

УДК 621.31:621.311.1:621.311.2

DOI: 10.24160/1993-6982-2019-6-30-38

Перспективные энергетические комплексы с парогазовыми технологиями и атомными электростанциями с ядерными реакторами малой мощности

В.В. Жуков, А.В. Овечкин

В настоящее время в электроэнергетике актуальна целесообразность децентрализации производства электрической и тепловой энергии для электроснабжения отдельных предприятий, а также удаленных и изолированных районов. При этом децентрализация в значительной степени может быть удовлетворена созданием энергетических комплексов, состоящих из атомных электростанций с реакторами малой (до 300 МВт) и средней (300...700 МВт) мощности, и газотурбинных и парогазовых установок (ГТУ, ПГУ).

Разработан алгоритм создания проектов электрической части энергокомплексов на базе энергоблоков атомной электростанции малой мощности (АСММ), ГТУ и ПГУ. Приведены результаты разработки вариантов формирования энергокомплекса с парогазовой технологией в энергоблоке АСММ и энергокомплексов электрически связанных ГТУ, ПГУ и АСММ. Энергокомплексы содержат модульный реактор СВБР-100 с жидкометаллическим теплоносителем — сплавом свинец-висмут мощностью 100 МВт, создание которого завершается Госкорпорацией «Росатом», энергоблоки с газотурбинными установками мощностью 70 МВт каждая и парогазовой установкой в 200 МВт.

В результате реализации проектов определены параметры и типы основного электротехнического оборудования энергокомплексов (генераторы, трансформаторы), предложены варианты схем выдачи мощности энергокомплексами и схемы собственных нужд энергоблоков. Выполнен расчет токов КЗ и определены типы и параметры необходимого современного коммутационного оборудования для энергоблоков. Обоснована возможность создания перспективных энергокомплексов с парогазовыми технологиями и атомными электростанциями с ядерными реакторами малой мощности.

Ключевые слова: энергокомплексы, ядерные реакторы, газотурбинные и парогазовые установки, электрооборудование, электрические схемы, короткое замыкание, собственные нужды.

Для цитирования: Жуков В.В., Овечкин А.В. Перспективные энергетические комплексы с парогазовыми технологиями и атомными электростанциями с ядерными реакторами малой мощности // Вестник МЭИ. 2019. № 6. С. 30—38. DOI: 10.24160/1993-6982-2019-6-30-38.

Prospective Integrated Power Supply Systems Involving the Use of Combined Cycle Technologies and Nuclear Power Plants Equipped with Small-Capacity Reactors

V.V. Zhukov, A.V. Ovechkin

Nowadays, the use of decentralized electricity and heat generating systems for supplying power to individual enterprises and to distant and isolated regions has become of issue. It should be noted that the demand for decentralized generation of electricity and heat can be met to a significant extent by constructing integrated power supply systems composed of nuclear power plants equipped with small- (up to 300 MW) and medium-capacity (from 300 to 700 MW) reactors, gas-turbine units (GTUs), and combined-cycle power plants (CCPPs).

An algorithm for designing the electrical part of integrated power supply systems containing small-capacity nuclear power plant units (SC NPPs), GTUs, and CCPPs has been developed. The results from elaborating different versions of shaping an integrated power supply system involving the use of combined cycle technology in an SC NPP unit and power supply systems containing electrically linked GTUs, CCPPs, and SC NPPs are presented. The integrated power supply systems comprise a modular liquid metal cooled SVBR-100 reactor with a lead-bismuth coolant (the development of which at the enterprises of the Rosatom State Atomic Energy Corporation is close to completion) with for capacity of 100 MW, power units equipped with 70 MW GTUs, and a 200 MW CCPP.

As an outcome of the above-mentioned designing activities, the parameters and types of the main electrical equipment used in the integrated power supply systems (generators and transformers) have been determined. In addition, the versions of their power output systems and the basic circuits of power unit auxiliary power supply systems have been proposed. The short-circuit fault currents have been calculated, and the types and parameters of modern switching equipment for the power units have been determined. The possibility of constructing prospective integrated power supply systems with the use combined cycle technologies and nuclear power plants equipped with small-capacity reactors has been substantiated.

Key words: integrated power supply systems, nuclear reactors, gas-turbine units, combined cycle power plants, electrical equipment, electrical circuits, short-circuit fault, auxiliaries.

For citation: Zhukov V.V., Ovechkin A.V. Prospective Integrated Power Supply Systems Involving the Use of Combined Cycle Technologies and Nuclear Power Plants Equipped with Small-Capacity Reactors. Bulletin of MPEI. 2019;6:30—38. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2019-6-30-38.

Введение

В настоящее время актуальна целесообразность децентрализованного производства электрической и тепловой энергии. В основном это объясняется ростом экономики развивающихся стран, удовлетворением потребности в гибкой генерации электроэнергии, заменой стареющих генерирующих установок, работающих на органическом топливе, освоением удаленных и изолированных районов, созданием источников распределенной генерации, потребностями в опреснении морской воды.

Децентрализация производства энергии в значительной степени может быть удовлетворена атомными электростанциями с реакторами малой и средней мощности.

По классификации МАГАТЭ к малым относят реакторы с мощностью, не превышающей 300 МВт, у реакторов средней мощности диапазон от 300 до 700 МВт. В мире действуют всего 25 реакторов малой мощности, 18 из которых работают в Индии, 4 — в России, 2 — в Китае и 1 — в Пакистане [1]. Следует отметить, что многие страны ведут работы в области создания реакторов подобного типа.

В таблице 1 приведены наиболее продвинутые реакторные установки малой мощности с разными степенями разработки и перспективами применения [2, 3].

Из реакторных установок малой мощности можно выделить особый класс малых модульных реакторов (SMR), определяемый не только уровнем мощности и безопасности, но и модульностью конструкции, способами изготовления и доставки, а также обеспечением широкого диапазона мощностей энергоблоков, набираемого из разного количества модулей. Данный класс вызывает большой интерес инвесторов и имеет серьезный потенциал применения, особенно с длительным периодом перегрузки. Привлекают инвесторов также малые объемы инвестиций и сроки сооружения.

Реакторы большой мощности (800 — 2000 МВт), предназначенные в основном для централизованного электроснабжения, несмотря на низкую себестоимость генерируемой ими электроэнергии (экономия от масштаба), предъявляют жесткие требования к

энергетической системе, в составе которой они работают. Атомные электростанции (АЭС) с реакторами большой мощности в силу ряда технических причин не могут функционировать в маневренных режимах, то есть участвовать в покрытии переменной части графика электрической нагрузки, а также создают трудности обеспечения электроэнергией потребителей во время остановки энергоблоков атомных электростанций малой мощности (АСММ) на профилактические и плановые ремонты или перегрузки топлива. Генерация энергии на них по суточным неравномерным графикам нецелесообразна и по экономическим критериям.

Атомные электростанции малой мощности имеют целый ряд преимуществ перед АЭС большой мощности, а именно: меньшие физические размеры и объем строительства, малые инвестиции, срок окупаемости и финансовые риски, возможности обеспечения потребителей теплом и пресной водой, пониженные требования к обеспечению электроэнергией потребителей при отключении энергоблока АСММ на профилактические и плановые ремонты.

По оценкам МАГАТЭ потребность в реакторах малой и средней мощности (100 — 400 МВт) до 2040 г. в мире составит от 500 до 1000 ед., а суммарная стоимость этого рынка — 300 — 600 млрд долларов США [3].

Основными областями применения АСММ являются:

- региональная энергетика, особенно в области теплоснабжения, где подавляющее большинство работающих энергоблоков в регионах имеют мощность менее 100 МВт;

- энергообеспечение удаленных районов, к которым можно отнести локальные труднодоступные территории Севера, Сибири и Дальнего Востока с отсутствующими постоянными логистическими связями с освоенной территорией (в России насчитывается пятьдесят регионов, где существует потребность в АСММ [3]);

- энергоснабжение отдельных производственных предприятий, где энергетическая составляющая имеет значительную определяющую величину в структуре стоимости продукции и затратна при подключении к системному энергоисточнику;

- производство АСММ с целью их экспорта в страны Юго-Восточной Азии, Африки и некоторые северные страны для использования в удаленных слаборазвитых в социальном и экономическом плане регионах (актуально для стран с развитой атомной энергетикой). Страны-новички, заинтересованные в использовании атомной энергии, могут начать свои проекты именно с развертывания АСММ, при этом относительно небольшие первоначальные капиталовложения на один блок АСММ обеспечивают большую гибкость в поэтапном увеличении мощности электростанции до 1200 МВт [4], что ведет к меньшим финансовым рискам;

- создание распределенной генерации (наиболее ориентированы зарубежные проекты).

Таблица 1

Реакторные установки малой мощности

Страна	Мощность, МВт
Аргентина	25...100
Китай	10, 40, 210
Республика Корея	100
Россия	10, 30, 35, 100
США	25, 45, 100, 160, 265
Франция	50...250
Япония	30...50, 100...150

Создание энергокомплексов

В последние десятилетия для повышения надежности энергоснабжения, снижения потерь электроэнергии в линиях электропередачи прослеживается стремление к близкому размещению к потребителю, а в некоторых случаях к технологическому объединению базисных электростанций (ТЭС и АЭС) и высокоманевренных электростанций (ГЭС и ГАЭС, ГТУ и ПГУ) в энергокомплексы [5], которые являются территориально-техническим объединением электростанций разного типа.

Для решения проблем маневренности, покрытия пиковых нагрузок потребителей, а также обеспечения их тепловой энергией наиболее перспективно использование в энергокомплексе совместно с АЭС газотурбинных и парогазовых технологий. Поскольку данные электростанции обладают высокой маневренностью, то они могут служить источниками надежного аварийного и резервного снабжения собственных нужд (СН) энергоблоков АЭС.

Известны результаты разработки некоторых проектов энергокомплексов [5 — 8]. Однако они отражают в основном технологические особенности установки, разработка электрической части энергокомплекса практически не затрагивается. В этой связи актуально создание реальных проектов электрической части комплексов с целью определения технических и экономических факторов, влияющих на всех этапах их реализации. Зная виды и значимость, можно на них воздействовать, снижая отрицательное влияние на эффективность проекта.

Алгоритм разработки электрической части энергокомплекса

Для создания энергокомплекса, состоящего из АЭС, ГТУ или ПГУ, рекомендуется алгоритм проекта разработки электрической части энергокомплекса, состоящий из последовательных проектных процедур, заканчивающихся конечными проектными решениями.

Алгоритм состоит из следующих этапов проведения исследований по обоснованию варианта энергоснабжения потребителя, включающих:

- определение расчетной мощности энергокомплекса в рассматриваемом регионе (для этого необходимо знание требуемой мощности предприятия или дефицитного по мощности региона, а также прогноз перспективного развития потребителей или территории региона);
- поиск структуры энергокомплекса: выбор типа и установленной мощности реактора и турбогенератора энергоблоков АСММ и типа и мощности газовой и паровой турбин и турбогенераторов ГТУ и ПТУ;
- разработку схем выдачи мощности электростанциями энергокомплекса, в которую входят обоснование и выбор структурных схем электростанций, схем присоединения к энергосистеме или схем их технологического объединения или создания автономной системы;

- сравнение вариантов схем, различающихся с позиции надежности и приведенных затрат;
- установление мощности трансформаторов и схем электроснабжения потребителей СН электростанций энергокомплекса;
- расчет токов КЗ по узлам различного напряжения в схеме энергокомплекса и системе электроснабжения потребителя до и после подключения энергокомплекса;
- координацию уровней токов КЗ в новой системе электроснабжения, выбор электротехнического оборудования;
- создание способа пуска агрегатов ГТУ, обеспечение живучести электростанций.

Приведем некоторые результаты разработки проектов электрической части энергокомплексов с парогазовой технологией в энергоблоке АСММ и энергокомплексов с электрическим объединением энергоблоков АСММ и энергоблоков парогазовой электростанции.

Энергокомплекс с парогазовой технологией в энергоблоке атомной электростанции малой мощности

Выбор типа и мощности реактора для АСММ энергокомплекса обоснован тем, что в настоящее время подразделениями Госкорпорации «Росатом» завершаются работы по созданию опытно-промышленного энергоблока АСММ с ядерным реактором СВБР-100 тепловой мощностью до 280 МВт и паротурбинной установкой электрической мощностью 100 МВт. Модульный реактор СВБР-100 на быстрых нейтронах спроектирован для работы с жидкометаллическим теплоносителем — эвтектическим сплавом свинец-висмут в замкнутом топливном цикле (рис. 1).

Данная технология отработана при эксплуатации подобных реакторов на атомных подводных лодках России, а проект СВБР-100 в значительной мере отвечает требованиям, предъявляемым к современным ядерным энергетическим установкам. Речь идет о требованиях к безопасности, срокам службы реакторной установки (от 40 до 60 лет) и обеспечению удельных капитальных затрат на создание атомного энергоблока, сопоставимых с таковыми для тепловых электростанций (1000 — 1700 долларов США/кВт). При этом их небольшая единичная мощность привлекательна для проектов с ограниченными инвестициями, а благодаря высокому уровню безопасности строительство АЭС с СВБР-100 возможно в непосредственной близости от населенных пунктов. Помимо всего прочего конструкция СВБР-100 такова, что позволяет объединять моноблоки друг с другом, получая электрическую генерацию мощностью, кратной 100, 200, 300 или 400 МВт различного назначения, включая атомные ТЭС и опреснительные энергокомплексы.

Ограничение температуры свежего пара в паротурбинной установке с реактором СВБР-100 на уров-

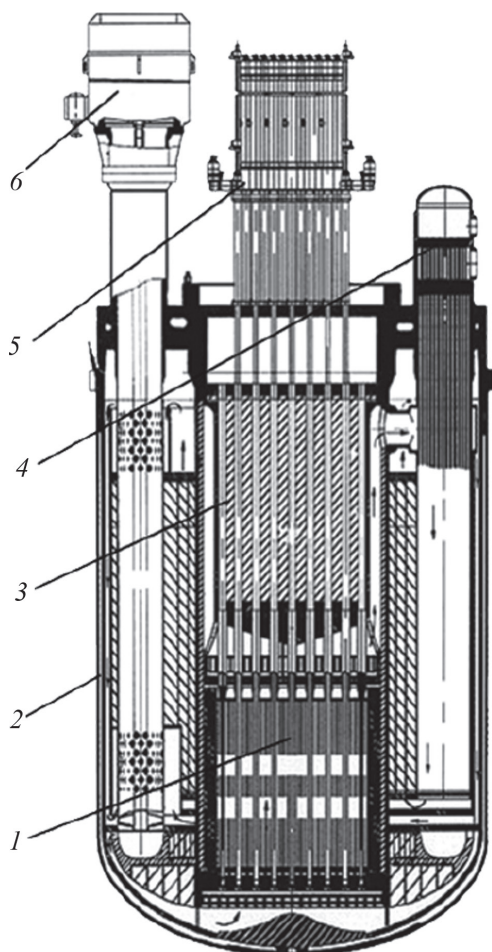


Рис. 1. Продольный разрез реакторного моноблока СВБР-100: 1 — активная зона; 2 — корпус МБР; 3 — защитная пробка; 4 — модули испарителя; 5 — приводы СУЗ; 6 — ГЦН

не состояния насыщения ($t_0 = 282,8 \text{ }^\circ\text{C}$) не позволяет реализовать КПД брутто выше 37%. Это заставляет повысить экономичность паротурбинной установки и надежность ядерного энергоблока. Наиболее эффективным решением может быть использование в энергоблоках АЭС комбинированных циклов с газотурбинными и парогазовыми технологиями [6, 7, 9, 10]. Так, использование ГТУ может решить проблемы маневренности, покрытия пиковых нагрузок потребителей электрической энергии, а также обеспечения их тепловой энергией. Газотурбинные установки могут послужить источниками надежного аварийного и резервного снабжения СН энергоблоков АЭС. Не исключается их использование в роли пикового агрегата с отпуском электроэнергии. Следует отметить, что энергетическая характеристика ГТУ позволяет в наиболее холодные периоды эксплуатации (осенне-зимние пики электрических и тепловых нагрузок) увеличивать выработку энергии на 20...30%. Поскольку они имеют наивысшие показатели маневренности, то применение возможно и в расширении регулировочного диапазона турбоустановки АЭС. Следует отметить и возможности автоном-

ной работы установок при плановых и внеплановых остановках ядерного реактора. Большинство из указанных возможностей связаны с использованием технологических схем «ядерный энергоблок + ГТУ», не позволяющих реализовать значимый рост КПД энергоблоков, в том числе из-за малой степени бинарности термодинамических циклов. Известно, что в теплоэнергетике наибольший КПД (50...60%) обеспечивает применение ПГУ.

Анализ примеров использования различных схем парогазовых энергоблоков на АЭС показал, что их реализация сложна, прежде всего в условиях применения реакторов большой мощности с существенными расходами пара [7]. Однако для АЭС с реакторами малой и средней мощности подобные решения вполне осуществимы и позволят обеспечить значимые эффекты по экономичности, мощности и маневренности. В публикации [6] приведены результаты расчета варианта тепловой схемы парогазового энергоблока с реактором СВБР-100 (рис. 2).

В данном случае рассматривается применение двух газотурбинных установок GE 6101FA единичной мощностью 70 МВт. Электрическая мощность паротурбинного агрегата при температуре наружного воздуха $t_{н.в} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$ составила $P_p = 187,6 \text{ МВт}$ (паровой турбине присвоена маркировка К-190-6.7). Таким образом, общая мощность энергокомплекса с маркировкой ПГУ-330-ЯР составляет $P = 328,1 \text{ МВт}$. При этом получено значение электрического КПД брутто $\eta_3^{бр} = 45,39\%$.

В соответствии с тепловой схемой (см. рис. 2) и зависимостью электрической мощности энергоблока ПГУ-330-ЯР от температуры наружного воздуха определены типы и мощности турбогенераторов ГТУ и паротурбинного агрегата.

Для ГТУ выбран турбогенератор ТФГ-100-2У3 с номинальными мощностью $P_{г.ном} = 100 \text{ МВт}$ и напряжением $U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$, а для паротурбинного блока — турбогенератор ТГВ-200-2У3 с $P_{ном} = 200 \text{ МВт}$ и $U_{г.ном} = 15,75 \text{ кВ}$ [11].

Схема выдачи мощности энергокомплекса включает обоснование необходимости, мощности и режимов работы энергокомплекса. Для этого составляют балансы мощности и электроэнергии, строят графики нагрузки для характерных сезонных периодов, в том числе на перспективу 10 — 15 лет.

При разработке главной электрической схемы для повышения устойчивости работы ГТУ рекомендуется подключать местную нагрузку (если она предусмотрена) на генераторном напряжении. Например, при отключении от системы или сбросе нагрузки на высоком напряжении по условиям аварийных (нестационарных) режимов, как правило, надо предусматривать сохранение нагрузки на генераторном напряжении, достаточной для удержания в работе газовой турбины. Значение нагрузки, при которой турбина работает устойчиво, определяется в ее ТУ [12].

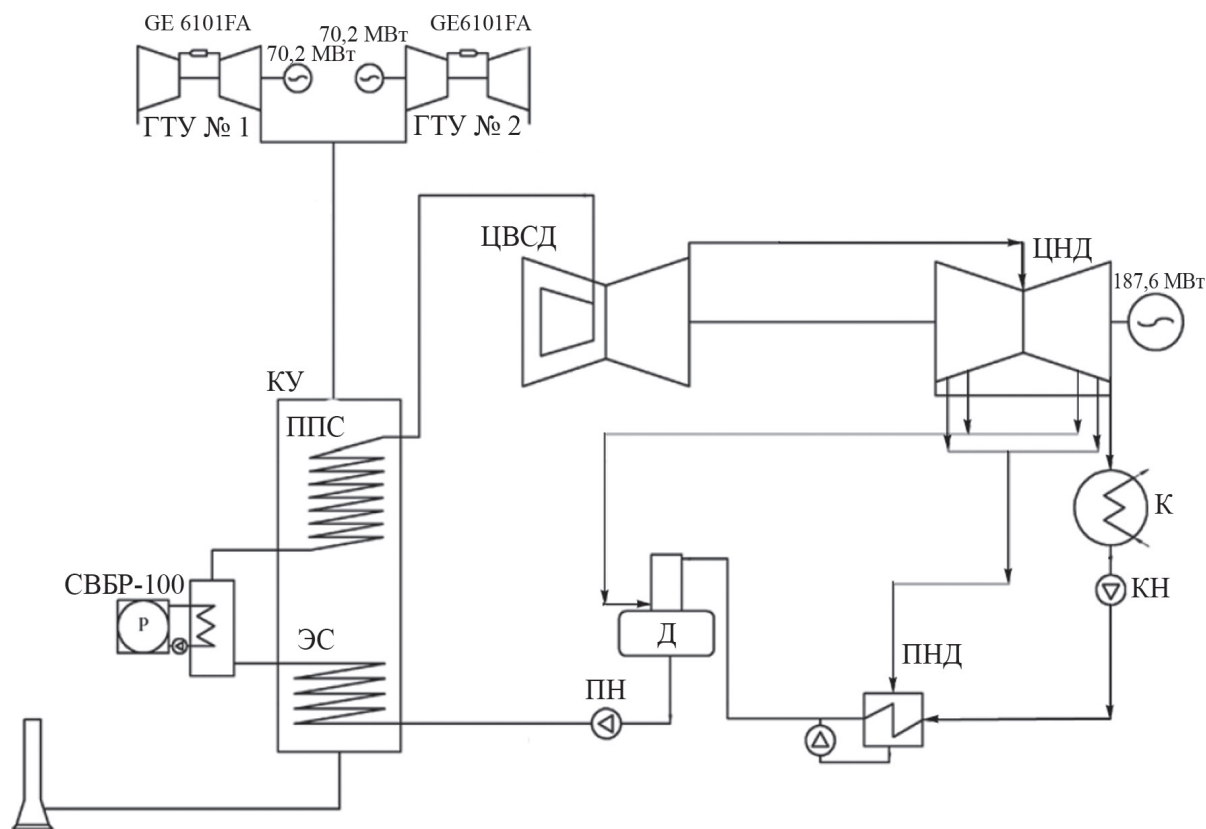


Рис. 2. Тепловая схема парогазовой установки ПГУ-330-ЯР с использованием ядерного реактора СВБР-100:

КУ — котел-утилизатор; ППС, ЭС — пароперегревательная и экономайзерная секции; Д — деаэратор; К — конденсатор; ПН, КН — питательный и конденсатный насосы; ПНД — подогреватель низкого давления; ЦВСД — совмещенный цилиндр высокого и среднего давлений паровой турбины; ЦНД — цилиндр низкого давления

При формировании структурной электрической схемы энергокомплекса ПГУ 330-ЯР в основу положен блочный принцип (рис. 3). Единичные блоки генератор – трансформатор с генераторными выключателями сформированы следующим образом: паротурбинный блок состоит из турбогенератора ТГ1 (ТГВ-200-2У3) и блочного трансформатора Т1 (ТДЦ-200000/220), $U_{\text{нн}} = 15,75$ кВ; газотурбинные блоки включают турбогенераторы ТГ1, ТГ2 (ТФГ-100-2У3) и блочные трансформаторы Т2, Т3 (ТДЦ-125000/220), $U_{\text{нн}} = 10,5$ кВ. Местная нагрузка мощностью 40 МВт подключена на генераторном напряжении 10,5 кВ газотурбинных энергоблоков.

Обоснование и выбор схемы присоединения к энергосистеме предусматривает определение напряжения и числа линий выдачи мощности, распределение генераторов между распределительными устройствами повышенных напряжений и предельных токов КЗ в распределительных устройствах прилегающей сети.

Рекомендации по выбору схем коммутации с газовыми выключателями, формирующими варианты схем энергокомплексов с учетом преимущественно одного технического ограничения, а именно сохранения устойчивой параллельной работы элементов энергокомплекса с энергосистемой или в автономном режиме

с другими источниками электроэнергии, предлагают в основном радиальные схемы.

При разработке системы СН учитывали, что высокий уровень внутренней самозащиты реакторной установки и пассивной безопасности исключает возможность возникновения тяжелых аварий, что позволяет отказаться от специальных систем безопасности, работающих в режиме ожидания (кроме аварийной защиты реактора), необходимых для традиционных типов АЭС, что значительно удешевляет реакторную установку [4].

В систему СН АЭС входят четыре группы электроприемников, поэтому разработка схемы СН ядерного реактора СВБР-100 предполагает выбор: схем и источников надежного питания особо ответственных электроприемников (I и II группы), схем питания электродвигателей ГЦН (III группа) и электроснабжения электроприемников, аналогичных устанавливаемым на ТЭС (IV группа).

Все они должны составлять единую систему [13]. В проекте определен состав потребителей, схемы их электроснабжения и источники питания СН (рис. 3). Электроснабжение СН энергоблока АСММ обеспечивают рабочим и резервным трансформаторами с номинальной мощностью по 6300 кВ·А каждый, а также

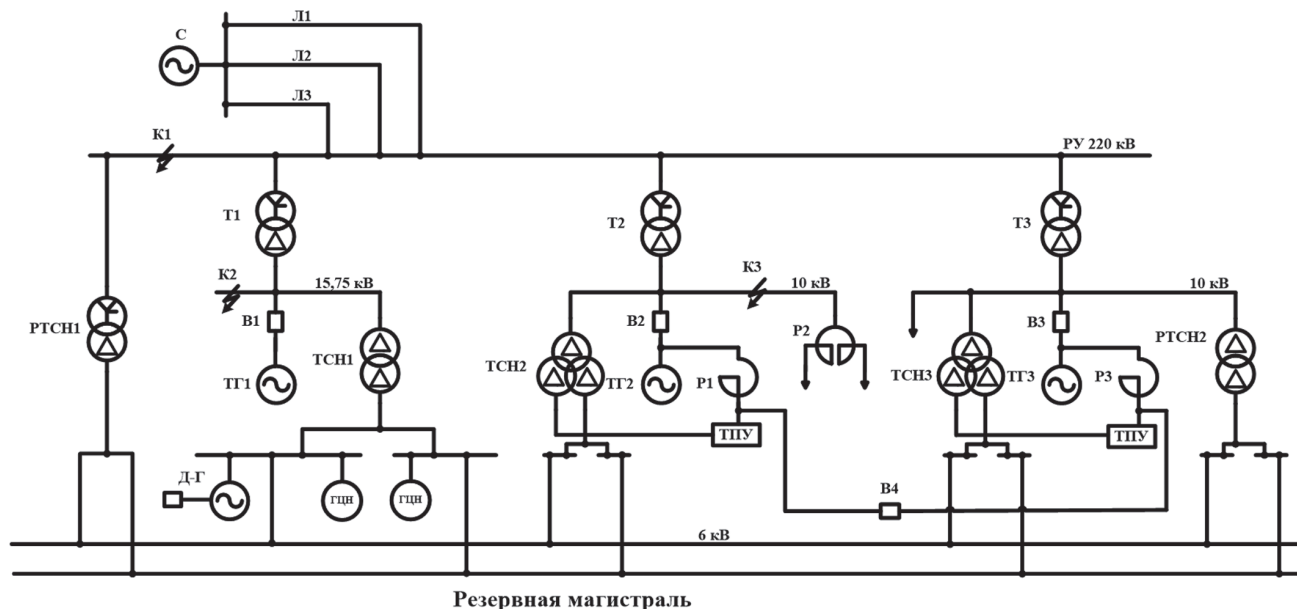


Рис. 3. Схема электрических соединений энергокомплекса АСММ и ПТУ:

С — система; Т1 — Т3 — блокочные трансформаторы; ГТ1 — ГТ3 — турбогенераторы; ТСН1 — ТСН3 — трансформаторы собственных нужд; РТСН1, РТСН2 — резервные трансформаторы собственных нужд; Р1 — Р3 — токоограничивающие реакторы; ГЦН — главные циркуляционные насосы; Д-Г — дизель-генератор; ТПУ — тиристорное пусковое устройство; Л1 — Л3 — Линии электропередач; В1 — В4 — выключатели

независимым (аварийным) дизель-генератором. Рабочий трансформатор СН подключают к ответвлению на генераторном напряжении от блока генератор-трансформатор, а резервный — к сборным шинам распределительного устройства высшего напряжения (220 кВ) и резервной магистрали СН (6,0 кВ) энергокомплекса.

Для электроснабжения потребителей СН энергоблоков ГТУ выбрана схема объединенного централизованного питания агрегатных и общестанционных СН на двух напряжениях (6,0 и 0,4 кВ), характерная для малоагрегатных станций. Номинальная мощность трансформаторов с расщепленной обмоткой составляет 10000 кВ·А. Одна из обмоток напряжением 6,3 кВ предназначена для питания потребителей СН ГТУ, другая (напряжением 4,0 кВ) — для питания тиристорного пускового устройства (ТПУ), которое используется для пуска ГТУ. При выборе схемы подключения ТПУ рассмотрены подключения ТПУ к питающей сети и генератору.

Тиристорный преобразователь — источник высших гармоник, поэтому при выборе места его подключения следует обеспечить гальваническую развязку ТПУ и СН электростанций. Питание двух ТПУ для двух ГТУ можно осуществить от специально выделенных трансформаторов или трансформаторов СН (см. рис. 3), а схема подключения к генератору выполнена таким образом, что от каждого ТПУ можно поочередно запускать любую ГТУ или проводить одновременный запуск обеих ГТУ при использовании двух ТПУ и, наконец, можно использовать два параллельно соединенных ТПУ для работы с одной ГТУ [12].

Создание энергокомплексов для электроснабжения потребителей автономной системы с распределительной сетью 6,0...220 кВ или отдельных крупных промышленных предприятий приводит к повышению уровней токов КЗ в них. В этой связи актуальной становится проблема координации уровней токов КЗ в схемах распределения электроснабжения.

Выполнен расчет всех составляющих тока КЗ, в том числе начального действующего значения периодической составляющей $I_{п0}$ при трехфазном и однофазном КЗ в основных цепях энергокомплекса (ПГУ-330-ЯР) (см. рис. 3). Расчет токов КЗ сделан для двух вариантов расчетной схемы энергокомплекса при параллельной работе с энергосистемой мощностью 3000 МВ·А через 3 линии электропередачи 220 кВ (по 30 км каждая) и в автономном режиме, когда все блоки подключены к сборным шинам РУ-220 кВ, а выдача мощности к конечным потребителям происходит не только по воздушным линиям 220 кВ, но и по кабельным от ГРУ-10 кВ.

Расчет токов КЗ в расчетных точках (К1 — К3) показал (табл. 2), что для полученных условий электрических схем АСММ и ГТУ значения токов КЗ при связи энергокомплекса с энергосистемой зависят от параметров энергосистемы и линий электропередач. Наименьшие значения тока КЗ получены для автономного энергокомплекса. Однако, следует иметь в виду, что токи КЗ в ГРУ-10 кВ зависят также и от значения тока КЗ подпитки от нагрузки, имеющей различный состав потребителей (например, при электроснабжении газоперерабатывающего комплекса с установленной мощностью 40 МВт и потребителями в виде синхрон-

Результаты расчета токов КЗ

Расчетные точки КЗ	Расчетная схема			
	Энергокомплекс подключен к энергосистеме		Автономный энергокомплекс	
	$I_{н0}^{(3)}$, кА	$I_{н0}^{(1)}$, кА	$I_{н0}^{(3)}$, кА	$I_{н0}^{(1)}$, кА
К1	10,290	2,310	4,740	2,300
К2	100,25	8,800	76,76	34,29
К3	94,060	44,83	81,57	38,01

ных двигателей СТД-4000-2 и СТД-6300-2 ток при КЗ в схеме электроснабжения или ток подпитки составит 20...22 кА). При значительной подпитке тока КЗ следует решать вопрос специального ограничения тока КЗ или выбора соответствующего электрооборудования. Эта проблема также решается и в системе электроснабжения потребителя.

Расчеты показали, что для исследуемого энергокомплекса возможно выбрать токоограничивающий реактор для местной нагрузки с такими параметрами, что установка линейных реакторов на кабельных линиях 10 кВ становится ненужной. В кабельных линиях, отходящих от ГТУ, предусмотрена установка одинарных токоограничивающих реакторов. В цепях напряжением 10 и 6 кВ могут быть поставлены современные вакуумные выключатели, в РУ-220 кВ — элегазовые, а в цепях генераторов — элегазовые или вакуумные генераторные выключатели, с номинальным током отключения 63 кА, так как ток КЗ через генераторные выключатели В1 и В2 равен 50,83 и 40,94 кА.

Для обеспечения живучести энергокомплекса в аварийных условиях энергосистемы или распределительной сети 220 кВ предусмотрено электроснабжение потребителей СН и местной нагрузки от отключенного от РУ-220 кВ энергоблока ГТУ. Указанный способ сохранения СН всех энергоблоков путем обеспечения питания через сборные шины высшего напряжения или резервную магистраль СН при системной аварии, заключается в создании в энергокомплексе автономной системы, включающей в себя турбогенератор ГТУ, потребителей СН потребителей электроэнергии от генераторного распределительного устройства (ГРУ). Его называют также автоматическим выделением СН (АВСН), предназначенным для сохранения в рабочем режиме всех потребителей электроэнергии СН на напряжении 6,0 и 0,4 кВ как основного технологического и электротехнического оборудования, так и оборудования вспомогательных цехов и хозяйственных объектов энергокомплекса.

Энергокомплексы на базе парогазовой установки и атомной электростанции малой мощности

Комбинирование газотурбинной установки в энергокомплексе с блоками АСММ как едином объекте регулирования может стать одним из решений, потен-

циально повышающих достижение большей безопасности в энергокомплексе. Это необходимо для роста надежности электроснабжения основных потребителей СН, отвечающих за безопасность АСММ, а также маневренности энергокомплекса [13].

Рассмотрены четыре варианта электрического объединения в энергокомплекс энергоблоков АСММ и ПГУ-ТЭЦ в зависимости от условий выдачи мощности энергокомплексом. Разработаны следующие структурные схемы.

1. Энергокомплекс, главная электрическая схема которого строится по блочному принципу, состоящий из АСММ с одним или с двумя ядерными реакторами СВБР-100, с турбогенераторами ТВФ-100-2ЕУЗ и парогазовой электростанцией (ПГУ-ТЭЦ), включающей две газовые турбины по 65 МВт каждая (ГТ-65), паротурбинный блок с паровой турбиной Т-60, два котла-утилизатора и три турбогенератора ТВФ-63-2УЗс мощностью 63 МВт каждый. Энергокомплекс предназначен для электроснабжения потребителей автономной системы с высшим напряжением распределительной сети 110 или 220 кВ. Энергоблоки АСММ и ПГУ подключены к общему для энергокомплекса распределительному устройству (РУ). При этом все рабочие трансформаторы СН энергоблоков подключены к точкам, находящимся между генератором и блочным трансформатором. Резервное питание секций РУ СН 6,0 кВ осуществляется по общей для энергокомплекса резервной магистрали, которая подключается к резервным трансформаторам СН (РТСН, РТСН2).

2. Энергокомплекс для электроснабжения потребителей автономной системы с распределительной сетью 110 и 220 кВ. Энергоблоки АСММ подключены к РУ-220 кВ, а энергоблоки ПГУ — к РУ-110 кВ. Связь между системами РУ осуществляется через два автотрансформатора связи (АТДЦН-63000/220/110), к третичной обмотке которого подключен РТСН2.

3. Энергокомплекс, в котором энергоблоки АСММ и ПГУ территориально удалены друг от друга (несколько километров), но электрически связаны между собой двумя линиями электропередач и предназначены также для электроснабжения потребителей автономной системы.

4. Энергокомплекс в виде отдельных АСММ и ПГУ-ТЭЦ с особенностями схем 1 — 3 вариантов, под-

ключенных поодиночке к энергосистеме с помощью линий электропередачи.

Анализ структурных схем показал, что электрическое объединение энергоблоков АСММ и ПГУ-ТЭЦ через РУ 220 и 110 кВ и резервную магистраль СН 6,0 кВ повышает маневренность и безопасность. Сохранение СН при авариях может быть обеспечено подключением их к выделенному турбогенератору ГТУ через общую резервную магистраль СН или сборные шины РУ 110...220 кВ.

Расчет токов КЗ подтвердил возможность использования таких же способов координации уровней токов КЗ, что и для энергокомплекса с парогазовой технологией в энергоблоке АСММ.

Таким образом, комбинирование схем АСММ и ПГУ является одним из перспективных направлений повышения маневренности и надежности энергокомплексов. Комбинирование схем обеспечивает возможность участия в регулировании неравномерностей суточного графика нагрузки, а также в первичном и противоаварийном регулировании частоты в автономных системах. Однако данные комплексы могут быть неэффективными в бездефицитные периоды, особенно в часы ночного провала графика нагрузки. Эти проблемы могут быть частично или полностью решены при включении в состав энергокомплекса системы аккумулирования энергии.

Литература

1. **Nuclear Technology Rev.** Vienna: International Atomic Energy Agency, 2012.
2. **Марцинкевич Б.** Малые и средние АЭС // Геоэнергетика. 2017. Т. 1. [Электрон. ресурс] www.Geoenergetics.ru (дата обращения 06.03.2019).
3. **Крутельницкий В.Н.** Области применения реакторных установок малой мощности // Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики. М.: Академ-Принт 2015. Т. 2.
4. **Зродников А.В., Тошинский Г.И.** Модульные реакторы малой мощности для большой атомной энергетики // Атомная стратегия. 2005. № 16.
5. **Zhukov V.V., Pugachev R.V., Nyaware B.O.** Energy Complexes Consisting of Hydro and Nuclear Power Plants with Low Power Reactors // Proc. Intern. Ural Conf. Green Energy. Chelyabinsk, 2018.
6. **Касилов В.Ф., Дудолин А.А., Господченков М.В.** Эффективность использования парогазовой технологии в энергоблоке АЭС с ядерным реактором СВБР-100 // Теплоэнергетика. 2015. № 5. С. 14—20.
7. **Новикова З.Ю., Хрусталева В.А.** Об эффективности комбинирования ГТУ и АЭС с ВВЭР // Труды Академэнерго. 2012. № 3. С. 66—74.
8. **Жуков В.В.** Бизнес-планирование в электроэнергетике. М.: Издат. дом МЭИ, 2011.

Выводы

Реакторы малой и средней мощности — часть нового поколения перспективных проектов АЭС, разрабатываемых для обеспечения гибкого и экономически эффективного производства энергии для различных областей применения, это новое направление развития энергетики.

Разработка проекта энергокомплекса на базе энергоблоков АСММ (с ядерным реактором СВБР-100) и ПГУ показала эффективность технологического объединения базисных и высокоманевренных электростанций с целью децентрализованного производства электроэнергии для электроснабжения удаленных и изолированных районов.

Формирование схемы выдачи мощности энергокомплексов и расчет токов КЗ доказали, что раздельное строительство энергоблоков АСММ и ПГУ позволяет снизить расходы на реализацию схемы выдачи мощности по сравнению со строительством совмещенных АЭСММ и ПГУ, однако коэффициент полезного действия энергокомплекса с совмещенными АСММ и ПГУ значительно выше и находится на уровне 45%.

В энергокомплексах с парогазовыми технологиями и АСММ можно покрывать пики графика нагрузки потребителя, однако в бездефицитные периоды (провалы) это сделать невозможно, и проблемы могут быть решены только включением в энергокомплекс накопителей энергии, работающих по циклу «заряд – разряд».

References

1. **Nuclear Technology Rev.** Vienna: International Atomic Energy Agency, 2012.
2. **Martsinkevich B.** Malye i Srednie AES. Geoenergetika. 2017;1. [Elektron. Resurs] www.Geoenergetics.ru (Data Obrashcheniya 06.03.2019). (in Russian).
3. **Krutel'nitskiy V.N.** Oblasti Primeneniya Reaktornykh Ustanovok Maloy Moshchnosti. Atomnye Stantsii Maloy Moshchnosti: Novee Napravlenie Razvitiya Energetiki. M.: Akadem-Print 2015;2. (in Russian).
4. **Zrodnikov A.V., Toshinskiy G.I.** Modul'nye Reaktory Maloy Moshchnosti Dlya Bol'shoy Atomnoy Energetiki. Atomnaya Strategiya. 2005;16. (in Russian).
5. **Zhukov V.V., Pugachev R.V., Nyaware B.O.** Energy Complexes Consisting of Hydro and Nuclear Power Plants with Low Power Reactors. Proc. Intern. Ural Conf. Green Energy. Chelyabinsk, 2018.
6. **Kasilov V.F., Dudolin A.A., Gospodchenkov M.V.** Effektivnost' Ispol'zovaniya Parogazovoy Tekhnologii v Energobloke AES s Yadernym Reaktorom SVBR-100. Teploenergetika. 2015;5:14—20. (in Russian).
7. **Novikova Z.Yu., Khrustalev V.A.** Ob Effektivnosti kombinirovaniya GTU i AES s VVER. Trudy Akadem-energo. 2012;3:66—74. (in Russian).
8. **Zhukov V.V.** Biznes-planirovanie v Elektroenergetike. M.: Izdat. Dom MEI, 2011. (in Russian).

9. Цанев С.В., Белозеров С.Н. К использованию парогазовых схем для паротурбинных установок на насыщенный водяном паре // Известия Вузов и энергетических объединений СНГ. Серия «Энергетика». 1988. № 12. С. 70—74.

10. Darwish M.A., Al Awadhi F.M., Bin Amer A.O. Combining the Nuclear Power Plant Steam Cycle with Gas Turbines // Energy. 2010. V. 35. Pp. 4562—4571.

11. Крючков И.П., Пираторов М.В., Старшинов В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные и методические материалы для выполнения квалификационных работ. М.: Издат. дом МЭИ, 2015.

12. Жуков В.В. Электрическая часть электростанций с газотурбинными и парогазовыми установками. М.: Издат. дом МЭИ, 2015.

13. Фельдман М.Л., Черновец А.К. Особенности электрической части атомных электростанций. Л.: Энергоатомиздат, 1983.

9. Tsanev S.V., Belozerov S.N. K Ispol'zovaniyu Parogazovyykh Skhem dlya Paroturbinnyykh Ustanovok na Nasyschennom Vodyanom Pare. Izvestiya Vuzov i Energeticheskikh Obyedineniy SNG. Seriya «Energetika». 1988;12:70—74. (in Russian).

10. Darwish M.A., Al Awadhi F.M., Bin Amer A.O. Combining the Nuclear Power Plant Steam Cycle with Gas Turbines. Energy. 2010;35:4562—4571.

11. Kryuchkov I.P., Piratorov M.V., Starshinov V.A. Elektricheskaya Chast' Elektrostantsiy i Podstantsiy: Spravochnye i Metodicheskie Materialy dlya Vypolneniya Kvalifikatsionnykh Rabot. M.: Izdat. Dom MEI, 2015. (in Russian).

12. Zhukov V.V. Elektricheskaya Chast' Elektrostantsiy s Gazoturbinnymi i Parogazovymi Ustanovkami. M.: Izdat. dom MEI, 2015. (in Russian).

13. Fel'dman M.L., Chernovets A.K. Osobennosti Elektricheskoy Chasti Atomnykh Elektrostantsiy. L.: Energoatomizdat, 1983. (in Russian).

Сведения об авторах:

Жуков Василий Владимирович — доктор технических наук, профессор кафедры электрических станций НИУ «МЭИ», e-mail: ZhukovVV@mpei.ru

Овечкин Александр Витальевич — аспирант кафедры электрических станций НИУ «МЭИ», e-mail: egor00_95@mail.ru

Information about authors:

Zhukov Vasily V. — Dr.Sci. (Techn.), Professor of Electrical Stations Dept., NRU MPEI, e-mail: ZhukovVV@mpei.ru

Ovechkin Aleksandr V. — Ph.D.-student of Electrical Stations Dept., NRU MPEI, e-mail: egor00_95@mail.ru

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Conflict of interests: the authors declare no conflict of interest

Статья поступила в редакцию: 06.04.2019

The article received to the editor: 06.04.2019