СБОРНИК ДОКЛАДОВ

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Филиал ПАО «РусГидро» – «Волжская ГЭС»

Союз «Агентство развития профессиональных сообществ и рабочих кадров «Молодые профессионалы (Ворлдскиллс Россия)»

Филиал ПАО «МРСК Юга» – «Волгоградэнерго»

Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Волжском

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА И ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Студенческая конференция в рамках деловой программы корпоративного чемпионата Группы РусГидро по стандартам WORLDSKILLS

г. Волжский
8 октября 2018 г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Филиал федерального государственного бюджетного
образовательного учреждения высшего образования
«Национальный исследовательский университет «МЭИ»
в г. Волжском

Филиал ПАО «РусГидро» – «Волжская ГЭС»

Союз «Агентство развития профессиональных сообществ
и рабочих кадров «Молодые профессионалы (Ворлдскиллс Россия)»

Филиал ПАО «МРСК Юга» – «Волгоградэнерго»

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА И ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

г. Волжский
9 октября 2018 года

Студенческая конференция в рамках деловой программы
корпоративного чемпионата Группы РусГидро
по стандартам WORLDSKILLS

ВОЛЖСКИЙ МЭИ 2019

УДК 621.3 + 627
ББК 31

Организационный комитет:
Пак В.Е. (председатель), Гаврилова О.В., Завражный Д.В.,
Хомутова Т.Г., Уфимцев Д.А., Султанов М.М.,
Болдырев И.А., Курьянов В.Н., Иваницкий М.С.

Повышение энергоэффективности производства и передачи электроэнергии: Студенческая конференция в рамках деловой программы корпоративного чемпионата Группы РусГидро по стандартам WORLDSKILLS, г. Волжский, 9 октября 2018 г.: сборник докладов. – Волжский: Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Волжском, 2019. – 48 с.

ISBN 978-5-94721-142-9

В сборнике докладов студенческой конференции в рамках деловой программы корпоративного чемпионата Группы РусГидро по стандартам WORLDSKILLS отражены актуальные проблемы в области гидро- и электроэнергетики. Сборник может быть полезен студентам, аспирантам, преподавателям вузов и инженерам соответствующих областей знаний.

Печатается по решению Управления планирования, подбора, обучения и развития персонала Департамента по управлению персоналом и организационному развитию филиала ПАО «РусГидро» – «Волжская ГЭС» и Учебно-методического совета филиала ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Волжском.

УДК 621.3 + 627
ББК 31

ISBN 978-5-94721-142-9

© Авторы, 2019
© Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Волжском, 2019

УДК 504.4.062.2

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ МАЛОЙ ГЭС НА ЭКОЛОГИЮ РЕСПУБЛИКИ ХАКАСИЯ

Богдашкина Л.Г., Глушкова К.В.
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»,
Саяно-Шушенский филиал в р. п. Черемушки

АННОТАЦИЯ. Республика Хакасия обладает большими гидроэнергетическими ресурсами для развития малой гидроэнергетики. С целью выяснения преимуществ и недостатков строительства малой гидроэлектростанции в регионе был проведен анализ планируемого места строительства малой гидроэлектростанции.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: малые ГЭС, экология малых рек, оценка влияния, анализ экосистемы.

ABSTRACT. The Republic of Khakassia has large hydropower resources for the development of small hydropower. In order to clarify the advantages and disadvantages of building a small hydroelectric power station in the region, the analysis of the planned location for the construction of a small hydroelectric power station was carried out.

KEYWORDS: small hydro, small river ecology, impact assessment, ecosystem analysis.

В современном мире экономика стран переориентируется на использование экологически оправданных энергоэффективных и энергосберегающих технологий. Очень важно поддерживать использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ), так как в будущем это направление является перспективным. Гидроэнергетический потенциал России велик, но в европейской части страны уже почти исчерпана возможность строительства больших ГЭС. Крупные ГЭС требуют отвода больших площадей под затопление, что приводит к серьезным экологическим последствиям.

Для России строительство и восстановление гидроэлектростанций на малых реках является одним из перспективных направлений использования ВИЭ. В настоящее время роль малых ГЭС (МГЭС) выросла в связи с дефицитом и увеличением стоимости органического топлива, необходимостью электрификации изолированных сельских и промышленных потребителей.

В зависимости от поставленных задач анализируются преимущества и трудности создания малых ГЭС с экологической, экономической и социальной позиций, изучаются факторы риска и повреждений ГЭС и допустимые пути их решения.

Малая гидроэнергетика важна для локального энергоснабжения небольших поселков и городов. Так, до сих пор некоторые районы Хакасии испытывают трудности с электроснабжением. Строительство МГЭС могло бы решить проблему дефицита электроэнергии.

По прогнозам, рост объема производства в Хакасии к 2030 году составит 26,8 %, а выработка электроэнергии увеличится лишь на 10 %. Гидроэнергетический потенциал Республики Хакасия достаточно высок и благоприятен для строительства малых ГЭС, которые в свою очередь смогут вырабатывать достаточно электроэнергии для покрытия предстоящего энергодефицита. Большинство методик [5, с. 85] разработаны для оценки энергетического потенциала крупных и средних водотоков. Для проектирования малых ГЭС необходим подход с учетом специфики малых рек. В данном случае целесообразно использование ГИС-технологий.

В статье [1, с. 273–276] рассмотрено планирование четырех малых ГЭС, табл. 1.

Таблица 1

Данные МГЭС Хакасии

Название МГЭС	**Река**	**НПУ, м**	**Напор, м**	**Мощность, МВт**
Тёйская	Тёя	144	20	15,0
Онакская	Она	546	20	16,4
Июсская	Белый Июс	525	20	12,0
Ербинская	Большая Ерба	116	20	26,0

На примере Онакской МГЭС рассчитаем зону затопления с использованием программной среды GoogleEarthPro. Створ данной МГЭС располагается в 25 км ниже по течению г. Абаза (рис. 1). Задается абсолютная высота, равная отметке НПУ из табл. 1.

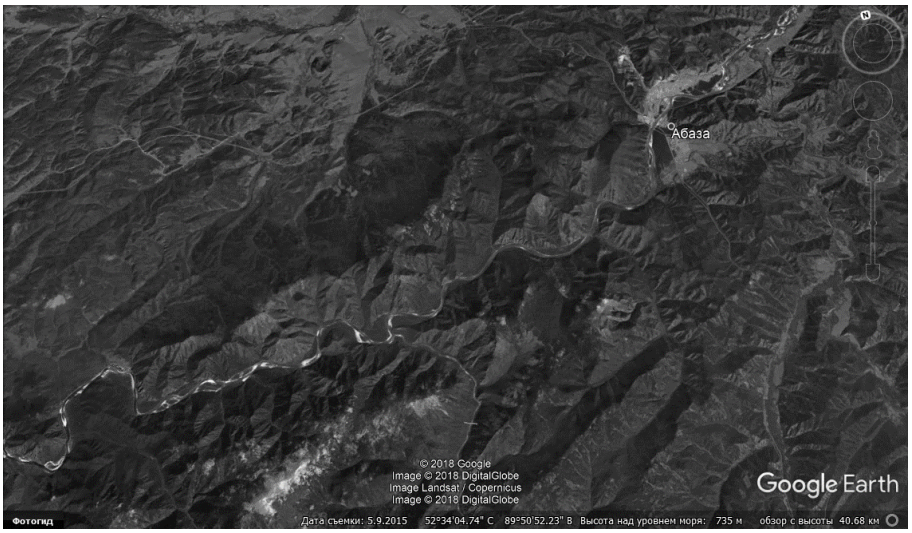

Рис. 1. Створ планируемой МГЭС на реке Она

На рис. 2 представлена зона затопления. Ближайший населенный пункт г. Абаза не находится в зоне затопления. В зону затопления не попадают сельскохозяйственные угодья.

Рис. 2. Зона затопления планируемой МГЭС

Строительство планируемой МГЭС не окажет существенного влияния на климат близлежащих территорий. При строительстве Саяно-Шушенской ГЭС было затоплено 700 тыс. м^3 древесины, также ГЭС стала причиной изменения климата на юге Хакасии. За период 1955–1965 гг. высота снежного покрова не превышала 8 см [8, с. 48], на теплый период приходится основная доля осадков около 168 мм [9]. За последние годы средняя высота снежного покрова достигает 12–13 см [9], количество осадков за теплый период также повысилось и составляет около 285 мм [10].

Произведем расчет запасов воды в снежном покрове и исследуем водохранилище с использованием программного комплекса ArcGisPro. Создается модель затопления и определяется площадь снежного покрова. Результаты расчета приведены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты расчета

Название МГЭС	**Запасы воды в снежном покрове, *P*, м^3**	**Объем водохранилища, *V*, км^3**
Онакская	16 527	0,34
Тёйская	5287	0,31
Ербинская	4401	0,40
Июсская	8894	0,47

Сравним испарение с зеркала водохранилища Онакской ГЭС и Саяно-Шушенской ГЭС.

Рассчитаем испарение для Онакской ГЭС [6], см/год:

$$E_0 = E_{20} \cdot K_н \cdot K_з \cdot \beta,$$

где E_{20} – испарение с бассейна площадью 20 м^2, определяемое по многолетним наблюдениям или по карте; $K_н$, $K_з$, β – поправочные коэффициенты на глубину, защищенность и площадь водоема.

$K_н$, $K_з$, β определим по справочным данным [6].

$$E = 110 \cdot 0{,}901 \cdot 0{,}960 \cdot 1{,}16 = 110{,}37 \text{ см/год} \approx 0{,}03 \text{ мм/сут}.$$

Расчет испарения с поверхности зеркала водохранилища Саяно-Шушенской ГЭС [6]:

$$E_0 = 0{,}14 \cdot (e_0 - e_{200})\,(1 + 0{,}75 \cdot W_{200}),$$

где e_0 – максимальная упругость пара при температуре поверхности воды, мб; e_{200}, W_{200} – влажность воздуха (мб) и скорость ветра (м/с) на высоте 200 см над поверхностью воды.

$$E_0 = 0{,}14 \cdot (18{,}38 - 0{,}69)\,(1 + 0{,}72 \cdot 3{,}20) = 8{,}18 \text{ мм/сут}.$$

Испарение из водохранилища Саяно-Шушенской ГЭС намного больше, чем из водохранилища МГЭС.

Сохранение экологического стока в водотоках позволяет обеспечить гидроэкологические условия в бассейнах рек. Рассчитаем экологический сток для реки Она. Для этого представим на рис. 3 гидрограф реки Она для маловодного (90 %) и средневодного (50 %) года.

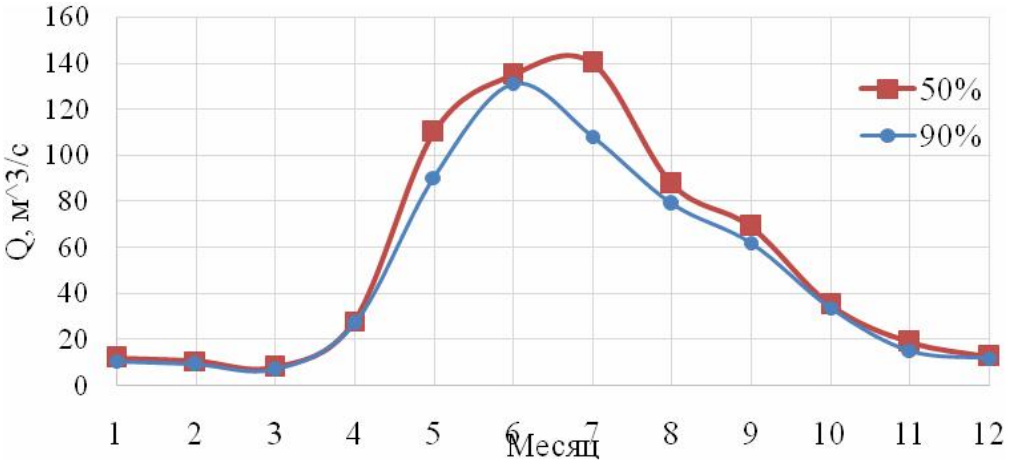

Рис. 3. Гидрограф реки Она

За экологический сток в первом приближении принимается среднемесячное значение расхода воды с естественным режимом. Однако в результате естественных многолетних колебаний минимального стока в будущем могут наблюдаться и

меньшие значения, отличающиеся на величину ΔQ_1. Помимо указанного, в месячном периоде расходы воды будут меньше среднемесячного, поэтому вводится коэффициент, учитывающий дефицит стока ΔQ_2. Оценка экологического стока рек [7, с. 5]:

$$Q_{\text{эк}} = Q_{\text{мин}} - \Delta Q_1 + \Delta Q_2,$$

где ΔQ_1 – возможное естественное снижение наблюдаемого минимального расхода воды, связанное с многолетними колебаниями стока; ΔQ_2 – дефицит стока за перебойные периоды различной продолжительности.

Значение ΔQ_1 установлено путем использования переходного коэффициента от наблюдаемого наименьшего значения минимального стока к его наименьшему значению на предполагаемый срок эксплуатации [7, с. 6]:

$$\Delta Q_1 = (1 - K_1) \cdot Q_{\text{мин}},$$

где

$$K_1 = \frac{Q_{n+N}}{Q_n} = \frac{40}{46} = 0{,}90.$$

Тогда

$$\Delta Q_1 = (1 - 0{,}90) \cdot 36 = 3{,}60 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Дефицит стока за перебойные периоды определяется по формуле:

$$\Delta Q_2 = (1 - K_2) \cdot Q_{\text{мин}},$$

где

$$K_2 = \frac{Q_{\text{пп}}}{Q_n} = \frac{44}{46} = 0{,}96.$$

Тогда:

$$\Delta Q_1 = (1 - 0{,}96) \cdot 36 = 1{,}44 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$Q_{\text{эк}} = 36 - 3{,}60 + 1{,}44 = 33{,}84 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Экологическое состояние реки будет считаться неудовлетворительным, если расход воды в реке за период нарушенного стока будет меньше экологического стока этой реки при ее естественном режиме. В гидрологическом ряду нет расходов воды меньше экологического стока. Таким образом, состояние реки не претерпевает больших изменений.

Выводы

Строительство малых ГЭС – это одно из перспективных направлений развития возобновляемой энергетики. У Республики Хакасия – высокий гидропотенциал, и дальнейшее развитие гидроэнергетики возможно при условии правильного подхода к анализу водного потенциала и его использованию.

При строительстве малых ГЭС исчезнет предстоящий дефицит электроэнергии. Малые ГЭС не наносят ущерба экологии так, как крупные ГЭС. Площадь затопления территории невелика, что не оказывает существенного влияния на климат. Правильно спроектированные МГЭС легко интегрируются в местную экосистему.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Никишин, К.А. Использование гидроэнергетических ресурсов южных районов Сибири для строительства малых ГЭС / К.А. Никишин, Е.А. Толстихина, Е.Г. Сема, Л.В. Толстихина // Электроэнергетика глазами молодежи – 2016: материалы VII Международной молодежной научно-технической конференции, 19–23 сентября 2016 г., г. Казань. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2016. – Т. 3. – 379 с.

2. Постановление Президиума Правительства Республики Хакасия от 07.09.2015 № 87-п «Об утверждении Прогноза социально-экономического развития Республики Хакасия на период до 2030 года».

3. Программный комплекс GoogleEarthPro [Электронный ресурс]. URL: http:/ www.googleearth.ru/

4. Красногорская, Н.Н. Использование малой гидроэнергетики как экологического и энергоэффективного альтернативного источника энергии / Н.Н. Красногорская, Э.В. Нафикова, Е.А. Белозерова, Ю.А. Тунакова, О.Н. Кузнецова // Вестник Уфимского университета. – 2015. – Т. 18. – № 18. – С. 23–235.

5. Дородных, А.А. Перспективы строительства малых ГЭС как экологического и энергоэффективного возобновляемого источника энергии / А.А. Дородных // Промышленное и гражданское строительство. – 2017. – № 4. – С. 82–86.

6. Постников, А.Н. Испарение с поверхности снежного покрова за период залегания на территории России / А.Н. Постников // Ученые записки. – № 42. – С. 61–63.

7. Вопросы экологии и гидрологические расчеты: сборник научных трудов (межведомственный). – СПб.: Издательство РГГМИ, 1994. – Вып. 116. – 170 с.

8. Герасимова, А.С. Климат Абакана / А.С. Герасимова. – Ленинград: Гидрометеоиздат, 1985. – С.44–50.

9. Прогноз погоды Gismeteo [Электронный ресурс]. URL: https:// www.gismeteo.ru/weather-cheremushki-4736/

10. Прогноз погоды Гидрометцентр России [Электронный ресурс]. URL: http://old.meteoinfo.ru/

УДК 621.22

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ВЫБОРА СТВОРА МАЛЫХ ГЭС. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ МАЛОЙ ГЭС

Агапова Е.Э., Богдашкина Л.Г., Савельева Н.С.
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»,
Саяно-Шушенский филиал в р. п. Черемушки

АННОТАЦИЯ. Выбор створа для строительства малых ГЭС – важная часть проектного обоснования. Современные геоинформационные технологии помогают проанализировать выбор места для строительства в совокупности гидрологических, геологических и других факторов. Строительство малых ГЭС может решить вопрос децентрализации отдаленных районов, а также поспособствуют развитию промышленных предприятий в регионе.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: геоинформационные технологии, выбор параметров оборудования, малые ГЭС.

ABSTRACT. The choice of a target for the construction of small hydroelectric power plants is an important part of the project justification. Modern geoinformation technologies help to analyze the choice of construction site in combination of hydrological, geological and other factors. The construction of small hydropower plants can solve the problem of decentralization of remote areas, as well as contribute to the development of industrial enterprises in the region.

KEYWORDS: geoinformation technologies, selection of equipment parameters, small hydroelectric power stations.

Место для будущего строительства малой ГЭС определить довольно сложно. Для этого необходимо провести анализ всех возможных вариантов и произвести их сравнение по геологическим, топографическим, гидрологическим и другим факторам, которые должны быть заранее определены. Из-за больших площадей исследования и большого числа факторов, влияющих на выбор месторасположения будущего створа МГЭС, возникает необходимость в использовании современных технологий.

Определение точных данных местности очень важно для расчета энергетического потенциала рек, так как от этого зависит дальнейшее технико-экономическое обоснование всего гидроузла. Наряду с традиционными методами определения энергетического потенциала рек Республики Хакасия, результаты которых не всегда соответствуют действительной картине событий, считаем необходимым использование современных геоинформационных систем.

Преимуществом использования геоинформационных систем является возможность анализа больших пространств и территорий. Обоснованный выбор

створа позволит выбрать оптимальное оборудование, от которого будет зависеть максимальная выработка электроэнергии. Правильно подобранное оборудование позволит максимально использовать гидропотенциал водотоков, что в свою очередь приведет к росту энергоэффективности всего региона.

В качестве примера рассмотрим участок реки Она вблизи г. Абаза. Электроэнергия в данном районе требуется для горнодобывающего предприятия и электроснабжения местных жителей.

Критерии выбора створа включают в себя задачи эффективного и полного использования гидроэнергетического ресурса реки, а условия учитывают соблюдение жизненно важных интересов социального характера и охраны окружающей природной среды. Для предпроектного обоснования створа для строительства МГЭС учитываем следующие факторы:

– нуждаемость в электроэнергии;

– проживание людей в зоне подтопления;

– гидроэнергетический потенциал реки.

В программе GoogleEarthpro откроем местность, где расположена река Она, и по всей длине водотока определим множество исследуемых створов, учитывая все параметры и факторы, описанные ранее.

Для каждого створа строится описывающая модель, которая позволяет рассчитать все неизвестные параметры. Например, отметка НПУ выбирается из условия обеспечения максимальной мощности при наименьших затратах на создание водохранилища:

$$N \to max; S \to min,$$

где N – мощность реки в створе; S – примерные затраты на создание водохранилища.

На рис. 1 показана топография реки Она. Для нахождения напора и мощности воспользуемся данными с водомерных постов на реке [1], а также данными по высотным отметкам местности [2].

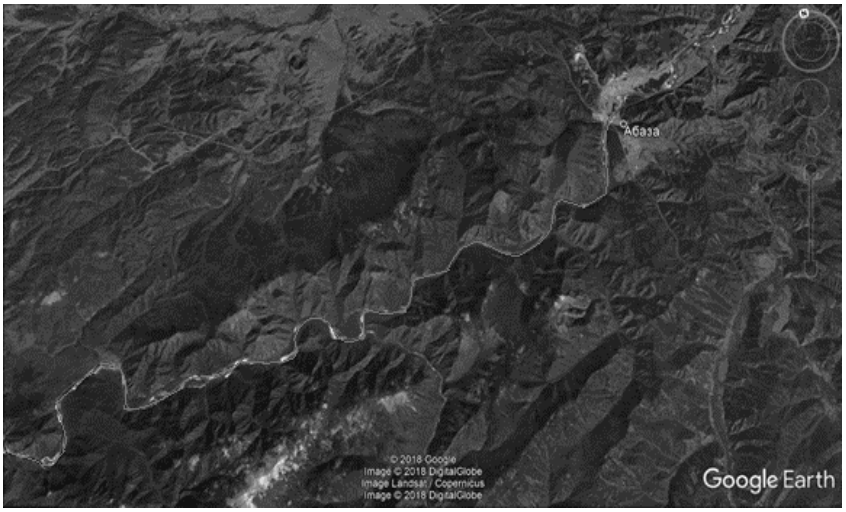

Рис. 1. Река Она в ГИС

В табл. 1 представлены в качестве примера параметры для 5 створов из 36 рассчитанных. Тип концентрации напора – плотинный.

Таблица 1

Параметры створов

Номер створа	Отметка НПУ	*Q*, м^3/с	*H*, м	*N*, МВт	Площадь затопления, км^2	*S* до потребителя, км	*S* до ЛЭП, км
16	543,27	57	9,84	5,5	54,3	27,8	37,8
17	544,09	56	12,27	6,86	53,1	28,5	36,5
18	545,56	58	15,3	8,71	51,7	29,4	34,2
19	545,84	62	17,45	10,61	51,5	30,7	33,3
20	546,14	54	19,85	10,52	49,6	31,2	35,1

Таким образом, использование ГИС-технологий позволяет получить результаты предпроектного характера для выбора створов МГЭС.

Рассмотрим более подробно территорию между 19-м и 20-м створами. В данном месте наблюдается наименьшая площадь затопления и наибольший напор. По данным водного кадастра Республики Хакасия, был составлен гидрологический ряд, необходимый для расчетов. С помощью программы Google Earth был определен наиболее оптимальный створ для малой ГЭС:

– НПУ 546 м;

– отметка дна 526 м.

Площадь сечения створа реки Она и ее скорость течения известны, таким образом, можно рассчитать расходы воды в НБ в зимний и летний периоды. На основе полученных расчетов построены кривые связи для зимних и летних месяцев в зависимости от расхода и напора.

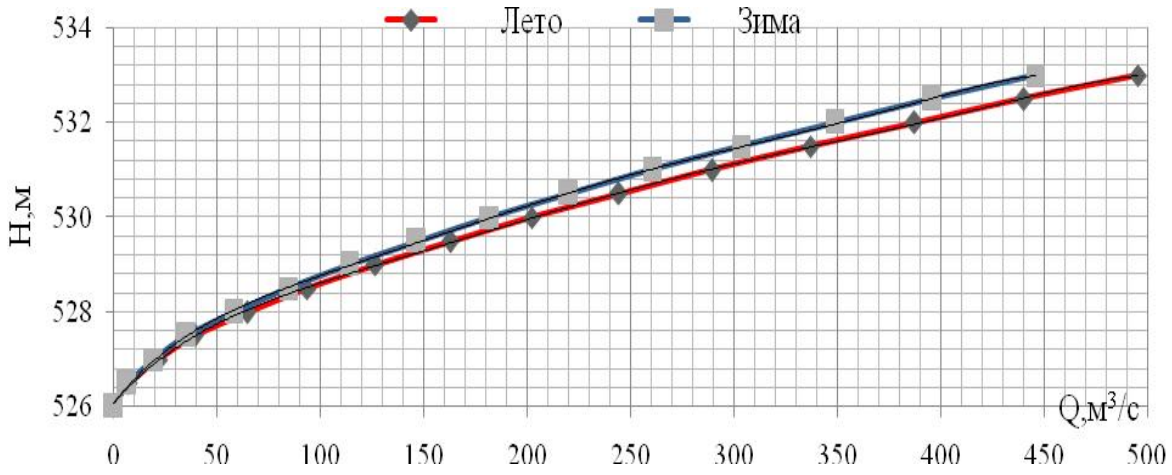

Рис. 2. Кривая связи расходов и уровней в НБ

В табл. 2 представлены данные по расчетным гидрографам средневодного и маловодного годов.

Таблица 2

Расчетные гидрографы средневодного и маловодного годов

P, %	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср}$, м^3/с
50	1976	12	11	8	28	110	135	140	87	69	35	19	13	56
90	1980	11	9	7	27	90	131	108	79	62	34	15	12	49

На малой ГЭС учитываем только нагрузочный резерв:

$$2\% P_t^{\max} = 82 \text{ МВт}.$$

Учитывая отношение мощностей гидроэлектростанций, входящих в Хакасское РДУ, получаем нагрузочный резерв равный 0,5 % от нагрузочного резерва системы:

$$N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} = \frac{0{,}5 \cdot 82}{100} = 0{,}41 \text{ МВт}.$$

Установленная мощность МГЭС составит:

$$N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} = 18{,}41 \text{ МВт}.$$

Находим выработку за сутки.

Далее выполняем построение режимного поля, представленного на рис. 3, из которого определяем:

– максимальный напор 19,5 м;
– расчетный напор 12,7 м;
– минимальный напор 9,9 м;
– расчетный расход 181 м^3/с.

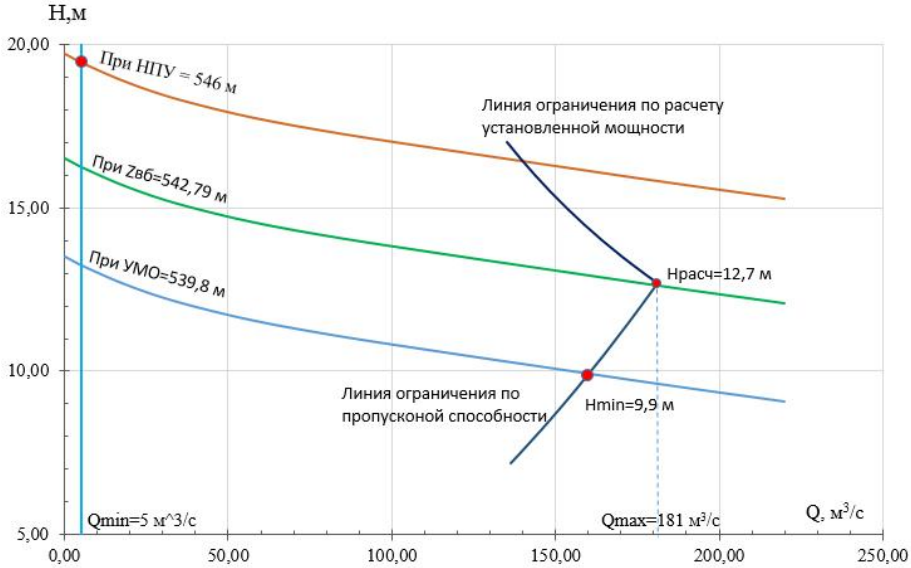

Рис. 3. Режимное поле

По рассчитанным параметрам и характеристикам выбираем оборудование для Абазинской ГЭС.

Для полученного максимального напора подходящим являются гидротурбины: ПЛ20-В и ПЛ20-ГК. Для данных типов турбин были выполнены расчеты по КПД, мощности и выбрано количество установленных агрегатов, кроме этого рассчитаны минимальные, максимальные и расчетные частоты для ряда стандартных диаметров. В результате допустимую зону работы на ГУХ имеют турбины ПЛ20-В-315 и ПЛ20-ГК-315, данные по которым представлены в табл. 4.

Таблица 4

Результаты расчета

Параметры	**ПЛ20-В**	**ПЛ20-ГК**
D_1, м	3,15	3,15
η_T, о.т.е	0,908	0,900
$N'_{агр}$, кВт	7175,2	10 670,7
Z_a	3	2
$N'_{агр}$, кВт	6133,3	9200,0

Окончательный выбор турбины будет зависеть от эффективности ее работы, на что указывает максимальная годовая выработка электроэнергии.

$$ПЛ20\text{-}В\text{-}315:\ Э_{год} = 33{,}17 \cdot 184 + 423{,}47 \cdot 181 = 82{,}75\ млн\ кВт{\cdot}ч;$$

$$ПЛ20\text{-}ГК\text{-}315:\ Э_{год} = 32{,}33 \cdot 184 + 412{,}02 \cdot 181 = 80{,}52\ млн\ кВт{\cdot}ч.$$

Наибольшей выработкой, согласно расчетам, обладает турбина ПЛ20-В-315, поэтому предпочтение в установке отдается именно ей.

Выводы

Использование ГИС-технологий для выбора створов МГЭС позволяет получить результаты предпроектного характера, на основе которых может рассчитываться проектируемая ГЭС, в нашем случае Абазинская МГЭС.

По итогам данного расчета были найдены основные энергетические параметры:

– установленная мощность – 18,4 МВт;
– расчетный напор – 12,7;
– расчетный расход – 181 $м^3/с$;
– количество агрегатов – 3 шт.;
– годовая выработка электроэнергии – 82,75 млн кВт·ч;

Таким образом, от правильности расчета параметров ГЭС будет зависеть выбор ее энергетического оборудования и, как следствие, эффективность работы станции, выражаемой максимальной выработкой и получением большей прибыли.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сведения о водомерных постах России по данным ЮНЕСКО [Электронный ресурс]. URL: http://webworld.ru

2. ГИС Центра Регистра и Кадастра [Электронный ресурс]. URL: http:// http://gis.vodinfo.ru/

3. Сайт системного оператора единой энергетической системы [Электронный ресурс]. URL: http://so-ups.ru

4. Пташкина-Гирина, О.С., Саплин, Л.А. Методика определения установленной мощности гидроэнергетических установок на малых реках / О.С. Пташкина-Гирина, Л.А. Саплин // Наука, техническое образование. – Барнаул: Издательство Алтайского гос. техн. ун-та, 1998. – С. 92–96.

5. Тарасов, А.В., Топаж, Г.И. Обоснование оптимальных параметров гидроагрегатов малых ГЭС / А.В. Тарасов., Г.И. Топаж // Гидротехническое строительство. – 2010. – № 1. – С. 27–30.

УДК 621.311.001.57

РАЗРАБОТКА ТРЕНАЖЕРА «ВИРТУАЛЬНАЯ ПОДСТАНЦИЯ» ДЛЯ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ

Кочергин Д.С., Стрижиченко А.В.
Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Волжском

АННОТАЦИЯ. Статья содержит описание этапов разработки тренажера для подготовки специалистов в сфере электроэнергетики на основе системы виртуальной реальности.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: виртуальный тренажер, виртуальная подстанция, нейросеть, 3D-моделирование.

ABSTRACT. The article contains a detailed description of the simulator for training specialists in the electric power industry, which is based on a virtual reality system.

KEYWORDS: virtual substation, virtual substation, neural network, 3D modeling.

В настоящее время актуальными являются вопросы применения систем виртуальной реальности (VR), возможные благодаря развитию 3D-технологий. До недавнего времени применение систем VR в основном осуществлялось в игровой индустрии, также имеются возможности для использования их в строительстве и энергетике.

Виртуальная реальность – созданный техническими средствами искусственный мир, информация о котором передается человеку с помощью специальных устройств.

Система виртуальной реальности максимально имитирует взаимодействие с виртуальной средой. Одним из основных устройств VR является шлем виртуальной реальности.

Сцена в VR – виртуальное окружение, состоящее из смоделированных объектов, материалов, освещения, теней и микрочастиц.

Многие энергетические компании используют системы виртуальной реальности для подготовки специалистов. Например, в шотландском округе Fife находится лаборатория по подготовке специалистов, обслуживающих ветроэнергетические установки. Эта лаборатория была создана с целью усовершенствования методов подготовки и переподготовки и позволяет студентам проводить виртуальный технический осмотр ветроустановки. Студенты могут погрузиться в виртуальную реальность с помощью специальных очков, при этом у них остается возможность видеть собственные конечности и пользоваться реальными инструментами и инструкциями.

Достоинством использования VR в электроэнергетике является возможность создания виртуальной среды под конкретные технические ситуации. Рассмотрим достоинства и возможности VR на примере виртуальной подстанции. Виртуальная подстанция – это не только детальный тренажер для студентов и специалистов с возможностью проведения тренировок без необходимости допуска к реальному оборудованию, но и инструмент для проверки знаний специалистов.

По результатам опроса более 100 представителей крупнейших компаний [1], занимающих руководящие позиции, о востребованности VR-технологий в их бизнесе, более 70 % ответивших считают возможным и перспективным применение VR-технологий в своей компании. Однако, несмотря на достаточно высокий уровень осведомленности, спрос на VR-решения в этих секторах только формируется.

Срок создания проекта «Виртуальная подстанция» зависит от объема работы над сценой и поставленных задач. Если в поставленную задачу входят реализм, детальность, большое количество вариантов смоделированных ситуаций на подстанции, то для создания такой виртуальной подстанции необходимо несколько специалистов в областях моделирования, программирования и оптимизации. Срок создания такого проекта может варьироваться от одного до двух лет. Если в задачу внести возможность монтажа и ремонта оборудования, то срок создания может увеличиться до трех лет.

Новизной данной работы является внедрение генерации расположения оборудования по загружаемым схемам подстанции [2]. В данное время существуют наработки программного кода по генерации расположения объектов на примере генерации лабиринта. Данный метод позволяет правильно привязывать соседние объекты без ошибок расположения. Одним из решений по визуализации графической оболочки является визуализатор *Unreal Engine* 4. Данная программа позволяет создавать 3D-сцены и разрабатывать взаимодействия с 3D-моделями с помощью языка программирования C++.

Любой VR-проект – это высокотехнологический продукт, который создается с помощью специальных программ и инструментов. Процесс разработки проекта «Виртуальная подстанция» можно разделить на несколько важных этапов.

Идея и планирование работы

Считается, что создание идеи и детальная разработка плана является самым важным этапом. Идея в первую очередь должна быть интересной, актуальной и уникальной. Планирование позволяет оптимизировать ход работы, увеличить скорость и качество работы. Также перед началом создания проекта должен быть виден финал. Детальное создание виртуальной подстанции в своем роде уникально.

Многие компании, специализирующиеся на создании 3D-графики, создают лишь общее представление энергетических комплексов. Их задачей является создание 3D-моделей комплекса на базе проектирования, чтобы показать клиенту вид объектов производства. Основная идея этого проекта – воссоздать виртуальную подстанцию для подготовки, обучения и тестирования студентов и специалистов, максимально используя современные инструменты 3D-графики.

Составляющими проекта являются: 3D-сцена подстанции; возможность манипуляций с оборудованием, включая монтаж и ремонт; погодные условия; аварийные ситуации. Обучающийся надевает шлем виртуальной реальности и может перемещаться по виртуальной подстанции.

С появлением нейросети появилась возможность создать «Универсальную виртуальную подстанцию». В этом случае нейросеть будет использоваться в качестве распознавателя предоставленных схем. Нейросеть – это класс методов искусственного интеллекта, характерной чертой которых является обучение в процессе применения решений множества сходных задач. То есть нейросеть позволяет распознавать объекты, опираясь на внутреннюю базу данных. Таким образом, программа, читая схему любой подстанции, распознает тип и положение оборудования, затем берет из базы данных нужное оборудование и устанавливает в определенную ячейку сцены.

Формирование референсов и этапы программирования проекта

Референс в данном случае – это чертежи оборудования и сооружений. Данный этап помогает моделлеру быстро и без ошибок создавать модели, а программисту в первую очередь помогает узнать задачи и последовательность его работы, тем самым упрощая и ускоряя процесс создания проекта.

Создание сценария

В данном случае, сценарий – это подробное описание всех ситуаций, которые будут происходить на виртуальной подстанции: осмотр, переключение, устранение неполадок и т. д.

Создание и оптимизация проекта

На этом этапе начинается работа с базовой сценой. Моделируются все необходимые объекты, анимируются подвижные части оборудования, пишется программа для всех возможных ситуаций. Прописывается исходный код искусственной нейросети.

Процесс работы программы с использованием принципа нейросети в проекте «Виртуальная подстанция» представлен на рис. 1.

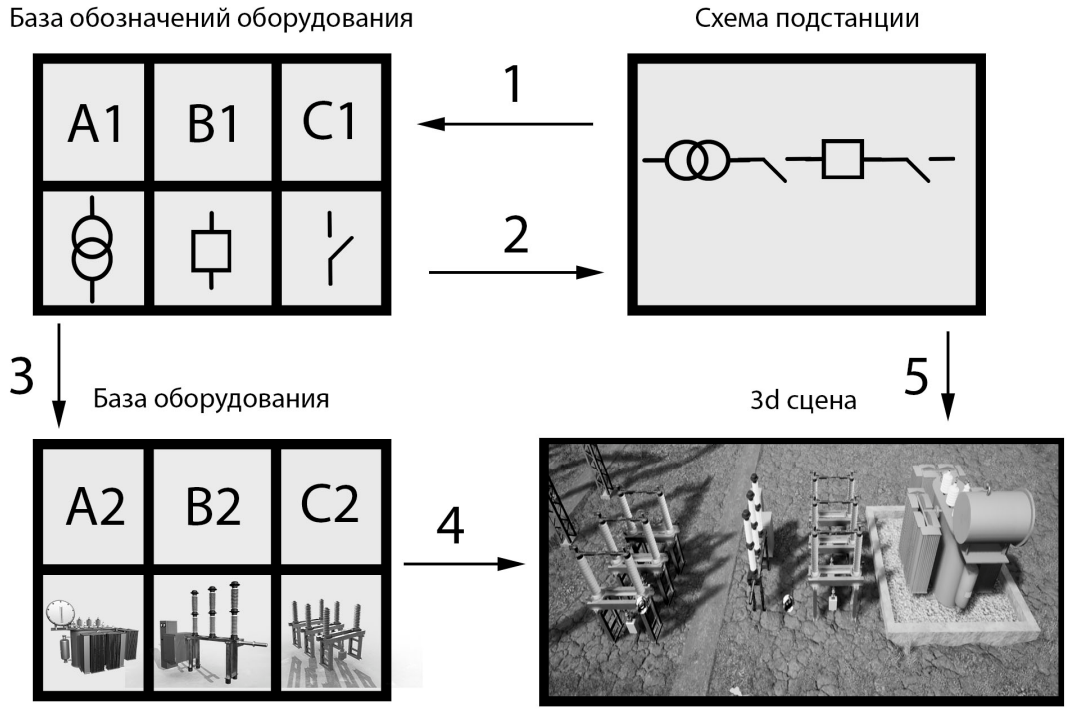

Рис. 1. Процесс работы программы с использованием принципа нейросети

В программу загружается схема подстанции. Процесс 1 показывает конвертирование схемы в черно-белое решение этой схемы, сканирование схемы и поиск обозначений оборудования в базе обозначений оборудования. Процесс 2 показывает передачу информации известных обозначений на схему. Процесс 3 передает информацию в базу оборудования. Каждое обозначение привязано к базе 3D-моделей оборудования. Процесс 4 переносит необходимое оборудование в графическую оболочку. Процесс 5 переносит информацию о местоположении оборудования в схеме.

Внедрение системы виртуальной реальности решает ряд важных проблем, одной из которых является сложность подготовки и переподготовки специалистов. Инструменты виртуальной реальности дают возможность детально воссоздать объект любой сложности, тем самым упрощая обучение. В данный момент VR-решения в энергетике малоразвито, в дальнейшем важно уделить внимание вопросам ценообразования. Приемлемый срок окупаемости – 2 года. Рынок VR-технологий в энергетике в настоящее время малоразвит, поэтому стоимость внедрения будет колебаться в зависимости от заказчика и срока окупаемости.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Четвертаков, И.С. 3D-дизайн в интерьере / И.С. Четвертаков. – СПб.: Питер, 2014. – 455 с.
2. Epic Games Unreal Engine 4 tutorials. – 2017. URL: https://www.unrealengine.com/en-US/what-is-unreal-engine-4
3. Allegorithmic SAS Substance Painter and documentation. – 2017. – 241 с. URL: https://www.allegorithmic.com/
4. Stiven Prata C++ Primer Plus. – 2011. – 915 с.
5. https://www.eprussia.ru/epr/326/6564590.htm
6. https://habr.com/post/353104/

УДК 621.316.13

НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ НАТУРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИЛОВОМ ТРАНСФОРМАТОРЕ 10/0,4 КВ

Юндин М.А., Пономаренко Т.Б., Чиликин Д.С.
Азово-Черноморский инженерный институт – филиал ФГБОУ ВО «Донской государственный аграрный университет», г. Зерноград

АННОТАЦИЯ. В статье сравниваются потери электроэнергии в силовом трансформаторе 10/0,4 кВ, измеренные при помощи электросчетчиков, с рассчитанными по отраслевой методике. Приводится погрешность между результатами измерений и вычислений потерь электроэнергии.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: силовой трансформатор, потери электроэнергии в силовом трансформаторе, погрешность вычисления потерь электроэнергии в силовом трансформаторе.

ABSTRACT. The article compares the loss of electricity in the power transformer 10/0,4 kV, measured with the help of electric meters, calculated by industry method. The error between the results of measurements and calculations of power losses is given.

KEYWORDS: power transformer, power losses in the power transformator, error of calculation of power losses in the power transformer.

В сельских и городских электрических сетях России эксплуатируется более 800 тысяч силовых трансформаторов 10/0,4 кВ, большинство из которых имеют схему соединения обмоток «звезда/звезда с нулем».

При определении потерь электроэнергии (мощности) в силовом трансформаторе по отраслевой методике [1] не учитывается совместное воздействие на трансформатор таких факторов, как срок службы силового трансформатора, несинусоидальность и несимметрия токов, сформированных электрической

нагрузкой, особенно в электрической сети с нелинейными электроприемниками. Из-за этого неучитываемая часть дополнительных потерь мощности в силовом трансформаторе включается в балансах предприятий электрических сетей в коммерческие потери.

С целью исследования реальных потерь электроэнергии в силовом трансформаторе нами был выполнен натурный эксперимент на силовом трансформаторе мощностью 400 кВА, питавшем преимущественно коммунально-бытовую нагрузку. Значения паспортных данных потерь активной мощности холостого хода (в магнитопроводе) и короткого замыкания (в обмотках) силового трансформатора со схемой соединения обмоток «звезда/звезда с нулем» составляли соответственно:

$$\Delta P_x = 0{,}95 \text{ кВт}$$

и

$$\Delta P_к = 5{,}5 \text{ кВт} \ [2].$$

Измерения расхода электроэнергии на сторонах 10 кВ и 0,4 кВ силового трансформатора 10/0,4 кВ (рис. 1) выполнялись в течение года.

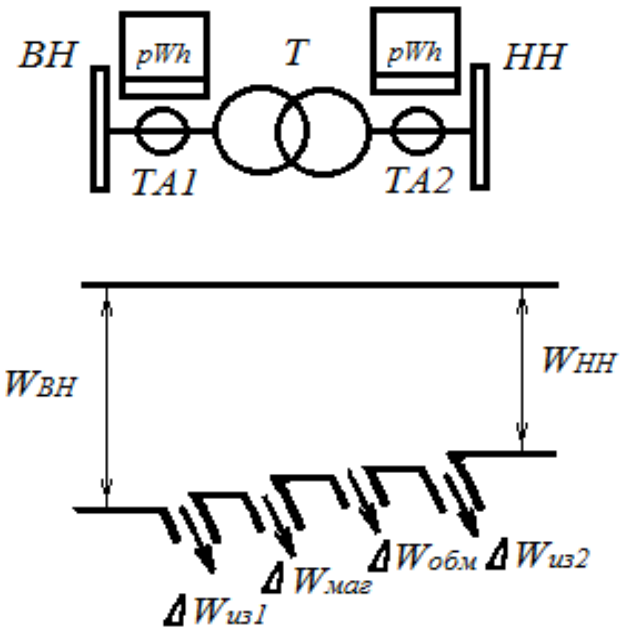

Рис. 1. Схема размещения измерительных приборов
и энергетическая диаграмма потерь электроэнергии
в силовом трансформаторе при натурном эксперименте

При измерениях на стороне 10 кВ использовались измерительные трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ 10 с коэффициентом трансформации 40/5 А, измерительный трансформатор напряжения ЗНОЛ 10, электросчетчик ПСЧ-4 ТМ-05М.01; на стороне 0,4 кВ – электросчетчик ПСЧ-4 ТМ-05.09 включался во

вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока ТОП 0,66 с коэффициентом трансформации 800/5 А.

По полученным массивам данных, с учетом энергетической диаграммы (рис. 1), определялись реальные потери электроэнергии в силовом трансформаторе при одновременном воздействии на трансформатор вышеуказанных факторов. Из поступившего на сторону 10 кВ количества электроэнергии вычитались потери электроэнергии, обусловленные погрешностями учета на высшей $\Delta W_{\text{из1}}$ и низшей стороне $\Delta W_{\text{из2}}$, потери в магнитопроводе $\Delta W_{\text{маг}}$ и обмотках $\Delta W_{\text{обм}}$ силового трансформатора.

Для учета погрешностей в измерительных трансформаторах тока были построены графики зависимости относительной погрешности от токовой нагрузки и на основе аппроксимаций кривых по методике [3] определены потери при учете $\Delta W_{\text{из1}}$ и $\Delta W_{\text{из2}}$.

При использовании расчетного метода определение потерь электроэнергии в силовом трансформаторе по результатам измерений осуществлялось по методике [1]

$$\Delta W_T = \Delta P_x \cdot T + K_{\text{ф}}^2 \cdot \left(\frac{S_{\text{с}}}{S_{\text{нт}}} \right)^2 \cdot \Delta P_{\text{к}} \cdot \tau,$$

где ΔP_x – потери активной мощности холостого хода; T – продолжительность работы трансформатора в течение суток; $K_{\text{ф}}$ – коэффициент формы графика нагрузки; $S_{\text{с}}$ – среднее значение полной мощности за суточный период работы трансформатора; $S_{\text{нт}}$ – номинальная полная мощность силового трансформатора; $\Delta P_{\text{к}}$ – потери мощности короткого замыкания; τ – время потерь.

Коэффициент формы определялся как [1]

$$K_{\text{ф}}^2 = \frac{1 + 2 \cdot K_{\text{з}}}{3 \cdot K_{\text{з}}},$$

где $K_{\text{з}}$ – коэффициент заполнения суточного графика нагрузки.

$$K_{\text{з}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}},$$

где $P_{\text{ср}}$ – среднее значение активной мощности за сутки; $P_{\max}$ – максимальная активная мощность, измеренная в течение суток.

Время максимальных потерь за сутки вычислялось по выражению

$$\tau = \frac{P_{\text{ср}}^2 \cdot 24}{P_{max}^2}.$$

Ежемесячная разница между относительными потерями электроэнергии, измеренными при помощи электросчетчиков на высшей и низшей стороне

силового трансформатора мощностью 400 кВА, при среднемесячном коэффициенте загрузки β = 0,7, и вычисленными по методике Минэнерго РФ, составила величины, показанные на рис. 2.

Рис. 2. Графики изменения относительных потерь электроэнергии в силовом трансформаторе 400 кВА, полученные измерением и расчетным путем

Полученные результаты показали, что между реальными (по результатам измерений) и вычисленными (по методике Минэнерго РФ) относительными потерями электроэнергии существует довольно существенное различие. Так, например, у силового трансформатора мощностью 400 кВА усредненное за год значение составило 0,64 %.

Расчеты показывают, что за год «недоучитывается» 7,68 % от отпущенной электроэнергии на один силовой трансформатор мощностью 400 кВА. Необходима корректировка расчетного метода определения потерь электроэнергии в силовых трансформаторах 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток «звезда/звезда с нулем», так как точность в оценке потерь электроэнергии силового трансформатора влияет на норматив технологических потерь и на тариф электрической энергии конечным потребителям.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 326 (ред. от 01.02.2010) «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» (зарегистрировано в Минюсте РФ 12.02.2009, рег. № 13314).

2. Юндин, М.А., Королев, А.М. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства / М.А. Юндин, А.М. Королев. – СПб.: Лань, 2011. – 320 с.

3. Шклярский, Я.Э., Кузнецов, В.А. Погрешность трансформаторов тока при переменных нагрузках / Я.Э. Шклярский, В.А. Кузнецов // Нефтегазовое дело. – 2012. – С. 22–31.

УДК 62-791 + 621.3.083.9 + 620.9 + 620.1-1/-9 + 620.1.08 + 620.1.052

СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИЙ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

Пестрецов Д.В., Индолова А.А., Курьянов В.Н.
Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Волжском

АННОТАЦИЯ. В данной статье представлены системы мониторинга оборудования ГЭС, рассмотрены основные понятия нейронной сети, их связь с практическим применением систем мониторинга и прогнозирования остаточного ресурса.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: нейронная сеть, прогнозирование остаточного ресурса, мониторинг работы оборудования ГЭС, предотвращение аварийных ситуаций.

ABSTRACT. This article presents the systems of monitoring of the equipment of hydroelectric power station are considered, basic concepts of neural network, their connection with practical application of the systems of monitoring and forecasting of a residual resource are given.

KEYWORDS: neural network, forecasting of a residual resource, monitoring of operation of the equipment of hydroelectric power station, prevention of emergencies.

Введение

В энергетике России доля гидроэлектростанций (ГЭС) в выработке электроэнергии составляет около 20 %, по Сибири – более 40 %. ГЭС в электроэнергетической системе обеспечивают выработку электроэнергии, покрытие пиков нагрузки, регулирование частоты и напряжения, а также выполняют роль аварийного и эксплуатационного резерва. Важной задачей является повышение надежности работы основного оборудования ГЭС, в частности трансформаторов и гидроагрегатов. Несмотря на высокий уровень надежности агрегатов ГЭС, вероятность появления и развития в них дефектов достаточно велика. Это обусловлено следующими факторами:

– сложный технологический процесс;

– гидроагрегат представляет собой сложную пространственную конструкцию, состоящую из большого числа деталей;

– значительная часть гидроагрегатов эксплуатируется за пределами расчетных сроков службы.

Выявление дефектов на ранней стадии развития и своевременное их устранение обеспечивают:

– повышение надежности;

– снижение затрат на ремонты и времени простоя;

– продление срока службы;

– выявление узких мест в конструкции.

При долговременной эксплуатации трансформаторных подстанций различных классов напряжений повышается вероятность возникновения аварийных ситуаций с различными последствиями для работы собственников трансформаторных подстанций и электрических сетей. Отказов в трансформаторах возможно избежать путем своевременного мониторинга и диагностики современными способами с использованием технологий нейронных сетей [2, с. 368].

Проблемой современной энергетики является также создание эффективного контроля вибрационного состояния гидроагрегатов, находящихся в эксплуатации. Наиболее прогрессивным решением здесь является внедрение на ГЭС систем технической диагностики гидроагрегатов, которые позволяют выявлять дефекты и неисправности оборудования на ранней стадии их развития.

Настоящая статья посвящена разработке новой системы мониторинга трансформаторов и гидроагрегатов энергокомпаний и объектов потребителей электрической энергии с функцией прогнозирования остаточного ресурса трансформатора в целом и его отдельных узлов. Система основана на применении алгоритмов работы нейронной сети с выводом информации на графический интерфейс оператора. Первичная информация поступает с датчиков, установленных на различных узлах всего парка силовых трансформаторов.

На монитор обслуживающему персоналу наглядно выводится информация об изменениях параметров текущего состояния каждого трансформатора и гидроагрегата с определением текущего состояния, расчетом индекса технического состояния и прогнозом остаточного ресурса [3, с. 272]. Специальная самообучающаяся программа работы нейронной сети выводит на дисплей информацию о параметрах, превышающих свои допускаемые значения [1, с. 304]. Данный вид мониторинга продуктивен, экономичен и эффективен. Оператор или диспетчер сможет оперативно контролировать текущее состояние оборудования по мере возникновения (зарождения) возникающих дефектов и вовремя планировать организацию ремонтных работ, предотвращая аварийные ситуации и минимизируя затраты. В то же время программа в состоянии самостоятельно контролировать процессы, протекающие в оборудовании, и при возникновении аварийных ситуаций принимать решения о выводе того или иного оборудования из эксплуатации.

Система мониторинга

Вывод информации на компьютер диспетчера (оператора) осуществляется по схеме: *оборудование ГЭС – Датчик – Контроллер – Компьютер (Нейросеть) – Программное преобразование в интерфейс пользователя – Вывод на экран монитора оператора*.

Нейронная сеть – это последовательность нейронов, соединенных между собой синапсами. Распознавание дефекта – самое широкое применение нейронных сетей; определяет «слабое» место всей системы. Нейрон – вычислительная единица, получающая информацию, производит над ней простые вычисления и

передает ее дальше. Нейроны делятся на три основных типа: входной (синий), скрытый (красный) и выходной (зеленый) [1, с. 298].

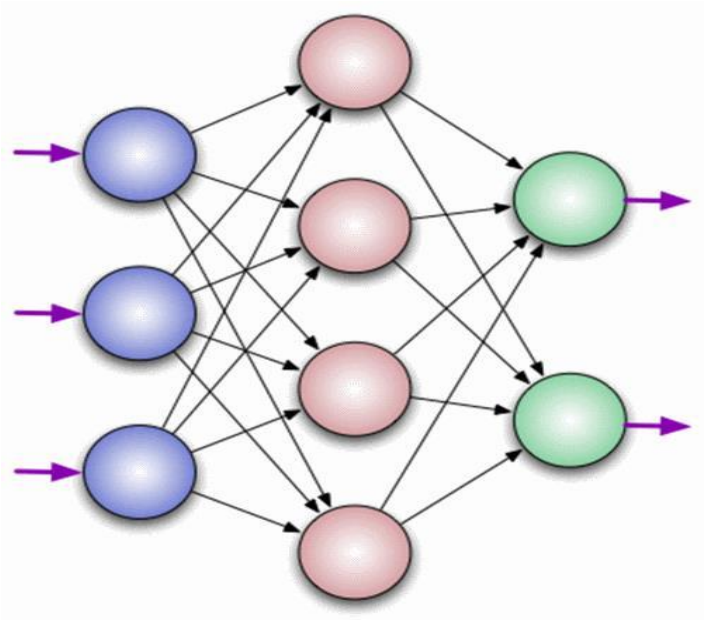

Рис. 1. Основные типы нейронов (слева направо: синий, красный, зеленый)

Температура – параметр, динамика изменения которого позволяет выполнить прогноз ухудшения состояния тех или иных элементов трансформатора и оценить состояние оборудования в целом. Качественным показателем работы программы является тренд, показывающий изменение температуры составляющих узлов оборудования во времени и, как следствие, его состояние целиком. Тренд также указывает на проделанные нейросетью противоаварийные действия, если таковые были. Система работает в автоматическом режиме без участия человека. В случае возникновения аварийных ситуаций нейросеть нейтрализует возникшую опасность и сообщает о произошедшем соответствующим сигналом и отображением на графике тренда.

Мониторинг состояния узлов трансформатора
с использованием датчиков RFSens BTC

Изделие предназначено для сбора и передачи пользователю информации о режимах работы энергетического оборудования, в том числе степени его загрузки (перегрузки, недогрузки) путем опроса по радиоканалу беспроводных пассивных датчиков температуры, устанавливаемых на токопроводящих шинах и контактных соединениях, например в КРУ. При этом в автоматическом режиме формируются сигналы предупредительной и аварийной сигнализаций посредством замыканий трех выходных реле при превышении датчиками заданных пороговых значений температур. Общий вид смонтированных элементов комплекса RFSens BTC представлен на рис. 2.

Система предусматривает возможность расширенного контроля состояния оборудования. На экран диспетчера выводится как тренд работы всей нейронной системы, так и подробная информация о состоянии каждого отдельного узла оборудования (информация с каждого из установленных датчиков).

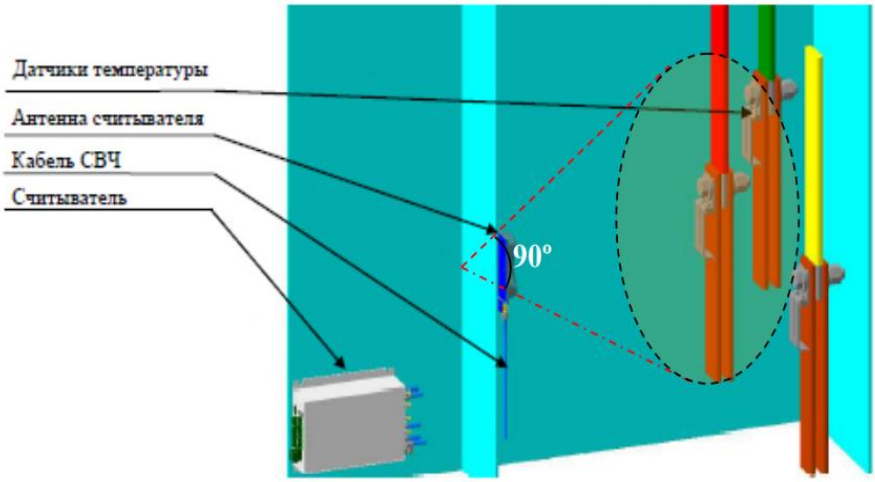

Рис. 2. Общий вид смонтированных элементов комплекса RFSens BTC

График тренда строится на основании всех температур, взятых в промежутке 24 часов (измерения производятся с интервалом в 1 час), по оси ординат отмечаются значения температуры, по оси абсцисс – время. На графике также отображаются границы работы оборудования: «Норма», «Предупреждение», «Авария». При пересечении каждой из границ программа подает сигнал и начинает действия по выявлению и ликвидации возникшей проблемы. В журнал работы системы заносится количество сбоев в работе оборудования, их место и время, а также и выбранный программой путь восстановления нормальной работы оборудования.

Программа мониторинга состояния гидроагрегата ГЭС основана на анализе измерительных данных, полученных в переходных процессах.

Техническое состояние гидроагрегата может определяться на основе нескольких рассчитываемых параметров состояния.

Уравнение динамики гидроагрегата следующее. Динамика вращательного движения турбины описывается известным дифференциальным уравнением:

$$J \cdot \frac{f\omega(t)}{dt} = M_{\text{вр}}(t) - M_{\text{с}}(t),$$

где J – момент инерции вращающихся деталей гидроагрегата; $\omega(t)$ – угловая скорость вращения турбины, вала и ротора гидроагрегата; $M_{\text{вр}}(t)$ – вращающий момент гидротурбины; $M_{\text{с}}(t)$ – момент сил сопротивления гидроагрегата.

В общем случае вращающий момент $M_{\text{вр}}(t)$ гидротурбины представляется полиномом степени m относительно объемного расхода $Y(t)$ воды, протекающей через турбину:

$$M_{\text{вр}}(t) = k_m \cdot Y^m(t) + k_{m\text{-}1} \cdot Y^{m-1}(t) + \cdots + k_2 \cdot Y^2(t) + k_1 \cdot Y(t).$$

Момент сил сопротивления $M_{\text{с}}(t)$ вращающихся деталей гидроагрегата представим в полиномной степени n относительно угловой скорости вращения:

$$M_{\text{с}}(t) = \chi_n \cdot \omega^n(t) + \chi_{n\text{-}1} \cdot \omega^{n\text{-}1}(t) + \cdots + \chi_2 \cdot \omega^2(t) + \chi_1 \cdot \omega(t) + \chi_0,$$

где χ_1, χ_2, … χ_n – коэффициенты динамического сопротивления гидроагрегата; χ_0 – момент трогания гидротурбины и соединенного с ней ротора генератора.

С целью исключения из уравнения динамики момента инерции выполняется нормировка параметров математической модели гидроагрегата:

$$k^* = \frac{k}{J}, \qquad \chi^* = \frac{\chi}{J}.$$

Идентификация параметров состояния гидроагрегата

Параметры состояния гидроагрегата $k_1^*, k_2^*, \ldots, k_m^*$ и $\chi_0^*, \chi_1^*, \chi_2^*, \ldots, \chi_n^*$ вычисляются в результате минимизации функции:

$$F(k_1^*, k_2^*, \ldots, k_m^*; \chi_0^*, \chi_1^*, \chi_2^*, \ldots, \chi_n^*) = \sum_{p=1}^{a\text{-}1} \Big(\frac{\omega_{p+1} - \omega_{p-1}}{t_{p+1} - t_{p-1}} -$$

$$- (k_m^* \cdot Y_p^m + k_{m-1}^* \cdot Y_p^{m-1} + \ldots + k_2^* \cdot Y_p^2 + k_1^* \cdot Y_p + k_0) +$$

$$+ (\chi_n^* \cdot \omega_p^* + \chi_{n-1}^* \cdot \omega_p^{n-1} + \ldots + \chi_2^* \cdot \omega_p^2 + \chi_1^* \cdot \omega_p + \chi_0^*)\Big)^2.$$

Минимизация целевой функции $F(k_1^*, k_2^*, \ldots, k_m^*; \chi_0^*, \chi_1^*, \chi_2^*, \ldots, \chi_n^*)$ осуществляется методом Левенберга-Марквардта. В результате минимизации можно определить значения k^* и χ^*, свойственные каждому гидроагрегату.

Используя найденные значения коэффициентов, можно прогнозировать динамику гидроагрегата в различных переходных процессах методами численного моделирования.

Предлагаемая программа нейросети

Главной задачей работы предлагаемой нейросети является прием решения об аварийном или неаварийном состоянии оборудования. Расчет ведется по заданным весовым коэффициентам. Коэффициенты формируются следующим образом: для трансформаторов – на основе сигналов с датчиков температуры [4, с. 40]; для гидроагрегатов – на основе проведенного математического расчета.

Алгоритм работы участка нейросети на примере силового трансформатора представлен на рис. 3.

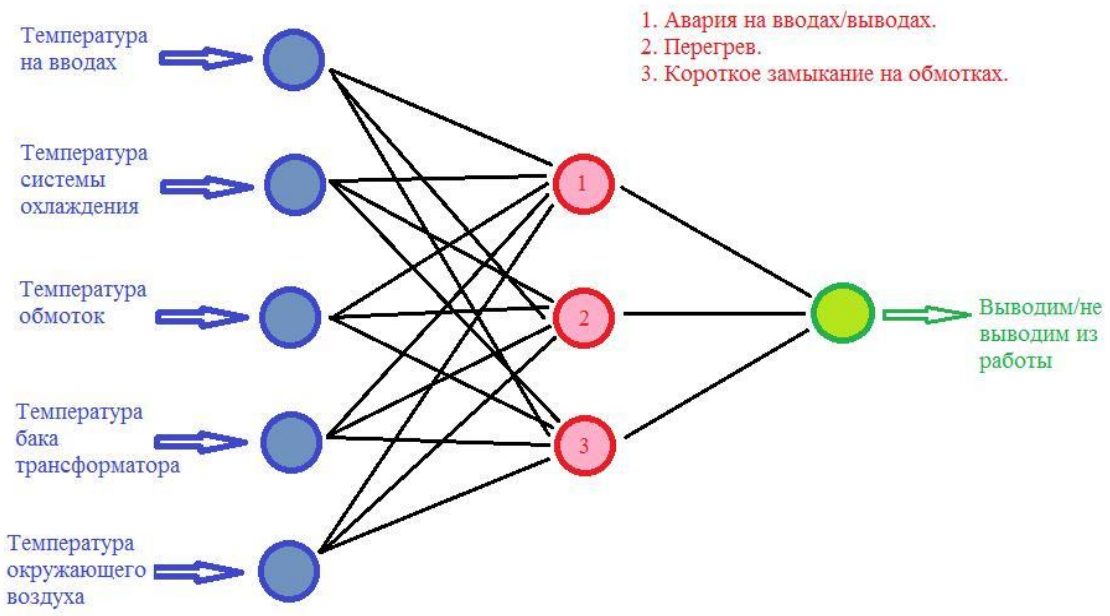

Рис. 3. Алгоритм работы участка нейросети
на примере силового трансформатора

Вывод

Предложены системы мониторинга технического состояния оборудования ГЭС, преимуществами которых являются существенная экономия средств, оперативность работы, непрерывный контроль состояния оборудования, прогнозирование остаточного ресурса отдельных узлов оборудования, своевременный вывод оборудования из работы, предотвращение аварийных ситуаций. Создание систем мониторинга оборудования ГЭС на базе использования нейронных сетей, несомненно, приближает современную электроэнергетику Российской Федерации к цифровой экономике и энергетике – «Индустрии 4.0».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Михеев, Г. М. Цифровая диагностика высоковольтного электрооборудования / Г. М. Михеев. – М.: ДМК Пресс, 2016. – 296 с.: ил.

2. Сибикин, Ю.Д. Диагностика и техническое обслуживание электроустановок потребителей / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.: Издательство «РадиоСофт», 2016. – 392 с.

3. Рашид, Т. Создаем нейронную сеть / Т. Рашид. – М.: Вильямс, 2017. – 272 с.

4. https://dimrus.ru/

УДК 621.311.001.57

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ЧАСТНОГО ДОМА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВИЭ НА ПРИМЕРЕ ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

Москалюк А.И.,
ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», г. Санкт-Петербург

АННОТАЦИЯ. Применение возобновляемых источников энергии (ВИЭ) для энергоснабжения частных домов набирает все большую популярность в России. Происходит это из-за резкого роста цен на дизельное топливо, постоянного увеличения стоимости всех традиционных источников энергии и загрязнения окружающей среды. Однако применение ВИЭ для этих целей обосновано не на всех участках нашей страны. В данной работе рассмотрена Ленинградская область.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: возобновляемая энергия, энергетический комплекс, тепловой насос, ветроэнергетическая установка.

ABSTRACT. Using of renewable energy sources (RES) for the energy supply of a private house is gaining big popularity in Russia. The reason of it is sharp rising of price for diesel fuel, constant increase of cost of all traditional energy sources and environmental pollution. However, the use of RES for these purposes is not justified in all parts of our country. In this project, the Leningrad Region is considered.

KEYWORDS: reneable energy, energy complex, heat pump, wind power plant.

Целью работы является выбор оптимального решения для энергоснабжения частного дома в Ленинградской области (ЛО). Рассматриваемый объект – частный двухэтажный дом в поселке Севастьяново Приозерского района Ленинградской области. В данном доме проживает три человека, общая площадь составляет 218 м^2, отапливаемая площадь – 212 м^2. Теплопотребность за отопительный сезон составляет 48,0 МВт·ч, а электропотребление – 13,5 МВт·ч/год.

Климат данного района – умеренный. Строительно-климатическиий район II В [1]. Для поселка Севастьяново отсутствуют справочные данные о климате, необходимые для проведения теплотехнических расчетов, поэтому принимаем значения для г. Санкт-Петербурга, расположенного в 130 км к юго-востоку.

Средняя температура наиболее холодного месяца – января – составляет минус 6,6 °С, расчетная температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 24 °С, абсолютный температурный минимум – минус 36 °С, продолжительность отопительного периода – 213 дней, средняя температура воздуха в отопительный период – минус 1,3 °С. Наиболее теплый месяц –

июль, со среднемесячной температурой плюс 22,1 °С, максимальная температура – плюс 37 °С [1].

Для нужд отопления среди традиционных источников энергии набрали большую популярность: электричество, древесные пеллеты, дизельное топливо, магистральный газ, сжиженный газ и дрова. Однако специфика ЛО заключается в том, что на данный момент она газифицирована примерно на 65 % [2]. Соответственно, для газифицированных участков самым дешевым способом отопления является магистральный газ. Остальные 35 % области не имеют данного ресурса, и для них необходимо проанализировать и выбрать самый дешевый способ. Данный объект как раз находится на негазифицированном участке. Для тепловой генерации на основе ВИЭ принято использовать тепловой насос (ТН), в данном случае оптимальным стоит считать геотермальный ТН из-за климатических условий области.

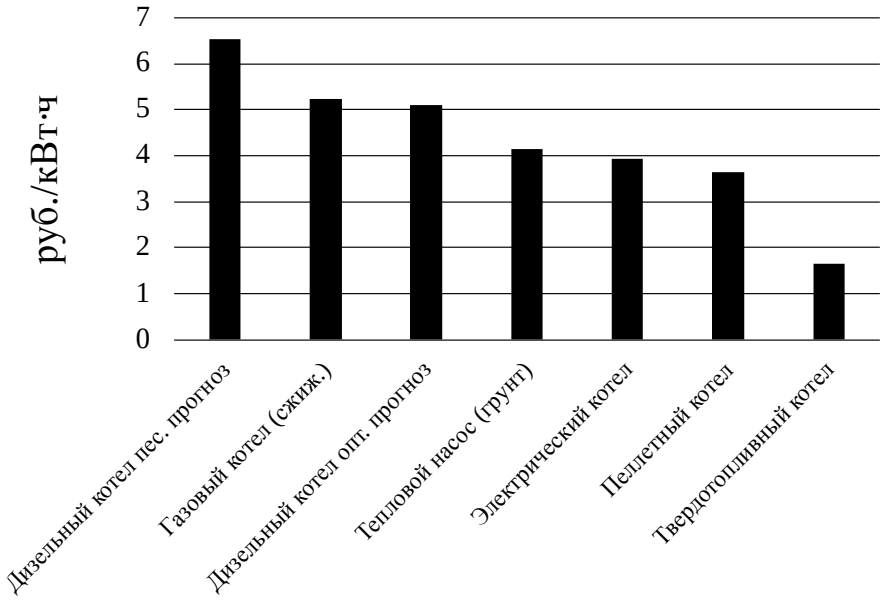

Рис. 1. График стоимости выработки 1 кВт·ч энергии различными отопительными агрегатами

В ходе работы были изучены приведенные выше способы отопления. На основе рассчитанных капитальных и эксплуатационных затрат были получены удельные стоимости выработки 1 кВт·ч энергии для всех видов. Все стоимости были проанализированы с помощью собранной как минимум пятилетней статистики цен и был составлен примерный прогноз на основе полученных данных [3, 4, 5]. Результаты представлены на рис. 1. Как видно, самым дешевым способом является использование твердотопливного котла.

В качестве традиционного источника электроэнергии выступает электричество из местной электросети. Ее стоимость также спрогнозирована на двадцатилетний период и составит 4,32 руб./кВт·ч [6, 7, 8, 9, 10]. Возобновляемыми источниками электроэнергии в данной области могут выступать солнечное излучение и ветровой поток.

Для расчета стоимости электроэнергии, генерируемой с помощью солнечной электростанции, предложена установка номинальной мощностью 10 кВт, состоящая из 31 панели мощностью 320 Вт каждая. Для генерации электроэнергии с помощью ветроэнергетической станции (ВЭС) предлагается ВЭС мощностью 10 кВт. На основе рассчитанных капитальных и эксплуатационных затрат были получены удельные стоимости выработки 1 кВт·ч энергии для всех способов. Результаты представлены на рис. 2.

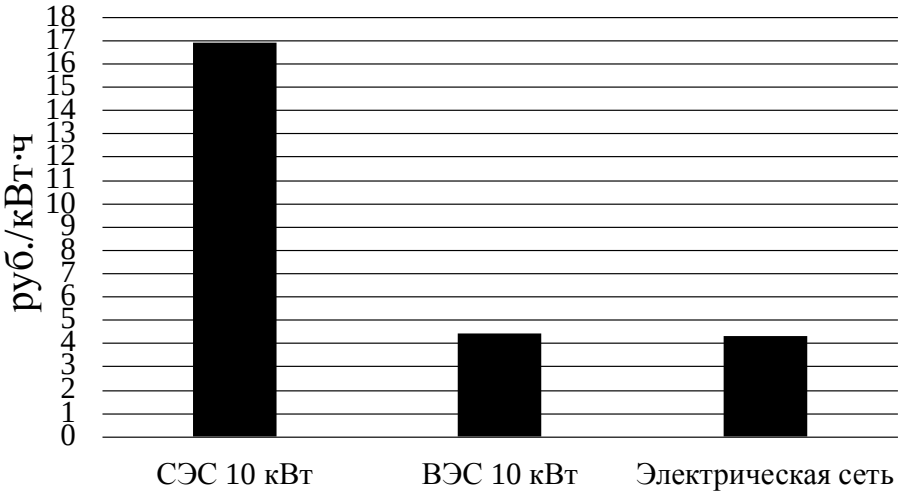

Рис. 2. Стоимость выработки энергии

Как видно, самым дешевым способом является использование электричества из электросети. Однако стоимость электричества, генерируемого с помощью ВЭС, незначительно выше. Данная цифра не является экономически выгодной, так как меньше аналогичной при покупке из электросети, равной 4,32 руб. Несмотря на это разница не является значительной, так как за 20 лет эксплуатации переплата в случае установки ВЭС по сравнению с покупкой электричества из сети составит всего 37,75 тыс. руб. Но установка ВЭС позволит не экономить на электроэнергии, что позволяет сократить разницу и даже свести выбор к установке ВЭС. Стоит отметить, что в период с апреля по декабрь наблюдается перевыработка энергии, излишнюю энергию рекомендуется убирать с помощью добавления балластной нагрузки.

Проведенные расчеты показали, что установка в данной местности при данных условиях любой солнечной электростанции СЭС не является экономически обоснованной, так как режимы выработки и потребления находятся в «противофазе», что и приводит к такой большой удельной стоимости электроэнергии, генерируемой с помощью СЭС. Другими словами, режимы данных графиков не совпадают, электростанция вырабатывает основную часть энергии, в то время как нагрузка здания в этот момент минимальна.

Вывод

Проведенный анализ показал, что для негазифицированных районов Ленинградской области оптимальным энергокомплексом можно считать связку твердотопливного котла и электрической сети. Однако связку твердотопливного котла и ВЭС мощностью 10 кВт также можно считать оптимальной, хоть и менее удачной. Использование солнечной энергии в ЛО не показало своей эффективности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменением № 2).

2. Утверждена пятилетняя программа развития газоснабжения и газификации Ленинградской области [Электронный ресурс]. URL: http://www.gazprom.ru/press/news/2016/september/article283981/ (Дата обращения 01. 10. 2018).

3. Цены на бензин и карта АЗС России [Электронный ресурс]. URL: https://www.benzin-price.ru (Дата обращения 03. 10. 2018).

4. Рынок пеллет (топливных гранул). Текущая ситуация и прогноз 2018–2022 гг. [Электронный ресурс]. URL: http://alto-group.ru/otchot/marketing/307-rynok-pellet-toplivnyx-granul-tekushhaya-situaciya-i-prognoz-2014-2018-gg.html (Дата обращения 03. 10. 2018).

5. Динамика средних цен на лесоматериалы в России с 2012 по декабрь 2017 года [Электронный ресурс]. URL: https://proderevo.net/industries/wooden-logging/dinamika-srednikh-tsen-na-lesomaterialy-v-rossii-s-2012-po-dekabr-2017-goda.html (Дата обращения 03. 10. 2018).

6. Приказ Комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области (Лен РТК) № 196-п от 13 декабря 2013 года «Об установлении тарифов на электрическую энергию, поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей Ленинградской области, на 2014 год».

7. Приказ Комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области № 364-п от 18 декабря 2014 года «Об установлении тарифов на электрическую энергию, поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей Ленинградской области в 2015 году».

8. Приказ Комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области № 520-п от 26 декабря 2015 года «Об установлении тарифов на электрическую энергию, поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей Ленинградской области в 2016 году».

9. Приказ Комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области № 546-п от 23.12.2016 «Об установлении тарифов на электрическую энергию, поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей Ленинградской области в 2017 году».

10. Приказ Комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области № 657-п от 27.12.2017 «Об установлении тарифов на электрическую энергию, поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей Ленинградской области в 2018 году».

УДК 627.824.7

ВЛИЯНИЕ ШИРИНЫ КОНТРФОРСА НА ПРОЧНОСТЬ КОНТАКТА ПЛОТИНЫ И ОСНОВАНИЯ

Позняк А.В.
ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», г. Санкт-Петербург

АННОТАЦИЯ. В данной статье рассматриваются вопросы изменения предельных значений касательных напряжений в зависимости от характеристик скального основания, а также дается оценка степени влияния размеров контрфорса на прочность контакта плотины и основания.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: бетонная плотина, контрфорс, устойчивость, касательные напряжения, прочность, основание.

ABSTRACT. This article discusses the issues of changing the limit values of tangential stresses depending on the characteristics of the rock base, and also assesses the degree of influence of the size of the buttress on the strength of the contact of the dam and the base.

KEYWORDS: concrete dam, buttress, stability, tangential stresses, strength, base.

Гравитационные плотины характеризуются тем, что их устойчивость против сдвига от давления воды обеспечивается в основном силами трения между плотиной и ее основанием, что требует большого веса плотины. Поэтому бетонные гравитационные плотины строились массивными.

Целью работы является определение изменения предельных значений касательных напряжений в зависимости от характеристик скального основания, а также оценка степени влияния ширины контрфорса на прочность контакта с основанием.

При проверке устойчивости водосливной плотины на сдвиг по скальному основанию прежде всего составляют упрощенную расчетную схему поперечного сечения рассматриваемой плотины, отбрасывая различные детали, которые не могут существенно влиять на окончательные результаты расчета. Обычно все силы, действующие на плотину, разделяют на горизонтальные и вертикальные их составляющие. Выполняя расчет, различают расчетные случаи, при этом учитывают нормативные значения коэффициентов надежности, условий работы, сочетаний нагрузок для различных расчетных случаев, а также численные значения соответствующих характеристик, в частности прочностных характеристик основания [1].

Для примера рассмотрим ниже тот случай, когда сдвиг плотины происходит без захвата грунта основания. На примере курсового проекта рассмотрим

секцию бетонной плотины с массивными оголовками [2]. Размеры контрфорса и оголовка соответственно равны 8 и 16 м. Схема секции представлена на рис. 1.

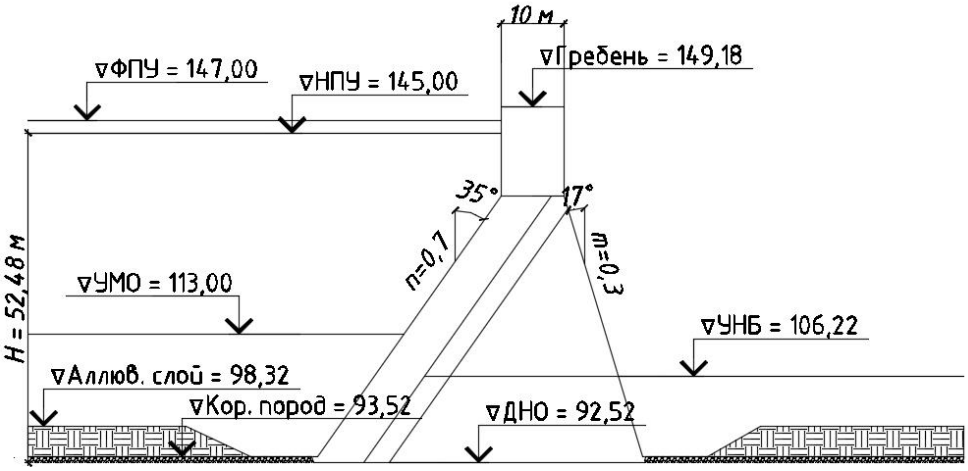

Рис. 1. Схема секции плотины с массивными оголовками

Были проведены расчеты по сбору нагрузок на сооружение [3], а также были определены напряжения по подошве основания по формулам (1)–(5) [4]:

$$\sigma_z = \frac{\sum N}{F_{\text{расч.сеч}}} - \frac{\sum M_{\text{цт}}}{\text{I}} X , \qquad (1)$$

где $\sum N$ – сумма вертикальных усилий на сооружение, тс; $F_{\text{расч.сеч}}$ – площадь расчетного сечения, м^2; $\sum M_{\text{цт}}$ – суммарный момент от вертикальных усилий на сооружение, тс·м; I – момент инерции расчетного сечения, м^4; X – координата центра тяжести расчетного сечения, м.

$$\sigma_1 = \gamma_{\text{в}} H + \gamma_{\text{н}} \xi h_{\text{н}} , \qquad (2)$$

где $\gamma_{\text{в}}$ – удельный вес воды, т/м^3; H – напор на сооружение, м; $\gamma_{\text{н}}$ – удельный вес наносов, т/м^3; ξ – коэффициент, учитывающий влияние наносов, равный 0,39; $h_{\text{н}}$ – высота наносов, м.

$$\sigma_2 = (1 + n^2)\sigma_z - n^2 \sigma_1 , \qquad (3)$$

где n – заложение верховой грани.

$$\sigma_x = n^2 \sigma_z + (1 + n^2)\sigma_1, \qquad (4)$$

$$\tau_{zx} = n(\sigma_1 - \sigma_z). \qquad (5)$$

Результаты сбора нагрузок представлены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты сбора нагрузок

Наименование силы	Величина силы, тс		Плечо, м	Момент, тс·м	
	Знак	Значение		Знак	Значение
Вертикальные составляющие действующих сил					
G	+	42 391,28	28,12	+	1 192 043
$\sum N$ = 42 391,28 тс $\sum M$ = 1 192 043 тс·м					
$W_{в}^{в}$	+	15 423,24	11,498	+	177 336,4
$W_{в}^{н'}$	+	225,23	51,11	+	11 511,51
$W_{в}^{н''}$	–	525,53	14,392	–	7563,428
$E_{в}^{н}$	+	251,91	2,389	+	601,813
$W_{ф1}$	–	4435,76	32,24	–	143 008,9
$W_{ф2}$	–	6545,12	4,804	–	31 442,76
$\sum N_{буп}$ = 58 291,66 тс $\sum N_{суп}$ = 46 785,25 тс					
Горизонтальные составляющие действующих сил					
$W_{г}^{в}$	+	22 033,2	17,493	+	385 426,77
$W_{г}^{н}$	–	1501,52	4,5	–	681,84
$E_{г}^{н}$	+	359,87	3,413	+	1228,24
$W_{лд}$	+	240,0	52,48	+	12 595,2
$\sum Q$ = 21 131,55 тс $\sum M_{буп}$ = 1 780 743 тс·м $\sum M_{суп}$ = 1 598 046 тс·м					

Расчетное сечение секции представлено на рис. 2.

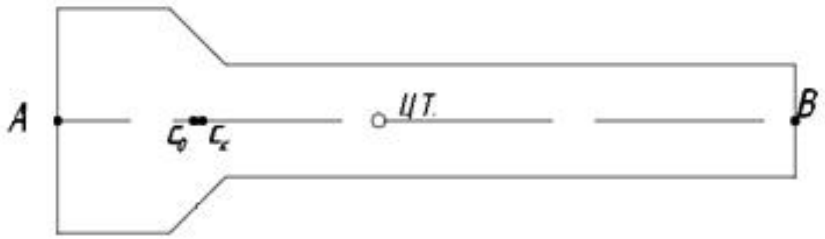

Рис. 2. Расчетное сечение секции

Также были построены эпюры предельных значений и проведена оценка устойчивости бетонной плотины для двух различных случаев по формуле (6) [5]:

– скальное основание с характеристиками f = 0,73 и C = 50 т/м^2;

– скальное основание с характеристиками f = 0,60 и C = 30 т/м^2.

$$\gamma_{f,c} F \le \frac{\gamma_c R}{\gamma_n}, \qquad (6)$$

где $\gamma_{f,c}$ – коэффициент сочетания нагрузок ($\gamma_{f,c}$ = 1); γ_c – коэффициент условия работ (γ_c = 0,85); γ_n – коэффициент надежности, определяемый классом сооружения (γ_n = 1,2); F – активная нагрузка, которая стремится сдвинуть плотину; R – реактивная нагрузка, которая стремится удержать плотину.

Результаты сведены в табл. 2 и 3.

Таблица 2

Результаты расчета напряжений по подошве

Напряжения	Точки			
	A	**$C_о$**	**$C_к$**	**B**
	–1,52	38,82	41,315	216,72
$\sigma_{1'}\ \frac{Т}{м^2}$	56,87	113,74	113,74	236,22
$\sigma_{2'}\ \frac{Т}{м^2}$	–30,13	2,1	5,82	0
$\sigma_{x'}\ \frac{Т}{м^2}$	28,26	77,0	78,25	19,505
	40,87	52,44	50,7	65,016

Таблица 3

Результаты оценки устойчивости

	Активная нагрузка *F*, т	**Реактивная нагрузка *R*, т**	$\gamma_{f,c}F \le \frac{\gamma_c}{\gamma_n}R$, т
Характеристики основания f = 0,73; C = 50 т/м^2	21 131,6	59 170,2	21 131,6 ≤ 41 912,3
Характеристики основания f = 0,60; C = 30 т/м^2	21 131,6	43 081,4	21 131,6 ≤ 30 515,9

Эпюры касательных напряжений представлены на рис. 2.

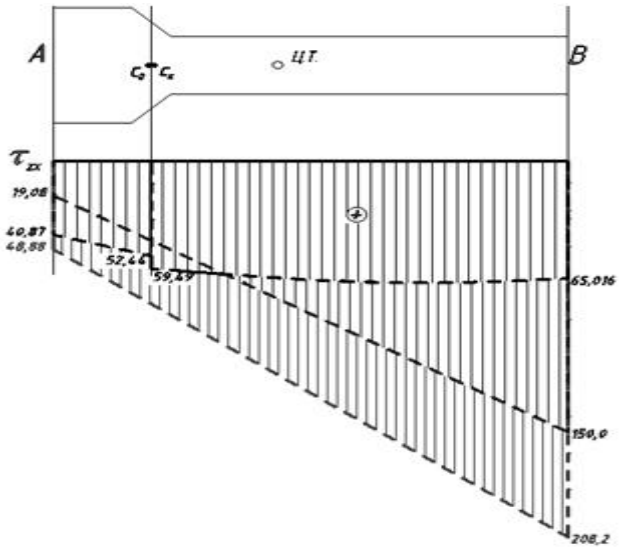

Рис. 2. Эпюры касательных напряжений

Выводы

По результатам расчетов видно, что, несмотря на обеспечение устойчивости плотины в обоих случаях, касательные напряжения во втором расчетном случае находятся выше предельных значений, следовательно, при проектировании бетонной плотины необходимо учитывать и ширину контрфорса, поскольку пренебрежение этим параметром может стать причиной возникновения плоского сдвига плотины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. СП 23.13330.2011. Основания гидротехнических сооружений

2. Бухарцев, В.Н. Расчетные гидротехнические сооружения. Водонапорные сооружения водохранилищных гидроузлов: учеб. пособие / В.Н. Бухарцев. – СПб.: Изд-во политехн. ун-та, 2013. – 135 с.

3. Гидротехнические сооружения: учебник для вузов. Часть 1. – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2008. – 576 с.

4. Иванов, А.Ю. Статические расчеты высокой бетонной плотины / А.Ю. Иванов. – Л.: ЛПИ, 1989. – 36 с.

5. СНиП 2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные.

УДК 621.311.1

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ФИЛЬТРА НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ

Приходкин Р.Р., Мягков Д.А., Кобзистый О.В.
Азово-Черноморский инженерный институт
ФГБОУ ВО «Донской ГАУ», г. Зерноград

АННОТАЦИЯ. В статье приводятся некоторые данные экспериментальных исследований электромагнитного фильтра нулевой последовательности, показывающие возможность его использования для повышения эффективности передачи электрической энергии.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: энергоэффективность, электромагнитный фильтр, нулевая последовательность.

ABSTRACT. Some data of experimental studies of the electromagnetic filter of the zero sequence showing a possibility of his use for increase in efficiency of transfer of electric energy are provided in article.

KEYWORDS: energy efficiency, electromagnetic filter, zero sequence.

В настоящее время актуальной задачей, стоящей перед наукой и производством, является повышение эффективности передачи электрической энергии.

К основным факторам, снижающим энергоэффективность низковольтных электрических сетей, можно отнести несимметрию и несинусоидальность токов и напряжений. Наличие токов обратной и нулевой последовательностей, а также высших гармоник фазных токов приводит к появлению дополнительных потерь мощности (энергии) в электрической сети. Одним из способов снижения дополнительных потерь мощности (энергии) является применение специальных технических устройств, компенсирующих отмеченные ранее факторы.

Для симметрирования трехфазной четырехпроводной сети и подавления высших гармоник, кратных третьей, предлагается использовать электромагнитный фильтр нулевой последовательности [1]. Предлагаемый фильтр состоит из трех однофазных трансформаторов Т1…Т3 с ферромагнитным сердечником, первичные обмотки которых включаются в рассечку фазы между источником питания и нагрузкой, а вторичные обмотки с обеих сторон соединяются в общую точку.

Принцип работы этого устройства заключается в следующем. Если вторичные обмотки индуктивных элементов имеют одинаковые параметры, то токи нулевой последовательности во вторичных обмотках трансформаторов будут равны нулю. Следовательно, для токов нулевой последовательности электромагнитный фильтр будет работать в режиме холостого хода с большим входным сопротивлением со стороны первичной цепи, что значительно снизит токи нулевой последовательности в фазных проводах и повысит эффективность передачи электрической энергии. Токам прямой и обратной последовательностей электромагнитный фильтр будет оказывать незначительное сопротивление, обеспечивая избирательность действия.

Для проверки теоретических предположений были проведены экспериментальные исследования предлагаемого устройства на стенде «Электроэнергетика». На первом этапе исследования проводились по схемам, приведенным на рис. 1 и рис. 2.

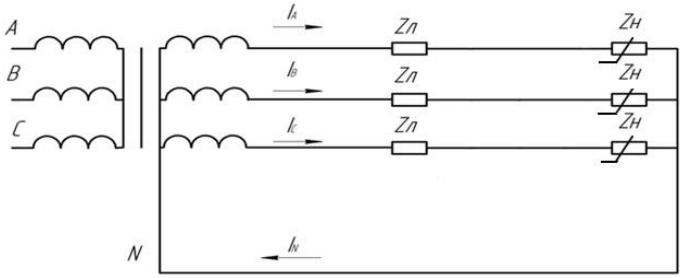

Рис. 1. Схема сети без электромагнитного фильтра нулевой последовательности

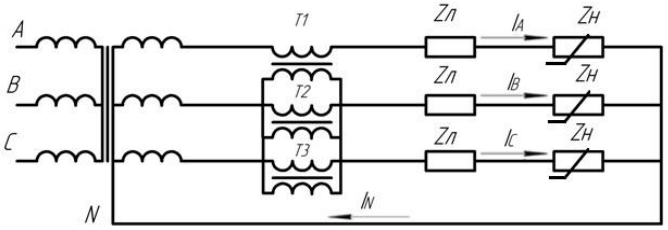

Рис. 2. Схема сети с электромагнитным фильтром нулевой последовательности

Действующие значения фазных токов и тока в нулевом проводе приведены в табл. 1.

Таблица 1

Экспериментальные данные

Фазы	Токи без электромагнитного фильтра, мА	Токи с включенным электромагнитным фильтром, мА
A	180,5	182,8
B	165,0	193,3
C	266,0	213,5
N	187,2	24,96

Кроме действующих значений токов, измерялись их фазовые сдвиги. Поэтому по известным из ТОЭ формулам [2] были рассчитаны токи симметричных составляющих прямой, обратной и нулевой последовательностей, которые приведены в табл. 2.

Таблица 2

Расчетные данные

Последовательности	Токи без электромагнитного фильтра, мА	Токи с включенным электромагнитным фильтром, мА
1	283,48	279,54
2	48,98	21,32
0	62,4	8,33

Полученные результаты показывают, что при использовании электромагнитного фильтра нулевой последовательности ток нулевой последовательности уменьшился в 7,5 раза, а ток обратной последовательности уменьшился в 2,3 раза при практически неизменном токе прямой последовательности. Это подтверждает сделанные ранее теоретические предположения о работе электромагнитного фильтра.

На следующем этапе была экспериментально исследована работа электромагнитного фильтра нулевой последовательности в узле нагрузки, включающем несимметричную статическую нагрузку и асинхронный электродвигатель (АЭД). Схемы сети показаны на рис. 3 и рис. 4.

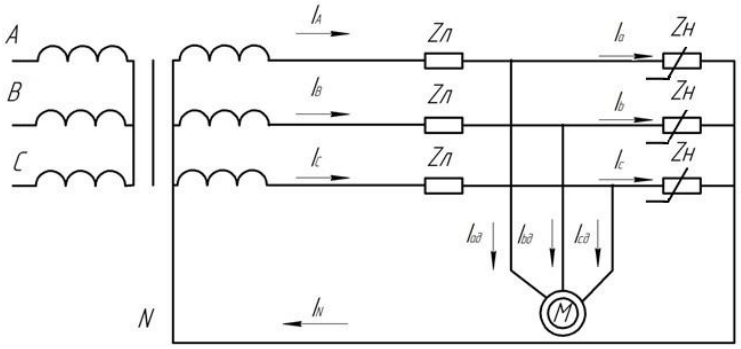

Рис. 3. Схема узла нагрузки без электромагнитного фильтра нулевой последовательности

На схеме рис. 4 электромагнитный фильтр включен в цепь с электродвигателем. Это является оптимальным с точки зрения снижения потерь мощности в сети и сохранения качества электроэнергии у потребителя.

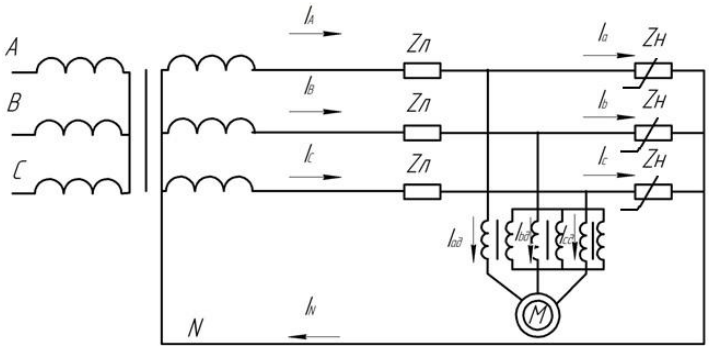

Рис. 4. Схема узла нагрузки с электромагнитным фильтром нулевой последовательности

Действующие значения токов и напряжений при минимальной и максимальной загрузках асинхронного электродвигателя приведены в табл. 3.

Таблица 3

Экспериментальные данные

	Узел нагрузки без электромагнитного фильтра		**Узел нагрузки с электромагнитным фильтром**	
	Минимальная загрузка АЭД	**Максимальная загрузка АЭД**	**Минимальная загрузка АЭД**	**Максимальная загрузка АЭД**
	Токи в линии, мА			
I_A	440	453	371	401
I_B	326	355	333	366
I_C	453	476	485	506
	Ток в нулевом проводе, мА			
I_N	168	162	137	144
	Токи статической нагрузки, мА			
I_a	246	240	168	163
I_b	61	60	60	57
I_c	168	164	238	232
	Токи асинхронного электродвигателя, мА			
$I_{aд}$	248	264	228	298
$I_{bд}$	277	282	282	330
$I_{cд}$	326	329	300	362
	Фазные напряжения в узле нагрузки, В			
U_A	167	163,9	170	167
U_B	185	183,0	180	176
U_C	171	167,8	162	158
	Фазные напряжения асинхронного электродвигателя, В			
$U_{АД}$	171,0	168	178	167
$U_{ВД}$	180,0	177	172	176
$U_{СД}$	180,5	176	145	171

Рассчитанные токи и напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей сведены в табл. 4.

Таблица 4

Расчетные данные

	Узел нагрузки без электромагнитного фильтра		**Узел нагрузки с электромагнитным фильтром**	
	Минимальная загрузка АЭД	**Максимальная загрузка АЭД**	**Минимальная загрузка АЭД**	**Максимальная загрузка АЭД**
	Токи в линии, мА			
I_1	405,7	427,0	396,3	423,6
I_2	111,0	149,0	106,4	150,3
I_0	56,0	54,0	45,6	47,2
	Токи статической нагрузки, мА			
I_1	158,0	155,0	155,3	150,6
I_2	33,0	32,5	16,8	18,0
I_0	56,0	54,0	45,6	47,2
	Токи асинхронного электродвигателя, мА			
$I_{1д}$	282,0	338,0	268,2	329,0
$I_{2д}$	121,6	171,8	113,5	160,7
	Фазные напряжения в узле нагрузки, В			
U_1	174,1	171,5	170,4	169,8
U_2	4,1	4,33	4,0	0,7
U_0	9,5	8,53	9,7	8,9
	Фазные напряжения асинхронного электродвигателя, В			
$U_{1Д}$	177,0	174,0	172,6	171,31
$U_{2Д}$	7,9	8,2	7,6	9,6

Полученные результаты показывают, что при таком использовании электромагнитного фильтра нулевой последовательности ток нулевой последовательности в линии уменьшился в 1,2 раза, токи АЭД при той же загрузке также уменьшились. Все это ведет к снижению потерь мощности (энергии) в сети и АЭД.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Патент на полезную модель № 151548 МПК H03H 7/09. Электромагнитный компенсатор высших гармоник тока.

2. Ионкин, П.А. Теоретические основы электротехники. Основы теории цепей / П.А. Ионкин, Н.А. Мельников, А.И. Даревский, Е.С. Кухаркин. – М.: Высшая школа, 1965. – 735 с.

УДК 627.24

СТРОИТЕЛЬСТВО НЕФТЕНАЛИВНОГО ПРИЧАЛА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОРСКОЙ САМОПОДЪЕМНОЙ ПЛАТФОРМЫ

Харсеев А.Е., Ворошилов Д.Д.
ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», Санкт-Петербург

АННОТАЦИЯ. В данной работе проведен анализ внутренней энергетики и нефтяного грузооборота России, изучены недостатки традиционных методов возведения причальных сооружений, внесено предложение по использованию морской самоподъемной платформы в строительстве нефтеналивных причалов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: топливная энергетика, нефтяной грузооборот, гидротехническое сооружение, нефтеналивной причал, морская самоподъемная платформа.

ABSTRACT. In this paper analysis of domestic energy and oil traffic in Russia were done, research of disadvantages of traditional methods of berthing facilities construction was made. It is suggested to use the marine jack-up platform in construction of oil loading terminals.

KEYWORDS: fuel energy, oil freight turnover, hydrotechnical structure, oil loading terminal, marine jack-up platform.

Основой внутренней энергетики России до сих пор остается эксплуатация значительных газовых и нефтяных месторождений. В 2013 году потребление первичных энергоресурсов в процентном соотношении было следующим: на природный газ пришлось 53,2 %, на нефть – 21,9 %, на уголь – 13,4 %, на гидроэнергию – 5,9 %, на ядерную энергию – 5,6 % [1]. Традиционной, исторически самой значимой отраслью является топливная энергетика.

Большое внимание в сфере добычи органического топлива на данный момент уделяется разработке шельфовых месторождений, где для транспортировки нефти и газа используется морское судоходство. Затраты энергии и топлива на перемещение груза через водное пространство являются небольшими, вследствие чего при возможности переправить груз морем, реками и каналами часто оказывается наиболее выгодным использование именно водного транспорта.

Для осуществления операций с судами необходимо устройство портов: крупных транспортных узлов, связывающих большинство видов транспорта – морской, речной, железнодорожный, автомобильный [2]. Порты обеспечивают перевалку более 80 % объема грузов внешней торговли России [2]. Для обеспечения работы с танкерами, перевозящими нефтепродукты и сжиженный газ

во внутренних отсеках (танках), необходимо устройство специальных наливных причалов, отличающихся от других сооружений перегрузочным оборудованием, конструкцией и зачастую большой глубиной у причала [3].

Значимая доля нефтяного и газового грузооборота России приходится на Дальний Восток, в частности на порты Японского моря: Находка, Восточный, Ванино, Де-Кастри [4]. В порту Ванино нефтеналивной терминал включает три причала с общей пропускной способностью 3 млн тонн в год. В порту Де-Кастри находится рейдовый одноточечный причал для швартовки крупнотоннажных танкеров, вынесенный в море на расстояние 6 км, пропускная способность – 12 млн тонн в год. В порту Находка расположены две стивидорные компании, занимающиеся перегрузкой нефтепродуктов с общей пропускной способностью 7,36 млн тонн в год. На территории порта Восточный находятся три оператора нефтеналивных терминалов с общей пропускной способностью около 30 млн тонн в год.

Основным оператором является «Спецморнефтепорт Козьмино», а по итогам 2015 года грузооборот терминала в Козьмино составил 30,44 млн тонн (рост на 50 % по сравнению с показателями 2010 года: 15,3 млн тонн), емкость нефтебазы составляет 500 тыс. м^3. Причальные сооружения позволяют оперировать с танкерами дедвейтом до 150 тыс. тонн [5, 6]. В последние годы идет активное развитие трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) длиной 4740 км, транспортирующей нефтепродукты от Тайшета в Иркутской области до порта Козьмино на побережье Японского моря. Пропускная способность ВСТО равна 58 млн тонн в год, от Сковородино построено ответвление трубопровода в Китай пропускной способностью 20 млн тонн в год [1].

Данная пропускная способность ВСТО потенциально способна увеличить грузооборот терминала в Козьмино до 38 млн тонн в год. Также перспектива развития порта Восточный связана со строительством «Приморского нефтеперерабатывающего завода». Терминал порта Восточный в бухте Козьмина уже работает на пределе своей пропускной способности, что подтверждает пользу строительства нового причала именно в этом районе.

Проблема строительства нового причала в бухте Козьмина заключается в ограниченном берегами пространстве. Для увеличения причального фронта необходимо использовать территорию, находящуюся непосредственно в заливе порта Находка на открытой акватории, незащищенной от волнения и ветрового воздействия.

Все плавсредства, использующиеся при строительстве причальных сооружений, имеют строгие ограничения по естественным условиям в районе строительства. Неблагоприятное влияние оказывают волны, ветер, течение и лед. Несмотря на то что данные природные явления имеют индивидуальное воздействие на работоспособность плавсредства, зависящее от его конструктивных особенностей (характеристики должны быть закреплены в техническом паспорте, расчеты ведутся на основании пункта «Остойчивость» комплектов правил Российского морского регистра судоходства [7]), работы по возведению

гидротехнических сооружений с применением плавучих средств, выполняемые с помощью плавучих кранов и плавучих копров, допускается производить при высоте волны не более 0,75 м (2 балла) [8] и при скорости ветра не более 7,4 м/с (4 балла) [9].

При больших волновых параметрах на акватории появляется необходимость в устройстве оградительных сооружений (молов, волнорезов) перед началом возведения причальных сооружений. Если угол статического крена от действия ветрового кренящего момента превышает половину угла, при котором палуба входит в воду, то использование плавсредства также не допускается [7].

Используемые плавсредства представляют из себя понтон с установленной на нем машиной (кран, копер) и в большинстве случаев не имеют ледового класса, следовательно, могут применяться только в промежутке времени между ледовыми навигациями на акватории большинства морей Российской Федерации (за исключением Черного и Каспийского морей). Все перечисленное увеличивает сроки строительства причальных сооружений, требует использования дополнительного оборудования либо требует возведения специальных дополнительных сооружений, что в итоге сказывается на стоимости проводимых работ.

Для расширения возможностей возведения причальных сооружений предлагается использование морской самоподъемной платформы с установленной на борту машиной в виде грузоподъемного крана, копера или экскаватора вместо плавсредств, используемых для возведения причальной стенки большинством гидротехнических предприятий на сегодняшний день.

Морская самоподъемная платформа представляет из себя судно с опорами, объединенными спуско-подъемочным механизмом в единую систему, способную переводить платформу из плавучего состояния в стационарное гравитационное с врезкой опор в грунты дна для обеспечения устойчивости оборудования, расположенного на ней. В плавучем состоянии установка подчиняется закону Архимеда, и ее водоизмещение полностью равно выталкивающей силе погруженной в воду части корпуса. При задавливании опор в грунт корпус постепенно поднимается над уровнем воды, что приводит к превышению силы тяжести над выталкивающей силой, и, вследствие, к большему погружению опор и увеличению сопротивления внешним горизонтальным воздействиям (течение, ветер).

При необходимости перестановки платформы на другую позицию корпус опускается на воду, иногда на глубины, превосходящие ватерлинию судна, чтобы за счет увеличенной выталкивающей силы извлечь из грунта опоры [10]. На палубу судна возможно устанавливать гусеничную технику любого вида, размещать буровое оборудование, оборудование для укладки кабелей и трубопроводов. Есть возможность использовать платформу в качестве балластируемого понтона для перевозки грузов. Платформа может быть оснащена винтовым двигателем и папильонажными лебедками для самостоятельного перемещения по акватории без участия вспомогательного флота, причем

вследствие конструктивных особенностей передвижение и эксплуатация имеют место как на внутренних путях, так и на морских объектах. Может быть предусмотрено модульное устройство, позволяющее за короткие сроки произвести разборку платформы с целью передислокации наземным транспортом, что обеспечивает высокую мобильность.

Главным преимуществом самоподъемной платформы перед используемыми при возведении причального сооружения плавсредствами является возможность применения в тяжелых естественных условиях, а именно: при большой скорости течения, высоте волны до 1,5 м (4 балла), скорости ветра до 12,4 м/с (6 баллов), наличии мелкобитого льда на акватории [9].

Все вышеперечисленное приводит к оптимизации проведения работ и уменьшению эксплуатационных затрат вследствие замены плавсредств самоподъемной платформой с установкой необходимой для данного этапа работ машины и отсутствием необходимости в применении барж (или плашкоутов), плотов, устройства заякорения и использования буксиров, что может привести к дальнейшей индустриализации строительства, укрупнению элементов конструкций, уменьшению их числа и типоразмеров, упрощению монтажных операций, а также сокращению сроков работ, практически не зависящих от погодных условий.

Все это, в свою очередь, приводит к повышению производительности труда, качества работ и снижению стоимости сооружений. Возможность применения платформы в открытых акваториях при 4-балльном волнении, 6-балльном ветре, наличии сильных подводных течений и мелкобитого льда позволяет производить строительство причальных сооружений в те периоды времени, когда использование других плавсредств ограничивается условиями нормальной работы и безопасности.

МСП обычно буксируют к месту работ буксиром, мощность которого зависит от дальности транспортировки, гидрометеорологических условий, размеров и массы платформы. Транспортировка платформ представляет собой достаточно сложную и опасную операцию. Платформа в транспортном положении с выдвинутыми вверх на максимальную высоту опорами становится мало остойчивой даже при сравнительно небольшом волнении. Поэтому при дальних рейсах опорные колонны демонтируют и перевозят на палубе платформы. Это увеличивает остойчивость понтона-платформы, но создает дополнительные трудности по вторичной сборке опор в открытом море, особенно при отсутствии достаточного числа необходимых механизмов [11].

Однако возможно изготовление модульной конструкции платформ, благодаря которой ее можно в разобранном состоянии транспортировать до места строительства наземным транспортом, а сборку осуществлять на ближайшем к участку проведения работ берегу.

Существуют конструкции «шагающих» платформ, не требующих буксиров. Они состоят из верхней и нижней частей, каждая из которых имеет по четыре трубчатые опоры с опорными башмаками на концах. При движении верхнюю

часть платформы, опирающуюся на опоры на дне, поднимают на гидравлических домкратах. Одновременно поднимают нижнюю часть платформы, и ее опоры отрываются от дна. Затем при помощи домкратов выдвигают вперед нижнюю часть платформы и устанавливают ее на опоры, опущенные на дно, поднимают опорные стойки верхней части платформы, ее перемещают, и снова опускают стойки на дно.

«Шагающая» платформа «Снойдер-1» была успешно применена при строительстве пирса длиной 185 м, шириной 6 м, на железобетонных преднапряженных сваях в Калифорнии (США) [11].

Существует оригинальная конструкция самоподнимающейся платформы «Бушн стар» (США) для установки на слабых грунтах, у которой три колонны диаметром 2 м опираются на дно при помощи общей фундаментной плиты размерами 64 х 52 м.

Самоподъемная плавучая установка «Бакы», построенная из отечественных материалов и полностью укомплектованная оборудованием отечественного производства, имеет корпус понтонного типа расчетных размеров 57,6 х 47,4 м при высоте борта 7,25 м и осадке при бункеровке 4,5 м. Ее корпус в основном выполнен из малоуглеродистой стали, а для наиболее напряженных конструкций при толщине более 12 мм применена низколегированная сталь. Корпус изготовлен на стапелях в виде трех отдельных понтонов, состыкованных на плаву после спуска. Ширина понтонов позволяла проводить их по внутренним водным путям [11].

В России самоподъемная платформа появилась в 2006 году: ЗАО «ГТ Морстрой» приобрело платформу «Ваенга», сделанную в Нидерландах, грузоподъемностью 250 тонн и максимальной глубиной акватории 26 м (рис. 1) [12].

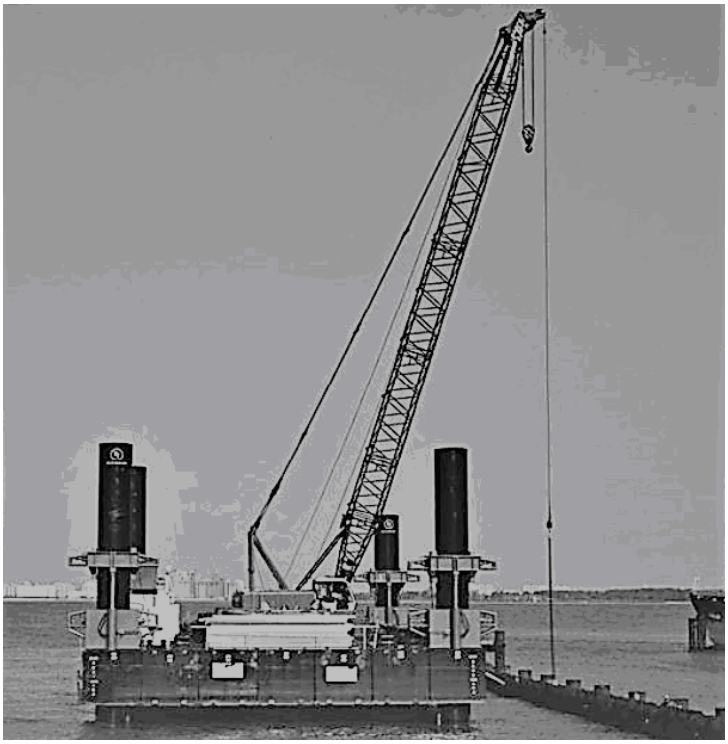

Рис. 1. МСП «Ваенга»

В 2010 году компания ООО «Арктикморгео» построила модульную платформу СМП-03 (рис. 2) грузоподъемностью 250 тонн и максимальной глубиной акватории 15 м, оборудованную двухвинтовой винторулевой колонкой [10]. В 2016 году компанией ООО «ГТНС» была разработана, построена и введена в эксплуатацию многофункциональная самоподъемная платформа МФП-001 класса М-ПР 2,5 (Лед 10), грузоподъемностью 450 тонн, возможностью работы в уловиях 1,5-метровой волны, мелкобитого льда толщиной 10 см, на глубинах от 1,5 до 15 м и установкой гусеничной техники массой до 150 тонн [13].

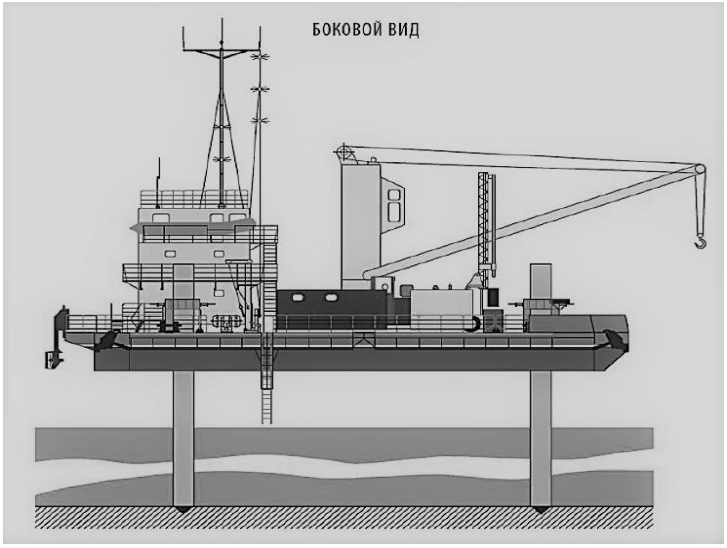

Рис. 2. СМП-03

Весьма эффективно применение самоподнимающихся платформ при строительстве причальных сооружений на открытых, не защищенных от волновых воздействий акваториях. В таких случаях можно вести строительство причалов при высоте волны до 6 м. Примером подобного строительства является сооружение металлического пирса на открытой акватории Цемесской бухты в нефтегавани Шесхарис, проведенное в 1978 г.

Удачно проводятся работы при помощи самоподнимающихся платформ с буровыми установками. Так, при строительстве опорком части эстакады в Западной Сахаре при большом волнении моря и в тяжелых геологических условиях с платформы типа «Де-Лонг» было пробурено около 300 скважин диаметром 2,05 м, в которые были опущены бетонные сваи диаметром 2,5 м [11].

В данной работе было проведено изучение нефтеналивного грузооборота РФ в Японском море, определено место, подходящее для строительства нового нефтеналивного причала. На примере возведения сооружения на данном участке в бухте Козьмина рассмотрен вариант замещения стандартных строительных плавсредств морской самоподъемной платформой вследствие ее применимости в более тяжелых климатических условиях, оптимизации работ за счет ее многофункциональности и широкого выбора временных рамок строительства сооружения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Википедия, свободная энциклопедия [Электронный ресурс]. URL: https://ru.wikipedia.org

2. Альхименко, А.И. Безопасность морских гидротехнических сооружений: учебное пособие / А.И. Альхименко, Н.Д. Беляев, Ю.Н. Фомин. – СПб: Лань, 2003. – 288 с.

3. Кульмач П.П. Морские гидротехнические сооружения. Часть II. Причальные, шельфовые и берегоукрепительные сооружения / П.П. Кульмач, В.З. Филиппенок, Н.Г. Заритовский. – Л., ЛВВИСУ, 1991. – 391 с.

4. Грузооборот морских портов России. Ассоциация морских торговых портов [Электронный ресурс]. URL: http://www.morport.com/rus/news/document1842.shtml

5. Сайт ООО «Транснефть – Порт Козьмино» [Электронный ресурс]. URL: http://kozmino.transneft.ru/stabylity/ecobez/

6. Грузооборот портов Дальневосточного бассейна РФ по итогам 2015 года увеличился на 5,2 % до 170,9 млн тонн. Морские вести России [Электронный ресурс]. URL: http://www.morvesti.ru/detail.php?ID=52189&sphrase_id=572642

7. Правила классификации и постройки морских судов 2017. Часть IV. Остойчивость / Российский морской регистр судоходства. – СПб., 2016. – 58 с.

8. СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство. – М., 2003.

9. СНиП 3.07.02-87. Гидротехнические морские и речные транспортные сооружения. – М., 1988.

10. Официальный сайт компании ООО «Арктикморгео» [Электронный ресурс]: Самоподъемные плавучие установки. Электронные данные. URL: https://arcticmorgeo.ru/ru/oborudovanie/samopodemnaya_modulnaya_plochshadka_smp_03/samopodemnyie_plavuchie_ustanovki/

11. Яковенко, В.Г. Строительство причалов / В.Г. Яковенко. – М.: Транспорт, 1981. – 256 с.

12. Официальный сайт компании ЗАО «ГТ Морстрой». ЗАО «ГТ Морстрой» приобрело самоподъемную платформу [Электронный ресурс]. URL: http://gtmorstroy.com/ru/news/2006/postid/76

13. Чегодаев, Р.Н. Отечественный универсальный специализированный флот как приоритет развития судостроительной отрасли / Р.Н. Чегодаев // Гидротехника. – 2017. – № 49.

СОДЕРЖАНИЕ

Богдашкина Л.Г., Глушкова К.В. Оценка влияния малой ГЭС на экологию Республики Хакасия……..…… 3
Агапова Е.Э., Богдашкина Л.Г., Савельева Н.С. Использование геоинформационных систем для выбора створа малых ГЭС. Расчет параметров работы для проектируемой малой ГЭС…..……. 9
Кочергин Д.С., Стрижиченко А.В. Разработка тренажера «Виртуальная подстанция» для подготовки и переподготовки специалистов…… 14
Юндин М.А., Пономаренко Т.Б., Чиликин Д.С. Некоторые результаты натурных исследований потерь электроэнергии в силовом трансформаторе 10/0,4 кВ……. 18
Пестрецов Д.В., Индолова А.А., Курьянов В.Н. Системы мониторинга оборудования ГЭС с применением технологий нейронных сетей…….…. 22
Москалюк А.И. Энергоэффективность частного дома с использованием ВИЭ на примере Ленинградской области …….…… 28
Позняк А.В. Влияние ширины контрфорса на прочность контакта плотины и основания……..… 32
Приходкин Р.Р., Мягков Д.А., Кобзистый О.В. Экспериментальные исследования электромагнитного фильтра нулевой последовательности……..…….. 36
Харсеев А.Е., Ворошилов Д.Д. Строительство нефтеналивного причала с использованием морской самоподъемной платформы……. 41

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА И ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

г. Волжский
9 октября 2018 г.

СБОРНИК ДОКЛАДОВ

Редактор *Болдырева А.П.*
Компьютерная верстка *Константиненко Н.Н.*
Корректор *Константиненко Н.Н.*

Подписано в печать 14.05.2019. Формат 60×84/16.
Печать ризографическая. Усл. печ. л. 2,8.
Тираж 100 экз. Заказ № 574.

Издатель Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Волжском
Отпечатано Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Волжском
404110, г. Волжский, пр. Ленина, 69