



ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩЕЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ КАЛИНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

В.А. Зарицкий, магистрант
deathsalat@gmail.com

В.Ф. Белей, д-р техн. наук, профессор
vbeley@klgtu.ru

ФГБОУ ВО «Калининградский государственный
технический университет»

В статье проведен анализ суточных графиков нагрузки энергосистемы Калининградской области для двух вариантов пиковых мощностей с использованием газотурбинных установок и гидроаккумулирующей электростанции, а также дано сравнение технических характеристик газотурбинных установок и агрегатов гидроаккумулирующих электростанций.

тепловые электростанции, газотурбинные установки, гидроаккумулирующие электростанции, пиковые электростанции, регулирование мощности

Энергосистема Калининградской области в настоящий момент работает в составе энергообъединения (ЭО) IPS/UPS вместе с энергосистемами Литвы, Латвии и Эстонии. Приоритетной задачей для ЕС является интеграция электроэнергетического рынка стран Балтии в Европу. С 2006 г. страны Балтии проводят соответствующие мероприятия в этом направлении: вводят генерирующие мощности, межсистемные связи, связи с ЭО UCTE и NORDEL на постоянном токе (рис. 1) [1]. Поэтому ожидается, что в ближайшем будущем энергосистема стран Балтии перейдет на параллельную работу с ЭО UCTE и NORDEL, вследствие чего энергосистема Калининградской области окажется изолированной от IPS/UPS.



Рисунок 1 – Энергосистема стран Балтии и Калининградской области

Современные энергосистемы характеризуются высокой степенью неравномерности суточного графика энергопотребления, что требует наличия маневренного генерирующего оборудования для преодоления максимумов и минимумов нагрузок. Поэтому для изолированной энергосистемы малой мощности живучесть и суточное регулирование мощности имеют первостепенное значение.

С целью обеспечения стабильного функционирования энергосистемы Калининградской области правительством было решено до 2020 г. построить на территории региона четыре новые тепловые электростанции (ТЭС). Суточное регулирование мощности энергосистемы Калининградской области планируется осуществлять тепловыми электростанциями, а резкие изменения нагрузок предполагается преодолевать за счет маневренности газотурбинных установок (ГТУ). В табл. 1 перечислены действующие и строящиеся электростанции на территории Калининградской области [2].

Таблица 1 – Параметры действующих и строящихся электростанций

Название	Мощность, МВт	Топливо	Тип электростанции	КПД, %	Технологический минимум, %
ТЭЦ-2 в режиме полублока	450	Газ	Двухблочная с ПГУ	51	30
ТЭС Маяковская	160	Газ	Двухблочная с ГТУ	36	2
ТЭС Прегольская	440	Газ	Четырехблочная с ПГУ	52,1	35
ТЭС Приморская	195	Уголь	ПСУ	35,6	50
ТЭС Талаховская	160	Газ	Двухблочная с ГТУ	36	2

Для покрытия дневных пиков нагрузки в энергосистеме Калининградской области будут использованы ТЭС Маяковская (г. Гусев) и Талаховская (г. Советск), на которых установлены французские ГТУ PG6111(FA) типа 6F.03 [3]. Номинальные технические характеристики ГТУ 6F.03 приведены в табл. 2 [4].

Таблица 2 – Номинальные технические характеристики ГТУ 6F.03

Параметр	Значение
Электрическая мощность на клеммах генератора, МВт	82
КПД на клеммах генератора, %	36
Удельный расход тепла, кДж/кВтч	9991
Температура сжигания топлива, °С	> 1260
Температура газов на выходе из газовой турбины, °С	613

Невысокое значение КПД (из табл. 2 видно, что оно составляет 36%) компенсируется простотой сооружения и низкими затратами – удельные капиталовложения на ГТУ составляют 300–350 долл./кВт [5].

Также, благодаря своим техническим особенностям, ГТУ отличается высокими показателями маневренности, что и обуславливает повсеместное их использование для преодоления быстрых изменений нагрузки. Время с момента подачи команды на запуск до выхода на номинальную мощность занимает до 10–20 мин. При аварийных ситуациях в энергосистеме осуществляется быстрый пуск ГТУ – менее чем за 5 мин [5].

В качестве основного топлива для ТЭС Маяковской и Талаховской послужит природный газ. Данный вид топлива доставляется в Калининградскую область по газопроводу Минск–Вильнюс–Каунас–Калининград, но его физические возможности по транспортировке газа весьма ограничены – они оцениваются в 2,2 млрд. м³ [1]. Данный газопровод был построен еще во времена СССР и в настоящее время пролегает через территории иностранных государств. Оплата только транзита газа через Литву составляет 15 млн. евро/год. Для полного обеспечения новых электростанций природным газом необходимо расширение инфраструктуры. В качестве решения данной проблемы было предложено строительство хранилищ природного газа и регазификационного терминала сжиженного природного газа на побережье, что требует дополнительных материальных затрат [2].

Следует также заметить, что регулировочный диапазон генерируемой мощности тепловых электростанций ограничен, с одной стороны, ее установленной мощностью, а с другой – техническим минимумом. Суммарный технический минимум ТЭЦ-2, работающей в режиме полублока, строящихся ТЭС Прегольской и Приморской равен 512 МВт с учетом работы всего генерирующего оборудования (см. табл. 1).

На рис. 2 показаны характерный среднесуточный график мощности потребления для зимнего рабочего дня в энергосистеме Калининградской области [2], уровень технического минимума перечисленных выше электростанций и возможный режим работы ТЭС Маяковской и Талаховской.

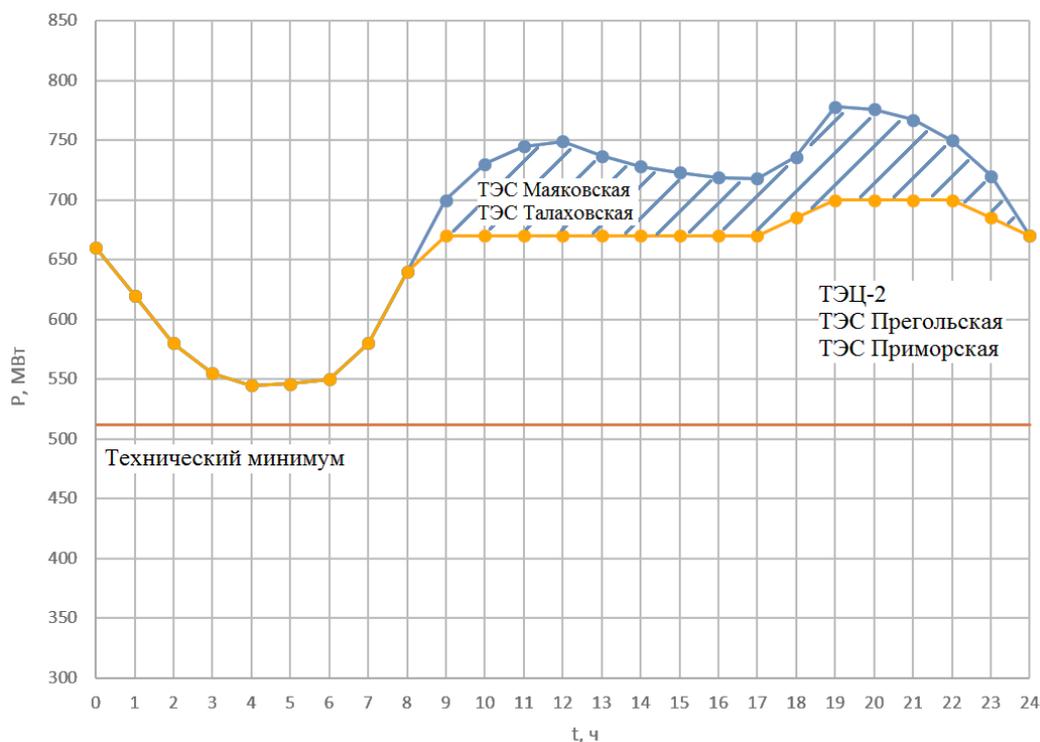


Рисунок 2 – Характерный среднесуточный график мощности потребления для зимнего рабочего дня в энергосистеме Калининградской области

Как следует из рис. 2, минимум суточного графика зимнего рабочего дня находится рядом с технологическим минимумом электростанций. Уменьшение выдаваемой мощности электростанциями негативно скажется на эффективности их работы, так как недогруженные газотурбинные установки имеют КПД ниже номинального, что приведет к перерасходу топлива [6].

Во всем мире решением данной проблемы является добавление в энергосистему объекта, способного аккумулировать электроэнергию, благодаря чему график нагрузки имел бы более спрямленный вид.

Поэтому альтернативой использования ГТУ для преодоления максимумов и минимумов нагрузок может послужить строительство гидроаккумулирующей электростанции (ГАЭС) на территории Калининградской области. Водные ресурсы Калининградской области позволяют возвести на территории региона ГАЭС мощностью 160–200 МВт рядом с г. Мамоново или пос. Янтарным [1].

ГАЭС являются высокоманевренным источником мощности и в то же время потребителем-регулятором, что можно назвать основным преимуществом данного типа электростанций перед другими (ТЭС, АЭС), так как регулировочный диапазон генерируемой мощности ГАЭС не ограничен технологическим минимумом.

Общее значение КПД гидроаккумулирования ГАЭС составляет в среднем 73%, что соответствует отношению выдаваемой мощности при разряде ГАЭС к потребляемой мощности при заряде [6]. Также вследствие своей конструктивной особенности для ГАЭС отсутствует потребность в строительстве инфраструктуры для доставки топлива к электростанции.

По своим маневренным характеристикам гидроагрегаты ГАЭС превосходят ГТУ. Пуск обратимых агрегатов ГАЭС из нерабочего состояния в турбинный режим с набором полной нагрузки составляет 2–3 мин. Пуск этих агрегатов в насосный режим из нерабочего состояния в зависимости от мощности машин и способа пуска колеблется в пределах 5–6 мин. Время перевода из турбинного в насосный режим достигает 8–10 мин [5].

На рис. 3 аналогично рис. 2 показаны характерный среднесуточный график мощности потребления для зимнего рабочего дня в энергосистеме Калининградской области, суммарный технический минимум основных электростанций (ТЭЦ-2, ТЭС Прегольская и Приморская) и возможный режим работы ГАЭС.

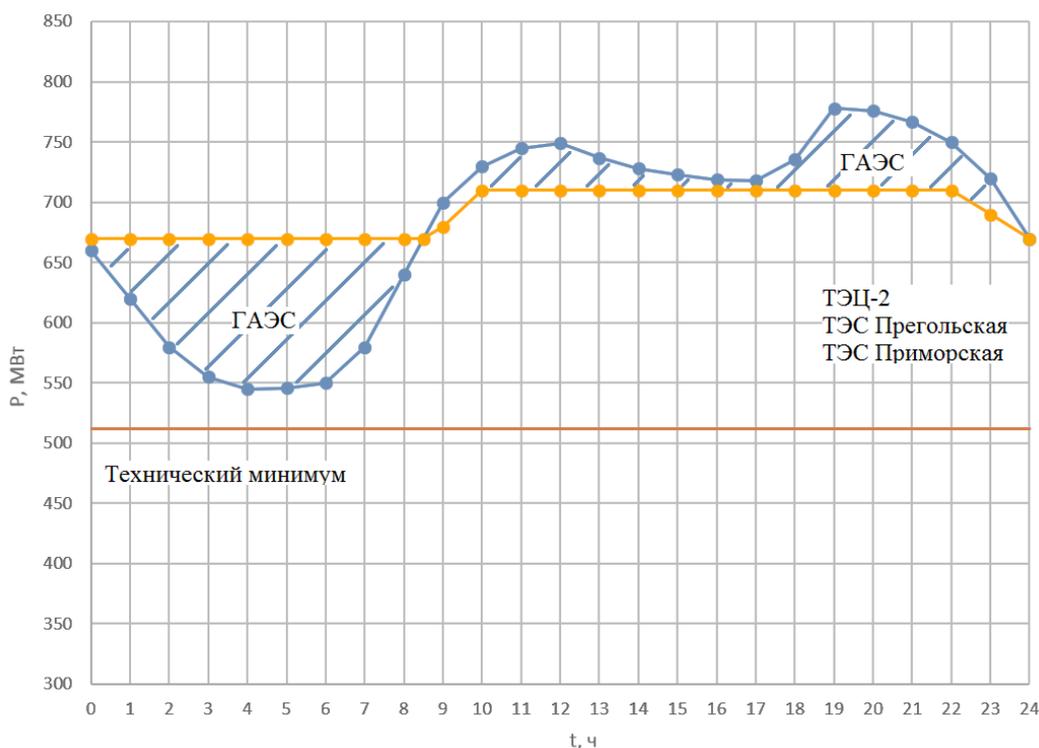


Рисунок 3 – Характерный среднесуточный график мощности потребления для зимнего рабочего дня в энергосистеме Калининградской области

Как следует из рис. 3, во время ночного провала суточного графика нагрузки ГАЭС обеспечит потребление избыточной мощности теплофикационного оборудования, в результате чего минимум потребления сильно превысит технологический минимум электростанций, что должно оптимизировать режим работы ТЭЦ-2, ТЭС Прегольской и Приморской.

Проанализировать и сравнить суточные графики (на рис. 2 и 3) для двух вариантов развития можно с помощью приведенных ниже расчетных коэффициентов [7].

Среднесуточную нагрузку, необходимую для расчетов, найдем по формуле (1):

$$P_{\text{ср}} = \frac{W_{\text{сут}}}{24}, \quad (1)$$

эффективную нагрузку найдем по формуле (2):

$$P_{\text{Э}} = \sqrt{\frac{\sum_1^m P_i^2}{m}}, \quad (2)$$

коэффициент неравномерности нагрузки найдем по формуле (3):

$$k_{\text{НР.сут}} = \frac{P_{\text{min}}}{P_{\text{max}}}, \quad (3)$$

коэффициент плотности графика нагрузки найдем по формуле (4):

$$k_{\text{сут}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}}, \quad (4)$$

коэффициент формы графика нагрузки найдем по формуле (5):

$$k_{\text{сут}} = \frac{P_{\text{Э}}}{P_{\text{ср}}} \quad (5)$$

Анализ проводился только для режима работы ТЭЦ-2, ТЭС Прегольской и Приморской. В табл. 3 представлены полученные коэффициенты, а также величины, необходимые для их расчета. Приблизительное значение потребляемой энергии в течение суток ($W_{\text{сут}}$), необходимое для расчетов, можно получить, вычислив площадь под ломаной кривой графика нагрузки.

Таблица 3 – Расчетные коэффициенты суточного графика нагрузки

Параметр	Режим работы при использовании	
	пиковых ГТУ	ГАЭС
Потребляемая энергия, МВт · ч	15481	16628
Суточный максимум, МВт	700	710
Суточный минимум, МВт	545	670
Среднесуточная нагрузка, МВт	645	693
Эффективная нагрузка, МВт	661	705
Коэффициент неравномерности нагрузки	0,779	0,944
Плотность графика нагрузки	0,942	0,976
Коэффициент формы графика нагрузки	1,025	1,017

Из вышеизложенного следует, что добавление ГАЭС в энергосистему Калининградской области обеспечит уменьшение неравномерности суточного графика нагрузки, а также произойдет его уплотнение благодаря потреблению ГАЭС избыточной мощности, вырабатываемой тепловыми электростанциями. В итоге суточный график нагрузки примет более

спрямленный вид, что будет способствовать оптимизации режима работы ТЭЦ-2, ТЭС Прегольской и Приморской.

Кроме того, наличие ГАЭС в энергосистеме Калининградской области обеспечит быстрый оперативный и аварийный резерв. Как маневренный источник мощности, предназначенный для покрытия пиков нагрузки и компенсации ее кратковременных изменений, ГАЭС примет участие в регулировании режимных параметров с целью обеспечения нормативного качества электроэнергии. А в остальное время, когда будет отсутствовать потребность в преодолении максимумов и минимумов нагрузки, гидроагрегаты ГАЭС переходят в режим синхронного компенсатора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Белей, В. Ф. Анализ вариантов развития электроэнергетики стран Балтии и Калининградской области / IV МЕЖДУНАРОДНЫЙ БАЛТИЙСКИЙ МОРСКОЙ ФОРУМ: материалы Международного морского форума. – Калининград: Изд-во БГАРФ, 2016. – С. 896–908.
2. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Калининградской области на 2018 – 2022 годы. [Электронный ресурс]. – URL: <http://infrastruktura39.ru/upload/СиПРЭ%20КО%20на%202018-2022.pdf?ignoreRedirect=Y>
3. Интер РАО Инжиниринг: [Электронный ресурс]. – URL: <http://irao-engineering.ru/ru/projects/?Show=all#list>
4. Газотурбинная установка 6F.03 (6FA): [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.rusgt.ru/products/6fa-gas-turbine/>
5. Балаков, Ю.Н. Проектирование схем электроустановок: учеб. пособие для вузов / Ю.Н. Балаков, М.Ш. Мисриханов, А.В. Шунтов. – 2-е изд. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2006. – 288 с.
6. Синюгин, В.Ю. Гидроаккумулирующие электростанции в современной электроэнергетике / В.Ю. Синюгин, В.И. Магрук, В.Г. Родионов. – Москва: ЭНАС, 2008. – 352 с.
7. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений / Б.И. Кудрин. – 2-е изд. – Москва: Интернет Инжиниринг, 2006. – 672 с.

RESEARCH OF THE POSSIBILITY OF USING A PUMPED-STORAGE PLANT IN THE ENERGY SYSTEM OF KALININGRAD REGION

V.A. Zaritskii, master student
deathsalat@gmail.com

V.F. Beley, Doctor of Technical Sciences, Professor
vbeley@klgtu.ru

Kaliningrad State Technical University

In this article two variants of daily load curves of the Kaliningrad region energy system are analyzed: with gas-turbine units of thermal power plants and with units of pumped-storage plant. Also technical comparison of gas-turbines and units of pumped-storage plant is given.

thermal power plants, gas-turbine units, pumped storage power plants, peak-load power plants, power control