



**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
НАУКИ  
ОБЪЕДИНЕННЫЙ ИНСТИТУТ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР  
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК**

УДК 620.97  
№ гос. регистрации 01201157997  
Инв. № 37/2012

УТВЕРЖДАЮ  
Заместитель директора  
ОИВТ РАН  
д.т.н.



В.А. Зейгарник

**ОТЧЕТ  
О НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЕ  
РАЗРАБОТКА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ  
ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ АВТОНОМНЫХ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ МАЛОЙ  
ЭНЕРГЕТИКИ**

Госконтракт № 16.516.11.6070 от 28 апреля 2011 г.  
с Министерством образования и науки Российской Федерации  
Шифр «2011-1.6-516-008-021»

**Этап 4: Разработка рекомендаций по внедрению  
интеллектуальных систем диспетчеризации автономных  
энергетических комплексов  
(заключительный)**

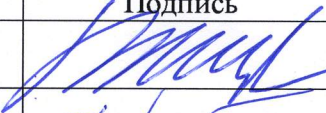
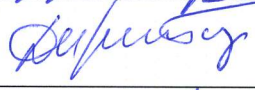



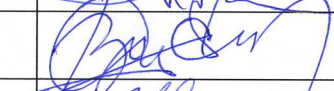


**Руководитель работы**

Заведующий лабораторией ОИВТ РАН, д.т.н.

В.М. Зайченко

Москва, октябрь 2012 г.

Список основных исполнителей, участвовавших в подготовке заключительного отчета  
о научно-исследовательской работе:

Должность	Подпись	Ф.И.О.	Раздел отчета
Зав. лаб., д.т.н.		В.М. Зайченко	(Введение)
Вед. научн. сотр., д.т.н.		Л.Б. Директор	(Глава 1, Глава 4, Заключение)
Вед. научн. сотр., д.ф.-м.н.		И.Л. Майков	(Глава 2), (Приложение А)
Мл. научный сотрудник		А.Б. Тарасенко	(Глава 1)
Ведущий инженер		А.В. Марков	(Приложение А)
Ведущий инженер		В.А. Суслов	(Приложение А)
Мл. научный сотрудник		О.А. Иванин	(Глава 3)
Ведущий инженер		И.И. Шарькина	(Оформление отчета)

## РЕФЕРАТ

Отчет 77 с., 26 рис., 6 табл., 24 источника, 1 прил.

АВТОНОМНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ, РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА, ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ, МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ, ЧИСЛЕННЫЕ МЕТОДЫ, МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ, МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ КОНТРОЛЛЕРЫ

Работа выполнялась в соответствии с государственным контрактом от 28 апреля 2011 года № 16.516.11.6070 и дополнительным соглашением к государственному контракту от 10 февраля 2012 №1 между Министерством образования и науки Российской Федерации и Федеральным государственным бюджетным учреждением науки Объединенным институтом высоких температур Российской академии наук по теме: «Разработка интеллектуальной системы диспетчеризации автономных энергетических комплексов малой энергетики».

**Объектом исследований и разработки** являлись алгоритмы оптимизации и программное обеспечение интеллектуальных систем диспетчеризации автономных энергетических комплексов малой энергетики.

**Цель работы** – разработка научных основ технологии и алгоритмов управления компонентами энергетических комплексов малой энергетики, обеспечивающих снижение затрат на энергообеспечение потребителей, оптимальные режимы эксплуатации разнотипных источников энергии при изменении нагрузок потребителя, а также оптимальное взаимодействие энергокомплексов в системах распределенной энергетики.

**Методология проведения работы** заключалась в комплексном использовании математического моделирования, численных исследований, физического моделирования на экспериментальной модели автономного энергокомплекса в условиях испытательного стенда.

**Результатом работы** является интеллектуальная система диспетчеризации автономных энергетических комплексов малой энергетики.

**Новизна результатов** заключается в возможности корректировки режимов работы элементов энергокомплекса при отклонении фактических внешних параметров (например, нагрузки потребителя) от заложенных типичных графиков.

В соответствии с Календарным планом и Техническим заданием на IV, заключительном этапе государственного контракта «Разработка рекомендаций по внедрению интеллектуальных систем диспетчеризации автономных энергетических комплексов» разработаны требования к составу и характеристикам аппаратной части системы диспетчеризации, проведены технико-экономические оценки результатов НИР, проведены

технико-экономические оценки рыночного потенциала полученных результатов, разработано Техническое задание на ОКР «Типовая интеллектуальная система диспетчеризации автономных энергетических комплексов малой энергетики».

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	8
ГЛАВА 1 РАЗРАБОТКА ТРЕБОВАНИЙ К СОСТАВУ И ХАРАКТЕРИСТИКАМ АППАРАТНОЙ ЧАСТИ СИСТЕМЫ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ .....	13
1.1 Введение .....	13
1.2 Основные требования к элементам системы управления .....	14
1.3 Особенности и технические характеристики контроллеров, обеспечивающих параллельную работу электрогенераторов и сети.....	16
1.4 Контроллеры управления тепловой частью АЭЖ .....	22
1.5 Контроллеры и инверторы накопителей электроэнергии .....	24
1.6 Датчики и органы управления.....	25
1.7 Типовые схемы управления.....	25
Выводы к главе 1 .....	26
ГЛАВА 2 ПРОВЕДЕНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТОВ НИР .....	28
2.1 Введение .....	28
2.2 Научно-техническая результативность результатов НИР .....	28
2.3 Оценка абсолютной экономической эффективности результатов НИР .....	31
2.4 Примеры реализации интеллектуальных систем управления.....	35
2.4.1 Научная станция РАН (Киргизский Алатау) .....	36
2.4.2 Специальная астрофизическая обсерватория РАН (Западный Кавказ) .....	38
2.5 Выводы к главе 2 .....	43
ГЛАВА 3 ПРОВЕДЕНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ РЫНОЧНОГО ПОТЕНЦИАЛА ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ .....	44
3.1 Введение .....	44
3.2 Оценка текущего и перспективного рынков.....	45
3.3 Критерии и результаты технико-экономической оценки рыночного потенциала полученных результатов .....	49
3.4 Выводы к главе 3 .....	51

ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКОГО ЗАДАНИЯ НА ОПЫТНО- КОНСТРУКТОРСКУЮ РАЗРАБОТКУ «ТИПОВАЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ АВТОНОМНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ» .....	52
4.1 Введение .....	52
4.2 Цели разработки .....	52
4.3 Основные технические требования к ИСДУ .....	53
4.4 Исходные данные для разработки ТЗ .....	54
4.5 Краткое содержание этапов работы.....	55
4.6 Основные результаты разработки.....	55
4.7 Выводы к главе 4 .....	56
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	57
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	65
ПРИЛОЖЕНИЯ .....	67
Приложение А.....	68
Техническое задание на выполнение опытно-конструкторской работы «Типовая интеллектуальная система диспетчеризации автономных энергетических комплексов малой энергетики»	

## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АКБ – аккумуляторная батарея;

АЭК – автономный энергетический комплекс;

ВИЭ – возобновляемые источники энергии;

ВЭУ – ветроэнергетическая установка;

ГПУ – газопоршневая установка;

ДВС – двигатель внутреннего сгорания;

ДГУ – дизель-генераторная установка;

ИСДУ – интеллектуальная система диспетчеризации и управления;

КПД – коэффициент полезного действия;

КУ – котельная установка;

КЭУ – когенерационная энергетическая установка;

ПК – персональный компьютер;

ТА – тепловой аккумулятор;

ФЭП – фотоэлектрический преобразователь;

ЭДС – электродвижущая сила.

## ВВЕДЕНИЕ

Многие десятилетия в Советском Союзе генеральным направлением развития энергетики являлась ее централизация, основанная на крупных районных электростанциях и мощных ТЭЦ, объединенных в энергосистемы. В эпоху индустриализации, когда на первый план выдвигалось надежное энергоснабжение больших производственных комплексов и мегаполисов, такой подход позволил в кратчайшие сроки решить задачи энергообеспечения развивающейся промышленности и оборонного комплекса [1].

С изменением структуры экономики, смещением приоритетов в социальную сферу, остро стоящими экологическими проблемами параллельно с модернизацией централизованной энергетики все большее внимание уделяется развитию малой, распределенной энергетики, ориентированной на максимально эффективное использование местных энергетических ресурсов, в т.ч. возобновляемых. Сложившаяся ситуация обуславливает существенные изменения структуры мощности и типов электростанций. По прогнозам экспертов в ближайшие 10-15 лет доля малых высокоэффективных энергогенерирующих установок составит от 35 до 55% мощности всех сооружаемых на территории России электростанций [2]. Очевидно, и опыт западных стран это подтверждает, что в недалеком будущем малые энергетические комплексы и распределенная генерация будут играть значительную роль в энергетическом балансе страны и должны так или иначе быть интегрированы в общую энергосистему [3, 4].

Современная концепция развития энергетики основывается на создании активно-адаптивных сетей, интеллектуальных счетчиков, многоуровневой системы управления генерацией, распределением и потреблением энергии, использовании цифровых технологий [5]. Концептуальные разработки интеллектуальных (или «умных») сетей для энергетики начались в США и в европейских странах в начале 70-х годов прошлого века. За рубежом они получили название «SMART Grid» (Self Monitoring Analysis and Reporting Technology [6, 7]).

Если сегодня в «большой» энергетике России реализуется целый ряд масштабных проектов, направленных на создание отдельных элементов активно-адаптивных сетей, иницилируемых, прежде всего, ОАО «ФСК ЕЭС» [8], то аналогичных отечественных разработок, ориентированных на автономные энергетические комплексы и распределенные сети малой энергетики, явно недостаточно.

Энергетические комплексы малой энергетики могут включать в себя как традиционные установки (котельные, энергоустановки на ДВС), так и установки на ВИЭ (ВЭУ, ФЭП, солнечные водонагреватели, установки, использующие биотопливо) и различные накопители электрической и тепловой энергии. Состав подобных комплексов определяется



требованиями потребителя энергии, местными климатическими и метеорологическими условиями, топливной базой, технологическими возможностями взаимодействия с внешними сетями. Кроме того, при использовании местных видов топлива (низкокалорийных углей, торфа, растительных сельскохозяйственных отходов, древесных отходов) в состав энерготехнологического комплекса войдут термохимические реакторы (газификация, пиролиз) и вспомогательные устройства, которые должны быть согласованы с энергоустановками.

Задача определения оптимального состава энергокомплекса с учетом переменных энергетических нагрузок потребителя, изменяющихся метеорологических условий, возможностями внешних сетей является нетривиальной. Следует заметить, что необходимо также учитывать характерные времена изменения нагрузок и внешних условий (суточные, недельные, сезонные), в связи с чем расчетный интервал задачи оптимизации должен составлять один год с часовыми последовательностями изменения всех энергетических величин и метеорологических условий.

В результате решения первой части оптимизационной задачи, помимо оптимальной конфигурации комплекса, определяются режимные карты работы всего оборудования энергокомплекса при условии неизменности заложенных графиков изменения нагрузок и метеорологических (проектных, типовых, прогнозных, полученных путем статистической обработки данных многолетних наблюдений). По сути, это решение является алгоритмом работы системы управления энергокомплексом в «стандартных» условиях.

Частный случай такой задачи – комбинация отопительной котельной и газопоршневой когенерационной установки – исследован в рамках выполнения государственного контракта № 02.516.11.6198 от 25 июня 2009 г.

Вторая часть оптимизационной задачи – определение реакции системы управления на случайные отклонения энергетических нагрузок и метеорологических условий от заложенных «стандартных» графиков. Если для решения первой задачи время машинного счета ограничено только разумными пределами, то вторая задача должна решаться в режиме реального времени, что, учитывая огромный объем обрабатываемой информации, требует разработки специальных алгоритмов и эффективных численных методов.

Математическая модель энергокомплекса строится на базе математических моделей входящих в него элементов и связей между отдельными модулями, определяемыми балансом потоков электрической и тепловой энергий. Элементы энергокомплекса, как правило, представляют собой нелинейные динамические объекты, характеризующиеся большим диапазоном изменения постоянных времени. Поведение подобного энергокомплекса описывается жесткой нелинейной системой дифференциальных уравнений, решение которой

на больших характерных интервалах времени без значительного упрощения моделей отдельных элементов затруднительно. В связи с этим необходим компромисс между степенью детализации моделей элементов комплекса и реальной возможностью расчетов оптимальных режимов эксплуатации энергоустановок на современных персональных компьютерах.

В составе энергокомплекса можно выделить 6 групп взаимодействующих между собой компонентов:

1) Традиционные энергоустановки, использующие ископаемые топлива или соответствующим образом подготовленное биотопливо. Установки такого типа являются полностью управляемыми, и для моделирования режимов их работы, как правило, имеется исчерпывающая априорная информация.

2) Энергетические установки на возобновляемых источниках энергии (солнечной и ветровой) относятся к классу плохо управляемых (в западной литературе – non-controllable). В связи со стохастическим характером изменения внешних условий (солнечной радиации, скорости и направления ветра) только часть информации является априорной (например, технические характеристики ФЭП и ВЭУ).

3) Электрохимические и тепловые аккумуляторы. Если создание той или иной сложности динамической модели теплового аккумулятора не представляет проблемы, то при моделировании электрохимических аккумуляторов необходимо учитывать такие их особенности, как зависимость характеристик от скорости и глубины заряда/разряда, допустимое количество циклов заряда/разряда в зависимости от глубины разряда, эффект «памяти» (гистерезис).

4) Внешняя электрическая сеть. Возможны два случая: сеть является бесконечным по сравнению с мощностью энергокомплекса источником или стоком энергии; мощность сети соизмерима с мощностью энергокомплекса (например, локальная сеть из нескольких энергокомплексов), что накладывает свои ограничения на возможность обмена энергией.

5) Потребитель энергии, который характеризуется частично априорной информацией ( типовые графики изменения энергетических нагрузок), частично информацией стохастического характера – случайные отклонения от прогнозных нагрузок.

6) Блок подготовки биотоплива.

Стратегия работы над проектом определила последовательность и содержание этапов.

На первом этапе «Анализ типовых структур автономных энергетических комплексов и принципов построения современных интеллектуальных систем передачи и распределения энергии» выполнен анализ структуры автономных энергетических комплексов и интеллектуальных систем диспетчеризации, разработаны динамические математические

модели компонентов комплекса, подготовлено техническое задание на реконструкцию комплексного испытательного стенда, проведены патентные исследования.

На втором этапе «Разработка алгоритмов и численных методов оптимизации автономных энергетических комплексов» разработана математическая модель автономного энергетического комплекса и постановлена оптимизационная задача, разработаны численные методы решения оптимизационной задачи, создана стендовая модель автономного энергетического комплекса, разработаны программы и методика пуско-наладочных испытаний элементов модели автономного энергетического комплекса, проведены пуско-наладочные испытания элементов модели автономного энергетического комплекса.

На третьем этапе «Разработка интеллектуального ядра системы диспетчеризации» разработаны программные коды для системы диспетчеризации, разработаны программы и методики испытаний модели автономного энергетического комплекса, проведены испытания модели автономного энергетического комплекса, выполнена верификация и доработка математических моделей и программных кодов по результатам стендовых испытаний.

Основные результаты предыдущих этапов работы представлены в промежуточных отчетах:

Промежуточный отчет о НИР «Разработка интеллектуальной системы диспетчеризации автономных энергетических комплексов малой энергетики». Госконтракт от 28 апреля 2011 года № 16.516.11.6070, этап 1: «Анализ типовых структур автономных энергетических комплексов и принципов построения современных интеллектуальных систем передачи и распределения энергии». ОИВТ РАН. 2011 г. Инв. № 23/2011.

Промежуточный отчет о НИР «Разработка интеллектуальной системы диспетчеризации автономных энергетических комплексов малой энергетики». Госконтракт от 28 апреля 2011 года № 16.516.11.6070, этап 2: «Разработка алгоритмов и численных методов оптимизации автономных энергетических комплексов». ОИВТ РАН. 2011 г. Инв. № 43/2011.

Промежуточный отчет о НИР ««Разработка интеллектуальной системы диспетчеризации автономных энергетических комплексов малой энергетики». Госконтракт от 28 апреля 2011 года № 16.516.11.6070, этап 3: «Разработка интеллектуального ядра системы диспетчеризации». ОИВТ РАН. 2012 г. Инв. № 22/2012.

Заключительный отчет о научно-исследовательской работе подготовлен по результатам выполнения 4 этапа государственного контракта от 28 апреля 2011 года № 16.516.11.6070 по теме: «Разработка интеллектуальной системы диспетчеризации автономных энергетических комплексов малой энергетики» с Министерством образования и науки Российской Федерации, выполняемого в рамках Федеральной целевой научно-технической программы

«Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2013 годы».

В соответствии с календарным планом на отчетном этапе решались следующие задачи:

1. Разработка требований к составу и характеристикам аппаратной части системы диспетчеризации.

2. Проведение технико-экономической оценки результатов НИР.

3. Проведение технико-экономических оценок рыночного потенциала полученных результатов.

4. Разработка заключительного отчета о НИР.

5. Разработка Технического задания на ОКР «Типовая интеллектуальная система диспетчеризации автономных энергетических комплексов малой энергетики».

# ГЛАВА 1 РАЗРАБОТКА ТРЕБОВАНИЙ К СОСТАВУ И ХАРАКТЕРИСТИКАМ АППАРАТНОЙ ЧАСТИ СИСТЕМЫ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ

## 1.1 Введение

В общем случае в состав энергокомплекса входят электрогенерирующие и теплогенерирующие установки различного типа, в т.ч. когенерационные, и накопители электроэнергии и тепла. Энерготехнологические комплексы, в которых используется нетрадиционное топливо (например, биотопливо), в данной работе не рассматриваются, хотя, с учетом специфики и характеристик соответствующего оборудования, в частности, термохимических реакторов, вспомогательных агрегатов и т.п. принципиальных ограничений для расширения аппаратной части системы диспетчеризации энерготехнологического комплекса не имеется. Также ниже подробно не рассматриваются относительно маломощные комплексы (от сотен Вт до нескольких кВт), построенные на базе небольших ДВС, ВЭУ и ФЭП. В силу определенной специфики это направление является темой отдельных госконтрактов: 16.516.11.6115 (ООО СКБ «Инверсия»), 16.516.11.6053 (ФТИ РАН им. А.Ф. Иоффе), 16.516.11.6151 (НИЦ «Курчатовский институт»).

На предыдущем этапе госконтракта был создан стендовый макет системы диспетчеризации и управления на основе имеющихся промышленных микропроцессорных контроллеров (рис. 1.1).

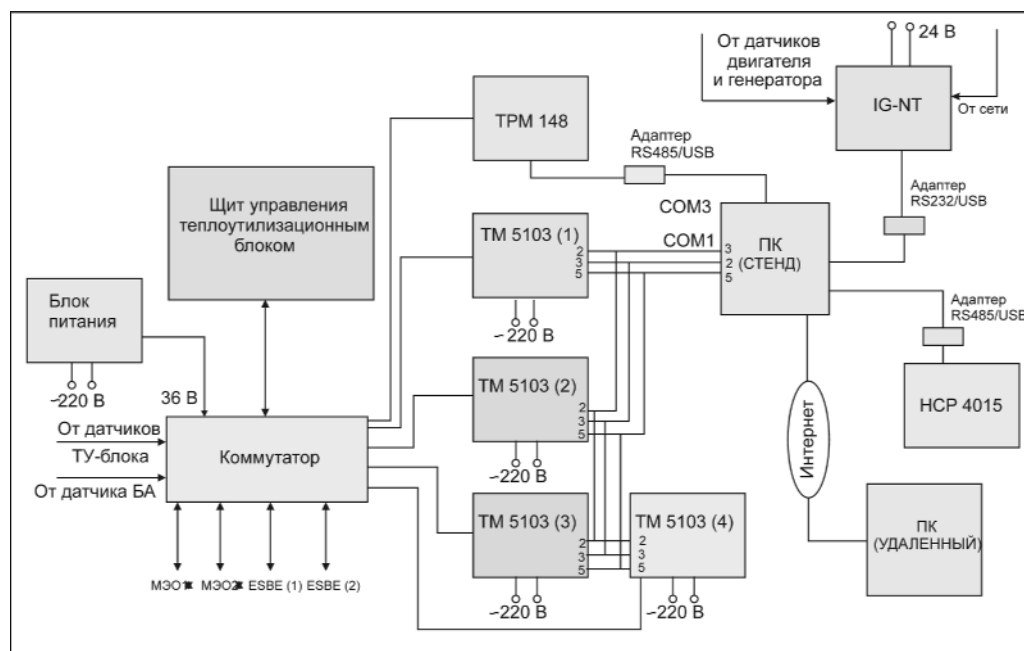


Рисунок 1.1 – Стендовый макет системы диспетчеризации и управления

В соответствии с составом комплекса аппаратную часть можно разделить на четыре составляющих: управление и распределение электрической нагрузки, управление тепловой нагрузкой, в т.ч. накопителями тепловой энергии, инверторы и контроллеры накопителей

электроэнергии и коммуникационная часть, обеспечивающая связь контроллеров с управляющим компьютером через различные интерфейсы и удаленный доступ к системе управления.

Принципиальная структурная схема аппаратной части системы диспетчеризации и управления приведена на рис. 1.2.

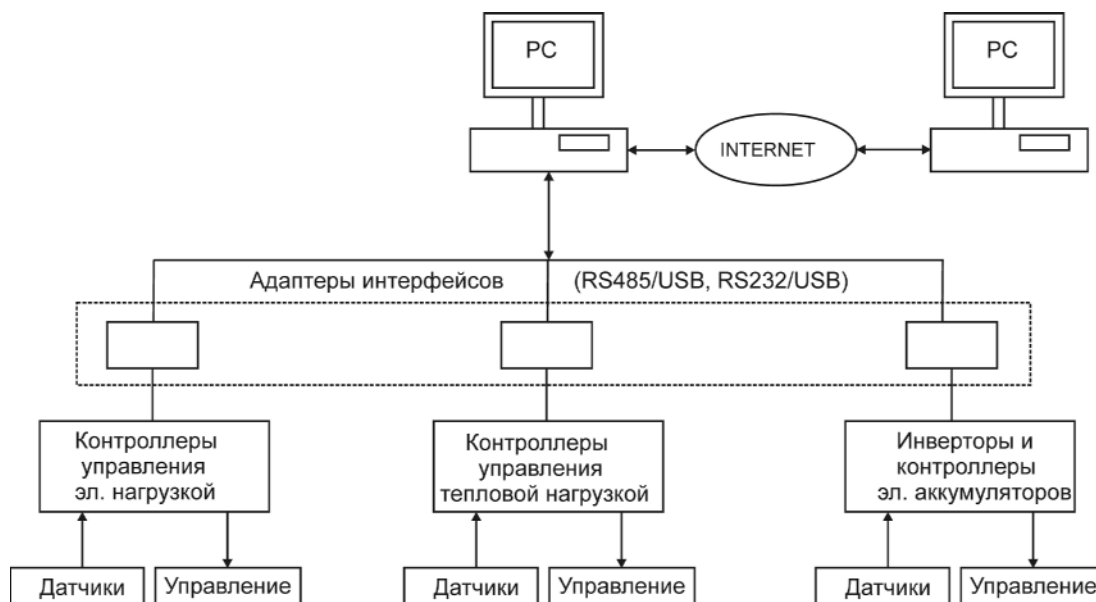


Рисунок 1.2 – Принципиальная структурная схема аппаратной части системы диспетчеризации и управления

В настоящем разделе рассмотрены различные типовые схемы автономных энергетических комплексов и характеристики интеллектуальных промышленных контроллеров.

## 1.2 Основные требования к элементам системы управления

Основные элементы системы управления – интеллектуальные контроллеры, датчики и управляющие органы.

В идеале система управления должна строиться на базе универсального многоканального интеллектуального контроллера, обеспечивающего все необходимые функции контроля и управления как электрической, так и тепловой частью автономного энергетического комплекса (АЭК). При этом программное обеспечение должно быть максимально открытым для возможности адаптации контроллера к схемам АЭК различной конфигурации. Разработка такого устройства является достаточно сложной, трудоемкой и дорогостоящей задачей и является предметом отдельной разработки соответствующими специализированными компаниями.

Наиболее реальный на сегодня путь – построение системы управления для каждой конкретной схемы АЭК на базе имеющихся на рынке хорошо освоенных промышленных

контроллеров. В комплект поставки контроллеров входят программное обеспечение и соответствующие драйверы для связи с персональным компьютером. За редким исключением программное обеспечение закрытое и, хотя предоставляет пользователю большой набор всевозможных функций, не всегда оптимально адаптируется к требованиям интеллектуальной системы управления. Тем не менее, практически всегда есть возможность обеспечить работу энергокомплекса в оптимальном «стандартном» режиме, когда режимные карты работы оборудования, рассчитанные с помощью разработанной программы EnergyOptim V.2, реализуются при условии соответствия внешних условий (графиков нагрузок потребителей, климатических условий) заложенным в оптимизационные расчеты.

Гибкая интеллектуальная система управления предполагает регулирование на двух уровнях. Первый уровень регулирования (реализация «стандартных» режимов, реакция на нештатные и аварийные ситуации) обеспечивают соответствующие контроллеры и, как правило, доступные оператору функции изменения конфигурации контроллеров позволяют реализовывать оптимальные режимы даже при значительном отклонении фактических графиков изменения нагрузок от заложенных в программу системы управления. Например, при работе газопоршневой энергоустановки (ГПУ) в параллель с промышленной сетью при нештатном снижении требуемой электрической нагрузки, приводящем к значительному снижению КПД ГПУ и, соответственно, увеличению себестоимости вырабатываемой генератором ГПУ электроэнергии по сравнению с тарифом энергосети, соответствующий контроллер при задании нижней границы эффективной работы ГПУ перекоммутирует потребителя на внешнюю сеть.

Второй пример – энергоснабжение автономной площадки Научной станции РАН (НС РАН), расположенной в отрогах Киргизского Алатау. Теплоснабжение площадки обеспечивается с помощью электродотельной (электродотлы КЭВ-400) и резервного дизельного котла КВА-260 ЛЖГ. Автоматический контроль и управление энергоснабжением обеспечивается системой Siemens Simatic S7-1200. В соответствии с установленным в Киргизии дифференцированным по времени суток тарифом в часы утреннего и вечернего пиков, когда тариф максимален, система автоматически включает дизельный резервный котел, останавливая при этом электродотельную.

Верхний уровень регулирования должен обеспечить адаптивную систему управления, задача которой – определять реакцию системы управления на случайные отклонения внешних параметров от заложенных «стандартных» значений. Алгоритм такой системы управления основан на корректировке режимов работы компонентов энергокомплекса таким образом, чтобы вся система перешла в новое оптимальное состояние [9, 10]. Для реализации такого алгоритма при закрытых кодах программ конфигурации управляющих контроллеров

функции оператора передаются специально разработанному управляющему модулю EnergyControl в составе программы EnergyOptim V.2, который работает с файлами конфигурации контроллеров, меняя в режиме реального времени конфигурацию контроллера в зависимости от команды программы EnergyOptim V.2. Такая схема была реализована в стендовом макете системы управления (рис. 1.3) [11].

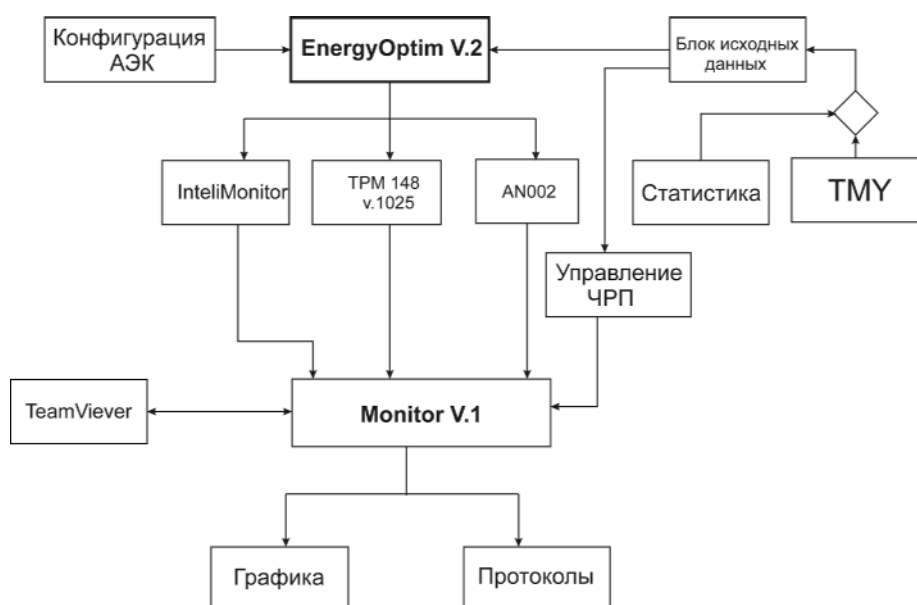


Рисунок 1.3 – Блок-схема макета программного комплекса

### 1.3 Особенности и технические характеристики контроллеров, обеспечивающих параллельную работу электрогенераторов и сети

В составе АЭК может быть несколько синхронных генераторов, предназначенных для параллельной работы и работы в параллель с промышленной сетью, что в большой степени повышает надежность энергоснабжения и обеспечивает оптимальные режимы работы электрогенерирующих установок. Кроме того, АЭК могут объединяться в локальную сеть. В связи с этим вопросы, относящиеся к параллельной работе синхронных машин, имеют большое практическое значение.

При параллельной работе станции с промышленной сетью система управления должна обеспечивать:

- автоматическую синхронизацию с сетью и прием нагрузки,
- автоматическое управление генераторным и сетевым выключателями,
- разделение активной и реактивной нагрузок,
- автоматическое поддержание частоты и напряжения электрогенератора,
- предупредительную защиту установки и сети с последующим отключением нагрузки и электрогенератора при аварийной ситуации,



- автоматическую поддержку заданных пределов импорта/экспорта мощности электроэнергии из сети,

- перевод нагрузки с сети на генератор и обратно без обесточивания.

Управляющий контроллер постоянно осуществляет мониторинг электрических параметров сетевого ввода, в том числе текущей нагрузки. Если текущее значение нагрузки превышает максимально возможную мощность электрогенератора, контроллер дает команду на импорт электроэнергии из промышленной сети и начинает процесс автоматической синхронизации генераторной установки с сетью. По завершению синхронизации сеть плавно нагружается до разрешенного уровня мощности. Кроме того, система управления обеспечивает измерение и индикацию рабочих параметров двигателя и качества вырабатываемой электроэнергии, аварийную защиту станций при уходе параметров из заданных пределов.

Стандартная схема параллельной работы предполагает параллельную работу агрегатов между собой или параллельную работу агрегата с сетью. При включении в параллельную работу синхронных машин необходимо добиться равенства напряжений на зажимах генератора и сети, к которой подключен генератор. Так как при параллельной работе наведенная ЭДС должна в каждый момент времени уравновесить напряжение сети, то необходимо иметь одинаковые формы кривых ЭДС генераторов. Этому требованию современные синхронные машины удовлетворяют: они имеют стандартную, практически синусоидальную форму кривой ЭДС. В связи с этим достаточно обеспечить равенство действующих значений напряжений, частоты и фазы тока. Это достигается посредством изменения силы тока в обмотке возбуждения генератора и регулирования скорости его вращения.

В установившемся режиме параллельной работы нескольких машин любая попытка выйти из синхронного режима компенсируется самим генератором – при нарастании частоты (увеличении оборотов первичного двигателя) в генераторе возникает реактивная составляющая, увеличивающая нагрузку на первичный двигатель, тем самым, притормаживая его и компенсируя рост частоты. При отставании частоты (снижении скорости первичного двигателя) возникает реактивная составляющая, снижающая нагрузку на первичный двигатель. Этот процесс позволяет обеспечить устойчивую работу нескольких генераторов без дополнительного внешнего воздействия.

Таким образом, задачей системы управления генераторной установкой при вводе генератора в режим синхронизации является процесс регулирования частоты вращения первичного двигателя для получения устойчивого периода (2 –3 с) совмещения синусоид токов на общей шине и синхронизируемого генератора, позволяющий в момент

синхронизации замкнуть контакты коммутирующего устройства (например, контактора) для подключения генератора на общую шину, после чего генератор втягивается в синхронный режим. В дальнейшем остается лишь отслеживать изменение параметров нагрузки и следить за распределением нагрузки между источниками АЭЖ.

Современные электронные системы управления позволяют реализовать такое распределение с большой точностью по заданному алгоритму (т.е. в необходимой пропорции между имеющимися источниками – генераторами и сетью).

Для управления современной генераторной установкой мы имеем лишь два управляемых параметра – частоту вращения двигателя и величину напряжения генератора. Кроме этого в системе регулирования используется измерительный трансформатор, обеспечивающий в режиме параллельной работы распределение нагрузки (активной и реактивной составляющих). От качества регулятора оборотов двигателя (скорости реакции) напрямую зависит надежность удержания генератора в режиме параллельной работы. При недостаточной скорости реакции регулятора на изменение нагрузки, например, при ее увеличении, собственных возможностей синхронного генератора может оказаться недостаточно для удержания в режиме параллельной работы, в результате чего система «развалится». Это же касается разной скорости реакции регуляторов оборотов, входящих в комплекс установок: если на одном двигателе увеличение мощности на валу идет медленнее, чем на другом, на более «быстром» генераторе может произойти наброс нагрузки, превышающий его номинальное значение, что фактически приведет к отключению генератора от комплекса и, как следствие, к отключению всего комплекса.

С появлением микропроцессоров стало очевидно, что в области управления генерацией микропроцессорные технологии вытеснят прочие системы управления. Сегодня практически каждая компания, производящая дизельные или газовые электроустановки, разрабатывает и производит собственные контроллеры.

Современные разработки в сфере специализированной электроники привели к появлению компактных и относительно простых в эксплуатации контроллеров. Характерным примером является компания **ComAp (Чехия)**, специализирующаяся исключительно на электронике управления генераторными установками. Решения компании настолько удачны, что постепенно вытесняют разработки ряда крупных компаний. В частности, для дизель-генераторов и газопоршневых установок компании **SDMO (Франция)** из-за простоты



Рисунок 1.4 – Контроллер ComAp

обслуживания и ремонтов российские поставщики часто предпочитают заменять оригинальный контроллер на аналогичный от ComAp.

Панели управления серии NewInteliGen™ производства компании ComAp предназначены для управления и контроля как отдельной газопоршневой установки, так и группы агрегатов в режиме параллельной работы. Панели новой серии предназначены для двигателей с электронным управлением, а модификации панели позволяют подобрать устройство управления для конкретной задачи. Встроенная система электронной синхронизации и система распределения нагрузки позволяют с успехом применять данные устройства для установок, работающих в любых режимах: ожидания (stand by), параллельно друг другу или синхронно с питающей сетью.

На встроенном жидкокристаллическом дисплее в удобной форме отображаются все основные параметры работы установки. Все панели управления производства ComAp имеют расширенные коммуникационные возможности и позволяют использовать наиболее распространенные стандарты ModBus и J1939, отображая информационные и аварийные сообщения в текстовом виде.

Основные характеристики панелей серии NewInteliGen™:

- автоматическая синхронизация и контроль мощности;
- контроль импорта/экспорта мощности при работе с сетью;
- автоматический контроль уровня напряжения и тока;
- автоматический контроль пиковых состояний и перераспределение мощности;
- контроль частоты вращения двигателя;
- логика запуска/останова для двигателей с электронным управлением;
- встроенная система защиты от перегрузки по току и система защиты от короткого замыкания;
- система защиты от обратной мощности;
- встроенный интерфейс RS232/RS485 с поддержкой ModBus;
- встроенный аналоговый модем с поддержкой GSM/ISDN/SDMA;
- интерфейс для подключения дополнительной удаленной панели мониторинга;
- контроль частоты вращения двигателя;
- функция архивирования до 500 статусных и аварийных состояний системы;
- монохромный жидкокристаллический графический дисплей для отображения параметров работы установки.

Компанией **Huegli Tech (Швейцария)**, являющейся официальным поставщиком комплектующих от GAC (США) для управления газовыми двигателями, разработана собственная серия контроллеров, способных конкурировать с другими производителями.



Рисунок 1.5 – Контроллер Huegli Tech

Для обеспечения режимов параллельной работы производится два контроллера: HT-GC500 plus и HT-DST-4602.

Основные характеристики контроллеров:

- возможность параллельной работы ГПУ как с сетью (SPTM), так и между собой (MINT), всего 9 различных вариантов применения;
- встроенный блок AVRi и функция AVR up/AVR down обеспечивает управление генератором без применения дополнительного модуля и источника питания;
- имеется возможность полного конфигурирования функций и изменение уставок с передней панели без использования ПК;
- 5 аналоговых входов, принимающих сигналы со всех видов датчиков;
- 2 аналоговых выхода;
- 18+3 программируемых бинарных входа;
- 15 программируемых бинарных выходов, из них 7 снабжены промежуточными реле;
- встроенные интерфейсы RS232 и RS485;
- функция распределения нагрузки и управления мощностью при параллельной работе с сетью (BaseLoad, Import/Export) реализуется без дополнительных аппаратных ключей;
- обеспечивает взаимодействие с широким спектром моделей двигателей, управляемых по CAN-шине;
- развернутый текст сообщений на русском языке;
- возможность подключения внешнего синхронизатора для параллельной работы при организации совместной работы с контроллерами другого производителя.

Контроллер HT-DST-4602 снабжен дополнительными опциями для управления когенерационной энергоустановкой (мини-ТЭЦ), обеспечивающими режим СНР (combined heat and power).

**Блок AGC** (Automatic Gen-set Controller – автоматический контроллер генераторного агрегата) является микропроцессорным устройством и входит в семейство изделий компании **DEIF** (Дания) под общим обозначением Multi-line 2. Семейство Multi-line 2 представляет собой полную серию компактных многофункциональных блоков, предназначенных для управления и защиты генераторных агрегатов. Блок AGC является недорогим решением для разработчиков энергоустановок средней и большой мощности и, помимо стандартных функций, позволяет ввести дополнительные по желанию заказчика. В его состав включены измерительные схемы для трехфазных цепей.

Семейство Multi-line 2 состоит из базовых устройств различного типа, в которых предусмотрена возможность включения дополнительных опций для получения оптимальных конструктивных решений. Помимо стандартных функций могут быть реализованы:



Рисунок 1.6 – Контроллер AGC

- защита генератора, шины или сети электроснабжения,
  - контроль выходного напряжения, реактивной мощности и коэффициента мощности,
  - выходы различных сигналов управления,
  - обеспечение автоматического контроля мощности энергоустановки,
  - последовательный канал связи между устройствами,
- дополнительный дисплей для оператора и т.д.

Контроллер AGC является старшим в линейке контроллеров для генераторных агрегатов. Данный контроллер используется как для автоматизации автономных генераторных агрегатов, так и для создания электростанций, состоящих из нескольких машин. Поскольку наращивание возможностей контроллера может осуществляться программно, это позволяет модернизировать уже существующую генераторную установку непосредственно на объекте.

Система на базе контроллеров AGC позволяет реализовывать следующие режимы управления электростанцией, объединяющей до 16 генераторных агрегатов:

- автономная электростанция;
- электростанция, работающая совместно с сетью:
  - резервирование сети (с обратной синхронизацией / без синхронизации);
  - параллельная работа с сетью с выработкой фиксированной мощности;
  - режим снятия пиков нагрузки;
  - плавный перевод нагрузки с сети на генератор и обратно;
  - контроль импорта/экспорта мощности из сети.

Режим резервирования сети может комбинироваться с любым из других режимов совместной работы с сетью, причем работа с сетью предусматривает наличие одного или двух сетевых вводов. Для двух сетевых вводов можно задавать их приоритет и алгоритм переключений при пропадании напряжения со стороны сети.

Контроллер AGC позволяет организовать избыточную по аппаратному составу систему, повышая тем самым ее надежность. Избыточность предусмотрена для канала обмена данными между контроллерами и для канала распределения мощности. Кроме того, возможно дублирование контроллеров, устанавливаемых на сетевых вводах.

Контроллер поддерживает до 30 конфигурируемых дискретных входов, до 16 конфигурируемых релейных выходов, конфигурируемые аналоговые входы и выходы, допускает подключение трех дисплейных панелей и 15 информационно-управляющих панелей. Панели могут размещаться на дистанции до нескольких сотен метров.

Контроллер AGC поддерживает протоколы Modbus и Profibus.

Панели компании **FG Wilson серии 6100-6400** (6100 – резерв сети, 6200 – для управления параллельной работой генераторов между собой и резервирования сети, 6300, 6400 – в т.ч. для параллельной работы с сетью) принципиально не отличаются от рассмотренных выше. Возможные отличия – в количестве измерительных и управляющих каналов, способе подключения дополнительных функций, наличии в составе контроллера дополнительных аппаратных функций.

Контроллеры подобного типа позволяют измерять и регулировать фактически любые параметры работы генераторной установки. При выборе контроллера, с учетом «закрытости» программных кодов, необходимо, чтобы расчетные режимы АЭЖ могли реализовываться доступными оператору управляющими функциями контроллера.

#### **1.4 Контроллеры управления тепловой частью АЭЖ**

Контроллеры управления тепловой частью комплекса обеспечивают, прежде всего, заданную температуру циркуляционной воды, контроль и регулирование температуры охлаждающей жидкости блока цилиндров ДВС и масляной системы и выдают команды на управление режимами зарядки/разрядки аккумулятора тепловой энергии.

Огромное разнообразие задач, возлагаемых на программируемые логические контроллеры (ПЛК), и сильная зависимость цены от мощности контроллера явились причиной большого разнообразия используемых микропроцессоров: от простых и дешевых 8-разрядных до самых высокопроизводительных микропроцессоров, включая двухъядерные и четырехъядерные процессоры. Восемьразрядные микропроцессоры пользуются большим успехом в автономных ПИД-контроллерах и микро-ПЛК для несложного алгоритмического управления. Их достоинством является высокая надежность, связанная с предельной простотой программного обеспечения.

Для большинства систем автоматического регулирования и управления тепловыми нагрузками применяются контроллеры НПП «ЭЛЕМЕР» и компании «ОВЕН», широко представленные на российском рынке. Простейшая схема управления строится на промышленных контроллерах (многоканальных измерителях температуры) с дискретными управляющими сигналами. В частности, в первом варианте системы управления в стендовой модели АЭК использовались 8-канальные контроллеры **TM-5103 НПП «ЭЛЕМЕР»**.



Рисунок 1.7 – Контроллер TM5103

Устройство просто программируется, коммутация с компьютером обеспечивается по стандартному интерфейсу RS-232 (RS-485), поставляемое программное обеспечение позволяет интегрировать его в управляющий программный комплекс [12]. В ряде случаев, когда графики нагрузок жестко выдерживаются (например, промышленные предприятия, отдельные предприятия торговли и сферы обслуживания), такие контроллеры являются самым простым, надежным и дешевым решением.

Для качественного регулирования и управления тепловыми потоками необходимо использовать контроллеры с возможностью реализации законов регулирования. НПК «ЭЛЕМЕР» предлагает измерители ПИД-регуляторы типа ИРТ 5502/М1, ИРТ 5502/М2, предназначенные для измерения температуры, давления, расхода и других физических (неэлектрических) величин, преобразованных в сигналы силы, напряжения постоянного тока и активное электрическое сопротивление, и для позиционного, ПИД, ПДД или ручного регулирования контролируемого параметра.

Высокие технические и метрологические характеристики контроллеров позволяют применять их в процессах и агрегатах, требующих повышенной эффективности алгоритмов регулирования, стабильности в процессе эксплуатации и надежности.

Аналогичными возможностями обладают контроллеры компании «ОВЕН».

В частности, в схеме контроля и управления энергокомплексом САО РАН [13] использован микропроцессорный контроллер «ОВЕН ПЛК 154» в комплекте с модулями ввода и вывода информации «ОВЕН МВА 8» и операторской панелью «ИП-320».



Рисунок 1.8 – Контроллер ОВЕН

Выбор того или иного контроллера определяется конфигурацией АЭЖ и максимально возможной унификацией контроллеров в системе управления.

### **1.5 Контроллеры и инверторы накопителей электроэнергии**

Один из важных компонентов АЭЖ – электрохимические аккумуляторы. Они представляют собой источники постоянного тока, в то время как потребителю, как правило, необходим переменный ток частотой 50 Гц. Кроме того, напряжение на выходе источников тока и у потребителя также различается по номиналу. ГОСТ 13822-82 устанавливает для стационарных автономных электростанций следующие нормы: три фазы и напряжение 380 В. Для согласования различных типов источников питания и потребителей между собой в составе АЭЖ необходимо иметь систему преобразования электрической энергии. Кроме того, учитывая специфические характеристики различного типа аккумуляторов, необходимы устройства (контроллеры) управляющие процессами зарядки/разрядки аккумуляторов.

Следует заметить, что при построении структурной схемы системы управления АЭЖ необходимо, чтобы контролер инвертора не дублировал функции контроллеров, обеспечивающих параллельную работу энергоустановок и сети.

Наиболее известными торговыми марками, предлагающими решения для автономных систем, являются компании Outback Power Systems (США), Morning Star (США), SMA Solar Technology AG (Германия), Xantrex Technology Inc (Канада). При этом приборы Outback, Morning Star и Xantrex формируют сеть постоянного тока, которая потом работает с инвертором, ВЭУ, дизель-генератором, сетью.

Система Outback имеет более высокий КПД и работает с одним комплектом контроллеров заряда. Как Outback, так и Xantrex выпускают совместимые с инверторами и контроллерами заряда системы мониторинга, отслеживающие потоки энергии в системе и передающие их по каналам проводной, либо беспроводной связи.

Для Outback и Xantrex максимальная мощность совместной работы нескольких инверторов ограничена 15-20 кВт. Поэтому для АЭЖ на уровне мощности в сотни кВт система SMA предпочтительней.

Каждая тройка приборов типа Sunny Island может работать в режиме выдачи трехфазного переменного тока напряжением 380 В. Существует возможность набора кластеров из таких «троек» (работа в параллельном режиме по алгоритму «Master-Slave») с одним из приборов в качестве ведущего. Ведущий обеспечивает синхронизацию локальной сети и выдает команду на включение дизель-генератора в моменты, когда исчерпан заряд аккумуляторов и нет выдачи мощности первичными источниками энергии. Максимальная мощность кластера может достигать 300 кВт. На базе данных инверторов могут строиться как сетевые, так и



автономные электростанции. Систему можно разделить на «сетевую» с инверторами Sunny Boy или Sunny Mini Central и «автономную» с инверторами-зарядными устройствами типа Sunny Island блоки.

В случае формирования локальной сети Sunny Island выступает ведущим не только для подобных инверторов, но и для приборов типа Sunny Boy, Windy Boy и Sunny Central.

### **1.6 Датчики и органы управления**

Сегодня на рынке имеется большое количество современных датчиков для измерения параметров ДВС, электрогенераторов, регистрации теплотехнических данных. Основное требование к датчикам – обеспечение унифицированного выходного токового сигнала (0 – 5 мА, 4 – 20 мА) или напряжения для возможности подключения к контроллерам и вторичным приборам.

Органы управления теплотехническими параметрами АЭЖ – двух- и трехпозиционные управляемые регулирующие клапаны. Для комплексов, эксплуатируемых в островном (автономном) режиме, предпочтительны клапаны с приводами постоянного тока для обеспечения надежного запуска комплекса. Кроме того, времена полного хода регуляторов должны обеспечивать эффективное ПИД-регулирование теплотехнических параметров.

Конкретные типы регуляторов определяются в процессе разработки проекта автоматики с учетом диаметров трубопроводов и гидравлических сопротивлений циркуляционных контуров, характеристик циркуляционных насосов.

### **1.7 Типовые схемы управления**

Хотя производство электрической и тепловой энергии при наличии в составе АЭЖ когенерационных установок взаимосвязано, в схемах регулирования и управления удобнее объединить две системы управления через управляющие программы верхнего уровня. Такой подход был реализован при создании системы управления энергокомплексом Специальной астрофизической обсерватории РАН [13]. В стендовом макете системы управления эти функции обеспечивает программный модуль EnergyMonitor.

Многообразие возможных конфигураций энергокомплексов и типов входящих в АЭЖ электрогенерирующих установок и накопителей энергии, их назначение делают практически невозможным (да и нецелесообразным) создание универсальных схем управления генерацией и распределения энергии. Однако, в большинстве случаев, оптимальная схема АЭЖ включает набор общих элементов (рис. 1.9):

- энергоустановки на базе ДВС (дизельные, газопоршневые, в т.ч. когенерационные);
- накопители (аккумуляторы) электроэнергии и тепловой энергии;

- «буферный» электродкотел;
- пиковый (резервный) водогрейный котел.

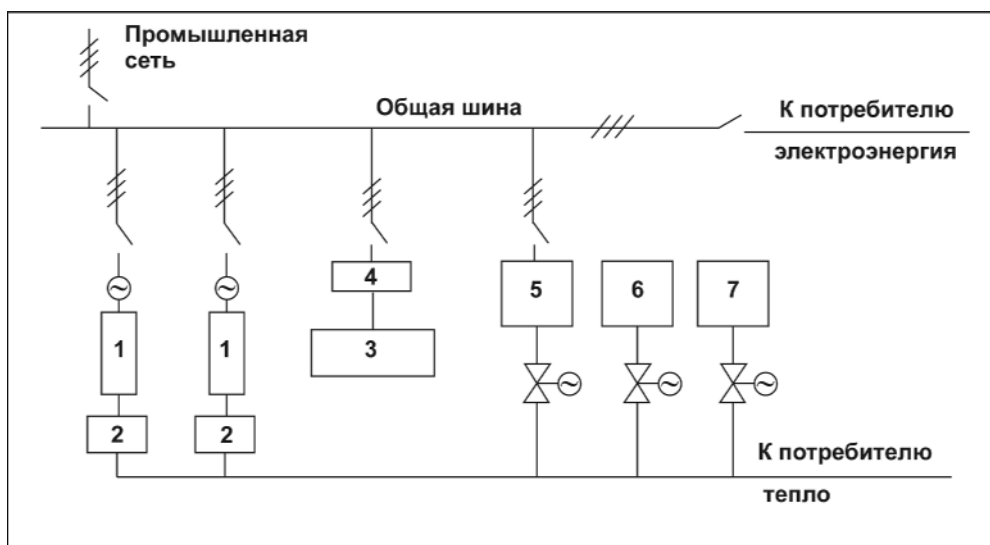


Рисунок 1.9 – Типовая схема АЭК:

1 – ДВС; 2 – теплоутилизационный блок ДВС; 3 – электроаккумуляторы; 4 – инвертор; 5 – «буферный» электродкотел; 6 – пиковый (резервный) водогрейный котел; 7 – тепловой аккумулятор

Одна из возможных конфигураций контроллеров для такой схемы представлена на рис. 1.10.

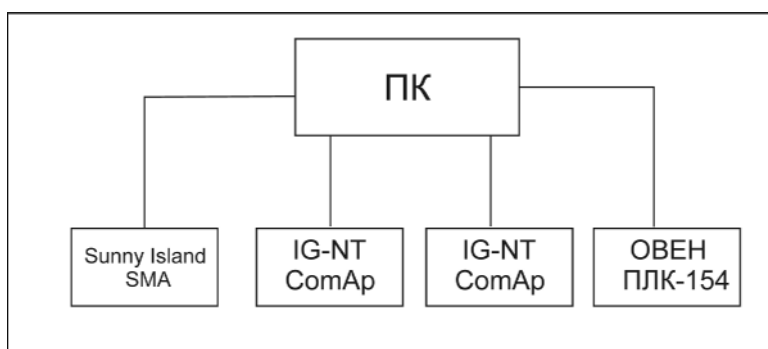


Рисунок 1.10 – Конфигурация контроллеров

### Выводы к главе 1

Многообразие различных схем и конфигураций энергетических комплексов малой энергетики определяется разнообразием климатических зон России, наличием и запасами местных энергоресурсов, сетевыми возможностями, характеристиками потенциальных потребителей энергии, уровнем экономического развития конкретного региона. В связи с этим практически невозможна и экономически нецелесообразна разработка универсальной интеллектуальной системы управления, обеспечивающей эффективное управление и диспетчеризацию любых энергокомплексов. Ключевой элемент системы управления – интеллектуальный контроллер. Хотя, учитывая наличие мощных процессоров, принципиальных технических ограничений на функциональные возможности контроллеров

практически не существует, неоправданное усложнение контроллеров приводит к значительному увеличению стоимости системы управления и снижению надежности всей системы.

Контроллеры, имеющиеся на российском рынке, имеют широкий спектр функциональных возможностей, однако, закрытое программное обеспечение не позволяет ограничиться одним контроллером для управления всем комплексом.

Возможны два варианта решения задачи. Для основных типовых схем АЭЖ совместно с компаниями-разработчиками программного обеспечения контроллеров адаптировать программные коды к управлению АЭЖ, предусмотрев возможность изменения конфигурации контроллеров по командам программы оптимизации верхнего уровня (типа разработанной в данной работе программы EnergyOptim V.2).

Второй вариант – использование набора имеющихся на рынке специализированных контроллеров и обеспечение взаимодействия программ верхнего уровня управления с программами задания конфигурации контроллеров через файловую систему. Недостатки второго варианта – «громоздкость» и снижение надежности всей системы управления. Преимущества – возможность быстрой адаптации системы управления практически к любой конфигурации энергокомплекса.

## **ГЛАВА 2 ПРОВЕДЕНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТОВ НИР**

### **2.1 Введение**

Вероятностный характер результатов НИР усложняет оценку их технико-экономической эффективности и расчеты носят преимущественно прогнозный характер.

Результатом НИР является достижение научного, научно-технического, экономического или социального эффекта.

Научный эффект характеризует получение новых знаний и отражает прирост информации, предназначенной для внутреннего потребления. Научно-технический эффект характеризует возможность использования результатов исследований в других НИР или ОКР и обеспечивает получение информации, необходимой для создания новой техники; экономическая выгода (доход) характеризуется экономией затрат или увеличением доходов; социальный эффект проявляется в улучшении условий труда, повышении экологических характеристик.

Учитывая прикладной характер НИР, для итоговой оценки результатов в качестве основного критерия эффективности будем рассматривать научно-техническую эффективность. Остальные показатели будут использованы в качестве дополнительных характеристик.

### **2.2 Научно-техническая результативность результатов НИР**

Оценка научно-технической результативности прикладных НИР производится на основе сопоставления достигнутых в результате выполнения НИР технических параметров с базовыми (которые можно было реализовать до выполнения НИР) [14].

Факторы и признаки научно-технической результативности научно-исследовательской работы приведены в таблице 2.1.

Коэффициент научно-технической результативности определяется по формуле

$$K_p = \sum_{i=1}^n k_i^1 k_i^2, \quad (2.1)$$

где  $k_i^1$  – коэффициент достигнутого уровня;  $k_i^2$  – коэффициент значимости (вес) фактора;  $n$  – число факторов.

Таблица 2.1 – Факторы научно-технической результативности

Фактор научно-технической результативности	Коэфф. значимости фактора	Качество фактора	Характеристика фактора	Коэфф. достигнутого уровня
Перспективность использования результатов	0,5	Первостепенная	Результаты могут найти применение во многих научных направлениях	1,0
		Важная	Результаты будут использованы при разработке новых технических решений	0,8
		Полезная	Результаты будут использованы при последующих НИР и разработках	0,5
Масштаб реализации результатов	0,3	Национальная экономика	Время реализации: до 3 лет, до 5 лет, до 10 лет, свыше 10 лет	1,0 0,8 0,6 0,4
		Отрасль	Время реализации: до 3 лет, до 5 лет, до 10 лет, свыше 10 лет	0,8 0,7 0,5 0,3
		Отдельные фирмы и предприятия	Время реализации: до 3 лет, до 5 лет, до 10 лет, свыше 10 лет	0,4 0,3 0,2 0,1
Завершенность результатов	0,2	Высокая	Техническое задание на ОКР	1
		Средняя	Рекомендации, развернутый анализ, предложения	0,6
		Недостаточная	Обзор, информация	0,4

Поскольку результаты настоящей НИР предполагается использовать при разработке новых технических решений в процессе внедрения интеллектуальных систем управления и диспетчеризации в малую энергетику, коэффициент достигнутого уровня принят равным 0,8.

Масштаб реализации результатов предполагает его реализацию в рамках отдельной отрасли – распределенной энергетике – и, учитывая необходимость проведения стадии ОКР, масштаб времени реализации можно оценить в 3 – 5 лет, соответствующий коэффициент имеет значение 0,7.

Практически вся научно-техническая часть проекта в соответствии с техническим заданием и календарным планом выполнена и разработан проект технического задания на ОКР «Типовая интеллектуальная система диспетчеризации автономных энергетических комплексов малой энергетики» (Приложение А к настоящему научно-техническому отчету). Соответственно, коэффициент завершенности результатов принят равным 1.

Подставив выбранные значения коэффициентов в формулу 2.1, получим значение коэффициента научно-технической результативности 0,81 при максимально возможном значении 1.

Интегральный показатель (коэффициент) качества ( $K_{И}$ ) нового изделия определяют по формуле

$$K_{И} = \frac{K_{Р}}{K_{А}}, \quad (2.2)$$

где  $K_{А}$  – коэффициент результативности аналога.

Как уже отмечалось, если сегодня в «большой» энергетике России уже реализуется целый ряд масштабных проектов, направленных на создание отдельных элементов активно-адаптивных сетей, иницируемых, прежде всего, ОАО «ФСК ЕЭС» [8], то аналогичных отечественных разработок, ориентированных на автономные энергетические комплексы и распределенные сети малой энергетики, явно недостаточно. Имеются отдельные решения для относительно простых схем энергокомплексов, при этом алгоритмы управления такими системами рассчитаны на стандартные функции управляющих контроллеров и не позволяют применять мощные оптимизационные программы верхнего уровня управления. В качестве примера можно привести управляющие системы, обеспечивающие параллельную работу автономных энергоустановок на базе ДВС (дизельных, газопоршневых), систему управления комплексом в составе отопительной котельной, когенерационной надстройки на базе газопоршневого агрегата, работающей в параллель с промышленной сетью [13].

В связи с этим достаточно сложно выбрать базу для сравнения результатов настоящей НИР с известными аналогами. По крайней мере, аналоги интеллектуального ядра системы диспетчеризации (программы EnergyOptim V.2) авторам проекта не известны.

Исходя из этого, можно констатировать, что научно-техническая результативность результатов НИР с учетом отраслевой направленности разработки максимально высокая.

### 2.3 Оценка абсолютной экономической эффективности результатов НИР

По проектам, не имеющим аналога, рассчитывается абсолютная эффективность.

К обобщающим показателям относятся:

- 1) дисконтированный экономический эффект;
- 2) чистый дисконтированный доход;
- 3) срок окупаемости;
- 4) индекс доходности (индекс прибыльности, рентабельность, эффективность капитальных вложений).

Для расчетов приняты следующие условия.

Для определенности система управления и диспетчеризации рассчитана на управление энергокомплексом в составе:

- две когенерационные газопоршневые энергоустановки (мини-ТЭЦ) номинальной электрической мощности 100 и 300 кВт, соответственно;
- пиковый водогрейный котел тепловой мощностью 500 кВт;
- накопитель тепловой энергии с (бак-аккумулятор) объемом 20 м<sup>3</sup>;
- свинцово-кислотная аккумуляторная батарея емкостью 50 кВтч;
- электродкотел мощностью 100 кВт;
- промышленная сеть с возможностью экспорта/импорта электроэнергии.

Поскольку оценка абсолютной экономической эффективности интеллектуальной системы управления безотносительно к конкретному энергетическому комплексу является некоей абстракцией, далее в оценках затрат и характеристик проекта учитываются капитальные и эксплуатационные затраты на энергокомплекс.

Разработка интеллектуальной системы диспетчеризации АЭК обеспечивается индивидуальной проектно-сметной рабочей документацией и рассматривается как независимый инвестиционный проект, генерирующий самостоятельные денежные потоки и обладающий индивидуальными финансово-коммерческими показателями в условиях существующего экономического окружения.

Расчетный период (горизонт расчета) характеризует жизненный цикл проекта от разработки до прекращения его использования. Хотя физический износ, характеризующий срок службы оборудования в данном случае может составлять до 20 лет (обычный срок эксплуатации энергетического оборудования, арматуры, аппаратной части системы управления – с учетом необходимой замены его отдельных блоков в процессе эксплуатации), расчетный период ограничен моральным износом. Это определяется динамикой развития элементной базы, микропроцессорной техники, систем коммуникации. В связи с этим горизонт расчета принимается равным сумме периода проектирования и создания системы –

1 год и планируемого срока эксплуатации основного технологического оборудования – 10 лет и составляет 11 лет. Шаг расчета принимается равным одному календарному году.

Расчеты выполняются в прогнозных ценах. Прогнозные цены, соответствующие периодам строительства и эксплуатации, рассчитываются с учетом инфляции и эскалации на базе исходных цен, сложившихся в III кв. 2012 г., и приняты за основу в расчетах. Темпы инфляции и эскалации учитываются путем введения индексов цен.

Коэффициенты инфляции и эскалации цен принимаются неизменными в течение одного календарного года. Предусматривается постепенное снижение годовых цепных индексов цен к 2016...2020 г.г. до значения 3,0 %, характерного для международного уровня при стабильных экономических условиях. Прогнозные индексы цен принимаются по средним значениям между оптимистическим и пессимистическим прогнозами развития экономики России.

Соизмерение разновременных показателей инвестиционного проекта выполняется путем их приведения (дисконтирования) к ценности в начальном периоде расчета. В расчетах используются дифференцированные по годам расчетного периода ставки дисконтирования. При этом ставка дисконтирования  $E$  рассчитывается по формуле

$$E = r / i$$

где  $r$  – ставка рефинансирования Центробанка РФ;  $i$  – темп (коэффициент) инфляции.

Для условий III квартала 2012 года при  $r = 8 \%$  и  $i = 1,12$   $E = 7,14 \%$ .

На первый год реализации проекта с учетом риска инвестиций принимается ставка дисконтирования 12 %. На последующие годы принимаются дифференцированные значения ставок дисконтирования (с постепенным снижением их до общепринятой международной нормы – 7 %):

2013 год – 11,0%;	2014 год – 10,5 %;	2015 год – 10,0%;
2015 год – 9,5%;	2016 год – 9,0 %;	2017 год – 8,5%;
2018 год – 8,0 %;	2019 год – 7,5 %;	2020 год и далее – 7,0 %.

В качестве критериев абсолютной экономической эффективности инвестиций рассматриваются следующие показатели.

Простые критерии:

- чистая прибыль за расчетный период;
- срок окупаемости капитальных вложений;
- рентабельность вложений.

Дисконтированные критерии:

- чистый дисконтированный доход за расчетный период;



- внутренняя норма доходности;
- индекс доходности;
- дисконтированный срок окупаемости.

Сроки окупаемости определяются по соответствующим финансовым профилям инвестиционных затрат, как периоды времени от выбранной начальной точки отсчета до момента пересечения кривых с осью абсцисс. За начальную точку принимается расчетный момент начала инвестирования. При допущении, что зависимости финансовых профилей во времени в течение одного календарного года являются линейными, расчет как простого, так и дисконтированного сроков окупаемости выполняется по формуле:

$$T_{\text{ок}} = N_y + \left[ N_y + \frac{|Y_N|}{|Y_N| + \Pi_1} \right]$$

где  $T_{\text{ок}}$  срок окупаемости;  $N_y$  – число лет от начала инвестирования с отрицательными значениями кумулятивного денежного потока;  $|Y_N|$  – абсолютное значение убытка последнего убыточного года;  $\Pi_1$  – значение прибыли первого прибыльного года.

Для определения сроков окупаемости, отсчитываемых от момента ввода объекта в эксплуатацию, от полученных значений следует отнять число лет, соответствующее периоду проектирования и создания системы, т.е. один год.

Индексы доходности инвестиций рассчитываются по формуле

$$\text{ИД} = 1 + \text{ЧДД}/K_d = (\text{ЧДД} + K_d)/K_d,$$

где ИД – индекс доходности; ЧДД – чистый дисконтированный доход;  $K_d$  – дисконтированное значение инвестиций.

При этом значения ИД, превышающие единицу, означают, что ЧДД – положителен. Это является необходимым (но недостаточным) условием реализации инвестиционного проекта.

В расчетах используются существующие на момент начала проекта ставки налогов и действующая в России система налогообложения – в соответствии с «Налоговым кодексом Российской Федерации». В связи с невозможностью представительного прогноза динамики изменения ставок налогов в пределах расчетного периода, они принимаются неизменными на весь период расчета.

В расчетах учитывается ежегодная переоценка стоимости основных фондов на начало каждого календарного года. Коэффициенты переоценки принимаются равными средним индексам инфляции по отраслям материального производства в РФ.

Значения норм амортизационных отчислений принимаются согласно действующей «Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы», утвержденной постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 № 1. При этом нормы

амортизационных отчислений  $a_{AM}$  для каждого из видов оборудования определяются по формуле

$$a_{AM} = 100/C_{\text{ПИ}},$$

где  $C_{\text{ПИ}}$  – срок полезного использования имущества, отнесенного к соответствующей группе по «Классификации основных средств»; для расчетов используются средние значения сроков полезного использования по каждой из групп имущества.

Поскольку сроки службы отдельных элементов разрабатываемой системы управления меньше планируемой продолжительности эксплуатации основного оборудования, при выполнении расчетов предусматриваются на определенных этапах эксплуатации затраты необходимых средств на замену отслуживших свои сроки элементов.

Учитывая неопределенность в механизме и путях финансирования проекта, в расчетах использование кредитов не предусмотрено.

Расчеты проводились с использованием фактических графиков нагрузок конкретного объекта – Нижней научной площадки Специальной астрофизической обсерватории РАН [15, 16]. Предполагалось, что в течение расчетного года отклонения от используемых в расчетах графиков нагрузок потребителя незначительны (учет стохастической составляющей нагрузок только увеличит расчетную эффективность всей системы).

В расчетах использовался модуль оценки экономической эффективности, являющийся составной частью программы EnergyOptim, разработанной в рамках выполнения госконтракта № 02.516.11.6198.

Основные результаты расчетов приведены в табл. 2.2.

Таблица 2.2 – Основные результаты расчетов

Показатель	Размерность	Значение
Простые показатели		
Чистый доход за расчетный период	млн. руб.	53,8
Срок окупаемости капвложений	лет	2,2
Рентабельность капвложений	%	45,3
Дисконтированные показатели		
Чистый дисконтированный доход	млн. руб.	22,6
Внутренняя норма доходности	%	110,8
Индекс доходности	-	18,7
Дисконтированный срок окупаемости	лет	2,3
Рентабельность капвложений	%	43

Назначение проекта – внедрение новых технологий. Исходя из величины нормы рентабельности в зависимости от назначения проекта (табл. 2.3), расчетная норма рентабельности значительно превышает предельное значение для данного назначения проекта.

Таблица 2.3 – Нормы рентабельности в зависимости от назначения проекта

Назначение проекта	Предельная норма рентабельности (%)
Сохранение позиций на рынке	5—6
Повышение качества продукции, обновление основных фондов	min 12
Внедрение новых технологий	min 15
Увеличение прибыли, накопление финансовых резервов для инновационных проектов	min 18—20
Рисковые инновационные проекты, исход которых неясен	min 25

#### 2.4 Примеры реализации интеллектуальных систем управления

Как уже отмечалось, состав и конфигурация автономных энергетических комплексов могут значительно меняться в зависимости от местных условий, задач, требований конкретного потребителя. В главе 1 настоящего отчета показано, что при универсальности интеллектуального ядра системы диспетчеризации, в частности программ верхнего уровня EnergyOptim, EnergyOptim V.2, аппаратная часть комплекса (в основном, тип интеллектуальных контроллеров) определяется конкретной схемой АЭЖ.

Для иллюстрации эффективности интеллектуальных систем управления и диспетчеризации в настоящем разделе приведены характеристики и экономический эффект от внедрения интеллектуальных систем управления АЭЖ на двух характерных обособленных объектах: Научной станции Российской академии наук (НС РАН) и Специальной астрофизической обсерватории Российской академии наук (САО РАН). В рамках работы над проектом в 2012 г. было проведено энергетическое экспресс-обследование обеих площадок.

На расширенном заседании научно-технического совета ОАО «ВТИ» Генеральный директор ОАО «ВТИ» А.В. Клименко отметил, что подобных объектов в Академии – не менее двух десятков<sup>1</sup>. (Проведенный анализ показал, что РАН располагает более чем сотней обособленных научных станций, разбросанных по всей территории России). Аналогичные

<sup>1</sup> Стенограмма расширенного заседания НТС ОАО «Всероссийский теплотехнический институт», посвященного Общественному обсуждению работы Р11-022 «Разработка и внедрение эффективных технологий использования возобновляемых и нетрадиционных источников энергии в малой энергетике», выдвинутой Учреждением Российской академии наук Объединенный институт высоких температур РАН на соискание премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники 2011 года, от 9 ноября 2011 года.

научные станции есть у целого ряда университетов. Все это – характерные площадки для внедрения средств автономной, малой энергетики.

Необходимо учитывать еще и тот факт, что при внедрении объектов нового, высокоинтеллектуального оборудования на начальных этапах опытной эксплуатации требуется квалифицированный эксплуатационный персонал. Академические обособленные станции располагают штатом высококвалифицированных инженеров, техников, обладают мощной компьютерной базой, современными средствами коммуникаций и вполне могут самостоятельно решать проблемы, возникающие в период опытной эксплуатации систем управления АЭК.

#### 2.4.1 Научная станция РАН (Киргизский Алатау)

Научная станция РАН (до 1982 г. Научная станция Института высоких температур АН СССР) основана в 1978 году по решению Президиума Академии наук СССР для проведения опытно-методических работ по разработке методик прогноза землетрясений с



Рисунок 2.1 – Верхняя площадка НС РАН

использованием МГД-генераторов.

НС РАН расположена в отрогах Киргизского хребта на высоте 1750 м над уровнем моря в 30 км от г. Бишкек. Численность сотрудников научной станции составляет 161 человек. Станция расположена на двух площадках: верхней и нижней, перепад высот между площадками 150 м.

Электроснабжение осуществляется от централизованной сети. Учитывая, что по электрообеспечению часть объектов относится к I категории, на обеих площадках установлены резервные дизель-генераторы. Дизель-генераторы обеспечены системой автоматического запуска при отключении централизованной сети. При этом синхронизация с сетью по частоте и фазе тока не предусмотрены. При включении сети останов генераторов и переход на электроснабжение от сети производится в ручном режиме.

Установленная мощность электропотребителей станции – 2306 кВт. Электропотребление станции составляет более 2000 МВтч в год, из которого свыше 50% расходуется в системе теплоснабжения (электродоты).

Теплоснабжение обеспечивается собственными электродотельными. На верхней площадке установлено 2 электродотла КЭВ-400 и резервный дизельный котел КВА-260 ЛЖГ номинальной теплопроизводительностью 260 кВт и расходом дизтоплива 24 л/ч. В

котельной на нижней площадке установлено 4 электродкотла КЭВ-400 и два резервных дизельных котла КВА-260 ЛЖГ. Максимальная тепловая нагрузка системы отопления составляет 0,42 Гкал/ч (ок. 500 кВт). Горячее водоснабжение обеспечивается индивидуальными электронагревателями, расположенными в зданиях станции.

Схема теплоснабжения зависимая, регулирование температуры прямой воды обеспечивается изменением мощности дизельных или электрических котлов.

В процессе реализации программы энергоэффективности при финансовой поддержке РАН на площадках Научной станции смонтированы солнечные водонагревательные установки (площадь коллекторов 52 м<sup>2</sup>) (рис. 2.2а, 2.2б), тепловой насос для отопления гостиничного коттеджа (рис. 2.2в), установлены резервные дизельные котлы (рис. 2.2г).



Рисунок 2.2 – Вновь созданные энергетические установки

По сути сегодня система энергоснабжения НС РАН представляет собой энергетический комплекс, объединяющий разнотипные источники энергии и внешнюю промышленную сеть. Эффективное управление подобным комплексом стало возможным в результате реализации первого этапа автоматизации и диспетчеризации. Интеллектуальная система автоматического контроля и управления энергоснабжением построена на базе контроллера Siemens Simatic S7-1200 (рис. 2.3).

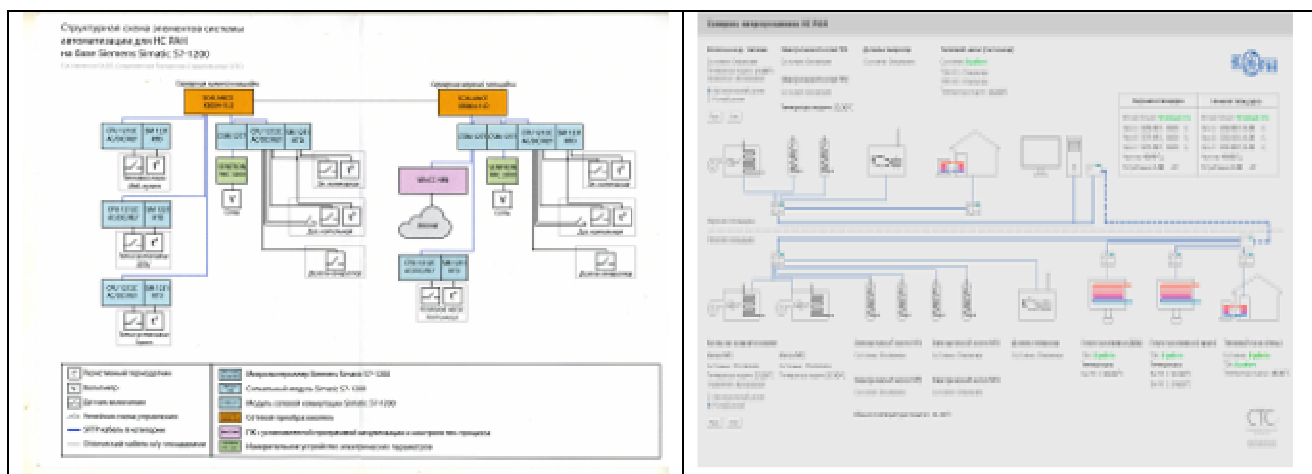


Рисунок 2.3 – Система управления на базе контроллера Siemens Simatic S7-1200:  
1 – структурная схема; 2 – вид информационного экрана

Система обеспечивает контроль, управление комплексом по заданному алгоритму, допускает оперативное управление (с ограниченным набором функций) с удаленного компьютера, архивирование основных параметров энергосистемы. Эксплуатация комплекса в течение года показала, что помимо повышения надежности работы и удобства оперативного контроля и управления, за счет оптимальных режимов эксплуатации оборудования энергопотребление (электроэнергия+дизельное топливо) затраты на энергоснабжение снизились на 7 %.

В настоящее время ОИВТ РАН совместно с НС РАН готовит второй этап программы повышения энергоэффективности и энергосбережения. В рамках второго этапа планируется оснащение объектов НС дополнительными солнечными водонагревательными установками, тепловыми аккумуляторами, автономной фотоэлектрической станцией заряда аккумуляторных батарей, системой бесперебойного резервного питания объектов первой категории. Для объективного анализа эффективности энергопотребления предполагается доработать автоматизированную систему управления энергоснабжением, интегрировав в ее состав вновь создаваемые установки и расширив перечень параметров, формирующих архивы. Кроме того, планируется адаптировать разработанную в рамках настоящего проекта программу EnergyOptim V.2 к управлению энергетическим комплексом НС РАН, тем самым обеспечив верхний уровень системы управления энергокомплексом.

#### 2.4.2 Специальная астрофизическая обсерватория РАН (Западный Кавказ)

Специальная астрофизическая обсерватория РАН (САО), расположенная в высокогорном районе Карачаево-Черкесии, является всемирно известным научным центром Российской академии наук, вносящим большой вклад в решение фундаментальных проблем исследования космического пространства, в том числе в рамках ряда крупных международных программ.





Рисунок 2.4 – Нижняя научная площадка



Рисунок 2.5 – Верхняя научная площадка

САО располагает одним из крупнейших в мире оптическим телескопом (Большим Телескопом Азимутальным – БТА) с зеркалом диаметром 6 м и уникальным радиотелескопом с диаметром антенны 600 м (РАТАН-600).



Рисунок 2.6 – РАТАН-600



Рисунок 2.7 – БТА

САО включает в себя 3 научные площадки:

- верхнюю научную площадку (ВНП), в 40 км от станции Зеленчукской на высоте 2070 метров над уровнем моря (оптический телескоп);
- научную площадку на южной окраине станции Зеленчукской (радиотелескоп РАТАН-600);
- нижнюю научную площадку (ННП) на берегу реки Большой Зеленчук – комплекс зданий и сооружений Обсерватории, включающий лабораторные и административные корпуса, вычислительный центр и жилой поселок на 1000 человек с соответствующей инфраструктурой.

Годовое электропотребление САО составляет около 4500 МВтч, в том числе ННП – 2000 МВтч, ВНП – 1000 МВтч, РАТАН-600 – 1500 МВтч. Средняя суммарная нагрузка площадок САО в зимний день достигает 1420 кВт, в летний день – 650 кВт. Электрическая мощность установленного оборудования, требующего гарантированного бесперебойного

электроснабжения (электроприемники 1 и 2 категорий) и соответственно нуждающегося в резервных источниках электроэнергии, составляет около 300 кВт.

Основные объекты САО автономно расположены в горах Западного Кавказа, и одной из ключевых проблем их жизнеобеспечения является эффективное энергоснабжение с минимальными эксплуатационными затратами. В условиях роста цен и тарифов на энергию и топливо, вызывающих значительное увеличение текущих затрат, в рамках программы Российской академии наук «Повышение эффективности использования учреждениями РАН энергоресурсов и сокращение расходов на эти цели» с 2001 года в САО реализуется программа энергосбережения с применением возобновляемых источников энергии для электро- и теплоснабжения телескопов и жилого поселка Обсерватории.

Помимо программы РАН работы велись в рамках Государственных контрактов № 02.447.11.5011 «Энергоэффективные системы децентрализованного энергоснабжения на основе комбинированного использования возобновляемых ресурсов и традиционных источников энергии» и № 02.516.11.6198 «Разработка методологии эффективного тепло-электроснабжения обособленных зданий и сооружений при комбинированном использовании традиционных источников и газопоршневых установок с когенерацией энергии при максимальном учете реального соотношения тепловых и электрических нагрузок» с Министерством образования и науки РФ, а также в инициативном порядке с использованием собственных средств Обсерватории. Совместно с институтом «Ростовтеплоэлектропроект» разработаны рабочие проекты реконструкции систем энергоснабжения более 20 объектов САО.

В связи с частыми перебоями в электроснабжении от тупиковой местной горной линии электропередачи и большими рисками вывода из строя при отключении электропитания уникального астрофизического оборудования и котельной жилого поселка одной из ключевых задач было создание собственного источника энергоснабжения, в качестве которого установлена когенерационная энергоустановка (мини-ТЭЦ), обеспечивающая бесперебойное электроснабжение электроприемников 1 и 2 категорий, резерв электроснабжения на собственные нужды котельной и горячее водоснабжение жилого поселка.

Эффективная эксплуатация разноплановых систем энергообеспечения САО возможна только при наличии современной системы управления. Сегодня каждая установка оборудована своей микропроцессорной системой управления, что затрудняет организацию согласованной работы отдельных агрегатов и анализ эффективности режимов работы всей энергосистемы.





Рисунок 2.8 – Установка солнечного горячего водоснабжения гостиницы РАТАН



Рисунок 2.9 – Система солнечного теплоснабжения технического блока БТА



Рисунок 2.10 – Ветроустановка ВНП



Рисунок 2.11 – Шкаф управления тепловым насосом БТА

Первым этапом создания системы диспетчеризации энергоснабжения в САО стала система интеллектуального управления энергокомплексом в составе котельной и газопоршневой мини-ТЭЦ.

В системе управления использована первая версия программы EnergyOptim [17], которая определяет только стандартные оптимальные режимные карты работы оборудования. Аппаратно управляющий комплекс построен на двух системах контроллеров (управление электрической частью комплекса и управление тепловой частью). Взаимный обмен необходимой информацией между контроллерами осуществляется через файловую систему управляющего компьютера, расположенного в помещении котельной.

Разработанные ОИВТ РАН совместно со службой Главного энергетика САО РАН мероприятия по повышению энергоэффективности и энергосбережению включают в том числе работы по созданию системы управления и диспетчеризации всего энергетического комплекса Обсерватории. В работе будут использованы результаты, полученные в ходе выполнения настоящего контракта.



Рисунок 2.12 – Мини-ТЭЦ в контейнере



Рисунок 2.13 –Отсек управления мини-ТЭЦ

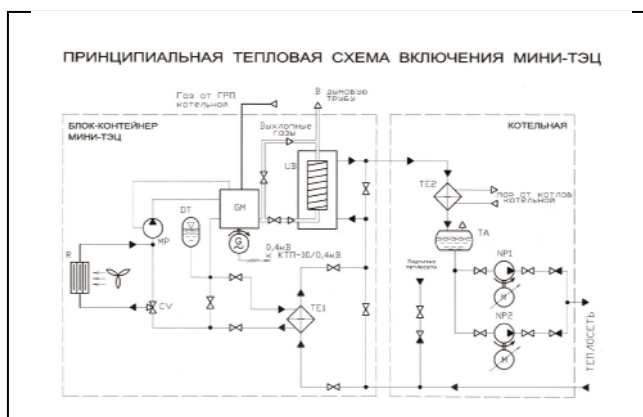


Рисунок 2.14 – Схема включения мини-ТЭЦ

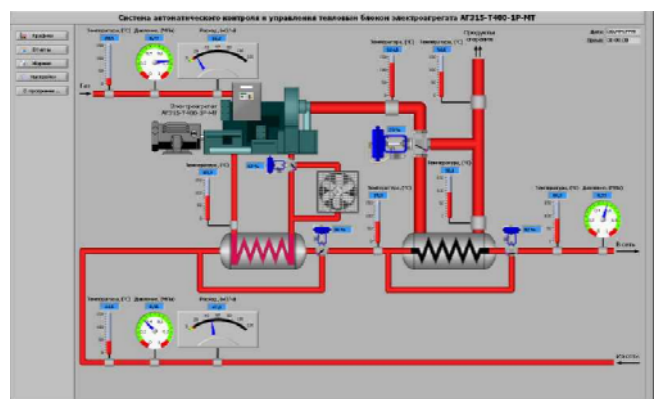


Рисунок 2.15 – Панель оператора

Результаты реализации первых этапов программы реконструкции систем энергоснабжения CAO показали, что снижение затрат на энергоснабжение Обсерватории составляет 28% (3839,8 тыс. руб./год). При этом значительно повышена надежность энергоснабжения объектов CAO, улучшены экологическая обстановка и социальные условия работы и проживания сотрудников Обсерватории.

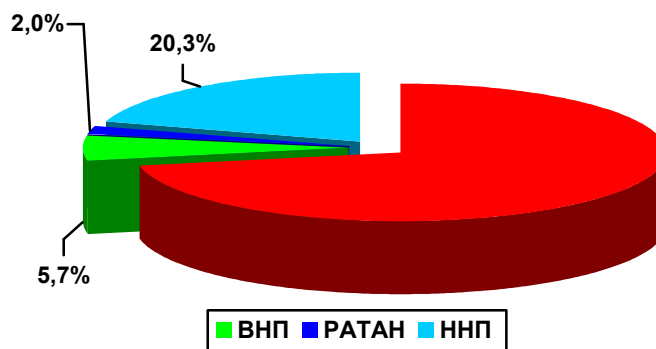


Рисунок 2.16 – Структура снижения затрат на энергоресурсы

## 2.5 Выводы к главе 2

При выборе концепции создания (реконструкции) энергетического комплекса начальным этапом, как правило, является разработка инвестиционного предложения. В процессе его подготовки приходится проводить оценки эффективности большого количества возможных вариантов схем. Несмотря на то, что сегодня для этих целей используются эффективные программы, разработанные на основе широко применяемой в современной международной практике методологии Комитета ООН по промышленному развитию (UNIDO), эта процедура требует значительного времени. Кроме того, не очевидно, что путем экспертных оценок той или иной схемы будет выбран действительно оптимальный вариант.

Применение программы EnergyOptim V.2, во-первых, значительно сокращает время оценки большого числа вариантов, во-вторых, не требует высокой квалификации эксперта. Для подобных оценок программа может найти широкое применение в проектных и консалтинговых организациях. Кроме того, программа EnergyOptim V.2 дает возможность заказчику проекта самостоятельно оценить перспективность и экономические показатели предполагаемой реконструкции или строительства энергетического комплекса и принять решение о целесообразности начала проектных работ.

Другое назначение программы – расчет оптимальных для данной схемы режимных параметров оборудования (режимных карт) при переменных графиках энергетических нагрузок потребителя энергии. Даже без программы управления верхнего уровня, только за счет соответствующей настройки конфигурации контроллеров подобные режимные карты позволят оптимально распределять нагрузку между входящими в энергокомплекс источниками энергии, прогнозировать затраты на энергоресурсы на длительную перспективу.

Принципиальное отличие разработанной программы от имеющихся аналогов, управляющих микропроцессорными контроллерами, заключается в возможности корректировки режимов работы элементов энергокомплекса при отклонении фактических внешних параметров (например, нагрузки потребителя) от заложенных типичных графиков.

Оценки эффективности результатов проекта показали высокую инновационную и инвестиционную привлекательность разработки.

## **ГЛАВА 3 ПРОВЕДЕНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ РЫНОЧНОГО ПОТЕНЦИАЛА ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ**

### **3.1 Введение**

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года («Энергетическая стратегия-2030»), утвержденная Распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715-р) [18], определяет необходимость обеспечения стабильного энергоснабжения потребителей в децентрализованных зонах энергоснабжения, которые составляют более 2/3 территории страны (Крайний Север, Дальний Восток, Сибирь, Бурятия, Якутия, Алтай, Курильские острова, Камчатка, часть Центральной России), а также в энергодефицитных районах развитых территорий России. В «Энергетической стратегии – 2030» определены секторы экономики, в которых распределенная энергетика особенно востребована:

- труднодоступные и удаленные местности, где энергообеспечение потребителей традиционно связано с дороговизной и сложностью доставки топлива;
- новые производства, основанные на «цифровых технологиях» и особенно чувствительные к качеству электроснабжения. В централизованной электрической сети сложно обеспечить требуемый уровень качества электроэнергии, но возможно в локальной сети на основе автономных источников питания (что не исключает резервного соединения с общей сетью);
- сфера коммунального энергоснабжения и тех видов сервиса или производства, где постоянно потребляется и электрическая и тепловая энергии, что делает актуальным внедрение когенерационных установок, максимально приближенных к потребителю и адаптированных к особенностям его спроса;
- мобильные потребители (транспорт, строительство, лесозаготовка, геологоразведка, туризм, охота, сельское хозяйство, аварийные и спасательные службы, бытовые потребители и др.);
- домохозяйства, коттеджи (резервное и «дополнительное» энергоснабжение).

При этом важной является задача интеграции объектов малой энергетике в централизованные энергетические системы, которая станет возможной в результате модернизации инфраструктуры электроэнергетики и создания интеллектуальных сетей.

Малая распределенная энергетика в настоящее время начинает этап формирования в самостоятельную подотрасль энергетике, что является стратегической тенденцией развития отрасли на основе многообразия способов и форм энергообеспечения.

Технической единицей малой распределенной энергетики являются локальные энергосистемы, которые могут быть представлены различным сочетанием генерирующих, сетевых объектов и иных установок и оборудования. Такие энергосистемы могут быть изолированными энергетическими «островами», либо иметь электрические связи с ЕЭС и взаимодействовать с нею с помощью технологий «микро-грид».

В «Стратегии» поставлена задача в ближайшие 7 — 10 лет в несколько раз увеличить суммарную установленную мощность объектов малой генерации, которая составляет в настоящее время около 12 ГВт.

С точки зрения возможных ниш использования результатов НИР (при условии выполнения этапа ОКР и последующей организации производства необходимых элементов аппаратного обеспечения интеллектуальной системы управления АЭЖ) возможны два направления применения: модернизация существующих установок малой энергетики и создание новых, современных энергетических комплексов и локальных сетей.

Исходя из этого, потенциальный рынок возможного внедрения полученных в рамках выполнения проекта результатов оценивался, во-первых, на основе текущей информации о количестве эксплуатируемых генерирующих установок малой энергетики единичной электрической мощности до 500 кВт и тепловой до 2 – 3 Гкал/ч и объемах отпуска электрической и тепловой энергии подобными установками; во-вторых, используя прогнозные значения развития малой энергетики, в т.ч. индикаторы, определенные «Энергетической стратегией – 2030». Выбор таких ограничений связан с тем, что для автономных, удаленных от централизованных сетей относительно небольших объектов (малых поселений, научных станций), для частного строительства, когда даже при наличии централизованной сети невозможно обеспечить технологическое подключение, это наиболее востребованный уровень мощности.

Следует отметить, что поскольку в настоящее время этап жизненного цикла проекта – завершение НИР, настоящий раздел носит в определенной степени методический характер.

### **3.2 Оценка текущего и перспективного рынков**

В секторе электрогенерации на уровне единичных мощностей в несколько сотен кВт преобладают дизельные и газопоршневые агрегаты. Из 11,8 ГВт установленной мощности малых электростанций их доля по данным чл.-корр РАН С.П. Филиппова (ИНЭИ РАН) составляет 72,8% [1]. В то же время на мировом рынке электроустановок на базе ДВС доля дизель-генераторов составляет 88,1%, газо-поршневых установок – 9,7%. При этом годовой оборот рынка дизельных двигателей, используемых в числе других как привод электрогенераторов, составляет \$129 миллиардов [3].

Объем российского рынка электроустановок на базе ДВС в 2007 г. составил 225 тыс. шт. суммарной установленной мощности 2,8 ГВт при устойчивой тенденции его роста [3].

Большинство автономных станций работает в режиме выдачи только электроэнергии, при этом эффективность используемых в России дизель-генераторов крайне низкая (средний по стране удельный расход топлива составляет 400 г у.т./кВтч, что соответствует среднему значению КПД 30%).

В то же время, учитывая климатические особенности нашей страны и за пределами высокую стоимость привозного топлива в отдаленных районах (в частности, в некоторых районах Якутии себестоимость электроэнергии доходит до 100 руб./кВтч), в «Стратегии» особое внимание уделено внедрению когенерационных схем производства энергии. По сути, автономные электростанции должны стать автономными энергетическими комплексами с возможностью аккумулирования тепловой и электрической энергии, а в отдельных случаях – с пиковыми (резервными) котлами. Надежность таких комплексов, вопросы резервирования обеспечиваются путем создания локальных сетей. Очевидно, что эффективная эксплуатация подобных комплексов может обеспечиваться только при наличии современной интеллектуальной системы управления и диспетчеризации.

Система теплоснабжения в России во многом обеспечивается небольшими децентрализованными отопительными котельными. Децентрализованные котельные и индивидуальные отопительные установки покрывают более четверти всего отпуска тепловой энергии. Практически половина котельных в качестве топлива использует природный газ. Помимо известных причин низкой эффективности котельных (отсутствие современной автоматики, изношенность основного оборудования, несовершенство горелочных устройств) можно отметить три причины неэффективности котельных.

Первая и, возможно, наиболее серьезная причина – отсутствие резервного электроснабжения собственных нужд котельных. Россия – одна из самых холодных стран мира (среднегодовая температура составляет  $-5,5^{\circ}\text{C}$ ). Для сравнения в Канаде среднегодовая температура воздуха составляет  $-5,1^{\circ}\text{C}$ , но самый северный ее город (Эдмонтон) с населением более 100 тыс. человек расположен на широте Орла. В России в зоне экстремальных погодных условий находятся Воркута, Инта, Сургут, Нижневартовск, Норильск, большое количество небольших поселков и в этих условиях останов котельных зимой из-за перебоев с электроснабжением может привести к серьезным авариям [19].

По информации территориальных органов Ростехнадзора причиной 28 % случаев нарушения теплоснабжения, имевших серьезные последствия для потребителей, были отключения электроэнергии [20]. В таких ситуациях потери финансовых средств значительно превышают затраты на реконструкцию энергетических комплексов.

Вторая причина – низкая эффективность эксплуатации котлоагрегатов в неотапительный период, когда котельная обеспечивает только тепловую нагрузку системы ГВС. Котельная работает на пониженных нагрузках, с низким КПД., котлы эксплуатируются в динамическом режиме, тем самым уменьшается ресурс оборудования. Введение в схему энергоснабжения мини-ТЭЦ в ряде случаев позволит консервировать котельную в неотапительный период и, с учетом добавления в схему бака-аккумулятора горячей воды и электродогревателя, эффективно обеспечивать переменную в течение суток нагрузку системы горячего водоснабжения.

Третья причина – неэффективное использование топлива. Хорошо известно, что когенерационные технологии позволяют значительно повысить коэффициент использования топлива. Использование когенерационных технологий в типовых схемах энергокомплексов увеличивает эффективность использования топлива и позволяет сократить эксплуатационные издержки на 20 – 25 %.

В подобных комплексах современные системы управления также играют ключевую, определяющую роль.

Технологическая структура малой энергетики России представлена в табл. 3.1 [1]. Из приведенных данных следует, что спектр применения систем управления и диспетчеризации уже сегодня достаточно широкий.

Таблица 3.1 – Технологическая структура малой энергетики [1]

Электростанции	Установленная электрическая мощность, %	Выработка электроэнергии, %	Отпуск тепловой энергии, %	Использование электрической мощности, ч/год
Дизельные,	55,4	31,3	0,6	1140
в том числе передвижные	11	7,9	–	1450
Газопоршневые	17,4	23,4	1,9	2710
Газотурбинные	0,5	0,7	0,2	2770
Паротурбинные,	23,1	36,9	65	3220
в том числе на биомассе	1	2,1	2,7	4170
Мини-ГЭС	2,7	5,6	–	4120
Геотермальные	0,8	2,1	32,3	5380
Ветряные	0,09	0,03	–	650
Всего	100	100	100	2020

Системы малой, распределенной энергетики нельзя рассматривать в отрыве от общей стратегии развития энергетики, и можно утверждать, что возможный рынок внедрения



интеллектуальных систем управления практически безграничен и будет определяться не столько технической необходимостью, сколько эффективностью реализации энергетической политики, продуманностью региональных программ, возможностями финансирования. При масштабной реализации программ модернизации генерирующих установок малой энергетики одна из ключевых задач – подготовка высококвалифицированного технического персонала: монтажников, наладчиков, специалистов по современным системам КИП, эксплуатационного персонала.

Что касается перспективного рынка, то, учитывая индикаторы, определенные в «Стратегии», в ближайшее десятилетие предполагается кратно увеличить мощность генерирующих установок малой энергетики.

В какой-то степени емкость рынка для малой энергетики иллюстрируют данные таблиц 3.2 [1] и 3.3 [21].

Таблица 3.2 – Емкость рынка для малой энергетики в производственной сфере по секторам экономики [1]

Сектор экономики	Нагрузка/потребление				Прирост (по отношению к 2008 г.)		
	2008 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Электрическая нагрузка, ГВт:							
добыча топлива	13,46	17,04	19,33	21,82	3,58	5,87	8,36
добыча прочих полезных ископаемых	4,97	5,54	6,61	7,74	0,56	1,64	2,77
строительство	3,3	5,18	6,87	8,31	1,87	3,57	5,01
сельское хозяйство	3,56	5,02	6,4	8,2	1,46	2,84	4,64
Всего	25,3	32,8	39,2	46,1	7,5	13,9	20,8
Электропотребление, млрд. кВтч:							
добыча топлива	87,5	110,7	125,7	141,8	23,2	38,2	54,3
добыча прочих полезных ископаемых	24,9	27,7	33,1	38,7	2,8	8,2	13,8
строительство	11,6	18,1	24,1	29,1	6,6	12,5	17,5
сельское хозяйство	16	22,6	28,8	36,9	6,6	12,8	20,9
Всего	139,9	179,1	211,6	246,5	39,2	71,7	106,6



Таблица 3.3 – Прогнозы производства тепловой энергии низкого потенциала децентрализованными источниками на период до 2030 г. [21] (млн. Гкал/год)

Источник тепла	2010	2015	2020	2025	2030
Низкие темпы энергосбережения					
Децентрализованные	178	178	192	217	237
Индивидуальные теплогенераторы	380	394	416	438	460
Высокие темпы энергосбережения					
Децентрализованные	172	173	184	205	222
Индивидуальные теплогенераторы	380	394	416	438	460

Очевидно, что новые энергокомплексы будут создаваться на базе современных, высокоэффективных агрегатов, и уже на стадии проектов должна быть предусмотрена адекватная система управления, позволяющая в перспективе (учитывая достаточно продолжительный жизненный цикл энергетического оборудования) интегрировать создаваемые энергетические комплексы в локальные сети и централизованные энергосистемы. Кроме того, разработанные в процессе выполнения контракта программы позволяют уже на предпроектной стадии определить оптимальную схему энергокомплекса и основные характеристики входящих в него элементов, тем самым значительно снизить трудоемкость и стоимость проектных работ и свести к минимуму возможные ошибки при проектировании.

### **3.3 Критерии и результаты технико-экономической оценки рыночного потенциала полученных результатов**

Критерии оценки рыночных результатов НИР определяются их влиянием на эффективность последующих этапов работы (ОКР, производство), экономическим эффектом от использования результатов и стратегией коммерциализации.

Очевидно, что выполненные исследования позволяют вполне обоснованно разработать техническое задание на ОКР и, тем самым, значительно сократить трудозатраты на возможные доработки проекта в процессе выполнения опытно-конструкторских работ.

Одним из наиболее важных результатов проведенных исследований является разработанный в рамках выполнения госконтракта № 02.516.11.6198 и настоящего проекта

комплекс программ автоматизированного контроля, оптимизации и управления автономными энергетическими комплексами – EnergyOptim [17], AN002 [22], EnergyOptim V. 2<sup>2</sup>.

Оформленный соответствующим образом программный продукт может быть предметом коммерциализации, например, путем продаж лицензий на его использование.

Уже сегодня одним из путей коммерциализации результатов может быть выполнение отдельных проектов автоматизации и управления относительно не сложных существующих автономных энергокомплексов с использованием разработанного программного обеспечения, принципиальных схем системы диспетчеризации и имеющихся на рынке промышленных контроллеров и датчиков.

Экономический эффект от внедрения результатов в реальный сектор экономики (естественно при условии выполнения опытно-конструкторских работ) можно оценить, используя прогнозные данные, приведенные в предыдущем разделе. Опыт реализации проектов, в частности, проекта сооружения энергокомплекса Специальной астрофизической обсерватории РАН [23], показал, что при мощности энергокомплекса порядка сотен кВт доля стоимости интеллектуальной системы управления составляет до 10 % общей стоимости проекта «под ключ». В зависимости от состава и производителей основного энергетического оборудования удельные затраты на сооружение АЭЖ составляют 1000 – 1200 долл./кВт (имеется ввиду киловатт установленной электрической мощности). Соответственно, удельная стоимость системы управления и диспетчеризации составит 100 – 120 долл./кВт.

Следует заметить, что оценки проводятся не для типового, а для индивидуального проекта. Предполагается, что конфигурация комплекса оптимальна для заданных условий эксплуатации, и эффект от использования разработанных программ оптимизации при выборе оптимальной схемы не учитывается, поскольку отсутствует база для сравнения (структура комплекса во многом определяется объективностью исходных данных, квалификацией и привязанностями проектировщиков и т.п.).

Тестовые расчеты для типовых схем энергокомплексов (Глава 2) показали, что применение программ верхнего уровня интеллектуальной системы управления, обеспечивающих оптимальную реакцию системы на стохастические изменения внешних параметров, позволяет, помимо эффекта за счет оптимальных схем АЭЖ и оптимальных «стандартных» режимных карт, дополнительно экономить до 5% первичных энергоресурсов (дизельного топлива, природного газа).

В предыдущих параграфах показано, что планируемые масштабы внедрения средств малой энергетики исчисляются гигаваттами установленной мощности и сегодня любые оценки перспективного экономического «глобального» эффекта могут носить только

---

<sup>2</sup> Программа находится в стадии патентования

качественный характер. Исходя из этого, оценим эффективность для одного энергокомплекса с характеристиками, использованными при расчетах в предыдущей главе (электрическая мощность 500 кВт, тепловая мощность – 1 МВт). Для определенности предположим, что топливо – природный газ.

При типичном графике нагрузок (средняя за год мощность электрогенерирующих установок – 75 % номинальной, пиковый котел эксплуатируется в течение 6 месяцев) экономия топлива за счет поддержания оптимальных режимов составит около 180 тыс.  $\text{нм}^3$  природного газа в год. При стоимости природного газа 150 долл./1000  $\text{нм}^3$  это составит 27000 долл./год. Исходя из удельной стоимости системы управления (100-120 долл./кВт), простой срок окупаемости составит около 2 лет.

Следует отметить, что сегодня вполне достижимая величина коэффициента использования топлива в когенерационных схемах АЭЖ при оптимизированных режимах работы составляет около 80 % [24].

### **3.4 Выводы к главе 3**

Рыночный потенциал результатов НИР можно характеризовать тремя составляющими: востребованностью рынком созданного интеллектуального продукта, использованием результатов НИР в проектах, направленных на развитие прикладной части работы (ОКР), и перспективным потенциалом использования результатов после завершения стадии ОКР.

Интеллектуальная составляющая результатов НИР отражена в трех статьях в реферируемых журналах, двух докладах на международных конференциях, двух Свидетельствах о регистрации программ в Реестре программ для ЭВМ Российской Федерации. Заявка на регистрацию программы EnergyOptim V.2 находится в стадии оформления.

Результаты НИР предполагается использовать на стадии ОКР. Подготовлено Техническое задание на ОКР «Типовая интеллектуальная система диспетчеризации автономных энергетических комплексов малой энергетики» (Приложение А к настоящему отчету).

Предварительная оценка потенциального рынка показала, что, учитывая индикаторы, определенные в «Стратегии развития энергетики до 2030 г.» в области малой энергетики, можно утверждать, что возможный рынок внедрения интеллектуальных систем управления практически безграничен и будет определяться на столько технической необходимостью, сколько эффективностью реализации энергетической политики, продуманностью региональных программ, возможностями финансирования.

## **ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКОГО ЗАДАНИЯ НА ОПЫТНО- КОНСТРУКТОРСКУЮ РАЗРАБОТКУ «ТИПОВАЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ АВТОНОМНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ»**

### **4.1 Введение**

В результате выполненных научно-исследовательских работ в рамках государственных контрактов № 02.516.11.6198 от 25 июня 2009 г. «Разработка методологии эффективного тепло- электроснабжения обособленных зданий и сооружений при комбинированном использовании традиционных источников и газопоршневых установок с когенерацией энергии при максимальном учете реального соотношения тепловых и электрических нагрузок» и № 16.516.11.6070 от 28 апреля 2011 года «Разработка интеллектуальной системы диспетчеризации автономных энергетических комплексов малой энергетики» разработан комплекс математических моделей и компьютерных оптимизационных программ, сформулированы основные требования к аппаратной части системы управления, накоплен необходимый опыт эксплуатации, как в условиях испытательного стенда, так и при эксплуатации на реальном объекте.

Полученные результаты позволяют перейти к стадии опытно-конструкторской разработки.

Актуальность проведения ОКР определяется общемировой и отечественной тенденциями активного вовлечения в энергетический баланс средств малой, распределенной энергетики. Уже сегодня малые энергогенерирующие установки играют заметную роль в энергетическом балансе страны и по мере усложнения таких установок, превращения их в энергетические и энерготехнологические комплексы, объединения энергокомплексов в локальные сети с последующей интеграцией в энергосистему становится очевидным, что без современной, надежной системы управления и диспетчеризации не удастся решить задачи их эффективной, согласованной работы.

В настоящей главе представлены основные положения Технического задания на ОКР «Типовая интеллектуальная система диспетчеризации автономных энергетических комплексов малой энергетики» (Приложение А).

### **4.2 Цели разработки**

Исходя из стратегии практической реализации результатов, полученных на предыдущих этапах работы, определены основные цели ОКР:

1. Доработка созданного пакета программ (EnergyOptim, EnergyOptim V.2, AN002) до уровня программного продукта, способного к коммерциализации (продажа патента, лицензий и т.п.).
2. Разработка проектно-конструкторской документации интеллектуальной системы диспетчеризации и управления (ИСДУ) автономным энергетическим комплексом (АЭК), обеспечивающей оптимальные режимы эксплуатации компонентов АЭК, взаимодействие комплекса с внешними сетями и потребителями энергии (microgrid).
3. Создание стендового типового энергетического комплекса, оснащенного интеллектуальной системой диспетчеризации и управления.
4. Создание типового пилотного энергетического комплекса с интеллектуальной системой диспетчеризации и управления на реальном объекте.

Как уже было отмечено в предыдущих разделах настоящего отчета, управление гибридными энергокомплексами небольшой мощности (от сотен Вт до нескольких кВт) с использованием генерирующих установок на базе ВИЭ в рамках разрабатываемого технического задания не рассматриваются, поскольку в силу определенной специфики аппаратной части систем управления эти задачи являются темой самостоятельных проектов (см. раздел 1.1). Вместе с тем, в программе оптимизации EnergyOptim V.2 предусмотрено введение в состав АЭК ВЭУ и ФЭП.

Необходимость создания стендового типового АЭК с интеллектуальной системой диспетчеризации и управления диктуется имеющейся практикой опытной эксплуатации подобных комплексов, особенно, на площадках обособленных удаленных объектов, для которых такая система, в основном, предназначена.

#### **4.3 Основные технические требования к ИСДУ**

ИСДУ в целом должна обеспечить полностью автоматическое управление АЭК без вмешательства оператора.

По структуре ИСДУ состоит из двух частей: комплекса управляющих программ и аппаратной части. Соответственно, сформулируем основные технические требования к каждой части ИСДУ.

1. Интеллектуальная система управления должна обеспечивать регулирование на двух уровнях. Первый уровень регулирования – реализация «стандартных» режимов, реакция на нештатные и аварийные ситуации.

2. Верхний уровень регулирования обеспечивает адаптивную систему управления, задача которой – определять реакцию системы управления на случайные отклонения внешних параметров от заложенных «стандартных» значений.

3. В состав программной части ИСДУ должны входить вспомогательные модули, позволяющие рассчитывать оптимальную конфигурацию АЭК, в т.ч. проводить технико-экономические расчеты, как прогнозные, определяющие планируемые эксплуатационные затраты, так и текущие – для определения эффективности работы АЭК.

4. ИСДУ должна иметь дружелюбный интерфейс, понятный оператору с минимальной специальной подготовкой, и обеспечивать стандартную форму выдачи отчетов.

Что касается аппаратной части ИСДУ, в идеале система управления должна строиться на базе универсального многоканального интеллектуального контроллера, обеспечивающего все необходимые функции контроля и управления как электрической, так и тепловой частью автономного энергетического комплекса (см. раздел 1.2). Разработка такого устройства является достаточно сложной, трудоемкой и дорогостоящей задачей и является предметом отдельной разработки соответствующими специализированными компаниями.

В связи с этим аппаратная часть системы управления должна строиться на хорошо отработанных промышленных контроллерах и вспомогательных системах (информационные панели сбора информации, коммутирующие устройства, преобразователи интерфейсов и т.п.). Основное требование к аппаратной части ИСДУ: контроллеры, обеспечивающие управление электрической и тепловой частью АЭК, должны быть, по возможности, от одних производителей. Необходимо согласовать конфигурацию управляющего ПК и преобразователи интерфейсов, позволяющие коммутировать все контроллеры с ПК.

ИСДУ должна допускать возможность обеспечения удаленного доступа и обеспечивать защиту от несанкционированного вмешательства в систему управления.

#### **4.4 Исходные данные для разработки ТЗ**

В состав типовой конфигурации АЭК, для которого разрабатывается ИСДУ, входят:

- две дизельные или газопоршневые когенерационные установки;
- пиковый водогрейный котел;
- электродкотел;
- аккумулятор тепловой энергии;
- батарея электрохимических аккумуляторов;
- внешняя сеть с заданными лимитами импорта/экспорта электроэнергии.

Для стендового варианта АЭК необходимо предусмотреть дополнительные устройства и агрегаты, моделирующие нагрузки реального потребителя.

#### **4.5 Краткое содержание этапов работы**

Цели разработки определяют стратегию ОКР, конкретизированную в последовательности этапов работы.

Этап 1. Проведение патентных исследований. Проведение маркетингового исследования рынка интеллектуальных контроллеров. Доработка комплекса программ до уровня программного продукта. Подготовка документов для регистрации программного продукта в Реестре программ для ЭВМ Российской Федерации.

Этап 2. Выбор объекта для строительства энергокомплекса. Проведение энергетического обследования объекта. Разработка принципиальных схем системы управления. Подготовка инвестиционного предложения.

Этап 3. Разработка технического проекта автономного энергетического комплекса и интеллектуальной системы диспетчеризации. Комплектация оборудования.

Этап 4. Монтаж АЭЖ и ИСДУ на площадке выбранного объекта. Модернизация стендового образца автономного энергетического комплекса.

Этап 5. Проведение пуско-наладочных работ на стендовом образце АЭЖ. Опытно-промышленные испытания. Проведение пуско-наладочных работ на стендовом образце АЭЖ.

Этап 6. Доработка системы по результатам опытно-промышленных и стендовых испытаний.

Этап 7. Подготовка техдокументации. Проведение приемо-сдаточных испытаний.

Этап 8. Разработка стратегии коммерциализации продукта. Подготовка итогового научно-технического отчета.

#### **4.6 Основные результаты разработки**

Основными результатами разработки должны являться:

1. Программный продукт, выполняющий следующие функции:

- определение оптимальной конфигурации энергокомплекса в соответствии с конкретными задачами, требованиями, местными условиями;
- обеспечение согласованной работы управляющих контроллеров по заданному алгоритму;
- обеспечение оптимальной реакции системы управления на отклонение условий эксплуатации от заданных «стандартных» режимов.

2. Пилотный энергетический комплекс с интеллектуальной системой диспетчеризации и управления на реальном объекте.

3. Стендовый демонстрационный вариант энергетического комплекса с интеллектуальной системой диспетчеризации и управления.

4. Комплект технической документации.

#### **4.7 Выводы к главе 4**

Техническое задание на ОКР (Приложение А) на текущем этапе разработки логично рассматривать, как проект ТЗ. При подготовке реального проекта при сохранении общей стратегии возможны корректировки последовательности этапов, сроков. Следует отметить, что поскольку проект имеет комплексный характер, для его успешного выполнения требуется широкая кооперация организаций, специализирующихся в различных областях энергетики и энергетического оборудования, систем управления, в области маркетинга и менеджмента. Успех проекта также во многом будет определяться заинтересованностью и финансовыми возможностями потенциального владельца энергетического комплекса.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения НИР получены следующие **основные результаты**:

1. Выполнен анализ типовых структур автономных энергетических комплексов и принципов построения современных интеллектуальных систем передачи и распределения энергии.

В состав автономных энергетических комплексов (АЭК) в общем случае входят электрогенерирующие установки двух основных типов: управляемые – традиционные генерирующие установки, как правило, на базе ДВС, и неуправляемые – установки на ВИЭ. Дополнительную неопределенность при решении задач оптимизации и управления вносит потребитель энергии с относительно стохастическим характером изменения энергетических нагрузок. Кроме того, необходимо учитывать источники тепла, в т.ч. когенерационные, и специфику динамических режимов накопителей тепловой и электрической энергии.

В зависимости от конфигурации распределенной сети, объединяющей АЭК, возможна реализация двух уровней управления: на уровне АЭК и на уровне локальной распределительной сети. В рамках задачи оптимизации и управления на уровне АЭК решены две задачи:

- Созданы модели энергокомплекса и разработаны алгоритмы и программные коды оптимизации режимов работы комплекса с учетом имеющейся априорной и псевдоаприорной информации (стохастической информации, соответствующим образом обработанной). Математические модели компонентов комплекса и алгоритмы оптимизации допускают возможность решения задачи на современных персональных компьютерах при характерном периоде изменения внешних условий 1 год с шагом расчета 1 ч.

- Разработаны алгоритмы управления, отслеживающие отклонение внешних стохастических параметров от заложенных в программу оптимальных режимов и определяющие реакцию системы управления с учетом динамических характеристик компонентов комплекса и заданных ограничений. Кроме того, алгоритмы управления обеспечивают краткосрочные прогнозы (часовые, суточные) отклонения стохастических параметров от оптимальных режимов.

Анализ современных подходов к созданию программного обеспечения адаптивных систем управления показал, что наиболее достоверный результат дает комбинация двух подходов: объединение дискретных методов и методов динамического программирования. Под адаптивностью системы понимается процесс накопления и обработки информации и, при заданной повторяемости отклонений и заданном диапазоне отклонений, коррекция, которую вносит система в оптимальные графики режимов без внешнего вмешательства. Тем

самым, система самостоятельно генерирует оптимальные графики нагрузок компонентов АЭК.

В рамках поставленной задачи разработаны динамические модели компонентов энергокомплекса (источников электрической и тепловой энергии, тепловых и электрических аккумуляторов). При этом детально модели внутренних процессов (процессов горения и сжатия в цилиндрах ДВС, кинетики реакций в электрохимических аккумуляторах, элементарных фотоэлектрических процессов в ФЭП, модели элементов ВЭУ и т.п.), определяющих основные характеристики оборудования, не рассматривались. В связи со спецификой задач оптимизации и ограниченными ресурсами компьютеров каждый элемент формализуется набором функциональных зависимостей выходных параметров, определяющих динамическую реакцию устройства на изменение входных параметров с учетом известных характеристик оборудования.

Преобразование входных характеристик осуществляется по законам (в общем случае нелинейным), которые определяются известными характеристиками фактического оборудования энергокомплекса. Учтены дополнительные ограничения на вид моделей, накладываемые условием обеспечения характера целевых функций (в общем случае нелинейных, но выпуклых), дающих возможность при решении оптимизационной задачи использовать методы выпуклого программирования.

Так как в практических задачах оптимизации тепловая и электрическая мощности потребителя полагаются постоянными в течение некоторого малого промежутка времени  $\Delta t$  (характерный промежуток времени  $\Delta t = 1$  ч), то общая задача оптимизации сведена к решению системы алгебраических уравнений. При этом оптимизационная задача становится полностью определенной и может быть решена методами выпуклого программирования.

Для моделирования климатических условий работы энергоустановок на ВИЭ (ВЭУ, ФЭП) в Лаборатории возобновляемых источников энергии и энергосбережения ОИВТ РАН на основе базы данных NASA сгенерировано около 4 тыс. так называемых «типичных метеогодов», соответствующих расчетным точкам на территории России с географическими размерами  $1^\circ \times 1^\circ$ . Полученные текстовые файлы содержат информацию о температуре окружающего воздуха, скорости ветра и часовых суммах солнечного излучения в течение года с шагом по времени 1 ч.

Определен состав стендовой модели АЭК, технические требования к узлам и оборудованию компонентов комплекса, к системе управления, тип и номенклатура комплектующих, этапы и сроки работ, подготовлено техническое задание на реконструкцию комплексного испытательного стенда ОИВТ РАН.

Проведен патентный поиск по российским базе Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам (ФИПС), американской патентной базе данных United States Patent and Trademark Office, европейской патентной базе данных European Patent Office по направлениям: схемы автономных энергокомплексов и интеллектуальные системы диспетчеризации. Анализ показал, что в базе данных ФИПС имеется весьма ограниченное количество патентов по выбранным направлениям, в то время как в англоязычных базах основные патенты, полученные в последние годы – по направлению microgrid (микрогрид). Основной вывод – результаты работы в рамках данного проекта имеют хорошие перспективы патентования.

2. Разработаны алгоритмы и численные методы оптимизации автономных энергетических комплексов.

Разработана математическая модель автономного энергетического комплекса в составе распределительной сети. Разработан алгоритм определения оптимальной конфигурации и управления автономными энергетическими комплексами для решения оптимизационных задач с учетом случайных возмущений внешних параметров. Идея алгоритма состоит в прогнозировании работы энергосистемы, как отклика на внешнее воздействие, причем отклик определяется из решения оптимизационной задачи с минимизацией целевой функции для приращений по отношению к оптимальному решению на первом шаге реализации алгоритма и для приращений по отношению к динамическому решению на следующих шагах реализации алгоритма.

Полученные результаты показали возможность проведения оптимизационных расчетов с учетом всех особенностей схемы АЭК, включая нелинейные эффекты, за разумные времена. Работа системы управления рассматривалась на примере упрощенной схемы энергокомплекса (количество элементов – 5, стохастических параметров – 2). При этом разработанный алгоритм позволяет включить в схему и другие элементы (добавляются ограничения, связанные с динамической работой этих элементов) и учитывать стохастические изменения любых других внешних параметров. Введение дополнительных элементов приводит к существенному увеличению размерности решаемой задачи, однако применение адаптированных численных методов, в частности, метода декомпозиции, и оригинального подхода для учета случайных изменений входных параметров позволяет решать задачи оптимизации (управления) на современных персональных компьютерах.

Разработан комплект эскизной конструкторской документации на модель автономного энергетического комплекса АЭК 00.00.000. На базе существующего комплексного испытательного стенда ОИВТ РАН создана физическая модель автономного энергетического комплекса (АЭК) в составе локальной распределительной сети (ограничение по импорту

мощности от сети – 200 кВт). Исходя из ограничений, накладываемых стендовыми имитаторами энергетической нагрузки потребителя, предельная электрическая мощность модели АЭК составляет 300 кВт, тепловой мощности – 400 – 450 кВт.

Проведены пуско-наладочные испытания в соответствии с разработанной Программой и методикой пуско-наладочных испытаний элементов модели автономного энергетического комплекса 16.516.11.6070 ПМ.

3. Разработано интеллектуальное ядро системы диспетчеризации.

Математическая модель автономного энергетического комплекса, алгоритмы оптимизации и численные методы реализованы в программном комплексе **EnergyOptim. V.2.** Программный комплекс обеспечивает определение оптимальной конфигурации и характеристик оборудования автономного энергетического комплекса, в т.ч. в составе распределительной сети. Программа позволяет рассчитывать оптимальные режимы работы элементов комплекса в режиме реального времени с учетом случайных возмущений внешних параметров. Разработанная программа интегрирована в макет интеллектуальной системы управления моделью автономного энергетического комплекса, являясь программой управления верхнего уровня. Для удобства пользователя разработан дружелюбный графический интерфейс и Руководство пользователя.

Проведены испытания модели автономного энергетического комплекса в соответствии с разработанной Программой и методикой 16.516.11.6070 ПМ2.

Реализовано три этапа испытаний:

а) Испытание системы управления и контроля работой АЭК с удаленного компьютера по сети Интернет.

б) Испытания АЭК в режимах выдачи электроэнергии потребителю с имитацией аварий (отключения) промышленной сети и аварийной остановки генератора АЭК.

в) Испытания АЭК в режимах с переменными электрической и тепловой нагрузками потребителя с целью проверки работоспособности всей системы в целом и верификации разработанных математической модели и программных кодов интеллектуальной системы управления.

Реализованный в стендовом варианте макет системы управления АЭК обеспечивает выполнение расчетного оптимального режима работы АЭК при переменных нагрузках потребителя. При этом нерасчетные кратковременные отклонения фактического графика нагрузок потребителя от модельного (наброс/сброс электрической нагрузки, изменения тепловой нагрузки) компенсируются внешней сетью (управление обеспечивается микропроцессорным контроллером IG-NT компании ComAp) и баком-аккумулятором (управление обеспечивается контроллером ТРМ-148 компании ОВЕН). Расхождения в

значениях критерия оптимизации, рассчитанных с помощью программы EnergyOptim. V.2 и по результатам эксперимента, не превышают 3-4 %.

4. На отчетном, заключительном этапе разработаны рекомендации по внедрению интеллектуальных систем диспетчеризации автономных энергетических комплексов.

Многообразие различных схем и конфигураций энергетических комплексов малой энергетики определяется разнообразием климатических зон России, наличием и запасами местных энергоресурсов, сетевыми возможностями, характеристиками потенциальных потребителей энергии, уровнем экономического развития конкретного региона. В связи с этим практически невозможна и экономически нецелесообразна разработка универсальной интеллектуальной системы управления, обеспечивающей эффективное управление и диспетчеризацию любых энергокомплексов. Ключевым элементом системы управления – интеллектуальный контроллер. Хотя, учитывая наличие мощных процессоров, принципиальных технических ограничений на функциональные возможности контроллеров практически не существует, неоправданное усложнение контроллеров приводит к значительному увеличению стоимости системы управления и снижению надежности всей системы.

Контроллеры, имеющиеся на российском рынке, имеют широкий спектр функциональных возможностей, однако, закрытое программное обеспечение не позволяет ограничиться одним контроллером для управления всем комплексом.

Возможны два варианта решения задачи. Для основных типовых схем АЭК совместно с компаниями-разработчиками программного обеспечения контроллеров адаптировать программные коды к управлению АЭК, предусмотрев возможность изменения конфигурации контроллеров по командам программы оптимизации верхнего уровня (типа разработанной в данной работе программы EnergyOptim V.2).

Второй вариант – использование набора имеющихся на рынке специализированных контроллеров и обеспечение взаимодействия программ верхнего уровня управления с программами задания конфигурации контроллеров через файловую систему. Недостатки второго варианта – «громоздкость» и снижение надежности всей системы управления. Преимущества – возможность быстрой адаптации системы управления практически к любой конфигурации энергокомплекса.

При выборе концепции создания (реконструкции) энергетического комплекса начальным этапом, как правило, является разработка инвестиционного предложения. В процессе его подготовки приходится проводить оценки эффективности большого количества возможных вариантов схем. Несмотря на то, что сегодня для этих целей используются эффективные программы, разработанные на основе широко применяемой в современной международной

практике методологии Комитета ООН по промышленному развитию (UNIDO), эта процедура требует значительного времени. Кроме того, не очевидно, что путем экспертных оценок той или иной схемы будет выбран действительно оптимальный вариант.

Применение программы EnergyOptim V.2, во-первых, значительно сокращает время оценки большого числа вариантов, во-вторых, не требует высокой экспертной квалификации пользователя. Для подобных оценок программа может найти широкое применение в проектных и консалтинговых организациях. Кроме того, программа EnergyOptim V.2 дает возможность заказчику проекта самостоятельно оценить перспективность и экономические показатели предполагаемой реконструкции или строительства энергетического комплекса и принять решение о целесообразности начала проектных работ.

Другое назначение программы – расчет оптимальных для данной схемы режимных параметров оборудования (режимных карт) при реальных графиках изменения энергетических нагрузок потребителя энергии. Даже без программы управления верхнего уровня, только за счет соответствующей настройки конфигурации контроллеров подобные режимные карты позволят оптимально распределять нагрузку между входящими в энергокомплекс источниками энергии, прогнозировать затраты на энергоресурсы на длительную перспективу.

Принципиальное отличие разработанной программы от имеющихся аналогов, управляющих микропроцессорными контроллерами, заключается в возможности корректировки режимов работы элементов энергокомплекса при отклонении фактических внешних параметров (например, нагрузки потребителя) от заложенных типичных графиков.

Рыночный потенциал результатов НИР можно характеризовать тремя составляющими: востребованным на рынке созданным интеллектуальным продуктом, использованием результатов в проектах, направленных на развитие прикладной части работы (ОКР), и перспективным потенциалом использования результатов после завершения стадии ОКР.

Оценки эффективности результатов проекта показали высокую инновационную и инвестиционную привлекательность разработки.

Интеллектуальная составляющая потенциала отражена в трех статьях в реферируемых журналах, двух докладах на международных конференциях, двух свидетельствах о регистрации программ в Реестре программ для ЭВМ Российской Федерации. Заявка на регистрацию программы EnergyOptim V.2 находится в стадии оформления.

Результаты проекта предполагается использовать на стадии ОКР. Подготовлено Техническое задание на ОКР «Типовая интеллектуальная система диспетчеризации автономных энергетических комплексов малой энергетики».

Предварительная оценка потенциального рынка показала, что, учитывая индикаторы, определенные в «Стратегии развития энергетики до 2030 г.» в области малой энергетики, можно утверждать, что возможный рынок внедрения интеллектуальных систем управления практически безграничен и будет определяться на столько технической необходимостью, сколько эффективностью реализации энергетической политики, продуманностью региональных программ, возможностями финансирования.

Подытоживая, можно констатировать, что все требования, определенные Техническим заданием на НИР, выполнены.

**Создана научно-техническая продукция (п. 4.2 ТЗ):** проект Технического задания на проведение ОКР по теме «Типовая интеллектуальная система диспетчеризации автономных энергетических комплексов малой энергетики»; гибкая динамическая модель автономного энергетического комплекса, включающего разнотипные источники энергии, в т.ч. когенерационные установки и установки на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ), накопители электрической и тепловой энергии, легко адаптируемая к конкретным условиям практических задач; требования к структуре, составу и характеристикам аппаратной части системы диспетчеризации.

**Основным результатом НИР (п. 8.1.1 ТЗ)** является интеллектуальное ядро (комплекс программ) – основа типовых систем диспетчеризации автономных энергетических комплексов малой энергетики. Система обеспечивает: снижение затрат потребителей энергии не менее чем на 25% за счет оптимального управления элементами энергетического комплекса с учетом изменяющихся нагрузок потребителей и внешних условий; улучшение экологической обстановки за счет эффективного использования как традиционных установок, так и установок на ВИЭ, в т.ч. биомассе; минимизацию капитальных затрат при строительстве автономных энергетических комплексов за счет оптимизации схемных решений; снижение эксплуатационных расходов не менее чем на 15 % за счет снижения потребления углеводородного топлива и высокой степени автоматизации управления.

Достигнуты определенные **п. 8.2 ТЗ** программные индикаторы:

Опубликованы статьи:

Майков И. Л., Директор Л. Б. Решение задач оптимизации и управления гибридными энергетическими комплексами в структуре распределенной генерации / Управление большими системами. Сборник трудов. Выпуск 35. М.: ИПУ РАН, 2011. С. 250-264. ISSN 1819-2440.

Директор Л.Б., Зайченко В.М., Майков И.Л. Интеллектуальные системы управления автономными энергетическими комплексами в составе локальных распределительных сетей малой энергетики // Изв. РАН. Энергетика. 2012. № 1. С. 38-49.

Принята к печати статья:

Директор Л.Б., Майков И.Л., Иванов О.А. Задача оптимизации автономных энергетических комплексов в составе локальных распределительных сетей // Энерготехнологии и ресурсосбережение. 2012. №4. ISSN 0235-3482 (в печ.)

Получены Свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ:

№2011617195 от 15 сентября 2011 г. Майков И.Л., Директор Л.Б. Программа теплогидравлической оптимизации и управления локальными тепловыми сетями.

№2012616045 от 2 июля 2012 г.: Директор Л.Б., Иванов О.А., Майков И.Л. «Программа преобразования, обработки и визуализации режимных параметров автономных энергетических комплексов в режиме реального времени».

Защищена диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.14.01 – Энергетические системы и комплексы: М.С. Власкин. «Реактор гидротермального окисления алюминия непрерывного действия и энергетическая установка на его основе».



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Филиппов С.П. Перспективы применения электрогенерирующих установок малой мощности // Атомная энергия. 2011. Т. 111. Вып. 5. С. 255-261.
- 2 Боровиков В.М., Бородин О.А. Развитие малой энергетики, как элемент стратегической программы и энергосберегающей политики России // Известия РАН: Энергетика. 2006. №5. С. 156-164.
- 3 Филиппов С.П. Малая энергетика в России // Теплоэнергетика. 2009. №8. С. 38-44.
- 4 N. A. Hidayatullah, B. Stojcevski, A. Kalam. Analysis of Distributed Generation System, Smart Grid Technologies and Future Motivators Influencing Change in the Electricity Sector // Smart Grid and Renewable Energy. 2011. N 2. P. 216-229.
- 5 Фортов В.Е., Макаров А.А. Направления инновационного развития энергетики мира и России // УФН. 2009. Т. 179. № 12. С. 1337-1353.
- 6 Leon Freris, David Infield. Renewable Energy in Power Systems. A John Wiley & Sons, Ltd, Publication. 2008. 284 p.
- 7 T. Vijayapriya, D.P. Kothari. Smart Grid: An Overview. Smart Grid and Renewable Energy. 2011. N 2. P. 305-311.
- 8 [http://www.fsk-ees.ru/media/File/press\\_centre/speeches/Presentation\\_budargin.pdf](http://www.fsk-ees.ru/media/File/press_centre/speeches/Presentation_budargin.pdf)
- 9 Майков И.Л., Директор Л.Б. Решение задач оптимизации и управления гибридными энергетическими комплексами в структуре распределенной генерации / Управление большими системами. Сборник трудов. Выпуск 35. М.: ИПУ РАН, 2011. С. 250-264. ISSN 1819-2440.
- 10 Директор Л.Б., Зайченко В.М., Майков И.Л. Интеллектуальные системы управления автономными энергетическими комплексами в составе локальных распределительных сетей малой энергетики // Изв. РАН. Энергетика. 2012. № 1. С. 38-49.
- 11 Директор Л.Б., Майков И.Л., Иванин О.А. Задача оптимизации автономных энергетических комплексов в составе локальных распределительных сетей // Энерготехнологии и ресурсосбережение. 2012. №4. ISSN 0235-3482. (в печ.)
- 12 Директор Л.Б., Иванин О.А., Майков И.Л. «Программа преобразования и обработки режимных параметров автономных энергетических комплексов в режиме реального времени». Свидетельство о регистрации в реестре программ для ЭВМ Российской Федерации № 2012616045 от 2 июля 2012.
- 13 Итоговый отчет о НИР «Разработка методологии эффективного тепло-электроснабжения обособленных зданий и сооружений при комбинированном использовании традиционных источников и газопоршневых установок с

- когенерацией энергии при максимальном учете реального соотношения тепловых и электрических нагрузок». –М.: ОИВТ РАН. 2010.
- 14 [http://cased.ru/doc\\_r-ek4\\_68\\_cased.html](http://cased.ru/doc_r-ek4_68_cased.html)
- 15 Отчет об энергетическом обследовании Специальной астрофизической обсерватории РАН. –М.: АНО «Энергетическая политика». 2012.
- 16 Энергетический паспорт потребителя топливно-энергетических ресурсов Федерального государственного бюджетного учреждения науки Российской академии наук Специальной астрофизической обсерватории РАН. Рег. № ЭП.234.063-0002-ОБ-07-12. 2012 г.
- 17 Л.Б. Директор, И.Л. Майков. «Программа оптимизации автономных энергетических комплексов». Свидетельство о государственной регистрации в реестре программ для ЭВМ Российской Федерации №20100616660 от 28 октября 2010 г.
- 18 <http://www.atominfo.ru/files/strateg/strateg.htm>
- 19 Клименко А.В. Традиционная и нетрадиционная энергетика в обеспечении жизнедеятельности населения самой холодной страны мира // Новости теплоснабжения. 2002. №2.
- 20 Яковлев В.А. О работе предприятий жилищно-коммунального хозяйства в осенне-зимний период 2005-2006 гг. и задачах по подготовке их к работе в осенне-зимний период 2006-2007 гг. // Новости теплоснабжения. 2006. №6.
- 21 Филиппов С.П. Развитие централизованного теплоснабжения в России // Теплоэнергетика. 2009. № 12. С. 2-14.
- 22 Директор Л.Б., Иванин О.А., Майков И.Л. «Программа преобразования и обработки режимных параметров автономных энергетических комплексов в режиме реального времени». Свидетельство о государственной регистрации в реестре программ для ЭВМ Российской Федерации № 2012616045 от 2 июля 2012 г..
- 23 Экспериментальная когенерационная установка энергоснабжения поселка Нижний Архыз. Рабочий проект № 1136-01.0011.02. Ростовтеплоэлектропроект. 2009.
- 24 Джулий А.В., Директор Л.Б., Зайченко В.М., Марков А.В. Теплоутилизационный блок мини-ТЭЦ на базе ДВС // Теплоэнергетика. 2010. №1. С. 61-65.

## **ПРИЛОЖЕНИЯ**

## Приложение А

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

#### на выполнение опытно-конструкторской работы «Типовая интеллектуальная система диспетчеризации автономных энергетических комплексов малой энергетики»

1 Наименование, основание для выполнения, заказчик, исполнители, сроки выполнения.

1.1 Наименование ОКР – «Типовая интеллектуальная система диспетчеризации автономных энергетических комплексов малой энергетики».

1.2 Основанием для выполнения опытно-конструкторской работы является Государственный контракт с Министерством образования и науки РФ на выполнение ОКР и/или соглашение с организацией-инвестором.

1.3 Заказчик ОКР – Министерство образования и науки РФ и/или организация-инвестор.

1.4 Головной исполнитель ОКР – Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Российской академии наук Объединенный институт высоких температур РАН (ОИВТ РАН).

1.5. Организации-соисполнители ОКР определяются Заказчиком или головным исполнителем ОКР по согласованию с Заказчиком.

1.6 Сроки выполнения ОКР:

- начало – 2013 г.;

- окончание – 2015 г.

2 Цели выполнения ОКР.

2.1 Доработка пакета программ (EnergyOptim, EnergyOptim V.2, AN002) до уровня программного продукта, способного к коммерциализации; разработка проектно-конструкторской документации интеллектуальной системы диспетчеризации и управления (ИСДУ) автономным энергетическим комплексом (АЭК), обеспечивающей оптимальные режимы эксплуатации компонентов АЭК, взаимодействие комплекса с внешними сетями и

потребителями энергии (microgrid); создание типового пилотного энергетического комплекса, оснащенного интеллектуальной системой диспетчеризации и управления, на реальном объекте.

2.2 Разрабатываемая ИСДУ предназначена для использования при проектировании вновь создаваемых энергокомплексов и при реконструкции существующих с целью повышения их энергоэффективности и сокращения капитальных затрат и эксплуатационных издержек производства энергии.

2.3 Полное наименование разрабатываемого изделия – «Типовая интеллектуальная система диспетчеризации автономных энергетических комплексов малой энергетики».

### 3 Технические требования.

#### 3.1 Состав ИСДУ.

3.1.1 ИСДУ создается для типовой конфигурации АЭЖ, в состав которого входят (рис. А.1):

- две дизельные или газопоршневые когенерационные установки;
- пиковый водогрейный котел;
- электрокотел;
- аккумулятор тепловой энергии;
- батарея электрохимических аккумуляторов;
- внешняя сеть с заданными лимитами импорта/экспорта электроэнергии.

Уровень номинальной мощности компонентов АЭЖ определяется Заказчиком исходя из выбранного объекта для внедрения.

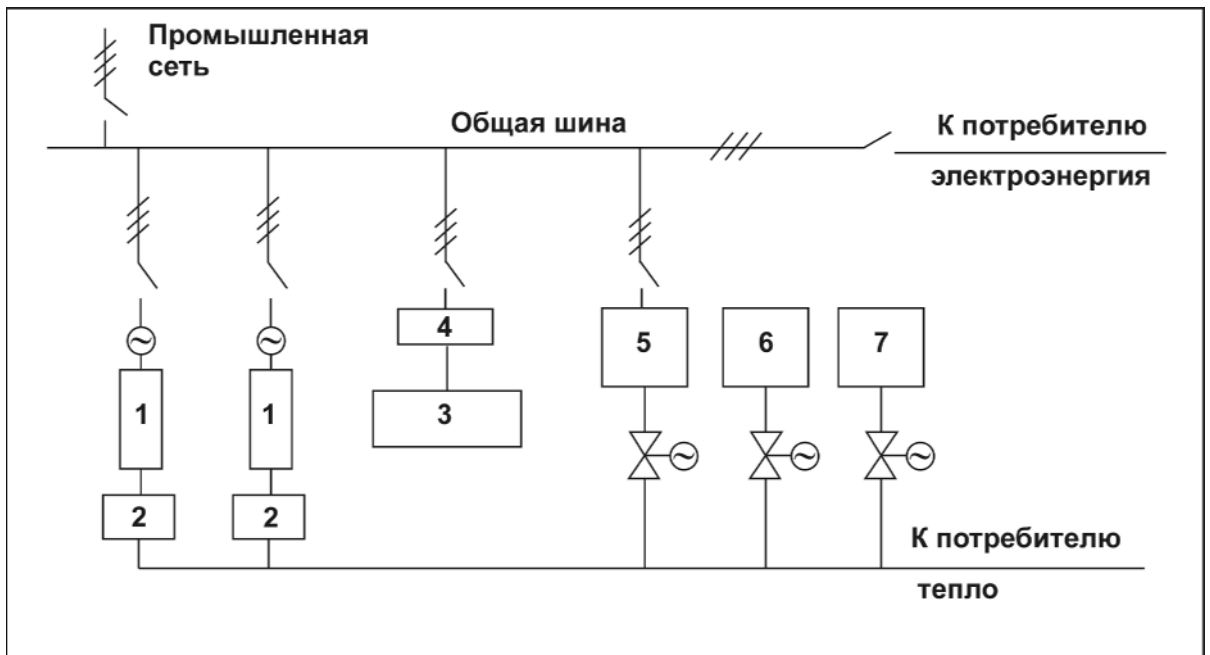


Рисунок А.1 – Типовая схема АЭЖ:

1 – ДВС; 2 – теплоутилизационный блок ДВС; 3 – электроаккумуляторы; 4 – инвертор; 5 – «буферный» электродкотел; 6 – пиковый (резервный) водогрейный котел; 7 – тепловой аккумулятор

3.1.2 В состав ИСДУ должны входить (рис. А.2): система интеллектуальных датчиков и управляющих органов, промышленные микропроцессорные контроллеры, комплекс программ, обеспечивающих управление энергокомплексом как в «островном» режиме, так и составе локальной сети.

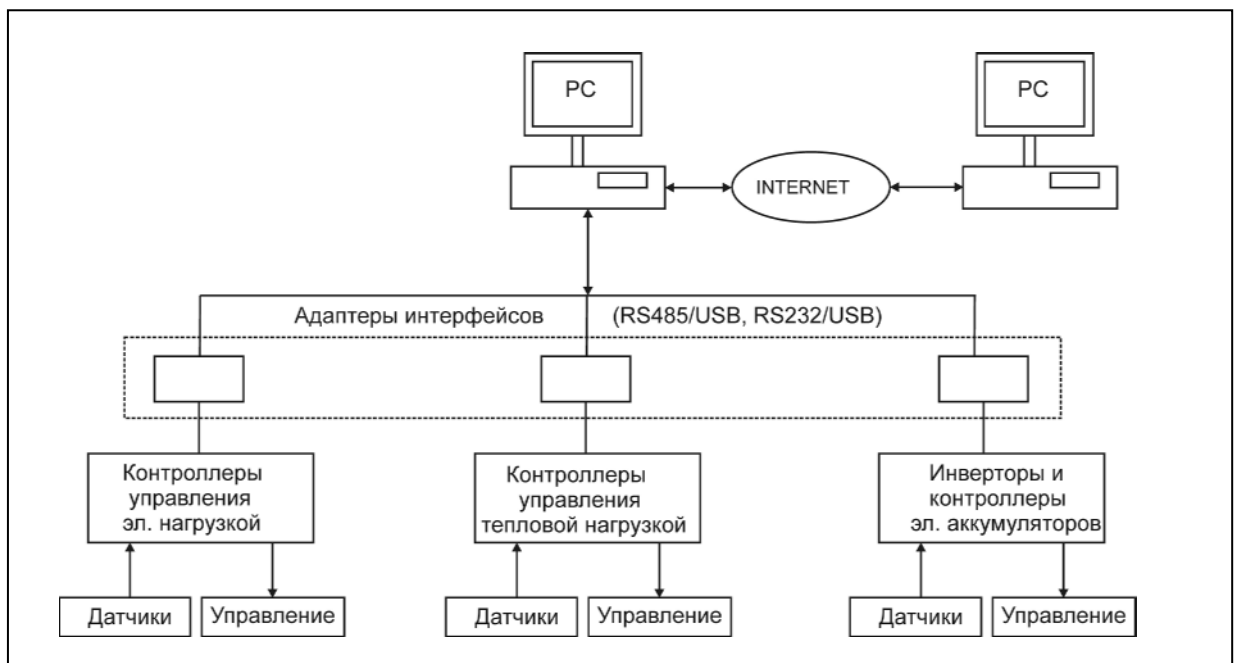


Рисунок А.2 – Принципиальная структурная схема ИСДУ

## 3.2 Технические требования к аппаратной части ИСДУ

3.2.1 Интеллектуальные датчики должны иметь унифицированные выходные сигналы: токовые (0 – 5 мА, 4 – 20 мА) или напряжения для подключения к контроллерам и вторичным приборам.

3.2.2 Интеллектуальные контроллеры и аппаратная часть системы управления должны строиться на базе хорошо отработанных промышленных контроллеров и вспомогательных систем (информационные панели сбора информации, коммутирующие устройства, преобразователи интерфейсов и т.п.).

3.2.3 Контроллеры, обеспечивающие управление электрической и тепловой частью АЭК, должны быть, преимущественно, одних производителей.

3.2.4 Необходимо согласовать конфигурацию управляющего ПК и преобразователи интерфейсов, позволяющие коммутировать контроллеры с управляющим ПК.

3.2.5 ИСДУ должна допускать возможность обеспечения удаленного доступа и обеспечивать защиту от несанкционированного вмешательства в систему управления.

## 3.3 Технические требования к программной части ИСДУ

3.3.1 Интеллектуальная система управления должна обеспечивать регулирование на двух уровнях. Первый уровень регулирования – реализация «стандартных» режимов, реакция на нештатные и аварийные ситуации.

3.3.2 Верхний уровень регулирования должен обеспечить адаптивную систему управления, задача которой – определять реакцию системы управления на случайные отклонения внешних параметров от заложенных «стандартных» значений.

3.3.3 В состав программной части ИСДУ должны входить вспомогательные модули, позволяющие рассчитывать оптимальную конфигурацию АЭК, в т.ч. проводить технико-экономические расчеты, как прогнозные, определяющие планируемые эксплуатационные затраты, так и текущие для определения эффективности работы АЭК.

3.3.4 ИСДУ должна иметь дружелюбный интерфейс, понятный оператору с минимальной специальной подготовкой, и обеспечивать стандартную форму выдачи отчетов.

3.3.5 Комплект документации на программный продукт должен соответствовать стандарту ISO 9000-3: описание программы, описание применения, руководство администратора, руководство пользователя, справочную систему.

#### 3.4 Технические требования к органам управления ИСДУ.

3.4.1 Органы управления теплотехническими параметрами АЭЖ – двух- и трехпозиционные управляемые регулирующие клапаны. Для комплексов, эксплуатируемых в островном (автономном) режиме, предпочтительны клапаны с приводами постоянного тока для обеспечения надежного запуска комплекса.

3.4.2 Временные диапазоны полного хода регуляторов должны обеспечивать эффективное ПИД-регулирование теплотехнических параметров.

3.4.3 Конкретные типы регуляторов определяются в процессе разработки проекта автоматики с учетом диаметров трубопроводов и гидравлических сопротивлений циркуляционных контуров, характеристик циркуляционных насосов.

#### 3.5 Требования по назначению.

3.5.1 Интеллектуальное ядро ИСДУ предназначено для определения оптимальной конфигурации АЭЖ, проведения прогнозных технико-экономических расчетов, определяющих планируемые эксплуатационные затраты, текущих расчетов для определения эффективности работы АЭЖ; для обеспечения регулирования на первом уровне (реализация «стандартных» режимов, реакция на нештатные и аварийные ситуации) и на верхнем уровне (обеспечение адаптивной системы управления, задача которой – определять реакцию системы на случайные отклонения внешних параметров от заложенных «стандартных» значений); для формирования стандартных отчетов.



3.5.2 Система интеллектуальных датчиков и управляющих органов предназначена для измерения режимных параметров агрегатов АЭК, передачи данных управляющим контроллерам и реализации команд системы управления энергокомплекса.

3.5.3 Микропроцессорные контроллеры системы управления энергокомплексом предназначены для управления режимами работы компонентов энергокомплекса и взаимодействия с потребителем энергии и внешними сетями.

### 3.6 Технические характеристики.

3.6.1 Система должна обеспечивать управление типовым энергокомплексом, в составе: двух дизельных или газопоршневых когенерационных установок; пикового водогрейного котла; электродкотла; бака-аккумулятора тепловой энергии; батареи электрохимических аккумуляторов; внешней сети с заданными лимитами импорта/экспорта электроэнергии.

3.6.2 При эксплуатации в составе локальной сети система должна обеспечивать диспетчеризацию генерации АЭК, нагрузки сети и энергопотребления потребителя.

### 3.7 Техничко-экономические требования.

3.7.1 ИСДУ должна обеспечить:

- снижение эксплуатационных расходов не менее чем на 15 %;
- минимизацию капитальных затрат при строительстве автономных энергетических комплексов за счет оптимизации схемных решений.

3.7.2 Состав и характеристики аппаратной части ИСДУ должны быть ориентированы на имеющееся на рынке (преимущественно, отечественное) оборудование.

3.7.3 Эффективность ИСДУ должна быть оценена по результатам опытной эксплуатации АЭК.

## 4 Перечень этапов, содержание основных работ по этапам

4.1. Наименование этапов и выполняемые работы

Этап 1. Проведение предварительных исследований.

- 1.1 Проведение патентных исследований.
- 1.2 Проведение маркетингового исследования рынка интеллектуальных контроллеров.
- 1.3 Доработка комплекса программ до уровня программного продукта.

Этап 2. Выбор объекта для строительства энергокомплекса.

- 2.1 Проведение энергетического обследования объекта.
- 2.2 Разработка принципиальных схем системы управления.
- 2.3 Разработка инвестиционного предложения.

Этап 3. Разработка технического проекта.

- 3.1 Разработка технического проекта автономного энергетического комплекса.
- 3.2 Разработка технического проекта интеллектуальной системы диспетчеризации.
- 3.3 Разработка технического задания на модернизацию стендового образца автономного энергетического комплекса.
- 3.4 Комплектация оборудования.

Этап 4. Проведение монтажных работ.

- 4.1 Монтаж АЭК и ИСДУ на площадке выбранного объекта.
- 4.2 Модернизация стендового образца автономного энергетического комплекса.

Этап 5. Проведение пуско-наладочных работ.

- 5.1 Проведение пуско-наладочных работ АЭК и ИСДУ на площадке Заказчика.
- 5.2 Проведение пуско-наладочных работ на стендовом образце АЭК.
- 5.3 Разработка Методики и программы опытно-промышленных испытаний.
- 5.4 Проведение опытно-промышленных испытаний АЭК и ИСДУ на площадке Заказчика.
- 5.5 Доработка ИСДУ по результатам опытно-промышленных и стендовых испытаний.

## Этап 6. Подготовка технической документации.

6.1 Подготовка технической документации на ИСДУ.

6.2 Подготовка документации для регистрация программного продукта в Реестре программ для ЭВМ Российской Федерации.

6.3 Оформление документации на патентоспособные результаты работы.

6.4 Проведение приемо-сдаточных испытаний.

## Этап 7. Разработка рекомендаций по внедрению результатов ОКР

7.1 Разработка стратегии коммерциализации продукта.

7.2 Проведение рекламной компании.

7.3 Подготовка итогового научно-технического отчета.

## 5 Использование результатов ОКР.

5.1 Результаты ОКР могут использоваться проектными и научными организациями при создании и реконструкции автономных энергетических комплексов.

5.2 Результаты ОКР могут быть использованы при разработке и создании технологии активно-адаптивных сетей в «большой» энергетике при интеграции локальных энергетических комплексов в энергосистему.

5.3 Интеллектуальный программный продукт, созданный в результате работы над проектом, может быть коммерциализирован.

## 6 Требования к конструкторской и технологической документации.

6.1 Конструкторская и технологическая документация должна соответствовать требованиям стандартов ЕСКД и ЕСТД.

6.2 Номенклатура разрабатываемой документации определяется в процессе выполнения ОКР на этапе разработки технического проекта.

6.3 Рассмотрение, согласование и утверждение документов осуществляется с учетом требований ГОСТ РВ 2.902-2005. Перечень документов, разрабатываемых на каждом этапе ОКР, уточняется по согласованию с Заказчиком.

6.4 Состав, количество комплектов и список рассылки технической документации, представляемой по окончании этапов ОКР и ОКР в целом, определяется по согласованию с Заказчиком

7 Требования к патентной чистоте и патентоспособности.

7.1 На всех этапах календарного плана должна быть обеспечена патентная защита принципиальных технических решений, определяющих новизну в соответствии с ГОСТ Р 15.011-96.

7.2 Должна быть определена рыночная стоимость интеллектуальной собственности в соответствии с Методическими рекомендациями, утвержденными Министерством имущественных отношений РФ 26 ноября 2002 г. № СК-4/21297.

7.3 Патентная чистота должна быть обеспечена в отношении Российской Федерации и стран, куда возможна передача технической, информационной и другой документации.

8 Специальные требования.

8.1 Заказчик оставляет за собой право уточнения и корректировки специальных требований на всех этапах ОКР.

9 Порядок сдачи-приемки результатов ОКР.

9.1 Сдача и приемка выполненных работ (этапов работ) осуществляется в порядке, установленном актами Министерства образования и науки РФ или соответствующими документами организации-инвестора.

9.2 Порядок сдачи-приемки результатов работы должен соответствовать:

- при приемке этапа ОКР – требованиям подраздела 5.7 ГОСТ 15.101-98;

- при приемке ОКР в целом – требованиям пунктов 5.81 – 5.8.6 того же стандарта.

9.3 Перечень отчетной документации, подлежащей оформлению и сдаче Исполнителем Заказчику на этапах выполнения работ, определяется актами Минобрнауки или организации-инвестора

9.4 Отчетная научно-техническая документация должна представлять собой промежуточные и заключительный отчеты об ОКР, оформленные в соответствии с ГОСТ 7.32-2001 «Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления» с дополнениями.

9.5 Отчетная документация представляется Заказчику или уполномоченной им организации на бумажном носителе в двух экземплярах и в электронном виде на оптическом носителе в одном экземпляре.

10 Сроки выполнения этапов работ и их содержание устанавливаются в календарном плане работ, прилагаемым к договору (контракту) на выполнение ОКР.

11 В настоящее техническое задание могут вноситься изменения в порядке, установленном ГОСТ 2.503-90.

От Исполнителя:

От Заказчика: