

ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОЙ ВОЗМОЖНОСТИ ВОЗВЕДЕНИЯ ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩЕЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ДЛЯ ПОКРЫТИЯ ПИКОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ НА ГРАФИКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ДЛЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Ю.Н. Кондрашова, rotjuil720@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5280-5666>

Г.П. Корнилов, korn_mgn@mail.ru

А.М. Третьяков, andreyt2001@yandex.ru

А.В. Шалимов, shalimov-alexey@mail.ru

*Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова,
Магнитогорск, Россия*

Аннотация. Для действующего крупного промышленного предприятия особого внимания заслуживает проблема выравнивания графиков электрических нагрузок, которые изменяются в течение суток, месяца и года в целом. Как показывает процесс эксплуатации электрооборудования и оборудования, задействованного в сложном технологическом процессе, на равномерность графиков оказывает влияние большое разнообразие факторов. В рамках данной работы представлена оценка возможности возведения гидроаккумулирующей электростанции для покрытия пиков потребления в дневные часы на примере металлургического предприятия. При этом исходной информацией является суммарная мощность источников собственной генерации, анализ графиков потребления электроэнергии, карты местности и выбор местности для размещения установки, выполнены расчёт требуемой ёмкости ГАЭС и проверка технической реализуемости проекта. Выбрано оптимальное расположение объекта, что позволит сократить затраты на реализацию, а также снизить риски нарушения текущего баланса мощностей в энергоузле. В целом, проведённая работа по предварительной оценке возможности и целесообразности применения гидроаккумулирующей электростанции для покрытия дневных пиковых нагрузок в сети Магнитогорского промышленного энергоузла дала положительные результаты. Для приведения однозначного заключения по данному вопросу требуется проведение дальнейшего подробного технико-экономического обоснования с учётом связанных с технологическим процессом потерь энергии и затрат на строительные работы.

Ключевые слова: гидроаккумулирующая электростанция, неравномерность графиков электрических нагрузок, металлургическое предприятие, сезонность нагрузки

Для цитирования: Оценки технической возможности возведения гидроаккумулирующей электростанции для покрытия пиков потребления на графике электрических нагрузок для металлургического предприятия / Ю.Н. Кондрашова, Г.П. Корнилов, А.М. Третьяков, А.В. Шалимов // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2023. Т. 23, № 1. С. 12–26. DOI: 10.14529/power230102

Original article
DOI: 10.14529/power230102

THE TECHNICAL FEASIBILITY OF BUILDING A PUMPED-STORAGE POWER PLANT TO COVER CONSUMPTION PEAKS IN THE ELECTRICAL LOADS FOR A METALLURGICAL PLANT

Yu.N. Kondrashova, rotjuil720@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5280-5666>

G.P. Kornilov, korn_mgn@mail.ru

A.M. Tretyakov, andreyt2001@yandex.ru

A.V. Shalimov, shalimov-alexey@mail.ru

Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk, Russia

Abstract. For a large industrial enterprise, special attention should be paid to the electrical loads, which vary on daily, monthly, and yearly scales and which are influenced by a large variety of factors. This paper presents an assessment of the possibility of erecting a hydro-storage power plant to cover consumption peaks during daytime hours at a metallurgical enterprise. The initial information is the total capacity of the plant's generation sources, an analysis of

power consumption schedules, a map of the area, the location of the plant, the required capacity of pumped storage, and the technical feasibility of the project. The optimal location of the facility was selected, which will reduce the cost of implementation and reduce the risks of disturbance to the current capacity balance of the power system. The preliminary assessment of the possibility and expediency of a pumped storage power station for covering daily peak loads gave positive results. An unambiguous conclusion on this issue requires a more detailed feasibility study, taking into account process-related energy losses and construction costs.

Keywords: hydro-storage power plant, irregularity of electric load schedules, metallurgical enterprise, seasonality of load

For citation: Kondrashova Yu.N., Kornilov G.P., Tretyakov A.M., Shalimov A.V. The technical feasibility of building a pumped-storage power plant to cover consumption peaks in the electrical loads for a metallurgical plant. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*. 2023;23(1):12–26. (In Russ.) DOI: 10.14529/power230102

Введение

Система электроснабжения промышленного предприятия имеет сложную и разветвленную структуру электрической сети с содержанием высокого процента специфичной нагрузки, большинство которой связано с ответственными потребителями чёрной металлургии. Значимая часть сложных технологических процессов обеспечивается потреблением электроэнергии энергоёмкими видами производства и необходимостью наличия объектов собственной генерации. Присутствие распределенной генерации является выделяющейся особенностью металлургического предприятия и дает дополнительные возможности при выполнении технологических процессов, а также повышает надежность электроснабжения и показатели качества электроэнергии. Однако необходимо отметить, что график потребления электроэнергии в Магнитогорском энергоузле имеет неравномерный характер в течение суток. Стоит обратить внимание, что наблюдаются ярко выраженные пики потребления в дневное время, которые влекут значительные финансовые затраты на электроэнергию из-за увеличения тарифов в этот период.

Судя по динамике возрастания нагрузки в течение суток, возрастание электрического потребления совпадает с обобщёнными графиками электрических нагрузок городских потребителей. Такой эффект обоснован наложением пиковых нагрузок промышленного и городского сектора. В рамках данной работы рассматривается покрытие дневного потребления энергоузла в целом. Учитывая относительно равномерный характер генерации внутри узла, покрытие пиков должно привести к снижению нагрузки на оборудование головных, частично распределительных подстанций, а также на соединяющие их фидеры.

В работах авторов А.В. Малафеева и А.А. Крубцовой [1] рассматривается вопрос планирования режимов системы электроснабжения металлургического предприятия на основе теории нечетких множеств. Проблемой предприятия, описанной в статье, является непредсказуемость

включения нагрузки, что создает неравномерный график нагрузки по фидерам, это может вызывать потери электроэнергии, разность загрузки оборудования, изменение напряжения при отсутствии полной информации о прогнозируемых величинах электрических нагрузок в узлах сети 6–10 кВ. Решение данной проблемы строится на основании теории нечетких множеств. В этой статье проблема неравномерности графика рассматривается, в частности, близко к электроприёмникам, стоит отметить, что неравномерность сохранится и на уровне всего предприятия, если его приемники имеют случайный характер включения. В результате работы авторами был спланирован график работы некоторых цехов предприятия путем теории нечетких множеств, найдены обобщенные показатели графиков нагрузки, позволяющие осуществлять прогноз без привязки к конкретному производственному процессу.

В диссертации [2] автор для решения проблемы оптимизации использования электрической энергии в системах электроснабжения металлургических предприятий также обращается к тому, что график электрических нагрузок неравномерен. В статье говорится, что неравномерные и случайные графики нагрузок имеют дуговые электросталеплавильные печи (ДСП), листопрокатные и трубные производства. Автор привёл формулы для расчета нагрузки различных видов электроприёмников металлургического производства и методы оптимизации потребления, что уменьшит неравномерность графиков электрических нагрузок. При этом методы и решения, предложенные в диссертации, повысят эффективность использования ДСП, снизят колебания напряжения, позволят производить прогнозирование расхода электроэнергии.

Тематика неравномерности нагрузки на предприятиях металлургической промышленности также затрагивается статье [3], в ней авторы рассуждают на тему повышения качества электрической энергии. Металлургическое предприятие рассматривается как потребитель, который принимает 30 % вырабатываемой электроэнергии и относится к наиболее энергоёмкой отрасли промышленности,

при этом являясь источником низкого качества электроэнергии, вызванного нелинейной, несимметричной и резкопеременной нагрузкой (например, сверхмощные ДСП, мощные прокатные станы, электросварки, электронные выпрямительные устройства). Авторы выделяют основные проблемы для качественного электроснабжения, такие как несинусоидальность кривой напряжения, несимметрия трехфазной системы напряжений, колебания и отклонения напряжений, ударный характер нагрузки. Также они разбирают виды электроприемников и их влияние на сеть, все они являются резкопеременной нагрузкой, что приводит к появлению пиков и провалов на графике электрической нагрузки. Решением этих проблем предлагается разработанная система управления качеством электроэнергии, позволяющая обеспечивать оптимальные показатели качества при минимальных затратах.

В работе [4] авторы говорят, что неравномерный график свойственен промышленным предприятиям, характер потребления электроэнергии которых не поддается четкому планированию вследствие полной зависимости от требований технологического процесса производства и спрогнозировать заранее потребление трудно. В частности, это относится к металлургическим заводам, имеющим в составе оборудования электросталеплавильные печи, доля потребления которых составляет около 50 % электропотребления всего завода. На характер потребления ДСП влияет множество факторов, такие как: режим работы печного трансформатора, обвалы шихты при плавлении, кипении металла, подъем уровня металла, обгорания электродов, нестабильность состава шихты, добавление присадок износ кладки и т. д. Практический опыт показывает, что влияние этих факторов и приводит к неравномерности графика потребления печи, а вместе с ним и всего предприятия. Хотя характер графика потребления печи, безусловно, имеет ярко выраженные повторяющиеся участки высокого и низкого потребления, очень трудно спрогнозировать, в какое именно время начнется и закончится очередная плавка. Авторы обращают внимание именно на финансовую сторону этой проблемы. Зная о соотношении цен, модель, созданная на основе метода прогноза, формирует в заявке на рынок ту величину потребления электроэнергии, которая гарантированно обеспечит нужный тип сделки на балансирующем рынке электроэнергии. Неравномерный характер графика потребления с главенством требований технологии над требованиями энергетического планирования можно обойти, применяя качественную аналитику соотношений цен рынка на сутки вперед и балансирующего рынка, тем самым предлагая компенсировать технологическую проблему финансовым планированием.

Работа [5] непосредственно затрагивает колебания мощности в энергосистеме района, в состав которого входят два источника питания общей мощностью 7000 МВА, а также в качестве примера задействован энергорайон города Натау (Турция). Рассматривается изменение мощности в связи с различными причинами, такими как возникновение сильных возмущений, вызванных короткими замыканиями, сбросом нагрузки и пр. Устранение таких колебаний предлагается более гибкими системами регулирования возбуждения генераторов, применением статических тиристорных компенсаторов (СТК), что приводит к сглаживанию разницы между подачей и потреблением электроэнергии. В работе были созданы модели системы и генераторов, в которые были установлены предложенные системы регулирования возбуждения, а также в системы включены СТК. Данные предложения позволяют получить наилучшие результаты по времени демпфирования колебаний мощности и повысить устойчивость энергосистемы.

Исходя из обзора, можно сказать, что неравномерность графиков у металлургических предприятий является одной из главных проблем, которую авторы решают по-разному, начиная от технических решений и заканчивая методикой экономического обхода неравномерного графика, чтобы получить выгоду на рынке электроэнергии. Исходя из рассмотренного опыта работ с резкопеременной нагрузкой, предложим свое решение данной проблемы.

В рамках рассматриваемого проекта возникает необходимость оценки технической возможности возведения гидроаккумулирующей электростанции (ГАЭС) для покрытия пиков потребления в дневные часы. При этом исходной информацией будет служить: изучение источников питания, графиков потребления и оценка экономической целесообразности; изучение карт местности и выбор местности для размещения; расчёт требуемой ёмкости ГАЭС и проверка технической реализуемости проекта.

Изучение основных объектов генерации внутри Магнитогорского промышленного узла

Согласно схеме электроснабжения Магнитогорского промышленного узла, в него входит четыре основных объекта генерации: ЦЭС, ТЭЦ, ПВЭС-1, ПВЭС-2. Данные мощности генераторов электростанций сведены в табл. 1.

Как видно из табл. 1, суммарная установленная мощность генерирующих объектов Магнитогорского энергетического узла составляет 622 МВт. Однако, при учёте частных условий работы агрегатов каждой из электростанций, действительная мощность генерации будет несколько ниже.

Характеристики электростанций

Таблица 1

Power plant characteristics

Table 1

Электростанция	Суммарная установленная мощность, МВт
ЦЭС	191
ТЭЦ	330
ПВЭС-1	10
ПВЭС-2	91
Итого:	622

Построение суточных графиков потребления электроэнергии

Для работы были собраны характерные суточные графики электрических нагрузок за зимний (декабрь) и летний (июнь) периоды, так как именно в эти периоды времени наблюдался характерный рост объемов производства. Для рассмотрения взяты суточные графики мощности потребления электроэнергии за 2019–2021 годы.

Для определения графиков генерации элек-

тростанций собраны и просуммированы суточные замеры по их генераторам. Подпитка от энергосистемы рассчитывалась по графикам нагрузок фидеров, отходящих от головных подстанций 500 кВ (Смеловская и Магнитогорская) и Троицкой ГРЭС к распределительным подстанциям 110–220 кВ (30, 60, 77, 86, 90, 99). Расчёт произведён с помощью ЭВМ.

Графики, построенные по табличным данным, приведены на рис. 1 и 2.

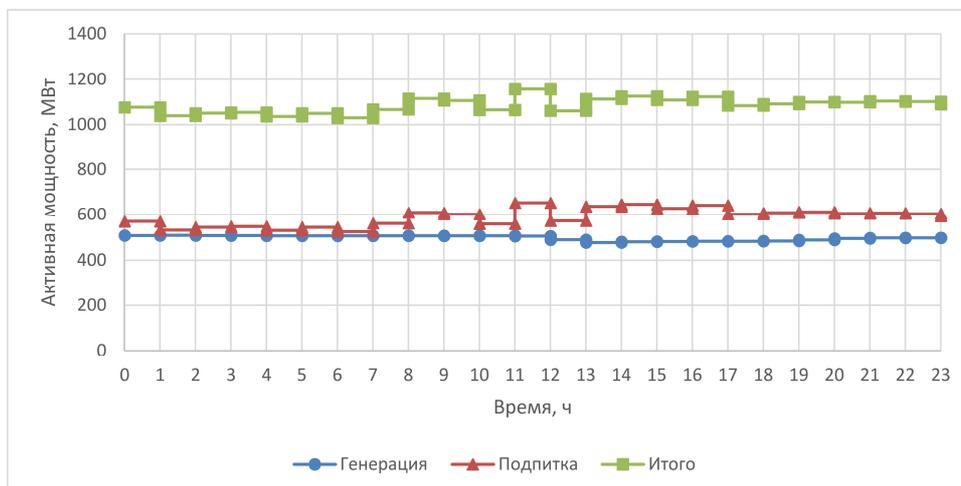


Рис. 1. Графики энергопотребления в летний период 2021 года
Fig. 1. Energy consumption, summer 2021

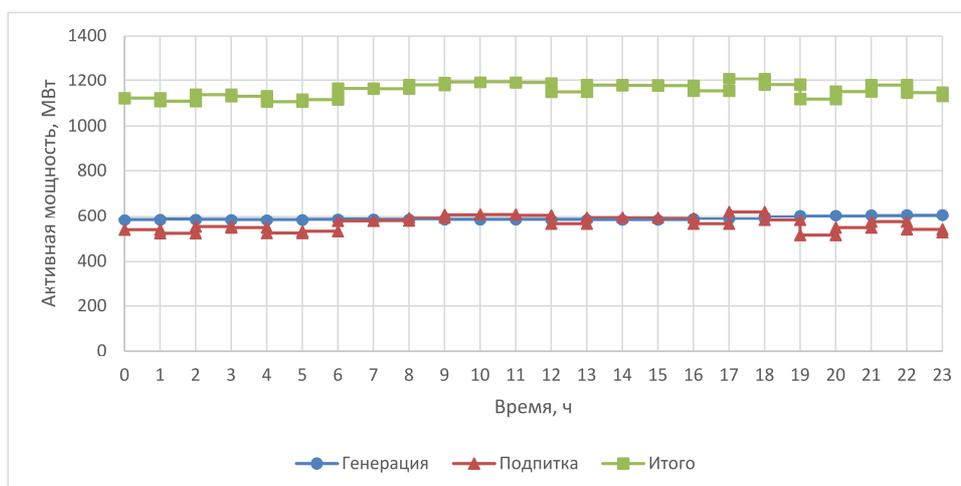


Рис. 2. Графики энергопотребления в зимний период 2021 года
Fig. 2. Energy consumption, winter 2021

Как видно из графиков, генерация электроэнергии местными электростанциями ведётся равномерно, за исключением увеличения выработки в зимний период. Потребление электроэнергии из энергосистемы является неравномерным, на графиках явно выделяются пики и провалы. Следовательно, на неравномерность общего потребления влияет график потребления от энергосистемы.

Для определения количества энергии, которую должна запасать гидроаккумулирующая электростанция, рассмотрены графики электропотребления из энергосистемы за 2019–2021 годы (рис. 3–5). Пополнение водохранилища планируется осуществлять во время ночных провалов с 1:00 по 7:00, так как в эти часы установлена по-

ниженная тарифная ставка на электроэнергию (будет рассмотрено далее).

На графиках отображены линии «И» и «Д», по которым планируется выравнивание графиков. Линии характеризуют уровень потребления из сети, при котором дневное потребление будет наиболее ровным, с учётом пополнения водохранилища в ночные часы. Так как некоторые пики не превышают заданного уровня более чем на 10 МВт, они считаются малозначительными. Малые пики в выравнивании графика задействованы не будут и останутся неизменными.

Дальнейшие расчёты приведены на примере графиков потребления электроэнергии за 2021 год. Так как расчёты за другие года аналогичны, в материалах статьи приводятся их результаты.

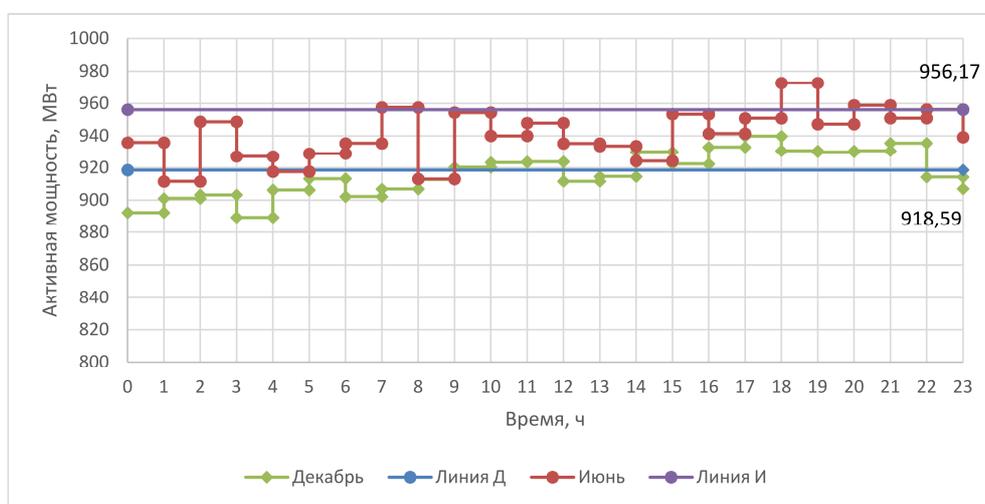


Рис. 3. Графики потребления электроэнергии 2019 года
Fig. 3. Electricity Consumption, 2019

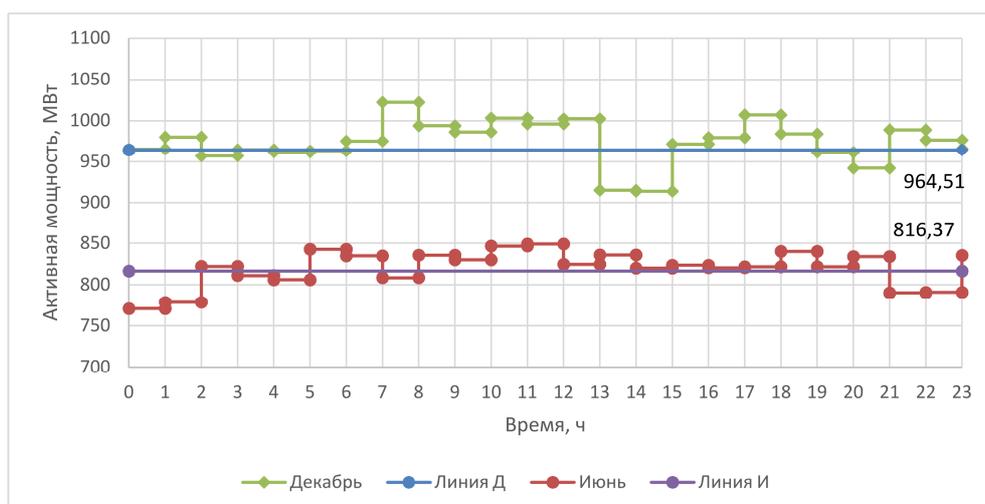


Рис. 4. Графики потребления электроэнергии 2020 года
Fig. 4. Electricity consumption, 2020

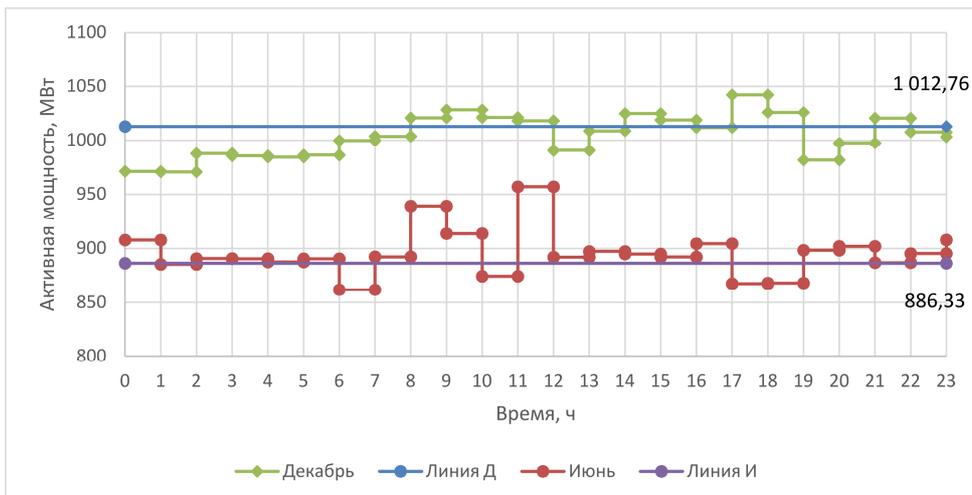


Рис. 5. Графики потребления электроэнергии 2021 года
Fig. 5. Electricity consumption, 2021

Оценка экономической целесообразности

Согласно данным, наибольший пик 2021 года происходит в 11:00 (при этом пики за летний период в 2019 году приходятся на вечернее время 18–19 ч, а для 2020 года – с 10 до 12 ч) в летнее время и составляет

$$P_{\text{пик}} - P_{\text{ур}} = 956,90 - 886,34 = 70,56 \text{ МВт}, \quad (1)$$

где $P_{\text{пик}}$ – мощность пиковой нагрузки, МВт;

$P_{\text{ур}}$ – заданный уровень мощности, МВт.

Ему должна соответствовать максимальная развиваемая гидрогенератором мощность. Наибольшая ёмкость потребуется так же в летнее время, она определяется по формуле (2) и составляет согласно подсчётам

$$W_a = \sum_{i=1}^N P_i \cdot t_i = 228,19 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (2)$$

где W_a – аккумулируемая электроэнергия, МВт·ч;

P_i – покрываемая мощность потребления за i -й час, МВт;

t_i – i -й час, ч;

N – число часов, в которые необходима генерация.

На рис. 6, 7 и 8 приведены планируемые графики потребления электроэнергии из энергосистемы с учётом покрытия дневных пиков и накопления во время ночных провалов для летнего и зимнего периода за 2019, 2020, 2021 год соответственно.

Проанализировав полученные графики электрических нагрузок с учетом покрытия пиков за три периода времени 2019, 2020, 2021 годы, необходимо провести расчёт экономического эффекта от внедрения проекта. Это необходимо для оценки целесообразности проведения дальнейших расчётов и реализации проекта в целом.

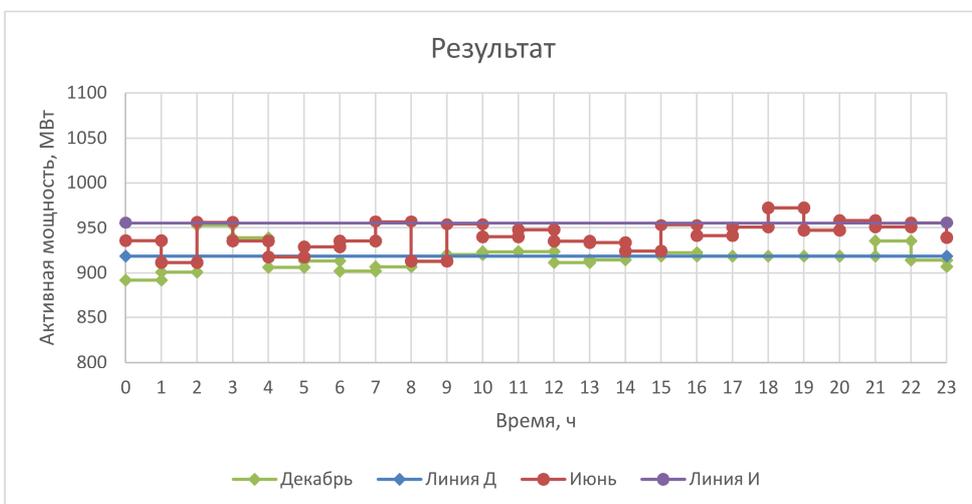


Рис. 6. Планируемое влияние ГАЭС на графики 2019 года
Fig. 6. Planned impact of the hydroelectric power plant on the 2019 schedules

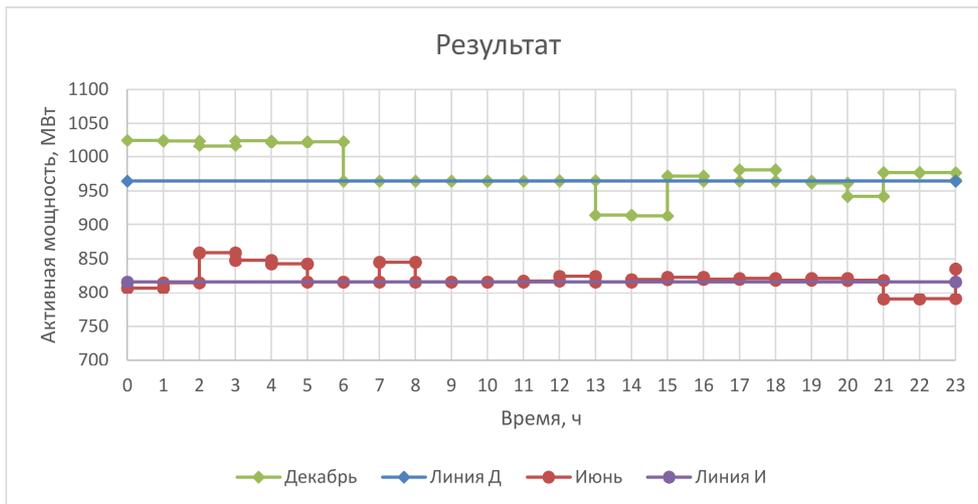


Рис. 7. Планируемое влияние ГАЭС на графики 2020 года
Fig. 7. Planned impact of the hydroelectric power plant on the 2020 schedules

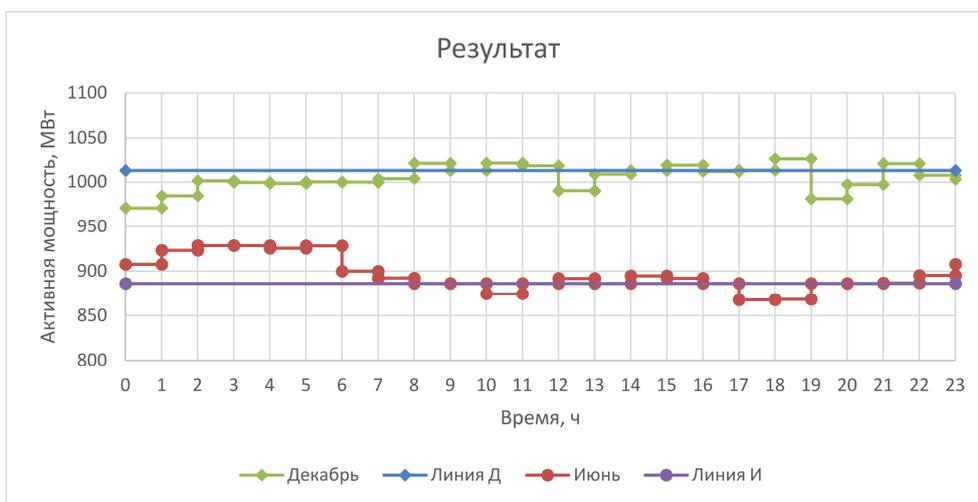


Рис. 8. Планируемое влияние ГАЭС на графики 2021 года
Fig. 8. Planned impact of the hydroelectric power plant on the 2021 schedules

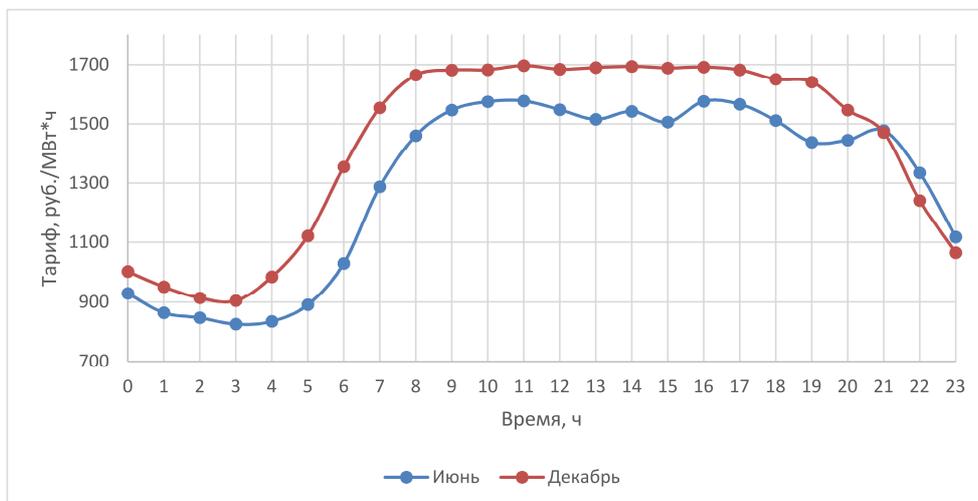


Рис. 9. Суточная динамика тарифов на электроэнергию
Fig. 9. Daily electricity tariffs

Сравнение затрат на электроэнергию за 2021 год

Таблица 2

Table 2

Electricity costs, 2021

Период	Текущие затраты, тыс. руб./сут	Предполагаемые затраты, тыс. руб./сут	Экономия, тыс. руб./сут
Июнь (сутки)	12 534,43	12 420,98	113,45
Декабрь (сутки)	14 331,18	14 304,04	27,14
Год	4 959 571,3	4 936 632,9	22 938,38

В связи с отсутствием информации в открытом доступе применительно к рассматриваемому объекту о тарификации электроэнергии воспользуемся данными сайта администратора торговой системы (АО «АТС»), почасовая тарификация на закупку электроэнергии в первые числа исследуемых месяцев в 2021 году приведена в виде графика на рис. 9.

В таком случае, с учётом плавающих тарифов, затраты на закупку электроэнергии снизятся по сравнению с текущим графиком. Расчёт суточных затрат произведён по формуле (3), и их сравнение приведено в табл. 2.

$$A = \sum_{i=0}^{23} P_{c,i} \cdot t_i \cdot C_i, \quad (3)$$

где A – суточные затраты на электроэнергию, тыс. руб.;

$P_{c,i}$ – мощность потребления из сети за i -й час, МВт;

t_i – i -й час, ч;

C_i – тариф на электроэнергию в i -й час суток, руб./кВт·ч.

Как видно по итогам расчётов, такие меры приведут к сокращению расходов на закупку электроэнергии в размере 113,45 тыс. руб./сут в летнее время и 27,14 тыс. руб./сут в зимнее. При этом годовая экономия составит порядка 22,94 млн руб. в год.

Практическая часть

Предполагаемое место расположения ГАЭС – близ площадки Магнитогорской ТЭЦ, а водохранилища – на горе Сосновой, расположенной поблизости. Выбор местности обоснован близостью необходимых для проектирования объектов:

1. Возвышенный участок находится вблизи водного объекта, что позволит сократить затраты на строительство. Также это сократит протяжённость деривационных труб и уменьшит сопротивление самого трубопровода.

2. Расположение генераторного оборудования ГАЭС близ распределительных устройств 110 кВ ТЭЦ и подключение к ним позволит организовать поставки мощности к распределительным подстанциям 110–220 кВ вместо мощности, потребляемой из сети. Такие меры позволят избежать серьёзных изменений в балансе мощностей внутри энергоузла.

Первый шаг расчёта – определение необходимой ёмкости водохранилища. По формуле (4) определяется потенциальная энергия (E), которую необходимо запастись для летнего периода времени для 2021 года.

$$E = W_a \cdot 3600 = 228,29 \cdot 3600 = 821\,852,1 \text{ МДж}. \quad (4)$$

Второй шаг – определение напора, а также объёма запасаемой воды и рабочего объёма водохранилища. Необходимо проверить возможность размещения требуемого количества воды в водохранилище. Проверка будет реализована сравнением проектной глубины (входные данные для определения напора) и расчётного рабочего изменения уровня воды (выходные данные для оценки). Далее необходимо учесть следующие вводные условия.

1. Нижний бьеф находится на уровне реки Урал – 351 м над уровнем моря.

2. Верхний бьеф (водохранилище) планируется на уровне 440 или 430 м на горе Сосновая.

3. Глубина водохранилища заранее не определена, необходимы расчёты.

В таком случае напор будет определяться по формуле

$$H = R_2 - h - R_1, \quad (5)$$

где H – напор, м;

R_2 – верхний бьеф, м;

h – проектное рабочее изменение уровня воды, м;

R_1 – нижний бьеф, м.

Зная потенциальную энергию, которой должна обладать вода, возможно выразить её массу через напор:

$$m = \frac{E \cdot 1000}{g \cdot H}, \quad (6)$$

где m – масса воды, т;

1000 – поправочный коэффициент, учитывающий перевод массы в тонны, а энергии – в мегаджоули;

g – ускорение свободного падения (9,8 м/с²);

H – напор, м.

Условившись, что плотность пресной воды составляет $\rho = 1 \text{ т/м}^3$, то рабочий объём воды:

$$V = \frac{m}{\rho} \approx \frac{m}{1} \approx m. \quad (7)$$

Расчётное рабочее изменение уровня воды в водохранилище определится из рабочего объёма и площади водохранилища:

$$\Delta h = \frac{V}{S}, \quad (8)$$

где Δh – расчётное рабочее изменение уровня воды, м;

S – площадь водохранилища, м².

Объединив формулы с (5) по (8), получим уравнение зависимости расчётного рабочего изменения уровня воды от проектной глубины:

$$\Delta h = \frac{E}{S \cdot g \cdot (R_2 - h - R_1)}. \quad (9)$$

Для выбора оптимального решения в дальнейшем будут построены графики зависимостей напора, расчётного рабочего изменения уровня

воды и разницы уровней (формула (10)) от проектной глубины водохранилища.

$$\delta = \Delta h - h, \quad (10)$$

где δ – глубина от уровня мёртвого объёма водохранилища (далее – глубина мёртвого объёма), м.

Определение площади

Площадь будет определена из плана, составленного по топографической и спутниковой картам (рис. 10) путём наложения при помощи САПР «КОМПАС-3D». Пунктирными линиями изображены сечения горы на высотах 430 и 430 м над уровнем моря. Расстояние до реки составляет порядка 200 м.

Размещение водохранилища потребует внесения на план некоторых изменений, которые отображены на проектном плане местности (рис. 11):

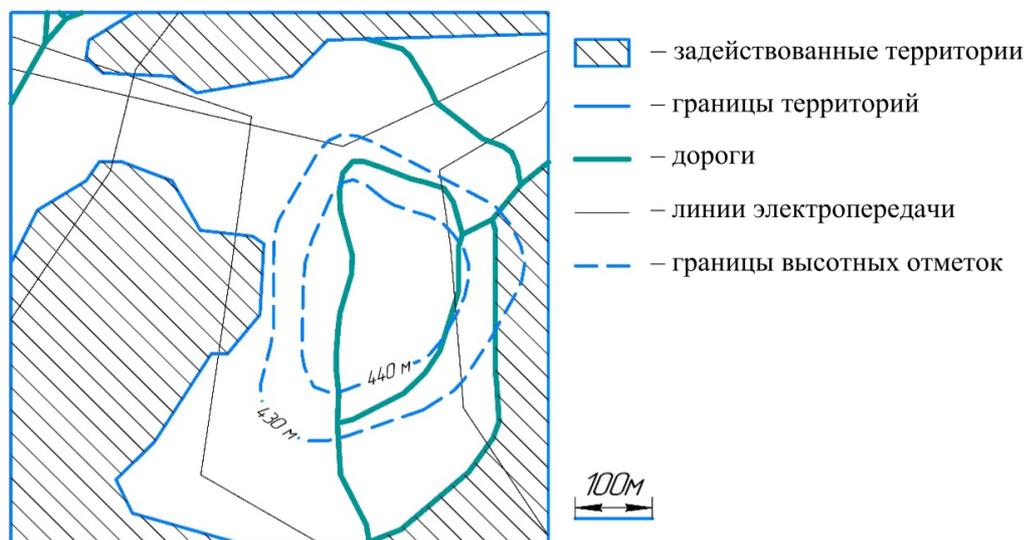


Рис. 10. План местности
Fig. 10. Site plan

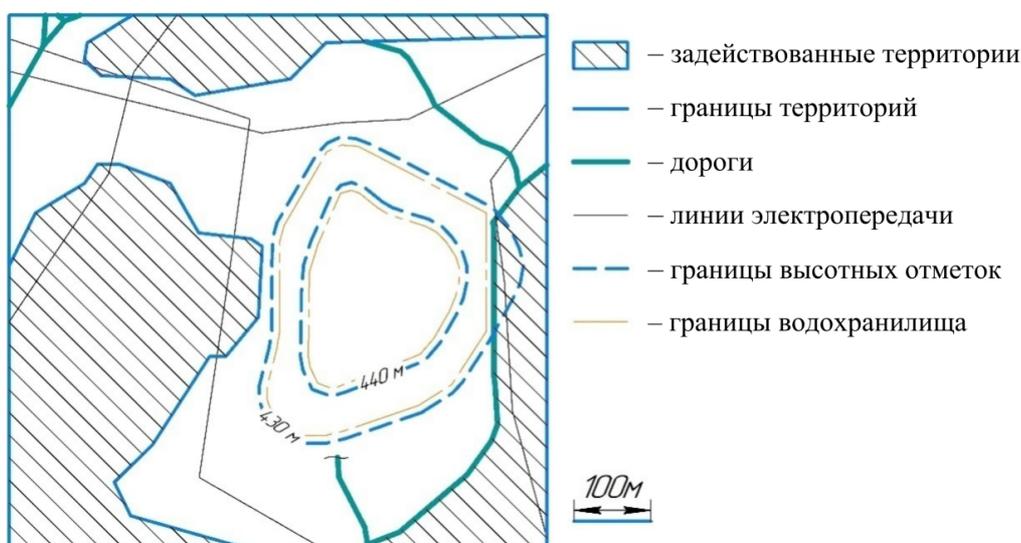


Рис. 11. Проектный план местности
Fig. 11. Project site plan

- перенос опор линии электропередач на правой части плана;
- удаление грунтовых дорог на горе;
- подготовка дорог для подъезда рабочей техники;
- укрепление периметра грунтовой плотиной с шириной гребня порядка 10 м.

Соответственно при помощи инструментария САПР определены площади рабочих сечений:

- рабочее сечение 440 м – 35 980,24 м²;
- рабочее сечение 430 м – 82 094,46 м².

Оценка реализуемости

На основании полученных по планам данных и представленных ранее расчётов построены графики зависимостей напора, расчётного рабочего

изменения уровня воды и разницы уровней от глубины, которые представлены на рис. 12 и 13. Все величины на графиках приведены в метрах.

Как видно из графика на рис. 12, строительство объекта на высоте 440 м над уровнем моря на горе Сосновая оправдано только при глубине водохранилища, превышающей 30 м (при условии, что стенки вертикальные). При этом объём вырытой в глубину породы, без учёта верхнего грунта, составляет

$$35\,980,24 \cdot 30 = 876\,541,19 \text{ м}^3.$$

На уровне 430 метров увеличивается площадь сечения водоёма. Разница сечений составляет более чем в два раза, что оказывает значительное влияние на вместимость и необходимую глубину

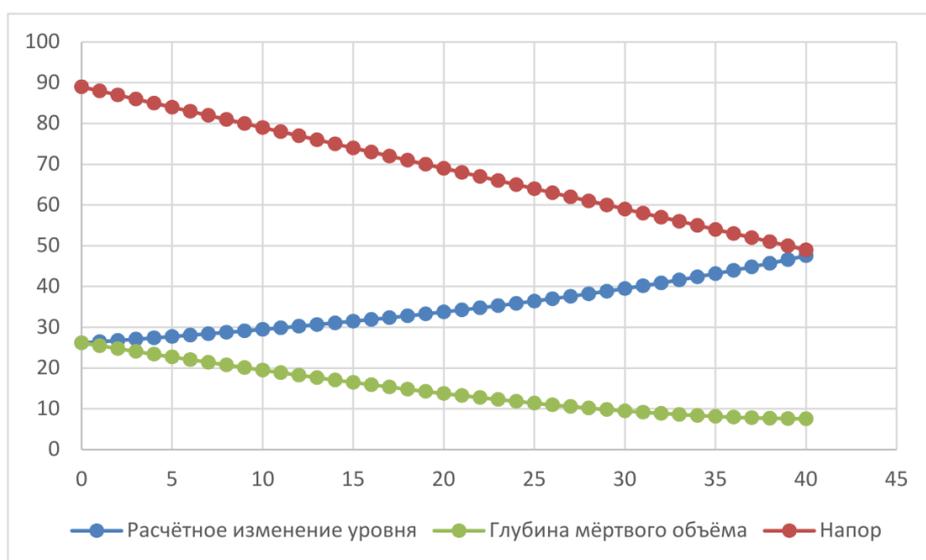


Рис. 12. Графики зависимостей для уровня 440 м
Fig. 12. Dependency plots for the 440 m level

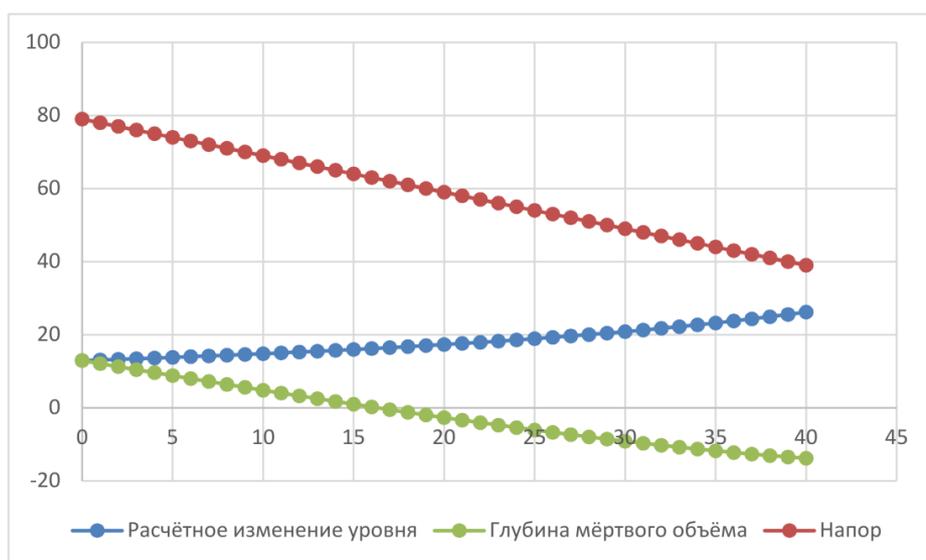


Рис. 13. Графики зависимостей для уровня 430 м
Fig. 13. Dependency plots for the 430 m level

водохранилища. Возведение становится целесообразным уже при глубине от 18 м. Объем вырытой в глубину породы:

$$82\,094,46 \cdot 18 = 1\,329\,793,27 \text{ м}^3.$$

Расположение водохранилища на высоте 440 м требует значительно меньших трудозатрат по удалению породы, но больших на возведение укреплений стен высотой в 30 м. Расположение водохранилища на высоте 430 м потребует больших трудозатрат по удалению породы, но для водохранилища достаточно будет земляной плотины.

Согласно результатам работы, можно сделать вывод о том, что размещение водохранилища на высоте 430 м является оптимальным и безопасным решением.

Расчёт располагаемой генерируемой пиковой мощности

Согласно планируемой периодизации накопления и расхода воды в водохранилище построен график изменения накопленной энергии в течение суток за 2019, 2020 и 2021 год – рис. 14–16.

Для построения зависимости располагаемой пиковой мощности от напора воспользуемся формулами (11)–(14). Зависимость напора от накопленной энергии выведена на основании описанных выше преобразований. Зависимость пиковой мощности от напора (12) получена из расчётов в [7]. Зная максимальную требуемую мощность и запасённую на момент её востребования энергию, по формулам (13) и (14) можно рассчитать максимальный расход воды через турбину. Подставив

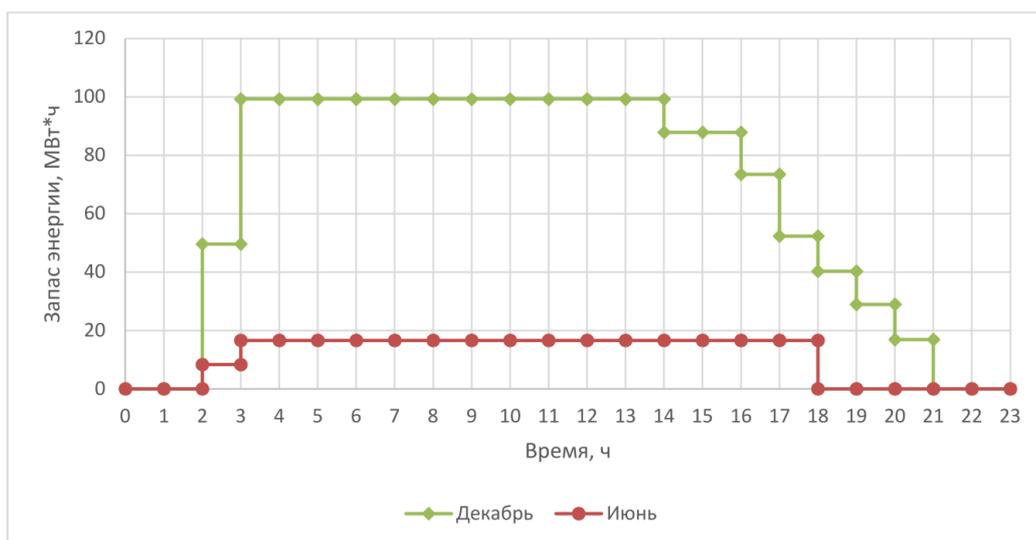


Рис. 14. Суточное изменение энергии запаса воды в водохранилище для графиков 2019 года
Fig. 14. Daily reservoir storage energy for 2019

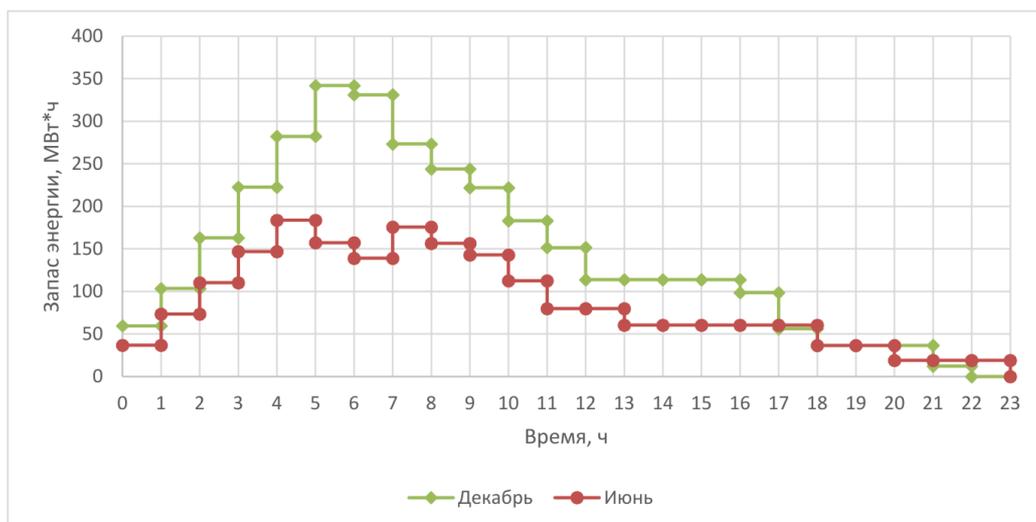


Рис. 15. Суточное изменение энергии запаса воды в водохранилище для графиков 2020 года
Fig. 15. Daily reservoir storage energy for 2020

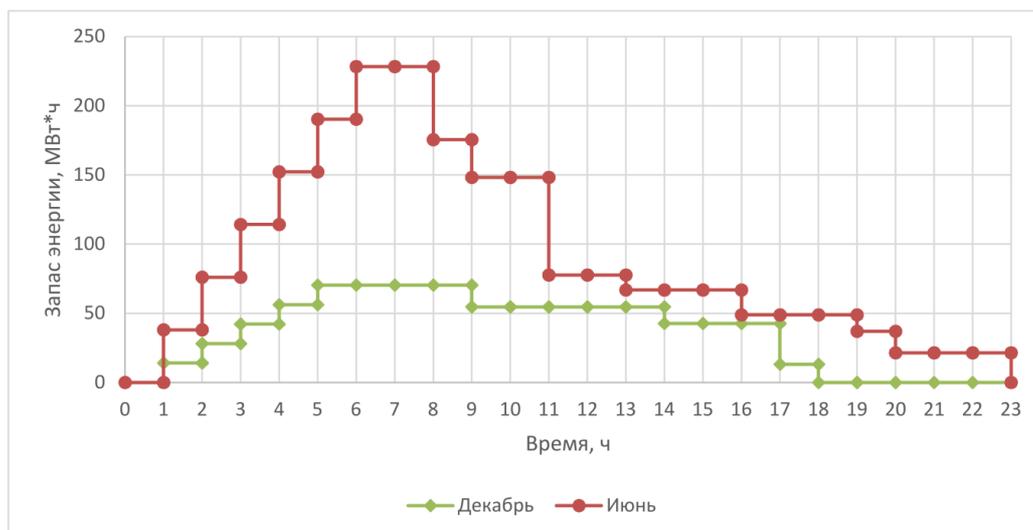


Рис. 16. Суточное изменение энергии запаса воды в водохранилище для графиков 2021 года
Fig. 16. Daily reservoir storage energy for 2021

его в (12), получим зависимость располагаемой пиковой мощности от запасённой в водохранилище энергии (рис. 17–19).

$$H = \sqrt{\frac{W_a \cdot 1000 \cdot 3600}{g\rho S}}; \quad (11)$$

$$N = gHQ\eta; \quad (12)$$

$$H_{\max} = \sqrt{\frac{W_{a \max} \cdot 1000 \cdot 3600}{g\rho S}} = \sqrt{\frac{77,64 \cdot 1000 \cdot 3600}{9,81 \cdot 1 \cdot 82 \, 094,46}} = 18,63 \text{ м}; \quad (13)$$

$$Q_{\max} = \frac{N_{\max \text{.треб}}}{gH_{\max}} = \frac{70,56}{9,81 \cdot 18,63} = 386 \, 109,01 \text{ л/с}, \quad (14)$$

где N – располагаемая пиковая мощность, МВт;
 Q – расход воды через турбину за час, л/с;
 η – КПД турбины, для предварительных расчётов принят 100 %;

$N_{\max \text{.треб}}$ – максимальная требуемая мощность турбины (определена ранее как 60,56 МВт);

H_{\max} – напор на момент востребования

$N_{\max \text{.треб}}$, М;

$W_{a \max}$ – энергия, запасённая на момент востребования $N_{\max \text{.треб}}$ (по графику на рис. 10 составляет 77,64 МВт·ч);

Q_{\max} – расчётный максимальный расход воды, л/с.

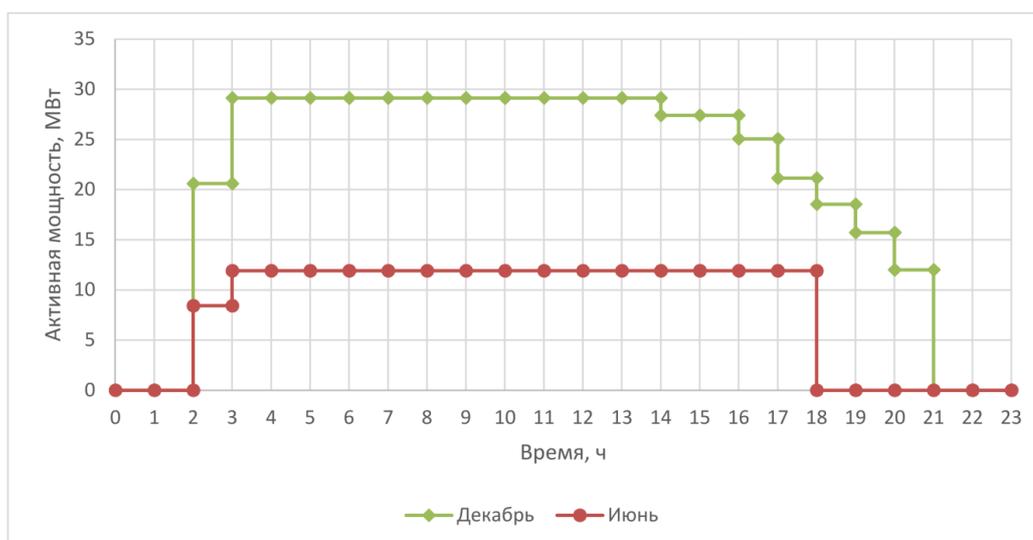


Рис. 17. Суточное изменение генерируемой пиковой мощности для 2019 года
Fig. 17. Daily generated peak capacity for 2019

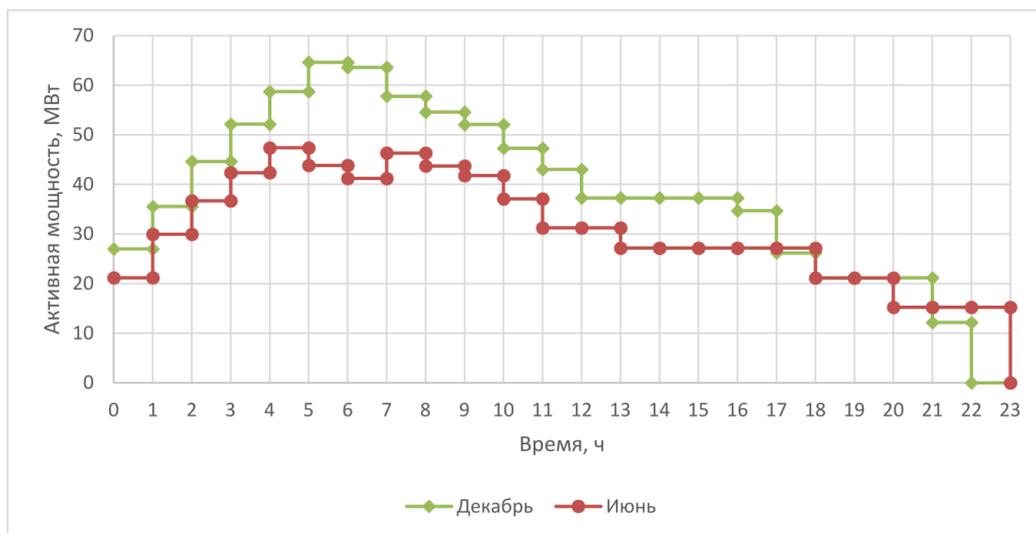


Рис. 18. Суточное изменение генерируемой пиковой мощности для 2020 года
Fig. 18. Daily generated peak capacity for 2020

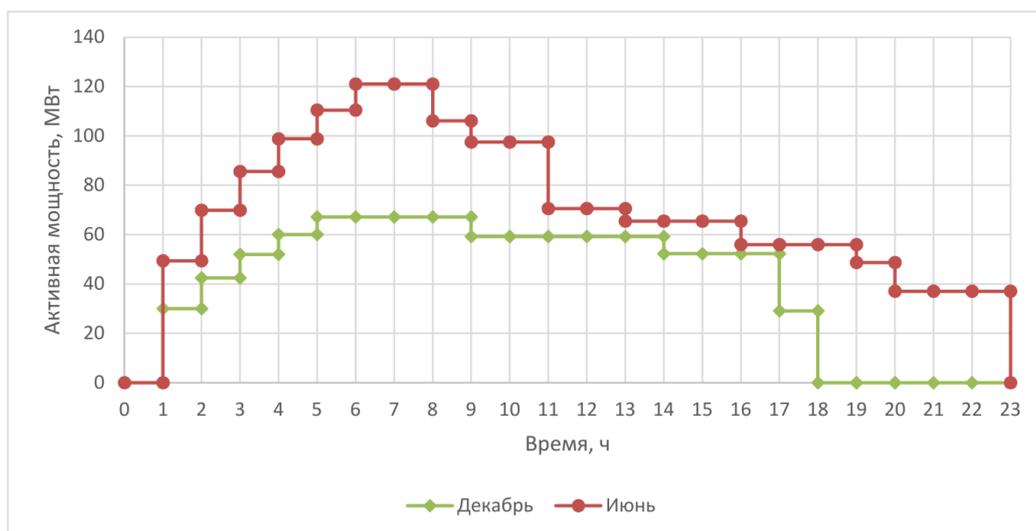


Рис. 19. Суточное изменение генерируемой пиковой мощности для 2021 года
Fig. 19. Daily generated peak power for 2021

Данные графики позволяют оценить количество располагаемой мощности с учетом изменения напора в течение суток при условии максимально планируемого расхода воды. Из графиков видно, что по мере исчерпания запаса воды в водохранилище электростанция покрывает потребности в мощности только частично. Это наблюдается в следующие моменты: 18:00 летнего и 21:00 зимнего графиков 2019 года (не более 18 МВт); 18:00, 20:00, 23:00 летнего и 17:00, 21:00, 22:00 зимнего графиков 2020 года (не более 20 МВт); 23:00 летнего и 18:00 зимнего графиков 2021 года (не более 22 МВт).

Заключение

Как видно из содержания работы, внедрение проекта гидроаккумулирующей электростанции является реализуемой и экономически оправдан-

ной задачей. Снятие пиковых нагрузок с дневной смены и равномерное её распределение в ночной период позволит достичь экономии порядка 22,94 млн руб. в год.

Планируемая электростанция должна быть способна аккумулировать 174,19 МВт·ч электроэнергии и выдавать её с максимальной развиваемой мощностью не менее 60 МВт. Для минимизации габаритов возводимого для неё водохранилища сглаживанию подлежат только наиболее выраженные пики потребления.

Выбрано оптимальное расположение объекта, что позволит сократить затраты на реализацию, а также снизить риски нарушения текущего баланса мощностей энергоузла.

Сравнение двух вариантов реализации водохранилища ГАЭС позволило подобрать оптимальное решение для его размещения. Расположение

верхнего бьефа на высоте 430 м позволяет минимизировать необходимую глубину и сократить расходы на строительство по сравнению с вариантом расположения на уровне 440 м. Несмотря на значительное увеличение объёма грунтовых работ, такой вариант позволяет избежать затрат на возведение высоких массивных бетонных конструкций, поддерживающих края водохранилища. Вместе с тем открывается возможность значительного увеличения ёмкости водохранилища при малом снижении напора.

В целом, проведённая работа по предварительной оценке возможности и целесообразности применения гидроаккумулирующей электростанции для покрытия дневных пиковых нагрузок в сети Магнитогорского промышленного энергоузла дала положительные результаты. Для приведения однозначного заключения по данному вопросу требуется проведение дальнейшего подробного технико-экономического обоснования с учётом связанных с технологическим процессом потерь энергии и затрат на строительные работы.

Список литературы

1. Малафеев А.В., Крубцова А.А. Планирование режимов систем электроснабжения металлургического предприятия на основе теории нечетких множеств // *Электротехнические системы и комплексы*. 2014. № 3 (24). С. 43–48.
2. Лоскутов А.Б. Повышение эффективности использования электрической энергии в системах электроснабжения металлургических предприятий: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. М., 1994. 38 с.
3. Савина Н.В., Козлова Т.С. Управление качеством электроэнергии в системах электроснабжения металлургических предприятий в рыночных условиях // *Вестник Ивановского государственного энергетического университета*. 2012. № 6. С. 84–92.
4. Руссков О.В., Сараджишвили С.Э. Планирование неравномерного потребления субъекта оптового рынка электроэнергии на основе прогноза соотношений часовых цен // *Наука и образование: научное издание МГТУ им. Н.Э. Баумана*. 2015. № 2. С. 115–135. DOI: 10.7463/0215.0757930
5. Исследование причин возникновения колебаний мощности в энергосистеме и разработка способов их устранения / А.А. Николаев, И.А. Ложкин, В.В. Анохин, В.С. Ивекеев // *Электротехника: сетевой электронный научный журнал*. 2016. Т. 3, № 1. С. 48–55.
6. Официальный сайт Администрации Аলেখовщинского сельского поселения Лодейнопольского муниципального района Ленинградской области. URL: <https://clck.ru/32eiMK> (дата обращения: 11.11.2022).
7. Иванченко И.П., Топаж Г.И., Коструба А.В. Применение гидротурбин с переменной частотой вращения для повышения эффективности реконструируемых ГЭС // *Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки*. 2017. Т. 23, № 4. С. 56–65. DOI: 10.18721/JEST.230405

References

1. Malafeev A.V., Krubtsova A.A. Power supply system operation planning of metallurgical enterprise based on fuzzy sets theory. *Electrotechnical Systems and Complexes*. 2014;3(24):43–48. (In Russ.)
2. Loskutov A.B. *Povyshenie effektivnosti ispol'zovaniya elektricheskoy energii v sistemakh elektrosnabzheniya metallurgicheskikh predpriyatiy: avtoref. dis. d-ra tekhn. nauk* [Increasing the Efficiency of Electric Power Utilization in Power Supply Systems of Metallurgical Enterprises. Abstract of doct. diss.]. Moscow; 1994. 38 p. (In Russ.)
3. Savina N.V., Kozlova T.S. Control of Electric Power Quality in Electric Power Supply Systems of Metallurgical Enterprises in Market Conditions. *Vestnik of Ivanovo State Power Engineering University*. 2012;3:84–92. (In Russ.)
4. Russkov O. V., Saradzhishvili S. E. [Planning of uneven consumption of the subject of the wholesale electricity market based on the forecast of hourly prices]. *Science & Education: scientific edition of Bauman MSTU*. 2015;2:115–135. (In Russ.)
5. Nikolaev A.A., Lozhkin I.A., Anokhin A.A., Ivekeev V.S. The study of reasons power oscillations in the power system and developing methods of their elimination. *Russian Internet Journal of Electrical Engineering*. 2016;3(1):48–55. (In Russ.)
6. *Ofitsial'nyy sayt Administratsii Alekhovshchinskogo sel'skogo poseleniya Lodeynopol'skogo munitsipal'nogo rayona Leningradskoy oblasti* [Official website of the Administration of Alekhovskaya Rural Settlement of Lodeynopolsky Municipal District of Leningrad Oblast]. Available at: <https://clck.ru/32eiMK>. (accessed 11.11.2022). (In Russ.)
7. Ivanchenko I.P., Topazh GT, Kostuba A.V. Using water turbines operating at variable speed for improving the efficiency of reconstructed hydroelectric power stations. *St. Petersburg polytechnical university. Journal of engineering sciences and technology*. 2017;23(4):56–65. (In Russ.)

Информация об авторах

Кондрашова Юлия Николаевна, канд. техн. наук, доц. кафедры электроснабжения промышленных предприятий, Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова, Магнитогорск, Россия; rotjuil720@mail.ru.

Корнилов Геннадий Петрович, д-р техн. наук, проф. кафедры электроснабжения промышленных предприятий, Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова, Магнитогорск, Россия; korn_mgn@mail.ru.

Третьяков Андрей Максимович, бакалавр 4-го курса кафедры электроснабжения промышленных предприятий, Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова, Магнитогорск, Россия; andreyt2001@yandex.ru.

Шалимов Алексей Витальевич, бакалавр 4-го курса кафедры электроснабжения промышленных предприятий, Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова, Магнитогорск, Россия; shalimov-alexey@mail.ru.

Information about the authors

Yulia N. Kondrashova, Cand. Sci. (Eng.), Ass. Prof. of the Department of Power Supply of Industrial Enterprises, Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk, Russia; rotjuil720@mail.ru.

Gennady P. Kornilov, Dr. Sci. (Eng.), Prof. of the Department of Power Supply of Industrial Enterprises, Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk, Russia; korn_mgn@mail.ru.

Andrei M. Tretyakov, 4th year Bachelor of the Department of Power Supply of Industrial Enterprises, Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk, Russia; andreyt2001@yandex.ru.

Alexey V. Shalimov, 4th year Bachelor of the Department of Power Supply of Industrial Enterprises, Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk, Russia; shalimov-alexey@mail.ru.

Статья поступила в редакцию 04.10.2022; одобрена после рецензирования 07.11.2022; принята к публикации 07.11.2022.

The article was submitted 04.10.2022; approved after review 07.11.2022; accepted for publication 07.11.2022.