

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ 4Е-АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМЫ KCS11 С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ И БЕЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛА ДЫМОВЫХ ГАЗОВ НА ПЫЛЕУГОЛЬНОЙ ТЭС

© 2025 г. Goutam Khankari^{a, *}, Sumit Srivastava^b, Rajib Khan^b, D. V. Rajan^c, Dinesh Kr. Singh^b

^aR&D Section, Damodar Valley Corporation (DVC), Kolkata, 700054 India

^bRE & EE Department, Damodar Valley Corporation (DVC), Kolkata, 700054 India

^cHR Department, Damodar Valley Corporation (DVC), Kolkata, 700054 India

*e-mail: goutam.khankari@dvc.gov.in

Поступила в редакцию 11.12.2023 г.

После доработки 01.02.2024 г.

Принята к публикации 29.02.2024 г.

Сравнение технико-экономических показателей энергетической установки KCS11 (Kalina Cycle System 11), функционирующей по циклу Калины, с использованием солнечной энергии и без ее использования (автономная система) выполнено на основе результатов 4Е-анализа [energy (энергия), exergy (эксергия), environment (окружающая среда), economic (экономика)] с целью определить возможность выработки дополнительной электроэнергии путем утилизации тепла дымовых газов на пылеугольной электростанции мощностью 660 МВт (эл.) (далее просто МВт) на сверхкритические параметры пара. Полученные данные свидетельствуют о том, что при внедрении на электростанции установки KCS11, работающей от солнечного излучения, энергетический и эксергетический КПД нетто увеличиваются примерно на 0.04 и 0.03% соответственно вследствие роста мощности электростанции на 647.43 кВт при перегреве паровой смеси на 40 К. В системах KCS11 максимальный вклад в потери энергии вносит конденсатор, а в потери эксергии – испаритель. Энергетические характеристики цикла Калины, в котором используется солнечная энергия, выше, чем у автономной KCS11, из-за снижения давления выхлопных газов в турбине и дополнительных “отрицательных” эксергетических характеристик солнечного нагревателя. Вследствие этого эксергетическая эффективность KCS11, функционирующей на энергии Солнца, ниже, чем эффективность автономной KCS11. При применении встроенной в KCS11 солнечной установки уменьшаются ежегодные выбросы CO₂ примерно на 1089.58 т при полной нагрузке, что почти в 1.25 раза больше, чем при работе автономной KCS11. Полная приведенная стоимость электроэнергии, полученной при использовании энергии солнечного излучения при перегреве паровой смеси на 40 К, составляет примерно 0.13 дол/(кВт·ч), что на 8.5% меньше стоимости электроэнергии, отпускаемой солнечной ТЭС.

Ключевые слова: пылеугольные электростанции, окружающая среда, экономика, тепло дымовых газов, солнечный подогреватель, сверхкритические параметры пара, KCS11, бинарная смесь, диоксид углерода, капитальные затраты, стоимость электроэнергии

DOI: 10.56304/S0040363624700759

Значительный рост потребления ископаемого топлива на ТЭС становится все более опасным для окружающей среды: загрязнение воздуха и глобальное потепление неизбежно приведут к энергетическому кризису. Одна из самых сложных задач в энергетической отрасли – уменьшение рисков, связанных с чрезмерным объемом выбросов углекислого газа CO₂, путем замены первичных энергоресурсов (в основном угля) возобновляемыми источниками энергии и утилизации сбрасываемого тепла. Примерно 50% сбрасываемого тепла промышленных объектов является низкопотенциальным (температурой менее 230°C) [1]. На традиционных угольных

ТЭС около 5% общей потребляемой энергии уносится с дымовыми газами через дымовую трубу в атмосферу. Их низкопотенциальное тепло можно использовать для выработки электроэнергии в разных энергетических циклах. В связи с отсутствием подогревателей высокого давления, утечками воздуха во вращающемся воздухоподогревателе (ВП) и другими потерями тепла в тракте дымовых газов расчетная температура дымовых газов на выходе из ВП приблизительно равна 413.74 К, что выше температуры, требуемой во избежание возникновения кислотной коррозии (402 К). На реальной электростанции из-за ветра и плохой изоляции газохода температура на входе

в электрофильтр снижается до 400 К. Учитывая данный факт, высокотемпературные дымовые газы на выходе из ВП можно считать основным источником тепла для дополнительной выработки электроэнергии. Солнечное излучение также можно использовать в качестве дополнительного источника энергии для улучшения эксплуатационных характеристик системы утилизации уходящего тепла.

В последние десятилетия XX в. было опубликовано несколько работ, посвященных утилизации сбрасываемого низкотемпературного тепла [1–3]. Результаты теоретических и экспериментальных исследований эксплуатационных характеристик цикла Goswami, выполненных при рабочей температуре котла 85°C, показали, что эффективные энергетический и эксергетический КПД равны 7,2 и 45% соответственно [2]. Характеристики органического цикла Ренкина (ОЦР) в целом уступают аналогичным показателям цикла Калины при умеренных температурах источников утилизируемого тепла [4, 5].

В [6] рассмотрена возможность производства электроэнергии и получения опресненной воды с помощью геотермальных источников энергии и цикла Калины на основе LiBr/H₂O и системы очистки воды.

В работе [7] представлен сравнительный анализ эксергетических и технико-экономических показателей ОЦР и цикла Калины, в которых как основной источник тепла используется геотермальная энергия. Показано, что мощность цикла Калины на 18% превышает мощность ОЦР, в котором в качестве рабочей жидкости выступает фреон R-290, кроме того, полная приведенная стоимость электроэнергии, получаемая в цикле Калины, более низкая.

Результаты термодинамического исследования отходов, образующихся при работе углеразмельняющих мельниц и применяемых на пылеугольной ТЭС мощностью 500 МВт на докритические параметры пара, приводятся в [8]. В некоторых исследованиях [9–11] представлены программы для расчета термодинамических свойств бинарной смеси NH₃–H₂O, а также его результаты.

В целях защиты окружающей среды от выбросов вредных веществ используются также возобновляемые источники энергии. Стоимость производства электроэнергии на солнечных электростанциях высока, поскольку в темное время суток их производительность падает до нуля. Авторы [12] пришли к выводу, что применение солнечной энергии для нагрева воды на ТЭС не является экономически эффективным решением. В [13] была предложена интеграция цикла Goswami в уже существующий цикл Ренкина с целью уменьшить стоимость производимой электроэнергии путем использования солнечного излучения. Оно также может слу-

жить дополнительным источником тепла в системе утилизации сбросного тепла для того, чтобы способствовать использованию экологичных (возобновляемых) источников для производства электроэнергии.

В настоящей работе основное внимание уделяется совместному применению тепла потока дымовых газов и солнечного излучения для производства электроэнергии на пылеугольной ТЭС мощностью 660 МВт на сверхкритические параметры пара, функционирующей по циклу Калины. Использование солнечной энергии в цикле Калины позволяет улучшить характеристики системы в результате увеличения паросодержания на входе в турбину. Для обеспечения непрерывного перегрева бинарной смеси запускается система аккумулирования тепловой энергии расплавленных солей на основе NaCl [14, 15]. Концепция применения аккумуляторов тепла и тепловых насосов становится все более привлекательной для улучшения маневренности ТЭС при повышении спроса на электроэнергию и увеличении ее рыночной цены [14].

В исследовании авторов настоящей статьи предлагается использовать в системе непрямого солнечного нагрева параболический солнечный коллектор. Для аккумулирования тепла при наличии излучения Солнца применяется теплоноситель (масло). Представлены результаты сравнительного анализа эксплуатационных характеристик, полученные с помощью 4E-анализа автономной установки KCS11 и установки KCS11, в которой дополнительно используется солнечная энергия и которая применяется в качестве надстройки, утилизирующей тепло дымовых газов пылеугольной ТЭС мощностью 660 МВт на сверхкритические параметры пара. Проведено технико-экономическое исследование предлагаемой системы в целях ее коммерциализации.

ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ

На рис. 1 показана схема пылеугольной электростанции мощностью 660 МВт с рабочими давлением и температурой свежего пара 24,2 МПа и 537°C соответственно, функционирующей совместно с KCS11. Основная ТЭС состоит из турбины высокого (ТВД) и среднего давления (ТСД), двух турбин низкого давления (ТНД), конденсатора (К), конденсатного насоса (КН), турбоприводного питательного насоса котла (ПН), четырех водоподогревателей низкого давления (ПНД), деаэратора (ДА), трех водоподогревателей высокого давления (ПВД), дутьевого (ДВ) и вытяжного (ВВ) вентиляторов. Установка KCS11 подключена к пылеугольной ТЭС мощностью 660 МВт после воздухоподогревателя. В состав ее оборудования входят испаритель, сепаратор, турбина, работающая на бинарной смеси, конденсатор,

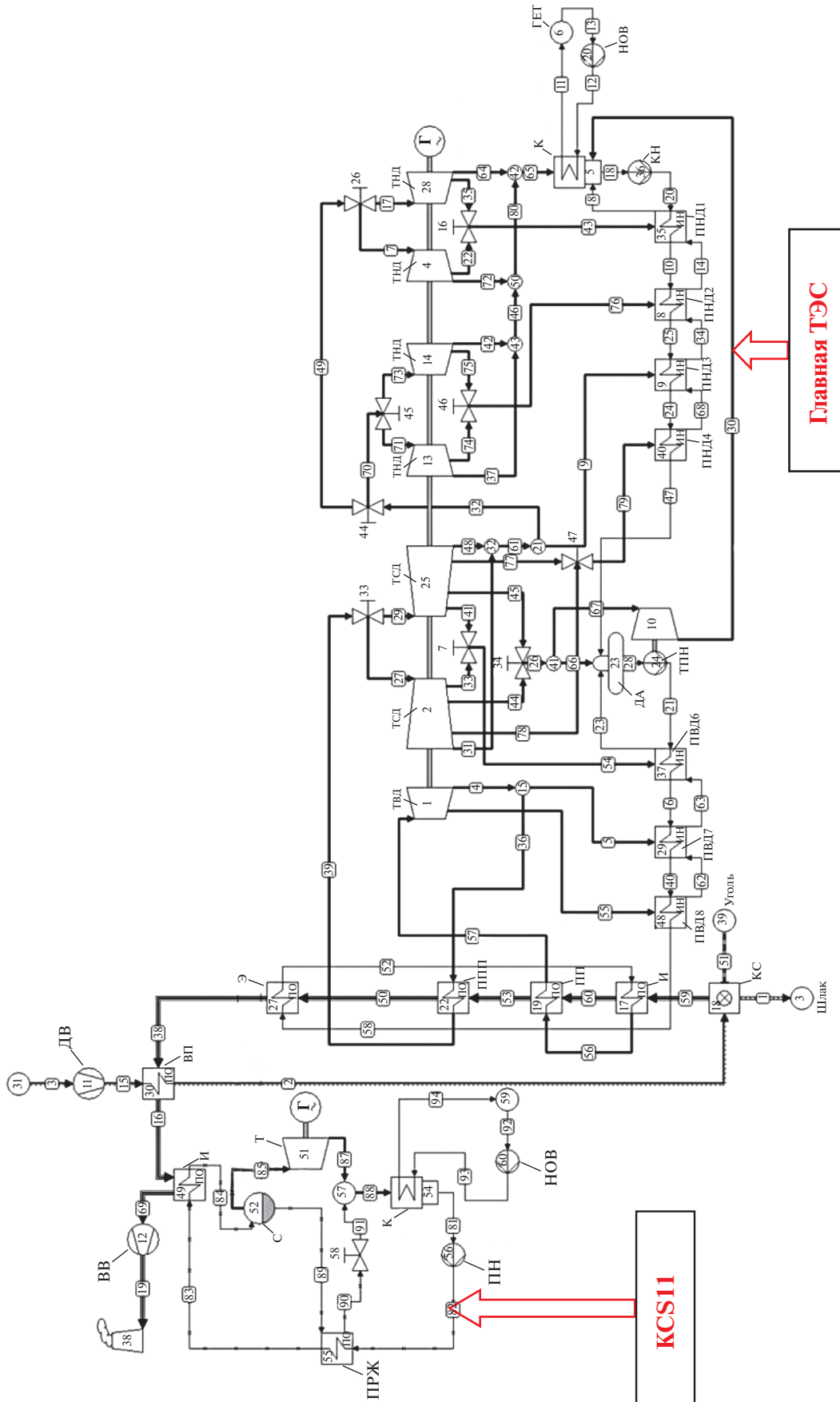


Рис. 1. Тепловая схема сверхкритической пылеугольной ТЭС мощностью 660 МВт с установкой KCS11 (цифрами указаны номера трубопроводов и оборудования)¹. НОВ – насос охлаждающей воды; ГЕТ – градирня с естественной тягой; Г – генератор; ТПН – турбоприводной питательный насос; И – испаритель; ПП – пароперегреватель; ППП – промежуточный пароперегреватель; ПРЖ – подогреватель рабочей жидкости; Т – турбина; С – сепаратор; КС – камера сгорания; Э – экономайзер; ИН – импульсный нагреватель; ПО – пароохладитель

¹ В подрисуночной подписи расшифрованы только основные элементы цепи.

питательный насос и подогреватель рабочей жидкости.

Насыщенная бинарная смесь $\text{NH}_3\text{--H}_2\text{O}$ превращается в пар в испарителе под воздействием тепла нагретых дымовых газов, поступающих из воздухоподогревателя. Затем паровая часть бинарной смеси с высоким содержанием NH_3 направляется в пароперегреватель встроенной системы KCS11, использующей энергию Солнца, или на вход турбины автономной KCS11. После расширения в турбине эта смесь соединяется с поступающей из подогревателя капельной смесью с низким содержанием NH_3 и направляется в конденсатор. Оттуда сконденсировавшаяся бинарная смесь $\text{NH}_3\text{--H}_2\text{O}$ подается питательным насосом в подогреватель, из которого попадает в испаритель. Отсепарированная жидкая часть бинарной смеси применяется для подогрева основной бинарной смеси, используемой в качестве рабочей жидкости.

Вал силовой турбины соединен непосредственно с валом генератора и предназначен для производства электроэнергии. Солнечный нагреватель также выступает в качестве дополнительного источника тепла в KCS11 (рис. 2).

Энергия Солнца требуется для перегрева насыщенной паровой бинарной смеси в солнечном подогревателе, из которого смесь направляется в турбину. В системе солнечного нагрева излучение Солнца отражается от параболических зеркал и падает на поверхность нагрева – жидкий теплоноситель (масло). Горячий теплоноситель применяется для перегрева паровой смеси и нагрева расплавленной соли в аккумуляторе тепла. Эта соль может использоваться в ночное время для повышения температуры масла в теплообменнике, предназначенном для перегрева паровой бинарной смеси. Экономический анализ системы непрямого солнечного нагрева проводится с учетом утроенной мощности солнечного излучения, вырабатываемого в течение 8 ч дневного времени суток [12].

МЕТОДИКА РАСЧЕТА

Алгоритм моделирования предложенной схемы реализован в программе MS Excel Macros. При разработке модели использовались определенные допущения, перечисленные далее.

Допущения

1. Атмосферное давление p_0 принимается равным 0.1013 МПа, температура воздуха $T_0 = 298$ К.
2. Температура дымовых газов на входе в испаритель установки KCS11 и на выходе из него составляет 413 и 403 К соответственно.
3. Конденсат на выходе из конденсатора считается насыщенной жидкостью.

4. Изэнтропический КПД насоса охлаждающей воды равен 85%, питательного насоса – 90%, турбины – 90%.

Термодинамическая модель

Для построения имитационной модели цикла использовали уравнения сохранения массы и энергии.

Прирост энергии в испарителе вследствие отвода тепла от потока нагретых дымовых газов определяли по следующему соотношению:

$$\dot{m}_{mix} (h_{evp}^o - h_{evp}^i) = \dot{m}_{FG} c_{p,FG} (T_{FG}^{evp,i} - T_{FG}^{evp,o}), \quad (1)$$

где \dot{m}_{mix} – массовый расход бинарной водоаммиачной смеси, кг/с; h_{evp}^i, h_{evp}^o – энтальпия смеси на входе в испаритель и выходе из него, кДж/кг; \dot{m}_{FG} – массовый расход дымовых газов, кг/с; $c_{p,FG}$ – удельная теплоемкость дымовых газов при постоянном давлении, кДж/(кг · К); $T_{FG}^{evp,i}, T_{FG}^{evp,o}$ – температура дымовых газов на входе в испаритель и выходе из него, К.

Среднюю логарифмическую разность температур в теплообменнике (HE) рассчитывали по формуле

$$LMDT_{evp} = \frac{\theta_1^{HE} - \theta_2^{HE}}{\ln \left(\frac{\theta_1^{HE}}{\theta_2^{HE}} \right)}, \quad (2)$$

где $\theta_1^{HE} = T_{FG}^{HE,i} - T_{HE}^{feed\,mix,\,out}$; $\theta_2^{evp} = T_{FG}^{HE,o} - T_{HE}^{feed\,mix,\,in}$; $T_{FG}^{HE,i}, T_{FG}^{HE,o}$ – температура дымовых газов на входе в теплообменник и выходе из него, К; $T_{HE}^{feed\,mix,\,in}, T_{HE}^{feed\,mix,\,out}$ – температура рабочей смеси на входе в теплообменник и выходе из него, К.

Степень сухости пара на выходе из турбины вычисляли по выражению

$$x_{kct}^{exit} = \frac{h_{kct}^{exit} - h_{kct\,exhaust\,pr}^{sat,l}}{h_{kct\,exhaust\,pr}^{sat,g} - h_{kct\,exhaust\,pr}^{sat,l}},$$

где h_{kct}^{exit} – энтальпия смеси на выходе из турбины, кДж/кг; $h_{kct\,exhaust\,pr}^{sat,l}, h_{kct\,exhaust\,pr}^{sat,g}$ – энтальпия насыщенных жидкости и газа бинарной смеси на выходе турбины в цикле Калины, кДж/кг.

Изэнтропический КПД турбины с циклом Калины, а также системы, в состав которой входит данный цикл, определяли по формулам

$$\eta_{kct}^{isen} = \frac{h_{kct}^{i/l} - h_{kct}^{exit}}{h_{kct}^{i/l} - h_{kct}^{isen,\,exit}}; \quad (3)$$

$$\eta_{KCS11}^{net} = \frac{\dot{W}_{KCS11}^{net}}{\dot{E}_{KCS11}^{in}}, \quad (4)$$

где $h_{kct}^{i/l}$, h_{kct}^{exit} – энтальпия смеси на входе в турбину и выходе из нее (индекс kct означает Kalina cycle turbine), кДж/кг; $h_{kct}^{isen,exit}$ – изоэнтальпическая энтальпия смеси на выходе турбины, кДж/кг; \dot{W}_{KCS11}^{net} – полезная мощность KCS11, кВт; \dot{E}_{KCS11}^{in} – энергозатраты KCS11, кВт.

Мощность нетто предлагаемой системы рассчитывали как

$$\dot{W}_{KCS11}^{net} = \dot{W}_{KCS11}^T - \dot{W}_{KCS11}^{FP} - \dot{W}_{KCS11}^{CWP}, \quad (5)$$

где \dot{W}_{KCS11}^T – мощность турбины, функционирующей по циклу Калины, кВт; \dot{W}_{KCS11}^{FP} , \dot{W}_{KCS11}^{CWP} – потребляемая мощность питательного насоса и насоса охлаждающей воды в KCS11 соответственно, кВт.

Суммарный подвод энергии от дымовых газов и солнечной энергии определяли по формуле

$$\dot{E}_{KCS11}^{in} = \dot{m}_{FG} c_{p,FG} (T_{FG}^{evp,i} - T_{FG}^{evp,o}) + \dot{Q}_{solar\ heater}^{energy\ input}, \quad (6)$$

где $\dot{Q}_{solar\ heater}^{energy\ input}$ – мощность солнечной энергии, подводимой к солнечному нагревателю, кВт.

Концентрацию NH_3 в отводимой жидкости вычисляли по выражению [5]

$$C_{hrt, ext}^{clean\ NH_3} = \frac{x_v x_{turb, i/l}^{rich\ NH_3} - x_{separator, i/l}^{NH_3}}{x_v - 1}, \quad (7)$$

где x_v – степень сухости пара на входе в сепаратор; $x_{turb, i/l}^{rich\ NH_3}$ – степень сухости пара, насыщенного аммиаком, на входе в турбину; $x_{separator, i/l}^{NH_3}$ – степень сухости пара бинарной смеси на входе в сепаратор.

Общий энергетический КПД электростанции рассчитывали по следующей формуле:

$$\eta_{plant}^{overall} = \frac{[\dot{L}_{power\ gen}^{unit/plant} \times 10^3 + \dot{W}_{KCS11}^{net}]}{\dot{E}_{plant\ boiler}^{fuel\ I/p}} \times 100\%, \quad (8)$$

где $\dot{L}_{power\ gen}^{unit/plant}$ – мощность ТЭС без внедрения установки KCS11, МВт; $\dot{E}_{plant\ boiler}^{fuel\ I/p}$ – мощность, поступающая с топливом (энергия) в главный котел ТЭС, кВт.

Эксергетический КПД установки KCS11 равен

$$\Psi_{KCS11}^{net} = \frac{\dot{W}_{KCS11}^{net}}{\dot{E}x_{KCS11}^{in}}, \quad (9)$$

где $\dot{E}x_{KCS11}^{in}$ – мощность ввода эксергии на KCS11, кВт.

Количество солнечной энергии, поступившей на солнечные панели нагревателей, $\dot{Q}_{solar\ heater}^{energy\ input}$ рассчитывали как

$$\dot{Q}_{solar\ heater}^{energy\ input} = \frac{\dot{Q}_{solar\ heater}^{net\ energy\ output}}{\eta_{collector}}, \quad (10)$$

где $\dot{Q}_{solar\ heater}^{net\ energy\ output}$ – полезная мощность солнечного нагревателя, кВт; $\eta_{collector}$ – КПД солнечного коллектора, принимаемый равным 60% [12].

Расчет эксергии для солнечного нагревателя проводили по формуле [12]

$$\dot{Q}_{solar\ heater}^{exergy\ input} = \left[1 - \frac{4T_a}{3T_s} (1 - 0.28 \ln f) \right] \dot{Q}_{solar\ heater}^{energy\ input}, \quad (11)$$

где T_a – температура окружающей среды, К; T_s – температура Солнца, К.

Эксергетический КПД тепловой электростанции в целом с учетом системы, функционирующей по циклу Калины, определяли по соотношению

$$\Psi_{plant}^{overall} = \frac{[\dot{L}_{power\ gen}^{unit/plant} \times 10^3 + \dot{W}_{KCS11}^{net}]}{\dot{E}x_{plant\ boiler}^{fuel\ I/p}} \times 100\%, \quad (12)$$

где $\dot{E}x_{plant\ boiler}^{fuel\ I/p}$ – мощность, поступающая с топливом (эксергия) в главный котел ТЭС, кВт.

Удельную эксергию угля рассчитывали как [12]²

$$\epsilon_{coal} = (0.9775LHV_{coal} + 2.416) \pm \times (0.0065LHV_{coal} + 0.054), \quad (13)$$

где LHV_{coal} – низшая теплота сгорания, ккал/кг.

Выбросы CO_2 пылеугольной паросиловой ТЭС определяли по формуле

$$CO_2^{emission} = \frac{3.67 \dot{m}_{coal}^{consumption} \left[C + A \left(0.80 \frac{C_{C_{FA}}}{100} + 0.20 \frac{C_{C_{BA}}}{100} \right) \right]}{100}, \quad (14)$$

где $\dot{m}_{coal}^{consumption}$ – массовый расход угля, кг/с; массовое содержание, %: C – угля, A – золы, образовавшейся при сжигании угля, $C_{C_{FA}}$, $C_{C_{BA}}$ – несгоревшего угля в летучей золе и шлаке соответственно.

В рамках исследования был принят следующий состав угля, % (по массе):

C.....	34.46
H ₂	2.43
O ₂	6.90
N ₂	0.60
S.....	0.40
Влага.....	12.00
Зола.....	43.21

² Формула (13) приводится в виде, указанном в [12].

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

После успешного моделирования системы и ее проверки были получены следующие результаты.

Сравнение эксплуатационных характеристик установки KCS11, интегрированной в ТЭС и использующей солнечную энергию, и автономной KCS11 на основе энергетических и эксергетических показателей

Исследование энергетических и эксергетических характеристик предложенных систем и их сопоставление выполнено на основе результатов

моделирования работы основной ТЭС при ее полной нагрузке. Расчетные данные для систем KCS11 представлены в табл. 1. Показано, что автономная KCS11, в котором используется только тепло дымовых газов пылеугольной ТЭС мощностью 660 МВт на сверхкритические параметры пара, имеет электрическую мощность примерно 519.498 кВт при КПД нетто 6.106%. В результате показатели энергетического и эксергетического КПД нетто всей ТЭС возрастают на 0.032 и 0.023% соответственно. При внедрении KCS11, функционирующей на солнечной энергии, энергетический и эксергетический КПД системы по-

Таблица 1. Рабочие параметры надстройки KCS11 для утилизации тепла дымовых газов с использованием и без использования солнечного излучения для пылеугольной ТЭС мощностью 660 МВт на сверхкритические параметры пара

Параметр	Система KCS1 с использованием солнечного излучения	Автономная система KCS11
Массовый расход дымовых газов через испаритель, кг/с	706.219	706.219
Температура дымовых газов, К:		
на входе в испаритель	413.740	413.740
на выходе из испарителя	403.000	403.000
Температура паровой смеси, К:		
на входе в турбину	424.931	384.891
на выходе из испарителя	384.931	384.891
Давление паровой смеси на входе в турбину, МПа	1.7537	1.7537
Температура конденсата на входе, К:		
в испаритель	306.512	306.602
в подогреватель	299.325	299.543
Давление отбора горячей смеси на входе в подогреватель, МПа	1.7537	1.7537
Температура отбора горячей смеси на входе в подогреватель, К	367.336	367.220
Температура капельной жидкости в горячей смеси на выходе из подогревателя, К	342.879	343.245
Массовый расход бинарной смеси, кг/с:		
на входе в турбину	4.886	4.886
на выходе из конденсатора	7.376	7.381
Массовый расход отбираемой бинарной смеси, кг/с	2.490	2.496
Расход охлаждающей воды в конденсаторе, кг/с	92.798	92.798
Температура охлаждающей воды, К:		
на входе в конденсатор	298.000	298.000
на выходе из конденсатора	324.443	322.987
Давление в конденсаторе, МПа	0.7416	0.7465
Температура на выхлопе турбины, К	358.202	351.338
Температура бинарной смеси, К:		
на входе в конденсатор	334.065	331.773
на выходе из конденсатора	299.157	299.375
Удельный объем жидкой бинарной смеси на входе в питательный насос, м ³ /кг	0.002	0.002
Подвод энергии в KCS11, кВт	9374.674	8507.584
Потери энергии в KCS11, кВт	7397.100	7002.947
Мощность нетто, кВт	647.432	519.498
КПД нетто цикла, %	6.906	6.106

Таблица 2. Энергетический баланс системы KCS11

Параметр	Без использования солнечного излучения	При использовании солнечного излучения
КПД брутто, %	6.439	7.227
Потери, %:		
в конденсаторе	82.316	78.908
в испарителе	11.244	10.166
в солнечном нагревателе	–	3.700

Таблица 3. Эксергетический баланс системы KCS11

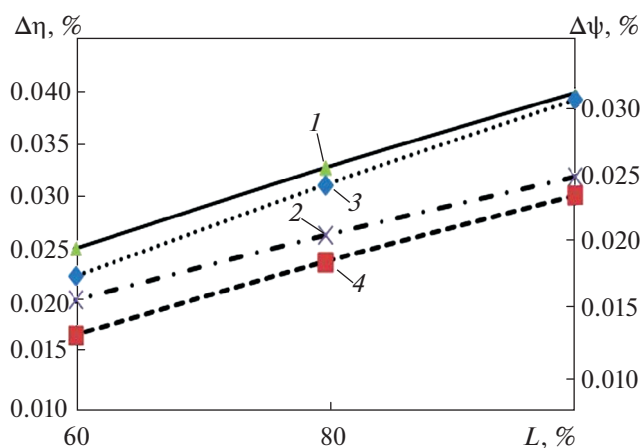
Параметр	Без использования солнечного излучения	При использовании солнечного излучения
КПД брутто, %	23.829	23.213
Потери в конденсаторе, %	11.776	10.349
Потери эксергии, %:		
в турбине	2.481	2.419
в подогревателе	1.420	1.139
в испарителе	39.217	30.275
в конденсаторе	21.277	16.964
в солнечном подогревателе	–	15.640

вышаются примерно на 0.008 и 0.007%. Энергия Солнца увеличивает электрическую мощность нетто до 647.43 кВт вследствие перегрева бинарной смеси приблизительно на 40 К.

Данные табл. 2, 3 показывают, что в автономной системе основные потери энергии и эксергии приходятся на конденсатор (82.316%) и испаритель (39.217%). Аналогичные результаты получе-

ны и для установки KCS11, использующей энергию Солнца, но здесь потери ниже – 78.908 и 30.275% соответственно. Также установлено, что энергетические характеристики цикла Калины, в котором задействована солнечная энергия, выше, чем у автономной KCS11, вследствие снижения давления выхлопных газов в турбине. При этом ухудшаются эксергетические характеристики солнечного нагревателя, что приводит к уменьшению эксергетического КПД установки KCS11, функционирующей на энергии Солнца, по сравнению с автономной KCS11, в которой эта энергия не применяется.

На рис. 3 показано влияние частичной нагрузки на основные характеристики установки: уменьшается расход дымовых газов и, следовательно, электрическая мощность KCS11, в которой используется солнечная энергия. Энергетический и эксергетический КПД обеих предложенных систем KCS11 возрастают при снижении нагрузки (рис. 4). Из рисунка также следует, что наклон зависимости эксергетического КПД нетто системы от нагрузки при ее уменьшении увеличивается сильнее по сравнению с наклоном аналогичной зависимости для энергетического КПД. При повышении нагрузки возрастает расход паровой бинарной смеси, что приводит к увеличению противодавления в конденсаторе (рис. 5), причем наиболее заметный рост противодавления наблюдается при изменении нагрузки от 80 до 100% номинального значения. Этот показатель вызывает изменения энер-

**Рис. 3.** Зависимость КПД основной ТЭС от ее нагрузки L .

Энергетический $\Delta\eta$ (1, 2) и эксергетический $\Delta\psi$ (3, 4) КПД ТЭС, на которой установлена: 1, 3 – KCS11, работающая на солнечной энергии; 2, 4 – автономная KCS11 (не использующая солнечную энергию)

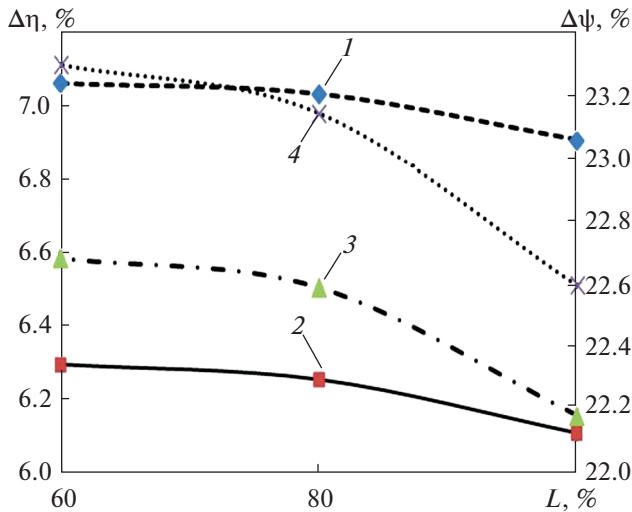


Рис. 4. Влияние нагрузки ТЭС на КПД системы KCS11. Энергетический $\Delta\eta$ (1, 2) и эксергетический $\Delta\psi$ (3, 4) КПД установки KCS11: 1, 3 – работающей на солнечной энергии; 2, 4 – автономной (без использования солнечной энергии)

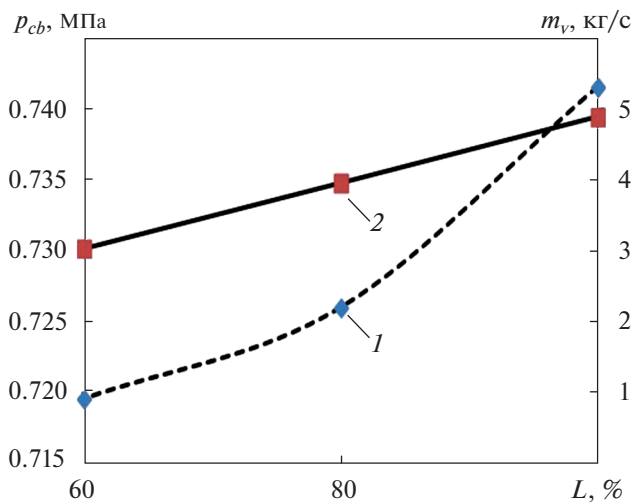


Рис. 5. Зависимость режимных параметров системы KCS11, в которой используется солнечная энергия. 1 – давление в конденсаторе p_{cb} ; 2 – массовый расход пара m_v

гетического и эксергетического КПД систем KCS11 в зависимости от их нагрузки.

Результаты расчета энергетических и эксергетических показателей представлены в табл. 4. При падении нагрузки уменьшаются относительные потери энергии из-за более низкого давления в конденсаторе, что приводит к относительным уменьшению подвода энергии (см. табл. 4) и увеличению потерь эксергии.

Воздействие на окружающую среду

Пылеугольные ТЭС – основной источник выбросов CO_2 в окружающую среду. Размещение установки KCS11, функционирующей на солнечной энергии, позволит уменьшить расход угля на основной ТЭС и сократить таким образом объем выбросов вредных веществ в атмосферу. Показано, что благодаря применению данной системы, обеспечивающей перегрев паровой смеси на 40 К, можно уменьшить ежегодные выбросы CO_2 примерно на 1089.58 т, что в 1.25 раза превышает сокращение выбросов при использовании системы KCS11 без использования солнечной энергии. Объем выбросов CO_2 уменьшается при снижении нагрузки основной ТЭС. Также получено, что при любых условиях эксплуатации установка KCS11, работающая на солнечной энергии, превосходит по своим эксплуатационным характеристикам автономную KCS11. Согласно рис. 6, при “росте” перегрева увеличиваются энергетический и эксергетический КПД нетто и снижаются выбросы CO_2 на ТЭС. Однако при этом повышается стоимость электроэнергии, поэтому для экологически безопасного и экономически выгодного производства электроэнергии требуется оптимизация цикла ТЭС в целом. Следует отметить, что предложенная система, в которой используется энергия Солнца, позволяет сократить выбросы и других вредных веществ: например, ежегодные выбросы SO_2 , взвешенных твердых частиц и NO_x уменьшаются примерно на 8798, 653 и 7095 кг соответственно.

Таблица 4. Анализ эксплуатационных показателей предлагаемой системы при разных нагрузках

Нагрузка, % (номинальной)	KCS11, в которой используется солнечная энергия					Автономная KCS11				
	R_{en}^{int}	R_{en}^{rej}	R_{ex}^{int}	R_{ex}^{rej}	R_{ex}^{dest}	R_{en}^{int}	R_{en}^{rej}	R_{ex}^{int}	R_{ex}^{rej}	R_{ex}^{dest}
100	13.837	10.918	4.308	0.0073	0.2573	15.529	12.783	4.197	0.49419	2.702
80	13.555	10.689	4.220	0.0074	0.2571	15.119	12.439	4.086	0.38780	2.698
60	13.440	10.597	4.184	0.0074	0.2574	14.940	12.289	4.037	0.28975	2.748

Примечание. R_{en} , R_{ex} – относительные энергия и эксергия; индексы *rej* – от англ. rejection (подавление энергии/эксергии), *int* – от англ. input (чистый вклад энергии в турбогенераторный цикл); *dest* – от англ. destruction (эксергетическое разрушение).

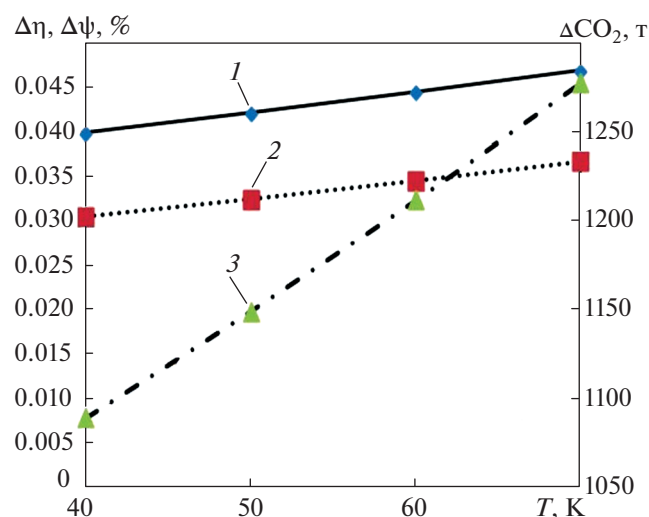


Рис. 6. Влияние перегрева паровой смеси T на КПД [энергетический (1) и эксергетический (2)] тепловой электростанции и ежегодные выбросы углекислого газа ΔCO_2 (3)

Влияние на экономические показатели

При оценке экономических показателей предложенной системы утилизации тепла дымовых газов (установки KCS11, работающей на солнечной энергии) предполагалось, что коэффициент использования установленной мощности и коэффициент эксплуатационной готовности оборудования составляют 0.90, а также учитывались затраты на покупку оборудования, монтажные и пусконаладочные работы. Процентная ставка и амортизационные отчисления принимались равными 14 и 10% суммарных капитальных затрат [7] соответственно. Капитальные затраты на теплообменники рассчитывались по степенной зависимости, приведенной в [6]. Результаты оценки затрат, связанных с внедрением рассматриваемой установки KCS11, представлены в табл. 5. Предполагалось, что расходы на строительные-монтажные работы, составляют 30% общих затрат, а на монтаж оборудования – 35% стоимости KCS11 [7].

Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание системы KCS11 принимали равными

Таблица 5. Затраты, дол., на покупку оборудования и выполнение строительно-монтажных работ для размещения установки KCS11 на ТЭС при коэффициенте эксплуатационной готовности оборудования 90%

Показатель	Перегрев смеси, К / мощность брутто KCS11, кВт		
	0/547.84	40/677.51	52/721.13
Покупка:			
испарителя (включая сепаратор)	16752.15	17756.63	18044.93
конденсатора	32189.34	33264.46	33558.86
подогревателя	1418.14	1432.77	1439.26
турбины	283.50	283.50	283.50
питательного насоса	719.65	719.65	719.65
насоса охлаждающей воды	755.33	755.33	755.33
генератора	14700.00	14700.00	14700.00
Трубопроводная обвязка (ее стоимость составляет 10% стоимости оборудования)	6681.81	6891.23	6950.15
Монтажные работы (механическое оборудование)	22049.98	22741.07	22935.51
Строительные работы нулевого цикла	22049.98	22741.07	22935.51
Установка оборудования	25724.97	26531.25	26758.10
Система косвенного солнечного нагрева	0	893702.17	1156583.95
Полные капитальные затраты	143324.85	1041519.15	1305664.76
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (ежегодные)	12853.80	15896.22	16919.71
Амортизационные отчисления (ежегодные)	14332.49	104151.91	130566.48
Выплата процентов от суммы займа в банке	14045.84	14486.06	14609.92
Ежегодные постоянные затраты	41232.13	134534.20	162096.11
Суммарные среднегодовые затраты	184556.98	1176053.34	1467760.87
Суммарный ежегодный доход	140172.37	89807.60	76690.17

0.003 дол/(кВт · ч) [8]. Далее приведены экономические показатели, полученные при оценке полной приведенной стоимости электроэнергии, вырабатываемой системой непрямого солнечного нагрева при перегреве на 40 К:

Капитальные затраты на систему непрямого солнечного нагрева, дол/кВт.....	6985.63
Срок службы, лет.....	25
Учетная ставка.....	0.12
Коэффициент окупаемости капиталовложений.....	0.13
Ежегодные капитальные затраты, дол/кВт...890.67	
Коэффициент использования мощности ТЭС.....	0.90
Среднегодовая выработка электроэнергии, кВт · ч/кВт.....	7884.00
Постоянные капитальные затраты на систему, дол/(кВт · ч).....	0.11
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание системы, дол/(кВт · ч).....	0.02
Среднегодовая стоимость вырабатываемой электроэнергии, дол/(кВт · ч).....	0.13
Эквивалентная учетная ставка при уровне инфляции 2%.....	0.10
Коэффициент нормирования.....	1.17
Приведенная стоимость эксплуатации и технического обслуживания, дол/кВт.....	0.02
Полная приведенная стоимость электроэнергии, дол/кВт.....	0.13

Согласно представленным данным, стоимость электроэнергии, выработанной установкой KCS11, функционирующей на энергии Солнца, будет равна примерно 0.025 дол/(кВт · ч), срок ее окупаемости – приблизительно 11.6 года, что превышает срок окупаемости автономной системы KCS11 (табл. 6). Полная приведенная стоимость электроэнергии [12], полученной дополнительно при использовании солнечной энергии, составит 0.13 дол/(кВт · ч) при перегреве паровой смеси на 40 К, что на 8.5% меньше стоимости электроэнергии, полученной на солнечной электростанции [16]. Положительная рентабельность инвестиций – хороший показатель для

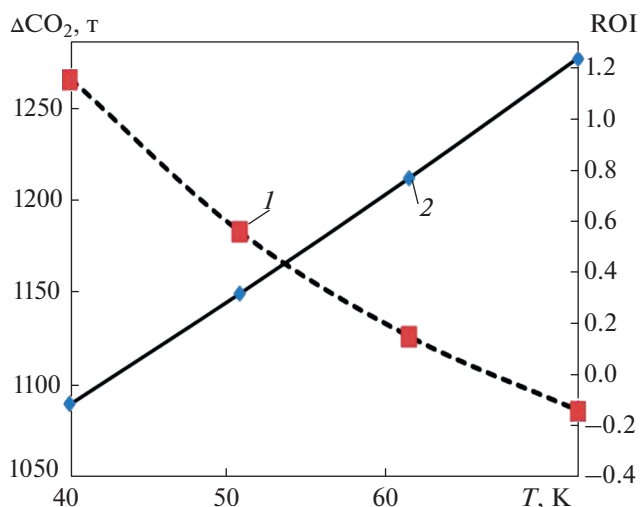


Рис. 7. Влияние перегрева паровой смеси на рентабельность инвестиций (ROI) (1) и ежегодные выбросы CO₂ (2)

промышленного освоения и широкого применения этой технологии в целях защиты окружающей среды. Увеличение перегрева приводит к снижению выбросов CO₂, но одновременно ухудшает рентабельность инвестиций (рис. 7).

Точка пересечения двух графиков (см. рис. 7) позволяет определить оптимальный перегрев паровой смеси (около 52 К), обеспечивающий энергоэффективную и не оказывающую негативного воздействия на окружающую среду выработку электроэнергии. Для поддержки концепции развития экологически чистой энергетики оптимальным будет перегрев, при котором максимально сокращаются выбросы CO₂ и сохраняется минимальное положительное значение рентабельности – 0.47. Ориентироваться нужно именно на этот показатель, а не на большой срок окупаемости (примерно 17 лет).

ВЫВОДЫ

1. Потери энергии с уходящими дымовыми газами на пылеугольной ТЭС мощностью 660 МВт на сверхкритические параметры пара снижены путем внедрения установки KCS11, в которой ис-

Таблица 6. Экономические показатели системы KCS11

Показатель	Перегрев смеси, К/мощность брутто KCS11, кВт		
	0/547.84	40/677.51	52/721.13
Среднегодовая выработка электроэнергии, кВт · ч	4319 154.64	5 341 471.29	5 685 387.66
Стоимость электроэнергии, дол/(кВт · ч)	0.010	0.025	0.029
Срок окупаемости, лет	1.02	11.60	17.03
Рентабельность капиталовложений (для срока службы 25 лет)	23.45	1.16	0.47
Коэффициент окупаемости, %	75.95	7.64	5.22

пользуется солнечная энергия. Благодаря этой системе было дополнительно выработано 647.43 кВт электроэнергии и тем самым увеличены энергетический и эксергетический КПД нетто ТЭС на 0.040 и 0.030% соответственно при перегреве паровой смеси на 40 К на входе в турбину системы KCS11.

2. В системах, основанных на цикле Калины, наибольшие потери энергии и эксергии происходят в конденсаторе и испарителе соответственно. Система KCS11, в которой используется солнечная энергия, имеет более низкий эксергетический КПД по сравнению с автономной KCS11.

3. Установка KCS11, функционирующая на солнечной энергии, при перегреве паровой смеси на 40 К позволяет сократить ежегодные выбросы CO₂ примерно на 1089.58 т при эксплуатации основной ТЭС на полной нагрузке, что почти в 1.25 раза больше, чем снижение выбросов, достигнутое автономной системой KCS11 без солнечного нагрева.

4. Стоимость электроэнергии, вырабатываемой системой KCS11, в которой используется солнечная энергия, составляет 0.025 дол/(кВт · ч) при простом сроке окупаемости 11.6 года, что превышает соответствующее значение для автономной системы KCS11. Однако приведенная стоимость электроэнергии, произведенной системой KCS11, функционирующей с солнечным нагревателем, при перегреве паровой смеси на 40 К равняется 0.13 дол/(кВт · ч), что на 8.5% меньше, чем для автономной солнечной электростанции.

5. Для внедрения и поддержки концепции развития экологически чистой энергетики оптимальным будет перегрев паровой смеси на 52 К, при котором максимально сокращаются выбросы CO₂ и сохраняется минимальное положительное значение рентабельности – 0.47. И именно на него, а не на большой срок окупаемости (примерно 17 лет) и следует ориентироваться.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Experimental** investigations into power generation with low grade waste heat and R245fa Organic Rankine Cycles (ORCs) / L. Li, Y.T. Ge, X. Luo, S.A. Tassou // *Appl. Therm. Eng.* 2013. V. 115. P. 815–824. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.01.024>
2. **Experimental** and theoretical analysis of Goswami cycle operating at low temperature heat sources / G. Demirkaya, R.V. Padilla, A. Fontalvo, A. Bula, Y.D. Goswami // *J. Energy Res. Technol.* 2018. V. 140. Is. 7. P. 072005. <https://doi.org/10.1115/1.4039376>
3. **Optimization** of supercritical CO₂ Brayton cycle gas turbine exhaust heat recovery using genetic algorithm / A. Khadse, L. Blanchette, J. Kapat, S. Vasu, J. Hossein, A. Donazzolo // *J. Energy Res. Technol.* 2018. V. 140. Is. 7. P. 071601. <https://doi.org/10.1115/1.4039446>
4. **The performance** of the Kalina Cycle System 11 (KCS-11) with low-temperature heat sources / H.D.M. Hettiarachchi, M. Golubovic, W.M. Worek, Y. Ikegami // *J. Energy Res. Technol.* 2007. V. 129. Is. 3. P. 243–247. <https://doi.org/10.1115/1.2748815>
5. **Srinivas T., Reddy B.V.** Thermal optimization of a solar thermal cooling cogeneration plant at low temperature heat recovery // *J. Energy Res. Technol.* 2014. V. 136. Is. 2. P. 021204. <https://doi.org/10.1115/1.4026202>
6. **Energy** and exergy analyses of a new combined cycle for producing electricity and desalinated water using geothermal energy / M. Akbari, S.M.S. Mahmoudi, M. Yari, M.A. Rosen // *Sustainability.* 2014. V. 6. Is. 4. P. 1796–1820. <https://doi.org/10.3390/su6041796>
7. **Exergetic** and economic comparison of ORC and Kalina cycle for low temperature enhanced geothermal system in Brazil / C.E.C. Rodriguez, J.C.E. Palacio, O.J. Venturini, E.E.S. Lora, V.M. Cobas, D.M. dos Santos, F.R.L. Dotto, V. Gialluca // *Appl. Therm. Eng.* 2013. V. 52. Is. 1. P. 109–119. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2012.11.012>
8. **Khankari G., Karmakar S.** Power generation from coal mill rejection using Kalina cycle // *J. Energy Res. Technol.* 2016. V. 138. Is. 5. P. 052004. <https://doi.org/10.1115/1.4033425>
9. **Xu F., Goswami D.Y.** Thermodynamic properties of ammonia-water mixtures for power-cycle applications // *Energy.* 1999. V. 124. Is. 6. P. 525–536. [https://doi.org/10.1016/S0360-5442\(99\)00007-9](https://doi.org/10.1016/S0360-5442(99)00007-9)
10. **Nag P.K., Gupt A.V.S.K.S.** Exergy analysis of Kalina cycle // *Appl. Therm. Eng.* 1998. V. 18. Is. 6. P. 427–439. [https://doi.org/10.1016/S1359-4311\(97\)00047-1](https://doi.org/10.1016/S1359-4311(97)00047-1)
11. **Singh O.K., Kaushik S.C.** Energy and exergy analysis and optimization of Kalina cycle coupled with coal fired steam power plant // *Appl. Therm. Eng.* 2013. V. 51. Is. 1–2. P. 787–800. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2012.10.006>
12. **Suresh M.V.J.J., Reddy K.S., Kollar A.K.** 4-E (Energy, Exergy, Environment, and Economic) analysis of solar thermal aided coal-fired power plants // *Energy Sustainable Dev.* 2010. V. 14. Is. 4. P. 267–279. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2010.09.002>
13. **Performance** analysis of a Rankine cycle integrated with the Goswami combined power and cooling cycle / R.V. Padilla, A.R. Archibold, G. Demirkaya, S. Besarati, D.Y. Goswami, M.M. Rahman, E.L. Stefanakos // *J. Energy Res. Technol.* 2012. V. 134. Is. 3. P. 032001. <https://doi.org/10.1115/1.4006434>
14. **Mollen E., Christidis A., Tsatsaronis G.** Increasing the flexibility of combined heat and power plants with heat pumps and thermal energy storage // *J. Energy Res. Technol.* 2018. V. 140. Is. 2. P. 020907. <https://doi.org/10.1115/1.4038461>
15. **Simulation** of cogeneration-combined cycle plant flexibilization by thermochemical energy storage / M. Ange-re, M. Djukow, K. Riedl, S. Gleis, H. Spliethoff // *J. Energy Res. Technol.* 2018. V. 140. Is. 2. P. 020909. <https://doi.org/10.1115/1.4038666>
16. **Cost** of solar power generation. Press Information Bureau Government of India, Ministry of New and Renewable Energy. 08.06.2017. <http://pib.nic.in/news-ite/PrintRelease.aspx?relid=137919>

Comparative 4E-analysis of A KCS11 with and without Solar Energy for Fluegas Waste Heat Recovery in a Coal-fired Power Plant

Goutam Khankari^{a,*}, Sumit Srivastava^b, Rajib Khan^b, D. V. Rajan^c, and Dinesh Kr. Singh^b

^a R&D Section, Damodar Valley Corporation (DVC), Kolkata, 700054 India

^b RE & EE Department, Damodar Valley Corporation (DVC), Kolkata, 700054 India

^c HR Department, Damodar Valley Corporation (DVC), Kolkata, 700054 India

*e-mail: goutam.khankari@dvc.gov.in

Abstract—A comparative performance analysis of a Kalina Cycle System 11 (KCS11) without and with solar energy is done based on 4E-analysis (energy, exergy, environment, and economic) for generating additional electricity from fluegas waste energy of a 660 MWe Supercritical (SupC) coal-fired power plant. The result shows that the integration of solar assisted KCS11 with main steam power plant increases the net plant energy and exergy efficiencies by about 0.04 and 0.03% points, respectively due to additional electricity generation of 647.43 kW at 40 K of superheat. Condenser and evaporator are the maximum contributor of energy and exergy losses, respectively in the proposed systems. Energetic performance of solar assisted Kalina cycle is higher than the standalone KCS11 due to decrease in turbine exhaust pressure and additional poor exergetic performance of solar heater causes less exergy efficient of solar assisted KCS11 compared to standalone KCS11. Use of solar integrated KCS11 reduces the annual CO₂ emission by about 1089.58 t at full load which is nearly 1.25 times higher than the standalone KCS11. The Levelized Cost of Electricity (LCoE) for producing additional electricity by solar energy at 40 K of super-heat is about 0.13 \$/kWh which is 8.5% lower value compared to the solar thermal power plant.

Keywords: coal-fired power plant, environment, economic, fluegas heat, solar heater, supercritical, KCS11, binary mixture, carbon dioxide, capital cost, cost of power generation