

УДК 621.311.3.003

ДОМАШЕВ Е.Д.

Ин-т технической теплофизики НАН Украины

ВОЗМОЖНОСТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ЦИКЛОВ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ УКРАИНЫ

Розглянуто можливість газотурбінної надбудови на АЕС з метою підвищення економічності, надійності, екологічної безпеки та подовження термінів експлуатації діючих блоків АЕС з водоводяними реакторами.

Рассмотрена возможность газотурбинной надстройки на АЭС с целью повышения экономичности, экологичности, надежности и продления сроков эксплуатации действующих блоков АЭС с водо-водяными реакторами.

A possibility of gas turbine type superstructure arrangement for a nuclear power plant with the purpose of the enhancement of economy, reliability and ecological safety as well as an extension of employment time of acting units of such a plant with water-water reactors is considered.

ПГАЭС – парогазотурбинная атомная электростанция;

ПГУ – парогазотурбинная установка;

ГТУ – газотурбинная установка;

СКД – блоки сверхкритического давления;

МГД – магнитогидродинамический генератор;

Р – реактор;

ПГ – парогенератор;

Д – деаэрактор;

К – конденсатор;

ПП – пароперегреватель;

ППП, ВП1, ВП2, СП1, СП2 – теплообменники;
ЦВД, ЦНД – цилиндры высокого и низкого давления;

ГТ – газовая турбина;

ВТИ – Всероссийский теплотехнический институт им. Ф.Э. Дзержинского (г. Москва);

ЭНИН – Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского (г. Москва);

НИКИЭТ – Научно-исследовательский и конструкторский институт энерготехники (г. Москва).

Современная энергетическая ситуация в государствах СНГ и восточной Европы характеризуется следующими основными показателями:

- резким ростом цен на топливо;
- ухудшением экологической обстановки, в связи с чем в ближайшее время Европейским экологическим сообществом будут приняты согласованные меры по снижению выбросов CO₂, что приведет к дальнейшему росту цен на вырабатываемую тепловую и электрическую энергию;
- высокой степенью физического и морального износа оборудования электростанций, что в сложившихся условиях повлечет за собой необходимость перехода на новые перспективные технологии преобразования энергии;
- снижением производительности нефтяной и угольной промышленности, для модернизации которой потребуются большие временные и капитальные затраты.

Для Украины нельзя не учитывать также осложнение сложившейся ситуации с расширением региональной самостоятельности и отсутствием в этой связи возможности реализации крупных капиталоза-

вложений в промышленность и, в частности, в энергетику. В то же время экологическая обстановка практически во всех регионах требует принятия немедленных эффективных мер по ее нормализации.

В этих условиях в качестве основных источников энергии могут рассматриваться газ и ядерное топливо.

Украина располагает необходимыми научными, исследовательскими, технологическими и производственными возможностями для создания отечественных парогазотурбинных установок (ПГУ) малой и средней мощности (6-45 МВт) на базе хорошо отработанных газотурбинных двигателей (ГТД), которые при наличии заказов могут быть в избытке поставлены заводами городов Николаев, Харьков, Запорожье, Кривой Рог.

Эффективная утилизация теплоты уходящих газов в схемах ПГУ, как теплофикационных, так и для выработки электроэнергии является кратчайшим и рентабельным путем достижения большой экономии органических топлив (до 20 %) при одинаковой электрической мощности ПГУ и ГТУ без утилизации. Этот путь, безусловно, более актуален эконо-

мически, чем многолетние дорогостоящие усилия по повышению на 1-2 % КПД газотурбинных двигателей.

Теплообменное оборудование для современных ПГУ, прежде всего котлы-утилизаторы энергетических параметров, в Украине не производятся (кроме нескольких вариантов транспортных установок). Для ПГУ-325 и ПГУ-345 предусмотрены котлы Подольского ЗИО (Россия). Хотя теплотехнические характеристики этих котлов вполне удовлетворительны, габариты и металлоемкость их совершенно неприемлемы. Достаточно сказать, что котел с естественной циркуляцией горизонтального типа при высоте 23,2 м имеет общую массу металла 2370 т.

Что же касается атомной энергетики, то исторически сложилось так, что в Украине уже построены и находятся в эксплуатации (с учетом ЧАЭС) 14 атомных энергоблоков. Более того, в настоящее время на АЭС Украины вырабатывается почти 50 % электроэнергии (при установленной мощности немногим больше 20 %).

Нельзя не учитывать тот фактор, что Украина имеет существенные запасы ядерного топлива, и это при выработке соответствующей стратегии развития атомной энергетики предопределяет необходимость создания собственного ядерного цикла.

В начале 80-х годов в СССР интенсивно рассматривались ранее разрабатываемые способы повышения эффективности за счет "пристроек" и реконструкции действующих электростанций и, в первую очередь, АЭС. В качестве такой "пристройки" предполагалось использовать парогазовый цикл (газовые турбины и блок АЭС), позволяющий с минимальными затратами и в сжатые сроки повысить за счет ГТУ мощность станций в 2,5-3 раза, обеспечить наращивание мощностей в энергетике без вывода из хозяйственного использования дополнительных земельных площадей и без увеличения потребления воды на существующих АЭС [1-3].

На парогазотурбинных АЭС (ПГАЭС) тепло отходящих от газовых турбин газов используется для перегрева насыщенного пара, получаемого в парогенераторах АЭС, с более высоким КПД, чем у обычных парогазовых установок. Кроме того, перегрев пара повышает надежность АЭС, т.к. более 30 % отказов связано с работой на влажном паре. Существенное уменьшение потребления воды (за счет ГТУ) на объектах такой мощности улучшит экологическую обстановку региона.

Как правило, совершенствование термодинамических циклов связывается с широким внедрением парогазовых циклов, магнетогидродинамических (МГД)-установок, повышением параметров паротурбинных электростанций сверхкритических давлений (СКД) и использованием новых рабочих тел, например, натрия, диссоциирующих газов и т.д. в процессах преобразования тепловой энергии в электрическую.

Повышение параметров водяного пара приводит к увеличению металлоемкости и снижению надеж-

ности оборудования электростанций. Следует отметить, что повышение термического КПД за счет повышения параметров водяного пара и использование новых рабочих тел связаны с разработкой принципиально нового оборудования. В этом случае экономия энергоресурсов достигается, в основном, только за счет ввода мощностей на вновь построенных электростанциях. Такой путь развития энергетики потребует сравнительно больших капиталовложений при малых темпах ввода мощностей.

Наиболее оптимальным путем повышения КПД электростанций представляется путь, не связанный с разработкой нового оборудования.

Недостатки воды как рабочего тела могут быть исключены одновременным повышением термического КПД установки, если в цикле преобразования тепловой энергии в электрическую использовать тепло отходящих от газовой турбины газов для перегрева насыщенного пара, получаемого в парогенераторах атомной электростанции. Предварительные расчеты показывают, что при принятых температурных напорах такой парогазовый цикл имеет термический КПД выше, чем у обычных парогазовых установок и даже МГД-генераторов. Такой цикл может быть осуществлен с использованием уже имеющегося основного оборудования и позволяет существенно снизить металлоемкость электростанции.

С целью его реализации в энергетике России во Всероссийском теплотехническом институте им. Ф.Э. Дзержинского (г. Москва) была разработана схема парогазовой надстройки на АЭС. Особенность этой надстройки состоит в том, что выходящие из газовой турбины газы вместо котла утилизатора последовательно проходят через смешивающие теплообменники, теплоносителем в которых используется расплав селитряной смеси (HTS), состоящей из NaNO_2 , KNO_3 и NaNO_3 . Во втором теплообменнике теплоносителем служит водный раствор HTS.

В настоящее время в мире накоплен обширный экспериментальный материал по эксплуатации промышленных смешивающих подогревателей, работающих на отходящих газах. В качестве теплоносителя используется солевой раствор LiBr . Опытный смешивающий теплообменник хорошо зарекомендовал себя в эксплуатации. Предлагаемый для использования в качестве теплоносителя расплав селитряной смеси в течение более тридцати лет используется в жидкостных термостатах при температурах до 550°C . Этот теплоноситель отличается стойкостью вплоть до температуры 550°C и практическим отсутствием коррозионного взаимодействия с конструкционными материалами. Достоинства такого теплоносителя при работе в области сравнительно высоких температур подтверждены экспериментальными исследованиями [4]. Трехкомпонентная солевая эвтектика NaNO_2 , KNO_3 , NaNO_3 не токсична и сравнительно недорога.

Водные растворы HTS исследованы меньше. Проведенные во Всероссийском теплотехническом институте предварительные экспериментальные ис-

следования давлений насыщения водных растворов HTS и температур начала кристаллизации и коррозионного взаимодействия с образцами конструкционных материалов (черная сталь, сталь типа ХМФ и нержавеющая сталь марки 1X18H9T) показали, что сталь 1X18H9T практически не корродирует в растворах. Очень слабо взаимодействует с раствором и сталь ХМФ. Наибольшим взаимодействием с растворами отличаются черные стали. Однако это взаимодействие находится в пределах допустимого для условий тридцатилетней эксплуатации теплообменной поверхности. Полученные экспериментальные данные позволяют сделать вывод о возможности использования поверхности нагрева теплообменника даже из черной стали. Это позволяет разработать компактные теплообменники с корпусом, рассчитанным на атмосферное давление. Компактность теплообменника обеспечивается не только за счет возможности использования труб малого диаметра, но и за счет интенсификации теплообмена в описанной схеме преобразования энергии. Применение смешивающих теплообменников позволяет практически исключить градиент температур между охлаждаемым газом и нагреваемым теплоносителем. В поверхностных теплообменниках, в которых теплоноситель охлаждается паром или водой, коэффициенты теплопередачи существенно выше, чем в поверхностных теплообменниках обычных парогазовых установок (ПГУ), где теплообмен, в основном, определяется сравнительно малым коэффициентом теплоотдачи от газа к трубам, и чем в пароперегревателях СПП, где

нагреваемый пар течет в межтрубном пространстве пароперегревателя. Проведенная оценка параметров теплообменников в схеме на рис. 1 показывает, что суммарная теплообменная поверхность равна или незначительно превышает суммарную поверхность пароперегревателей СПП и ту часть поверхности регенеративных подогревателей серийных турбин АЭС, которая замещается в схеме на рис. 1 поверхностями нагрева ПП, ППП, ВП1 и ВП2.

Использование смешивающего теплообменника СП2, работающего на теплоносителе в виде водного раствора HTS, позволяет получать температуру газов на выходе из этого теплообменника на уровне 70° С. В качестве теплоносителя в теплообменнике СП2 предполагается использовать водный раствор HTS с массовым содержанием солей порядка 70 %. Температура начала кристаллизации такого раствора, согласно полученным экспериментальным данным, лежит ниже 50°С. Для циркуляции раствора могут быть использованы циркуляционные насосы, которые применяются в контурах реакторов на быстрых нейтронах или контурах реакторов ВВЭР и РБМК.

Теплообменники ПП, ППП, ВП1, и ВП2 могут, в принципе, разместиться на площади, которую на обычной АЭС занимают корпуса СПП и конденсаторы греющего пара. Необходимо учесть также, что у АЭС по схеме на рис. 1 существенно сокращается площадь, занимаемая регенеративными подогревателями. Поэтому размещение теплообменников ПП, ППП, ВП1 и ВП2 в машинном зале АЭС представляется вполне возможным.

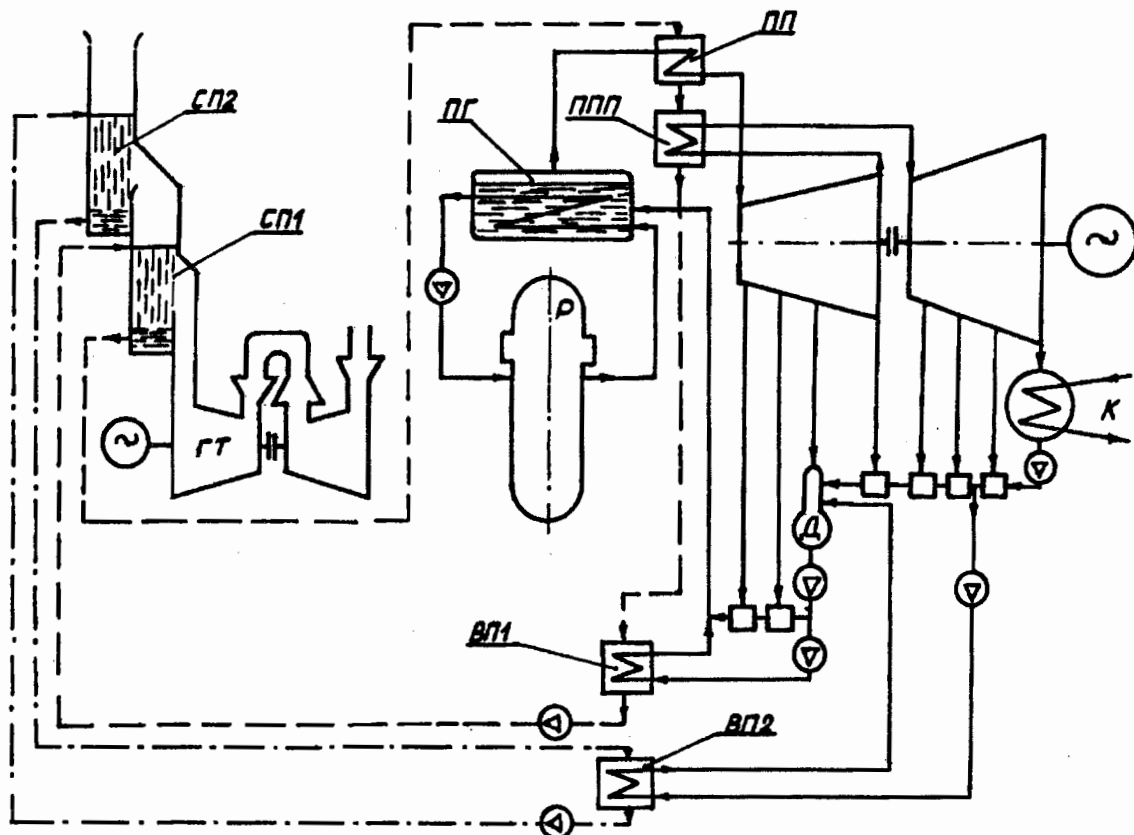


Рис. 1. Принципиальная схема ПГАЭС.

Турбина АЭС с перегревом пара и регенерацией за счет использования тепла отходящих от газовой турбины газов может быть собрана из цилиндров среднего (ЦСД) и низкого (ЦНД) давления унифицированных паровых турбин сверхкритического давления. При работе по описанной схеме мощности ЦСД и ЦНД примерно равны.

В соответствии с принципиальной схемой АЭС на рис. 1. подводимое в цикле тепло органического топлива (газа) расходуется на выработку электроэнергии газовыми турбинами и на перегрев пара, выходящего из парогенератора перед паровой турбиной на вторичный перегрев и регенерацию. При этом обеспечивается существенно лучшее заполнение цикла Карно, чем у ПГУ и МГД, работающих в блоке с тепловыми электростанциями сверхкритического давления (СКД).

Улучшение заполнения цикла Карно в схеме парогазовой АЭС достигается также за счет совершенствования обычного цикла АЭС, благодаря отказу от промежуточного перегрева пара насыщенным паром от парогенератора. Использование для выработки электроэнергии турбин, состоящих из ЦСД, и ЦНД – серийных турбин СКД с равным распределением мощности, позволяет приблизительно на 5 % увеличить количество электрической энергии, получаемой с единицы затраченного тепла на обычной АЭС. Выработка электроэнергии с единицы подведенного тепла в парогазовом цикле АЭС больше, чем у серийных турбин СКД, состоящих из трех цилиндров, хотя и на меньшую величину, чем при сравнении с обычными АЭС, которые работают на насыщенном паре.

Отличительной особенностью рассматриваемой парогазовой АЭС является относительно малый расход энергии на собственные нужды станции, особенно в сравнении с парогазовыми блоками СКД и МГД.

Одной из серьезных проблем при размещении АЭС является выбор источника снабжения охлаждающей водой, так как ее потребности для турбин, работающих на насыщенном паре, очень велики. Проблема водоснабжения парогазовой АЭС существенно упрощается, потому что расход охлаждающей воды для нее примерно в 2-3 раза меньше по сравнению с обычной АЭС такой же мощности.

Чрезвычайно важной проблемой в энергетике является и обеспечение необходимой маневренности электростанций. Современные АЭС не могут участвовать в ежесуточном регулировании нагрузки, как по соображениям обеспечения необходимой безопасности, так и с экономической точки зрения. Парогазовые же АЭС допускают изменение мощности в широком диапазоне нагрузок за счет частичного отключения или снижения нагрузки газовых турбин. При этом реактор и парогенераторы АЭС работают в базовом режиме, обеспечивая максимально возможную выработку электроэнергии на ядерном топливе при сниженном расходе органического топлива. Во время минимумов электрической нагрузки мощность

работающих по парогазовому циклу АЭС снижается одновременно за счет снижения мощности газовых и паровых турбин, у которых снижение нагрузки обеспечивается путем уменьшения температуры перегрева пара и сокращения доли регенеративного подогрева питательной воды. Опыт эксплуатации блоков СКД показывает, что при их участии в ежесуточном регулировании нагрузки, температура перегретого пара может снижаться на 50° С. Можно полагать, что по условиям обеспечения длительной прочности конструкционных материалов, менее металлоемкие турбины парогазовой АЭС позволяют обеспечить большее ежесуточное снижение температуры перегретого пара перед турбиной. Однако и снижение температуры на 50° С позволяет снизить нагрузку почти на 20 %.

На современных АЭС около 30 % простоев связано с отказами СПП. Сравнительно частые остановки на АЭС происходят из-за повреждения трубопроводов вследствие вибрации и эрозии. Наиболее часто эти явления имеют место в конденсаторопроводах греющего пара СПП. Эрозии наиболее подвержены трубопроводы отборов ЦВД, работающие на влажном паре, а также другие трубопроводы с влажным паром, например, трубопроводы отсосов пара из лабиринтовых уплотнений регулирующих и стопорных клапанов турбин. Перегрев пара перед турбиной позволяет отказаться от использования СПП, а в трубопроводах отборов ЦВД и отсосов лабиринтовых уплотнений регулирующих клапанов в этом случае течет перегретый пар, что исключает их эрозию. Таким образом, АЭС с перегревом пара перед турбиной с этой точки зрения имеет существенно более высокую надежность по сравнению с обычной АЭС, работающей на насыщенном паре. Значительно упрощается схема и разводка трубопроводов турбины и уменьшается их протяженность.

На парогазовой АЭС существенно сокращается численность обслуживающего персонала, так как газовые турбины могут быть полностью автоматизированы, а персонал на блоке АЭС не увеличивается. В то же время общую мощность АЭС с газовым перегревом можно увеличить примерно в 3 раза по сравнению с АЭС, работающей на насыщенном паре. Если же пойти на некоторое ухудшение общей экономичности циклов и обеспечить перегрев пара от парогенератора всего на 50° С, отказавшись от промежуточного пароперегревателя, устанавливаемого в промежуточном контуре, то в этом случае, при полном отключении ГТУ на ночь схема превращается в обычный энергоблок АЭС. В дневное время при максимальных нагрузках энергосистемы тепло отходящих газов от ГТУ используется для частичного перегрева пара от парогенераторов (около 50° С) и для вытеснения пара регенеративных отборов. За счет перегрева свежего пара частично сокращается и расход пара на промежуточный перегрев.

Сегодня в Украине имеется пять блоков высокой степени готовности. Это 4-й блок Ровенской, 2-й, 3-й и 4-й блоки Хмельницкой и 4-й блок Южно-

Украинской АЭС. Два из них могут быть введены в эксплуатацию в течение 1-1,5 года и три – в течение 5-6 лет. Россия, располагающая необходимым количеством энергоносителей, территорий и водными ресурсами для строительства новых АЭС и других электростанций, менее остро нуждается в разработке ПГ АЭС. Инициатива Украины в этом вопросе, кроме существенного вклада в экономику, могла бы стать и надежным экспортером нового теплообменного оборудования и опыта эксплуатации ПГ АЭС.

Окончание срока эксплуатации действующих блоков начинается после 2010г. и до 2020г. Возможность продления срока безопасной эксплуатации этих блоков задача необыкновенной важности [5, 6, 7]. Для этой цели в ряде научных центров и фирм (в частности Pacific Northwest Laboratories, USA, а ранее в России -ВТИ, ЭНИН, НИКИЭТ), разработана новая энергетическая технология, базирующаяся на комбинированном цикле: газотурбинная установка-водоводяной реактор (ГТУ-ВВЭР), которая способствует успешному решению этой задачи, что обуславливает ее несомненную перспективность. Повышение срока службы и безопасности реакторной установки осуществляется за счет снижения мощности реактора, давления и температуры горячей нитки контура (а тем самым и существенного снижения повреждаемости, особенно, за счет растрескивания металла корпуса реактора, парогенератора и другого оборудования циркуляционного контура в конце срока службы) при выработке соответствующей энергии на ГТУ.

Качественным отличием, по сравнению с известными схемами с огневым перегревом насыщенного пара, является отсутствие поверхностных теплообменников для перегрева пара, гигантские размеры которых (около 10 тыс. кв. м теплообменной поверхности для АЭС с ВВЭР-1000) обуславливали отказ от таких схем.

Известно, что использование насыщенного пара в цикле с водоводяными реакторами не только приводит к низкой термодинамической эффективности цикла (КПД современных АЭС не превышает значений 0,33-0,35), но и к низкому внутреннему КПД турбины, а также, как указывалось выше, проблемам эрозии - коррозии трубопроводов, турбинных лопаток и другого оборудования и к необходимости использования такого громоздкого и ненадежного оборудования, как промежуточный сепаратор-пароперегреватель турбины.

Анализ различных комбинированных схем ГТУ-ВВЭР (принципиальная схема реализации комбинированной ГТУ-ВВЭР приведена на рис. 2) показал возможность существенного уменьшения недостатков цикла АЭС с насыщенным паром. Часть питательной воды ВВЭР направляется в котел-утилизатор ГТУ, где генерируется пар – одна порция при давлении острого пара турбины АЭС, а другая - при давлении выхлопа ЦВД. Первый поток перегретого пара в теплообменнике смешивающего типа соединяется с острым паром турбины, а второй поток

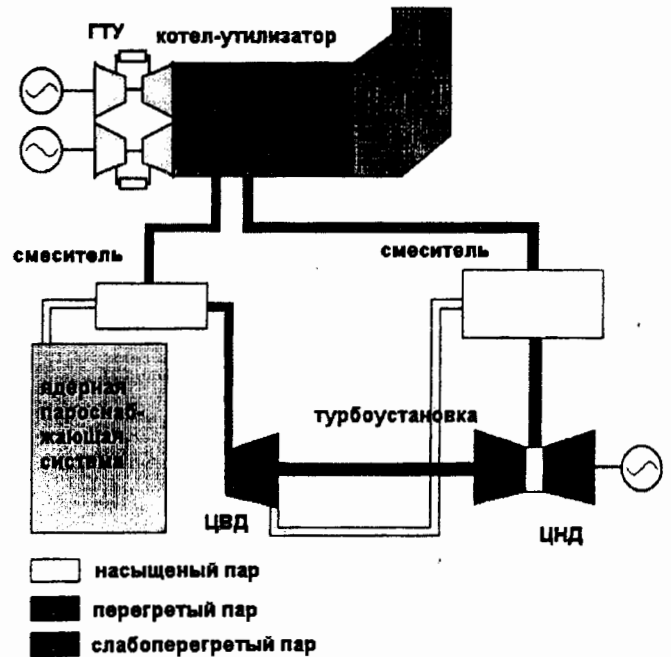


Рис. 2. Принципиальная схема комбинированного ГТУ-ВВЭР цикла.

подается в ресивер или сепаратор-перегреватель турбины. Это приводит к осушению и некоторому перегреву пара на входе во влажно-паровую турбину, эффективному осушению и перегреву пара на входе в ЦНД, увеличению общего расхода пара (и его энтапии) через турбину.

В эксплуатируемых блоках с ВВЭР-400 и ВВЭР-1000 применение комбинированных циклов возможно с минимумом изменений, например, понижение мощности реактора с сохранением номинальной электровыработки блока уменьшит нейтронно-физическую нагрузку на оборудование и коммуникации, повысит надежность дальнейшей эксплуатации блока с продлением срока службы.

Как показал анализ и оценочные расчеты, предлагаемая комбинация ГТУ-ВВЭР позволяет получить:

- достижение КПД комбинированного цикла до 45 %;
- повышение внутреннего КПД паровой турбины до 5 %;
- увеличение производства электроэнергии при такой же тепловой мощности ВВЭР в зависимости от мощности ГТУ до 35 %, или же при снижении мощности эксплуатирующихся блоков сохранить номинальную выработку электроэнергии с повышением надежности и безопасности блока;
- возможность работы в маневренных режимах и увеличение до 5 % коэффициента использования установленной мощности (в первую очередь за счет снижения износа и поломок турбинного оборудования, связанных с влагой в паре);
- возможность избавиться от промежуточного сепаратора - пароперегревателя турбины;

- повышение срока службы, в зависимости от выбранной комбинированной схемы, до 10 лет;
- снижение эксплуатационных затрат;
- повышение надежности работы АЭС за счет установки дополнительного источника электроэнергии – ГТУ и др.

Одним из важных преимуществ приведенных комбинированных циклов является то, что они могут быть полностью созданы на базе реальных образцов оборудования, производимого в Украине. Это позволяет осуществить их реализацию в достаточно короткие сроки.

Литература

1. Герлига В.А., Киров В.С., Домашев Е.Д. О перспективах тепловой энергетики Украины.– В сб.: Стабилизационный потенциал использования угля в электроэнергетике Украины.– Киев.– 1997.– С. 4-11.
2. Домашев Е.Д. Перспективы развития в Украине энергетических комплексов, работающих по парогазовым циклам. В материалах Междун. научно-технической конференции "Совершенство-УДК 621.039

вание энергетических и транспортных турбоустановок методами математического моделирования, вычислительного и физического экспериментов".– Харьков.– 1994.– С. 5.

3. Домашев Е.Д., Герлига В.А., Коровкин В.А. Возможности повышения надежности и экономичности АЭС Украины. В сб.: "Управление эффективностью энергоиспользования" (по материалам Междун. семинара). Одесса.– 1995.– С. 14-15.
4. Asahim T., Kosaka M., Tajlri K. "Thermal properties of a heat storage system for solar processes at high temperature". 8-th Bien. Congr. Int. Sol. Energy Soc. Perth. Aug. 1983.– Vol. 3. Oxford e. a. 1984.– p. 1716-1720.
5. Продление срока службы блоков АЭС.– Сер. Атомная энергетика, том 8. М. ВИНТИ. 128 с.
6. Tsiklauri G. CCGT-LWR=The power plant of the future? -Nuclear Engineering International. London. 1996.– Vol.47.– № 507.– p. 22-25
7. Nuclear reactor and GTCC: powering the future. - Modern Power systems. London.– 1996.– Vol. 16.– № 12, p. 17-18.

Получено 09.02.98 г.