DOI: 10.18721/JEST.240201
УДК 620.9

М.П. Федоров, М.В. Кривошеев

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,
Санкт-Петербург, Россия

БЕЗУГЛЕРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА КАК ВОЗМОЖНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ РЕГИОНА САНКТ-ПЕТЕРБУРГ – ЛЕНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ

Выполнить обязательства стран-участниц конференции ООН по изменению климата предполагается за счет развития источников энергии, не использующих приводящие к накоплению в атмосфере парниковых газов углеводороды. В статье рассматривается возможность минимизации ко второй половине XXI века выбросов парниковых газов в регионе С-Петербург – Ленинградская область при уровне производства электро- и тепловой энергии в количестве, достаточном для жизнеобеспечения региона. Используются результаты оценок потребности региона в электрической и тепловой энергии на перспективу и рассматриваются гипотетические сценарии развития энергетики региона с учётом необходимости покрытия годовой и суточной нагрузок. Показано, что при расширении модернизируемой в настоящее время ЛАЭС до 6–7 блоков и использовании для электро- и теплоснабжения её энергии, а также потенциала возобновляемых источников энергии региона и местных углеводородов возможно сократить в 4–5 раз потребление углеводородов и, соответственно, снизить выбросы парниковых газов. Определен круг задач, решение которых должно способствовать реализации предлагаемой концепции.

Ключевые слова: безуглеродная энергетика, Санкт-Петербург, Ленинградская область, углеводородное топливо, графики потребления, возобновляемые источники энергии, атомная электростанция.

Ссылка при цитировании:
М.П. Федоров, М.В. Кривошеев. Безуглеродная энергетика как возможное направление развития энергетики региона Санкт-Петербург – Ленинградская область // Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. 2018. Т. 24. № 2. С. 10–21. DOI: 10.18721/JEST.240201.

M.P. Fedorov, M.V. Krivosheev

Peter the Great St. Petersburg polytechnic university, St. Petersburg, Russia

NON-CARBON ENERGY AS A POSSIBLE DIRECTION OF DEVELOPING THE ENERGY SECTOR OF ST. PETERSBURG AND THE LENINGRAD REGION

Fulfilling the obligations of the countries participating in the UN Climate Change Conference is expected to be achieved through developing energy sources that do not use hydrocarbons resulting in the accumulation of greenhouse gases. The article considers the

possibility of minimizing the emission of greenhouse gases in St. Petersburg and the Leningrad region by the second half of the 21st century, while maintaining the production of electricity and heat at a level sufficient to sustain the region. The article uses the results of assessments of the region's need for electrical and thermal energy for the future and considers hypothetical scenarios for the development of the region's energy sector, taking into account the need to cover annual and daily loads. It is shown that with the expansion of the currently modernized LNPP to 6-7 units, using its energy for electricity and heat, as well as the potential of renewable energy sources in the region and local hydrocarbons, it is possible to reduce hydrocarbon consumption by 4-5 times and, accordingly, reduce greenhouse gas emissions. We have identified the tasks that should be solved in order to implement the proposed concept.

Keywords: carbonless energy, St. Petersburg, Leningrad region, hydrocarbon fuel, consumption schedules, renewable energy sources, nuclear power plant.

Citation:
M.P. Fedorov, M.V. Krivosheev, Non-carbon energy as a possible direction of developing the energy sector of St. Petersburg and the Leningrad region, *St. Petersburg polytechnic university journal of engineering science and technology*, 24(02)(2018) 10–21, DOI: 10.18721/JEST.240201.

В декабре 2015 года на конференции ООН по изменению климата страны-участницы, включая Россию, приняли обязательства по реализации программы развития энергетики, обеспечивающей ограничение роста средней температуры на планете по сравнению с доиндустриальной эпохой до величины 1,5–2 °С. В качестве механизма выполнения обязательств рассматривается развитие источников энергии, не использующих углеводороды и не приводящих, таким образом, к накоплению в атмосфере парниковых газов. При условии сбалансированности антропогенных выбросов и их абсорбции поглотителями для обеспечения установленного ограничения роста температуры потребуется значительное время, и его достижения можно ожидать во второй половине этого века. Программы развития безуглеродной энергетики для разных стран и регионов, естественно, будут отличаться, отражая региональную специфику (количество и качество ресурсов, в том числе возобновляемых источников энергии; уровень развития технологий и пр.). Авторы ставят целью определить возможную стратегию развития безуглеродной энергетики для отдельно взятого региона Санкт-Петербург – Ленинградская область (СПб–ЛО), экономически развитого, располагающего значительным научным и производственным потенциалом и обслуживаемого одной энергосистемой. В статье приводятся оценки потребности региона в электрической и тепловой энергии на перспективу и рассматриваются гипотетические сценарии удовлетворения потребностей*.

Обеспечение региона энергией на основе безуглеродных технологий

В настоящее время регион СПб – ЛО является крупным импортёром углеводородного топлива (УВ), расходующим 16–18 млн т у.т. УВ в год на производство 25–27 ТВт·ч электроэнергии (из общего объёма генерации ~ 55–60 ТВт·ч при потреблении ~ 45–46 ТВт·ч) и до ~ 60 млн Гкал тепловой энергии [1, 2].

Полагаем, что потребление энергии в регионе будет расти, в том числе в связи с ростом численности населения. При обсуждении концепции Генерального плана развития Санкт-Петербурга на 2019–

* Работа выполнена Объединённым научным советом по проблемам энергетики СПб НЦ РАН.

2043 годы, представленной «НИПЦ Генплана Санкт-Петербурга», высказано предположение, что в перспективе доля города в общей численности населения агломерации снизится до 70 % [3]. Согласно прогнозу социально-экономического развития Санкт-Петербурга на период до 2035 года ожидается рост населения города до 6,7 млн чел. Тогда численность населения агломерации составит до 9,6 млн чел., а с учётом населения области вне границ агломерации может превысить 10 млн чел. При прогнозируемых [4] обеспеченности общей жилой площадью в 35 кв.м на человека, уровне потребления энергетических ресурсов в многоквартирных домах ~32 кг у.т./кв. м в год и при достижении удельного расхода условного топлива (УРУТ) на котельных 150 кг/Гкал потребление тепловой энергии оценивается в 7,4 Гкал на человека. При сохранении потребления тепла на производственные нужды на современном уровне [1] общее потребление в регионе ко второй половине века может составить 80–90 млн Гкал. При сохранении темпов роста потребления электроэнергии 1–2 % в год (в зависимости от группы потребителей) потребление электроэнергии через 50–60 лет может достичь 63–73 ТВт·ч.

Следует отметить, что при оценке электропотребления потенциал энергосбережения прямо не учитывался, так как использованы данные Росстата [2] о реальном потреблении электроэнергии в регионе в 2011–2016 годах, т. е. в период действия принятых в городе и области Программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности на 2010–2015 годы и на перспективу до 2020 года.

Приведённые значения следует рассматривать не как прогнозные, а как ориентировочные, используемые в дальнейшем при оценках для обоснования предлагаемых энерготехнологий. Будут рассматриваться как безуглеродные технологии на основе использования ядерных и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) (таких, как энергия солнца, воды, ветра, биомассы, тепла грунта и др.), так и возможность использования местного углеводородного топлива (торф, сланцы).

В регионе СПб–ЛО экономический потенциал солнечной энергии при современном уровне развития технологии невелик, потенциал же гидроэнергетики (3–3,5 ТВт·ч/год) практически исчерпан [1]. Существенную роль в энергоснабжении региона может сыграть ветроэнергетика, ресурсы которой на побережьях и мелководных акваториях Финского залива и Ладожского озера с небольшими глубинами оценены [5] в 25 ТВт·ч/год (эквивалент 6–7 млн т у.т./год) при суммарной мощности ветроэлектростанций (ВЭС) до 11,5 ГВт. Из других ВИЭ можно указать на возможность производства энергии из биомассы (лесная, отходы лесо- и агропромышленного комплексов, твёрдые коммунальные отходы, осадочный ил) с суммарным потенциалом ~1,75 млн т у.т./год, а с учётом низкопотенциальных источников (тепло сточных вод, грунта и водоёмов) общий ресурс таких ВИЭ может составить до 3 млн т у.т./год [1].

С применением ядерной технологии на Ленинградской атомной электростанции (ЛАЭС) в настоящее время производится ~50 % генерируемой в регионе электроэнергии [1]. Годовая выработка электроэнергии строящейся на замену ЛАЭС четырёхблочной станции проекта АЭС–2006 может составить ~35–36 ТВт·ч при электрической мощности АЭС ~ 4,8 ГВт, расходах на собственные нужды ~7 % и эффективном числе часов использования номинальной мощности около 8000 ч [6]. Таким образом, суммарный потенциал АЭС и ВИЭ региона достаточен для обеспечения спроса на электроэнергию на перспективу практически без сжигания углеводородов.

Проблема теплоснабжения региона СПб–ЛО при наличии АЭС может быть решена, если, следуя предложению ВНИПИэнергопрома [7], использовать тепло ЛАЭС-2, которое согласно реализуемому

в настоящее время проекту предполагается сбрасывать в окружающую среду. При этом ~ 40–42 млн Гкал тепла в год, отбираемых от АЭС, обеспечат около 45 % потребности региона в тепловой энергии. Согласно [7] тепловую энергию предлагается поставлять по двум двухтрубным магистралям в северные районы Петербурга и Всеволожский район Ленинградской области, а также в южные районы города и Гатчинский район области. По оценкам потери при поставке тепла на расстояние ~ 70 км по трубопроводам с теплоизоляцией из пенобетона могут составить до 2 %; по мнению одного из экспертов [8], рассматривавших предложение, потери тепловой энергии на трассе (~ 2 %) можно считать приемлемыми для системы централизованного теплоснабжения.

Поскольку температура теплоносителя ограничена из-за сравнительно невысоких параметров пара в турбинах АЭС и при включении в схему теплообменников (для обеспечения радиационной безопасности), потребуется подогрев теплоносителя у потребителя с применением пиковых котельных установок.

При отборе тепла на нужды теплоснабжения выработка электроэнергии на АЭС снижается (по оценкам на 15–20 %). В дальнейшем, следуя [8], в наших расчетах консервативно принято снижение мощности на ~ 20 % и годовая выработка электроэнергии четырехблочной АЭС оценена в ~28 ТВт·ч. При годовой выработке гидроэлектростанциями Ленинградской области ~3,0–3,5 ТВт·ч и потенциале ветроэнергетики ~25 ТВт·ч/год общая выработка электроэнергии в регионе составит ~56 ТВт·ч/год, что ниже прогнозируемой потребности (63–73 ТВт·ч/год) – в дальнейшем при оценках принята средняя величина потребности 68 ТВт·ч/год.

Помимо этих потерь, имеют место неизбежные потери части вырабатываемой ветроэлектростанциями (ВЭС) электроэнергии на входе и выходе системы аккумуляции, необходимость использования которой обусловлена неравномерностью ветрогенерации [9] во времени (для ВЭС коэффициент использования установленной мощности, КИУМ, составляет ~ 25 %). Для возмещения этих потерь должен быть предусмотрен дополнительный, достаточно масштабный, источник электроэнергии. Источниками на основе безуглеродных технологий в регионе могут быть или атомная энергия, или энергия ветра, например за счёт расширения площадей размещения ВЭС за пределами зоны Финского залива либо освоения высотной ветрогенерации. Размещение ВЭС на суше, несмотря на некоторое удешевление сооружения ВЭС, приводит к существенному (до 1,5 раз) снижению их КИУМ и, соответственно, к уменьшению выработки электроэнергии. С учётом необходимости увеличения ёмкости аккумуляторов это приводит к снижению экономической эффективности ВЭС. В то же время, несмотря на более высокие удельные капиталовложения в атомную энергетику, благодаря высоким (~ 80 % и более) возможным КИУМ АЭС, себестоимость «атомной» электроэнергии может быть ниже, чем для системы «ВЭС – аккумулятор». Поэтому предпочтительным оказывается сценарий наращивания электрогенерации на АЭС за счёт сооружения дополнительных блоков.

Таким образом, нам представляется, что система энергоснабжения региона СПб–ЛО должна включать следующие источники энергии:

атомную электростанцию;

ветроустановки с аккумуляторами энергии;

имеющиеся в регионе гидроэлектростанции;

котельные установки, обеспечивающие как подогрев геплоносителя, поступающего от АЭС, так и (при необходимости) теплогенерацию для удалённых потребителей.

Оценки показывают, что годовые потребности региона в энергии могут быть удовлетворены при наличии АЭС в составе шести блоков (двух, рассчитанных на эксплуатацию в конденсационном режиме годовой производительностью каждый

~9,5 ТВт·час при отпуске в сеть ~ 8,8 ТВт·ч, и четырёх блоков той же тепловой мощности с оборудованием, рассчитанным на теплофикационный режим), ГЭС общей мощностью ~0,7 ГВт, ВЭС общей мощностью ~11 ГВт с аккумуляторами (с эффективностью ~0,8) и дополнительными котельными установками, рассчитанными на производство 45–50 млн Гкал/год. Дополнительное количество тепловой энергии, необходимое для догрева теплоносителя до требуемых параметров, может быть получено за счёт использования как ВИЭ (энергия биомассы, ~3 млн т у.т.), так и сжигания углеводородного топлива в количестве ~4,5 млн т у.т., в том числе и местного, потенциал которого 2,5–4,5 млн т у.т./год (в зависимости от необходимого уровня обеспеченности).

Производимая за счёт углеводородов энергия при этом не превышает 20 % от всей генерируемой, а годовой расход УВ снижается в 5–6 раз. Соответственно, сокращаются выбросы парниковых газов, а также и объем сброса тепла АЭС в атмосферу.

О покрытии переменных частей годовой и суточной нагрузок

Не ставя целью прогнозировать режимы потребления, ограничимся здесь оценкой возможности покрытия переменных частей годовой и суточной нагрузок. В предлагаемой схеме энергообеспечения региона основной источник, вырабатывающий более половины энергии, – это АЭС. Предполагается, что АЭС будет работать в базовом режиме, как и ГЭС (без учёта неравномерности годового водного стока). Тогда за покрытие пиков суточного потребления электроэнергии должен будет отвечать комплекс ВЭС, включающий системы аккумуляции энергии. К аккумулирующим устройствам предъявляются следующие требования:

эффективность (КПД), т. е. минимизация затрат энергии при заряде и разряде;

приемлемая стоимость;

способность накапливать относительно большие количества энергии;

способность обеспечивать достаточное число циклов заряд–разряд;

способность обеспечивать скорость процессов заряда и разряда.

Приемлемым может быть ванадиевый проточный редокс-аккумулятор (ПРА) [10], который при довольно высоком КПД (~77 %) может обеспечить необходимую мощность за счёт использования больших внешних ёмкостей для хранения электролита.

Накопители энергии, в которых в качестве аккумулирующего элемента применяются супермаховики и сверхпроводящие индуктивные накопители, характеризуются более высокими КПД (~90 % [9]) и также обеспечивают как аккумулирование больших объёмов энергии, так и длительное время ее хранения (от суток до 6 месяцев), но они пока весьма дороги и сложны в эксплуатации (так, стоимость единицы энергии, запасаемой в супермаховиках, оценивается в 6–8 тысяч долларов за 1 кВт·ч, что в 20–40 раз больше стоимости для электрохимических накопителей типа ПРА). Приемлемо с точки зрения эффективности и стоимости также использование гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС, у которых КПД ~77 %), однако возможности региона по размещению ГАЭС в ЛО ограниченны.

Оценки масштабов требуемого аккумулирования энергии выполнялись с использованием данных о динамике потребления электроэнергии по месяцам в ЕЭС России за 2011–2013 годы [11] и о коэффициентах неравномерности потребления газа, приведённым в материалах ОАО «Газпром промгаз» [12] для Петербурга. Эти данные представлены на рис. 1.

Разница между потреблением тепла и его поставками от АЭС как летом, так и зимой может быть покрыта за счёт тепловой энергии, вырабатываемой котельными, использующими углеводороды и биотопливо. Таким образом, задача аккумулирования в течение года тепловой энергии практически решается путём накопления топлива (в том числе продуктов переработки горючих сланцев – синтетических нефти и газа).

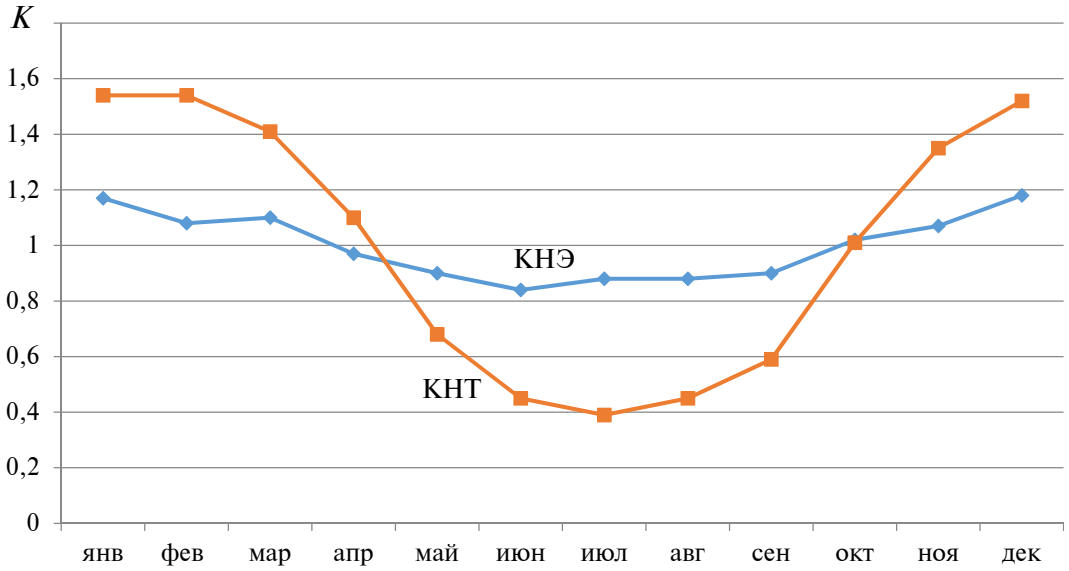

Рис. 1. Значения средних месячных коэффициентов неравномерности потребления тепла (КНТ) и электричества (КНЭ)
Fig. 1. The values of the average monthly coefficients of uneven heat consumption (CUHC) and electricity (CUEC)

Рассмотрим возможность обеспечения в рассматриваемой энергосистеме суточного графика потребления электроэнергии.

При оценке масштаба аккумулирования электроэнергии в течение суток ориентировались на графики потребления ОЭС Северо-Запада и Центра для рабочего дня [13, 14], соответствующие условиям максимального годового потребления и наибольшей неравномерности суточного графика.

Графики характеризуются параметрами $\alpha = P_{min}/P_{max}$ (отношение минимальной ночной нагрузки P_{min} к максимальной P_{max} в течение суток) и $\beta = \langle P \rangle / P_{max}$, где $\langle P \rangle$ – среднесуточная нагрузка. При оценках авторы приняли график потребления с параметрами $\alpha \cong 0{,}68–0{,}71$ (в зависимости от месяца) и $\beta \cong 0{,}88–0{,}9$, близкими к параметрам графика ОЭС Центра с более «глубоким» ночным провалом нагрузки (для ОЭС Северо-Запада $\alpha \cong 0{,}75$). Выбор таких параметров обусловлен тем соображением, что в регионе СПб–ЛО расход энергии на нужды населения и иные виды деятельности, существенно меняющийся в течение суток, заметно выше, чем средний по Северо-Западному федеральному округу.

При среднем годовом потреблении электроэнергии ~ 68 ТВт·ч среднесуточная нагрузка зимой при максимальном потреблении составляет $\langle P \rangle \cong 9$ ГВт, зимняя максимальная нагрузка в течение суток $P_{max} \cong 10{,}2–10{,}4$ ГВт, а минимальная – $P_{min} \cong 6{,}9–7{,}1$ ГВт. Изменение в течение года минимальной нагрузки (соответствующей ночному провалу потребления) представлено на рис. 2. Как видно из рисунка, суммарной мощности $P_{пост}$ АЭС с четырьмя теплофикационными блоками $P_{АЭС\ т} \cong 3{,}6$ ГВт (с учётом отбора тепла) и ГЭС региона (в среднем $P_{ГЭС} \cong 0{,}4$ ГВт, КИУМ ~53 %) недостаточно для покрытия даже минимальной нагрузки как в декабре, так и в июне месяце. (Для летнего периода с учётом поочерёдной остановки одного из блоков АЭС на месяц принималась $P_{АЭС\ т}$ ~ 2,7 ГВт). На рис. 2 представлены также суммарные мощности АЭС и ГЭС в течение года при увеличении выработки электроэнергии на АЭС за счёт сооружения шести блоков (4 теплофикаци-

онных, 2 конденсационных) или семи блоков (4 теплофикационных, 3 конденсационных). При наличии 7 блоков АЭС базовая (минимальная) нагрузка обеспечивается практически круглый год (с учётом поочерёдного вывода из эксплуатации одного из блоков АЭС на месяц в летний период – с мая по сентябрь), а при шести блоках – большую часть года. Возможность регулирования нагрузки с помощью ГЭС при шестиблочном варианте АЭС требует дополнительного изучения.

Суточный расход электроэнергии зимой составляет ~ 210–220 ГВт·ч и летом ~ 160 ГВт·ч, из которых АЭС с четырьмя теплофикационными блоками даёт ~ 40 %. Ещё около 9–10 ГВт·ч в сутки могут дать ГЭС региона, если эта энергия будет поступать равномерно в течение года. Остальную часть энергии, необходимой для покрытия потребления (~ 70–120 ГВт·ч в сутки), должны поставить ВЭС. Учитывая неравномерность ветрогенерации и возможное временное отсутствие ветра, генерируемую ВЭС энергию необходимо будет аккумулировать как в зимний, так и в летний периоды. На рис. 3 представлены изменения в течение года величины мощности ВЭС, требуемой для покрытия переменной части суточного потребления; оценка сделана в предположении, что $КИУМ_{ВЭС}$ = 0,25 и КПД аккумуляторов примерно 0,8. Из рисунка следует: для варианта без расширения АЭС мощность ВЭС должна составлять 15–25 ГВт, что существенно больше мощности ВЭС, предполагаемой для зоны морских акваторий в ЛО [5]. При шестиблочном варианте АЭС мощность $P_{ВЭС\ РЕГ}$ ~11,5 ГВт может оказаться достаточной для покрытия графика потребления в течение года, кроме зимних месяцев. Покрыть недостаточность электрогенерации в зимний период можно, например используя генерацию на ТЭЦ с парогазовыми установками типа используемых на современной Северо-Западной ТЭЦ АО «Интер РАО – Электрогенерация» с высоким КПД при годовом расходе углеводородного топлива порядка 0,4–0,5 млн т у.т.

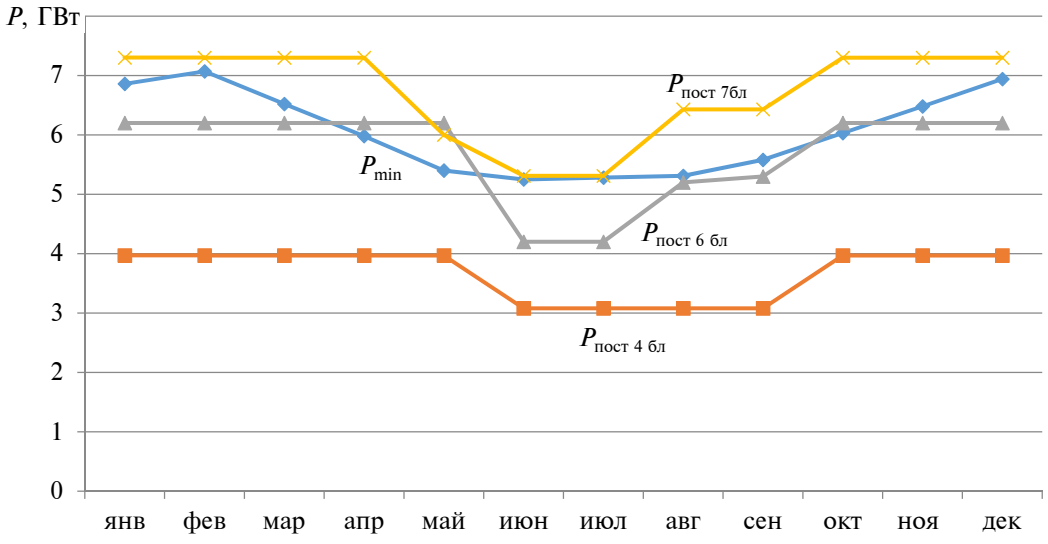

Рис. 2. Минимальные суточные нагрузки (P_{min}) и суммарные мощности АЭС и ГЭС ($P_{пост}$) в течение года при различных составах АЭС: 4 блока теплофикационных; 6 блоков (4 теплофикационных, 2 конденсационных) и 7 блоков (4 теплофикационных, 3 конденсационных)

Fig. 2. The minimum daily load (P_{min}) and the total capacity of nuclear power plants and hydroelectric power stations ($P_{пост}$) during the year with different NPP configurations: 4 heating units; 6 units (4 heating, 2 condensing) and 7 units (4 heating, 3 condensing)

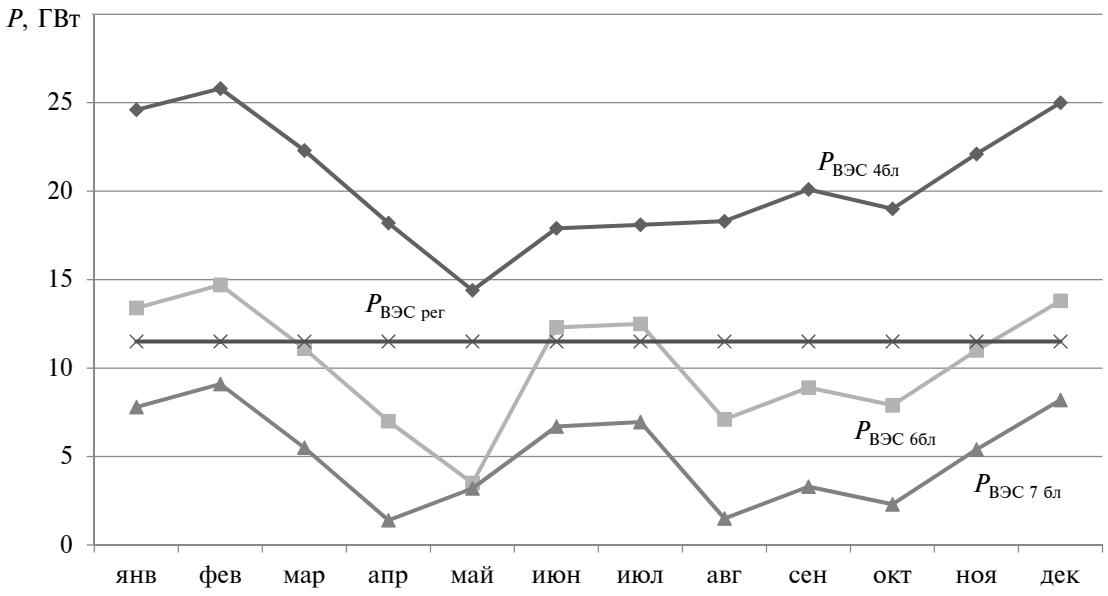

Рис. 3. Мощности ВЭС, требующиеся для выработки аккумулируемых энергий при следующих конфигурациях АЭС: 4 блока теплофикационных ($P_{ВЭС\ 4бл}$); 6 блоков ($P_{ВЭС\ 6бл}$, 4 теплофикационных, 2 конденсационных) и 7 блоков ($P_{ВЭС\ 7бл}$, 4 теплофикационных, 3 конденсационных)

Fig. 3. The VES capacity required to generate accumulated energies in the following NPP configurations: 4 heating units ($P_{ВЭС\ 4бл}$); 6 units ($P_{ВЭС\ 6бл}$, 4 heating and 2 condensing) and 7 units ($P_{ВЭС\ 7бл}$, 4 heating and 3 condensing ones)

Для семиблочного варианта АЭС прогнозируемая мощность ВЭС превышает необходимую. Избыточная мощность ВЭС при этом может быть использована в других целях, например для подогрева теплоносителя в системах отопления, что приведёт к снижению потребления местных УВС и объёмов выброса парниковых газов. Несмотря на то, что вариант системы с семью блоками лучше отвечает требованиям графика потребления, представляется предпочтительным шестиблочный вариант, при котором сброс тепла в окружающую среду окажется близким к предусмотренному проектом ЛАЭС-2. Дальнейшее наращивание мощности АЭС на той же площадке приведёт к увеличению сброса тепла (~ на 25 % при 7 блоках) и, соответственно, негативного влияния на окружающую среду.

Точнее определить структуру энергокомплекса региона можно будет лишь при планировании развития ЭЭС, выполненяя все этапы обоснования решения.

Примерный вид суточного графика нагрузки $P_{нагр}$ электропотребления с указанием способа его покрытия при наличии в системе 6 блоков АЭС (4 теплофикационных и 2 конденсационных блока) приведён на рис. 4 для одного из месяцев (март).

Таким образом, задача достижения баланса электрической энергии в регионе при удовлетворении требований суточного графика потребления может быть решена при сооружении АЭС из 6–7 блоков. Минимальная суточная нагрузка и зимой, и летом может быть покрыта генерацией АЭС и ГЭС, а на долю ВЭС останется покрытие переменной части суточной нагрузки. Рассматриваемый в качестве буферного накопителя ПРА ввиду высокой степени готовности может использоваться для быстрого реагирования на изменения нагрузки в сети. По мере развития соответствующих технологий могут применяться и другие типы накопителей, в том числе быстро реагирующие на изменения нагрузки в сети сверхпроводящие индуктивные накопители и супермаховики.

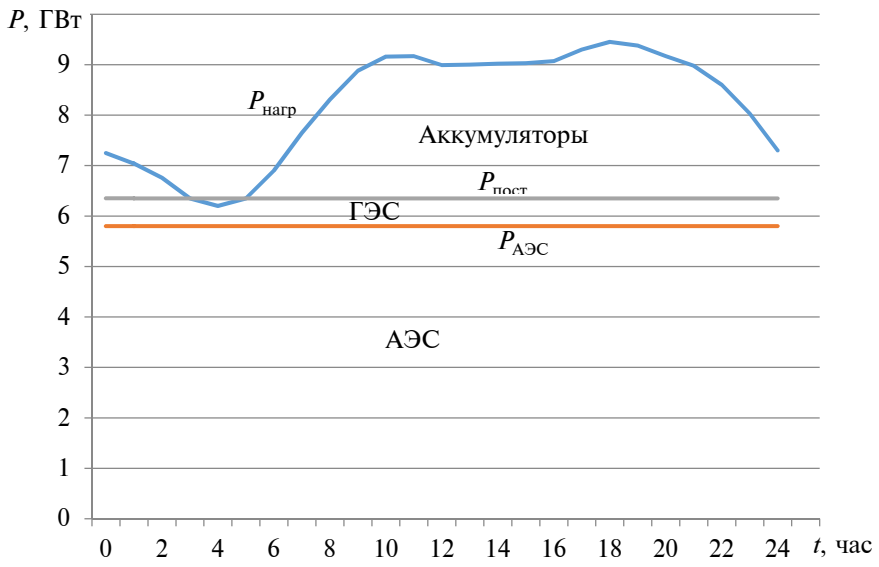

Рис. 4. Вид суточного графика нагрузки в марте месяце при годовой выработке электроэнергии 68 ГВт·ч и его покрытие источниками
Fig. 4. Type of daily load schedule in March with an annual output of 68 GWh

В результате реализации обсуждаемой схемы энергообеспечения региона примерно в 4 раза (с ~20 до 4–5 млн т у.т.) может сократиться потребление углеводородов и, соответственно, снизятся выбросы парниковых газов. Для преобразования энергетики региона в полностью безуглеродную необходимо обеспечить замещение подогрева теплоносителя за счёт сжигания местных УВС. Эта проблема (в том числе возможность увеличения потенциала возобновляемых источников энергии в регионе) требует отдельного изучения.

Заключение. Задачи на перспективу

Показано, что принципиально возможно удовлетворить потребность в энергии региона СПб–ЛО на перспективу при соблюдении графиков нагрузок практически без импорта углеводородного топлива, если увеличить мощность реконструируемой в регионе АЭС и использовать ее как для электро-, так и для теплоснабжения в комбинации с имеющимися ГЭС и комплексом ВЭС. Ввиду нестабильности ветрогенерации комплекс ВЭС должен включать буферные накопители энергии. Дефицит электроэнергии, образующийся вследствие отбора тепла АЭС на нужды отопления и потерь в результате аккумулирования производимой ВЭС электроэнергии, целесообразно покрывать за счёт наращивания АЭС до 6 блоков, включая четыре теплофикационных. Для догрева теплоносителя в системе теплоснабжения целесообразно применить котельные установки, рассчитанные на использование ограниченного количества углеводородов, в том числе местных (биомасса, торф, сланцы).

Такой комплекс может быть реализован на основе современных технологий и позволит существенно (до 4 раз) сократить количество выбросов парниковых газов, способствуя тем самым выполнению условий Парижского соглашения по климату.

В ближайшей (до 20 лет) и далёкой перспективах ряд научно-технических проблем требуют решения.

В области ядерной энергетики: переработка проекта ЛАЭС-2 под задачи теплофикации. Для получения тепловой энергии в значительных объёмах необходимы либо проектирование и установка турбогенераторов теплофикационного типа (в настоящее время теплофикационных турбин требуемой мощности нет), либо переработка

турбин с устройством мощных теплофикационных отборов. В более далёкой перспективе – решение проблемы снабжения реакторов деления ядерным топливом в рамках крупномасштабной ядерной энергетической системы, включающей реакторы деления с торий-урановым топливным циклом и реакторы синтеза, имеющие объединённый топливный цикл, обеспечивающий наименьший риск радиационного воздействия на окружающую среду [15, 16].

В области энергетики на возобновляемых источниках энергии: ближайшие задачи – уточнение характеристик ветровой энергии в регионе, в том числе продолжительности и вероятности безветренных периодов; совершенствование технологий преобразования энергии ветра в электрическую с целью снижения капитальных затрат в ВЭС; организация крупномасштабного производства ВЭУ. В несколько отдалённой перспективе – исследование возможности использования более стабильных во времени высотных ветроресурсов и отработка соответствующих технологий.

Буферные накопители энергии: развитие крупномасштабных аккумулирующих систем с улучшенными технико-экономическими характеристиками.

Следует отметить, что предлагаемая схема энергоснабжения специфична для региона СПб–ЛО. Для других регионов должны рассматриваться схемы энергообеспечения, отвечающие именно их условиям, в том числе предусматривающие использование других видов ВИЭ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Федоров М.П., Кривошеев М.В.** Об энергообеспечении региона С-Петербург – Ленинградская область // Научный альманах «Стратегия развития и экономическая политика Экономического совета при губернаторе Санкт-Петербурга». 2014. Вып. 3. С. 65–73.

2. Промышленное производство. Электробаланс Российской Федерации. Федеральная служба государственной статистики (Росстат). 2014. [Электронный ресурс] URL: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/enterprise/industrial/ (дата обращения: 08.10.2015).

3. **Албин И.Н.** Генеральный план Санкт-Петербурга 2019–2043: стратегия и тактика. Управленческое консультирование. 2016. № 1. С. 64–67.

4. Стратегия экономического и социального развития Санкт-Петербурга на период до 2030 года, Приложение к постановлению Правительства Санкт-Петербурга от 13.05.2014. 2014. № 355. [Электронный ресурс]. URL: http://gov.spb.ru/gov/otrasl/c_econom/strategiya-socialno-ekonomicheskogo-razvitiya-sankt-peterburga-do–2030/ (дата обращения: 18.10.2015).

5. **Елистратов В.В., Григорьев И.Н., Сколяров Я.Н.** Развитие потенциала возобновляемой энергетики на Северо-Западе России // Сборник докладов международной научно-практической конференцци «Возобновляемая энергетика 2003: состояние, проблемы, перспективы». 4–6 ноября 2003 г. СПб.: Изд-во СПбГПУ, 2003. С. 479–482.

6. Проект АЭС–2006 / АЭП, Санкт-Петербург, 2011. [Электронный ресурс]. URL: http:/www.rosatom.ru/resources/c9fb6300447951c582baa2e920d36ab1/ npp_2006_rus.pdf (дата обращения: 08.10.2015)

7. Тепло от атома. Проект теплоснабжения от мощностей ЛАЭС-2: [Электронный ресурс]. Сайт журнала «Строительство и городское хозяйство Февраль 2010. № 115 [Электронный ресурс]. URL: http://www.stroypuls.ru/vipusk/detail.php?article_id=31257; (дата обращения: 26.08.2014).

8. Проект теплоснабжения от ЛАЭС-2: мнения специалистов. Газета «Энергетика и промышленность России» № 01-02 (141-142). Январь 2010: Энергетика: тенденции и перспективы [Электронный ресурс]. URL: http://www.eprussia.ru/epr/141/10900.htm (дата обращения: 26.08.2014).

9. **Елистратов В.В.** Возобновляемая энергетика. Изд. 2-е, доп. СПб.: Наука. 2013. 308 с.

10. Аккумуляторы на жидких электродах. [Электронный ресурс]. URL: http://universe-tss.su/main/nauka/25279-akkumulyatory-na-zhidkih-elektrodah.html (дата обращения: 16.08.2016).

11. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2013 году. [Электронный ресурс]. URL: http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2014/ups_rep2013.pdf (дата обращения: 04.10.2015).

12. Обосновывающие материалы. Схема теплоснабжения в административных границах Санкт-Петербурга города федерального значения Российской Федерации на период до 2017 года с учётом перспективы до 2030 года. Книга 9. Глава 8. Перспективные топливные балансы. ОАО «Газпром промгаз», 2014. [Электронный ресурс]. URL: https://www.gov.spb.ru/gov/otrasl/ingen/shemy-razvitiya-inzhenerno-energeticheskogo-kompleksa/ (дата обращения: 01.10.2015).

13. Системный оператор Единой энергетической системы. Факт генерации и потребления ОЭС Северо-Запада. [Электронный ресурс]. URL: http://so-ups.ru/index.php?id=oes_northwest__gen_consump_hour (дата обращения: 27.03.2018).

14. Системный оператор Единой энергетической системы. Факт генерации и потребления ОЭС Центра. [Электронный ресурс]. URL: http://so-ups.ru/index.php?id=oes_center_gen_consump_hour (дата обращения: 27.03.2018).

15. **Цибульский В.Ф., Андрианова Е.А., Давиденко В.Д., Родионова Е.В., Цибульский С.В.** Преимущества производства новых делящихся изотопов для атомной энергетики в гибридных термоядерных реакторах // Вопросы атомной науки и техники. Сер.: Термоядерный синтез. 2016. Вып. 4. С. 5–12

16. **Велихов Е.П., Ковальчук М.В., Ильгисонис В.И., Игнатьев В.В., Цибульский В.Ф., Андрианова Е.А., Бландинский В.Ю.** Ядерная энергетическая система с реакторами деления и синтеза – стратегический ориентир развития отрасли // Вопросы атомной науки и техники. Сер.: Термоядерный синтез. 2017. Вып. 4. С. 5–13

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ФЕДОРОВ Михаил Петрович – *доктор технических наук президент Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого*
E-mail: M.Fedorov@spbstu.ru

КРИВОШЕЕВ Михаил Васильевич – *кандидат физико-математических наук помощник президента Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого*
E-mail: mvkrivos@yandex.ru

Дата поступления статьи в редакцию: 10.05.2018

REFERENCES

[1] **Fedorov M.P., Krivosheyev M.V.,** Ob energoobespechenii regiona S-Peterburg – Leningradskaya oblast, *Nauchnyy almanakh «Strategiya razvitiya i ekonomicheskaya politika Ekonomicheskogo soveta pri gubernatore Sankt-Peterburga*. 2014. Vyp. 3. S. 65–73. (rus.)

[2] Promyshlennoye proizvodstvo. Elektrobalans Rossiyskoy Federatsii. Federalnaya sluzhba gosudarstvennoy statistiki (Rosstat). 2014. [Elektronnyy resurs]. URL: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/enterprise/industrial/ (data obrashcheniya: 08.10.2015), (rus.)

[3] **Albin I.N.,** Generalnyy plan Sankt-Peterburga 2019–2043: strategiya i taktika, *Upravlencheskoye konsultirovaniye*. 2016. № 1. S. 64–67. (rus.)

[4] Strategiya ekonomicheskogo i sotsialnogo razvitiya Sankt-Peterburga na period do 2030 goda, Prilozheniye k postanovleniyu Pravitelstva Sankt-Peterburga ot 13.05.2014 № 355, 2014. [Elektronnyy resurs]. URL: http://gov.spb.ru/gov/otrasl/c_econom/strategiya-socialno-ekonomicheskogo-razvitiya-sankt-peterburga-do–2030/(data obrashcheniya: 18.10.2015), (rus.)

[5] **Yelistratov V.V., Grigoryev I.N., Skolyarov Ya.N.,** Razvitiye potentsiala vozobnovlyayemoy energetiki na Severo-Zapade Rossii, *Sbornik dokladov mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentstsi «Vozobnovlyayemaya energetika 2003: sostoyaniye, problemy, perspektivy»*. 4–6 noyabrya 2003 g. SPb.: Izd-vo SPbGPU, 2003. S. 479–482. (rus.)

[6] Proyekt AES–2006. AEP, Sankt-Peterburg, 2011, [Elektronnyy resurs]. URL: *http:/www.rosatom.ru/resources/c9fb6300447951c582baa2e920d36ab1/ npp_2006_rus.pdf* (data obrashcheniya: 08.10.2015). (rus.)

[7] Teplo ot atoma. Proyekt teplosnabzheniya ot moshchnostey LAES-2. [Elektronnyy resurs], *Sayt zhurnala «Stroitelstvo i gorodskoye khozyaystvo №115 fevral 2010, [Elektronnyy resurs]. URL: http://www.stroypuls.ru/vipusk/detail.php?article_id=31257* (data obrashcheniya: 26.08.2014). (rus.)

[8] Proyekt teplosnabzheniya ot LAES-2: mneniya spetsialistov, *Gazeta «Energetika i promyshlennost Rossii» № 01-02 (141-142) yanvar*

2010 goda: Energetika: tendentsii i perspektivy. [Elektronnyy resurs]. URL: http://www.eprussia.ru /epr/141/10900.htm (data obrashcheniya: 26.08.2014). (rus.)

[9] **Yelistratov V.V.,** Vozobnovlyayemaya energetika. Izd. 2-ye dop. SPb.: Nauka, 2013, 308 s. (rus.)

[10] Akkumulyatory na zhidkikh elektrodakh, *[Elektronnyy resurs]. URL: http://universe-tss.su/ma in/nauka/25279-akkumulyatory-na-zhidkih-elektroda h.html* (data obrashcheniya: 16.08.2016). (rus.)

[11] Otchet o funktsionirovanii YeES Rossii v 2013 godu, *[Elektronnyy resurs]. URL: http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/201 4/ups_rep2013.pdf* (data obrashcheniya: 04.10.2015). (rus.)

[12] Obosnovyvayushchiye materialy. Skhema teplosnabzheniya v administrativnykh granitsakh Sankt-Peterburga goroda federalnogo znacheniya Rossiyskoy Federatsii na period do 2017 goda s uchetom perspektivy do 2030 goda. Kniga 9. Glava 8. Perspektivnyye toplivnyye balansy. OAO «Gazprom promgaz», 2014, *[Elektronnyy resurs]. URL: https://www.gov.spb.ru/gov/otrasl/ingen/shemy-razviti ya-inzhenerno-energeticheskogo-kompleksa/* (data obrashcheniya: 01.10.2015). (rus.)

[13] Sistemnyy operator Yedinoy energeticheskoy sistemy. Fakt generatsii i potrebleniya OES Severo-Zapada, *[Elektronnyy resurs]. URL: http://so-ups.ru/index.php?id=oes_northwest__gen_consump_h our* (data obrashcheniya: 27.03.2018). (rus.)

[14] Sistemnyy operator Yedinoy energeticheskoy sistemy. Fakt generatsii i potrebleniya OES Tsentra, *[Elektronnyy resurs]. URL: http://so-ups.ru/index.php? id=oes_center_gen_consump_hour* (data obrashcheniya: 27.03.2018). (rus.)

[15] **Tsibulskiy V.F., Andrianova Ye.A., Davidenko V.D., Rodionova Ye.V., Tsibulskiy S.V.,** Preimushchestva proizvodstva novykh delyashchikhsya izotopov dlya atomnoy energetiki v gibridnykh termoyadernykh reaktorakh, *Voprosy atomnoy nauki i tekhniki. Ser.: Termoyadernyy sintez.* 2016. Vyp. 4. S. 5–12. (rus.)

[16] **Velikhov Ye.P., Kovalchuk M.V., Ilgisonis V.I., Ignatyev V.V., Tsibulskiy V.F., Andrianova Ye.A., Blandinskiy V.Yu.,** Yadernaya energeticheskaya sistema s reaktorami deleniya i sinteza – strategicheskiy oriyentir razvitiya otrasli, *Voprosy atomnoy nauki i tekhniki. Ser.: Termoyadernyy sintez*, 2017. Vyp. 4. S. 5–13. (rus.)

THE AUTHORS

FEDOROV Mikhail P. – *Peter the Great St. Petersburg polytechnic university*
E-mail: M.Fedorov@spbstu.ru
KRIVOSHEEV Mikhail V. – *Peter the Great St. Petersburg polytechnic university*
E-mail: mvkrivos@yandex.ru

Received: 10.05.2018

© Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, 2018