетических ресурсов» с минимальными издержками без удорожания стоимости электроэнергии. Есть все основания утверждать, что она жизненно необходима и единственно возможна. Без ее реализации и продолжения движения в рамках действующей концепции энергоснабжения возникнет необходимость реализовывать альтернативные решения по согласованию графика спроса и генерации электроэнергии. И это произойдет намного раньше достижения доли ВИЭ в 6%, для которых выше приведены оценки, тем более в условиях ввода в эксплуатацию новой атомной генерации. Помимо перевода энергоблоков, предназначенных к несению базовой нагрузки, в режим покрытия пикового спроса наиболее вероятным и соответствующим мировой практике сценарием будет строительство гидроаккумулирующих станций, которые обеспечивают общесистемную эффективность не более 74% (с учетом потерь в гидравлической части и потерь электроэнергии при передаче электроэнергии к ГАЭС и трансформации напряжения) использования в периоды пикового спроса электроэнергии, выработанной в часы спада нагрузки. Строительствократно более капиталоемких по сравнению с распределенной когенерацией (особенно в равнинных условиях РФ) гидроаккумулирующих электростанций приведет не только к дополнительному росту стоимости электроэнергии, но и в конечном итоге к существенному нивелированию эффекта по сокращению потребления топлива, который будет получен в результате работы ВИЭ.

Литература

1. Нижегородцев Р.М., Ратнер С.В. Тенденции развития промышленно освоенных технологий возобновляемой энергетики: проблема ресурсных ограничений // Теплоэнергетика. 2016, № 3, с.43-53.
2. International Renewable Energy Agency, 2016, IRENA 2016; The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025, ISBN 978-92-95111-97-4.
3. Bloomberg New Energy Outlook 2017 // URL: [https://bloom.-bg/2tpkHZi](https://bloom.bg/2tpkHZi) (дата обращения: 18.10.2018)

4. Utilities increasingly adding low cost wind power to rate base, leaving inefficient coal plants at risk // URL: https://www.moody.com/research/Moodys-Utilities-increasingly-adding-low-cost-wind-power-to-rate-PR_363547 (дата обращения: 18.10.2018)

5. Чернавский С.Я. Реформы регулируемых отраслей российской энергетики. – Дисс. д.э.н. М., ЦЭМИ РАН, 2013.

6. Некрасов С.А. Цырук С.А. Трансформация требований к развитию энергоснабжения в результате развития возобновляемых источников энергии // Промышленная энергетика. 2018, № 4, с. 37–42.

7. Strom-Prognose: EEG-Umlage steigt 2017 auf über sieben Cent pro Kilowattstunde // URL: <http://www.solarbranche.de/news/nachrichten/artikel-31723-strom-prognose-eeq-umlage-steigt-2017-auf-ueber-sieben-cent-pro-kilowattstunde> (дата обращения: 18.10.2018).

8. Лапицкий В.И. Организация и планирование энергетики. 2-е изд. М., «Высш. Школа», 1975. 488 с.

9. Гуртовцев А., Забелло Е. Электрическая нагрузка энергосистемы. Выравнивание графика // Новости электротехники. 2008, №5, № 6.

10. Мелентьев Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики / М.: «Высшая школа», 1982. 319 с.

11. Годовые отчеты ПАО «Мосэнерго» за 2015 г., 102 с.; 2016 г., 53 с. // <http://www.mosenergo.ru/investors/reports/yearly-reports/>, за 2017 г., 65 с. / <http://www.mosenergo.ru/d/textpage/d4/212/godovoj-otchet-mosehnergo-2017.pdf> (дата обращения: 18.10.2018)

12. Схема теплоснабжения города Москвы на период до 2020 г. с выделением двух этапов 2010 и 2015 гг. / М., ОАО «Газпром Промгаз», 2010.

13. Авдеев В.А., Кудрин Б.И., Якимов А. Е. Информационный банк «Черметэлектро». – М.: Электрика, 1995. – 400 с. // URL: <http://www.kudrinbi.ru/public/10000/index.htm> (дата обращения: 18.10.2018)

14. Техноценозы в электротехнических системах и комплексах. Сизганова Е.Ю., Чупак Т.М., Южанников А.Ю. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2012.- 272 с.

15. Грачёв И. Д., Некрасов С. А. Некоторые аспекты энергоснабжения малых населенных пунктов // Теплоэнергетика. 2010, № 4, с. 45-48.

16. Кудрин Б.И. Введение в технетику. – Томск; Изд-во Том. гос. ун-та, 1993, 552 с.

17. Концепция развития электроэнергетической и теплоснабжающей инфраструктуры в Российской Федерации на основе когенерации и распределенной энергетики // URL: <http://www.myshared.ru/slide/279094/> (дата обращения: 18.10.2018)

18. Салихов А.А. Пути повышения технико-экономических показателей действующих ТЭС. Минск: Ковчег, 2009, 511 с.