ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА, 2024, № 10, с. 37–48

АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ АЭС С ИНТЕГРИРОВАННЫМИ ЭНЕРГОУСТАНОВКАМИ НА ОРГАНИЧЕСКОМ ТОПЛИВЕ[1]

© 2024 г. В. О. Киндра[a], *, И. А. Максимов[a], Д. В. Паторкин[a], И. И. Комаров[a], О. В. Злывко[a]

[a] Национальный исследовательский университет "Московский энергетический институт", Красноказарменная ул., д. 14, Москва, 111250 Россия

**e-mail: kindra.vladimir@yandex.ru*

Поступила в редакцию 28.12.2023 г.
После доработки 12.04.2024 г.
Принята к публикации 25.04.2024 г.

Необходимость адаптации мировой промышленности и экономики к ужесточающимся климатическим нормам, а также постоянный рост энергопотребления способствуют развитию технологий безуглеродной электрогенерации. К источникам энергии с практически нулевым уровнем выбросов углекислого газа в атмосферу относят возобновляемую и атомную энергетику, но в связи с недостаточным количеством возобновляемых энергоресурсов вблизи крупных потребителей электроэнергии важнейшую роль в потенциальном переходе к углеродно-нейтральной экономике России играют АЭС. Однако они обладают некоторыми недостатками, в числе которых сравнительно низкие энергетическая эффективность и маневренность, а также высокие удельные капитальные вложения. Одним из способов частичного устранения этих недостатков может стать совместное использование органического и ядерного топлива на атомных электростанциях. Статья посвящена термодинамическому анализу применения на АЭС органического топлива в выносном перегревателе с последующим расширением части пара в высокотемпературной турбине. Предложено схемное решение, позволяющее обеспечить расширенный диапазон изменения нагрузки энергоблока. По результатам термодинамического анализа было установлено, что благодаря внешнему перегреву некоторого объема пара из парогенератора можно увеличить вырабатываемую мощность и эффективность атомного энергоблока: максимальный прирост электрической мощности может составить 338, 382 и 426 МВт, а электрического КПД нетто – 0.73, 1.08 и 1.43% при температурах перегрева пара 560, 600 и 640°С соответственно. Гибридный атомно-углеводородный энергоблок, функционирующий по предложенной схеме, имеет в составе меньшее количество основного оборудования и обладает более широкими, по сравнению с отдельно стоящими АЭС и паротурбинной ТЭС, диапазонами изменения нагрузки: 102.3–132.7, 103.0–136.9 и 103.6–141.2% относительно базовой схемы при температурах перегрева пара 560, 600 и 640°С соответственно.

Ключевые слова: атомные электрические станции, тепловая схема, гибридная установка, реакторная установка, выносной пароперегреватель, повышение маневренности, комбинированный цикл, энергоэффективность, низкоуглеродная энергетика

DOI: 10.56304/S0040363624700267

Основу электроэнергетики России составляют централизованные системы электроснабжения, роль которых усиливается в связи с ростом концентрации населения и промышленной деятельности в крупных городах. Прогнозируемое значительное увеличение спроса на электроэнергию [1], а также постепенный переход к углеродно-нейтральной экономике способствуют расширению использования АЭС. Но такие станции имеют несколько существенных недостатков, например более низкие, по сравнению с тепловыми электростанциями, показатели термической эффективности и эксплуатационной маневренности. Поэтому для обеспечения конкурентоспособности АЭС необходимо увеличить их КПД путем повышения термодинамических параметров, а также обеспечить возможность расширения диапазона изменения нагрузки без влияния на условия работы реакторной установки.

Перспективным решением может стать переход к гибридным энергоустановкам, функционирующим одновременно на ядерном и органическом топливе, что позволит повысить температуру подводимого к циклу тепла, а также маневренность установки, не затрагивая реакторный остров. Раз-

[1] Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского научного фонда (грант № 23-79-10235). https://rscf.ru/project/23-79-10235/

ные источники тепла могут быть совместно использованы в различных схемах: с газотурбинными установками, выносными перегревателями, котельными установками и т.п. Во всех этих схемах продукты сгорания органического топлива могут быть применены для перегрева свежего пара после парогенератора, промежуточного перегрева теплоносителя, отработавшего в цилиндре высокого давления (ЦВД), либо для подогрева основного конденсата и питательной воды. В сравнении с традиционными атомными станциями такие энергоблоки могут характеризоваться более высокой эффективностью, но меньшими удельными капитальными вложениями в них, а в сравнении с тепловыми – более низким удельным уровнем выбросов вредных веществ.

Концепция перегрева пара на АЭС при использовании органического топлива не является новой. Так, энергоблок атомной станции Indian Point 1 (Нью-Йорк, США) с реактором типа PWR работал с интегрированным в схему АЭС пароперегревателем (ПП) на органическом топливе – устройством, в котором теплота сжигания топлива воспринимается свежим паром путем радиационно-конвективного теплообмена. Пар на выходе из парогенератора перегревался от 271 до 540°C при давлении 2.5 МПа. Энергоблок был выведен из эксплуатации в 1974 г., спустя 12 лет после запуска. В работе [2] отмечается, что, несмотря на сравнительно непродолжительный период эксплуатации, обусловленный в том числе экономическими факторами, применение комбинированного цикла обеспечивало повышение энергоэффективности и сокращение себестоимости отпуска электроэнергии и могло бы стать перспективным направлением в будущем.

Другой пример реализации проекта атомной электростанции с использованием органического топлива – АЭС Lingen (г. Линген, Германия) с реактором типа BWR тепловой мощностью 540 МВт. Дополнительная тепловая энергия объемом 214 МВт подводилась в цикл от отдельного пароперегревателя, работавшего на органическом топливе. Электростанция функционировала с 1968 по 1977 г., после чего была выведена из эксплуатации.

Следует отметить, что эти АЭС были спроектированы и построены во времена становления атомной энергетики. В 1970 г. средний коэффициент использования установленной мощности АЭС в мире был равен 55%, в то время как на сегодняшний день он составляет примерно 80.5%. Также, говоря о таких гибридных электростанциях, стоит упомянуть резкое повышение цен на топливо в 70-е годы прошлого века. Атомная электростанция Garigliano (Италия) с внешним перегревом пара, работавшая с 1964 г., была закрыта в 1978 г. после ее останова на техническое обслуживание, так как было принято решение о полном выводе этой АЭС из эксплуатации в связи с коротким оставшимся расчетным сроком службы и высокими ценами на органическое топливо [3].

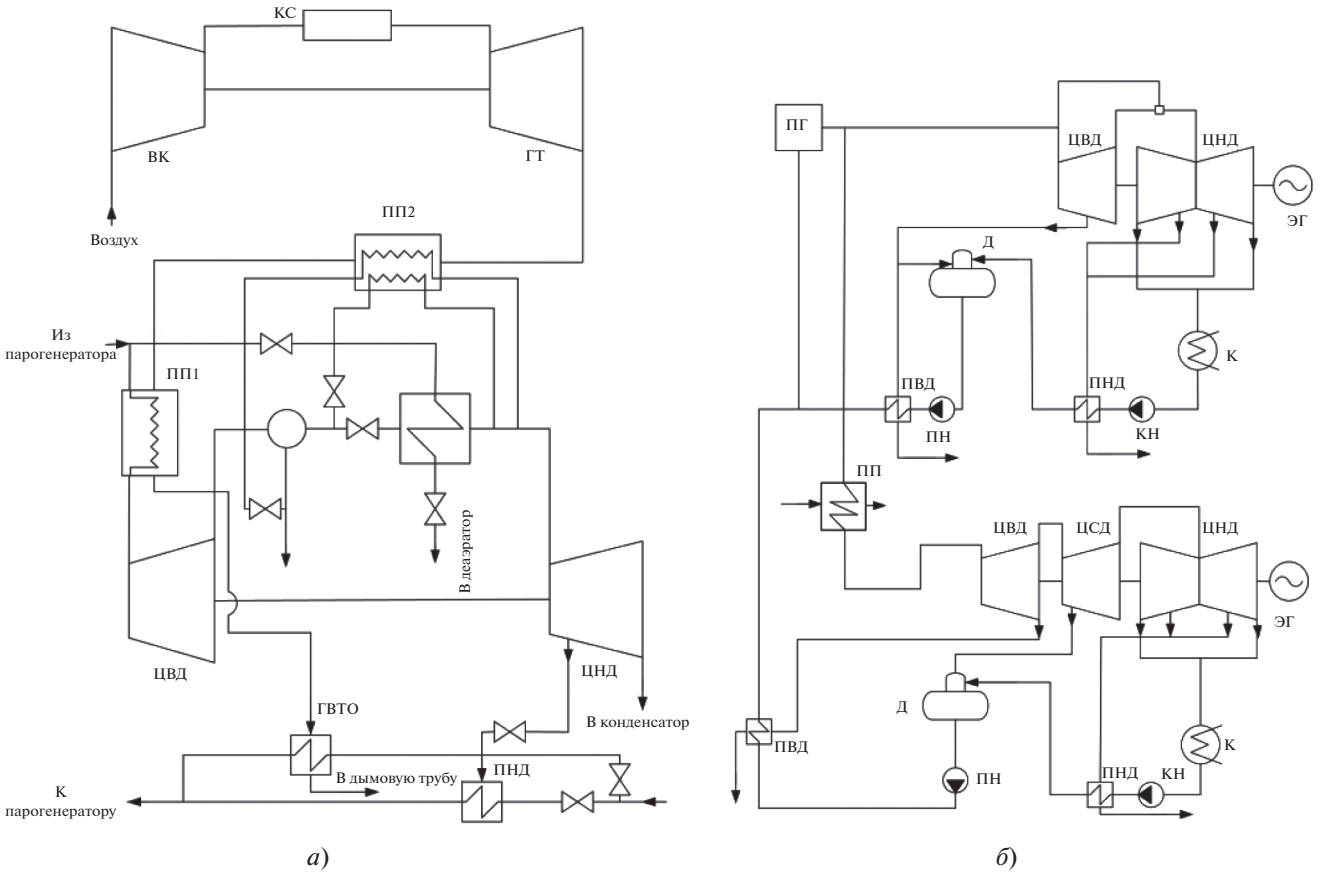
Сегодня, когда в мире основной тенденцией является декарбонизация энергетической отрасли при одновременном росте энергопотребления, актуальным становится направление разработки и создания новых энергоблоков с низким уровнем выбросов вредных веществ в атмосферу и широким диапазоном изменения нагрузки. Эти факторы в совокупности с развитием энергомашиностроительной отрасли могут сделать использование гибридных атомно-углеводородных энергоблоков вновь актуальным. О возвращении интереса к ним свидетельствуют в том числе публикации последних лет.

Интеграция газотурбинных установок в тепловые схемы АЭС для нагрева пароводяного теплоносителя уходящими газами – одно из перспективных направлений повышения эффективности и маневренности энергоблоков [4, 5]. В работе [5] была рассмотрена схема атомного энергоблока с водо-водяным энергетическим реактором номинальной электрической мощностью 1000 МВт (ВВЭР-1000) и надстроенной газовой турбиной. Благодаря применению двух газопаровых перегревателей, улучшающих параметры свежего пара и вытесняющих сепаратор-пароперегреватель (СПП) за ЦВД, становится возможным повысить температуру водного теплоносителя до 310°C перед ЦВД и до 320°C перед цилиндром низкого давления (ЦНД), увеличить вырабатываемую мощность на 324 МВт, а КПД энергоблока – до 40.8% (рис. 1, *а*). К недостаткам данной схемы относятся большая занимаемая площадь, значительные массогабаритные показатели перегревателей и существенное влияние температуры наружного воздуха на параметры цикла.

Авторы [6] рассмотрели возможность и целесообразность перегрева пара в выносном перегревателе. При использовании такой установки ими было получен КПД энергоблока 42.5% при расходе природного газа 65.26 $м^3/с$. Одним из недостатков этой схемы может стать довольно высокая температура дымовых газов после перегревателя, что приведет к потерям тепла. Однако потенциал повышения энергоэффективности таких схем остается довольно высоким.

В [7] была представлена схема с выносным ПП с перегревом только части пара из парогенератора, которая затем совершает работу в отдельном паротурбинном контуре (рис. 1, *б*). Коэффициент полезного действия данного энергоблока может достигать 46.6%.

В [8] была предложена модернизированная схема: доля перегретого пара расширяется в высокотемпературной турбине с противодавлением, после чего смешивается с основным потоком пе-



а) *б*)

Рис. 1. Схемы комбинирования АЭС с установками на органическом топливе: с ГТУ (*а*), с выносным пароперегревателем (*б*).
ВК – воздушный компрессор; К – конденсатор; КС – камера сгорания; ГТ – газовая турбина; С – сепаратор; ПП – пароперегреватель; ГВТО – газоводяной теплообменник; ПВД, ПНД – подогреватели высокого и низкого давления; ПГ – парогенератор; ЦВД, ЦСД, ЦНД – цилиндры высокого, среднего и низкого давления; ЭГ – электрогенератор; Д – деаэратор; КН, ПН – конденсационный и питательный насосы

ред низкотемпературным ЦНД (НТ ЦНД) и совершает работу. Эффективность такого цикла возрастает вследствие увеличения температуры подводимого тепла, одновременно с этим появляется возможность изменять отпускаемую энергоблоком мощность при тех же условиях работы парогенератора и реакторной установки. Однако в этой схеме довольно высоким остается потенциал повышения эффективности путем утилизации низкопотенциального тепла уходящих газов.

Несмотря на большое количество публикаций, посвященных разработке и исследованию решений по интеграции установок на органическом топливе в тепловые схемы атомных энергоблоков, это направление на сегодняшний день все еще актуально. В схемах комбинированных атомно-углеводородных энергоблоков высок потенциал увеличения тепловой экономичности и отпускаемой мощности, в том числе вследствие более глубокой утилизации тепла продуктов сгорания с помощью воздухоподогревателей и газоводяных теплообменников. Неясными остаются уровень энергетической эффективности и возможный диапазон изменения нагрузки гибридных энергоблоков на базе отечественных реакторных установок. В настоящей работе представлены результаты термодинамического анализа тепловой схемы атомного энергоблока с интегрированными в нее ПП и высокотемпературным ЦВД (ВТ ЦВД), рассмотрены способы повышения термической эффективности и расширения диапазона отпускаемой мощности.

ОБЪЕКТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Объектами настоящего исследования являются тепловые схемы энергетических установок, работающих при одновременном подводе тепла, вырабатываемого с помощью ядерного и органического топлива. В качестве базовой рассматривается схема атомного энергоблока с ВВЭР-1000 и быстроходной паровой турбиной К-1000 (производства Ленинградского металлического заво-

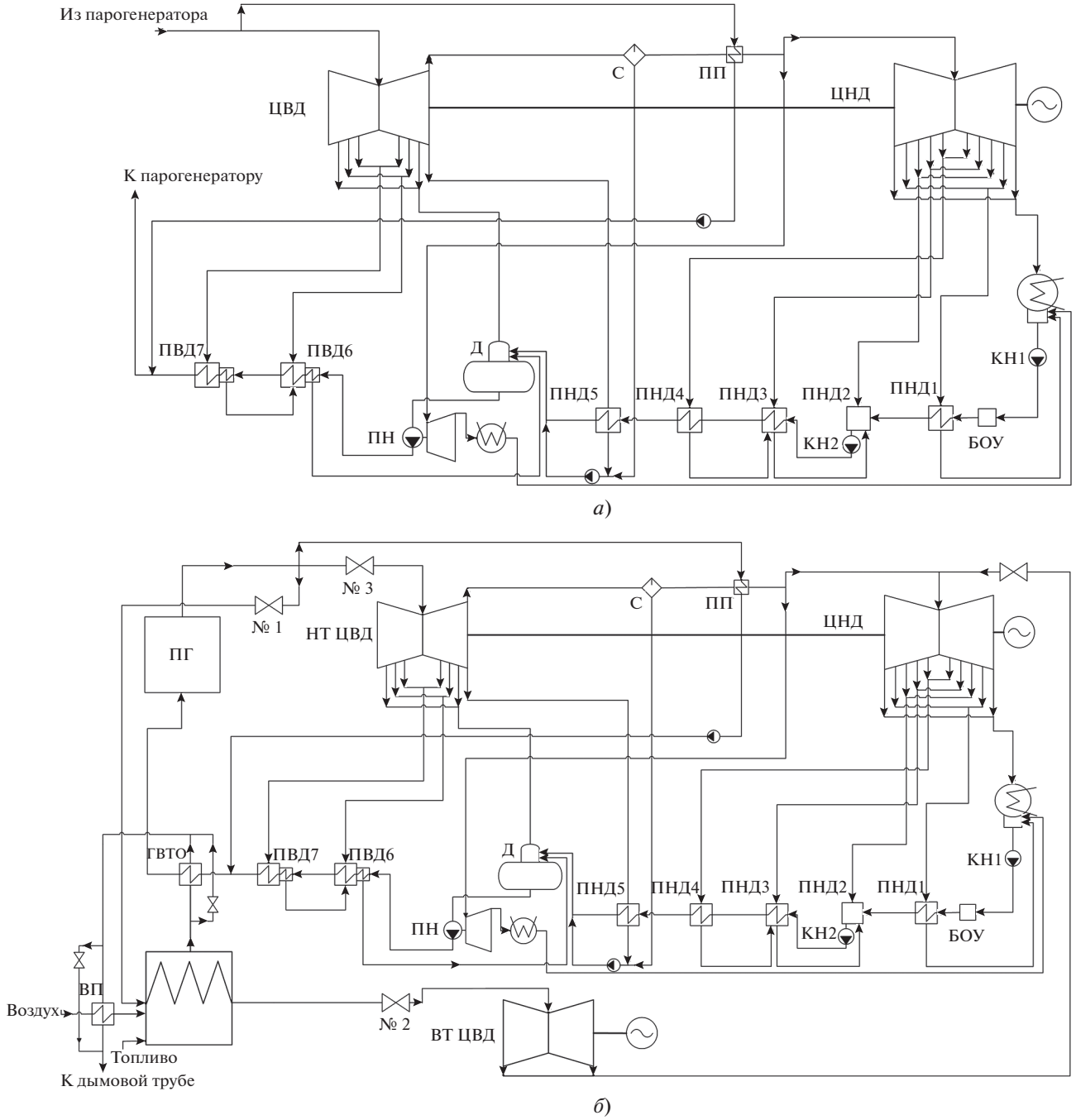


Рис. 2. Тепловая схема АЭС с реактором ВВЭР-1000 (*а*) и схема с выносным пароперегревателем (*б*).
БОУ – блочная обессоливающая установка; ВП – воздухоподогреватель; № 1–3 – задвижки; остальные обозначения см. рис. 1

да) (рис. 2, *а*). Номинальные параметры схемы приведены далее:

Тепловая мощность реактора, МВт 3000
Давление на входе в ЦВД, МПа 5.88
Температура, °С:
на выходе из парогенератора
(при сухости пара $x = 99.5\%$) 274.3
питательной воды 218
промежуточного перегрева 260
Давление в конденсаторе, кПа 4.9
Расход пара, кг/с 1630.5

При включении в схему выносного пароперегревателя и высокотемпературного ЦВД с противодавлением (рис. 2, *б*) можно повысить ее эффективность и увеличить диапазон изменения нагрузки. При использовании остаточного тепла продуктов сгорания после ПП для подогрева питательной воды и регенеративного подогрева воз-

духа можно получить дополнительный прирост тепловой экономичности энергоблока. В настоящей статье рассматривается возможность работы данной схемы в режимах частичной нагрузки путем регулирования соотношения расходов пара на основной и высокотемпературный ЦВД.

Выносной пароперегреватель представляет собой устройство, в котором тепло продуктов сгорания органического топлива через поверхности теплообмена передается насыщенному пару, тем самым перегревая его. Так как, в отличие от классического энергетического котла, холодным теплоносителем в топке является пар, а не вода, температура горения должна быть значительно ниже – это необходимо во избежание пережога труб. В схожих условиях работают полурадиационные пароперегреватели энергетических котлов на докритические параметры пара, в которых температура газов обычно не превышает 1050°С, поэтому в качестве расчетного было принято значение 1000°С. Уменьшение температуры в топке, в свою очередь, способствует увеличению коэффициента избытка воздуха, что приводит к некоторому росту потерь энергии с уходящими газами. Поэтому для повышения тепловой экономичности установки необходимо предусмотреть глубокую утилизацию низкопотенциального тепла газов.

В рассматриваемой схеме, помимо перегрева пара в выносном пароперегревателе, продукты сгорания подогревают питательную воду в газоводяном теплообменнике, а остаточное тепло используется в регенеративном воздухоподогревателе. Во избежание конденсации водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания, и для предотвращения низкотемпературной коррозии на поверхностях перегревателя минимально допустимая температура уходящих газов была принята равной 80°С. Стоит отметить, что условия и параметры работы выносного пароперегревателя и высокотемпературного ЦВД не влияют на характеристики питательной воды и, как следствие, рабочие параметры парогенератора, что обеспечивает надежное функционирование атомного энергоблока. При этом от изменения доли расхода пара, поступающего на перегрев, напрямую зависят термическая эффективность цикла и отпускаемая электрическая мощность. Далее приведены исходные данные для моделирования пароперегревателя:

Топливо	CH_4
Температура в топке, °С	1000
Окислитель	Воздух
Температура воздуха перед воздухоподогревателем, °С	15
Минимальная температура уходящих газов, °С	80
Высшая теплота сгорания топлива, кДж/кг	55515

В рассматриваемой схеме расход пара в цилиндрах существенно зависит от отпускаемой энергоблоком мощности: при нулевом расходе пара на перегрев расход в основной ЦВД максимален (этот режим является опорным для НТ ЦВД), в ВТ ЦВД – равен нулю, а в общий ЦНД будет определяться вычетом расходов пара в отборах основного ЦВД. В режиме максимальной мощности, когда 50% пара поступает на перегрев, расход в НТ ЦВД будет минимален и, соответственно, будут минимальны расходы в отборах, что приведет к снижению количества передаваемого в систему регенерации тепла. Расход пара и тепловая мощность в выносном пароперегревателе будут максимальными (этот режим является опорным для поверочного расчета ПП и ВТ ЦВД), остаточное после перегрева пара тепло уходящих газов догревает питательную воду до номинальных параметров, после чего поступает в воздухоподогреватель. Расход пара в общий ЦНД в этом режиме также будет максимален, так как расход на отборы в НТ ЦВД минимален, поэтому в такой схеме ЦНД должен быть спроектирован под расходы, соответствующие режиму с 50%-ным расходом пара на перегрев (опорный режим для ЦНД). Это может быть обеспечено, например, использованием не четырех ЦНД, а пяти. Таким образом, в режиме минимальной нагрузки энергоблока (при полном закрытии задвижки № 1) ЦНД работает на неноминальных параметрах, а в режиме максимальной нагрузки на неноминальных параметрах функционирует НТ ЦВД. Это может привести к некоторому снижению тепловой экономичности энергоблока.

В настоящем исследовании рассматривалось несколько режимов работы энергоблока: опорный режим для расчета изменения давлений в отборах НТ ЦВД и перед ВТ ЦВД, т.е. когда тракт внешнего перегрева пара закрыт (задвижка № 1, см. рис. 2, *б*; степень открытия задвижки 0%) и открыт (100%), а также режимы с частичным расходом пара на перегрев. Режим, при котором высокотемпературный тракт полностью выключен из работы энергоустановки, относится к номинальному режиму работы АЭС с ВВЭР без надстроек (за исключением учета дополнительного гидравлического сопротивления от ГВТО). Опорными являются параметры пара (в первую очередь давление и расход) после парогенератора, а также давление в конденсаторе. Варьируемые параметры – температура и расход пара в выносном пароперегревателе.

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для проведения исследований была разработана математическая модель базовой АЭС с ВВЭР-1000, а также схема с дополнительным высокотемпературным трактом, включающим в

себя выносной пароперегреватель и высокотемпературную турбину. Основные допущения и константы, принятые в модели, приведены далее:

Сухость пара на выходе из сепаратора, %	99.9
Потери давления, %:	
в линиях отбора	5
в сепараторе	2
в пароперегревателе	2.5
КПД электромеханический, %	99
Потери давления, МПа:	
в подогревателях высокого давления и ГВТО	0.2
в подогревателях низкого давления	0.1
Относительный внутренний КПД насосов	0.85
Недогрев в подогревателях, °С	5

Для определения теплофизических свойств воды, водяного пара и продуктов сгорания использовалась база данных NIST REFPROP.

Процессы расширения в турбомашинах анализировались по методике, приведенной в [9]: учитывалось влияние влажности пара и потерь с выходной скоростью на относительный внутренний КПД ЦВД и ЦНД. Расчет выносного пароперегревателя основывался на решении уравнений теплового баланса и химических превращений в процессе стехиометрического горения метана в среде воздуха, а также уравнений конвективного теплопереноса для пароперегревательной, экономайзерной и воздухоподогревательной поверхностей. По результатам расчета определялись мощность нетто, электрический КПД и удельный расход условного топлива.

Также для изучения диапазона изменения нагрузки и эффективности было проведено сравнение исследуемого энергоблока с отдельно стоящими энергоблоками АЭС с ВВЭР-1000 и паротурбинной ТЭС (рис. 3). Номинальные параметры конденсационной электростанции (КЭС) выбирали таким образом, чтобы они соответствовали приросту мощности исследуемого энергоблока при расходе пара на перегрев 50% (максимальный прирост мощности). При анализе схем КЭС учитывали, как расход генерируемого пара влияет на значения давления в отсеках турбоустановки и КПД парового котла и турбины. За основу были взяты режимные характеристики энергоблоков с паровыми турбинами К-300-23.5 и К-500-23.5 (далее энергоблоки К-300 и К-500), а также котла ТГМП-114 [10–12].

Одно из преимуществ гибридного энергоблока – возможность работы на режимах частичной нагрузки, поэтому для анализа эффективности схемы на неноминальных режимах и определения возможного диапазона изменения отпускаемой мощности необходимо провести поверочный расчет тепловой схемы.

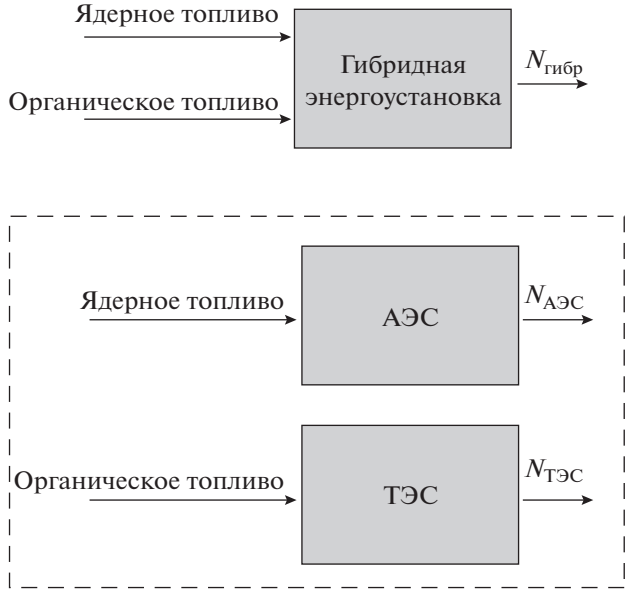


Рис. 3. Выработка электрической мощности гибридной энергоустановкой ($N_{гибр}$) и раздельными АЭС ($N_{АЭС}$) и ТЭС ($N_{ТЭС}$)

Регулирование отпускаемой мощности на гибридном энергоблоке осуществляется путем изменения доли расхода пара, поступающего на перегрев. Изучение режимов работы паротурбинной части осуществлялось с учетом разного давления в отсеках НТ и ВТ ЦВД, зависящего от расхода пара на входе в турбину на неноминальных режимах. Для учета изменений использовалась зависимость Стодолы – Флюгеля, связывающая этот расход пара относительно опорного режима с давлением рабочего тела. В качестве опорных параметров были выбраны значения давления после парогенератора и в конденсаторе.

При полном открытии задвижки № 2 давление на входе в ВТ ЦВД будет соответствовать давлению на выходе из парогенератора (за вычетом гидравлических потерь в выносном пароперегревателе), а на входе в НТ ЦВД оно упадет в 2 раза (так как расход снизится на 50%). Это приведет к тому, что давление в отборах значительно уменьшится, что будет сопровождаться снижением температуры питательной воды, из-за чего в установке предусмотрен газоводяной теплообменник, который позволяет утилизировать тепло уходящих газов после перегревателя и поддерживать температуру питательной воды на входе в парогенератор постоянной. Для регулирования тепла, передаваемого газами питательной воде, служит байпас дымовых газов.

Помимо изменений в паротурбинном цикле, учитывались также изменения в работе внешнего

пароперегревателя, газоводяного теплообменника и воздухоподогревателя на неноминальных режимах. Расчет пароперегревателя на режимах частичной нагрузки основан на методике, приведенной в [13]. В качестве номинального режима был принят режим при 50%-ном расходе пара на перегрев. В общем случае для определения режима работы каждой поверхности теплообмена необходимо решить систему уравнений теплового баланса и конвективной теплопередачи. Расчеты проводились относительно параметров опорного режима: при неизменных геометрических характеристиках пароперегревателя на неноминальных режимах изменение расходов и температур теплоносителей обусловливают изменение количества тепла, воспринимаемого паром. Коэффициент теплоотдачи при омывании пучка оребренных труб газовым потоком вычислялся в соответствии с критериальными соотношениями, представленными в [13].

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ

По результатам термодинамического анализа были получены энергетические характеристики гибридной схемы с надстроенным высокотемпературным паровым циклом. Основные параметры энергоустановки в режиме максимальной мощности с отбором половины свежего пара на перегрев до 640°С приведены на рис. 4, параметры отборов НТ ЦВД для различных расходов пара – в табл. 1. Процесс расширения в НТ ЦВД и ЦНД, а также в ВТ ЦВД при полном открытии и закрытии задвижки № 1 показан на рис. 5, *а* и 5, *б* соответственно.

Согласно анализу параметров схемы гибридного энергоблока на неноминальных режимах, с увеличением доли перегреваемого пара на 10% температура питательной воды снизилась в среднем на 6°С. В связи с этим изменилось и количество тепла, необходимого для подогрева конденсата в ГВТО, что в конечном счете привело к сокращению тепловосприятия в воздухоподогревателе и необходимости дополнительно увеличивать расход топлива на пароперегреватель.

Применение перегрева пара также влияет на КПД энергоустановки (рис. 6, *а*). При расходе пара на перегрев меньше 30, 33, 38% суммарного при температурах перегрева 640, 600, 560°С соответственно КПД нетто гибридной схемы не превышает уровня базовой схемы АЭС с ВВЭР-1000. Это происходит из-за повышенных потерь давления при дросселировании в энергоблоках клапанов высокого давления, что приводит к снижению теплоперепада в НТ ЦВД и, как следствие, меньшему приросту мощности от ВТ ЦВД. При дальнейшем увеличении расхода перегреваемого пара сверх указанных ранее значений КПД нетто установки повышается на 1.43, 1.08, 0.73% при доле пара 50% и температуре перегрева 640, 600, 560°С соответственно. Повышение эффективности связано с ростом среднеинтегральной температуры подвода тепла к рабочему телу цикла.

Увеличение расхода пара в ВТ ЦВД будет сопровождаться нелинейным изменением температуры пара перед ЦНД (рис. 6, *б*), обусловленным смешением потоков, имеющих разную температуру: после СПП температура пара держится на уровне 260°С, в то время как температура потока после ВТ ЦВД значительно меняется с ростом расхода. С одной стороны, в точке смешения потоков с переходом на режим максимальной нагрузки падает температура пара после ВТ ЦВД, а с другой – возрастает его расход, что при посто-

Таблица 1. Параметры отборов НТ ЦВД (давление p, температура t и массовый расход G) в зависимости от доли отбора в выносной пароперегреватель

Доля пара, %	Параметр	Вход НТ ЦВД	Отбор				ПП
			1	2	3	4	
10	p, МПа	5.200	2.082	1.670	1.413	0.519	5.880
	t, °С	266.41	214.43	203.44	195.48	153.23	274.27
	G, кг/с	1329.9	40.9	87.4	65.4	56.0	137.6
20	p, МПа	4.639	1.878	1.518	1.293	0.549	5.880
	t, °С	259.29	209.22	198.86	191.36	155.42	274.27
	G, кг/с	1183.8	38.3	70.7	63.3	59.6	120.6
30	p, МПа	4.078	1.679	1.373	1.180	0.580	5.880
	t, °С	251.50	203.71	194.13	187.19	157.50	274.27
	G, кг/с	1037.1	35.1	53.4	60.7	63.1	104.2
40	p, МПа	3.519	1.488	1.236	1.075	0.610	5.880
	t, °С	242.87	197.91	189.29	183.06	159.47	274.27
	G, кг/с	890.0	31.2	35.9	57.6	66.4	88.3
50	p, МПа	2.964	1.307	1.109	0.982	0.639	5.880
	t, °С	233.19	191.85	184.43	179.08	161.33	274.27
	G, кг/с	742.6	26.5	18.5	53.9	69.5	72.7

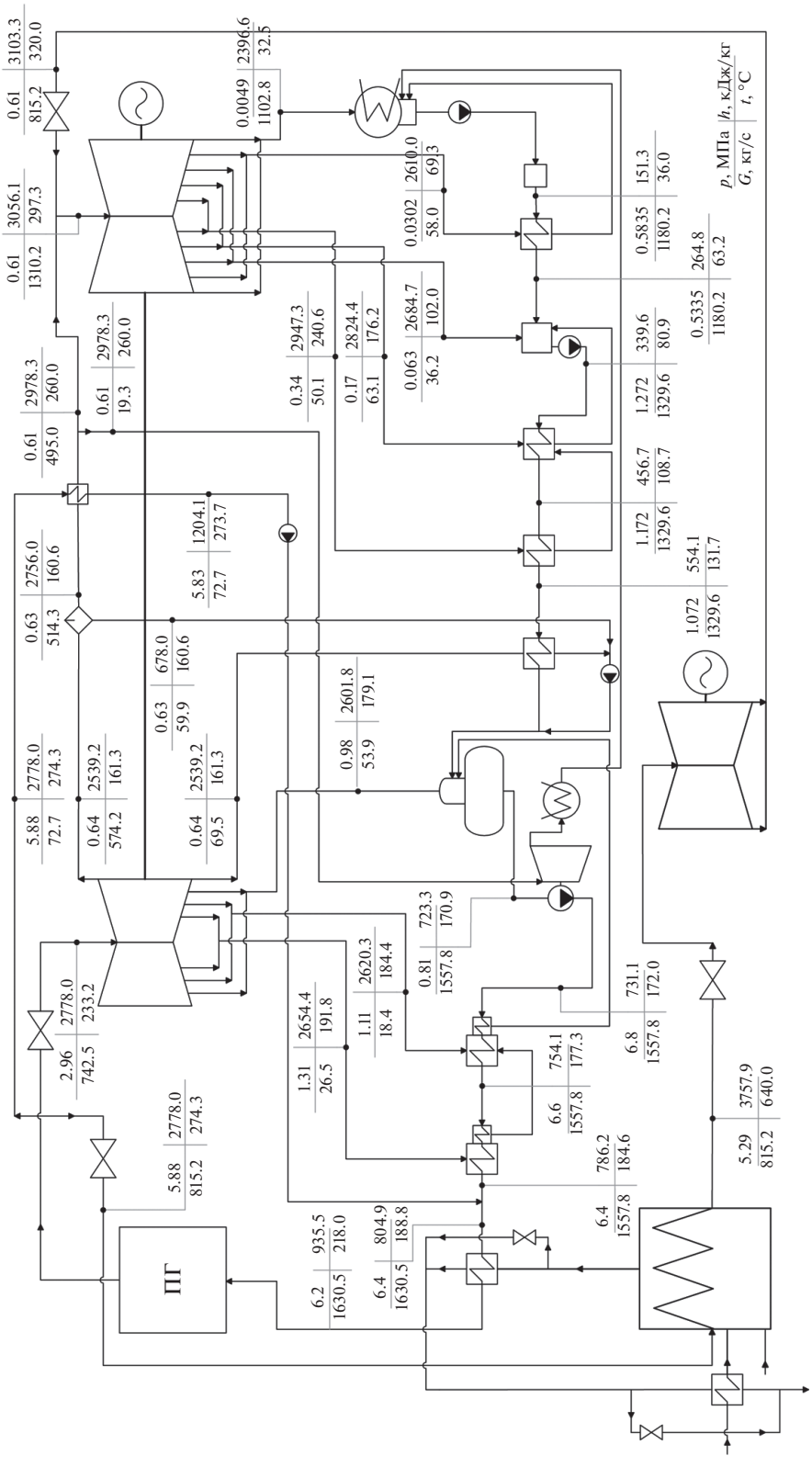


Рис. 4. Параметры теплоносителя (давление p, энтальпия h, массовый расход G и температура t) в ключевых узлах предложенной схемы при доле перегреваемого до 640°С пара равной 50%

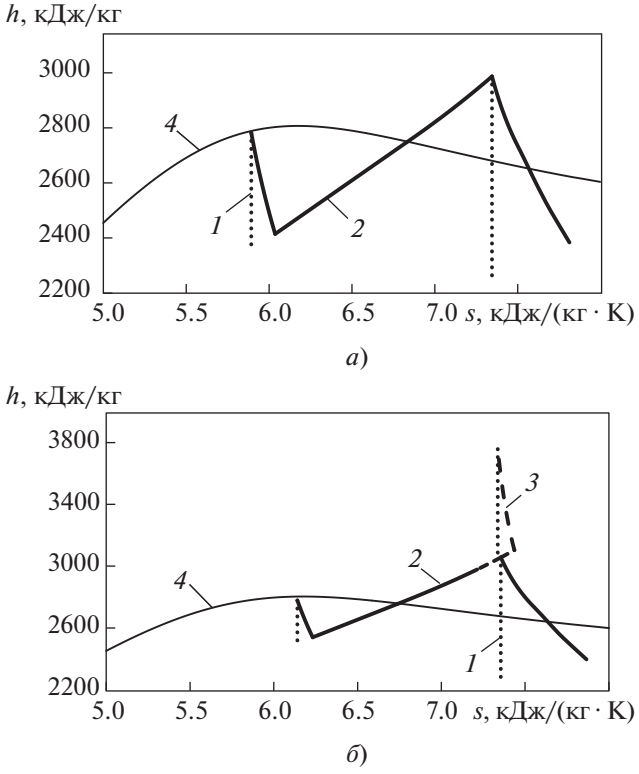


Рис. 5. Процессы расширения пара в цилиндрах турбин в режиме минимальной (*а*) и максимальной (*б*) нагрузок (*h*, *s* – удельные энтальпия и энтропия пара). *1* – теоретический процесс; *2* – низкотемпературные ЦВД и ЦНД; *3* – высокотемпературный ЦВД; *4* – линия насыщения водяного пара

янной температуре второго потока, поступающего на смешение, приводит к нелинейности зависимости температуры перед ЦНД от доли расхода пара на перегрев.

Результаты расчетов показали также, что при использовании перегрева пара повышается вырабатываемая электрическая мощность (рис. 7) от 1033.5 МВт для базовой схемы до 1460, 1415, 1372 МВт при перегреве 50% свежего пара до температуры 640, 600, 560°С соответственно. Это вызвано увеличением располагаемого теплоперепада в высокотемпературной паровой турбине. Стоит отметить, что минимальный прирост мощности для 10%-ного отбора свежего пара на ВТ ЦВД составляет 37.4, 17.5, 23.8 МВт, а максимальный для 50%-ного отбора свежего пара – 426.2, 381.8, 338.1 МВт при температуре перегрева 640, 600 и 560°С соответственно.

При раздельной выработке электроэнергии на АЭС и энергоблоках ТЭС минимальная суммарная электрическая мощность равна 1289.7 МВт для энергоблока К-500 и 1187.4 МВт для К-300. Минимальный отбор свежего пара на ВТ ЦВД позволяет значительно повысить диапазон маневренности комбинированного энергоблока по сравнению с независимой работой АЭС и КЭС: минимальный прирост мощности в раздельных энергоблоках К-300 и К-500 составляет 154.4 и 256.7 МВт соответственно. Таким образом, диапазон регулирования отпускаемой мощности на гибридной энергоустановке находится в интервале от 1034 до 1460 МВт, в то время как при раздельной выработке диапазон регулирования электрической мощности составляет 1289.7–1573.7 МВт для энергоблока К-500 и 1187.4–1357.0 МВт для К-300 (рис. 8).

Для сравнения уровня энергоэффективности традиционных и гибридного энергоблоков было проведено сопоставление расхода природного газа в пересчете на удельный расход условного топлива (рис. 9). Из представленных на рисунке зависимостей следует, что при увеличении электрической мощности установки удельный расход топлива снижается. Это связано с тем, что уменьшение мощности происходит при сокращении расхода рабочего тела, приводящем к потерям при дросселировании. Также можно заметить, что удельный расход топлива при выработке на К-500

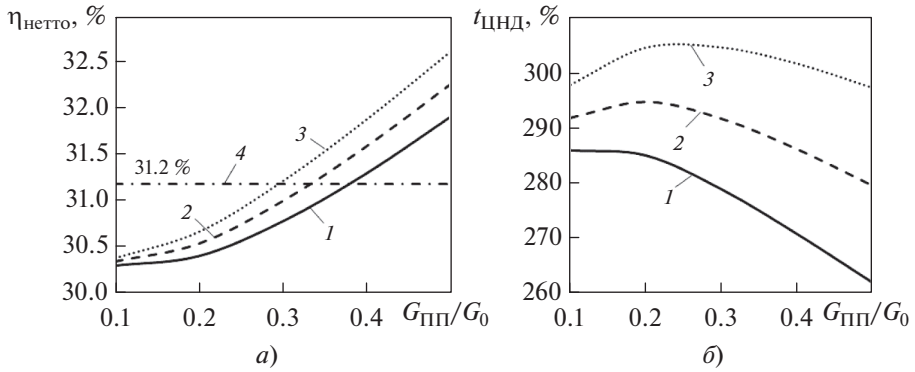


Рис. 6. Зависимость КПД нетто энергоблока $\eta_{\text{нетто}}$ (*а*) и температуры пара перед ЦНД $t_{\text{ЦНД}}$ (*б*) от доли перегреваемого пара $G_{\text{ПП}}/G_0$ при различных температурах его перегрева.
Температура перегрева пара, °С: *1* – 560; *2* – 600; *3* – 640; *4* – базовый режим

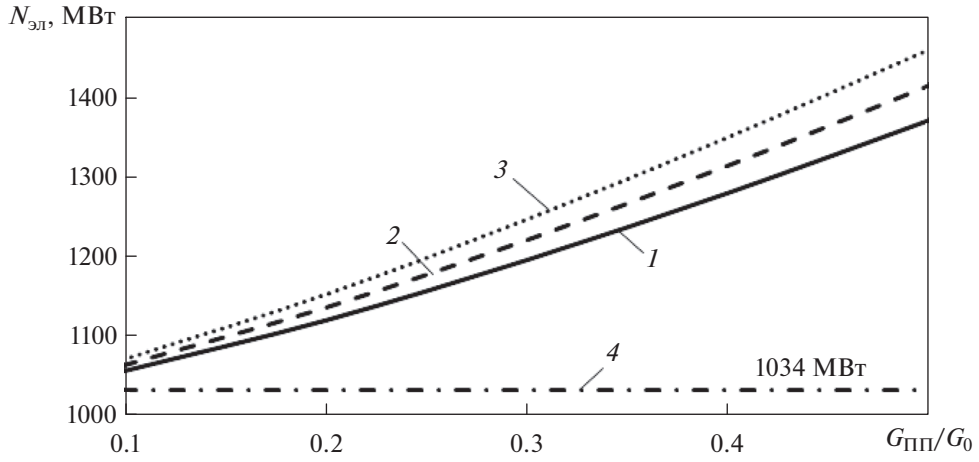


Рис. 7. Зависимость вырабатываемой электрической мощности $N_{эл}$ от доли пара в выносном пароперегревателе $G_{ПП}/G_0$ при разных температурах перегрева пара.
Обозначения см. рис. 6

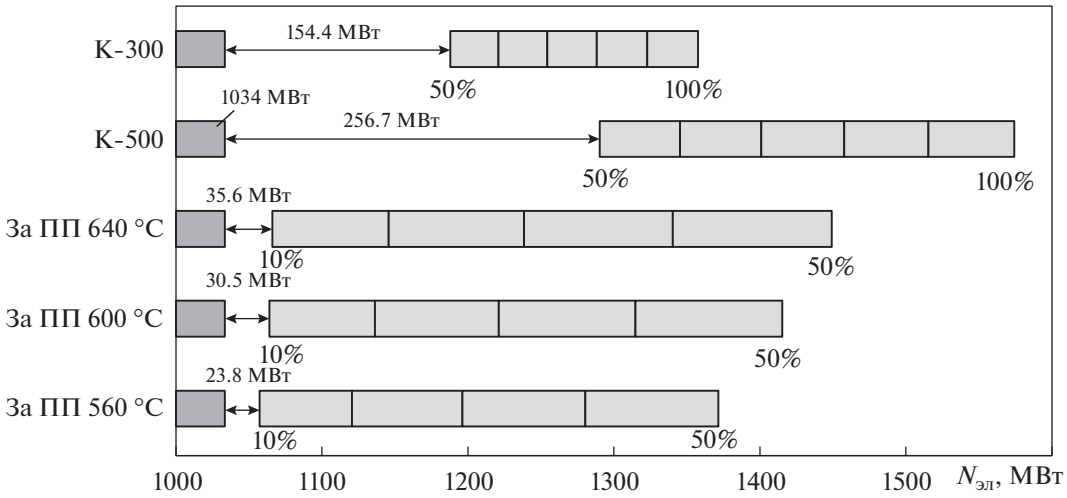


Рис. 8. Изменение электрической мощности $N_{эл}$ в зависимости от изменения доли расхода пара в турбину (для турбин типа К) и на перегрев (для выносного пароперегревателя)

и К-300 меньше, чем при работе с выносным пароперегревателем. Так, при электрической мощности 1300 МВт удельный расход условного топлива на энергоблоке К-300 равен 0.352 кг у.т/(кВт · ч), на энергоблоке К-500 – 0.3625 кг у.т/(кВт · ч), а при перегреве до 640, 600 и 560°С он составляет 0.3867, 0.3872 и 0.3883 кг у.т/(кВт · ч) соответственно. Это связано с тем, что при работе исследуемой

Таблица 2. Основное оборудование исследуемых энергоустановок

Оборудование	Гибридная энергоустановка	
	АЭС с ВВЭР и ТЭС с К-300	АЭС с ВВЭР и ТЭС с К-500
Выносной пароперегреватель	Котел ТГМП-114	Котел ТГМП-114 × 2
Высокотемпературная турбина	Турбоагрегат К-300-23.5	Турбоагрегат К-500-23.5
Газовый подогреватель конденсата	Система регенеративного подогрева высокого и низкого давления	
Воздухоподогреватель	Деаэраторная установка	
Система подвода топлива	Система конденсации и очистки	

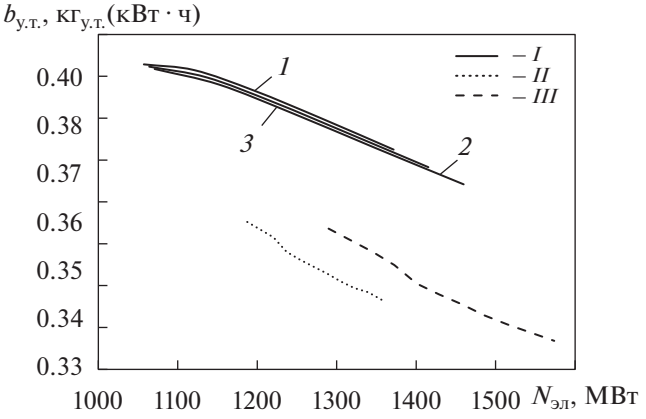


Рис. 9. Зависимость удельного расхода условного топлива $b_{у.т}$ от электрической мощности $N_{эл}$.
I – гибридная АЭС при температурах перегрева пара, °С: *1* – 560; *2* – 600; *3* – 640; *II* – ТЭС с К-300; *III* – ТЭС с К-500

схемы номинальный режим высокотемпературной турбины всегда сопровождается снижением давления на входе в низкотемпературный цилиндр высокого давления, в то время как при номинальном режиме работы турбоагрегатов типа К таких потерь не происходит.

Авторы настоящей статьи сопоставили также перечни дополнительного оборудования интегрированной энергоустановки и отдельных станций АЭС и КЭС (табл. 2). В обоих вариантах используется одинаковое оборудование: реактор ВВЭР-1000, парогенератор, турбоустановка К-1000, СПП, а также конденсатор и система ПНД с ПВД, рассчитанные на номинальный расход пара от парогенератора. Для функционирования гибридной установки необходимо значительно меньшее, по сравнению с отдельно стоящими ТЭС и АЭС, количество оборудования: в схему АЭС добавляются выносной пароперегреватель и высокотемпературная турбина. Следует отметить, что из-за увеличения расхода пара в ЦНД в гибридной схеме может потребоваться повысить ее пропускную способность, что можно осуществить, например, путем добавления еще одного цилиндра.

ВЫВОДЫ

1. Представленные результаты термодинамического анализа тепловой схемы АЭС с интегрированной установкой на органическом топливе свидетельствуют о том, что совместное использование органического и ядерного топлива способствует повышению энергетической эффективности и маневренности энергоблока.

2. Применение выносного пароперегревателя на АЭС, в котором производится перегрев части свежего пара для последующего срабатывания в отдельной высокотемпературной турбине с противодавлением, позволяет увеличить электрическую мощность от 1034 до 1460, 1415, 1372 МВт при температурах перегретого пара 640, 600 и 560°С соответственно. Установлено, что перегрев пара в выносном пароперегревателе до температуры 560°С практически не приводит к росту КПД нетто энергоблока, поэтому термодинамически целесообразным является перегрев на более высокие температуры: КПД нетто цикла при максимальном расходе пара на выносной пароперегреватель изменяется от 31.19 до 32.62, 32.27, 31.91% при температурах перегретого пара 640, 600 и 560°С соответственно.

3. Сравнение гибридной энергоустановки с отдельными энергоблоками АЭС и ТЭС показало, что диапазон изменения электрической мощности гибридной АЭС значительно шире, чем при раздельной выработке электроэнергии. Установлено, что по отдельности на АЭС и ТЭС с энергоблоками К-500 и К-300 электрическая мощность изменяется в диапазонах 1290–1574 и 1187–1357 МВт соответственно, в то время как при сопоставлении минимального 10%-ного и максимального 50%-ного отбора пара на перегрев в гибридной АЭС наблюдается прирост мощности от 1071, 1064, 1057 до 1460, 1415, 1372 МВт при температуре перегрева пара 640, 600 и 560°С соответственно.

4. Для гибридной энергоустановки требуется значительно меньше оборудования, чем для раздельных АЭС и ТЭС. Для обеспечения стабильной работы гибридной АЭС необходимы выносной пароперегреватель, высокотемпературная турбина, ГВТО и воздухоподогреватель, а при раздельной выработке для нормального функционирования отдельно стоящей ТЭС электроэнергии количество оборудования значительно больше.

5. Предложенная схема позволяет получить прирост электрической мощности и повысить эффективность цикла без воздействия на условия работы парогенератора и реакторной установки. Кроме того, диапазон изменения отпускаемой мощности у гибридной энергоустановки шире, чем у АЭС и ТЭС по отдельности. Однако, несмотря на отмеченные термодинамические преимущества АЭС с интегрированной установкой на органическом топливе, следует констатировать, что необходимо проведение комплекса дополнительных исследований в области безопасности таких станций, а также определения экономической эффективности предлагаемого решения и маневренных характеристик объекта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Филиппов С.П., Малахов В.А., Веселов Ф.В.** Долгосрочное прогнозирование спроса на энергию на основе системного анализа // Теплоэнергетика.

2021. № 12. С. 5–19.
https://doi.org/10.1134/S0040363621120043

2. **Lior N.** Energy, exergy and thermoeconomic analysis of the effects of fossil-fuel superheating in nuclear power plants // Energy Convers. Manage. 1997. V. 38. Is. 15–17. P. 1585–1593.
https://doi.org/10.1016/S0196-8904(96)00235-X

3. **Wibisono A.F., Shwageraus E.** Thermodynamic performance of Pressurized Water Reactor power conversion cycle combined with fossil-fuel superheater // Energy. 2016. V. 117. Part 1. P. 190–197.
https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.10.060

4. **Касилов В.Ф., Дудолин А.А., Господченков И.В.** Эффективность использования парогазовой технологии в энергоблоке АЭС с ядерным реактором СВБР-100 // Теплоэнергетика. 2015. № 5. С. 14.
https://doi.org/10.1134/S0040363615050045

5. **Наумов А.С., Новикова З.Ю., Хрусталев В.А.** Повышение эффективности ПГУ на базе ГТУ и АЭС с ВВЭР // Вестник СГТУ. 2013. Т. 1. № 1 (69). С. 131–137.

6. **Щеклеин С.Е.** Роль ядерной энергии в расширении топливно-энергетической базы и сохранении климата // Траектория исследований – человек, природа, технологии. 2022. № 1 (1). С. 5–15.

7. **Пат. РФ № 2661341 C1. МПК C21D 5/14.** Гибридная АЭС с дополнительной высокотемпературной паровой турбиной / А.Е. Зарянкин. Патентообладатель НИУ МЭИ. Заявл. 28.11.2017. Опубл. 16.07.2018 // Б.И. 2018. № 20.

8. **Пат. РФ № 2771618 C1. МПК G21D 5/14, F01D 1/00, F22B 3/00.** Гибридная двухблочная АЭС по тепловой схеме Зарянкина / А.Е. Зарянкин. Патентообладатель ООО “Симонов и партнеры”. Заявл. 05.07.2021. Опубл. 11.05.2022 // Б.И. 2022. № 14.

9. **Трухний А.Д.** Парогазовые установки электростанций: учеб. для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2017.

10. **Типовая** энергетическая характеристика турбоагрегата К-300-240 ЛМЗ (для турбин до заводского № 1198). М.: ОРГРЭС, 1976. [Электрон. ресурс.] https://meganorm.ru/Data2/1/4294817/4294817689.htm

11. **Типовая** энергетическая характеристика турбоагрегата К-500-240 ХТГЗ. Свердловск: Уралтехэнерго, 1985. [Электрон. ресурс.] https://docs.cntd.ru/document/1200044024

12. **Типовая** энергетическая характеристика котла ТГМП-114 при сжигании мазута. ТХ 34-70-002-83. М.: Союзтехэнерго, 1983. [Электрон. ресурс.] https://meganorm.ru/Data2/1/4294817/4294817514.pdf

13. **Кузнецов Н.В.** Тепловой расчет котельных агрегатов: Нормативный метод. М.: Энергия, 1973.

A Study of Thermal Cycle Circuits of NPPs Combined with Fossil Fueled Power Installations

V. O. Kindra[a], *, I. A. Maksimov[a], D. V. Patorkin[a], I. I. Komarov[a], and O. V. Zlyvko[a]

[a] National Research University Moscow Power Engineering Institute, Moscow, 111250 Russia

**e-mail: kindra.vladimir@yandex.ru*

Abstract—The need to adapt the world's industry and economy to constantly tightening climatic standards, as well as a constant growth of energy consumption, facilitate the development of carbon-free electricity generation technologies. Renewable energy and nuclear power plants are referred to energy sources having almost zero carbon dioxide emissions into the atmosphere. However, in view of an insufficient amount of renewable energy resources near large electricity consumers, NPPs play the most important role in the potential transition to the carbon-free economy of Russia. However, they do have certain drawbacks, such as comparatively low energy efficiency, poor maneuverability, and also high specific capital outlays. Combined use of nuclear and fossil fuel may become one of ways for partially removing these drawbacks. The article addresses a thermodynamic analysis of using fossil fuel at an NPP in an external steam superheater with subsequently expanding a part of the steam in a high-temperature turbine. A process circuit solution is proposed whose use makes it possible to obtain an expanded power unit load adjustment range. It has been shown from thermodynamic analysis results that, by subjecting a certain amount of steam from the steam generator to external superheating, it becomes possible to increase the nuclear power unit's power output and efficiency: the maximal increase in the electric power output can total 338, 382, and 426 MW and that of net electrical efficiency of 0.73, 1.08, and 1.43% at steam superheating temperatures equal to 560, 600, and 640°C, respectively. The hybrid unit employing nuclear and hydrocarbon fuel that operates according to the proposed process cycle circuit includes a smaller amount of main equipment and features wider load adjustment ranges in comparison with standalone NPP and steam turbine thermal power plant: 102.3–132.7, 103.0–136.9, and 103.6–141.2% with respect to the reference process cycle circuit at steam superheating temperatures equal to 560, 600, and 640°C, respectively.

Keywords: nuclear power plants, thermal cycle circuit, hybrid installation, reactor plant, external steam superheater, maneuverability enhancement, combined cycle, energy efficiency, low-carbon energy