

**ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ,
ГИДРОЭНЕРГЕТИКА**

**МОДЕРНИЗАЦИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ ТЭС
В СОЛНЕЧНО-ТОПЛИВНЫЕ ГИБРИДНЫЕ СТАНЦИИ**

© 2023 г. Э. К. Матжанов^а *, З. М. Ахрорхужаева^б

^а Научно-технический центр с конструкторским бюро и опытным производством Академии наук Республики Узбекистан, ул. Дурмон йули, д. 33, г. Ташкент, 100125 Республика Узбекистан

^б Ташкентский государственный технический университет,
Университетская ул., д. 2, г. Ташкент, 100095 Республика Узбекистан

*e-mail: e.matjanov@gmail.com

Поступила в редакцию 28.01.2023 г.

После доработки 21.04.2023 г.

Принята к публикации 27.04.2023 г.

В настоящее время основная доля электрической энергии вырабатывается тепловыми электрическими станциями, работающими на органическом топливе по циклу Ренкина. В последние десятилетия все более привлекательными становятся энергетические технологии на базе солнечных концентрирующих установок (СКУ). В статье показана возможность использования тепла, полученного из солнечной энергии (далее – тепло солнечной энергии), на существующих паротурбинных ТЭС. Разработана схема подключения СКУ к паротурбинному энергетическому блоку ПВК-150 Ташкентской ТЭС, благодаря чему тепло солнечной энергии можно использовать вместо тепла, получаемого в регенеративных подогревателях низкого (ПНД) и высокого (ПВД) давления, а также для частичной замены тепла от экономайзера и испарительных поверхностей нагрева существующего парогенератора. Расчеты проведены при различных значениях доли тепла солнечной энергии – в диапазоне от 20 до 80%. В качестве СКУ используются параболоцилиндрические концентраторы (ПЦК). Предложена формула для вычисления КПД преобразования солнечной энергии в электрическую на солнечно-топливных гибридных ТЭС, создаваемых на основе существующих паротурбинных ТЭС. Представлены результаты модернизации энергетического блока ПВК-150 посредством подключения к нему СКУ. В ходе проведения исследований выявлено, что при использовании тепла солнечной энергии на энергоблоке ПВК-150 для замены тепла, получаемого в регенеративных подогревателях питательной воды, КПД преобразования солнечной энергии в электрическую достигает 27.06%, а при частичной замене экономайзера и испарительных поверхностей нагрева существующего парогенератора с солнечным парогенератором – 34.4%.

Ключевые слова: солнечные концентрирующие установки, солнечно-топливная гибридная ТЭС, КПД преобразования солнечной энергии в электрическую, модернизация действующих ТЭС, повышение энергоэффективности, подогреватели низкого и высокого давления, цикл Ренкина

DOI: 10.56304/S0040363623100041

В 2022 г. на тепловых электрических станциях Республики Узбекистан было выработано 55.5 млрд кВт·ч электроэнергии и 22.19 млн ГДж тепловой энергии [1]. В настоящее время общая установленная электрическая мощность ТЭС страны превышает 11.7 ГВт. Хотя за последние годы в эксплуатацию были введены парогазовые энергетические блоки общей установленной мощностью более 3000 МВт, основную часть действующих ТЭС составляют паротурбинные энергетические блоки, запущенные в 70–90 годах XX в. Они работают по паротурбинному циклу Ренкина, но к настоящему времени физически и морально устарели и должны быть модернизированы на основе современных технологий.

Один из экономически привлекательных и технически достижимых способов модернизации действующих ТЭС – включение СКУ в существующую схему ТЭС. Авторами настоящей статьи проведено исследование, цель которого – разработка оптимальных технологических схем использования солнечной энергии в действующих ТЭС и определение показателей их тепловой экономичности.

Многие авторы опубликовали результаты своих трудов по использованию тепла солнечной энергии в действующих паротурбинных ТЭС. Они предложили несколько вариантов подвода тепла солнечной энергии в цикл: для замены ПВД, для замены ПНД, для замены ПВД и ПНД.

В принципе, можно заменить тепло отборов паровой турбины, используемое для регенеративного подогрева питательной воды, теплом солнечной энергии. Но это приводит к следующим негативным последствиям.

Во-первых, сама система регенеративного подогрева питательной воды предназначена для повышения КПД цикла Ренкина и эта цель достигается: КПД цикла возрастает в среднем на 10–12% по абсолютному значению. Увеличение КПД происходит из-за снижения массового расхода пара в конденсатор, т.е. из-за рециркуляции тепла паровых отборов в цикл. Таким образом, замена тепла паровых отборов теплом солнечной энергии сводит на нет повышение эффективности на 10–12%, полученное в результате регенеративного подогрева питательной воды. Другими словами, увеличиваются потери тепла в конденсаторе: чем больше пара конденсируется, тем больше теряется тепла конденсации.

Во-вторых, существующие паротурбинные электростанции и их оборудование рассчитаны на работу с заданными параметрами (давлением, температурой, массовым расходом и т.д.). Кроме того, паровые турбины специально были разработаны с отборами пара для регенеративного подогрева питательной воды. Поэтому при закрытии отборов пара проточная часть паровой турбины должна пропускать больший расход пара, чем проектный. Это приводит к повышению аэродинамического сопротивления пара в проточной части паровой турбины и снижению ее КПД.

С учетом изложенных фактов далее будут рассматриваться следующие варианты использования тепла солнечной энергии на существующих паротурбинных электростанциях:

для частичной замены тепла, получаемого в ПНД и ПВД;

для частичной замены тепла, получаемого в экономайзере и на испарительных поверхностях нагрева существующего парогенератора.

ОПИСАНИЕ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ТАШКЕНТСКОЙ ТЭС

Исследование проводилось для Ташкентской ТЭС, которая включает в себя двенадцать паротурбинных энергоблоков и один парогазовый энергоблок. Общая электрическая мощность Ташкентской ТЭС составляет 1860 МВт. Для расчетов был выбран энергетический блок с паровой турбиной ПВК-150 и парогенератором Еп-500/140ГМ. В тепловой схеме энергоблока имеются также четыре ПНД, деаэратор питательной воды, два ПВД, конденсатор паровой турбины, питательный насос, конденсатный насос и вспомогательное оборудование (рис. 1). Электрическая мощность паровой турбины равна 155 МВт.

Парогенератор Еп-500/140ГМ барабанного типа, производства Таганрогского парогенераторного завода состоит из испарительных поверхностей нагрева, пароперегревателя, вторичного пароперегревателя, экономайзера и регенеративного воздухоподогревателя, топки, в которой сжигается природный газ. В парогенераторе вы-

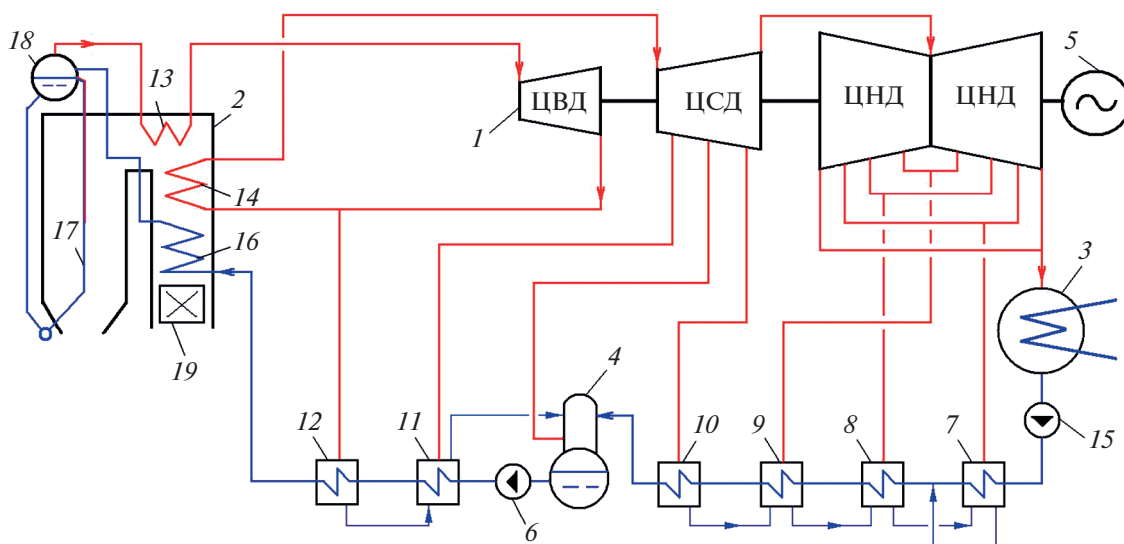


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема паротурбинного энергоблока ПВК-150. 1 – паровая турбина ПВК-150; 2 – парогенератор Еп-500-140ГМ; 3 – конденсатор паровой турбины; 4 – деаэратор; 5 – электрогенератор; 6 – питательный насос; 7 – ПНД-1; 8 – ПНД-2; 9 – ПНД-3; 10 – ПНД-4; 11 – ПВД-5; 12 – ПВД-6; 13 – пароперегреватель; 14 – пароперегреватель вторичного пара; 15 – конденсатный насос; 16 – экономайзер; 17 – испарительные поверхности нагрева; 18 – барабан; 19 – регенеративный воздухоподогреватель

работывается пар давлением 14 МПа, температурой 545°С и производительностью 500 т/ч.

Паровая турбина ПВК-150 – одновальная двухцилиндровая конденсационная с двумя выхлопами пара в конденсатор. Параметры перегретого пара на входе – 13 МПа и 540°С, вторичного пара – 2.75 МПа и 540°С. Паровая турбина имеет восемь отборов пара. Давление в конденсаторе составляет 0.0035 МПа. Электрический КПД нетто энергоблока равен 33.1%.

ОБЩАЯ СХЕМА ВКЛЮЧЕНИЯ СКУ

Разработанная схема подключения солнечных концентрирующих установок к паротурбинному энергетическому блоку ПВК-150 дает возможность использовать тепло солнечной энергии для замены тепла, получаемого в ПНД и ПВД, а также для частичной замены тепла, получаемого в экономайзере и на испарительных поверхностях нагрева парогенератора (рис. 2). Теплообменники низкого (ТНД) и высокого (ТВД) давления уста-

навливаются параллельно существующим ПНД и ПВД, а солнечный парогенератор – параллельно существующему парогенератору. В ТНД и ТВД нагреваются конденсат и питательная вода теплом солнечной энергии, подводимой от СКУ. В солнечном парогенераторе вырабатывается насыщенный пар также благодаря теплу солнечной энергии.

В качестве СКУ используют параболоцилиндрические концентраторы, так как в настоящее время они являются наиболее широко используемой технологией получения тепла путем концентрации солнечной энергии. Теплоносителем в ПЦК служит термическое масло, которое движется в трубке и поглощает тепло концентрированного солнечного света. Для передачи тепла солнечной энергии, полученного в ПЦК, питательной воде применяются рекуперативные теплообменники термическое масло – вода. В настоящее время в ПЦК теплоноситель можно нагреть до 393°С.

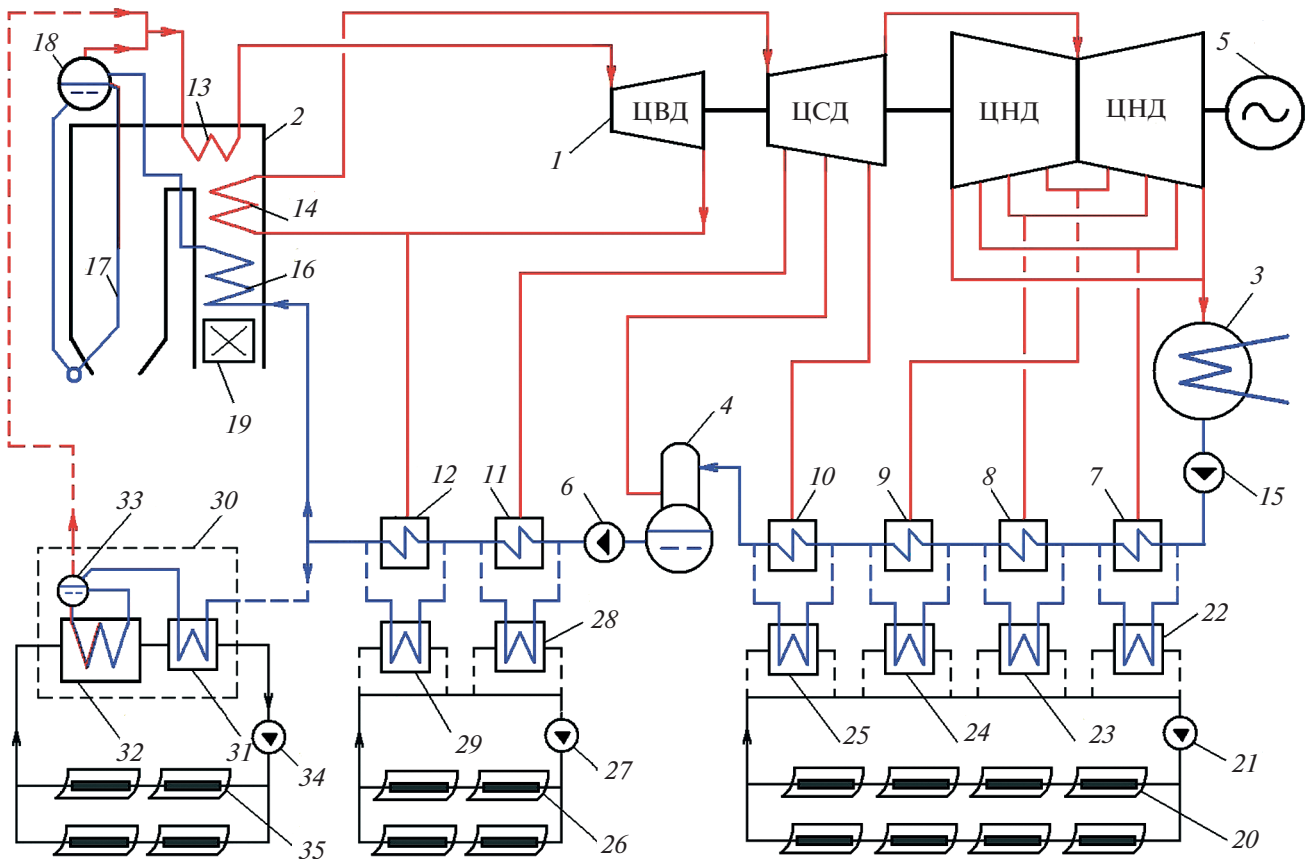


Рис. 2. Общая схема включения СКУ в энергоблок ПВК-150.

Обозначения 1–19 см. рис. 1; 20, 26, 35 – параболоцилиндрические концентраторы; 21, 27, 34 – циркуляционный насос; 22 – ТНД-1; 23 – ТНД-2; 24 – ТНД-3; 25 – ТНД-4; 28 – ТВД-5; 29 – ТВД-6; 30 – солнечный парогенератор; 31 – водяной экономайзер солнечного парогенератора; 32 – испарительные поверхности нагрева солнечного парогенератора; 33 – барабан солнечного парогенератора

Для разделения конденсата и питательной воды на два потока перед каждым ПНД, ПВД и солнечным парогенератором устанавливаются распределительные клапаны (на рис. 2 не показаны). После каждого ПНД и ПВД размещаются смесительные клапаны для объединения подогретых теплом солнечной энергии теплоносителей с их основным потоком (на рис. 2 не показаны).

При моделировании использовались ПЦК длиной 197.5 м, шириной апертуры 5.76 м и фокусным расстоянием 1.71 м. Также учитывались оптическая эффективность, чистая площадь апертуры, поправка на угол падения, затенение и ветер.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕПЛОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ

Для расчета показателей тепловой экономичности существующего цикла паротурбинного энергетического блока ПВК-150 проводится традиционный термодинамический анализ [2–4]. Для оценки тепловой экономичности солнечно-топливной гибридной ТЭС, получаемой путем включения SKU в существующий паротурбинный цикл, предлагается использовать КПД преобразования солнечной энергии в электрическую.

В общем случае электрический КПД паротурбинной ТЭС определяется по следующему выражению [2]:

$$\eta_{ТЭС}^э = \frac{3600N_э}{Q_T}, \quad (1)$$

где $N_э$ – электрическая мощность паровой турбины, кВт; Q_T – количество тепла, выделившегося при сжигании топлива в топке парогенератора, кДж/ч.

Часть вырабатываемой электроэнергии расходуется на собственные нужды, т.е. на привод насосов питательной воды, конденсатных насосов, дутьевых вентиляторов, а также циркуляционных насосов системы охлаждения. Следовательно, электрическая мощность нетто ТЭС составляет

$$N_э^H = N_э - N_э^{c.H}, \quad (2)$$

где $N_э^{c.H}$ – электрическая мощность, затрачиваемая на собственные нужды, кВт.

Таким образом, электрический КПД нетто тепловой электростанции рассчитывается по формуле

$$\eta_{ТЭС}^{э.H} = \frac{3600N_э^H}{Q_T}. \quad (3)$$

Поскольку количество тепла в солнечно-топливной гибридной ТЭС состоит из тепла, выделившегося при сжигании топлива, и солнечного тепла, формулу для расчета электрического КПД

для солнечно-топливной гибридной ТЭС можно записать в виде

$$\eta_{СТЭС}^э = \frac{3600N_{СТЭС}}{Q_T^{сол} + Q_{сол}}, \quad (4)$$

где $N_{СТЭС}$ – электрическая мощность солнечно-топливной гибридной ТЭС, кВт; $Q_T^{сол}$ – количество тепла, выделившегося при сжигании топлива в парогенераторе солнечно-топливной гибридной ТЭС, кДж/ч; $Q_{сол}$ – количество тепла, полученного из солнечной энергии в ПЦК, кДж/ч.

Электрическая мощность нетто солнечно-топливной гибридной ТЭС рассчитывается как

$$N_{СТЭС}^H = N_{СТЭС} - N_{СТЭС}^{c.H}, \quad (5)$$

где $N_{СТЭС}^{c.H}$ – электрическая мощность, затрачиваемая на собственные нужды солнечно-топливной гибридной ТЭС, кВт.

Мощность $N_{СТЭС}^{c.H}$ расходуется на электропривод питательных и конденсатных насосов, а также циркуляционных насосов оборотной воды системы охлаждения и циркуляционных насосов SKU. Электрический КПД нетто солнечно-топливной гибридной ТЭС определяется по формуле

$$\eta_{СТЭС}^{э.H} = \frac{3600N_{СТЭС}^H}{Q_T^{сол} + Q_{сол}}. \quad (6)$$

Снижение подвода тепла в парогенераторе из-за использования солнечной энергии вычисляется по выражению

$$\Delta Q_T^{сол} = Q_T - Q_T^{сол}. \quad (7)$$

При отсутствии солнечного тепла ($Q_{сол} = 0$) установка работает как паротурбинный энергетический блок, т.е. $Q_T^{сол} = Q_T$, а значит $\Delta Q_T^{сол} = 0$.

В литературе нет общепризнанных формул для оценки эффективности преобразования солнечной энергии в электрическую. Невозможно также найти соотношения для определения КПД преобразования солнечной энергии в электрическую для солнечно-топливных гибридных ТЭС, созданных на основе существующих ТЭС. В принципе, этот КПД может быть рассчитан по отношению произведенной работы к подводимой энергии, т.е. по отношению электрической мощности к подводимому теплу солнечной энергии. Но для этого нужно рассчитать долю выработки электрической энергии за счет тепла солнечной энергии. Пар и питательная вода в солнечно-топливной гибридной ТЭС подогреваются путем подвода тепла, получаемого при сгорании органического топлива, а также при преобразовании солнечной энергии. Возникает вопрос: как разделить долю солнечной энергии и долю топлива в данном случае?

Будет правильно вычислить КПД преобразования солнечной энергии в электрическую следующим образом:

рассчитать снижение количества тепла, получаемого при сжигании в топке парогенератора органического топлива, в результате использования солнечной энергии;

определить падение электрической мощности пропорционально снижению количества тепла, полученного при сжигании органического топлива в топке парогенератора;

вычислить электрическую мощность, вырабатываемую благодаря теплу солнечной энергии, путем вычитания снижения электрической мощности (рассчитана в предыдущем пункте) из электрической мощности паротурбинной ТЭС;

определить КПД преобразования солнечной энергии в электрическую как отношение электрической мощности, генерируемой за счет тепла солнечной энергии, к подводимому теплу солнечной энергии.

Таким образом можно вывести следующую формулу для нахождения КПД преобразования солнечной энергии в электрическую энергию для солнечно-топливных гибридных ТЭС, созданных на основе существующих паротурбинных ТЭС:

$$\eta_{\text{э}}^{\text{сол}} = \frac{3600 \left(N_{\text{э}} - N_{\text{СТЭС}} \frac{Q_{\text{т}}^{\text{сол}}}{Q_{\text{т}}} \right)}{Q_{\text{сол}}}. \quad (8)$$

Общая полезная площадь ПЦК, необходимая для получения требуемого количества тепла, определяется по соотношению

$$S^{\text{н}} = n_{\text{ПЦК}} L_{\text{ПЦК}} A_{\text{ПЦК}} K_{\text{ПЦК}}^{\text{акт}}, \quad (9)$$

где $n_{\text{ПЦК}}$ – количество ПЦК; $L_{\text{ПЦК}}$ – длина ПЦК, м; $A_{\text{ПЦК}}$ – ширина апертуры решетки ПЦК, м; $K_{\text{ПЦК}}^{\text{акт}}$ – оптическая активная часть апертуры ПЦК.

Для частного случая и для того, чтобы оценить, насколько улучшится электрический КПД по сравнению с базовым паротурбинным циклом (т.е. без учета подводимого тепла солнечной энергии), используются электрический КПД на основе топлива и удельный расход топлива на выработку электроэнергии солнечно-топливной гибридной ТЭС.

Таким образом, электрический КПД солнечно-топливной гибридной ТЭС (т.е. без учета тепла солнечной энергии) определяется как

$$\eta_{\text{СТЭС}}^{\text{т}} = \frac{3600 N_{\text{СТЭС}}}{Q_{\text{т}}^{\text{сол}}}. \quad (10)$$

Следовательно, электрический КПД нетто солнечно-топливной гибридной ТЭС, работаю-

щей на органическом топливе (т.е. без учета тепла солнечной энергии):

$$\eta_{\text{СТЭС}}^{\text{т.н}} = \frac{3600 N_{\text{СТЭС}}^{\text{н}}}{Q_{\text{т}}^{\text{сол}}}. \quad (11)$$

Удельный расход топлива на выработку электроэнергии, г у.т./(кВт · ч), солнечно-топливной гибридной ТЭС (т.е. без учета тепла солнечной энергии) вычисляется по формуле

$$b_{\text{СТЭС}} = \frac{122.8}{\eta_{\text{СТЭС}}^{\text{т}}} = \frac{122.8 Q_{\text{т}}^{\text{сол}}}{3600 N_{\text{СТЭС}}}. \quad (12)$$

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Расчеты показателей тепловой экономичности действующего энергетического блока ПВК-150 и солнечно-топливной гибридной ТЭС выполняются по формулам (1)–(12). Результаты расчетов схемы использования солнечной энергии для частичной замены тепла отборов паровой турбины для ПНД и ПВД представлены в табл. 1 и 2, а результаты расчетов схемы частичной замены экономайзера и испарительных поверхностей нагрева существующего парогенератора на солнечный парогенератор – в табл. 3.

Использование тепла солнечной энергии для замены тепла отборов пара на ПНД и ПВД

Конденсат за конденсатным насосом разделяется на две части, одна из которых поступает в ПНД-1, а другая – в ТНД-1 (рис. 3). Питательную воду ТНД-1 нагревает до 66.5°C, что соответствует температуре основного потока питательной воды за ПНД-1. Затем питательная вода ТНД-1 возвращается в трубопровод питательной воды и объединяется с ее основным потоком.

Для расчетов приняты данные солнечного излучения DNI (Direct normal irradiance) для г. Ташкент от 14 июня 2019 г. Все вычисления выполнены для $DNI = 847 \text{ Вт/м}^2$, что является средним DNI за период времени с 10:00 до 16:00.

Результаты расчетов, проведенных при различных значениях доли тепла солнечной энергии – в диапазоне от 20 до 80%, при замене ПНД-1 приведены в табл. 1. Данные в столбце со значением 0% (см. табл. 1) относятся к существующей паротурбинной установке ПВК-150 без применения тепла солнечной энергии. При включении СКУ снижается количество пара, отбираемого на ПВД и ПНД, так как часть питательной воды подогревается в ТВД и ТНД теплом солнечной энергии. При этом электрическая мощность паровой турбины 150 МВт обеспечивается снижением расхода топлива в парогенераторе.

Далее будет подробно рассмотрено использование 20%-ной доли тепла солнечной энергии (см.

Таблица 1. Основные показатели тепловой экономичности солнечно-топливной гибридной ТЭС в зависимости от доли тепла солнечной энергии, поступающей в ПНД-1

Показатель	Доля тепла солнечной энергии, %				
	0	20	40	60	80
$N_{\text{СТЭС}}$, МВт	155.00	155.00	155.00	155.00	155.00
$N_{\text{СТЭС}}^{\text{H}}$, МВт	146.69	146.68	146.67	146.66	146.65
S^{H} , м ²	0	5844	11885	18065	24392
$Q_{\text{T}}^{\text{сол}}$, МВт	443.7	442.91	442.09	441.25	440.39
$Q_{\text{сол}}$, МВт	0	3.541	7.201	10.945	14.779
$\Delta Q_{\text{T}}^{\text{сол}}$, МВт	0	0.791	1.593	2.443	3.315
$\eta_{\text{СТЭС}}$	0.349	0.347	0.346	0.344	0.342
$\eta_{\text{СТЭС}}^{\text{H}}$	0.331	0.329	0.327	0.325	0.323
$\eta_{\text{э}}^{\text{сол}}$	—	0.0780	0.0773	0.0779	0.0784
$\eta_{\text{СТЭС}}^{\text{T}}$	0.349	0.350	0.351	0.351	0.352
$\eta_{\text{СТЭС}}^{\text{T.H}}$	0.331	0.331	0.332	0.332	0.333
$b_{\text{СТЭС}}$, г у.т./ (кВт · ч)	351.86	350.86	349.86	349.86	348.86

Таблица 2. Основные показатели тепловой экономичности солнечно-топливной гибридной ТЭС при 50%-ной доле тепла солнечной энергии в различных регенеративных подогревателях питательной воды

Показатель	Регенеративный подогреватель						
	ПВК-150	ПНД-1	ПНД-2	ПНД-3	ПНД-4	ПВД-5	ПВД-6
$N_{\text{СТЭС}}$, МВт	155.00	155.00	155.00	155.00	155.00	155.00	155.00
$N_{\text{СТЭС}}^{\text{H}}$, МВт	146.69	146.67	146.68	146.69	146.70	146.76	146.86
S^{H} , м ²	—	14958	8942	8910	15613	13692	23542
$Q_{\text{T}}^{\text{сол}}$, МВт	443.7	441.67	442.01	441.56	438.52	437.89	432.65
$Q_{\text{сол}}$, МВт	—	9.063	5.418	5.398	9.460	8.296	14.264
$\Delta Q_{\text{T}}^{\text{сол}}$, МВт	—	2.031	1.697	2.144	5.182	5.812	11.05
$\eta_{\text{СТЭС}}$	0.349	0.344	0.347	0.347	0.347	0.348	0.348
$\eta_{\text{СТЭС}}^{\text{H}}$	0.331	0.326	0.328	0.329	0.328	0.330	0.330
$\eta_{\text{э}}^{\text{сол}}$	—	0.0783	0.1094	0.1387	0.1914	0.2447	0.2706
$\eta_{\text{СТЭС}}^{\text{T}}$	0.349	0.351	0.351	0.351	0.353	0.354	0.358
$\eta_{\text{СТЭС}}^{\text{T.H}}$	0.331	0.332	0.332	0.332	0.335	0.335	0.339
$b_{\text{СТЭС}}$, г у.т./ (кВт · ч)	351.86	349.86	349.86	349.86	347.88	346.89	343.02

табл. 1) для замены пара, отбираемого на ПНД-1. Электрическая мощность солнечно-топливной гибридной ТЭС составляет $N_{\text{СТЭС}} = 155$ МВт, а электрическая мощность нетто $N_{\text{СТЭС}}^{\text{H}} = 146.68$ МВт. Общая полезная площадь ПЦК $S^{\text{H}} = 5844$ м². Подвод тепла солнечной энергии в ПЦК составляет $Q_{\text{сол}} = 3.541$ МВт, в результате чего подвод топлива в парогенераторе снижается на $\Delta Q_{\text{T}}^{\text{сол}} = 0.791$ МВт. Электрический КПД брутто и нетто солнечно-топливной гибридной ТЭС равен $\eta_{\text{СТЭС}} =$

$= 0.347$ и $\eta_{\text{СТЭС}}^{\text{H}} = 0.329$ соответственно. Коэффициент полезного действия преобразования солнечной энергии в электрическую энергию солнечно-топливной гибридной ТЭС принимает значение $\eta_{\text{э}}^{\text{сол}} = 0.078$. Электрические КПД СТЭС на органическом топливе составляют $\eta_{\text{СТЭС}}^{\text{T}} = 0.35$ и $\eta_{\text{СТЭС}}^{\text{T.H}} = 0.351$, а удельный расход топлива на выработку электроэнергии (т.е. без учета тепла солнечной энергии) равен $b_{\text{СТЭС}} = 350.86$ г у.т./ (кВт · ч).

Далее анализируется использование тепла солнечной энергии с долей 40, 60 и 80% для той

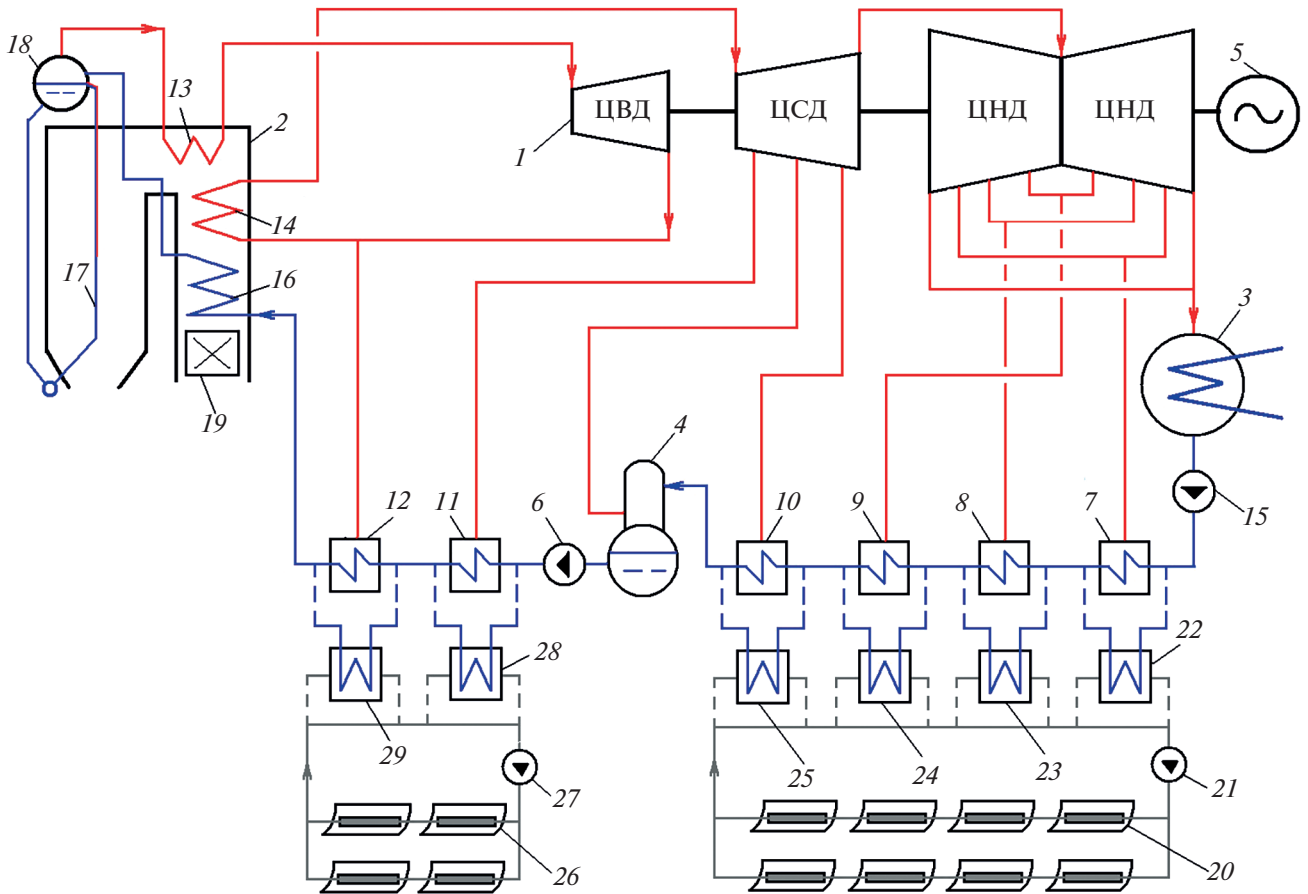


Рис. 3. Схема включения СКУ в энергоблок ПВК-150 для частичной замены ПВД и ПНД. Обозначения см. рис. 1, 2

же схемы (см. табл. 1). Результаты расчетов показывают, что электрическая мощность солнечно-топливной гибридной ТЭС $N_{СТЭС} = 155$ МВт не меняется, а электрическая мощность нетто снижается незначительно. Общая полезная площадь ПЦК, необходимая для получения требуемого тепла от солнечной энергии, варьируется от 5844 м² при 20%-ной доле солнечной энергии до 24 392 м² при 80%-ной. Электрический КПД брутто и нетто солнечно-топливной гибридной ТЭС уменьшаются по мере увеличения доли солнечной энергии: $\eta_{СТЭС} = 0.347$ и $\eta_{СТЭС}^H = 0.331$ при 20%, $\eta_{СТЭС} = 0.342$ и $\eta_{СТЭС}^H = 0.323$ при 80%. Это уменьшение вызвано низкими значениями КПД преобразования солнечной энергии в электрическую энергию рассматриваемой схемы: $\eta_s^{col} = 0.077-0.078$.

Результаты расчетов по замене тепла отборов пара для всех ПНД и ПВД теплом солнечной энергии на 50% представлены в табл. 2. Анализируя данные таблицы, можно сделать следующие выводы.

Во-первых, чем выше температура подводимого тепла солнечной энергии в цикл, тем выше КПД преобразования солнечной энергии в электрическую энергию η_s^{col} . Средние значения КПД преобразования солнечной энергии в электрическую энергию η_s^{col} при замене различных регенеративных подогревателей питательной воды такие:

ПНД-1.....	0.078
ПНД-2.....	0.109
ПНД-3.....	0.139
ПНД-4.....	0.191
ПВД-5.....	0.247
ПВД-6.....	0.271

Во-вторых, чем выше температура подвода тепла солнечной энергии в цикл, тем больше снижение количества подводимого тепла топлива в парогенераторе ΔQ_T^{col} . Соотношение $\Delta Q_T^{col} / Q_{сол}$ при замене различных регенеративных подогре-

вателей питательной воды принимает следующие значения:

ПНД-1.....	0.22
ПНД-2.....	0.31
ПНД-3.....	0.40
ПНД-4.....	0.55
ПВД-5.....	0.70
ПВД-6.....	0.77

Это означает, что каждый мегаватт подводимого тепла солнечной энергии приводит к снижению количества подводимого тепла топлива в парогенераторе на 0.22 МВт при замене тепла отборного пара на ПНД-1, на 0.31 МВт при замене тепла отборного пара на ПНД-2 и т.д.

Выполнены также расчеты по использованию тепла солнечной энергии для замены тепла всех ПНД, двух ПВД, а также всех ПНД и ПВД. Для каждой схемы доля тепла солнечной энергии варьировалась от 10 до 90%. Коэффициент полезного действия преобразования солнечной энергии в электрическую при замене тепла отборов пара следующих подогревателей на тепло солнечной энергии составляет:

Всех ПНД.....	0.1326
Двух ПВД.....	0.2644
Всех ПНД и ПВД.....	0.1890

Использование солнечного парогенератора для частичной замены поверхностей нагрева существующего парогенератора

К действующему энергетическому блоку ПВК-150 дополнительно подключается солнечная надстройка, которая состоит из поля ПЦК, циркуляционного насоса и солнечного парогенератора (рис. 4). Солнечный парогенератор включает в себя водяной экономайзер и испарительные поверхности нагрева с барабаном. Общее количество ПЦК – 200 шт., полезная площадь ПЦК – 215 256 м².

При отсутствии солнечного излучения солнечный парогенератор отключается и все количество необходимого пара производится в существующем парогенераторе. При наличии солнечного излучения питательная вода за ПВД-6 разделяется на два потока, один из которых направляется в водяной экономайзер существующего парогенератора, а второй – в водяной экономайзер солнечного парогенератора. Пароводяная смесь после водяного экономайзера солнечного парогенератора через барабан поступает в испарительные поверхности нагрева. Полученный в испарительных поверхностях нагрева насыщенный пар направляется в основной цикл и смешивается с насыщенным паром существующего парогенератора. В

периоды наличия солнечного излучения существующий парогенератор работает со сниженной паропроизводительностью, так как часть насыщенного пара производится в солнечном парогенераторе. Электрическая мощность паровой турбины 150 МВт обеспечивается при сниженном расходе топлива в парогенераторе.

Основные показатели тепловой экономичности солнечно-топливной гибридной ТЭС, созданной путем частичной замены экономайзера и испарительных поверхностей нагрева существующего парогенератора на солнечный парогенератор, представлены в табл. 3. Для расчетов приняты данные солнечного излучения DNI для г. Ташкент от 14 июня 2019 г. Все вычисления выполнены для каждого часа в период с 5:00 до 20:00.

Анализируя данные табл. 3, можно сделать следующие выводы по данной схеме:

чем больше количество подведенного тепла солнечной энергии, тем выше КПД преобразования солнечной энергии в электрическую: $\eta_{\text{э}}^{\text{сол}} = 0.344$ в 14:00 при $DNI = 850 \text{ Вт/м}^2$ и $Q_{\text{сол}} = 115.9 \text{ МВт}$;

значение $\Delta Q_{\text{т}}^{\text{сол}} / Q_{\text{сол}}$ в этой схеме намного выше, чем в схемах использования тепла солнечной энергии для замены тепла отборного пара на ПВД и ПНД, т.е. $\Delta Q_{\text{т}}^{\text{сол}} / Q_{\text{сол}} \approx 1.12$. Это означает, что каждый мегаватт подводимого тепла солнечной энергии в цикл приводит к снижению подводимого тепла топлива в парогенераторе на 1.12 МВт.

Данные в строках $DNI = 0 \text{ Вт/м}^2$ в табл. 3 относятся к существующей паротурбинной установке ПВК-150 без использования тепла солнечной энергии. Результаты расчетов показывают, что предложенная схема может работать при $DNI \geq 249 \text{ Вт/м}^2$.

ВЫВОДЫ

1. Предложенная формула для расчета КПД преобразования солнечной энергии в электрическую энергию для солнечно-топливных гибридных ТЭС, созданных на базе существующих паротурбинных ТЭС, дает возможность оценить технико-экономическую целесообразность солнечно-топливных гибридных ТЭС.

2. Чем выше температура подводимого в цикл тепла солнечной энергии, тем больше КПД преобразования солнечной энергии в электрическую $\eta_{\text{э}}^{\text{сол}}$. При замене тепла отборов пара на тепло солнечной энергии в регенеративных подогревателях питательной воды $\eta_{\text{э}}^{\text{сол}}$ принимает значения 0.078, 0.109, 0.139, 0.191 и 0.247, 0.2706 для ПНД-1–ПНД-4 и ПВД-5 и ПВД-6 соответственно. При использовании тепла солнечной энергии для частичной замены тепла, воспринимаемого в экономайзере и на испарительных поверхностях нагрева существующего парогенератора, $\eta_{\text{э}}^{\text{сол}} = 0.344$.

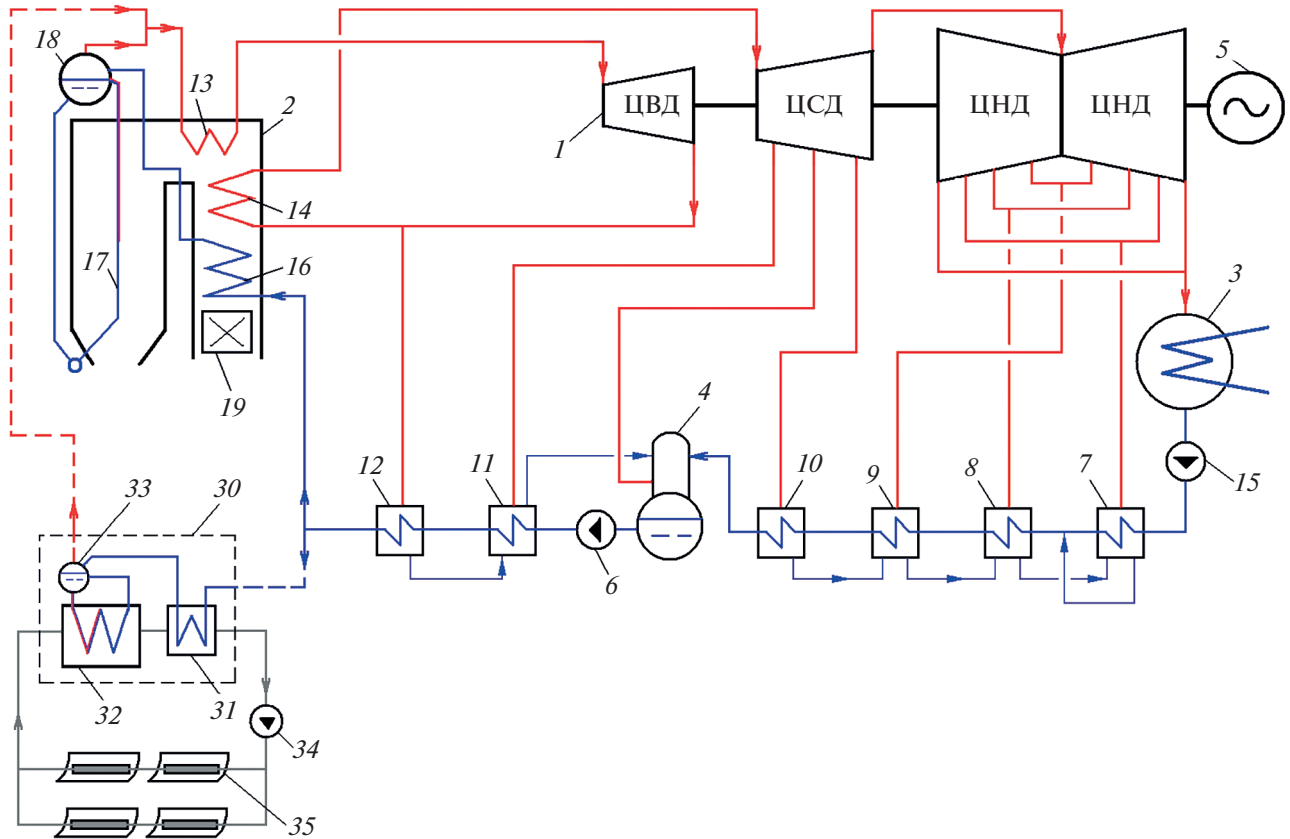


Рис. 4. Схема включения солнечного парогенератора и ПЦК в энергоблок ПВК-150 для частичной замены экономайзера и испарительных поверхностей нагрева существующего парогенератора. Обозначения см. рис. 1, 2

Таблица 3. Основные показатели тепловой экономичности солнечно-топливной гибридной ТЭС, созданной путем частичной замены экономайзера и испарительных поверхностей нагрева существующего парогенератора на солнечный парогенератор (при $N_{\text{СТЭС}} = 155.00$ мВт)

Время	DNI, Вт/м ²	$N_{\text{СТЭС}}^{\text{н}}$, МВт	$Q_{\text{сол}}$, МВт	$\Delta Q_{\text{т}}^{\text{сол}}$, МВт	$b_{\text{СТЭС}}$, г у.т./(\text{кВт} \cdot \text{ч})	$\eta_{\text{э}}^{\text{сол}}$	$\eta_{\text{СТЭС}}^{\text{э.н}}$	$\eta_{\text{СТЭС}}^{\text{т.н}}$
5:00	0	146.69	0	0	351.53	0	0.331	0.349
6:00	360	146.43	17.0	19.1	336.43	0.200	0.332	0.365
7:00	520	145.67	65.8	74.0	292.90	0.315	0.334	0.419
8:00	700	145.20	96.5	108.5	265.54	0.336	0.336	0.462
9:00	780	145.01	109.1	122.6	254.37	0.342	0.337	0.483
10:00	810	144.97	111.7	125.5	252.06	0.343	0.337	0.487
11:00	820	144.98	110.6	124.3	253.01	0.342	0.337	0.485
12:00	830	144.98	110.5	124.2	253.10	0.342	0.337	0.485
13:00	850	144.93	113.8	128.0	250.15	0.343	0.337	0.491
14:00	850	144.90	115.9	130.3	248.33	0.344	0.338	0.495
15:00	810	144.96	112.3	126.3	251.50	0.343	0.337	0.488
16:00	770	145.03	107.8	121.1	255.55	0.341	0.337	0.481
17:00	640	145.35	86.6	97.4	274.37	0.330	0.336	0.448
18:00	470	145.81	57.2	64.3	300.57	0.305	0.334	0.409
19:00	180	146.69	0	0	351.53	0	0.331	0.349
20:00	0	146.69	0	0	351.53	0	0.331	0.349

3. Чем выше температура подводимого в цикл тепла солнечной энергии, тем больше снижение количества подводимого тепла топлива в парогенераторе $\Delta Q_T^{\text{сол}}$. При замене ПНД-1–ПНД-4 и ПВД-5 и ПВД-6 соотношение $\Delta Q_T^{\text{сол}}/Q_{\text{сол}}$ равно 0,22, 0,31, 0,40, 0,55 и 0,70, 0,77 соответственно. При использовании тепла солнечной энергии для частичной замены тепла от экономайзера и испарительных поверхностей нагрева существующего парогенератора $\Delta Q_T^{\text{сол}}/Q_{\text{сол}} \approx 1,12$. Это означает, что каждый мегаватт подводимого в цикл тепла солнечной энергии приводит к снижению подвода тепла топлива в парогенераторе на 0,77 МВт при замене ПВД-6, а при использовании тепла солнечной энергии для частичной замены тепла от экономайзера и испарительных поверхностей нагрева существующего парогенератора – на 1,12 МВт.

5. Результаты проведенных исследований свидетельствуют о том, что использование тепла солнечной энергии на энергетическом блоке ПВК-150 Ташкентской ТЭС для частичной замены тепла, воспринимаемого в экономайзере и на испарительных поверхностях нагрева существующего парогенератора, способствует достижению КПД преобразования солнечной энергии в электрическую $\eta_e^{\text{сол}} = 0,344$. Такой КПД является самым высоким для процесса преобразования солнечной энергии в электрическую по сравнению со всеми практически реализованными технологиями солнечной энергии. Это сравнимо с тем, что электрический КПД ТЭС на основе органического топлива повышается с 34,9 до 49,5% (без учета тепла солнечной энергии). Для осуществления этой схемы необходимо изменить площадь экономайзера и испарительных поверхностей нагрева существующего парогенератора, а также перераспределить горелки, что не требует больших капитальных затрат.

От редакции

Идея включения солнечных концентрирующих установок (СКУ) в технологическую схему паротурбинного энергоблока заслуживает внимания. Тепловая энергия, поступающая от СКУ в различные точки системы регенеративного подогрева питательной воды и в испарительный контур парового котла, позволит увеличить энергетическую эффективность и электрическую мощность паротурбинного энергоблока. Кроме того, даст возможность снизить капиталовложения в гибридную установку по сравнению с “чисто” солнечной электростанцией вследствие отказа от ее собственных теплового двигателя и электрогенератора.

Однако при детальном анализе этой идеи возникает ряд существенных вопросов, которые

должны решаться при подготовке и реализации таких проектов по модернизации существующих электростанций. К их числу следует отнести:

выполнение поверочных расчетов паровых котла и турбины при встраивании их в технологический цикл солнечных установок;

оценку возможности обеспечения номинальной температуры свежего пара и пара промежуточного перегрева, а также температуры питательной воды при работе энергоблока с СКУ;

определение показателей энергетической и экономической эффективности гибридной установки в результате замещения угольной генерации на солнечную (объемы замещаемого топлива, затраты на топливо, затраты на солнечные установки, площади отчуждаемых земель);

определение годовой экономии топлива с учетом изменения солнечной радиации в течение года для оценки энергетического эффекта от включения СКУ в схему паротурбинного энергоблока.

Следует также отметить, что при модернизации действующих паротурбинных энергоблоков в солнечно-топливные гибридные путем включения в них СКУ должны быть выполнены обосновывающие технико-экономические расчеты, исследования режимов функционирования интегрированной системы и дана оценка их работоспособности. Полученные результаты позволят принять решение о возможности реализации таких проектов.

Однако, несмотря на высказанные замечания, редколлегия сочла возможным опубликовать данную статью на страницах журнала “Теплоэнергетика”, поскольку сама идея включения СКУ в технологическую схему паротурбинного энергоблока представляется довольно интересной и перспективной. Редколлегия и редакция журнала также надеются, что авторы статьи внимательно отнесутся к поставленным вопросам и представят в наш журнал новую статью, в которой будут даны ответы на них.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Производственные** показатели / АО “Тепловые электрические станции”. [Электрон. ресурс.] <https://tpp.uz/ru/page/proizvodstvennye-pokazateli>
2. **Рыжкин В.Я.** Тепловые электрические станции: учеб. для вузов. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1987.
3. **Tanuma T.** Advances in steam turbines for modern power plants. Woodhead Publishing Energy Series, 2017.
4. **Dipak K. Sarkar.** Thermal power plant: design and operation. 1st ed. Elsevier, 2015.

Modernization of Existing Thermal Power Plants into Hybrid Solar and Fuel-Fired Plants

E. K. Matjanov^{a, *} and Z. M. Akhrokhujjeva^b

^a *Scientific-Technical Center with Constructional Bureau and Experimental Production, Uzbekistan Academy of Sciences, Tashkent, 100125 Uzbekistan*

^b *Tashkent State Technical University, Tashkent, 100095 Uzbekistan*

**e-mail: e.matjanov@gmail.com*

Abstract—The major part of electric energy is presently generated by fossil fuel-fired thermal power plants operating according to the Rankine cycle. In the last decades, power technologies on the basis of solar concentrators (SCs) are becoming increasingly more attractive. The article shows the possibility of using heat obtained from solar energy (referred to henceforth as solar energy heat) at existing steam turbine thermal power plants (TPPs). A scheme for connecting an SC to the PVK-150 steam turbine power unit at the Tashkent TPP has been developed, due to which solar energy heat can be used instead of the heat obtained in the low- and high-pressure regenerative heaters (LPH and HPH) and also for partially replacing the heat from the economizer and evaporative heating surfaces of the existing steam generator. Calculations were carried out for different values of the solar energy heat share: in the range from 20 to 80%. Parabolocylindrical concentrators (PCCs) are used as SCs. A relationship is proposed for calculating the solar energy into electricity conversion efficiency at hybrid solar and fossil fuel-fired TPPs constructed on the basis of existing steam turbine TPPs. The results obtained from modernizing the PVK-150 power unit by connecting an SC to it are presented. It has been determined in the course of investigations that, in using solar energy heat in the PVK-150 power unit for replacing the heat obtained in the regenerative feed water heaters, the solar energy into electricity conversion efficiency reaches 27.06 and 34.4% in the case of partial replacement of the economizer and evaporative surfaces of the existing steam generator with a solar steam generator.

Keywords: solar concentrators, hybrid solar and fossil fuel-fired TPP, solar energy into electricity conversion efficiency, modernization of existing TPPs, improvement of energy efficiency, low- and high-pressure heaters, Rankine cycle