

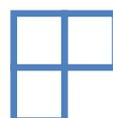
2015

Интеллектуальная энергетическая система ТехноЭкопарк РГСУ

Концепция

Изложены основные положения концепции по организации электро- и теплоснабжения ТехноЭкопарк Ростовского государственного строительного университета, описана автоматизированная система управления энергоснабжением, энергопотреблением и энергосбережением

В.И. Паршуков – директор ООО НПП «Донские технологии»,
член Научного Совета РАН по нетрадиционным
возобновляемым источникам энергии



Оглавление

Цель проекта.....	3
Задачи проекта.....	3
Общие положения.....	4
Локальная ИЭС.....	8
Состав локальной ИЭС.....	9
Описание работы тригенерационной схемы.....	12
Балансы мощностей Мини-ТЭЦ на примере варианта исполнения на основе парогазовой установки.....	16
Схема теплоснабжения ТехноЭкопарка РГСУ.....	17
Схемы электроснабжения ТехноЭкопарка РГСУ.....	18
Автоматизированная система управления энергоснабжением, энергопотреблением и энергосбережением технопарка АСУ ЭЭЭ.....	20
Релейная защита и автоматика системы электроснабжения Южного регионального строительного ТехноЭкопарка РГСУ.....	26
Использование возобновляемых источников энергии.....	29
Участники проекта «Интеллектуальная энергетическая система ТехноЭкопарка РГСУ».....	31

Интеллектуальная энергетическая система ТехноЭкопарка РГСУ

Цель проекта

Создание локальной Интеллектуальной энергетической системы (ИЭС) для энергообеспечения объектов ТехноЭкопарка РГСУ обеспечивающей надежную, безопасную и эффективную совместную работу разнообразных объектов распределенной генерации, в том числе на основе экологически чистых возобновляемых источников энергии (ВИЭ), сетевой инфраструктуры и потребителей с регулируемой и нерегулируемой нагрузкой как в изолированном режиме, так и совместно с централизованными энергетическими системами (ЦЭС).

Реализация механизмов повышения эффективности электроэнергетики, обеспечивающих достаточность энергетических услуг по мощности и объемам потребления, возможность предоставления услуг по подключению и передачи электроэнергии в соответствии с спросом, в том числе с возможностью передачи энергии от собственных источников генерации в централизованную сеть

Задачи проекта

Создаваемая Интеллектуальная энергосистема должна обеспечить:

- возможность доступа любых видов генерации и потребителей электрической энергии к услугам электросетевой инфраструктуры;
- рациональное использование первичных источников электрической и тепловой энергии;
- эффективное использование электроэнергии в ИЭС посредством системы управления с максимальным учетом требований потребителей;
- создание «активных» потребителей энергии с возможностью влияния на процессы её передачи и потребления;
- выполнение требований «цифрового» качества (такого термина нет) электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109 97 и ГОСТ Р 54149-2010;
- возможность оценки текущего состояния ИЭС для принятия оперативных и долгосрочных решений;
- реализацию функции самодиагностики сети о текущем состоянии, обработку данной информации в режиме реального времени;
- использование рыночных механизмов в управлении балансами энергии;
- создание опытного образца информационной системы, обеспечивающей эффективное взаимодействие субъектов энергетики технопарка;
- повышение качества мониторинга и защиты энергосистемы от естественных и искусственных внешних воздействий, включая киберугрозы;
- разработку подсистем ИЭС отдельных объектов (административных и жилых зданий, учебных, лабораторных, спортивных и торгово-развлекательных комплексов) в составе ИЭС технопарка.

Цель и задачи проекта соответствуют:

1. Проекту «Энергетической стратегии России на период до 2035 года».
2. Государственной программе Российской Федерации «Энергосбережение и развитие энергетики», Постановление Правительства РФ от 15.04.14г. № 321.
3. Распоряжению Правительства РФ от 08.01.2009г. № 1-р «Об основных направлениях государственной политики с сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования ВИЭ на период до 2020 года».
4. Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 года (одобрена распоряжением Правительства РФ от 22.02.2008 № 215-р).
5. Распоряжению Правительства РФ от 04.10.2012 № 1839-р «Об утверждении комплекса мер стимулирования производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии»
6. Федеральный закон от 23.11.2009г. 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности».

Проект поддерживается Администрацией Ростовской области.

Общие положения

Энергетика передовых стран переживает смену технологической парадигмы. Рост тарифов на электрическую и тепловую энергию вследствие истощения потенциала роста централизованных энергосистем и отсутствия конкуренции на розничном рынке, неспособность высокоинерционных централизованных систем удовлетворить разнообразию спроса на энергию привело к нарастающему уходу потребителей от централизованного энергоснабжения к собственной генерации и развитию распределенной энергетики. Одновременно с этим идет процесс формирования локальных энергосистем, которые успешно конкурируют с централизованной энергетикой за счет приближения производства электроэнергии и тепла к потребителям, что значительно сокращает затраты на транспорт энергии, а следовательно и её стоимость.

Энергоэффективность и энергосбережение входят в число приоритетных направлений технологического развития, сформулированных президентом России в 2009 году. Целью государственной политики в области повышения энергоэффективности является снижение к 2020 году энергоемкости ВВП на 40% по сравнению с 2007 годом. Энергосбережение начинается с эффективного производства энергии. Энергосберегающие технологии являются наиболее эффективным инструментом борьбы с

последствиями изменения климата. При этом ключевую роль играют энергосберегающие технологии и решения с использованием ВИЭ.

В настоящее время во всех развитых странах мира уделяется большое внимание системам электроэнергетики, использующим самое современное оборудование и технологии, средства измерения и управления, позволяющие на более высоком уровне обеспечить надежность и экономичность функционирования электроэнергетических систем.

Создание интеллектуальных сетей (smart grid) позволяет повысить надежность энергоснабжения и стабильность энергосистемы в целом. В настоящее время технология Smart Grid получает все большее распространение в странах Америки, Европы, Китая, Японии и др. Задача эта является, безусловно, актуальной, и для российской электроэнергетики. В Российской Федерации работы по созданию и развитию Smart Grid активно развивает ОАО "Россети". Проекты реализуются, в основном, в сетях высокого и частично, среднего напряжения.

Развитие энергетического комплекса России является одной из приоритетных задач, реализация которой определяет энергетическую безопасность и стабильное развитие экономики страны. Внедрение технологий ИЭС позволит существенно повысить эффективность использования первичной энергии, снизить издержки производственных процессов и воздействие на окружающую среду, получить значительный экономический эффект.

Реализация проекта и создание ИЭС ТехноЭкопарк РГСУ предполагает придание электрической сети принципиально новых качеств и создание условий её эффективного взаимодействия со всеми входящими в систему элементами на основе качественного, надежного и экономичного предоставления услуг по передаче и потреблению энергии. Для успешного развертывания и апробации технологий Smart Grid будет выполнен комплекс научных исследований и работ:

- исследованы, обоснованы и выбраны методы и средства, направления исследований и способы решения поставленных задач в области управления передачи и распределения электрической энергии в интеллектуальной распределительной электрической сети.
- исследования и разработка предложений по типовым техническим решениям, которые должны быть положены в основу при создании локальной распределенной ИЭС ТехноЭкопарк РГСУ;
- разработка математической модели функционирования ИЭС ТехноЭкопарк РГСУ в условиях нормальной и аварийной работы, критических ситуаций, связанных с короткими замыканиями в сети, возможными отказами генерирующего оборудования и отключениями крупных потребителей, с оценкой вариантов их развития и предотвращения выхода из строя технологического оборудования;
- разработка алгоритмов управления и программного обеспечения подсистем ИЭС объектов в составе ИЭС технопарк;

- разработка имитационной модели интеллектуальной распределительной электрической сети, алгоритмов управления отказами при аварийных режимах сети, а также алгоритмов маршрутизации сообщений в системе управления интеллектуальными распределительными электрическими сетями;
- разработка рабочего проекта ИЭС ТехноЭкопарка РГСУ, включающего объекты генерации электрической и тепловой энергии; сетевую интеллектуальную инфраструктуру с возможностью работы как на прием, так и на передачу энергии; быстодействующие системные устройства, обеспечивающие необходимые режимы работы энергосистемы; устройства управления нагрузкой; единый центр автоматизированного мониторинга и управления ИЭС;
- разработка рабочего проекта и создание центра исследований и обучения в области интеллектуальных энергетических систем на базе ВИЭ, включающего программно-аппаратные комплексы и демонстрационно-обучающие стенды;
- разработка рабочего проекта и создание технологического комплекса бизнес-обеспечения, включающего управляемую нагрузку, устройства интеграции в ЕНЭС, информационные устройства, системы учета, базы данных, имитационную торговую и финансово-расчетную системы и др., обеспечивающего реализацию структурной оптимизационной модели конкурентных рыночных отношений субъектов в составе технологического комплекса ИЭС ТехноЭкопарка РГСУ;
- разработка структурной оптимизационной модели мультиагентных конкурентных рыночных отношений между субъектами ИЭС ТехноЭкопарка РГСУ, а также субъектов ИЭС с субъектами внешней энергетической системы;
- разработка научно-методических материалов для повышения эффективности электроэнергетического рынка, подготовленных на основе результатов модельных исследований и эксплуатации;
- разработка Программа и Методики проведения экспериментальных исследований;
- технико-экономическая оценка рыночного потенциала полученных результатов.

Решение научных задач по созданию ИЭС направлено на достижение следующих результатов:

- повышение надежности, эффективности и безопасности функционирования электрических и тепловых сетей;
- повышение качества и устойчивости работы системы в нормальных и критических режимах энергоснабжения;
- децентрализация генерирования электрической и тепловой энергии и оптимизация их распределения и потребления;
- создание нормативно-правовой базы развертывания и функционирования интеллектуальных локальных и

- децентрализованных систем энергоснабжения и их сопряжение с центральными электрическими сетями;
- разработку типового технического решения по составу, выполняемым функциям и условиям функционирования локальной интеллектуальной системы электро- и теплоснабжения;
 - обеспечение электромагнитной совместимости электрооборудования технопарка и сетей систем электроснабжения и качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109 97 и ГОСТ Р 54149-2010.

Для проверки результатов теоретических исследований, отработки основных технических решений, обучения и подготовке персонала, обслуживающего ИЭС будет разработан и изготовлен программно-аппаратный комплекс для моделирования процессов, происходящих в ИЭС, с выявлением объектов системы, по которым можно будет осуществить типизацию и тиражирование технических решений.

Предлагаемая работа проводится в рамках Стратегических программ исследований Технологических платформ:

- Интеллектуальная энергетическая система России;
- Малая распределенная энергетика;
- Перспективные технологии Возобновляемых источников энергии;
- Экологически чистая энергетика;
- Комплексная безопасность в промышленности и энергетике.

Проект выполняется в рамках приоритетных направлений развития науки и технологий в РФ: «Энергоэффективность и энергосбережение, ядерная энергетика», «Информационно-телекоммуникационные системы», «Рациональное природопользование» и направлен на создание новых технологий производства, распределения и потребления энергии путем перехода от полностью централизованной энергетике, к гармоничному сочетанию централизованной и децентрализованной энергетике на основе локальных энергетических систем с распределенной генерацией, включающей ВИЭ .

Результаты реализации проекта будут использоваться при разработке новой редакции Энергетической стратегии РФ, других документов по развитию отечественной электроэнергетики, энергетического машиностроения и силовой электроники, а также при формировании инвестиционных проектов развития региональных и муниципальных территориальных энергетических систем.

Научно-технические результаты проекта будут востребованы отечественными энергокомпаниями, что обеспечит спрос на энергетическое оборудование и стимулирует развитие энергетического машиностроения.

Локальная ИЭС

Локальная ИЭС предназначена для обеспечения устойчивого и надежного энергоснабжения потребителей Южного Регионального строительного Техноэкопарка РГСУ; эффективной совместной работы разнообразных объектов распределенной генерации (централизованные электрические сети, источники собственной генерации, включая энергоустановки на основе ВИЭ и другого оборудования); сетевой инфраструктуры, включая накопители энергии.

Создаваемая система энергоснабжения работает в режиме тригенерации и обеспечивает потребителей электрической и тепловой энергией, приготовление горячей воды, приготовление холода для функционирования системы кондиционирования и льда для ледового дворца, работу систем вентиляции.

Создаваемая система носит характер распределенной энергосистемы, имеющей единый центр управления и мониторинга .

Характеристика локальной ИЭС.

- суммарная установленная проектная электрическая мощность – 10МВт;
- классы напряжения переменного тока – 10/0,4 кВ;
- напряжения сети участков постоянного тока – 0,4/1,0 кВ;
- доля ВИЭ в общей установленной мощности – до 25%;
- способность эффективно работать как в автономном режиме, так и совместно с централизованной сетью;
- включение в состав локальной ИЭС не менее 10 установок собственной генерации, включая установки на основе ВИЭ;
- возможность включения в состав ИЭС не менее 20 потребителей с регулируемой нагрузкой и не мене 300 – с нерегулируемой нагрузкой;
- накопители электрической энергии должны обеспечить надежность электроснабжения на время прерывания при номинальной мощности до 15 мин., при обеспечении технологической брони не менее 6 часов
- системы электроснабжения систем SCADA, учета и управления, аварийного освещения, охранной и пожарной сигнализации и др. объектов оборудуются система бесперебойного электроснабжения;
- суммарная установленная проектная тепловая мощность – 18 МВт;
- включение в состав локальной ИЭС не менее 20 установок собственной теплогенерации, включая установки на основе ВИЭ;
- способность обеспечить потребителей ТехноЭкопарка тепловой энергией в автономном режиме, без подключения к централизованным тепловым сетям;
- суммарная установленная проектная тепловая мощность для системы горячего водоснабжения (ГВС) – 1,4 МВт;
- суммарная установленная проектная мощность для систем обеспечения кондиционирования и приготовления льда – 4,2 МВт;
- суммарная установленная проектная мощность для систем вентиляции – 1,5 МВт.

Состав локальной ИЭС

Предлагается распределенная локальная энергетическая система соединенная с центральными электрическими сетями и состоящая из следующих источников:

- собственная мини-ТЭЦ (основной источник энергии), работающая в режиме тригенерации;
- цифровая трансформаторная подстанция и комплектное распределительное устройство;
- солнечная фотоэлектрическая станция (центральная и распределенные по отдельным объектам технопарка станции, объединенные в единую систему);
- ветроэнергетическая установка (в составе 3-х установок, объединенных в единую систему);
- теплонасосные установки (ТН большой мощности, входящие в состав мини-ТЭЦ и ТНУ распределенные по отдельным объектам технопарка);
- солнечные гелиостанции (распределенные по отдельным объектам технопарка станции, объединенные в единую систему отопления, кондиционирования и приготовления ГВС);
- системы аккумуляции электрической и тепловой энергии (накопители электрической и тепловой энергии в составе мини-ТЭЦ и ТНУ распределенных по отдельным объектам технопарка);
- системы автоматизированного контроля и учета за выработкой и потреблением электрической и тепловой энергии, с функцией организации расчетов с потребителями энергии;
- системы автоматического контроля, диагностики и защиты энергетического оборудования и сетей;
- центр диспетчеризации, связи и управления системой энергоснабжения.

Установка собственной мини-ТЭЦ позволит решить сразу несколько задач по снабжению сооружений технопарка различными видами энергии.

Во-первых, существенно снижаются затраты на потребляемую электроэнергию, т.к. генерация электроэнергии обходится дешевле, чем сетевые тарифы.

Во-вторых, наличие собственной электростанции обеспечивает энергетическую независимость и непрерывность производственных процессов в случае возможных отключений или аварий сетей электроснабжения.

В-третьих, в условиях дефицита электрической мощностей мини-ТЭЦ является фактически единственным способом решения вопросов увеличения потребляемой мощности.

В четвёртых, плата за подключение к внешним электрическим и тепловым сетям сопоставима со строительством собственной мини-ТЭЦ.

В пятых, такую мини-ТЭЦ можно спроектировать и включить по схеме тригенерации, обеспечив одновременную выработку электрической, тепловой энергии на отопление и кондиционирование.

Для основного варианта системы энергоснабжения предлагаем тепловую схему разработанную специалистами ООО НПП «Донские технологии». Энергетический комплекс предлагается в модульном исполнении, маневренный как по производству электроэнергии, так и тепла.

Для реализации этой задачи предлагается комплекс мини-ТЭЦ, на которой устанавливаются 3 газотурбинных агрегата мощностью по 2,5 МВт каждый. На выходе продуктов сгорания устанавливается котел-утилизатор, обеспечивающий паром паротурбинный агрегат мощностью 2,5 МВт, на выходе которого (на конденсаторе паровой турбины) устанавливаются тепловой насос для теплоснабжения. Кондиционирование летом можно производить от этого же теплового насоса.

Технологическая схема включения энергетического оборудования является интеллектуальной собственностью ООО НПП «Донские технологии», подана заявка на получение патента РФ.

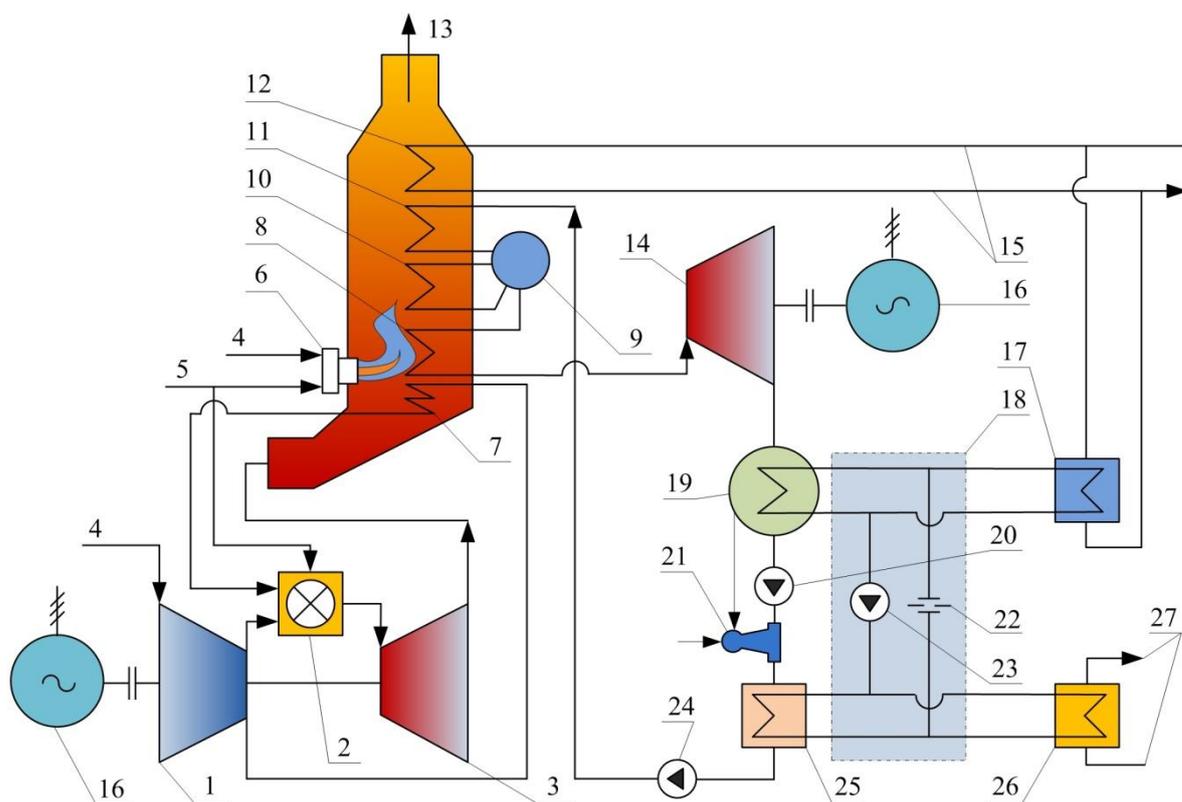


Рисунок 1 – Принципиальная схема ПГУ суммарной электрической мощностью 10 МВт

Принципиальная схема мини-ТЭЦ (рисунок 1) состоит из:

- газотурбинных установок (компрессор 1, камера сгорания 2, турбина 3, подвод воздуха 4 и природного газа 5);
- котла-утилизатора (КУ), с пароводяным трактом (дожигающие горелки 6, регенеративного воздухоподогревателя 7 пароперегревателя 8, барабан 9, испарительные поверхности 10 водяной экономайзер 11 и сетевые подогреватели 12); отработавшие газы удаляются через газоход 13;
- паровой турбины 14 с системой регенерации (конденсатор 19, конденсатные 20 и питательные насосы 24, эжектор 21, подогреватель 25);
- системы конденсации пара, представленной замкнутым циклом парокомпрессионного теплового насоса (ТН) 18 (испаритель ТН, представленный конденсатором паровой турбины 19 и охладителем тепловых сетей 17; конденсаторы ТН, представленные подогревателями основного конденсата 25 и горячего водоснабжения 26; дроссельное устройство 22, насос 23)
- системы теплофикации 15 и горячего водоснабжения 27 с подогревателями 25 и 26, и охладителем 17.
- выработка электрической энергии осуществляется электрогенераторами 16, приводимые в движение газотурбинными установками и паровой турбиной.

Описание работы тригенерационной схемы

Совмещение двух циклов - газотурбинного и паросилового - позволяет ПГУ с котлом-утилизатором иметь КПД при производстве электроэнергии около 60 %.

Воздух, забираемый из атмосферы, нагнетается компрессорами ГТУ в камеры сгорания, в которых он участвует в процессе горения природного газа. Часть воздуха в обход компрессоров подается в камеры сгорания из регенеративных воздухоподогревателей, что позволяет иметь более высокий к.п.д. ГТУ в широком диапазоне нагрузок. Температура газов на выходе из камеры сгорания составляет 900 – 1100 °С. Совершив работу в газовых турбинах ГТУ, газо-воздушная смесь с температурой 400 – 500 °С в подается в котел-утилизатор, где передает тепловую энергию теплоносителю (пароводяная смесь) паросилового цикла.

В таблице 1 приведены технические характеристики газотурбинных установок мощностью 2,5 МВт «ОДК - Газовые турбины» и ОАО «Пермские моторы», предполагаемых для компоновки ПГУ.

Таблица 1 - Характеристики отечественных ГТУ мощностью 2,5 кВт

Производитель	ОАО «Пермские моторы»	ОАО «Сатурн-Газовые турбины»
Модель	ГТУ-2,5П	ДО 49 Р
Наименование ГТЭС на базе модели	ГТЭС «Урал-2500»	ГТЭС-2,5
Наименование характеристики	Величина	
Электрическая мощность на клеммах генератора, МВт	2,56	2,5
КПД на клеммах генератора, %	21,12	26
Тепловая мощность на выходе, Гкал/ч (МВт)	5,82 (6,77)	3,9 (4,5)
Коэффициент использования тепла топлива, %	76,9	74
Температура газов на выходе, °С	450	425
Габариты (L×B×H)		2,85×1,38×1,92
Назначенный ресурс, час	120 000	120 000

В паросиловом цикле вода, нагнетаемая питательным насосом, подается в котлы-утилизаторы, где проходя водяной экономайзер, барабан и испарительные поверхности, преобразуется в пар. Температура пара повышается в пароперегревателях КУ до 250 – 350 °С, после чего он подается в паровую турбину, где совершая работу, теряет свою энергию. Параметры пара на выходе из турбины составляют: 0,0035 МПа и 25 °С. Сконденсировавшийся в конденсаторе теплоноситель, проходя в регенеративную систему, снова поступает в КУ.

В таблице 2 приведены технические характеристики паровой турбины ТГ2,5/10,5-К1,5 производства ОАО «КТЗ» (Калуга, РФ).

Таблица 2 – Технические характеристики паровой турбины ТГ2,5/10,5-К1,5

Характеристика	Величина
Параметры свежего пара перед стопорным клапаном:	
- номинальное давление, МПа	1,4
- номинальная температура, °С	250,0
- номинальный расход, т/ч	18,0
Параметры пара за турбиной:	
- номинальное давление, МПа	0,0035
Скорость вращения:	
- ротора турбины, об/мин	7500
- тихоходного вала редуктора, об/мин	3000
Мощность, кВт	2500

ГТУ производства «ОДК - Газовые турбины» (ОАО «ОДК-ГТ») являются наиболее предпочтительными. Это обусловлено тем, что завод-изготовитель поставляет турбины, в состав которой входит, в том числе, и котел-утилизатор, трубопроводы, арматура, регулирующие оборудование.

Система конденсации пара. Для конденсации отработавшего пара паровой турбины предлагается использовать систему из 4-6 (в зависимости от температурного отопительного графика зданий) парокомпрессионных тепловых насосов KWT Viessmann Vitocal 350 PRO единичной тепловой мощностью до 2400 кВт и охлаждающей мощностью от 1600 кВт, производства «Viessmann», Германия. Этот тип ТН имеют высокий коэффициент – 4-5,6. Технические характеристики ТН KWT приведены в таблице 3. Установка ТН для конденсации отработавшего пара турбины позволит полезно использовать тепло конденсации, при этом отпадает необходимость искать источник подвода охлаждающей воды к турбине.

Таблица 3 – Характеристики парокомпрессионного теплового насоса KWT мощностью 2200-2400 кВт, «Viessmann», Германия

Характеристика	Величина
Тепловая нагрузка, кВт	2300
Холодопроизводительность, кВт	1854
COP	5,01
Макс. температура подачи, °С	55
Потребляемая электрическая мощность, кВт	458
Габаритные размеры, м длина×ширина×высота	4,63×1,516×1,995
Масса (сухая/рабочая), т	11,6

В летнее время, когда отпадает необходимость в тепловой нагрузке для отопления, тепловой насос может работать по холодной стороне как охладитель сетевой воды при кондиционировании зданий, а по горячей стороне для подогрева воды горячего водоснабжения.

Другим вариантом ТН являются абсорбционные бромистолитиевые тепловые насосы отечественного производства («Теплосибмаш», г. Новосибирск), работающие за счет парового обогрева и в отличие от парокомпрессионных, требующих минимальных затрат электроэнергии и имеющих большую единичную тепловую мощность от 5 до 11 МВт. Основные характеристики абсорбционного бромистолитиевого теплового насоса с паровым нагревом АБТН-П-1500 приведены в таблице 4.

Тепловая мощность мини-ТЭЦ достигает 20 МВт, которая обеспечит нагрев сетевой воды для горячего водоснабжения или отопления.

Таблица 4 – Характеристики абсорбционные бромистолитиевого теплового насоса с паровым нагревом АБТН-П-1500 мощностью 5 МВт

Характеристика	Величина
Тепловая мощность/утилизируемая теплота, кВт	5000/1860
Расход греющего пара, кг/ч	4300
Расход охлаждаемой воды м ³ /ч	320
Расход нагреваемой воды м ³ /ч	128
Потребляемая электрическая мощность, кВт	12
Габаритные размеры, м	
- длина	7,5
- ширина	2,3
- высота	3,2
Масса (сухая/рабочая), т	18/25

Тепловая мощность мини-ТЭЦ достигает 20 МВт, которая обеспечит нагрев сетевой воды для горячего водоснабжения или отопления.

Тепловая сеть технопарка РГСУ может работать в зимний период для отопления зданий, в летний период для кондиционирования, что позволит повысить эффективность работы тепловых сетей и сэкономить на прокладке трубопроводов. В зимний период тепловые сети передают тепло в зданиях за счет подвода горячей воды от Мини-ТЭЦ. Летом эти же тепловые сети смогут подводить холодный носитель в систему кондиционирования зданий (через фанкойлы).

При экономической целесообразности переключение систем на разные режимы функционирования можно выполнить по схеме умного дома с автоматизацией процесса, исходя из параметров микроклимата, необходимого для обеспечения пребывания в зданиях людей.

Снижение давления природного газа на ГРП должно производиться через турбодетандер, который обеспечит дополнительное производство

электроэнергии на 100 кВт, которую можно использовать на собственные нужды.

Мини-ТЭЦ может работать автономно без включения во внешнюю электрическую сеть. В этом случае всю неравномерность суточного электропотребления мини-ТЭЦ регулирует изменением нагрузки только своих агрегатов. Колебания электрической нагрузки, при отсутствии постоянно нагруженного электропотребления, может составлять до 70 %. Поэтому часть агрегатов должно иметь возможность отключаться. В тепловой схеме мини-ТЭЦ реализован процесс отключения и включения оборудования.

Однако, мини-ТЭЦ может работать и при включении во внешнюю электрическую сеть при наличии определенных разрешений от поставщиков электрической энергии. В этом случае свою не востребовавшую электроэнергию можно продавать внешним потребителям, а колебания нагрузки будут регулироваться внешними диспетчерами и в итоге, колебания нагрузки будут меньше. Для Ростовской области эти колебания суточной нагрузки составляют 40 %.

Снижение нагрузок от номинальной, как по электрической, так и по тепловой части следует производить за счет изменения режимов работы газовых и паровой турбин. Тепловой насос при снижении нагрузок ГТУ и ПСУ продолжает работать на полную мощность, повышая, таким образом, экономичность работы мини-ТЭЦ.

Тепловая схема мини-ТЭЦ сравнительно проста. Стоимость ГТУ может составить 2500 дол/кВт по электрической составляющей мощности. Котел-утилизатор или сетевые подогреватели примерно будут стоить до 300 дол/кВт тепловой мощности и тепловой насос 700 дол/кВт.

2-м вариантом компоновки является исполнения Мини-ТЭЦ на базе 2-4 газопоршневых установок (ГПА) . В этом случае ГТУ заменяются тремя ГПА единичной мощностью от 2 до 4 МВт. Парогазопоршневая установка с котлом-утилизатором будет иметь КПД при производстве электроэнергии до 60 %

Окончательный вариант состава и компоновки оборудования будет выполнен после уточнения характеристик потребления энергии объектами технопарка, оценки класса их энергетической эффективности и расчета ТЭО.

Балансы мощностей Мини-ТЭЦ на примере варианта исполнения на основе парогазовой установки

Балансы электрической и тепловой мощностей мини-ТЭЦ рассмотрены для варианта комбинации 3-х газотурбинных установок ОАО «ОДК - Газовые турбины» единичной электрической мощностью 2,5 МВт, паротурбинной установки К-2,5-1,4 электрической мощностью 2,5 МВт и системы 5-ти парокompрессионных насосов КWT тепловой мощностью единичной 2 МВт. В таблице 5 представлены максимально достижимые мощности мини-ТЭЦ для зимнего и летнего режимов работы.

Различие летнего и зимнего режимов работы заключается в следующем:

- зимой мини-ТЭЦ должна работать в режиме когенерации, т.е. производить электроэнергию и тепло для отопления и горячего водоснабжения;
- летом мини-ТЭЦ работает в режиме тригенерации: для производства электроэнергии, тепла на горячее водоснабжение и холода для кондиционирования зданий.

Таблица 5 – Балансы мощности Мини-ТЭЦ

			Зима	Лето
	Кол-во, шт.	Единичная мощность, МВт	Результирующая мощность, МВт	Результирующая мощность, МВт
1. Электрическая нагрузка мини-ТЭЦ				
Газотурбинная установка	3	2,5 МВт	7,5 МВт	7,5 МВт
Паросиловая установка	1	2,5 МВт	2,5 МВт	1,8 МВт
Тепловой насос	1	- 2 МВт	- 2 МВт	- 2 МВт
Итого:			8 МВт	7,3 МВт
2. Тепловая нагрузка мини-ТЭЦ				
Газотурбинная установка	3	4,5 МВт	13,5 МВт	13,5 МВт
Производство пара для ПСУ	1	- 6 МВт	- 8,3 МВт	- 6 МВт
Тепловой насос	1	10 МВт	10 МВт	10 МВт
Итого:			15,2 МВт	17,5 МВт

Мощность испарителя системы тепловых насосов, в роли которого выступает конденсатор паровой турбины, составляет 8 МВт и в зимний период полностью используются для конденсации пара в конденсаторе паровой турбины. В летний период 2 МВт этой мощности необходимо использовать для кондиционирования зданий. Оставшиеся 6 МВт испарительной части ТН продолжают использоваться для конденсации пара. При этом электрическая мощность паровой турбины будет снижена до 1,8 МВт.

Схема теплоснабжения ТехноЭкопарка РГСУ

Обобщённая система выработки, аккумуляции и распределения тепловой энергии включает в себя две составляющие:

- 1) сетевые подогреватели, теплонасосные установки и накопители тепловой энергии в составе мини-ТЭЦ,
- 2) малые теплонасосные установки и солнечные гелиостанции, распределенные по отдельным объектам ТехноЭкопарка РГСУ.

На рисунке 2 приведена схема разводки теплораздающих коллекторов по территории технопарка.

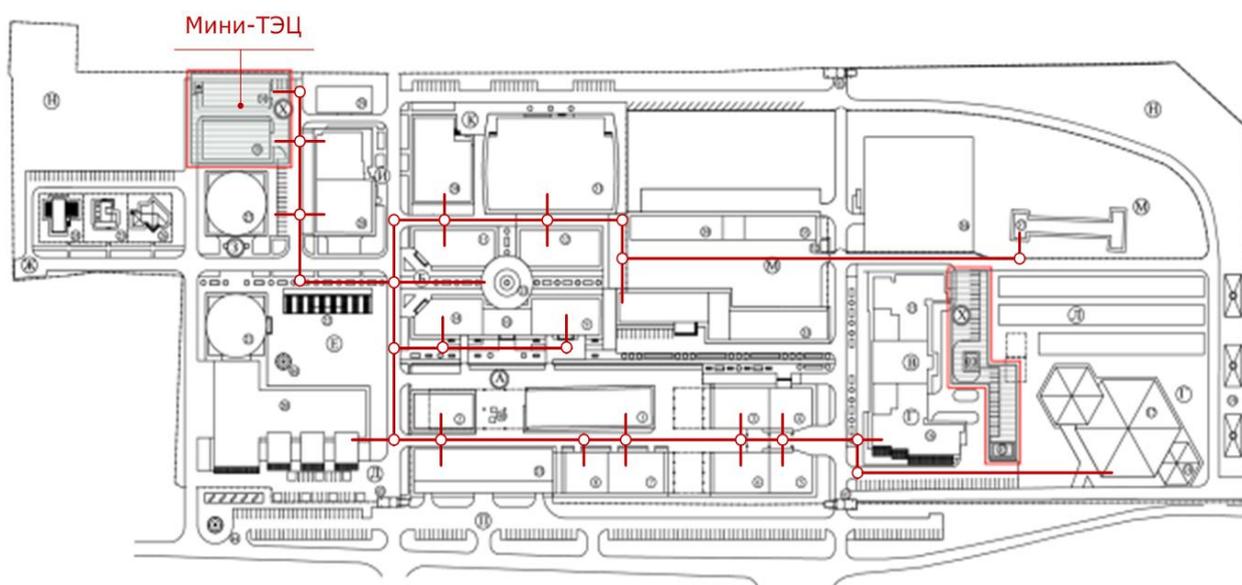


Рисунок 2 – Схема разводки теплораздающих коллекторов

Схемы электроснабжения ТехноЭкопарка РГСУ

1. Внешнее электроснабжение ТехноЭкопарка

Основное распределительное устройство 10 кВ РУ-1 питается кабельной линией 10 кВ от подстанции Р6 Центральных электрических сетей «МРСК – Ростовэнерго» (два кабеля 10 кВ).

Подстанция Р6 питается двухцепной ВЛ-110 кВ, подключенной отпайками от двух ВЛ – 110 кВ, соединяющих подстанции Р20 220/110/10 кВ и Р29 110/10 кВ с подстанцией Р5 110/10 кВ.

2. Варианты схемы электроснабжения технопарка на напряжении 10 кВ

Вариант № 1. Схема варианта представлена на рисунке 3.

Питание распределительного устройства 10 кВ РУ-1 от внешнего источника осуществляется двумя кабелями 10 кВ от двух секций шин 10 кВ подстанции Р6 110/10 кВ.

Генерация. На шины РУ-1 подается генераторное напряжение 10 кВ трех генераторов газотурбинных установок (ГТУ) с электрической мощностью по 2,5 МВт каждая. Ко второй секции шин 10 кВ подключается генератор с электрической мощностью 2,5 МВт паровой турбины (ПТ), работающей на паре, получаемом от теплового насоса.

Для подключения к сети 10 кВ ветроустановок мощностью 0,8 МВт и предлагается использовать распределительное устройство РУ-2. Ветроустановка ВГ-3 подключается к шинам 0,4 кВ одной из ТП 10/0,4 кВ. Распределительное устройство 10 кВ РУ-2 подключается к РУ-1 кабельными линиями 10 кВ.

Распределительная сеть 10 кВ.

Питание трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ предлагается выполнить по схеме двойной магистрали. Предлагается использовать комплектные трансформаторные подстанции типа КТП или БКТП (блочные) в зависимости от места установки. Электроэнергия от солнечных батарей через соответствующие преобразователи подается на шины 0,4 кВ подстанций 10/0,4 кВ.

Вариант № 2. Схема варианта представлена в дополнительных материалах на рисунке 10.

На шины 10 кВ РУ-1 подается генераторное напряжение 10 кВ нескольких газопоршневых агрегатов с генераторами мощностью 2,0 МВт каждый. Холодильные машины подключаются к шинам 0,4 кВ трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ.

Подключение ветрогенераторов ВГ-1, ВГ-2 и ВГ-3, а также солнечных батарей аналогично варианту №1.

Примечания:

1 Структура сети 10 кВ, количество и мощность трансформаторов 10/0,4 кВ будут уточнены после получения полных исходных данных о мощности и расположении на территории технопарка основных электроприемников.

2 Релейная защита, автоматика и телемеханика на РУ-1 и РУ-2 10 кВ должны соответствовать современным концепциям «цифровой подстанции».

3 В качестве пилотного проекта планируется провести испытания новой структуры распределительной сети 1,15/0,22кВ (0,95/0,22 кВ) с изолированной нейтралью на напряжении 1,15 (0,95) кВ, обеспечивающей сокращение длины четырехпроводных участков сети и, следовательно, снижение потерь электроэнергии.

4 Для снижения уровня высших гармоник на подстанциях 10/0, 4 кВ планируется установить демпфированные фильтры высших гармоник.

5. При использовании устройств РЗА, АСУ ЭЭ, а также информационных систем, систем управления и диспетчеризации 4, построенных на основе микропроцессорных средств необходимо учитывать требования по электромагнитной совместимости оборудования.

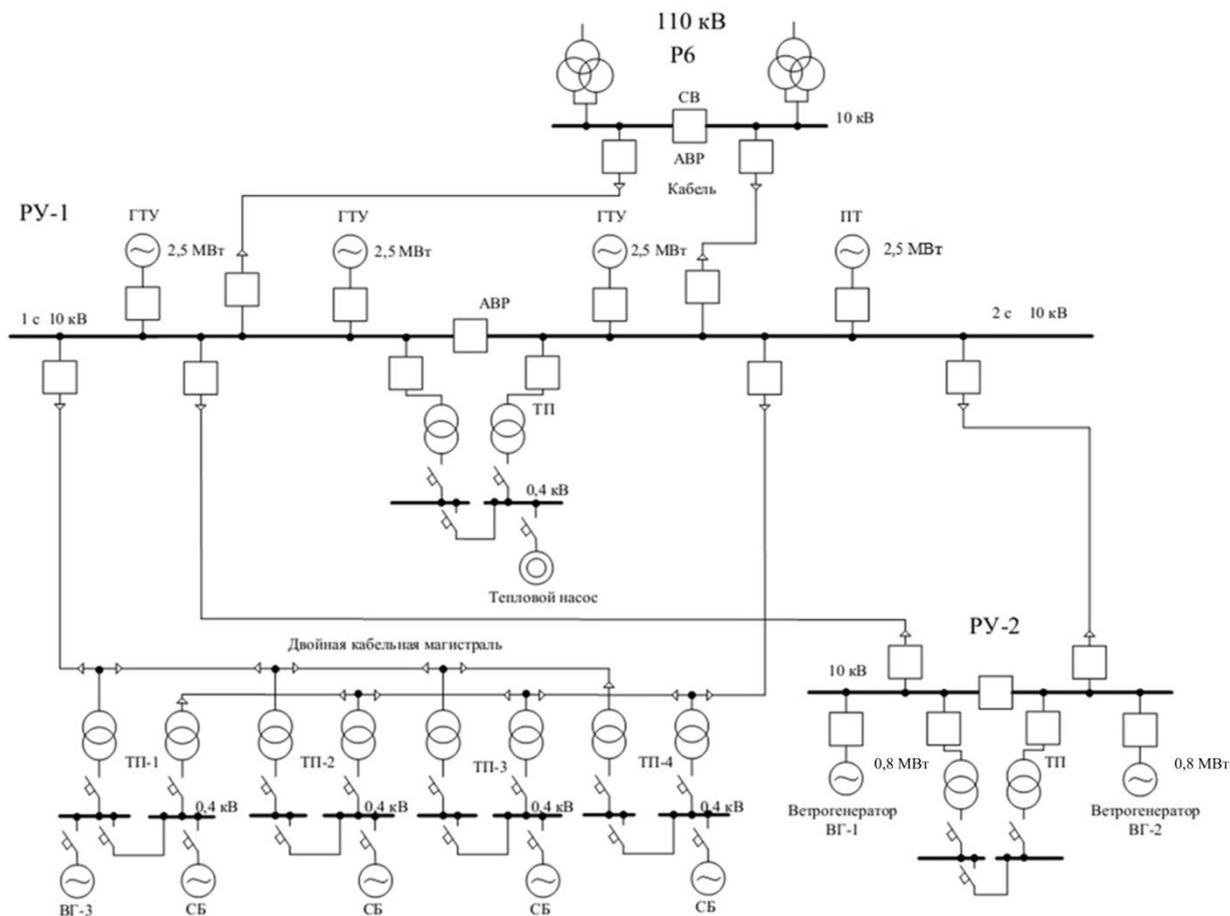


Рисунок 3 – Схемы электроснабжения технопарка на напряжении 10 кВ

Автоматизированная система управления энергоснабжением, энергопотреблением и энергосбережением технопарка АСУ ЭЭЭ

При создании **автоматизированной системы управления энергоснабжением, энергопотреблением и энергосбережением (АСУ ЭЭЭ)** технопарка предполагается использовать имеющийся у ООО НПП «ВНИКО» опыт разработки Инвестиционного замысла, проектирования, выпуска оборудования, монтажа, наладки и эксплуатации АСУ ЭЭЭ ООО «Газпром добыча Астрахань»

В состав основных технологических функций АСУ ЭЭЭ должны входить:

- Измерение, преобразование, сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования.
- Контроль и регистрация отклонения аналоговых параметров за предупредительные и аварийные пределы и вывод их на экран.
- Представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим пользователям (контроль и визуализация состояния оборудования); отображение на мнемосхемах объекта (с динамическим изменением состояния) значений аналоговых технологических параметров, существенных для ведения режимов и отображение состояния оборудования с индикацией отклонений от нормы.
- Автоматизированное управление оборудованием системы электроснабжения, в том числе коммутационной аппаратурой (выключатели, разъединители, заземляющие ножи, привод РПН, технологическое оборудование: насосы, задвижки и др.).
- Удаленное изменение состояния программных оперативных элементов систем РЗА, ПА, АСУ ЭЭЭ: переключение групп установок терминалов РЗА, оперативный ввод-вывод из работы, отключение-включение отдельных функций и др.
- Контроль состояния и дистанционное управление локальными системами автоматического управления.
- Программные блокировки управления коммутационной аппаратурой (оперативная логическая блокировка КА).
- Технологическая предупредительная и аварийная сигнализации: контроль и регистрация предупредительных и аварийных сигналов, вывод их на АРМ, фильтрация, обработка.
- Регистрация событий собственными средствами или посредством информационного обмена с автономными системами РЗА, ПА, РАС и др.
- Фиксация результатов определения места повреждения на ВЛ (ОМП) путем получения, архивирования и представления данных от автономных устройств ОМП, систем РЗА, РАС.

- Мониторинг параметров качества электроэнергии посредством информационного обмена со специализированными устройствами ПКЭ (средствами измерений ПКЭ) или смежными системами (СМиУКЭ).
- Информационное взаимодействие с имеющимися автономными цифровыми системами (РЗА, ПА, РАС, АИИС КУЭ, КСТСБ и т.п.) по стандартным протоколам.
- Обмен оперативной информацией.
- Обмен неоперативной технологической информацией.
- Мониторинг работы первичного оборудования. Учет ресурса коммутационного оборудования.
- Обеспечение диспетчеризации принимаемой из внешних сетей электроэнергии, выработки электроэнергии, тепла и холода на собственных источниках и потребления энергоресурсов и воды.

Обобщённая структура АСУ ЭЭЭ технопарка представлена на рисунке 4.

АСУ ЭЭЭ технопарка должна быть построена **по иерархическому принципу** и имеет четырёхуровневую структуру :

- полевой уровень: объекты управления, датчики с полевыми интерфейсами, оборудование автоматизированной системы коммерческого учёта энергоресурсов (АСКУ ЭР);
- уровень автоматизации: программируемые логические контроллеры (ПЛК), локальные регуляторы оборудования энергоснабжения, микропроцессорные устройства релейной защиты, преобразователи интерфейсов, сетевое коммутационное оборудование;
- уровень SCADA: рабочие станции специалистов, операторов отдельных подсистем, серверы баз технологических данных, данных АСКУ ЭР;
- уровень MES: подсистемы управления планированием и распределением энергоснабжения и энергопотребления со своими сервисами, WEB – сервисы для доступа к обобщённым данным АСУ ЭЭЭ через Internet.

Полевой уровень включает распределительную подстанцию, распределительные устройства, трансформаторные подстанции, газотурбинные энергетические установки, паровую турбинную установку, ветрогенераторы, блоки солнечных батарей, другие энергетические установки, а так же системы водоснабжения и водоочистки, оснащённые датчиками параметров, измерительным оборудованием, исполнительными механизмами, необходимыми для функционирования АСУ ЭЭЭ, датчики, приборы, узлы учёта АСКУ ЭР.

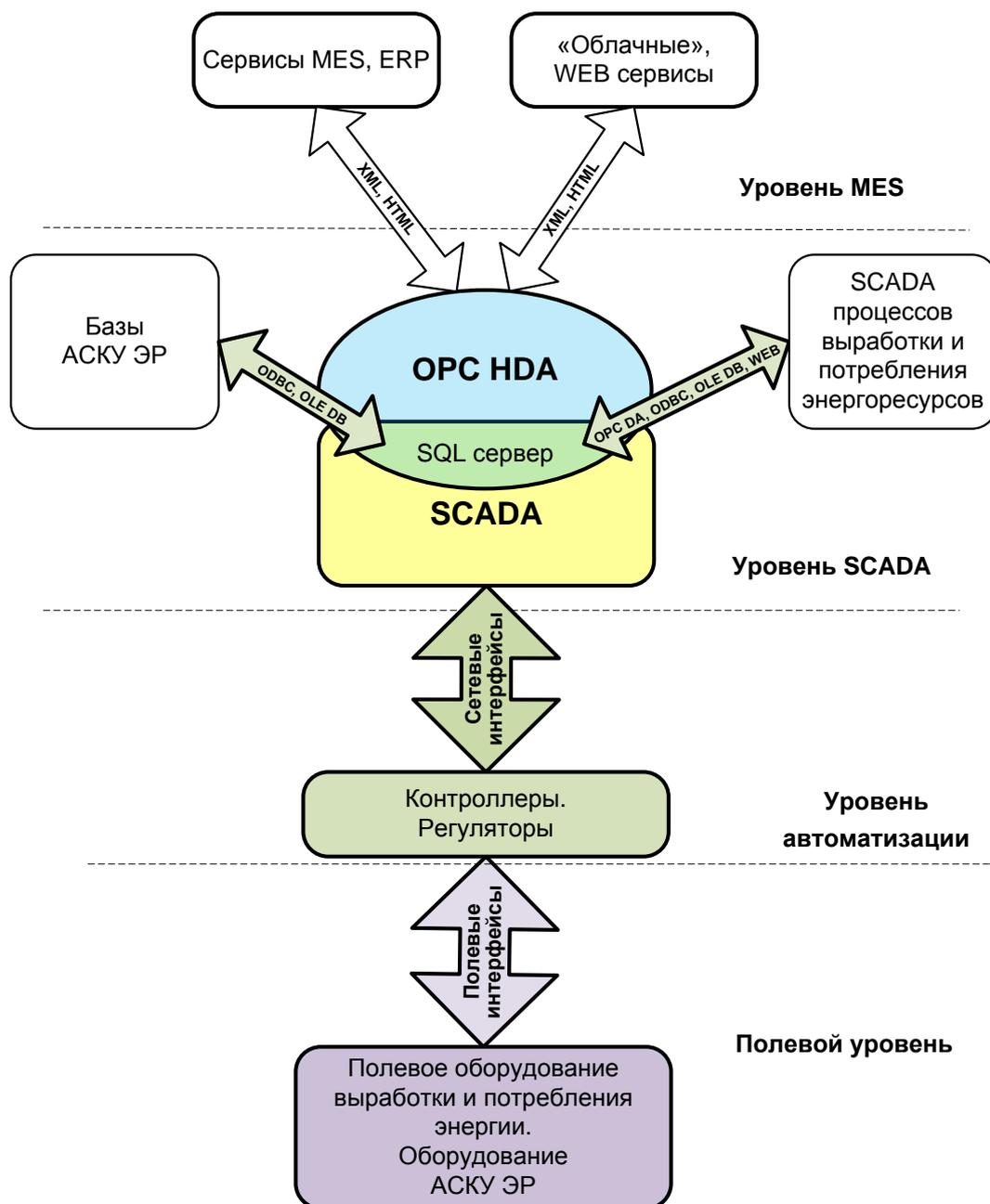


Рисунок 4 – Обобщённая структура АСУ ЭЭЭ

Уровень автоматизации обеспечивает сбор, первичную обработку информации, управление технологическим оборудованием, защиты и блокировки в системах энергоснабжения. Включает ПЛК АСУ ЭЭЭ и системы управления, поставляемые вместе с технологическим оборудованием и интегрированные в АСУ ЭЭЭ, специализированные контроллеры релейной защиты, а так же коммутаторы и преобразователи для реализации сетей информационной связи компонентов АСУ ЭЭЭ.

Уровень SCADA аккумулирует и систематизирует технологическую информацию, необходимую для работы АСУ ЭЭЭ. Рабочие станции операторов позволяют визуализировать процессы энергоснабжения и

энергопотребления, вести архивы параметров и событий. Для повышения надёжности функционирования, в состав автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора АСУ ЭЭЭ включён дублированный сервер баз данных. Программные и технические средства уровня SCADA позволяют решать ряд задач уровня управления планированием и распределением энергоресурсов (в части учёта, планирования потребления, контроля ресурса оборудования, выявления предаварийных ситуаций, автоматизации расчётов параметров уставок защит и т. п.). На этом уровне функционируют системы обеспечения информационной безопасности АСУ ЭЭЭ.

На уровне SCADA обрабатывается, обобщается, структурируется информация АСУ ЭЭЭ для уровня MES. Информационный обмен осуществляется через SQL-сервер, являющийся общим для структур этого уровня, с использованием информационных технологий OPCDA, ODBC, OLEDB, WEB.

Подсистема АСКУ ЭР имеет собственные коммуникационные информационные структуры, при этом предоставляется возможность информационного обмена с техническими подсистемами АСУ ЭЭЭ с использованием тех же технологий.

Уровень MES АСУ ЭЭЭ получает все данные, отражающие динамику процессов энергоснабжения и энергопотребления, а также информацию о состоянии производственных активов. Полученная информация обрабатывается, вырабатываются решения и рекомендации по планированию потребления и распределению энергоресурсов. Формируются соответствующие документы и управляющие воздействия, статистические данные, выполняются задачи анализа, прогнозирования.

На этом уровне управления энергоснабжением предусматриваются АРМ с собственными серверами баз данных, являющиеся клиентами по отношению к уровню SCADA в части получения информации о текущем состоянии процесса энергоснабжения.

«Облачные» WEB-сервисы обеспечивают доступ к определённым ресурсам АСУ ЭЭЭ с использованием WEB-интерфейсов на различных удалённых и мобильных устройствах.

Иерархическая структура построения АСУ ЭЭЭ (таблица 6) позволяет обеспечить:

- относительно независимое функционирование технических средств и ПО, что даёт возможность развивать все подсистемы АСУ ЭЭЭ как по вертикали, так и в пределах каждого уровня, в соответствии с требованиями развития структур энергоснабжения технопарка;
- построение АСУ ЭЭЭ с использованием систем с различными интерфейсами и структурами (сосредоточенной, распределённой);
- эффективную обработку данных на основе локализации процессов с учетом места их обработки и использования;
- повышение качества и достоверности информации в силу актуальности информации в базе данных объекта;

- полноту информации для эффективного управления процессами энергоснабжения;
- повышенную надежность функционирования АСУ ЭЭЭ, обусловленную относительной автономностью отдельных объектов автоматизации;
- более равномерное распределение нагрузки на локальные вычислительные сети, используемые для передачи информации в АСУ ЭЭЭ;
- поэтапное внедрение и модернизацию АСУ ЭЭЭ.

Таблица 6 – Структура построения АСУ ЭЭЭ

Уровень	Подсистема	Функции	Оборудование полевого уровня
Уровень MES		Анализ эффективности на основании технологической информации, данных об энергоснабжении. Поддержка принятия управленческих решений	
Уровень SCADA	Электроэнергия: – потребление – производство.	Визуализация, контроль, управление. Прогнозирование и оптимизация генерации и энергопотребления.	Электрическая подстанция. Газотурбинные установки. Паровые турбины. Ветрогенераторы. Солнечные батареи.
	Теплоснабжение: – потребление; – производство.		Пароводяные котельные. Солнечные тепловые аккумулирующие установки.
	Холод: - выработка; - потребление		Холодильные установки.
	Водоснабжение		Водопровод. Индивидуальные автоматические скважины.
	Стоки		Блочные очистные установки
	АСКУ ЭР		Коммерческий учёт
	Общие функции для всех подсистем уровня SCADA: – архивирование; – подготовка данных для уровня MES		
Уровень автоматизации		Управление процессами, отдельными агрегатами (ГТУ, энергоблоки, ветрогенераторы, солнечные батареи)	Программируемые логические контроллеры. Локальные САУ
Полевой уровень		Измерение параметров. Непосредственное управление. Обеспечение защит, блокировок	Датчики. Измерительные комплексы. Исполнительные механизмы

Вариант обобщённой структуры комплекса технических средств (КТС) АСУ ЭЭЭ ТехноЭкопарка представлен на рисунке 5.

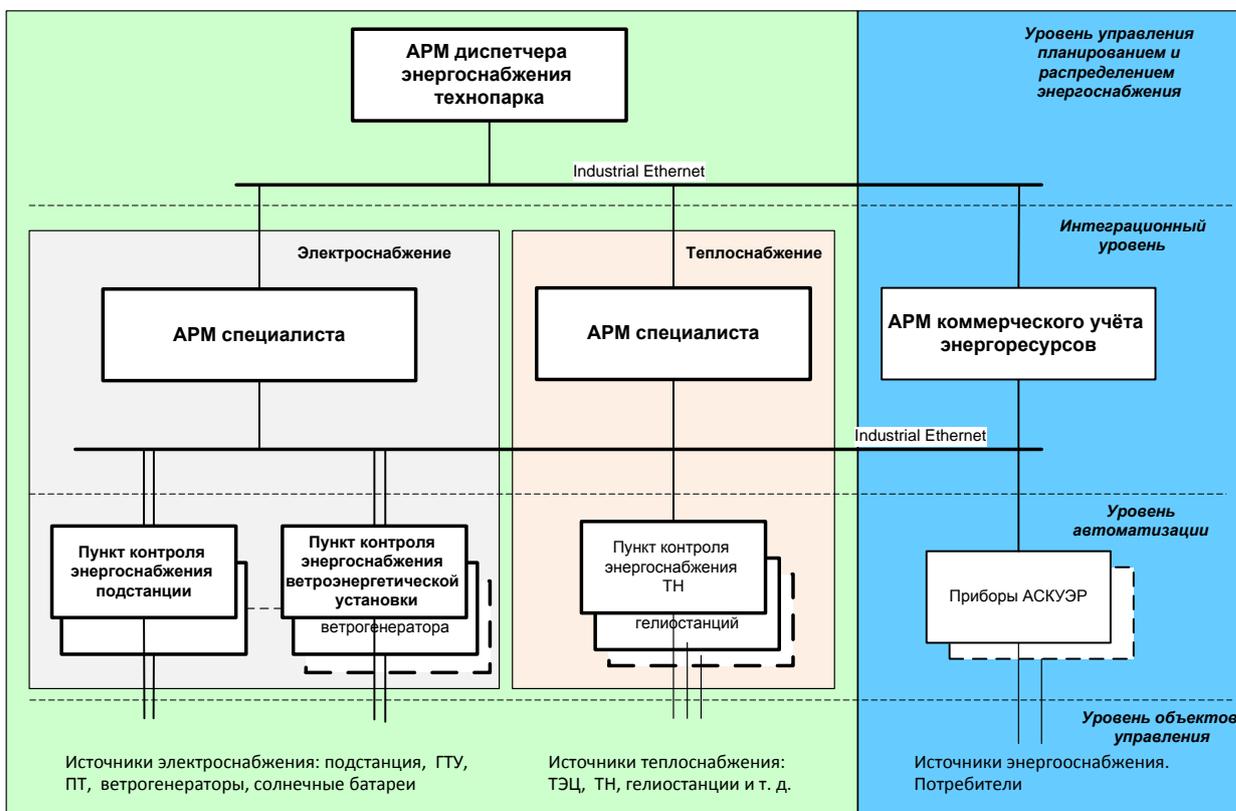


Рисунок 5 – Обобщённая структура КТС АСУ ЭЭЭ технопарка

Структура КТС АСУ ЭЭЭ – иерархическая по вертикали, что обеспечивает однотипность технических решений для подсистем, и линейная по горизонтали - для масштабирования системы в перспективе развития технических средств производства, распределения и потребления энергоресурсов.

Предлагаемые принципы построения были использованы при создании АСУ Э газового промысла ООО «Газпром добыча Астрахань». Система реализована на локальных контроллерах управления энергоснабжением отдельных промысловых объектов (распределены по территории промысла на площади около 200 км²) и рабочих станциях (РС) специалистов службы главного энергетика промысла. Контроллеры и РС объединены в сеть.

Релейная защита и автоматика системы электроснабжения Южного регионального строительного ТехноЭкопарка РГСУ

Структура системы релейной защиты и автоматики электроснабжения должна строиться согласно требованиям, предъявляемым к устройствам РЗА Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) и отвечать требованиям надежности, быстродействия, селективности и чувствительности.

Релейная защита и автоматика газотурбинных и ветроэнергетических установок, а также солнечных фотоэлектрических станций входит в систему управления генерирующим оборудованием и должна быть учтена при выборе генерирующего оборудования в соответствии с нормативным документом – СТО 59012820.27.100.004-2012 от 05.12.2012 г. «Нормы участия парогазовых установок в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом регулировании частоты и перетоков активной мощности».

Для построения системы автоматического контроля, диагностики и защиты должно предусматриваться применение микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики.

Микропроцессорные устройства РЗА имеют двойное назначение: как собственно устройства автономной системы РЗА (в этом качестве они являются элементами технологического объекта управления), и как компоненты нижнего программно-технического уровня АСУ Э, которые должны использоваться в качестве источников цифровой информации для решения различных задач контроля и управления в нормальных и аварийных режимах.

Повышение надежности функционирования РЗА системы электроснабжения должно обеспечиваться мероприятиями ближнего и дальнего резервирования:

- установкой на присоединениях основных и резервных защит;
- использованием устройств резервирования отказов выключателей;
- разделением комплектов защит по цепям переменного тока, цепям оперативно тока и цепям отключения;
- размещением устройств, резервирующих друг друга в разных шкафах (по возможности).

Разделение по цепям переменного тока предполагает питание комплектов РЗА, резервирующих друг друга, от разных кернов трансформаторов тока. Цепи переменного тока должны быть выполнены отдельными медными экранированными кабелями, проложенными, по возможности, в разных кабельных каналах.

Разделение по цепям оперативного тока должно предусматривать подключение основных и резервных защит через отдельные автоматические выключатели. Питание комплектов защит от разных автоматов позволит ограничить объем отключений при коротких замыканиях на одном питающем кабеле.

На каждой секции шин предполагается применение трехфазных антирезонансных трансформаторов напряжения, устойчивых к

феррорезонансу и воздействию перемежающейся дуги в случае замыкания на землю одной из фаз сети. На отходящих и питающих присоединениях должны быть установлены трансформаторы тока с классом точности не ниже 0,5S/0,5/10P и трансформаторы тока нулевой последовательности.

Технические решения для выполнения защиты вводов 10 кВ должны предусматривать контроль трех фазных токов своего присоединения, трех напряжений фаз и напряжение нулевой последовательности. В качестве основной защиты должна предусматриваться первая ступень многоступенчатой максимально-токовой защита (МТЗ). В защите должна быть реализована защита от минимального напряжения (ЗМН) для пуска автоматического ввода резерва (АВР), логическая защита шин (ЛЗШ), устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ), защита от обрыва цепей напряжения (ЗОЦН), аварийная и предупредительная сигнализация. Для защиты от дуговых замыканий должна использоваться дуговая защита, реагирующая на появление светового потока с пуском от чувствительной ступени МТЗ или ЗМН.

Для защиты секционного выключателя необходимо использовать многоступенчатую направленную МТЗ с возможностью иметь разные уставки в разных направлениях ЛЗШ и УРОВ.

Для отходящих линий необходимо предусматривать многоступенчатую МТЗ, селективную защиту от замыканий на землю, автоматику повторного включения (АПВ), возможность отключения от автоматической частотной разгрузки (АЧР), ЛЗШ, УРОВ и дуговую защиту с действием на вводной и секционные выключатели.

Для защиты трансформатора напряжения (ТН) необходимо контролировать три фазных тока и напряжение нулевой последовательности. Должна выполняться защита минимального напряжения, защита максимального напряжения, защита по напряжению нулевой последовательности, защита по напряжению обратной последовательности. При разработке защиты необходимо предусматривать сигнализацию аварийного состояния ТН.

Для силовых трансформаторов 10/0,4 кВ необходимо предусматривать основную и резервную защиты трансформатора.

Комплект основных защит должен включать в себя: дифференциальную отсечку, дифференциальную защиту с торможением, защиту от сквозных токов (МТЗ), защиту от перегрузки с действием на отключение и на сигнал на основе отдельных ступеней МТЗ, двухступенчатую газовую защиту трансформатора с действием на сигнал и на отключение, сигнализацию понижения уровня масла, сигнализацию перегрева масла трансформатора.

Комплект резервной защиты трансформатора должен обеспечивать работоспособность во всех режимах, в том числе и при потере оперативного тока. Защита должна реализовать функции комбинированной трехступенчатой МТЗ с пуском от минимального напряжения.

С учетом того, что электрооборудование ТехноЭкопарк в перспективе предполагается эксплуатировать в «необслуживаемом» режиме, при интеграции РЗА в АСУ ЭЭЭ необходимо обеспечить следующие факторы:

- повышенную надежность коммуникаций в системе, прежде всего информационного обмена с центрами оперативно-диспетчерского управления;
- реализацию функций мониторинга и диагностики как силового электрооборудования, так и программно-технических средств систем управления, РЗА, противоаварийной автоматики генерирующих объектов;
- возможность телеуправления режимами электрооборудования с удаленных диспетчерских пунктов;
- минимизацию количества органов ручного управления режимом работы силового оборудования и систем управления (АСУ ТП, РЗА) на панелях и т.п. (в соответствии с СО 153 - 34. 20.122-2006 п. 7.1.2, 7.5.2, 9.1.11 и т.д.) и возможность дистанционного посредством автоматизированных рабочих мест обслуживающего персонала (АРМ ОП) управления переключающими устройствами РЗА;
- реализацию мониторинга состояния помещений, зданий, сооружений и территории распределительных пунктов (пожарная сигнализация и автоматика пожаротушения, контроль доступа на территорию и в помещения, метеоданные, контроль температуры в помещениях и т.п.);
- функции АРМ ОП ПС НП должны быть реализуемы с АРМ ОП высшего уровня, функционирующего в составе программно-технического комплекса.

Использование возобновляемых источников энергии

Исходя из предварительного анализа планируется использование ВИЭ в общем балансе производства электрической энергии объектами собственной генерации в объеме до 25%, а тепловой энергии в объеме до 50% в режиме постоянной эксплуатации. Особенности использования ВИЭ определяются структурой хозяйствующих объектов технопарка, схемой их размещения, плотностью застройки и наличием свободных площадей, архитектурными особенностями зданий и сооружений, являющихся проявлением направленности «арт-дизайна» при проектировании зданий.

Солнечная станция (СС) будет представлять собой распределенную систему, состоящую из основного блока и отдельных элементов, распределенных по крышам объектов технопарка, исходя из возможностей их размещения.

Основной блок СС представляет собой каскадный модуль, вписанный в архитектуру одного из объектов. Ориентировочная электрическая мощность такого блока примерно 100 – 150 кВт, с учетом архитектурно планировочных решений. Инверторное оборудование и аккумулирующая группа будут располагаться в непосредственной близости от станции в выделенном помещении объекта технопарка.

Элементы СС представляют собой отдельные самостоятельные станции мощностью 3 – 20 кВт.

Все составные части СС вырабатывают электрическую энергию и передают её в собственную локальную сеть электроснабжения. В этом случае обеспечивается полное её потребление и станция работает с максимальной эффективностью.

Выбор типа ФЭП производится с учетом архитектуры зданий. Основным принимается ФЭП на основе монокристаллического кремния. Возможно применение панелей на основе структур кадмий-теллур. Это позволит размещать их на вертикальных стенах зданий, а также в зонах затенения.

Возможно применение ФЭП производства компании «Хевел», если она сможет обеспечить их поставку в условиях уже взятых обязательств. Альтернативным поставщиком могут выступить промышленные компании КНР, а также Южной Кореи и Германии.

Поставщиком инверторного оборудования могут быть немецкие фирмы: Шнайдер Электрик, которая организует сборочное производство инверторов по своей технологии в России, а также SMA - мировой лидер в качестве оборудования данного класса.

Монтаж, наладка и запуск оборудования будет выполнен российскими специалистами. Оборудование для использования солнечной радиации планируется размещать на крышах зданий технопарка в соотношении: фотопреобразователи 70 %; солнечные нагреватели 30 % от площади крыши.

Ветроэнергетическая установка. Планируется, исходя из рельефа местности, места расположения технопарка в городской черте г. Ростова-на-Дону и ограничений, вызванных проходящей поблизости железной дороги, в состав ВЭУ включить 2 установки, единичной мощностью 800 кВт. Высота мачты может достигать 70 м, что обеспечит достаточно эффективную её работу. Тип агрегата установки – с горизонтальной осью.

Установка может передавать вырабатываемую энергию либо на свой отдельный инвертор, либо, если это будет технически возможно, на общий с СС инвертор. Вся вырабатываемая энергия будет поступать также в собственную локальную сеть электроснабжения.

На рисунке 6 приведены характеристики и конструкция ветрогенератора большой мощности одного из мировых лидеров по производству ветровых станций «EnerconGmbH», Германия.

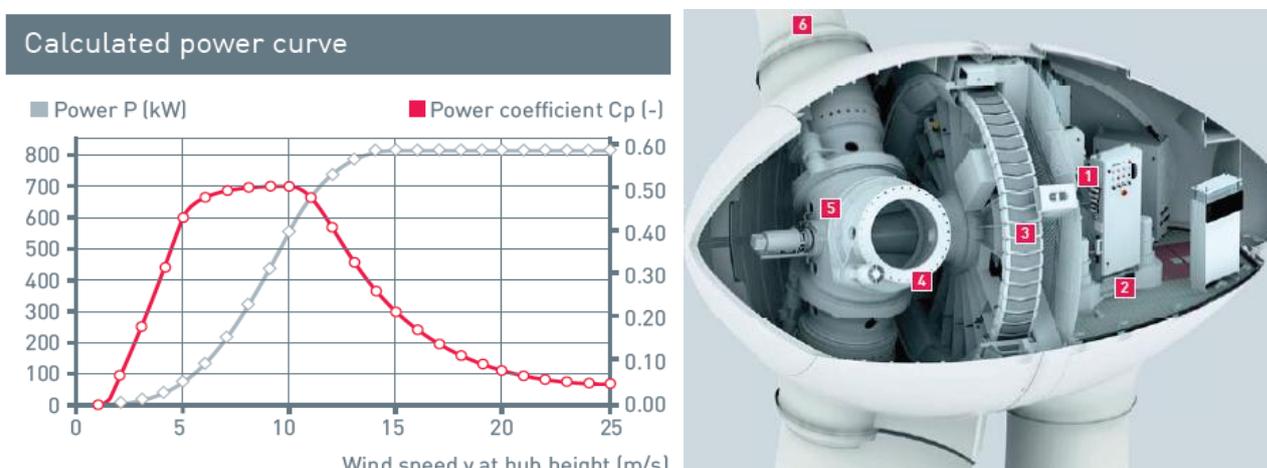


Рисунок 6 – Характеристики ветрогенератора E-48, фирмы «EnerconGmbH», (Германия), мощностью 900 кВт

В качестве демонстрационных ВЭУ планируется применение в блоке коттеджного строительства малых ВЭУ мощностью 1 – 6 кВт с вертикальной осью вращения. Здесь возможно использование оборудования различных производителей для определения их реальной эффективности в регионе.

В качестве демонстрационных образцов ТНУ планируется применение в блоке коттеджного строительства различных типов ТН малой мощности (до 35 кВт) с различными схемами их использования. ТН проектируется совместно с солнечной гелиосистемой и системой аккумулирования тепловой энергии. В данном случае ТНУ обеспечивает автономное функционирование систем отопления, вентиляции, кондиционирования и приготовления горячей воды. Система 4 в 1.

Системы управления ВИЭ. Каждая местная система энергоснабжения связана с общей локальной системой и обеспечивает: дистанционный контроль и управления основными параметрами работы оборудования, мониторинг данных по потреблению и выработки энергии через единый диспетчерский пункт. Возможна организация мониторинга систем по сети Интернет.

Участники проекта «Интеллектуальная энергетическая система ТехноЭкопарка РГСУ»

1. Объединенный институт высоких температур РАН (ОИВТ РАН), Москва – научное сопровождение проекта.
2. ООО НПП «Донские технологии», Новочеркасск – интегратор проекта, разработчик Концепции; проектов схем тепло-холодоснабжения, систем автономного энергоснабжения, выполнение монтажных и наладочных работ, организация и участие в эксплуатации ИЭС.
3. ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», Москва – разработка схемы взаимодействия ИЭС с ЭС 110 кВ, поставка цифровых подстанций 10 кВ, выполнение монтажных и наладочных работ.
4. НИЦ МРСК, Москва – разработка схем и режимов электроснабжения 10 кВ, выполнение монтажных и наладочных работ.
5. ГОУ ВПО Донской государственной технической университет (ДГТУ), Ростов-на-Дону, разработка схем и режимов энергоснабжения с использованием ВИЭ, создание элемента ГИС Ростовской области.
6. ООО НПП «ВНИКО», Новочеркасск – разработка схем и режимов электроснабжения 0,4 ÷ 10 кВ, АСКУЭ и SCADA, выполнение проектных, монтажных и наладочных работ, участие в эксплуатации ИЭС.
7. ООО «НИИ энергетических технологий», Новочеркасск – разработка схемных решений для системы релейных защит и автоматики, выполнение монтажных и наладочных работ, участие в эксплуатации ИЭС.
8. ОАО «Ростовтеплоэлектропроект», Ростов-на-Дону – выполнение обще проектных работ, авторский надзор за общестроительными работами.
9. ООО МИК «Содружество», Москва – частный инвестор, разработка ТЭО и бизнес-плана проекта, создание энергосервисной компании, организация и участие в эксплуатации ИЭС.
10. ГОУ ВПО РГСУ Ростов-на-Дону – согласование проекта создания ИЭС с органами власти и получение всей разрешительной документации, обеспечение общестроительных и монтажных работ.
11. Предприятия поставщики энергетического оборудования.