

УДК 532.529: 517.4

ОСНОВНЫЕ КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ И СПОСОБЫ ИХ РЕАЛИЗАЦИИ ПРИ ПЕРЕВОДЕ ЭНЕРГООБЛОКОВ 300 МВт С АНТРАЦИТОВОГО ШТЫБА НА УГЛИ ГАЗОВОЙ ГРУППЫ

Б.Б.Рохман, докт. техн. наук

Институт угольных энерготехнологий НАН Украины,

04070, г. Киев, ул. Андреевская 19, тел. +38-044-425-53-77, e-mail: Brolene@yahoo.com

Разработаны различные схемы реконструкции существующей пылесистемы котла ТПП-210А блока № 4 Трипольской ТЭС со сбросом отработанного сушильного агента в основные горелки (малозатратные технологии) или в зону охлаждения, расположенную над предтопком, и за котел (среднезатратные технологии). Показаны преимущества среднезатратных технологий над малозатратными, в частности, обеспечение высокого уровня пожаро- и взрывобезопасности, безшлаковой работы ширм и минимизации аварийных впрысков за счет перераспределения соотношения расходов сушильного агента, поступающих в зону охлаждения и за котел, широкого диапазона изменения нагрузки энергоблока от 150 до 285 МВт. Показаны два способа перехода энергоблока на нагрузку 180 МВт: 1) путем перевода обоих корпусов на нагрузку 60% от номинальной, без подсветки мазутом (маневренный режим); 2) за счет остановки одного из корпусов и повышения нагрузки второго корпуса до 165 МВт (базовый режим). Библ. 5, табл. 2, рис. 3.

Ключевые слова: котел, сушка, система пылеприготовления, уголь, ошипованная зона, сушильный агент, шлак, горелка.

MAIN CONCEPTUAL SOLUTIONS AND METHODS OF THEIR IMPLEMENTATION WHEN CHANGING THE 300 MW ENERGY UNITS FROM BURNING ANTHRACITE CULM TO BURNING COAL OF THE GAS GROUP

Rokhman B.B., Doctor of Technical Sciences, Leading researcher,

Coal Energy Technology Institute NAS of Ukraine,

04070, Kiev, Andreevskaya street 19, Tel.: +38-044-425-53-77, E-mail: Brolene@yahoo.com

Various schemes have been developed for reconstructing the existing dust-system of the TPP-210A boiler of Unit № 4 of the Trypillia TPP with the discharge of the spent drying agent into the main burners (low-cost technologies) or into the cooling zone located above the pre-furnace and behind the boiler (medium-cost technologies). The advantages of medium-cost technologies over low-cost are shown, in particular, ensuring a high level of fire and explosion safety, slag-free operation and minimization of emergency injections due to redistribution of the ratio of drying agent entering the cooling zone and behind the boiler, a wide range of unit load changes from 150 to 285 MW. Two ways of switching the power unit to a load of 180 MW are shown: 1) by changing both bodies to a load of 60% of the nominal load without lighting with oil fuel (maneuvering mode); 2) by stopping one of the bodies and increasing the load of the second body to 165 MW (basic mode). Referenses 5., tabl. 2., fig. 3.

Key words: boiler, drying, dust preparation system, coal, studded zone, drying agent, slag, burner.



Рохман Б.Б.

Rokhman B.

Сведения об авторе: ведущий научный сотрудник Института угольных энерготехнологий НАН Украины, доктор технических наук. Биографические данные Рохмана Б.Б. размещены в известных мировых изданиях "Who's Who in Science and Engineering" и "2000 Outstanding Intellectuals of the 21st Century".

Образование: Новочеркасский политехнический институт.

Область научных интересов: Математическое моделирование аэродинамики, тепломассообмена и химического реагирования полидисперсного ансамбля твердого

Information about the author: the leading researcher of the Institute of Coal Energy Technologies of the NAS of Ukraine, Doctor of Technical Sciences. Biographical information of Rokhman B.B. is published in well-known world directories "Who's Who in Science and Engineering" and "2000 Outstanding Intellectuals of the 21st Century".

Education: Novocherkassk Polytechnic Institute.

Research interests: Mathematical modeling of aerodynamics, heat and mass transfer and chemical reaction of a polydisperse ensemble of solid fuel in chamber and layer furnaces, in

© Б.Б.Рохман, 2018

топлива в камерных и слоевых топках, в реакторах с циркулирующим кипящим слоем и в кипящем слое.

Публикации: более 90 научных работ, из них 27 работ содержатся в наукометрической базе Scopus и 4 в наукометрической базе Web of Science.
ORCID 0000-0002-1270-6102

В работе [1] подробно описана разработанная методика расчета на базе нормативных материалов [2, 3], позволяющая детально исследовать различные схемы реконструкций существующих пылесистем и определять их влияние на работу парогенератора. Для проверки адекватности модели в [1] были произведены сопоставления результатов расчета с паспортными данными котла ТПП-210А и экспериментальными значениями Трипольской ТЭС и ЦКТИ, полученными на парогенераторе ТПП-210А. Там же подробно описаны котлоагрегат ТПП-210А блока № 4 Трипольской ТЭС и существующая индивидуальная система пылеприготовления с промежуточным бункером пыли и шаровой барабанной мельницей Ш-50, предназначенной для размола взрывобезопасного угля АШ. Кроме того, в [1] изложены основные принципы модернизации существующей пылесистемы котла ТПП-210А блока № 4 Трипольской ТЭС для сжигания газового угля марок Г и ДГ-100.

Постановка задачи. В настоящей работе на базе сформулированных в [1] основных положений модернизации существующей пылесистемы котлоагрегата ТПП-210А блока № 4 Трипольской ТЭС были разработаны и обоснованы различные схемы реконструкции системы пылеприготовления, различающиеся способом сушки газового угля и местом сброса отработанного сушильного агента (СА): 1) сушка газоздушнoй смесью, состоящей из дымовых газов, отобранных после водяного экономайзера (ВЭ), горячего воздуха, отобранного после регенеративного вращающегося воздухоподогревателя (РВП), и рециркулирующего СА, со сбросом отработанного СА в основные горелки; 2) сушка продуктами сгорания, отобранными после ВЭ, и рециркулирующим СА со сбросом отработанного СА в основные горелки; 3) сушка дымовыми газами, отобранными после ВЭ и РВП, и рециркулирующим

reactors with a circulating fluidized bed and in the fluidized bed.

Publications: more than 90 scientific papers, 27 of them are contained in the science-based Scopus database and 4 in the science-based Web of Science database.

ORCID 0000-0002-1270-6102

СА со сбросом отработанного СА в зону охлаждения, расположенную над предтопком, и за котел.

Первые две схемы сушки относятся к малозатратным технологиям (минимальные капвложения), третья – к средnezатратным технологиям, где удается достичь оптимального соотношения цены и качества. Превышение цены средnezатратных технологий над малозатратными оправдано тем, что средnezатратные технологии позволяют решать более широкий спектр задач, в частности: 1) обеспечивать устойчивое жидкое шлакоудаление при стабильной работе котла ТПП-210А в диапазоне изменения нагрузки энергоблока от 150 до 285 МВт без подсветки мазутом; 2) регулировать температуру газов на выходе из топки для предотвращения шлакования ширм путем изменения расхода впрыска отработанного СА в охлажденную зону, расположенную над предтопком; 3) регулировать температуру вторичного пара на выходе из котла за счет парового теплообменника и изменения соотношения расходов отработанного СА, поступающих в зону охлаждения и за котел, что минимизирует аварийные впрыски во вторичном тракте; 4) повышение маневренности энергоблока за счет быстрой глубокой разгрузки двух корпусов до нагрузки 50% от номинальной без подсветки мазутом с последующим, при необходимости, быстрым наращиванием нагрузки до 285 МВт. При сжигании АШ минимальная нагрузка энергоблока с котлом ТПП-210А достигалась путем останова одного из корпусов, что препятствовало быстрому набору нагрузки энергоблока до 285 МВт, т. е. маневренность энергоблока была ограничена; 5) предусмотрены два способа перевода двухкорпусного энергоблока на нагрузку 180 МВт: 1) путем разгрузки обоих корпусов до 60% от номинальной (маневренный режим); 2) за счет полной остановки одного корпуса энергоблока и повышения нагрузки второго корпуса до 165 МВт (базовый режим).

Малозатратные технологии (рис. 1). Из бункера угля поз. 1 сырое дробленое топливо марки ДГ-100 в количестве 65,75 т/ч (на одну мельницу, табл. 1, вариант 1) с помощью питателя поз. 5 подается в мельницу Ш-50 поз. 7, где происходит его сушка в газовом объеме и размол угля до пылевидного состояния. В качестве СА используется смесь из 74,5% дымовых газов поз. 24, отобранных после ВЭ поз. 22 с температурой 422 °С с помощью дымососа рециркуляции газов поз. 30 и 25,5% отработанного рециркулирующего запыленного СА с температурой 90 °С поз. 25. Далее двухфазный поток транспортируется по пылепроводу в сепаратор поз. 8, где мелкие частицы отделяются от крупных. Последние возвращаются в мельницу на домол, а мелкодисперсная пыль и газы вводятся в циклон поз. 9, где газ отделяется от частиц. Мелкодисперсная фаза направляется в промежуточный бункер пыли поз. 10, а запыленный СА с помощью мельничного вентилятора поз. 11 в количестве 90074 м³/ч с температурой 90 °С используется в качестве агента, транспортирующего пыль к основным горелкам поз. 15, и 30831 м³/ч агента направляется на рециркуляцию. Угольная пыль из бункера поз. 10 с помощью аэрационного питателя поз. 29 в соотношении 80–100 кг пыли на кг транспортирующего агента подается в пылепровод поз. 33, где смешивается с 74,5% отработанного СА, вследствие чего массовая концентрация пыли снижается до 0,64 кг/кг. В этом случае вместо аэрационных пылепитателей поз. 29 целесообразно использовать лопастные. При такой организации процесса сушки эффективная температура среды в предтопке $t_{эф} = 1584$ °С оказывается на 150–160 ниже, чем при сжигании АШ [1] из-за двух факторов: 1) тепловые напряжения объема в зоне I $q_1 = 450785$ ккал/(ч·м³) ниже допустимых 650000–750000 ккал/(ч·м³), так как существующий объем предтопка в 1,6 раза выше необходимого при сжигании углей газовой группы. Нали-

чие излишнего объема в предтопке не компенсируется уменьшением коэффициента тепловой эффективности экранов ψ с 28,2% (АШ) до 24,1% (газовый уголь).

Необходимо отметить, что значение коэффициента ψ при сжигании газовых углей у котла ТПП–210А, имеющего топку с пережимом, на 20% выше, чем у парогенератора с открытой топкой ТП–100. Это говорит о том, что в парогенераторе ТПП–210А больше выделенного тепла расходуется на подогрев рабочей среды, чем в котлоагрегате ТП–100. Поэтому в топке котла ТПП–210А сложнее организовывать устойчивое жидкое шлакоудаление при сжигании газового угля, чем в открытой топке парогенератора ТП–100; 2) рециркулирующие дымовые газы после пылесистемы направляются в основные горелки. Известно, что 1% рециркулирующих дымовых газов снижает адиабатическую температуру горения $t_{ад}$ на 10°С.

Устойчивое жидкое шлакоудаление в этом случае оценивалось двумя способами: 1) температура газов на выходе из предтопка $t_{zon1}'' = 1575$ °С выше, чем минимальная температура факела $t_{ф,мин} = 1573$ °С, при которой начинается непрерывное вытекание шлака из летки топочной камеры, т.е. выполняется неравенство $t_{zon1}'' \geq t_{ф,мин}$ [4]. При этом разность температур $\Delta t = t_{н,ж} - t_0 = 57$ °С ($t_{н,ж}$ – нормального жидкого шлакоудаления, t_0 – температура истинно жидкого состояния), от которой зависит значение $t_{ф,мин}$ лежит в допустимом интервале $\Delta t = 50–70$ °С [5]; 2) согласно [4] температура жидкого шлака $t_{slag} = t_{эф} - 130 = 1454$ °С больше, чем температура $t_{н,ж} \approx 1440$ °С [1].

Температура газов на выходе из топки $t_T'' = 1180$ °С ниже температуры начала шлакования для угля марки ДГ-100 – $t_{н,шл} = 1268 \pm 30$ °С [1], что говорит о безшлаковочной работе поверхностей нагрева, расположенных в горизонтальном газоходе и конвективной шахте.

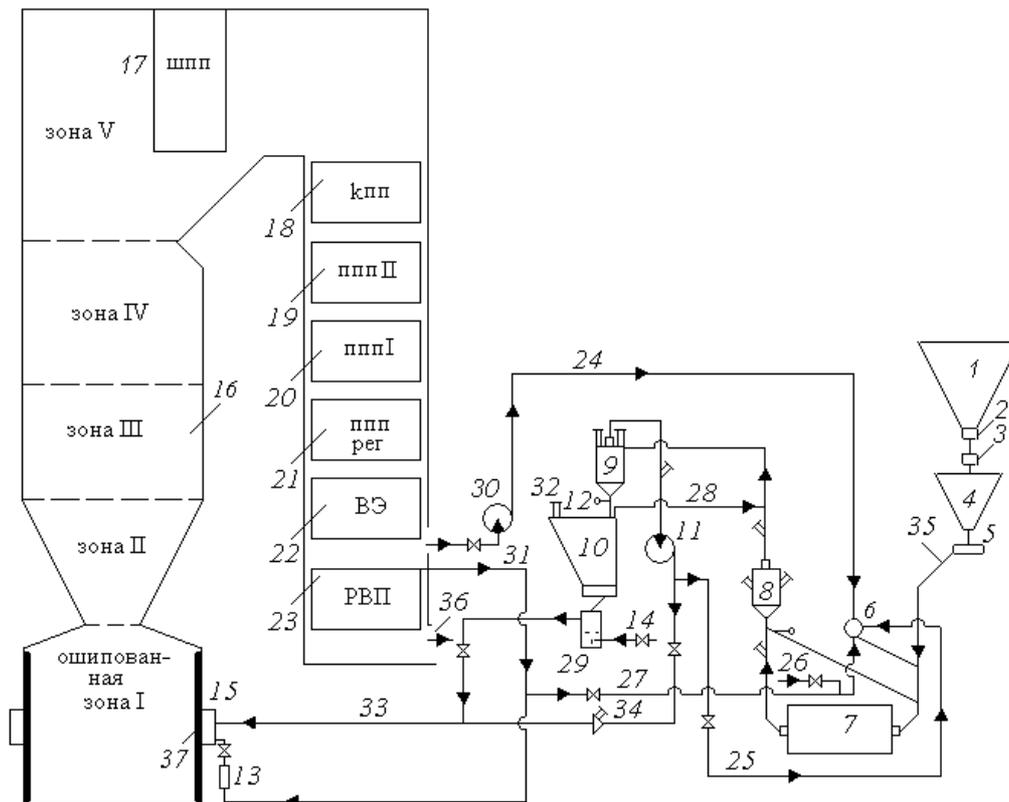


Рис. 1. Схема реконструкции индивидуальной системы пылеприготовления котлоагрегата ТПП-210А с промежуточным бункером пыли и шаровой барабанной мельницей Ш-50 и газозвушной сушкой газового угля марок Г и ДГ-100: 1 – бункер угля; 2 – отсекающий шибер; 3 – автовесы; 4 – весовой бункер; 5 – питатель угля; 6 – смеситель; 7 – шаровая барабанная мельница; 8 – сепаратор; 9 – циклон; 10 – бункер пыли; 11 – мельничный вентилятор; 12 – мигалка; 13 – короб вторичного воздуха; 14 – оживляющий агент; 15 – основные горелки; 16 – топка; 17 – ширмовый пароперегреватель (шпп); 18 – выходная ступень острого пара (кпп); 19 – выходная ступень вторичного пара (пппII); 20 – первая ступень вторичного пара (пппI); 21 – регулировочная ступень промежуточного пароперегревателя; 22 – водяной экономайзер (ВЭ); 23 – регенеративный вращающийся воздухоподогреватель (РВП); 24 – трубопровод рециркуляции дымовых газов; 25 – трубопровод рециркуляции отработанного СА; 26 – клапан присадки холодного воздуха; 27 – трубопровод горячего воздуха на сушку; 28 – трубопровод влагоотсоса; 29 – аэрационный питатель; 30 – дымосос рециркуляции газов (ДРГ); 31 – трубопровод горячего воздуха; 32 – взрывной клапан; 33 – пылепровод к основным горелкам; 34 – короб первичного воздуха; 35 – течка сырого угля; 36 – уходящие газы; 37 – шлак.

Fig.1. The scheme of the individual pulverization system reconstruction of the boiler TPP-210A with the intermediate dust bunker and the ball mill Sh-50 and gas-air drying of the coals of G and DG-100 grades: 1 – coal bunker; 2 – cutting gate; 3 – automatic scales; 4 – weighing hopper; 5 – coal feeder; 6 – the mixer; 7 – ball mill; 8 – separator; 9 – cyclone; 10 – dust bunker; 11 – mill fan; 12 – flasher; 13 – a box of secondary air; 14 – fluidizing agent; 15 – main burners; 16 – furnace; 17 – screen superheater (unn); 18 – output stage of hot steam (knn); 19 – output stage of secondary steam (nnnII); 20 – first stage of secondary steam (nnnI); 21 – regulating stage of intermediate superheater; 22 – water economizer (BЭ); 23 – regenerative rotating air heater (PBP); 24 – pipeline of flue gases recirculation; 25 – recirculation line of spent drying agent; 26 – cold air additive valve; 27 – hot air line for drying; 28 – the pipeline of the moisture pump; 29 – aeration feeder; 30 – smoke exhauster of recirculating gases (ДРГ); 31 – hot air line; 32 – the explosive valve; 33 – dust line to the main burners; 34 – box of primary air; 35 – raw coal flow; 36 – outgoing gases; 37 – slag.

Уровень пожаро- и взрывобезопасности пылесистемы оценивался по трем критериям: 1) значение объемной концентрации окислителя в отработанном СА с учетом присосов воздуха в пылесистему 7,75% менее 16%; 2) запас по температуре СА во избежание конденсации водяных паров составляет 12 °С; 3) скорости газозвеси в пылепроводах (при расходе СА 120905 м³/ч) ле-

жат в требуемых диапазонах, выбранных из условия невыпадения пыли на стенки трубопроводов.

При сушке дымовыми газами угля марки Г (табл. 1, вариант 2), температура СА на входе в пылесистему на 133 °С ниже, чем в варианте 1 из-за меньшего количества испаренной влаги $\Delta W^p = 3,6\%$ по сравнению с углем марки ДГ-100 – $\Delta W^p = 9,9\%$ [1]. Это достигается путем повы-

шения расхода рециркулирующего запыленного СА в 2,5 раза, что естественно будет сказываться на организации режимов работы пылесистемы. Здесь уровень температур в предтопке на 40 °С выше, чем в варианте 1 за счет меньшего значения коэффициента рециркуляции дымовых газов $r_{\text{рец}} = 4,1\%$ (табл. 1, ср. варианты 1 и 2). Указанные выше критерии пожаро- и взрывобезопасности пылесистемы в варианте 2 выполняются.

Одним из способов повышения уровня температур в предтопке при сжигании угля марки ДГ-100 является уменьшение коэффициента $r_{\text{рец}}$ за счет частичного замещения доли дымовых газов в СА горячим воздухом. В этом случае газозвоздушная смесь на входе в Ш-50 формируется из трех компонентов: 53,6% дымовых газов, отобранных после ВЭ с температурой 419 °С, 25% горячего воздуха с температурой 393 °С поз. 27 и 21,4% рециркулирующего отработанного СА с температурой 90 °С (табл. 1, вариант 3). Предложенная схема сушки уменьшает коэффициент $r_{\text{рец}}$ с 8,46% до 6,03%, вследствие чего температуры $t_{\text{ад}}$ и $t_{\text{эф}}$ повышаются на 33 °С и 22 °С, соответственно, содержание кислорода во влажном СА в конце пылесистемы возрастает на 3,55% (табл. 1, ср. варианты 1 и 3).

При размоле угля марки Г температуру СА на входе в пылесистему следует уменьшить на 30 °С за счет впрыска 10% холодного воздуха, что влечет за собой возрастание объемной концентрации окислителя в отработанном СА до 13,58% (табл. 1, ср. варианты 3 и 4).

Как отмечалось выше, подача рециркулирующих дымовых газов в основные горелки приводит к снижению температур $t_{\text{ад}}$, $t_{\text{эф}}$ и $t_{\text{зонл}}''$, из-за чего происходит сужение диапазона регулирования нагрузки энергоблока. Расчеты показывают, что для угля марки Г минимальная нагрузка энергоблока, при которой обеспечивается устойчивое жидкое шлакоудаление ($t_{\text{н.ж}} \approx 1350$ °С [1], $t_{\text{slag}} = t_{\text{эф}} - 130 = 1462$ °С и $t_{\text{зонл}}'' = 1538$ °С $\geq t_{\text{ф, мин}} = 1536$ °С при $\Delta t = t_{\text{н.ж}} - t_0 = 84$ °С) при стабильной работе котла ТПП-210А составляет 210 МВт (табл. 1, вариант 5). Для угля марки ДГ-100 диапазон регулирования нагрузки энергоблока еще уже из-за большего количества рециркулирующих

дымовых газов, поступающих в основные горелки, и более высокой температуры $t_{\text{н.ж}}$. Необходимо подчеркнуть, что малозатратные технологии не позволяют регулировать температуру газов на выходе из топки для предотвращения шлакования ширм. Температура вторичного пара регулируется за счет аварийных впрысков (например, на котлоагрегате ТПП-210А блока № 4 Трипольской ТЭС), что приводит к неоправданному снижению к.п.д. котла.

Среднезатратные технологии (рис. 2). Для устранения перечисленных недостатков была разработана новая концепция реконструкции пылесистемы котла ТПП-210А блока № 4 Трипольской ТЭС. Ее преимущества перед малозатратными технологиями описаны выше. Новая концепция базируется на пяти основных технических решениях: 1) высококонцентрированная подача сухой угольной пыли азрационнным питателем поз. 29 в основные горелки поз. 15 в соотношении 80–100 кг пыли на 1 кг транспортирующего агента, что минимизирует поступление инертных газов в активную зону; 2) в ошипованную зону подается высушенное топливо, у которого низшая теплота сгорания выше, чем у сырого угля; 3) глубокая очистка отработанного СА от пыли (до 99,9%) за счет установки после циклона поз. 9 рукавных циклонных фильтров поз. 36 способствует повышению уровня температур в предтопке и снижению мехнедожога; 5) ввод отработанного СА в сбросные горелки поз. 38 и за котел поз. 39. В этом случае продукты сгорания не оказывают влияния на выгорание пыли в ошипованной зоне, препятствуют затягиванию факела в охладительную зону и тем самым защищают ширмы от шлакования. Кроме того, такое техническое решение позволяет уменьшить избыток воздуха в предтопке, что повышает эффективность выгорания угольной пыли.

Применение среднезатратной технологии для угля марки ДГ-100 приводит к повышению адiabатической температуры горения с 1909 °С до 2178 °С, температуры газов на выходе из предтопка с 1575 °С до 1704 °С, эффективной температуры среды в предтопке с 1584 °С до 1764 °С, что позволяет существенно расширить диапазон изменения нагрузки энергоблока от 150 до 285 МВт (табл. 1, ср. варианты 1 и 6).

Среднезатратные технологии позволяют регулировать температуры газов на выходе из топки и вторичного пара за счет изменения соотношения расходов отработанного СА, поступающих в зону II и за котел. Продемонстрируем это на примере. При сбросе всего отработанного СА в зону II температура $t_T'' = 1136 \text{ }^\circ\text{C}$, что влечет за собой перераспределение тепловосприятий по первичному и вторичному трактам (табл. 1, вариант б). Из рис. 3 а видно, что для поддержания заданной температуры пара $545 \text{ }^\circ\text{C}$ перед цилин-

дром высокого давления тепловосприятия первичного тракта недостаточно, в то время как во вторичном – избыток тепла. Для устранения этого недостатка необходимо 60% отработанного СА подать в зону II и 40% за котел (табл. 1, вариант 7, рис. 2, поз. 38 и 39). При этом температура $t_T'' = 1161 \text{ }^\circ\text{C}$, вследствие чего тепловосприятие по первичному тракту повышается и минимизируются аварийные впрыски во вторичном тракте (рис. 3 б).

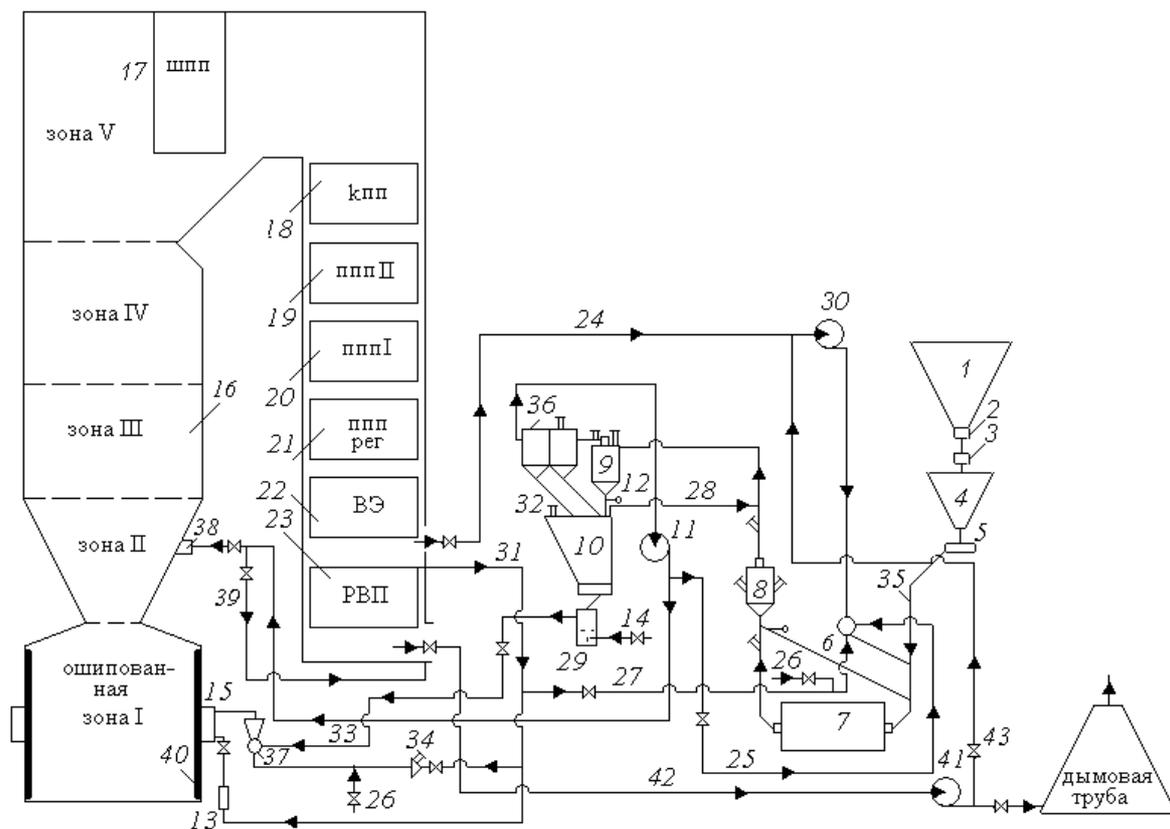


Рис. 2. Схема реконструкции индивидуальной системы пылеприготовления котлоагрегата ТПП-210А с промежуточным бункером пыли и шаровой барабанной мельницей Ш-50 и газовой сушкой газового угля марок Г и ДГ-100: Обозначения 1 – 35 те же, что на рис. 1; 36 – рукавный циклонный фильтр; 37 – эжектор; 38 – сбросные горелки; 39 – трубопровод сброса СА в газоход за котлом; 40 – шлак; 41 – существующий дымосос; 42 – трубопровод рециркуляции дымовых газов; 43 – регулирующий шибер.

Fig. 2. The scheme of the individual pulverization system reconstruction of the boiler TPP-210A with the intermediate dust bunker and the ball mill Sh-50 and gas drying of the coals of G and DG-100 grades: The notation 1 – 35 is the same as in Fig. 1; 36 – baghouse filter; 37 – ejector; 38 – discharge burners; 39 – pipeline of drying agent discharge into the flue behind the boiler; 40 – slag; 41 – existing smoke exhauster; 42 – flue gas recirculation pipeline; 43 – adjusting slide.

При сбросе всего отработанного СА за котел по трубопроводу рециркуляции дымовых газов поз. 39 (рис. 2) температура уходящих газов уменьшается до 119 °С, вследствие чего возникает опасность коррозии поверхностей нагрева воздухоподогревателя (табл. 1, вариант 8). Для устранения этой причины необходимо предварительно подогреть холодный воздух, поступающий в воздухоподогреватель, путем установки калорифера и организации рециркуляции горячего воздуха.

В вариантах 9 и 10 (табл. 1) показана реализация новой концепции реконструкции пылесистемы котла ТПП-210А для угля марки Г. В варианте 9 сушка газового угля производится трехкомпонентной смесью, которая формиру-

ется из продуктов сгорания, отобранных после ВЭ поз. 24 и РВП поз. 42 (рис. 2) с температурами 417 °С и 161 °С в количестве 36,9% и 30%, соответственно, и 33,1% отработанного рециркулирующего СА с температурой 110 °С. В варианте 10 СА состоит из двух компонентов: 34% дымовых газов, отобранных после ВЭ, и 66% рециркулирующего СА с температурой 95 °С. Недостатком варианта 10 является большое количество рециркулирующего СА 77200 м³/ч по сравнению с углем марки ДГ-100 – 34216 м³/ч, что затрудняет организацию надежной работы пылепровода рециркуляции СА (табл. 1, ср. варианты 6 и 10). В этом случае предпочтительней выглядит вариант 9.

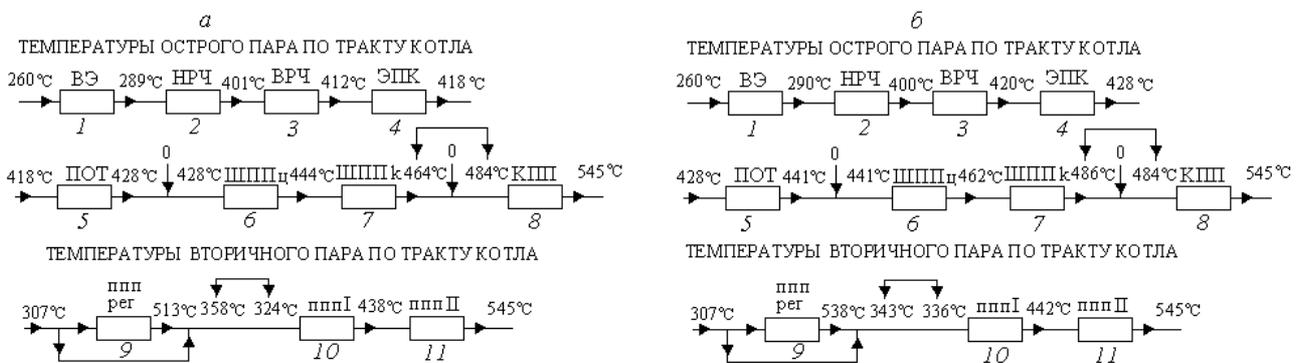


Рис. 3. Распределение расчетных температур первичного и вторичного пара по тракту котла ТПП-210А для вариантов 6 (а) и 7 (б): 1 – водяной экономайзер (ВЭ); 2 – нижняя радиационная часть (НРЧ); 3 – верхняя радиационная часть (ВРЧ); 4 – экраны поворотной камеры (ЭПК); 5 – потолок (ПОТ); 6 – ширмовый пароперегреватель (ШППЦ – центральные ширмы); 7 – ширмовый пароперегреватель (ШППК – крайние ширмы); 8 – выходная ступень острого пара (кпп); 9 – регулировочная ступень промежуточного пароперегревателя; 10 – первая ступень вторичного пара (пппI); 11 – выходная ступень вторичного пара (пппII).

Fig. 3. Distribution of design temperatures of primary and secondary steam along the boiler path of the TPP-210A steam generator for variants 6 (a) and 7 (b): 1 – water economizer (BЭ); 2 – low radiation part (НРЧ); 3 – upper radiation part screen (ВРЧ); 4 – screens of the rotary chamber (ЭПК); 5 – ceiling (ПОТ); 6 – superheater (ШППЦ – central screens); 7 – superheater (ШППК – side screens); 8 – output stage of hot steam (кпп); 9 – regenerative rotating air heater (РВП); 10 – the first stage of secondary steam (пппI); 11 – output stage of secondary steam (пппII).

На низких нагрузках энергоблока 210 МВт и 180 МВт при сжигании углей марок Г и ДГ-100 удается достичь устойчивого жидкого шлакоудаления при стабильной работе котла ТПП-210А, так как уровень температур в предтопке несколько выше, чем при нагрузке 285 МВт (табл. 1, ср. варианты 1, 2 и 11–14). На минимальной нагрузке энергоблока 150 МВт при сжигании угля марки Г ($t_{н.ж} \approx 1350$ °С [1]) удается обеспечить непрерывное вытекание шлака из летки топki ($t_{зонл}^{II} =$

$= 1521$ °С $\geq t_{ф,мин} = 1489$ °С при $\Delta t = t_{н.ж} - t_0 = 50$ °С; табл. 1, вариант 16). При этом содержание O_2 в отработанном СА составляет 10,66%.

Новая концепция предусматривает два способа перевода двухкорпусного энергоблока на нагрузку 180 МВт: 1) при работе энергоблока в маневренном режиме оба корпуса переводятся на нагрузку 60% от номинальной без подсветки мазутом с последующим, при необходимости, быстрым наращиванием нагрузки до 285 МВт;

2) при работе энергоблока в базовом режиме один корпус энергоблока останавливается, другой – переходит на нагрузку 165 МВт. Исследования показывают, что при такой организации процесса сжигания угля марки ДГ-100 температурный уровень в предтопке близок к значениям температур, приведенным в паспорте котла ТПП–210А, тепловые напряжения объема 530885 ккал/(ч·м³) меньше допустимых, температура $t''_T = 1209$ °С ниже $t_{н.шл} = 1268 \pm \pm 30$ °С, температура металла стенки труб НРЧ, выполненных из стали 12Х1МФ, не превышает

495 °С (табл. 1, вариант 17). Для обеспечения этого режима необходимо модернизировать существующий дымосос. Ориентировочная стоимость модернизации составляет 20–30% от стоимости дымососа. В этом случае максимальная нагрузка энергоблока увеличивается до 330 МВт. Необходимо отметить, что такой режим невозможно организовать при малозатратных технологиях, так как температура газов на выходе из топки оказывается близка к температуре начала шлакования.

Таблица 1. Результаты расчетов вариантов 1-10 парогенератора ТПП-210А блока № 4 Трипольской ТЭС и системы пылеприготовления (на один корпус)

Table 1. Calculations results of variants 1-10 of steam generator TPP-210A block 4 of Tripillya power station and the dust preparation system (per one body)

Наименование величин	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Характеристики котла										
Технологии	малозатратные					среднезатратные				
Марка угля	ДГ-100	Г	ДГ-100	Г	Г	ДГ-100	ДГ-100	ДГ-100	Г	Г
Нагрузка энергоблока, МВт	285	285	285	285	210	285	285	285	285	285
Полный расход угля на котел, кг/ч	65751	59310	65955	59314	43459	66220	65919	65516	60004	59331
Состав СА на входе в пылесистему	дымовые газы	дымовые газы	дымовые газы, воздух	дымовые газы, воздух	дымовые газы, воздух	дымовые газы	дымовые газы	дымовые газы	дымовые газы	дымовые газы
Место подачи рециркулирующих газов в котел	основные горелки	основные горелки	основные горелки	основные горелки	основные горелки	в зону II	40% за котел 60% в зону II	за котел	в зону II	в зону II
Место отбора дымовых газов в котле	после ВЭ	после ВЭ	после ВЭ	после ВЭ	после ВЭ	после ВЭ	после ВЭ	после ВЭ	после ВЭ и РВП	после ВЭ
Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки	1,174	1,177	1,17	1,165	1,147	1,216	1,182	1,13	1,215	1,2014
Средняя тепловая нагрузка радиационных поверхностей в предтопке, ккал/(ч·м ²)	135866	142641	140291	146321	123847	175408	174091	171106	170960	169249
Тепловое напряжение объема предтопка, ккал/(ч·м ³)	450785	449180	449922	449177	329109	457179	455104	452323	456191	451080
Допустимое тепловое напряжение объема предтопка, ккал/(ч·м ³)	650000-750000									

Наименование величин	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Адиабатическая температура горения, °С	1909	1968	1942	1996	1972	1883/ 2178	1994/ 2172	2078	1896/ 2151	1950/ 2147
Эффективная температура среды в предтопке, °С	1584	1624	1606	1641	1592	1764	1758	1748	1746	1741
Температура газов на выходе из предтопка, °С	1575	1604	1590	1616	1538	1704	1700	1691	1692	1687
То же из топки, °С	1180	1185	1181	1185	1074	1136	1161	1179	1148	1159
То же из шпп, °С	1058	1058	1056	1057	944	1023	1039	1047	1033	1038
То же из поворотной камеры, °С	1000	999	998	997	886	971	982	985	980	982
То же из кпп, °С	833	829	829	826	735	818	818	812	823	820
То же из пппII, °С	710	692	706	689	627	691	686	678	693	689
То же из пппI, °С	573	560	571	558	525	563	559	553	562	560
То же из регулировочной ступени ппп, °С	518	505	515	503	437	494	505	487	493	497
То же из экономайзера, °С	422	410	419	407	357	430	431	420	417	417
То же из горячей части РВП, °С	194	190	191	188	173	196	188	164	203	189,9
То же из холодной части РВП (уходящие газы), °С	151	147	148	146	136	152	142	119	161	147,5
Температура горячего воздуха на выходе из РВП, °С	397	384	393	383	342	403	398	377	395	390
Характеристики пылесистемы										
Температура отработанного СА, °С	90	95	90	95	95	90	90	90	110	95
Температура точки росы в пылесистеме, °С	73	71	70	66	66	77,5	77,5	77,5	69	71
Количество испаренной влаги, кг/кг	0,101	0,03673	0,101	0,03673	0,03673	0,101	0,101	0,101	0,03673	0,03673
Количество СА на один кг сырого угля на входе в пылесистему, кг/кг	1,124	1,34	1,1354	1,344	1,8725	1,1499	1,1546	1,16	1,2774	1,3439
Температура СА на входе в пылесистему, °С	342	209	340	210	185	337	337	335	244	210
Доля горячего воздуха от количества СА на входе в пылесистему, %	–	–	25	15	15	–	–	–	–	–
Доля холодного воздуха от количества СА на входе в пылесистему, %	–	–	–	10	10	–	–	–	–	–
Доля рециркулирующего отработанного СА от количества СА на входе в пылесистему, %	25,5	65,18	21,4	50,5	52,3	29	29,46	27,5	33,1	66

Наименование величин	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Доля газов, отобранных после ВЭ, от количества СА на входе в пылесистему, %	74,5	34,82	53,6	24,5	22,7	71	70,54	72,5	36,9	34
Доля газов, отобранных после РВП, от количества СА на входе в пылесистему, %	–	–	–	–	–	–	–	–	30	–
Расход влажного СА в конце пылесистемы, м ³ /ч	120905	119103	119485	118333	119905	117988	117557	117593	116961	116970
Содержание кислорода во влажном СА в конце пылесистемы, %	7,75	8,8	11,3	13,58	13,68	8,41	8,23	7,75	9,88	9,1
Коэффициент рециркуляции газов, отобранных после ВЭ	8,46	4,1	6,03	2,88	3,8	7,46	7,38	8,81	3,79	3,8
То же после РВП	–	–	–	–	–	–	–	–	2,7	–
Минимально допустимая температура СА по условиям конденсации водяных паров, °С	78	76	75	71	71	82,5	82,5	82,5	74	76
Запас по температуре СА в конце установки, °С	12	19	15	24	24	7,5	7,5	7,5	36	19

Таблица 2. Результаты расчетов вариантов 11-17 парогенератора ТПП-210А блока № 4 Трипольской ТЭС и системы пылеприготовления (на один корпус)

Table 2. Calculations results of variants 11-17 of steam generator TPP-210A block 4 of Tripillya power station and the dust preparation system (per one body)

Наименование величин	Номер варианта						
	11	12	13	14	15	16	17
Характеристики котла							
Технологии	среднезатратные						
Марка угля	ДГ-100	Г	ДГ-100	Г	ДГ-100	Г	ДГ-100
Нагрузка энергоблока, МВт	210	210	180	180	150	150	330
Полный расход угля на котел, кг/ч	48771	44280	41618	37868	34566	31367	76896
Состав СА на входе в пылесистему	дымовые газы	дымовые газы	дымовые газы	дымовые газы	дымовые газы	дымовые газы	дымовые газы
Место подачи рециркулирующих газов в котел	в зону II	в зону II	в зону II	в зону II	в зону II	в зону II	в зону II
Место отбора дымовых газов в котле	после ВЭ	после ВЭ и РВП	после ВЭ	после ВЭ и РВП	после ВЭ	после ВЭ и РВП	после ВЭ
Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки	1,246	1,253	1,2658	1,274	1,2946	1,304	1,2304
Средняя тепловая нагрузка радиационных поверхностей в предтопке, ккал/ (ч·м ²)	148538	144620	135296	132790	121325	119035	184654
Тепловое напряжение объема предтопка, ккал/ (ч·м ³)	336713	336649	287328	287901	238642	238478	530885

Наименование величин	Номер варианта						
	11	12	13	14	15	16	17
Допустимое тепловое напряжение объема предтопка, ккал/ (ч·м ³)	650000-750000						
Адиабатическая температура горения, °С	1820/ 2160	1814/ 2128	1778/ 2149	1776/ 2122	1738/ 2140	1721/ 2115	1949/ 2158
Эффективная температура среды в предтопке, °С	1713	1695	1685	1671	1656	1642	1768
Температура газов на выходе из предтопка, °С	1623	1611	1579	1571	1529	1521	1730
То же из топки, °С	1020	1028	960	970	894	899	1209
То же из шпп, °С	912	918	856	864	798	801	1093
То же из поворотной камеры, °С	861	867	808	816	752	756	1039
То же из кпп, °С	732	736	693	698	654	657	872
То же из пппІІ, °С	632	634	608	611	586	588	729
То же из пппІ, °С	528	529	519	518	514	513	588
То же из регулировочной ступени ппп, °С	455	450	424	436	411	412	527
То же из экономайзера, °С	398	383	375	371	365	353	451
То же из горячей части РВП, °С	190	193	184	190	181	185	201
То же из холодной части РВП (уходящие газы), °С	146	155	142	152	139	149	156
Температура горячего воздуха на выходе из РВП, °С	378	368	360	360	353	346	418
Характеристики пылесистемы							
Температура отработанного СА, °С	90	110	90	110	90	110	90
Температура точки росы в пылесистеме, °С	77,5	69	77,5	69	77,5	69	72,6
Количество испаренной влаги, кг/кг	0,101	0,03673	0,101	0,03673	0,101	0,03673	0,101
Количество СА на один кг сырого угля на входе в пылесистему, кг/кг	1,614	1,76931	1,91379	2,0752	2,3312	2,503	1,008
Температура СА на входе в пылесистему, °С	277	215	251,8	204	227	193	365
Доля рециркулирующего отработанного СА от количества СА на входе в пылесистему, %	41,2	37,21	45	39,8	51,6	41,76	25,5
Доля газов, отобранных после ВЭ, от количества СА на входе в пылесистему, %	58,8	32,79	55	30,2	48,4	28,24	74,5
Доля газов, отобранных после РВП, от количества СА на входе в пылесистему, %	–	30	–	30	–	30	–
Расход влажного СА в конце пылесистемы, м ³ /ч	118543	118438	118538	118397	118668	117865	121320
Содержание кислорода во влажном СА в конце пылесистемы, %	8,99	10,27	9,22	10,45	9,5	10,66	8,41
Коэффициент рециркуляции газов, отобранных после ВЭ	8,5	4,51	9,31	4,79	9,8	5,268	6,155

Наименование величин	Номер варианта						
	11	12	13	14	15	16	17
То же после РВП	–	3,673	–	4,26	–	5,07	–
Минимально допустимая температура СА по условиям конденсации водяных паров, °С	82,5	74	82,5	74	82,5	74	77,6
Запас по температуре СА в конце установки, °С	7,5	36	7,5	36	7,5	36	12,4

Примечание. В числителе приведены значения адиабатической температуры горения для подсушенного угля при избытке воздуха в предтопке без учета рециркуляции дымовых газов, в знаменателе – для сырого угля при избытке воздуха на выходе из топки с учетом рециркуляции дымовых газов.

Выводы. 1. Разработаны и обоснованы различные схемы реконструкции существующей пылесистемы котла ТПП-210А (малозатратные и средnezатратные технологии) для сжигания газового угля марок ДГ-100 и Г и исследовано влияние этих схем на работу парогенератора.

2. Показано, что при организации процесса сушки газовых углей газовоздушной смесью концентрации окислителя в отработанном СА и уровень температур в предтопке выше на 3,6–4,8% и 17–22 °С, чем при сушке дымовыми газами, вследствие чего уровень пожаро- и взрывобезопасности пылесистемы понижается, а интервал изменения нагрузки энергоблока несколько возрастает.

3. Показано, что интервал регулирования нагрузки энергоблока при использовании малозатратных технологий значительно уже по сравнению со средnezатратными технологиями.

4. Показано, что малозатратные технологии не позволяют регулировать температуру газов на выходе из топки для предотвращения шлакования ширм, а температура вторичного пара регулируется за счет аварийных впрысков, что приводит к неоправданному снижению к.п.д. котла.

5. Разработана новая концепция реконструкции пылесистемы котла ТПП–210А для угля марок Г и ДГ-100 (средnezатратные технологии) с сушкой дымовыми газами, отобранными после ВЭ и РВП, и рециркулирующим СА со сбросом СА в зону охлаждения, расположенную над предтопком и за котел. Такая организация процесса сушки обеспечивает высокий уровень пожаро- и взрывобезопасности, безшлаковочную работу ширм, широкий диапазон изменения на-

грузки энергоблока от 150 до 285 МВт, регулирования температур газов на выходе из топки и вторичного пара.

6. Новая концепция предусматривает два способа перехода двухкорпусного энергоблока на нагрузку 180 МВт: 1) путем перевода обоих корпусов на нагрузку 60% от номинальной без подсветки мазутом (маневренный режим); 2) за счет остановки одного из корпусов энергоблока и повышения нагрузки второго корпуса до 165 МВт. При этом параметры котла ТПП–210А не превышают допустимых значений (базовый режим).

1. *Рохман Б. Б.* Исследование различных схем реконструкции проектной системы пылеприготовления при переводе парогенератора ТПП-210А блока № 4 Трипольской ТЭС с АШ на газовый уголь марок Г и ДГ-100 // *Відновлювана енергетика*. - 2017. - № 4. - С. 6-26.

2. *Кузнецов Н.В., Митор В.В. и др.* Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод) – М.: Энергия, 1973. – 296 с.

3. *Соколов Н.В., Кисельгоф М.Л.* Расчет и проектирование пылеприготовительных установок котельных агрегатов (Нормативные материалы) – Л.: ОНТИ ЦКТИ, 1971. – 313 с.

4. *Вербовецкий Э.Х., Жмерика Н.Г.* Методические указания по проектированию топочных устройств энергетических котлов – Санкт-Петербург, 1996. – 270 с.

5. *Изюмов М. А., Росляков П. В.* Проектирование и расчет горелок – Москва, 1990. – 115 с.

ОСНОВНІ КОНЦЕПТУАЛЬНІ РІШЕННЯ І СПОСОБИ ЇХ РЕАЛІЗАЦІЇ ПРИ ПЕРЕВЕДЕННІ ЕНЕРГОБЛОКІВ 300 МВ З АНТРАЦИТОВОГО ШТИБУ НА ВУГІЛЛЯ ГАЗОВОЇ ГРУПИ

Б.Б.Рохман, докт. техн. наук

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України,
04070, м. Київ, вул. Андріївська, 19, тел. +38-044-425-53-77,
e-mail: Brolene@yahoo.com

Розроблено різні схеми реконструкції існуючої пылесистеми котла ТПП-210А блоку № 4 Трипольської ТЕС зі скиданням

відпрацьованого сушильного агента в основні пальники (маловитратні технології) або в зону охолодження, розташовану над передтопком, і за котел (середньовитратні технології). Показано переваги середньовитратних технологій над маловитратними, зокрема, забезпечення високого рівня пожежо- та вибухобезпеки, безшлакочовної роботи ширм і мінімізації аварійних впорскувань за рахунок перерозподілу співвідношення витрат сушильного агента, що надходять в зону охолодження і за котел, широкого діапазону зміни навантаження енергоблоку від 150 до 285 МВт. Показано два способи переходу енергоблоку на навантаження 180 МВт: 1) шляхом переведення обох корпусів на навантаження 60% від номінального без підсвічування мазутом (маневрений режим); 2) за рахунок зупинки одного з корпусів і підвищення навантаження другого корпусу до 165 МВт (базовий режим). Бібл.5, табл.2, рис.3.

Ключові слова: котел, сушка, система пилоприготування, вугілля, захищена зона, сушильний агент, шлак, пальник.

REFERENCES

1. Rohman B.B. (2017). *Yssledovanye razlychnykh skhem rekonstruksyyu proektnoy systemy pyilepryhotovlenyya pry pervode paroheneratora TPP-210A bloka # 4 Trypol'skoy TЭС s ASh na hazoviy uhol' marok H y DH-100* [Investigation of various schemes for reconstructing of the design dust preparation system when changing the TPP-210A steam generator operation of the Trypillia TPP Block 4 from burning anthracite culm to burning G and DG-100 gas coal] *Vidnovhuvana energetika [Renewable energy]* 4, 6-26 [in Rus].

2. Kuznetsov N.V., Mitor V.V. i dr. (1973). *Teplotovoy raschet kotelnykh agregatov (Normativnyy metod)* [Thermal calculation of boiler units (Normative method)]. Moscow, USSR: Energiya [in Rus].

3. Sokolov N.V., Kiselgof M.L. (1971). *Raschet i proektirovaniye pyileprigotovitelnykh ustanovok kotelnykh agregatov (Normativnyye materialy)* [Calculation and design of pulverizing units of boilers (Normative materials)]. Leningrad, USSR: ONTI TsKTI [in Rus].

4. Verbovetskiy E.H., Zhmerika N.G. (1996). *Metodicheskie ukazaniya po proektirovaniyu topochnykh ustroystv energeticheskikh kotlov* [Methodological instructions for the design of combustion devices for power boilers]. Sankt-Peterburg, Russia [in Rus].

5. Yzyumov M. A., Roslyakov P. V. (1990). *Proektyrovaniye y raschet horelok* [Design and calculation of burners]. Moscow, USSR, 115 P. [in Rus].

SYNOPSIS

Various schemes for reconstructing the dust preparation system for the TPP-210A boiler unit 4 of the Trypillia TPP, differing in the way of drying the gas coal (flue gas or gas-air mixture) and the place of discharge of the spent drying agent: into the main burners (low-cost technologies) or into the cooling zone, located above the pre-furnace, and behind the boiler (medium-cost technologies) are developed and justified. With the use of low-cost technologies for G-grade coal, the minimum load of the power unit ensuring stable liquid slag removal and stable operation of the TPP-210A boiler is 210 MW. For DG-100 coal, the load regulation range of the power unit is less due to the greater amount of recirculating flue gases entering the main burners and the higher temperature of normal liquid slag removal. It is shown that when drying the gas coals with a gas-air mixture, concentration of the oxidant in the spent drying agent and the temperature in the preheater is higher by 3.6-4.8% and 17-22 °C than when drying with flue gases, and the explosion and fire safety of the dust system decreases while the interval of load change of the power unit increases somewhat. It is shown that low-cost technologies do not allow regulating the temperature of gases at the outlet from the furnace to prevent slagging of the screens. The temperature of the secondary steam is regulated by emergency injections, which leads to an unjustified reduction in boiler efficiency. To eliminate these shortcomings, a new concept for the reconstruction of the dust preparation system of the TPP-210A boiler (medium-cost technologies) has been developed. These technologies allow to solve a wider range of tasks in comparison with low-cost technologies, in particular to provide: 1) stable liquid slag removal in the range of load change of the power unit from 150 to 285 MW without fuel oil lighting; 2) slag-free operation of screens and minimization of emergency injections due to redistribution of the ratio of drying agent entering the cooling zone and beyond the boiler; 3) increasing the maneuverability of the power unit due to the rapid deep unloading of the two bodies to a load of 50% of the nominal, followed, if necessary, by a rapid build-up of the load to 285 MW; 4) high level of fire and explosion safety of the dust system. Two ways of switching a two-body power unit to a load of 180 MW are developed: 1) by unloading both bodies to 60% of the rated load (maneuvering mode); 2) due to a complete shutdown of one power unit body and an increase in the load of the second body to 165 MW (basic mode).

Статья надійшла до редакції 24.01.2018

Остаточна версія 21.03.2018