

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ,
ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

ПРИМЕНЕНИЕ НА ГеоЭС ВОДОРОДНО-КИСЛОРОДНЫХ
ПАРОГЕНЕРАТОРОВ ДЛЯ ПЕРЕГРЕВА
ПАРА ВТОРИЧНОГО ВСКИПАНИЯ¹

© 2021 г. Г. В. Томаров^{а, *}, В. И. Борзенко^{б, **}, А. А. Шипков^{а, *}

^аООО “Геотерм-М”, ул. Лефортовский Вал, д. 24, Москва, 111250 Россия

^бОбъединенный институт высоких температур РАН, Ижорская ул., д. 13, стр. 2, Москва, 125412 Россия

*e-mail: geotom.m@gmail.com

**e-mail: borzenko1971@gmail.com

Поступила в редакцию 10.02.2020 г.

После доработки 03.03.2020 г.

Принята к публикации 22.04.2020 г.

Одно из перспективных направлений применения водородных технологий в энергетике – это повышение коэффициента использования установленной мощности и КПД турбоустановок с помощью водородно-кислородных парогенераторов для перегрева рабочей среды, где излишки электроэнергии на электростанциях, образовавшиеся в периоды суточных и сезонных разгрузок мощности электропотребления, могут быть направлены на производство водорода. Применение с этой целью систем перегрева пара на основе водородно-кислородных парогенераторов на геотермальных электростанциях особенно актуально по причине низкого энергопотенциала первичного источника тепла – геотермального теплоносителя. Представлены результаты расчетных исследований технической целесообразности и технико-экономической эффективности внедрения систем повышения энергопотенциала пара вторичного вскипания с использованием водородно-кислородного парогенератора и бинарного энергоблока на геотермальной электростанции прямого цикла, работающей на парогидротермах. Рассмотрены результаты расчетных исследований мощностных характеристик геотермальной электростанции комбинированного бинарного цикла с перегревом пара вторичного вскипания в зависимости от изменения давления расширения и мощности водородно-кислородного парогенератора. Установлено, что использование водородно-кислородного парогенератора мощностью 12 МВт для перегрева пара вторичного вскипания обеспечивает снижение степени влажности пара за последней ступенью паровой турбины с 14 до 7%. Расчеты показали, что применение на ГеоЭС прямого цикла надстройки в виде системы повышения энергопотенциала пара вторичного вскипания с водородно-кислородным парогенератором и бинарной энергоустановки позволяет увеличить мощность ГеоЭС почти на 25% и КПД на 3.0–3.5%. Инвесторы могут по результатам технико-экономического анализа выбрать оптимальный вариант состава и характеристик оборудования при внедрении системы повышения энергопотенциала пара вторичного вскипания с использованием водородно-кислородного парогенератора и бинарного энергоблока на геотермальной электростанции прямого цикла.

Ключевые слова: геотермальная электростанция, бинарный энергоблок, паровая турбина, водородно-кислородный парогенератор, перегрев пара, эффективность ГеоЭС, геотермальный теплоноситель, комбинированный цикл, срок окупаемости

DOI: 10.1134/S0040363620120103

Водород и энергетические технологии на его основе активно развиваются и применяются на практике. В настоящее время при производстве водорода в мире используются газ (48% общего

производства), нефть (30%), уголь (18%) и электроэнергия (4%), полученная в результате электролиза [1]. Водород может стать эффективным способом аккумулирования и транспортировки на большие расстояния энергии, производимой на основе возобновляемых источников (солнце, ветер, геотермия и т.д.). Технологии получения водорода электролизом, а также хранения и сжигания его в кислороде открывают новые возможности их применения в электроэнергетике.

¹ Представленные данные получены при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (соглашение о предоставлении субсидии № 14.607.21.0188, уникальный идентификатор прикладных научных исследований RFMEFI60717X0188) в рамках выполнения федеральной целевой программы “Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 гг.”



Рис. 1. Водородно-кислородный парогенератор мощностью 20 МВт

Перспективным направлением является повышение коэффициента использования установленной мощности и КПД турбоустановок с помощью водородно-кислородных парогенераторов для перегрева рабочей среды, при этом для производства водорода могут быть использованы излишки электроэнергии на электростанциях в периоды суточных и сезонных разгрузок мощности электропотребления.

Первые водородно-кислородные парогенераторы мегаваттного класса были разработаны и испытаны в Германии (аэрокосмический центр DLR) и в России (ОИВТ РАН, Центр Келдыша, ОАО “Конструкторское бюро химавтоматики”) в конце 90-х годов прошлого века. В настоящее время в ОИВТ РАН и некоторых других организациях созданы образцы водородно-кислородных парогенераторов средней мощности (до 25 МВт) [2], что позволяет расширить возможности их применения в энергетике. Компактность и высокие температуры среды на выходе – это главные преимущества водородно-кислородных парогенераторов, которые легли в основу разработки новых систем перегрева пара на тепловых, атомных и геотермальных электростанциях.

Известны исследования по применению водородных технологий для электрогенерации, в которых первичным источником получения водорода служит ядерная энергия [3], а также разработки

технологических схем и конструкций парогазовых турбоустановок, включающих в себя системы перегрева рабочей среды с помощью водородно-кислородных парогенераторов [4]. Образец водородно-кислородного парогенератора мощностью 20 МВт, который заменяет котельный агрегат и работает в газотурбинной установке, представлен на рис. 1 [5].

Важно отметить, что при получении водорода путем электролиза выбросы вредных веществ в окружающую среду отсутствуют только при использовании ядерной энергии или возобновляемых источников энергии, к которым относится и геотермальная энергия. Кроме того, применение систем перегрева пара с помощью водородно-кислородных парогенераторов на энергоблоках геотермальных электростанций особенно актуально также вследствие низкого энергопотенциала первичного источника тепла – геотермального теплоносителя. В последние годы был выполнен комплекс работ по внедрению на геотермальных электростанциях систем перегрева свежего пара и пара вторичного вскипания с помощью водородно-кислородного пароперегревателя.

ПРЕДМЕТ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ

По результатам выполненных ранее оптимизационных исследований [6–8] были определены состав оборудования и тепловая схема ГеоЭС комбинированной бинарной станции (БЭС) с системой повышения энергопотенциала пара вторичного вскипания (рис. 2), где в качестве рабочего тела бинарной энергоустановки было выбрано органическое вещество R-31-10 (декафторбутан). В настоящей работе представлены данные расчетных исследований по оценке влияния давления расширения и степени перегрева пара вторичного вскипания с помощью водородно-кислородного парогенератора на технические параметры и технико-экономические характеристики рассматриваемой ГеоЭС.

Исследовались возможности повышения эффективности и мощности геотермальных электростанций, работающих на парогидротермах, с применением надстройки, которая включает в себя систему повышения энергопотенциала пара вторичного вскипания с водородно-кислородным парогенератором и бинарную энергоустановку.

Полученные расчетные зависимости мощностных характеристик, рабочих параметров паровой турбины и бинарной установки от давления расширения и мощности водородно-кислородного парогенератора стали основой для постановки задач и выполнения технико-экономической оцен-

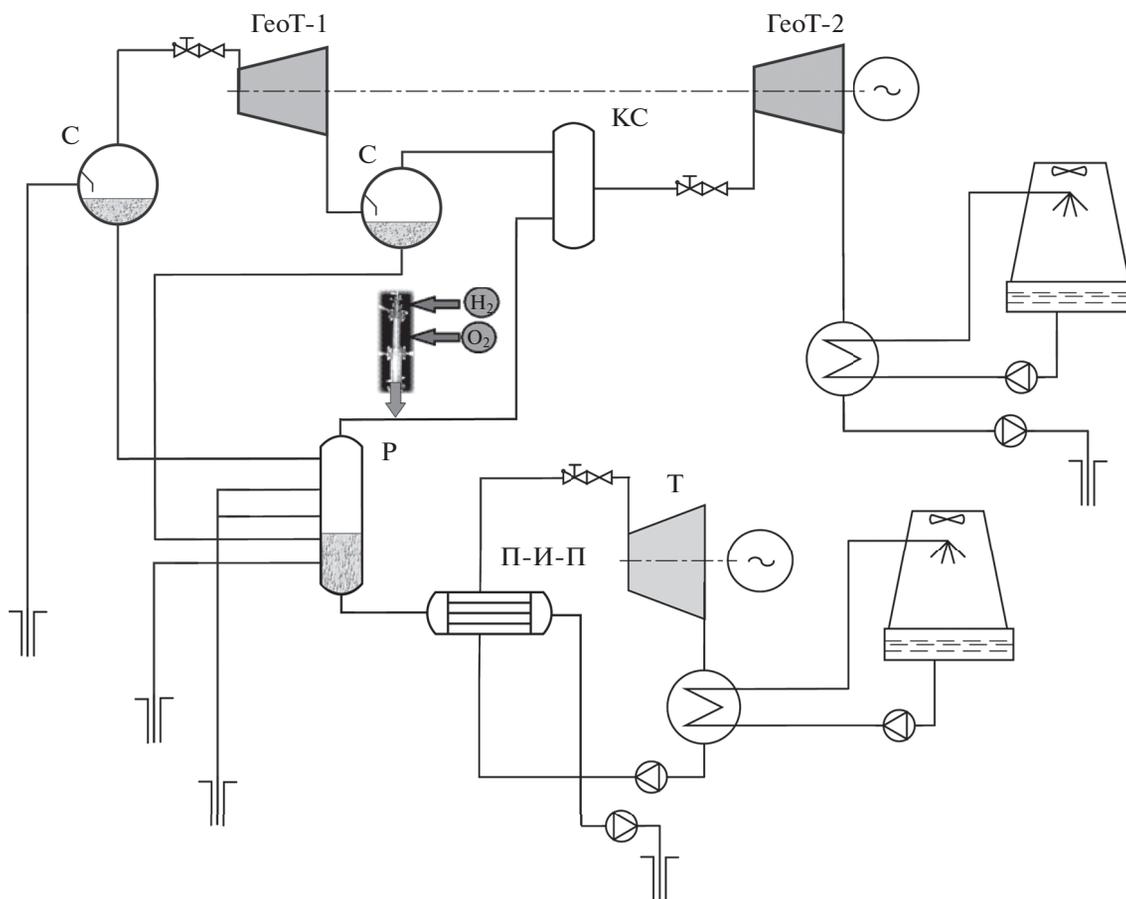


Рис. 2. Принципиальная технологическая схема ГеоЭС комбинированного бинарного цикла с использованием водородно-кислородного парогенератора для повышения энергетического потенциала пара вторичного вскипания. ГеоТ-1, ГеоТ-2 – части турбины высокого и низкого давления на паре геотермального теплоносителя; С – сепаратор; H_2-O_2 – водородно-кислородный пароперегреватель; КС – камера смешения геотермального пара; P – расширитель; П-И-П – подогреватель-испаритель-перегреватель; Т – бинарная турбина

ки внедрения на ГеоЭС надстройки, включающей в себя систему повышения энергетического потенциала пара вторичного вскипания и бинарный энергоблок. Анализ результатов этих расчетных исследований позволил определить наиболее предпочтительные варианты сочетания основных технических характеристик оборудования надстройки для ее внедрения на ГеоЭС с учетом целей и возможностей инвесторов.

ИССЛЕДОВАНИЕ МОЩНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ГеоЭС КОМБИНИРОВАННОГО БИНАРНОГО ЦИКЛА С ПЕРЕГРЕВОМ ПАРА ВТОРИЧНОГО ВСКИПАНИЯ

Анализ показывает, что на мощность ГеоЭС с указанной надстройкой (т.е. фактически ГеоЭС комбинированного бинарного цикла) существенно влияют мощность водородно-кислородного

парогенератора и давление расширения p_{ev} в расширителе-сепараторе после части высокого давления паровой турбины. С ростом мощности водородно-кислородного парогенератора и давления расширения геотермального пара увеличивается суммарная мощность ГеоЭС комбинированного бинарного цикла N^{Σ} . Так, ее значение в зависимости от давления расширения меняется в диапазоне 43–46 МВт и более (рис. 3).

Повышение мощности ГеоЭС комбинированного бинарного цикла при увеличении давления расширения происходит главным образом благодаря возрастанию мощности бинарного энергоблока и увеличению доли мощности части низкого давления паровой турбины вследствие подвода тепла от водородно-кислородного парогенератора (рис. 4). При этом мощности турбины $N_{ВРР}$, питающего насоса бинарного цикла N_{pump} , а также части высокого давления паровой турбины $N_{НР}$ зави-

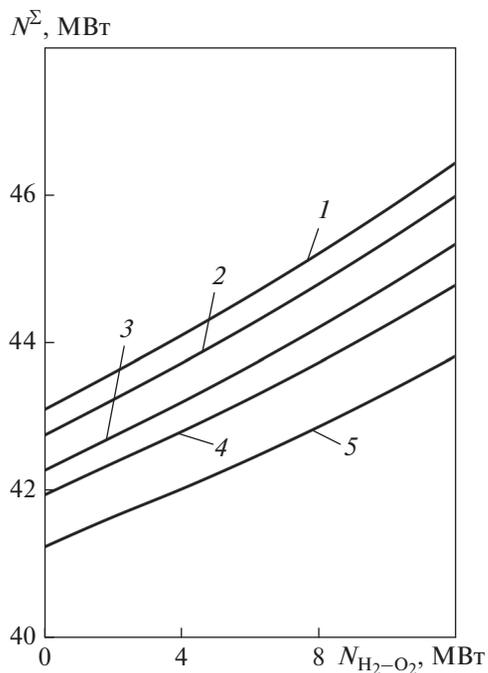


Рис. 3. Результаты расчетных исследований по определению влияния степени повышения энергетического потенциала пара вторичного вскипания на мощность N^{Σ} комбинированной ГеоЭС. Давление расширения геотермального пара p_{ev} , МПа: 1 – 0.47; 2 – 0.40; 3 – 0.30; 4 – 0.20; 5 – 0.12

сят не от мощности водородно-кислородного парогенератора $N_{H_2-O_2}$, а от расхода геотермального сепарата G_{sep} после расширителя, а также от параметров технологической схемы, свойств рабочего тела, состава оборудования энергоблока на органическом рабочем теле и расхода геотермального пара G_{ev}^{steam} от сепаратора второй ступени ГеоЭС.

Максимальные значения мощности бинарной турбины на декафторбутане при давлении расширения 0.47 МПа достигают почти 13.5 МВт, а питательного насоса – около 2 МВт. При этом наибольшая мощность части высокого давления паровой турбины обеспечивается при малых значениях давления расширения.

Мощность части низкого давления геотермальной турбины N_{LP}^{Σ} имеет экстремум в диапазоне давлений расширения 0.2–0.3 МПа, где ее максимальные значения превышают 32 МВт при использовании водородно-кислородного парогенератора мощностью 12 МВт.

На рис. 4 тонированием показана дополнительная мощность, получаемая благодаря применению

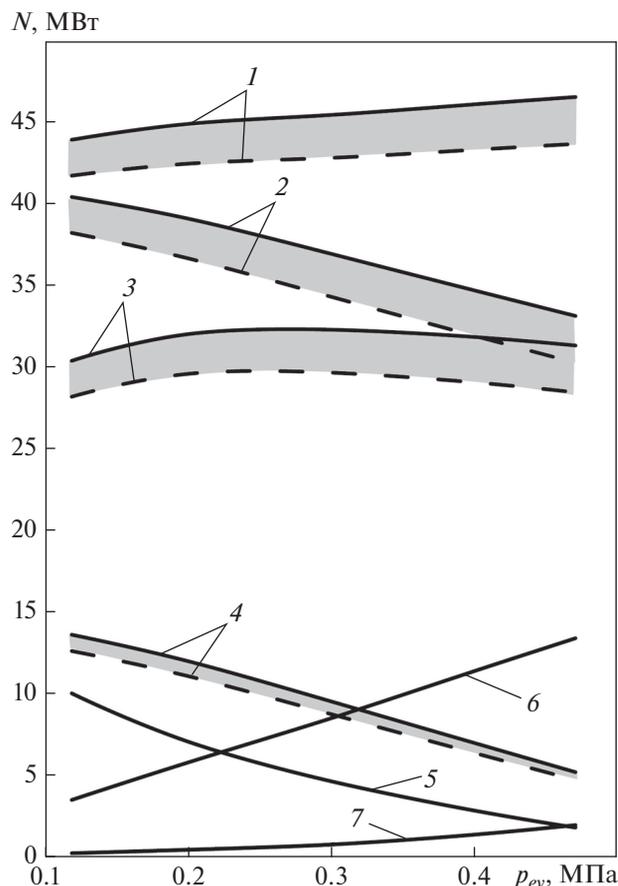


Рис. 4. Результаты расчетных исследований по влиянию давления расширения пара на мощностные характеристики ГеоЭС комбинированного бинарного цикла при использовании водородно-кислородного парогенератора мощностью 12 МВт и без него. 1 – суммарная мощность комбинированной ГеоЭС N^{Σ} ; 2 – суммарная мощность частей турбины высокого и низкого давления на геотермальном паре $N_{LP}^{\Sigma} + N_{HP}$; 3 – мощность части низкого давления турбины N_{LP}^{Σ} ; 4 – мощность части низкого давления на паре вторичного вскипания $N_{LP}^{sec.st}$; 5 – мощность части высокого давления турбины N_{HP} ; 6 – мощность турбины бинарного цикла N_{BPP} ; 7 – мощность насоса бинарного цикла N_{pump} ; штриховыми линиями показаны значения N^{Σ} , $(N_{LP}^{\Sigma} + N_{HP})$, N_{LP}^{Σ} , $N_{LP}^{sec.st}$ при отсутствии системы перегрева пара вторичного вскипания

водородно-кислородного парогенератора. Следует отметить, что его использование наряду с повышением суммарной мощности ГеоЭС позволяет предупреждать эрозионные разрушения последних ступеней паровой турбины благодаря снижению степени влажности в ее проточной части.

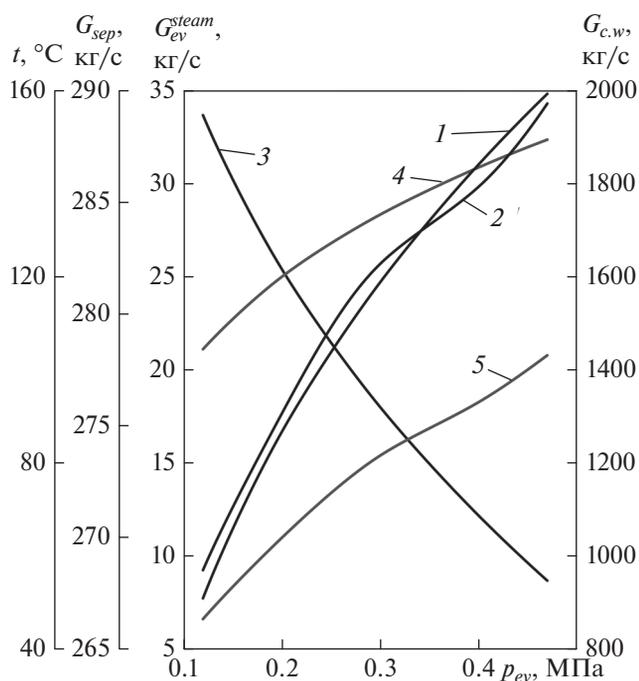


Рис. 5. Результаты расчетных исследований влияния давления расширения пара вторичного вскипания на параметры ГеоЭС комбинированного бинарного цикла.

1 – расход сепарата, подаваемого в подогреватель-испаритель-пароперегреватель бинарного цикла G_{sep} ; 2 – расход охлаждающей воды в конденсаторе бинарного цикла $G_{c.w.}$; 3, 4 – расход G_{ev}^{steam} и температура t_{ev}^{steam} пара вторичного вскипания; 5 – разность температур сепарата на входе в подогреватель-испаритель-пароперегреватель бинарного цикла и направляемого в реинжекционные скважины $\Delta t_{sep}^{БЭС}$

ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОПОТЕНЦИАЛА ПАРА ВТОРИЧНОГО ВСКИПАНИЯ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ЧАСТИ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ТУРБИНЫ

Наибольшие расчетные значения температуры пара вторичного вскипания t_{ev}^{steam} достигаются при высоких давлениях расширения, что объясняется небольшим расходом геотермального пара после расширителя (рис. 5). С ростом давления расширения увеличиваются расход геотермального сепарата G_{sep} и разность температур $\Delta t_{sep}^{БЭС}$ на входе в подогреватель-испаритель-пароперегреватель бинарного цикла и направляемого в скважину закачки, а соответственно, и количество тепла, подводимого к бинарному энергоблоку. Это в

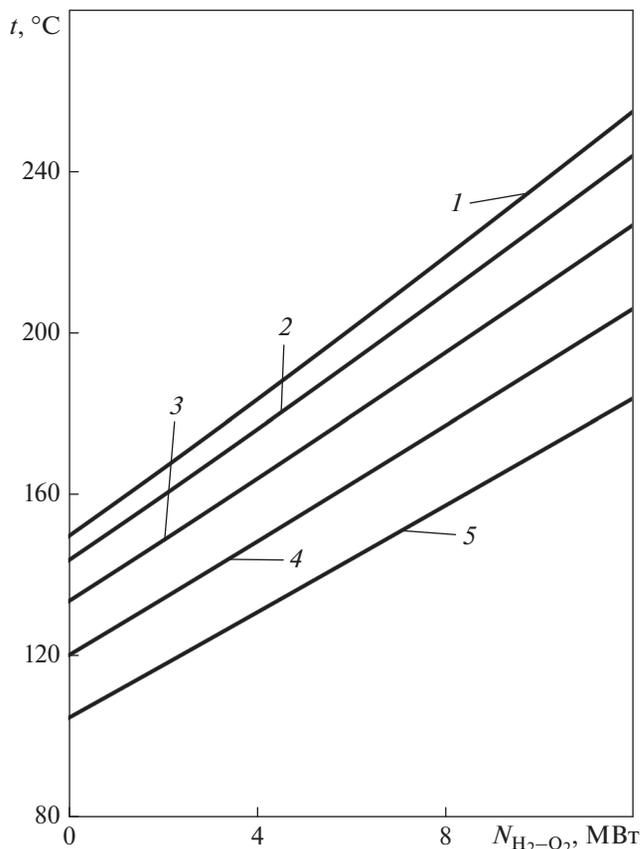


Рис. 6. Влияние мощности водородно-кислородного парогенератора, степени повышения энергетического потенциала пара вторичного вскипания и давления расширения p_{ev} на температуру перегретого пара в части низкого давления турбины. Обозначения см. рис. 3

свою очередь приводит к росту расхода используемой для конденсации декафорбутана охлаждающей воды $G_{c.w.}$, подаваемой в конденсатор.

Противоположные тенденции изменения расхода и температуры пара вторичного вскипания при увеличении давления расширения (см. рис. 5) объясняют наличие экстремума значения мощности части низкого давления геотермальной турбины (см. рис. 4).

На рис. 6 показаны результаты исследований влияния мощности водородно-кислородного парогенератора на температуру пара вторичного вскипания на входе в часть низкого давления геотермальной турбины. С ростом мощности парогенератора и давления расширения увеличивается температура пара и достигает наибольшего значения почти 260°C при мощности водородно-кислородного парогенератора 12 МВт и давлении расширения 0.47 МПа.

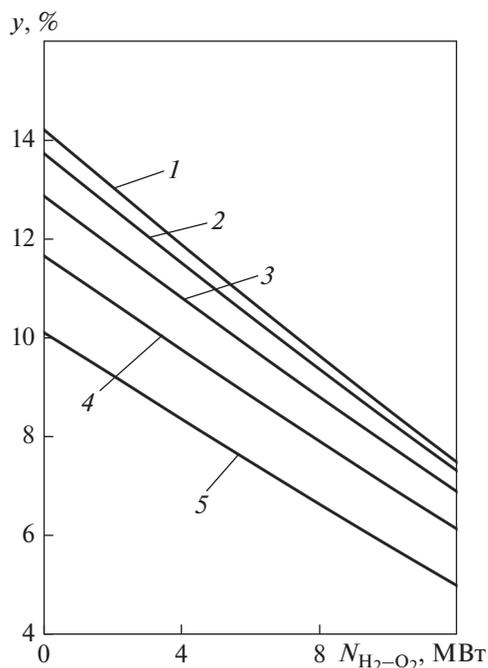


Рис. 7. Влияние степени повышения энергетического потенциала пара вторичного вскипания на степень влажности y в последней ступени паровой турбины для различных давлений расширения геотермального пара p_{ev} .
Обозначения см. рис. 3

Из части высокого давления геотермальной турбины пар со степенью влажности менее 7% поступает в сепаратор, после чего жидкая фаза направляется для выработки электрической энергии в бинарном энергоблоке. Пар вторичного вскипания после сепаратора смешивается в камере смешения с перегретым в водородно-кислородном парогенераторе паром, а затем с температурой, которая может превышать 250°C, поступает в часть низкого давления турбины.

Мощность водородно-кислородного парогенератора и давление расширения существенно влияют на степень влажности пара в проточной части низкого давления геотермальной турбины (рис. 7). Так, в последних ступенях части низкого давления турбины без использования системы повышения энергетического потенциала пара вторичного вскипания степень влажности может превышать 14%, а при использовании водородно-кислородного парогенератора мощностью 12 МВт составляет менее 7%.

Наличие влаги в паре влияет на уровень заноса отложениями проточной части геотермальных турбин, а также на интенсивность каплеударной эрозии лопаточных аппаратов сопловых и рабо-

чих турбинных решеток. Образование отложений, в свою очередь, приводит к сужению проходных сечений турбинных решеток и росту шероховатости поверхности обтекания, что в итоге становится причиной снижения эффективности работы и уменьшения мощности турбины. Кроме того, концентрирование коррозионно-агрессивных примесей в микротрещинах на поверхности металла под отложениями в условиях циклических напряжений способствует развитию коррозионного растрескивания металла и разрушению рабочих лопаток турбин.

ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГеоЭС КОМБИНИРОВАННОГО ЦИКЛА С СИСТЕМОЙ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОПОТЕНЦИАЛА ПАРА ВТОРИЧНОГО ВСКИПАНИЯ

Степень перегрева пара вторичного вскипания, поступающего в часть низкого давления геотермальной турбины, определяется его расходом (т.е. выбором давления расширения) и тепловой мощностью водородно-кислородного парогенератора. В свою очередь расчеты показывают, что мощность парогенератора существенно не влияет на КПД (нетто) рассматриваемой ГеоЭС $\eta^{ГеоЭС}$ комбинированного бинарного цикла (рис. 8). В то же время значительное влияние на КПД ГеоЭС оказывает давление расширения — при его увеличении с 0.12 до 0.47 МПа может почти в 2 раза снизиться $\eta^{ГеоЭС}$.

Наибольшие значения КПД комбинированной энергоустановки достигаются при низких значениях давления расширения геотермального пара, т.е. когда большая часть электрической энергии вырабатывается турбинами на геотермальном паре, обладающими большим коэффициентом полезного действия, чем КПД бинарного энергоблока на декафорбутане. Следует отметить, что здесь речь идет о КПД ГеоЭС без учета потерь тепла в конденсаторе паровой турбины.

В мировой практике для оценки эффективности геотермальных электростанций часто используют КПД с учетом потерь на конденсацию геотермального пара в конденсаторе $\eta_k^{ГеоЭС}$. По данным [9] среднее значение этого показателя не превышает 12%. Результаты расчета КПД исследуемой ГеоЭС комбинированного бинарного цикла с учетом потерь в конденсаторе паровой турбины представлены на рис. 9. В данном случае зависимости $\eta_k^{ГеоЭС}$ от давления расширения нелинейные, что связано с особенностями свойств органического рабочего тела бинарного энерго-

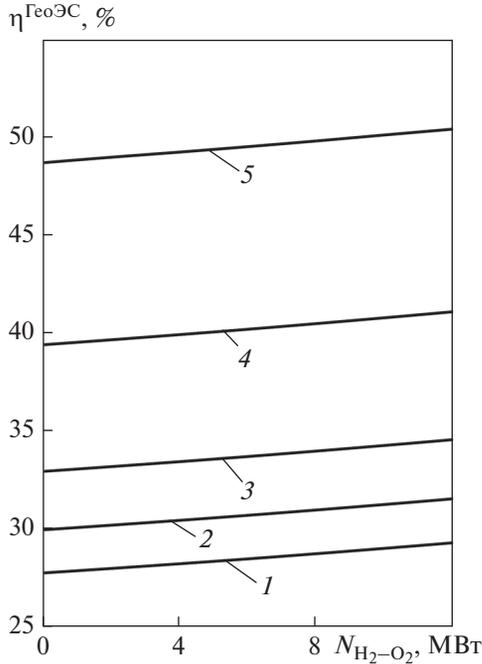


Рис. 8. Влияние степени повышения энергетического потенциала пара вторичного вскипания (вследствие увеличения мощности водородно-кислородного парогенератора) на КПД (нетто) ГеоЭС комбинированного бинарного цикла $\eta^{\text{GeoЭС}}$ без учета потерь в конденсаторе паровой турбины при различных давлениях расширения p_{ev} . Обозначения см. рис. 3

блока, которые необходимо учитывать при разработке и проектировании ГеоЭС на переменных режимах. При этом КПД рассматриваемой ГеоЭС превышает 16%.

При увеличении давления в расширителе-сепараторе и мощности водородно-кислородного парогенератора удельный расход пара вторичного вскипания на единицу установленной мощности (нетто) ГеоЭС комбинированного бинарного цикла $\gamma^{\text{sec.st}}$ снижается и составляет около 16 (кг/с)/МВт при мощности парогенератора 12 МВт и давлении расширения 0.47 МПа (рис. 10). Это объясняется тем, что, с одной стороны, при уменьшении давления расширения растет расход пара вторичного вскипания, а с другой – рост мощности водородно-кислородного парогенератора способствует увеличению мощности геотермальной турбины и, как следствие, суммарной мощности ГеоЭС комбинированного бинарного цикла.

Работа бинарной установки не зависит от показателей системы повышения энергетического потенциала пара вторичного вскипания. Наиболее значитель-

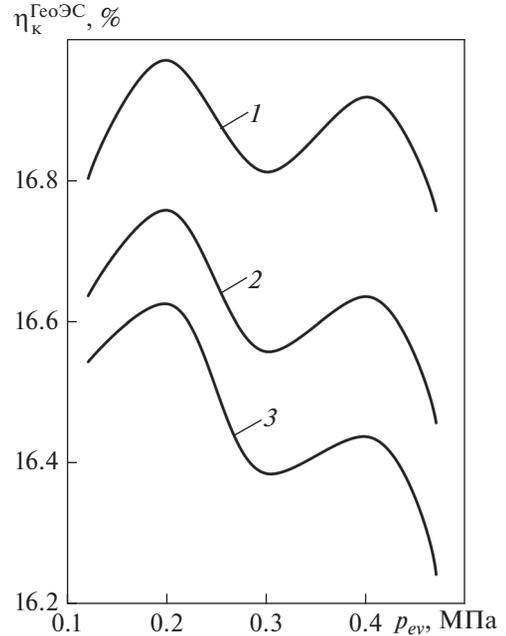


Рис. 9. Расчетные зависимости КПД геотермальной электростанции комбинированного бинарного цикла $\eta^{\text{GeoЭС}}$ от давления расширения при различной мощности водородно-кислородного парогенератора. Мощность $N_{\text{H}_2\text{-O}_2}$, МВт: 1 – 12; 2 – 6; 3 – 0

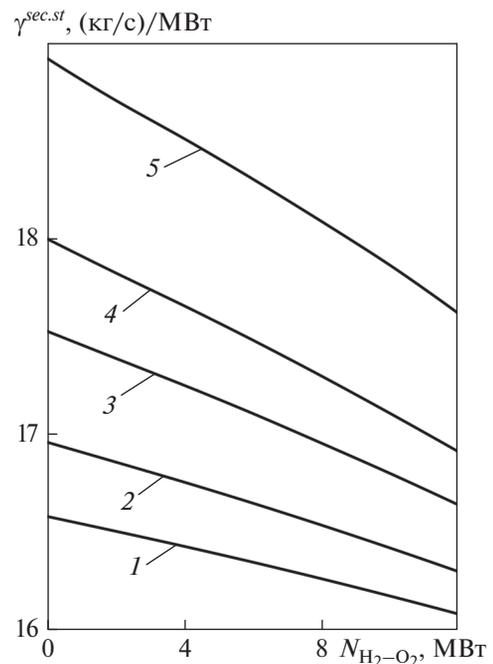


Рис. 10. Влияние мощности водородно-кислородного парогенератора на удельный расход пара вторичного вскипания $\gamma^{\text{sec.st}}$ на единицу установленной мощности (нетто) ГеоЭС комбинированного бинарного цикла при различных давлениях расширения p_{ev} . Обозначения см. рис. 3

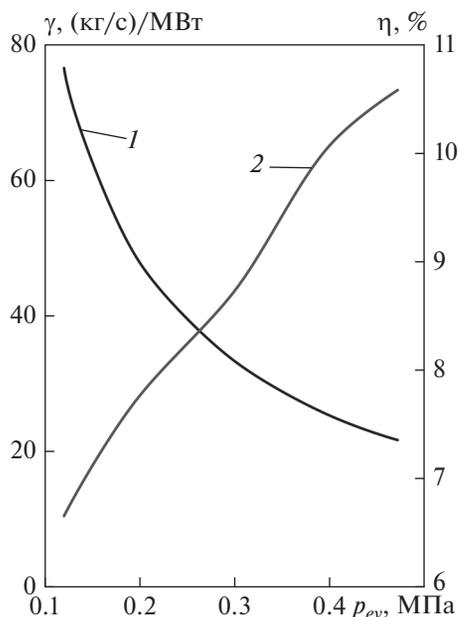


Рис. 11. Изменение оптимальных параметров геотермальной электростанции с пароводяным и органическим (рабочее тело — декафторбутан) циклами при различных давлениях расширения пара.

1 — удельный расход нетто $\gamma^{БЭС}$ геотермального сепарата на единицу установленной мощности БЭС; 2 — КПД (нетто) бинарного цикла $\eta^{БЭС}$

ное влияние на рабочие параметры и эффективность бинарной установки оказывает давление расширения.

На рис. 11 представлены расчетные зависимости удельного расхода рабочего тела органического цикла на единицу мощности бинарной установки $\gamma^{БЭС}$ от давления расширения. С ростом давления расширения от 0.12 до 0.47 МПа почти на две трети увеличивается КПД (нетто) установки бинарного цикла $\eta^{БЭС}$, что объясняется повышением начальной температуры термодинамического цикла. Это положительно сказывается на удельном расходе органического рабочего тела — он снижается с 76 до 22 (кг/с)/МВт.

На практике большое внимание уделяется вопросам безопасности использования водорода в циклах энергетических установок. Проведенные в 2019 г. экспериментальные исследования на конструкции водородно-кислородного парогенератора, которая обеспечивает плавное охлаждение продуктов сгорания водорода в кислороде, показали, что концентрация водорода в полученном паре при температуре 1100–1200°C и давлении 4 МПа составляет 0.03–0.05% (по объему). Имеющиеся на

ГеоЭС в большом количестве низкотемпературный пар и питательная вода после конденсатора могут быть использованы для частичного охлаждения камеры сгорания водородно-кислородного парогенератора и высокотемпературных продуктов сгорания и тем самым обеспечить в них минимальное содержание недогоревшего водорода. При этом не происходит непосредственного контакта высоко- и низкотемпературного компонентов. В дальнейшем при смешении низкотемпературного компонента с водородом объемное содержание последнего в высокотемпературных продуктах сгорания уже будет снижено до 0.006–0.010% благодаря уменьшению температуры до 1200–1500°C и разбавлению смеси, что позволяет исключить образование взрывоопасных концентраций. Далее несконденсировавшиеся и нерастворившиеся компоненты водорода и кислорода с помощью эжектора выводятся из рабочего контура в конденсаторе.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВНЕДРЕНИЯ НА ГеоЭС НАДСТРОЙКИ С СИСТЕМОЙ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА ПАРА ВТОРИЧНОГО ВСКИПАНИЯ И БИНАРНОЙ ЭНЕРГОУСТАНОВКОЙ

В рамках расчетных исследований выполнены оценки технико-экономических показателей проекта внедрения на ГеоЭС надстройки, включающей в себя систему перегрева пара вторичного вскипания с использованием водородно-кислородного парогенератора различной мощности (от 2 до 12 МВт) и бинарной энергоустановки. При выполнении технико-экономических исследований были определены капитальные и текущие затраты, в том числе затраты на проведение следующих работ, % капитальных затрат: монтажных — 20, проектно-исследовательских — 12, пусканаладоочных — 10. Капитальные затраты оценивались по следующим статьям:

стоимость водородно-кислородного парогенератора с учетом клапанов, регуляторов и других элементов составляет 70–240 дол/кВт;

стоимость электролизера — от 1100 до 3000 дол/кВт [10, 11].

В стоимость системы водородно-кислородного перегрева должны также войти хранилища водорода и кислорода, трубопроводы и другое вспомогательное оборудование, стоимость которых приведена в работе [10] и составляет 12–25 дол/кВт. Стоимость сооружения БЭС принята по данным [12] в диапазоне 2500–5000 дол/кВт и зависит от температуры геотермального теплоносителя. Также в

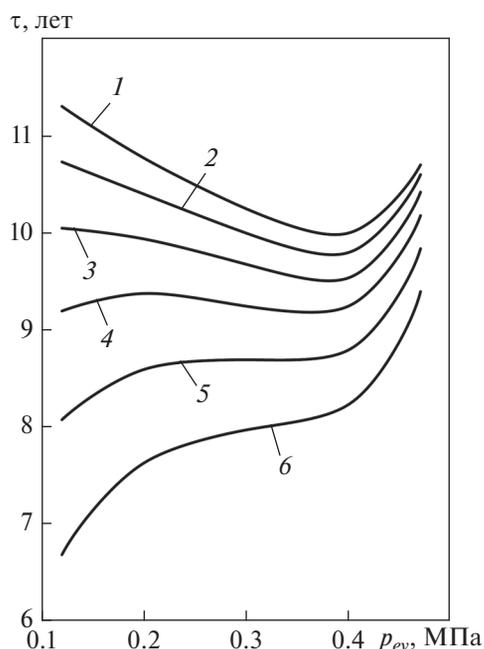


Рис. 12. Влияние выбора мощности водородно-кислородного парогенератора и давления расширения пара p_{ev} на дисконтированный срок окупаемости проекта τ при ставке дисконтирования 7%.

Мощность водородно-кислородного парогенератора $N_{H_2-O_2}$, МВт: 1 – 12; 2 – 10; 3 – 8; 4 – 6; 5 – 4; 6 – 2

расчетах принималось во внимание, что стоимость оборудования изменяется в зависимости от его установленной мощности [12, 13]. Кроме того, учитывалась экономия средств при снижении эксплуатационных расходов – сокращения затрат на ремонтно-профилактические работы можно добиться предупреждением повреждаемости элементов проточной части турбины при уменьшении степени влажности пара.

Расчеты по определению оптимальных вариантов технологической схемы ГеоЭС при изменении давления расширения и использовании водородно-кислородного парогенератора различной мощности были выполнены с принятым в качестве оптимизационного показателя минимальным дисконтированным сроком окупаемости проекта по внедрению указанной надстройки.

Результаты расчетов показали, что капитальные затраты, дисконтируемый срок окупаемости, чистый дисконтируемый доход и другие технико-экономические показатели существенно зависят от мощности водородно-кислородного парогенератора и, как следствие, степени перегрева пара вторичного вскипания, а также от разделительного давления паровой турбины. Поэтому выбор ва-

рианта внедрения разработанной надстройки на ГеоЭС в значительной степени зависит от приоритетов заказчика в части экономических возможностей и целей.

Капитальные затраты увеличиваются с ростом мощности водородно-кислородного парогенератора (и, как следствие, электролизера) и бинарной энергоустановки. Мощность бинарной энергоустановки зависит прежде всего от разделительного давления. С уменьшением давления снижаются ее мощность и стоимость. Поэтому наибольшие капитальные затраты приходятся на вариант, когда мощность водородно-кислородного парогенератора равна 12 МВт при разделительном давлении 0.4 МПа, а наименьшие – при 2.0 МВт и 0.12 МПа соответственно. При этом установлено, что наивысшие значения чистого дисконтируемого дохода проекта достигаются при наибольшей мощности водородно-кислородного парогенератора (12 МВт), а наименьшие – при 2 МВт, что требует наличия “длинных” инвестиционных средств (или кредитов).

Расчетные зависимости дисконтированного срока окупаемости τ от мощности используемого водородно-кислородного парогенератора и разделительного давления представлены на рис. 12. При наличии рисков, диктующих сокращение сроков окупаемости проекта, как правило, придерживаются вариантов, которые обеспечивают минимальный срок окупаемости, т.е. в данном случае предусматривающих использование водородно-кислородного парогенератора небольшой мощности. Так, при снижении мощности водородно-кислородного парогенератора с 6 до 2 МВт срок окупаемости проекта уменьшается от 9.3 до 6.8 года, т.е. на 2.5 года, или более чем на 25%. При этом повышение $N_{H_2-O_2}$ с 8 до 12 МВт увеличивает срок окупаемости незначительно. Окончательный выбор варианта внедрения на ГеоЭС надстройки с системой повышения энергопотенциала пара вторичного вскипания и бинарного энергоблока определяется экономическими планами инвестора проекта.

ВЫВОДЫ

1. Применение на ГеоЭС прямого цикла надстройки в виде системы повышения энергопотенциала пара вторичного вскипания с водородно-кислородным парогенератором (на основе использования излишков электроэнергии в периоды пониженных нагрузок) и бинарной энергоустановки (для утилизации сбросного вторичного сепарата) обеспечивает:

увеличение мощности ГеоЭС почти на 25% и КПД на 3.0–3.5%;

снижение степени влажности в проточной части паровой турбины и достижение конечной степени влажности пара менее 8% (по сравнению с исходной более 14%).

2. Применение водородно-кислородного парогенератора мощностью 12 МВт для перегрева пара вторичного вскипания позволяет на 3–5% снизить удельный расход пара вторичного вскипания на единицу мощности ГеоЭС.

3. Согласно технико-экономическим оценкам дисконтированный срок окупаемости проекта внедрения надстройки в виде системы повышения энергopotенциала пара вторичного вскипания и бинарной энергоустановки на ГеоЭС прямого цикла составляет 7–11 лет и существенно зависит от выбора мощности водородно-кислородного парогенератора и давления расширения.

4. При стремлении инвестора обеспечить минимальный срок окупаемости рассматриваемого проекта наиболее предпочтительно применение надстройки с водородно-кислородным парогенератором мощностью 2 МВт и бинарной энергоустановкой 3 МВт (при давлении расширения 0.12 МПа) со сроком окупаемости около 7 лет. В то же время наибольший чистый дисконтированный доход от реализации проекта можно получить при надстройке, в которой используются водородно-кислородный парогенератор мощностью 8–12 МВт и бинарная энергоустановка мощностью 11.4 МВт (при давлении расширения 0.4 МПа).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Hydrogen** from renewable power. Technology outlook for the energy transition. IRENA, 2018. [Электрон. ресурс.] Режим доступа: <https://www.irena.org/publications/2018/Sep/Hydrogen-from-renewable-power>
2. **Borzenko V.I., Schastlivtsev A.I.** Efficiency of steam generation in a hydrogen-oxygen steam generator of kilowatt-power class // High Temperature. 2018. V. 56. Is. 6. P. 927–932. <https://doi.org/10.1134/S0018151X1806007X>
3. **Forsberg C.W.** Economics of meeting peak electricity demand using hydrogen and oxygen from base-load nuclear or off-peak electricity // Nucl. Technol. 2009. V. 166. Is. 1. P. 18–26. <https://doi.org/10.13182/NT09-A6964>
4. **Bannister R.L., Newby R.A., Yang W.C.** Final report on the development of a hydrogen-fueled combustion turbine cycle for power generation // J. Eng. Gas Turbines Power. 1999. V. 121. Is. 1. P. 38–45. <https://doi.org/10.1115/1.2816310>
5. **Kimberlina** a zero-emission multi-fuel power plant and demonstration facility / S. MacAdam, R. Anderson, L. Trowsdale, K. Pronske // Proc. 31st Intern. Technical Conf. on Coal Utilization & Fuel Systems. The Sheraton Sand Key, Clearwater, Florida, 21–26 March 2006. Coal Technology Association, 2006.
6. **Томаров Г.В., Борзенко В.И., Шипков А.А.** Оптимизационные исследования бинарной установки ГеоЭС комбинированного цикла с двумя давлениями сепарации и перегревом водяного пара вторичного вскипания с использованием водородно-кислородного парогенератора // Теплоэнергетика. 2019. № 10. С. 84–94. <https://doi.org/10.1134/S0040363619100060>
7. **Томаров Г.В., Шипков А.А.** Геотермальная комбинированная бинарная электростанция с системой перегрева пара вторичного вскипания: выбор оптимальных рабочих тел // Теплоэнергетика. 2019. № 11. С. 63–72. <https://doi.org/10.1134/S0040363619110067>
8. **Dunikov D.O.** Cycle improvement and hydrogen steam superheating at Mutnovsky geothermal power plant // Case Studies in Thermal Eng. 2018. № 12. P. 736–741. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2018.09.010>
9. **Zarrounik S., Moon H.** Efficiency of geothermal power plants: a worldwide review // Geothermics. 2014. № 51. P. 142–153. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2013.11.001>
10. **Schastlivtsev A.I., Borzenko V.I.** Hydrogen-oxygen steam generator applications for increasing the efficiency, maneuverability and reliability of power production // The Intern. Conf. “Problems of Thermal Physics and Power Engineering” (PTPPE-2017). Moscow, Russian Federation, 9–11 Oct. 2017. IOP Conf. Series: J. Physics: Conf. Series. 2017. V. 891. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/891/1/012213>
11. **Future** cost and performance of water electrolysis: an expert elicitation study / O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson, S. Few // Int. J. Hydrogen Energy. 2017. V. 42. Is. 52. P. 30470–30492. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>
12. **International** Renewable Energy Agency. Renewable power generation costs in 2014. IRENA, January 2015. [Электрон. ресурс.] Режим доступа: <https://www.irena.org/publications/2015/Jan/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2014>
13. **Geothermal** binary power plants. preliminary study of low temperature utilization, cost estimates and energy cost. Verkis Consulting Engineers, 2014. [Электрон. ресурс.] Режим доступа: <https://www.verkis.com/media/pdf/iceida-geothermal-binary-overview.pdf>

Application of Hydrogen–Oxygen Steam Generators for Secondary Flash Steam Superheating at Geothermal Power Plants

G. V. Tomarov^{a,*}, V. I. Borzenko^{b,**}, and A. A. Shipkov^{a,*}

^a*OO Geoterm-M, Moscow, 111250 Russia*

^b*Joint Institute of High Temperatures, Russian Academy of Sciences, Moscow, 125412 Russia*

^{*}*e-mail: geoatom.m@gmail.com*

^{**}*e-mail: borzenko1971@gmail.com*

Abstract—One of the promising areas of applying hydrogen technologies in power engineering is to increase the capacity utilization factor and efficiency of turbine units by means of hydrogen–oxygen steam generators for superheating the working medium under the conditions in which the surplus electricity generated at power plants during the periods of daily and seasonal reduction in electric power consumption can be used for generating hydrogen. The use of steam superheating systems on the basis of hydrogen–oxygen steam generators at geothermal power plants is especially important in view of a low energy potential of geothermal heat carrier serving as the initial heat source. The article presents the results from computational studies of the technical advisability and technical-economic efficiency of implementing systems for increasing the secondary flash steam energy potential by using a hydrogen–oxygen steam generator and a binary power unit at a direct-cycle geothermal power plant operating on steam hydrotherms. The results from computational studies into the power characteristics of a combined binary cycle geothermal power plant with secondary flash steam superheating depending on the expansion pressure variations and the hydrogen–oxygen steam generator capacity are considered. It has been determined that the use of a 12-MW hydrogen–oxygen steam generator for superheating secondary flash steam results in that the steam wetness downstream of the steam turbine last stage decreases from 14 to 7%. Calculation results have shown that the topping of a direct-cycle geothermal power plant with a system for increasing the energy potential of secondary flash steam on the basis of a hydrogen–oxygen steam generator and a binary power plant makes it possible to increase the geothermal power plant capacity by almost 25% and its efficiency by 3.0–3.5%. Based on the feasibility study results, investors can select the optimal composition and characteristics of equipment in implementing a system for increasing the energy potential of secondary flash steam using a hydrogen–oxygen steam generator and a binary power unit at a direct-cycle geothermal power plant.

Keywords: geothermal power plant, binary power unit, steam turbine, hydrogen–oxygen steam generator, steam superheating, geothermal power plant efficiency, geothermal heat carrier, combined cycle, payback period