

УДК 536.7

DOI 10.25587/2222-5404-2024-21-4-56-64

Анализ внедрения тепловой насосной установки в схему Якутской ТЭЦ

*В. Г. Реев^{1,2,3}*¹Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия²Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова, г. Якутск, Россия³Арктический научно-исследовательский центр Республики Саха (Якутия), г. Якутск, Россия

✉ rvg_1998@mail.ru

Аннотация. В работе рассмотрена проблема экономии топливно-энергетических ресурсов при процессе генерации тепловой энергии, а именно в ТЭЦ. В настоящее время одной из перспективных технологий по энергосбережению являются тепловые насосные установки (ТНУ). В качестве объекта исследования взята Якутская ТЭЦ с общей выработкой тепловой энергии, равной 450 Гкал/ч. На станции функционируют 5 водогрейных котлов: КВГМ-100 (2 ед.), ПТВМ-100 (2 ед.) и ПТВМ-50 (1 ед.). Исходя из технических параметров и паспорта оборудования в программе United Cycle (UC), была смоделирована тепловая схема Якутской ТЭЦ с внедрением ТНУ. В работе рассматривались 2 режима работы станции: 1 – с учетом работы ТНУ; 2 – без учета работы ТНУ. Был произведен расчет теплопроизводительности котлоагрегатов и ТНУ при двух режимах работы. Выявлено, что путем внедрения ТНУ в тепловую схему станции происходит разгрузка котлоагрегатов. Тепловая нагрузка ТНУ при нагреве обратной сетевой воды на 10 градусов по Цельсию равняется 55,6 Гкал/ч, что равняется 12,3% от всей выработки тепловой энергии. Было рассчитано, что за счет разгрузки котлоагрегатов при помощи ТНУ происходит снижение расхода топлива на 12,4 %. Данный факт свидетельствует об эффективности внедрения ТНУ в схему Якутской ТЭЦ.

Ключевые слова: котлоагрегат, тепловая насосная установка, тепловая нагрузка, теплопроизводительность, ТЭЦ, пруд-охладитель, КПЭ, КПД, расход топлива.

Для цитирования: Реев В. Г. Анализ внедрения тепловой насосной установки в схему Якутской ТЭЦ. Вестник СВФУ. 2024, Т. 21, № 4. С. 56–64. DOI: 10.25587/2222-5404-2024-21-4-56-64

Analysis of the implementation of a heat pump unit into the Yakutsk combined heat and power plant (CHP) scheme

*V. G. Reev^{1,2,3}*¹M.K. Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk, Russia²V.P. Larionov Institute of the Physical-Technical Problems of the North of the SB RAS, Yakutsk, Russia³Arctic research centre of Sakha Republic (Yakutia), Yakutsk, Russia

✉ rvg_1998@mail.ru

Abstract. The article considers the potential for fuel and energy savings through the integration of heat pump units (HPUs) into the existing thermal power generation scheme of the Yakutsk combined heat and power plant (CHP). Currently, one of the promising energies saving technologies is heat pump units (HPU). The Yakutsk CHP, with a total thermal output capacity of 450 Gcal/h, currently relies on five hot water boilers: two KVGM-100 units, two PTVM-100 units, and one PTVM-50 unit. According to the United Cycle (UC) program, a thermal scheme simulation was conducted to assess the impact of incorporating HPUs. The study examined two operational modes: (1) with HPU operation and (2) without HPU operation. Heat load calculations were performed for both modes, analyzing boiler operation and HPUs' performance. The results demonstrate that integrating HPUs into the thermal scheme leads to a reduction in boiler plant. When preheating return mains water at 10°C, the HPUs achieve

© Реев В. Г., 2024

a thermal load of 55.6 Gcal/h, representing 12.3% of the total heat generation capacity. The article determined that by employing HPUs for boiler unloading, fuel consumption can be reduced by 12.4%. These findings highlight the effectiveness of integrating HPUs into the Yakutsk CHP scheme, presenting a viable approach to improving fuel efficiency and reducing operational costs.

Keywords: boiler plant, heat pump unit, thermal load, heating efficiency, CHP, cooling pond, COP, boiler efficiency, fuel consumption.

For citation: Reev V. G. Analysis of the implementation of a heat pump unit into the Yakutsk combined heat and power plant (CHP) scheme. *Vestnik of NEFU*. 2024, Vol. 21, No. 4. Pp. 56–64. DOI: 10.25587/2222-5404-2024-21-4-56-64

Введение

В настоящее время актуальной является проблема экономии топливно-энергетических ресурсов в процессе генерации на теплоэлектростанциях (ТЭЦ). Согласно приказу Минэнерго Российской Федерации от 30.12.2008 № 323 «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии» установлены нормативы по расходу топлива при генерации тепловой и электрической энергии на теплоэлектростанции (ТЭС) и котельных в целях недопущения перерасхода и экономической выгоды [1]. Одной из перспективных технологий по ресурсосбережению является использование тепловой насосной установки (ТНУ).

В мире идет тенденция на использование ТНУ в качестве источника тепловой энергии в системе теплоснабжения. Так, в Швеции в г. Стокгольме функционирует одна из самых крупных тепловых насосных станций (ТНС) с общим отпуском тепла 250 МВт (215 Гкал/ч). В качестве источника низкопотенциальной теплоты служит вода с Балтийского моря, которая в зимнее время имеет температуру +4 градуса по Цельсию, при этом коэффициент преобразования электроэнергии (КПЭ) в среднем в течение года равен 3,5, что говорит об эффективности данной технологии в качестве генерации тепловой энергии [2].

Якутская ТЭЦ функционирует с 1937 г. и обеспечивает тепловой и электрической энергией жилые и промышленные секторы Якутска. В данное время на станции эксплуатируются 5 водогрейных котлов-агрегатов: ПТВМ-50 – 1 ед.; ПТВМ-100 – 2 ед.; КВГМ-100 – 2 ед. и 2 паровые турбины: П-6-35/5 и Т-6-35. Суммарная тепловая мощность станции равна 450 Гкал/ч, а суммарная электрическая мощность – 12 МВт [3]. Вследствие работы паровых турбин на станции в конденсаторе имеется контур охлаждающей воды, который сбрасывается в пруд-охладитель (рис. 1). Температура сбрасываемой воды в пруд-охладитель в среднем равняется +25 градусам по Цельсию [4]. В зимнее время при температуре воздуха ниже -40 градусов по Цельсию пруд-охладитель остается незамерзающим в силу поступления потока теплой воды из градирни станции.

При внедрении ТНУ в Якутскую ТЭЦ предлагается использовать низкопотенциальную теплоту сбросной охлаждающей воды. Ранее автором статьи был проведен расчет КПЭ ТНУ, в котором источником низкопотенциального тепла служила вода из водоема с температурой, равной +2 градуса по Цельсию, при этом КПЭ был равен 1,7, что соответствует эффективной работе ТНУ [5].

В связи с этим актуальным является исследование режима работы ТНУ в составе Якутской ТЭЦ. Цель работы – анализ внедрения ТНУ в схему Якутской ТЭЦ.



Рис. 1. Вид на пруд-охладитель Якутской ТЭЦ [6]

Fig. 1. Cooling pond of the Yakutsk combined heat and power plant (CHP) [6]

Методика расчета

Для проведения анализа внедрения ТНУ в схему ТЭЦ используются методы имитационного моделирования. Моделирование тепловой схемы Якутской ТЭЦ производилось в программе «United Cycle» (UC). Данная программа использует заложенные в нее алгоритмы, законы теплофизики и энергетики в целях определения параметров рабочих тел в тепловой схеме.

В ней была смоделирована тепловая схема Якутской ТЭЦ, состоящей из 5 котлоагрегатов: КВГМ-100 (2 ед.), ПТВМ-100 (2 ед.) и ПТВМ-50 (1 ед.). При внесении параметров сетевой воды использовались техническая документация и паспорт оборудования (табл. 1). На рис. 2 представлена тепловая схема Якутской ТЭЦ.

Таблица 1

Технические характеристики котлоагрегатов

Table 1

Technical characteristics of boiler plants

Параметры	СИ	Котлоагрегат		
		КВГМ-100	ПТВМ-100	ПТВМ-50
Теплопроизводительность	Гкал/ч	100	100	50
	МВт	116,3	116,3	58,15
Расход сетевой воды	т/ч	1235	1235	618
Давление сетевой воды на выходе	Мпа	2,5	2,5	2,5
	кгс/см ²	25	25	25
Температура сетевой воды на подаче	°С	150	150	150
Температура сетевой воды на обратке	°С	70	70	70
КПД	%	92,8	88,6	92,8

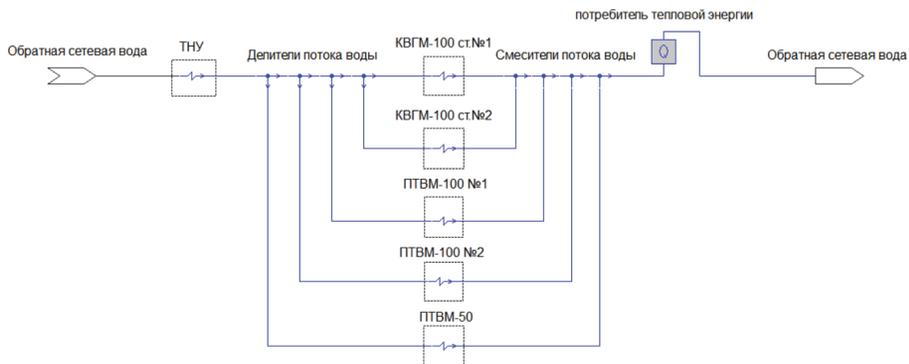


Рис. 2. Тепловая схема Якутской ТЭЦ

Fig. 2. Thermal scheme of the Yakutsk combined heat and power plant (CHP)

Вычисление теплопроизводительности котлов производилось по формуле [7]:

$$Q = G \cdot h_2 - G \cdot h_1, \quad (1)$$

где Q – теплопроизводительность котла, Гкал/ч; G – расход сетевой воды через котел, т/ч; h_1 – удельная энтальпия сетевой воды на входе в котел, ккал/кг; h_2 – удельная энтальпия сетевой воды на выходе из котла, ккал/кг.

При моделировании элемента «Смеситель сетевой воды» (рис. 3) в программе UC были приняты следующие параметры. Расход воды на выходе из элемента равен сумме расходов на входе. Давления потоков воды на входе равны давлению воды на выходе из элемента. Энтальпия воды на выходе из элемента определяется из уравнения теплового баланса:

$$h_{o0} = \frac{G_{i0} \cdot h_{i0} + G_{i1} \cdot h_{i1}}{G_{o0}}, \quad (2)$$

где G_{i0} – расход 1-го потока воды, входящей в элемент, т/ч; h_{i0} – удельная энтальпия 1-го потока воды, входящей в элемент, ккал/кг; G_{i1} – расход 2-го потока воды, входящей в элемент, т/ч; h_{i1} – удельная энтальпия 2-го потока воды, входящей в элемент, ккал/кг; G_{o0} – расход потока воды, выходящей из элемента, т/ч; h_{o0} – удельная энтальпия воды, выходящей из элемента, ккал/кг.

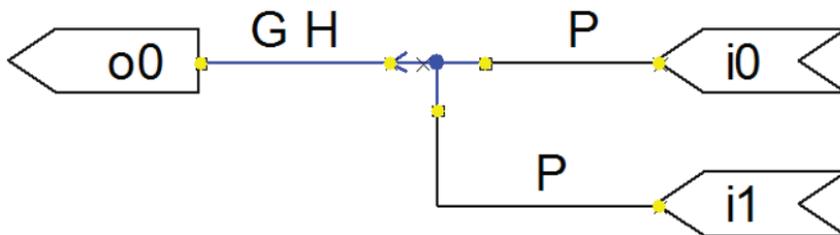


Рис. 3. Смеситель потока воды

Fig. 3. Water flow mixing chamber

Температура воды, выходящей из элемента смесителя, определяется через давление и энтальпию:

$$T_{o0} = t_{ph}(P_{o0}, h_{o0}). \tag{3}$$

Математическая модель элемента «Потребитель тепловой энергии» работает следующим образом. Параметры расхода, давления и температуры теплоносителя на выходе из элемента задаются на этапе параметризации. Давление воды перед элементом вычисляется по известной формуле:

$$P_{i0} = P_{o0} + dP, \tag{4}$$

где P_{o0} – давление сетевой воды на выходе из элемента, кгс/см²; dP – разность давлений на входе и выходе из элемента, кгс/см².

Основной характеристикой данного элемента «Потребитель тепловой энергии» является тепловая нагрузка, которая вычисляется с помощью формулы, описанной выше (1).

Для проведения расчетов расхода топлива котлоагрегатов использовалась формула, взятая из литературы [7]. Согласно которому:

$$B = \frac{Q \cdot 360000}{Q_n^p \cdot \eta}, \tag{5}$$

где B – расход топлива, кг/ч (м³/ч); Q – теплопроизводительность котла, МВт; Q_n^p – низшая теплота сгорания топлива, МДж/м³ (для природного газа равен 33,49 МДж/м³); η – КПД котла, %.

Результаты расчета

Для расчета тепловой нагрузки котлоагрегатов на программе УС были смоделированы две тепловые схемы: 1 – с учетом работы ТНУ; 2 – без учета работы ТНУ.

На рис. 4 представлены результаты моделирования тепловой схемы Якутской ТЭЦ без учета работы ТНУ.

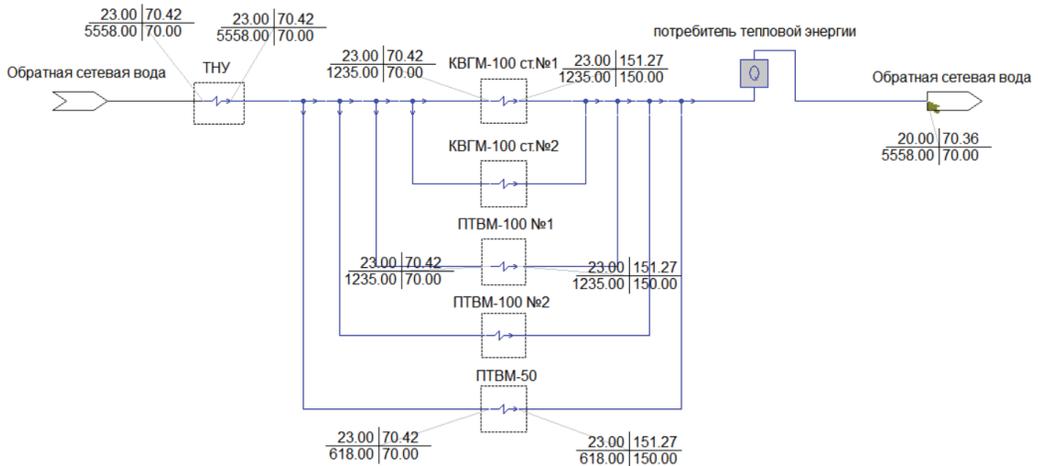


Рис. 4. Тепловая схема Якутской ТЭЦ без учета работы ТНУ: в выносной таблице отображены: в левом верхнем углу – давление (кгс/см²); в левом нижнем углу – расход (т/ч); в правом верхнем углу – энтальпия (ккал/кг); в нижнем правом углу – температура (°С).

Fig. 4. Schematic diagram of the Yakutsk combined heat and power plant (CHP) without heat pump unit operation: the inset table displays the following parameters: upper left corner – pressure (kgf/cm²); lower left corner – flow rate (t/h); upper right corner – enthalpy (kcal /kg); lower right corner – temperature (°C).

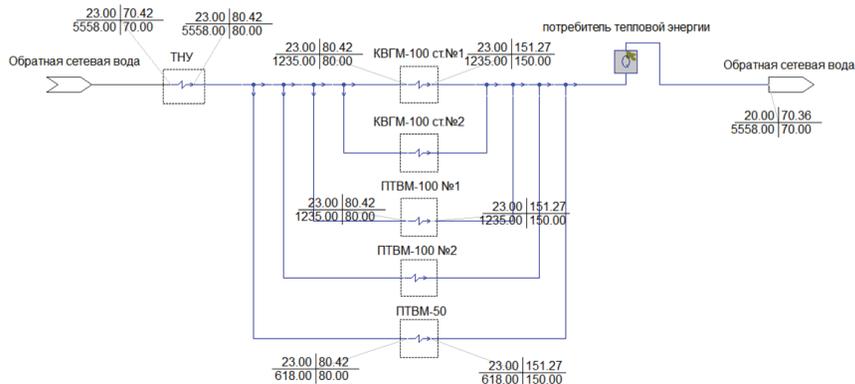


Рис. 5. Тепловая схема Якутской ТЭЦ с учетом работы ТНУ: в выносной таблице отображены: в левом верхнем углу – давление (кгс/см²); в левом нижнем углу – расход (т/ч); в правом верхнем углу – энтальпия (ккал/кг); в нижнем правом углу – температура (°С)

Fig. 5. Schematic diagram of the Yakutsk combined heat and power plant (CHP) thermal scheme with heat pump unit operation: the inset table displays the following parameters: upper left corner – pressure (kgf/cm²); lower left corner – flow rate (t/h); upper right corner – enthalpy (kcal /kg); lower right corner – temperature (°C)

Общий отпуск теплоты станции равен 450 Гкал/ч (523 МВт), температура сетевой воды в подающем трубопроводе – 150 °С, в обратном трубопроводе – 70 °С, суммарный расход воды равен 5558 т/ч. Как видно из результатов моделирования, ТНУ находится не в работе, то есть температура сетевой воды на входе и выходе не изменяется. Расходы сетевой воды распределяются по котлам согласно их номинальным значениям, расписанным в их технических данных.

На рис. 5 представлена тепловая схема с учетом работы ТНУ.

Общий отпуск тепла станции не меняется и остается равным 450 Гкал/час (523 МВт). Однако при этом ТНУ введена в работу и производит нагрев обратной сетевой воды на 10 градусов по Цельсию, тем самым разгружая водогрейные котлы (рис. 6).

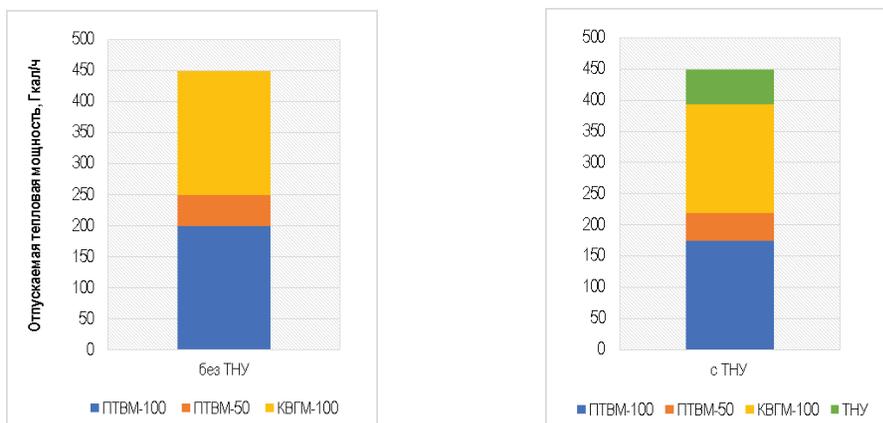


Рис. 6. Отпускаемая тепловая мощность Якутской ТЭЦ: слева без учета работы ТНУ; справа с учетом работы ТНУ

Fig. 6. Comparison of thermal power output of the Yakutsk combined heat and power plant (CHP): left – without heat pump unit (HPU) operation; right – with HPU operation

Согласно выражению (1), были рассчитаны значения теплопроизводительности котлов и ТНУ. В табл. 2 представлены результаты расчета.

Таблица 2

Теплопроизводительность котлов и ТНУ

Table 2

Heating efficiency of Boilers and Heat Pump Units (HPU's)

Источник тепловой энергии	Теплопроизводительность, Гкал/ч	
	Без учета работы ТНУ	С учетом работы ТНУ
ПТВМ-100 ст. №1, 2	200	175
ПТВМ-50	50	43,8
КВГМ-100 ст. № 1, 2	200	175
ТНУ	-	55,6
Σ	450	450

Из результатов расчета следует, что при повышении температуры обратной сетевой воды ТНУ на 10 градусов по Цельсию, снижается доля выработки тепловой энергии котлов на 12,3%. Для расчетов расхода топлива использовалась формула (2). На рис. 7 представлены результаты расчета.

Исходя из результатов расчета следует, что при внедрении ТНУ в состав Якутской ТЭЦ расход топлива на котлоагрегатах снижается на 12,4%.

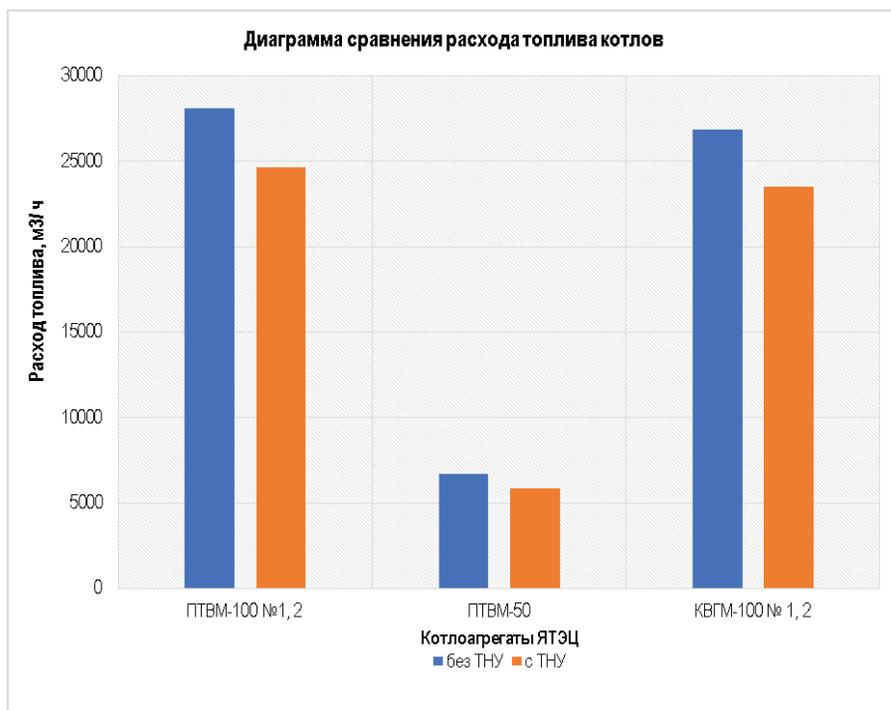


Рис. 7. Диаграмма сравнения расхода топлива котлов

Fig. 7. Comparison of boiler fuel consumption

Заключение

В рамках данной работы был проведен анализ внедрения ТНУ в схему Якутской ТЭЦ. В программе United Cycle были построены модели тепловой схемы станции с учетом работы ТНУ и без. Путем моделирования выявлены параметры сетевой воды при работе ТНУ и нагреве на 10 градусов по Цельсию. Рассчитаны теплопроизводительность котлоагрегатов: КВГМ-100 ст. № 1, 2; ПТВМ-50; ПТВМ-100 ст. № 1, 2; ТНУ при двух разных режимах работы (с учетом работы ТНУ и без учета работы ТНУ).

Рассчитано, что при работе ТНУ в схеме станции происходит разгрузка котлоагрегатов, и часть тепловой нагрузки берет ТНУ. Выработки тепловой энергии ТНУ составляют 55,6 Гкал/ч, что соответствует 12,3% от всей выработки станции.

Из полученных данных теплопроизводительности далее были рассчитаны расходы топлива котлоагрегатов при работе ТНУ и без учета ТНУ. Выявлено, что при работе ТНУ снижается расход топлива станции на 12,4%. Данный факт свидетельствует об энергетической эффективности работы ТНУ. В дальнейшем планируется проведение дополнительных расчетов по выявлению экономической эффективности внедрения ТНУ в схему ТЭЦ.

Литература

1. Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 №323 «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии». – URL: <https://base.garant.ru/195158/?ysclid=m101qz6fg6831236451> (дата обращения: 13.09.2024).
2. Аникина, И. Д. Использование тепловых насосов в технологических схемах ТЭЦ с учетом особенностей режимов производства и потребления теплоты : автореферат дисс. ... к. т. н. / Аникина Ирина Дмитриевна. – Санкт-Петербург, 2016. – 22 с.
3. Деятельность о Якутскэнерго. – URL: <https://yakutskenergo.ru/activity/generation/> (дата обращения: 13.09.2024).
4. Сокольский, А. И. Методика тепломассообменного расчета процесса охлаждения технической воды на ТЭЦ при работе пруда-охладителя с брызгальными устройствами / А. И. Сокольский, Е. В. Гусев, П. А. Шомов, В. Ю. Пронин // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2022. – № 2. – С. 21–28.
5. Реев, В. Г. Расчет цикла теплового насоса при различных источниках низкопотенциального тепла в условиях Арктики Республики Саха (Якутия) / В. Г. Реев, У. Д. С. Гунасакара // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. – 2023. – Т. 20. – № 2. – С. 25–34.
6. РусГидро. Якутской ТЭЦ – 85 лет! – URL: <https://dzen.ru/a/Y2kYVujB3VKaH7Gt> (дата обращения: 13.09.2024).
7. Соколов, Б. А. Котельные установки и их эксплуатация : учебник для учащихся образовательных учреждений начального профессионального образования / Б. А. Соколов. – [4-е изд., стер.]. – Москва : Академия, 2009. – (Начальное профессиональное образование).

References

1. The order of the Ministry of Energy of the Russian Federation of 30.12.2008 №323 ‘About approval of the procedure of determining the ratios of specific fuel consumption in the production of electric and thermal energy’. Available at: <https://base.garant.ru/195158/?ysclid=m101qz6fg6831236451> [Accessed 13 September 2024] (in Russian).
2. Anikina ID. Heat pumps application in flow-sheet at thermal power plants considering the specifics of heat production and consumption modes. Summary of Candidate’s dissertation (Technical Sciences). In specialty: 05.14.14 ‘Thermal power plants, their power systems and units’. St. Petersburg, 2016:22 (in Russian).
3. Business of Yakutskenergo. Available at: <https://yakutskenergo.ru/activity/generation/> [Accessed 13 September 2024] (in Russian).
4. Sokolsky AI, Gusev EV, Shomov PA, Pronin VYu. Method of heat and mass transfer calculation of cooling technical water process at CHP plant when cooling pond with spray devices is operated. Vestnik of Ivanovo State Power Engineering University, 2022;2:21-28 (in Russian).

5. Reev VG, Gunasekara UJS. Calculation of the heat pump cycle with various sources of low-grade heat in the conditions of the Arctic of the Republic of Sakha (Yakutia). Vestnik of North-Eastern Federal University, 2023;20(2):25-34 (in Russian).

6. RusHydro '85 years of the Yakutsk CHP!'. Available at: <https://dzen.ru/a/Y2kYVujB3VKaH7Gt> [Accessed 13 September 2024] (in Russian).

7. Sokolov BA. Boiler plants and related operations: a textbook for beginners in professional education. Moscow: Publishing House Academia, 2009 (in Russian).

PEEB Василий Георгиевич – аспирант, Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова; ведущий инженер, Институт физико-технических проблем Севера СО РАН; главный эксперт, Арктический научно-исследовательский центр Республики Саха (Якутия).

E-mail: rvg_1998@mail.ru

Vasily G. REEV – Postgraduate Student, M.K. Ammosov North-Eastern Federal University, Lead. Engineer, Institute of the Physical-Technical Problems of the North SB RAS, Chief Expert, Arctic Research Centre of Sakha Republic (Yakutia), Yakutsk, Russia.