

Министерство образования и науки Республики Казахстан

Инновационный Евразийский университет

Допущен к защите:
зав. кафедрой «Экономика и
менеджмент»
кандидат экономических наук,
доцент _____ А.С.Нарынбаева
« ____ » _____ 2014 г.

Магистерская диссертация

**УПРАВЛЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫМ РАЗВИТИЕМ ПРЕДПРИЯТИЯ ТЭК
НА ОСНОВЕ ЕГО АВТОМАТИЗАЦИИ (НА ПРИМЕРЕ ТЭЦ-3
АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО»)**

специальность: 6М050700 - Менеджмент

Магистрант

С.В. Дорошенко

Научный руководитель,
кандидат экономических наук,
доцент

А.С. Кадырова

ПАВЛОДАР – 2014

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН**

ИННОВАЦИОННЫЙ ЕВРАЗИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

На правах рукописи

С.В. Дорошенко

**УПРАВЛЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫМ РАЗВИТИЕМ ПРЕДПРИЯТИЯ ТЭК
НА ОСНОВЕ ЕГО АВТОМАТИЗАЦИИ (НА ПРИМЕРЕ ТЭЦ-3
АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО»)**

Магистерская диссертация на соискание
академической степени магистра менеджмента
по специальности 6М050700 - Менеджмент

ПАВЛОДАР – 2014
СОДЕРЖАНИЕ

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	4
ОПРЕДЕЛЕНИЯ	5
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	6
ВВЕДЕНИЕ	7
 1 Теоретические и методологические основы использования инновационного подхода в исследовании процессов управления в энергетике	 13
1.1 Сущность инновационной деятельности в исследованиях экономики современного Казахстана	13
1.2 Особенности инновационной деятельности в энергетике	43
1.3 Внедрение АСУ ТП как инновационное развитие предприятий ТЭК	56
 2 Анализ управления предприятием ТЭК как экономической системой	 63
2.1 Анализ текущего состояния и деятельности предприятия ТЭК (на примере АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО»)	63
2.2 Анализ инновационно-инвестиционной деятельности АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО»	87
2.3 Анализ внешнего окружения АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО»	92
 3 Автоматизация предприятия ТЭК как основа его инновационного и устойчивого развития	 101
3.1 Внедрение АСУ ТП, как инструмент инновационного развития системы управления и производства на предприятии ТЭЦ-3 АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО»	101
3.2 Концепция реализации процесса внедрения АСУ ТП на предприятии ТЭЦ-3 АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО»	114
3.3 Прогноз экономических последствий от реализации механизмов управления инновационным и устойчивым развитием предприятия ТЭК (на примере ТЭЦ-3 АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО»)	130
 ЗАКЛЮЧЕНИЕ	 135
 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	 137
 ПРИЛОЖЕНИЯ	 140

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей магистерской диссертации использованы ссылки на следующие стандарты:

- ГОСТ 7.32-2001 «Отчёт о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления»;
- ГОСТ 24.202-80 «Требования к содержанию документа «Технико-экономическое обоснование создания АСУ»» (с изменениями);
- ГОСТ 24.206-80 «Требования к содержанию документов по техническому обеспечению»;
- ГОСТ 24.208-80 «Требования к содержанию документов стадии «Ввод в эксплуатацию »»;
- ГОСТ 34.201-89 «Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем»;
- ГОСТ 34.602-89 «Техническое задание на создание автоматизированной системы».

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей магистерской диссертации применяются следующие термины с соответствующими определениями:

<i>Инновация</i>	- (англ. innovation) - это внедрённое новшество, обеспечивающее качественный рост эффективности процессов или продукции, востребованное рынком. Является конечным результатом интеллектуальной деятельности человека, его фантазии, творческого процесса, открытий, изобретений и рационализации
<i>Технический прогресс</i>	- взаимообусловленное, взаимостимулирующее развитие науки и техники
<i>Научно-технический прогресс</i>	- использование передовых достижений науки и техники, технологии в хозяйстве, в производстве с целью повышения эффективности и качества производственных процессов, лучшего удовлетворения потребности людей
<i>Инкубатор</i>	- это структура, специализирующаяся на создании благоприятных условий для возникновения и эффективной деятельности малых инновационных предприятий, реализующих оригинальные научно-технические идеи
<i>Автоматизированная система</i>	- автоматизированная система предназначена для обеспечения эффективного функционирования объекта управления путем автоматизированного выполнения функций управления, предусмотренных технологическим заданием и технической документацией на создание системы, в том числе с другими системами) поставляемыми изделиями (программными и техническими средствами, программно-техническими комплексами, информационными изделиями)
<i>Проектно-исследовательские работы</i>	- комплекс работ по проведению инженерных изысканий, разработке технико-экономических обоснований проектов, рабочей документации, составлению сметной документации для осуществления работ (расширения, реконструкции, технического перевооружения) объектов)
<i>Научно-технические разработки</i>	- завершающая стадия научных исследований, это своеобразный переход от лабораторных условий и экспериментального производства к промышленному производству

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей магистерской диссертации применяются следующие обозначения и сокращения:

АРМ	автоматизированное рабочее место
АС	автоматизированная система
АСКУЭ	автоматизированная система коммерческого учёта электроэнергии
АСУ ТП	автоматизированная система управления технологическим процессом
АСУП	автоматизированная система управления предприятием
ДАПиС	Департамент автоматизации производства и связи
ЕБРР	Европейский банк реконструкции и развития
ЕПА	Евразийская промышленная ассоциация
ЕЭС	единая энергетическая система
ЗИП	запасные части, инструменты, принадлежности
ИВК	информационно-вычислительный комплекс
КИПиА	контрольно-измерительные приборы и автоматика
КТС	комплекс технических средств
МИНТ Р К	Министерством индустрии и новых технологий Республики Казахстан
НИИ	научно-исследовательский институт
НИОКР	научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки
НТП	научно-технический прогресс
ОРЭМЭ	оптовый рынок электрической мощности и энергии
ПИ	прикладные исследования
ПИР	проектно - исследовательские работы
ПЛК	программируемый логический контроллер
ПСНТ	процесс создания и освоения новой техники
ПТК	программно-технический комплекс
РД	рабочая документация
РЭК	распределительная электросетевая компания
САУ	станция автоматического управления
СЕВ	система и сеть единого времени
СКУ	система контроля и управления
СУБД	система управления базами данных
ТЗ	техническое задание
ТП	технологический проект
ТЭП	технико-экономический показатель
УСО	устройство связи с объектом
ФИ	фундаментальные исследования
ЭП	эскизный проект

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Топливо-энергетический комплекс играет особую роль в продвижении экономики Казахстана к рыночным отношениям. Это связано с тем, что ТЭК, представляющий собой совокупность процессов добычи, преобразования, распределения и потребления энергии от источников получения природных энергетических ресурсов до применения энергии, оказывает влияние на обеспечение жизнедеятельности человеческого общества.

В настоящее время во многих странах мира, в том числе и в Казахстане, эволюционное развитие предприятий ТЭК в силу причин объективного характера связано с процессами их автоматизации, предполагающими усиление методологии и инструментария инновационной деятельности.

Анализ основных условий, обеспечивающих экономический рост в развитых странах, показывает главную роль опережающего развития основных инфраструктурных отраслей, прежде всего энергетики.

В этой связи, инновационный процесс автоматизации предприятий ТЭК обеспечит главный результат - создание инфраструктуры энергетики, обеспечивающей не только возможность функционирования и экстенсивного роста, но и возможность качественного развития других отраслей экономики Казахстана. Без достижения указанного качественного сдвига невозможен переход к ускоренному экономическому росту, который является главной целью реформирования казахстанской экономики.

Инновационный путь развития - это единственный путь роста. А инновации всегда связаны с большими рисками. Чтобы сгладить эти риски хотя бы частично, необходимы разработка и осуществление специальной государственной политики в области поддержки научно-технической деятельности, инновационного предпринимательства. Это - тактическая задача. Стратегической же целью государственной политики является осуществление прорыва в базовых инновациях, формирующих структуру постиндустриального технологического способа производства, что должно обеспечить устойчивое экономическое развитие Казахстана. Главным инструментом технологического прорыва является поворот инвестиций к инновациям, инновационному предпринимательству, на что следует направить имеющиеся в руках государства силы и средства.

Казахстанские предприятия подошли к пониманию того, что без автоматизированной системы управления технологическими процессами, а также автоматизированной информационной системы в современном бизнесе оставаться на высоком уровне конкурентоспособности достаточно тяжело. Внедрение АСУ ТП (также автоматизированной информационной системы), своего рода тотальная автоматизация, является инновационным процессом по отношению к разрозненной, локальной автоматизации. Очень важным на пути к автоматизации является способность оценить эффективность внедрения автоматизированных систем. Естественно дать точных оценок эффективности

до внедрения никто не сможет, но к вопросу внедрения чего-то нового необходимо подходить с пониманием текущих потребностей организации и анализом рисков, выбрать путь внедрения - поэтапный или агрессивный. В любом случае автоматизация процессов организации проходит не мгновенно, а в течение определенного времени. С момента начала проведения мероприятий по автоматизации до получения положительного эффекта могут пройти годы. На начальном этапе внедрения инноваций будут затрачены большие усилия, эффект от которых будет несколько позже.

Таким образом, текущее состояние энергетики позволяет утверждать, что в настоящее время необходимо не просто проводить процессы, связанные с ее автоматизацией, а рассматривать указанные процессы как инновационную деятельность предприятий ТЭК, направленную на привлечение инвестиций. Кроме того, автоматизацию энергокомпаний следует рассматривать как процесс, результатом которого должно стать повышение финансовой устойчивости и инвестиционной привлекательности предприятий ТЭК, а следствием - устойчивое развитие в стратегической перспективе.

Важнейшая задача автоматизации - повышение эффективности управления объектом на основе роста производительности труда и совершенствования методов планирования процесса управления. В общем случае, систему управления можно рассматривать в виде совокупности взаимосвязанных управленческих процессов и объектов. Обобщенной целью автоматизации управления является повышение эффективности использования потенциальных возможностей объекта управления.

Разработанные автором в диссертационном исследовании механизмы управления инновационным развитием предприятия ТЭК на основе его автоматизации представляют собой предложения по стратегии внедрения автоматизированных систем управления технологическим процессом в энергетической отрасли. Реформирование электроэнергетики является инновационным процессом, направленным на привлечение инвестиционных ресурсов, модернизацию основного оборудования, финансовое оздоровление и устойчивое развитие исследуемого сектора экономики. Управление инновационным развитием предприятия ТЭК на основе его автоматизации - это система взглядов, основных идей и инструментов, базирующаяся на понимании того, что автоматизация энергетики, как инновационный институт, необходима в настоящее время. Следствием указанных процессов станет оптимизация происходящих в энергетических системах процессов, позволяющих обеспечить устойчивое функционирование этих систем, удовлетворение потребностей в энергии и получение эффективных результатов в коммерческой деятельности.

В связи с этим, особую актуальность приобретает разработка методологического материала, позволяющего комплексно оценивать и анализировать процесс автоматизации предприятия ТЭК, а также прогнозировать его возможные последствия и результаты. Все вышеуказанное определило актуальность темы диссертационного исследования.

Степень изученности и разработанности исследуемой проблемы. В передовых промышленных странах по данной проблеме в настоящее время имеются определенные теоретические и практические наработки. В области исследования проблем ТЭК и энергетики автор опирался на труды отечественных ученых, таких как: Баймуканов А.С., Дукебаев К.Д., Нурекев Е.Н., Ерали А.К., Кабарин А.А., Чокан Ш.Ч.

Многие российские и казахстанские исследователи акцентируют особое внимание на вопросах организации и управления энергетикой в современной экономике, повышению потенциала ее развития за счет применения современных технологий и механизмов управления. Здесь можно выделить таких ученых, как Алексеев Ю.П., Кузьмин В.Г., Савашинская В.И., Бибатырова И.А., Сагындыкова Г.К., Исмагулова Г.Е.

Проблема энергосбережения и энергоэффективности рассматривалась такими видными российскими и казахстанскими учеными как: Назарбаев Н.А., Алияров Б.К., Алиярова М.Б., Лукьянов А.Г., Олькова С.В.

Вопросами оптимизации развития энергетики и принятия оптимального решения в управлении отраслью занимались такие ученые как: Balaji S., Bejan A., Moran M., Tsatsaronis G., Jaluria Y., Гурман В.И., Мелентьев Л.А., Смирнов И.А. В Республике Казахстан этими вопросами занималась лаборатория оптимизации развития энергетики КазНИИЭ (сейчас - АО«КазНИИЭ имени Академика Ш.Ч.Чокина»), а именно Чокан Ш.Ч., Устименко Б.П., Хасенов Ж.К., Куленов Н.С.

В области управления инновациями и инновационной модернизации автор опирался на труды: Affuah A., Dodgson M., Gann D.M., Bessant J., Абдыгаппарова С.Б., Аньшин В.М., Кайгородцев А.А.

Как видно из перечисленных направлений зарубежных, российских и отечественных исследований, в управлении и развитии отраслей ТЭК достигнуты определенные результаты. Вместе с тем, при наличии большого числа работ по инновациям, теория и практика инновационной деятельности предприятий ТЭК изучена недостаточно полно. Исследованы либо отдельные фрагменты, либо отдельные этапы управления инвестициями в инновации. Недостаточный уровень научной разработанности данной темы, с точки зрения вопросов стратегического развития предприятий ТЭК, ее инновационной направленности, возросшая актуальность многочисленных аспектов рассматриваемой проблемы, а также ее теоретическая и, в особенности, практическая значимость, определили выбор темы и содержание диссертационной работы.

В связи с чем **целью диссертационного исследования** является обобщение и уточнение теории и методологии управления инновационным развитием предприятий ТЭК, разработка методических и практических предложений управления инновационным развитием предприятия ТЭК на основе автоматизации.

Для достижения данной цели в диссертационной работе были поставлены следующие **основные задачи**:

- на основе анализа роли электроэнергетики в системе национальной экономики страны уточнить проблемы ее функционирования, позволяющие сформулировать основные требования к ее реформированию;
- выявить основные предпосылки необходимости проведения автоматизации электроэнергетики, как инновационного процесса, направленного на достижение предприятиями ТЭК устойчивого развития в стратегической перспективе;
- провести анализ нормативно-методической базы в энергетике;
- изучить и уточнить инновационную деятельность при определении миссии и стратегической цели инновационного управления предприятия ТЭК в условиях функционирования рынка;
- осуществить практическую проверку реализации механизмов управления инновационным развитием предприятия ТЭК на основе его автоматизации посредством прогноза значений основных экономических параметров;
- выявить риски, возникающие при автоматизации предприятия ТЭК на инновационной основе и определить направления и механизмы их снижения.

Объект исследования представляет собой совокупность хозяйствующих субъектов, входящих в инфраструктуру электроэнергетики и осуществляющих свое инновационное развитие на основе автоматизации. В качестве примера взято такое предприятие ТЭК, как ТЭЦ-3 АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО».

Предметом исследования являются методология, методика и практика управления инновационным развитием предприятия ТЭК в условиях функционирования рынка на основе автоматизации в контексте инновационной модернизации.

Теоретической и методологической основой исследования явились труды отечественных и зарубежных ученых, посвященные вопросам автоматизации предприятий ТЭК, инновационной и инвестиционной деятельности, стратегическому планированию и управлению, менеджменту, логистике, а также вопросам функционирования и развития предприятий ТЭК в инвестиционной среде. Диссертационное исследование опирается на законодательство Республики Казахстан о реформировании электроэнергетики и о естественных монополиях, материалы отечественных, всероссийских и международных научно-практических конференций и семинаров, статистические материалы, собранные в ходе практической работы. Основой исследования послужили системный подход как общий метод познания, методы систематического анализа, логического моделирования, структуризации целей, статистического анализа и экспертных оценок. Анализ статистических данных осуществлялся на персональных компьютерах с использованием пакетов прикладных программ: Microsoft, Excel, Word.

Информационной базой исследования послужили данные Агентства РК по статистике, информационные Интернет-порталы, материалы международных конференций, технико-экономические показатели и инвестиционные программы предприятий ТЭК, авторские исследования, проведенные в процессе написания данной работы.

Научная новизна диссертации состоит в том, что приведенные в работе данные и положения позволят сформировать новые механизмы управления инновационным развитием предприятия ТЭК на основе автоматизации, направленные на достижение устойчивого развития в стратегической перспективе.

К числу наиболее существенных результатов, обладающих новизной и предлагаемых к защите, относятся следующие положения:

- систематизированы теоретические и практические аспекты финансово-экономического состояния электроэнергетики, как системообразующей отрасли экономики, а также областных предприятий ТЭК. Уточнены положительные и отрицательные тенденции в их функционировании и развитии, что позволяет определить резервы данных субъектов хозяйствования с точки зрения инновационных процессов развития;
- выявлены основные предпосылки необходимости проведения автоматизации электроэнергетики, как инновационного процесса, направленного на достижение энергетическими предприятиями устойчивого развития в стратегической перспективе. На основании чего определены цели, задачи, и методические положения данного процесса. Разработаны основные институциональные направления деятельности при автоматизации предприятия ТЭК как инновационного процесса, что дает возможность определения приоритетности видов деятельности;
- выявлены особенности функционирования предприятия ТЭК в условиях общей экономической нестабильности как в экономике в целом, так и в электроэнергетике, в частности на основе комплексного анализа финансово-экономических и производственно-сбытовых аспектов деятельности предприятия ТЭК при формировании рыночных отношений и тарифной политики в энергетике;
- уточнен ряд теоретико-методологических характеристик, относящихся к процессам инновационной деятельности и автоматизации на предприятиях ТЭК в Казахстане и за рубежом, в результате чего предложен авторский вариант подхода к управлению инновационным развитием предприятия ТЭК, в основе которого лежит его автоматизация, направленная на привлечение инвестиционных ресурсов. При этом подходе выделены этапы и шаги автоматизации как инновационной деятельности в энергетике;
- определены основные экономические параметры реализации механизмов управления инновационным развитием предприятия ТЭК на примере АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО» при проведении автоматизации;
- выявлены и проанализированы основные риски управления инновационным развитием предприятия ТЭК и разработаны механизмы их снижения. Автором выделены организационные, экономические и технические виды рисков, что позволяет сформировать механизмы их снижения по уровню приоритетности на различных этапах управления инновационным развитием при проведении автоматизации.

Основные положения, выносимые на защиту:

- основные предпосылки необходимости реализации механизмов управления инновационным развитием предприятия ТЭК на основе автоматизации;
- институциональные направления управления развитием предприятия ТЭК на основе автоматизации;
- авторский подход к управлению инновационным развитием предприятия ТЭК, в основе которого лежит автоматизация и устойчивое развитие предприятия ТЭК;
- подробно описанный автором процесс внедрение современного комплекса АСУ ТП, предложенный план-график работ;
- основные риски реализации управления инновационным развитием предприятия ТЭК и механизмы их снижения.

Теоретическая значимость диссертационного исследования состоит в том, что оно развивает недостаточно разработанные в зарубежной, российской и отечественной экономической науке методологические и теоретические положения, связанные с инновационным развитием предприятия ТЭК на основе автоматизации, в ходе которого достигается устойчивое развитие, финансовая устойчивость и инвестиционная привлекательность не только отдельно взятого предприятия ТЭК, но и отраслей ТЭК в целом.

Использование полученных результатов в процессе дальнейшей работы позволит максимально развивать методологию, подходы и системы показателей. Разработанная теоретическая основа может быть положена в основу изучения проблемы автоматизации предприятий ТЭК, смежных с ней экономических проблем отрасли ТЭК, экономических проблем смежных отраслей в ходе проведения реформы электроэнергетики.

Практическая значимость результатов исследования заключается в возможности использования содержащихся в диссертации теоретических положений и практических рекомендаций:

- при разработке стратегии развития предприятий ТЭК;
- подготовке ряда нормативных актов, принимаемых Правительством РК в соответствии с законодательством о реформировании электроэнергетики РК;
- подготовке заключений казахстанских и международных консультационных организаций по реформированию предприятий ТЭК;
- разработке документов по реформированию электроэнергетики РК органами исполнительной власти РК;
- разработке планов реформирования предприятий ТЭК.

Публикации: основные научные положения, результаты и выводы, используемые в работе, отражены в 2 печатных работах общим объемом 0,8 п.л.

Объем и структура диссертации. Предмет исследования, его цели и задачи определили логику и структуру работы, состоящую из введения, трех глав, списка использованных источников и приложений. Содержание включает 36 таблиц, 16 рисунков. В списке использованных источников 50 наименований.

1 Теоретические и методологические основы использования инновационного подхода в исследовании процессов управления в энергетике

1.1 Сущность инновационной деятельности в исследованиях экономики современного Казахстана

Тенденции развития системы мировой экономики за последние пять лет свидетельствуют о значительном увеличении степени вовлечения казахстанской экономики в глобальные экономические процессы. Как подтверждает мировая практика, начало XXI века ознаменовалось организационно-хозяйственной структурной революцией, этиологическая сущность которой заключается в необходимости колоссальных капитальных вложений для стабильного функционирования в мировом экономическом пространстве, что обусловило рост активности процессов трансформации мирового рынка.

Мировые теория и практика производственно-хозяйственной деятельности в настоящее время используют достаточно эффективный подход - инновационный, который позволяет получать достаточно хорошие результаты.

Обобщая анализ исследований ученых-экономистов в области инноваций, можно привести следующее определение инновационной деятельности. Инновационная деятельность - деятельность по доведению научно-технических идей, изобретений, разработок до результата, пригодного в практическом использовании. В полном объеме инновационная деятельность включает все виды научной деятельности, проектно-конструкторские, технологические, опытные разработки, деятельность по освоению новшеств в производстве и у их потребителей - реализацию инноваций. В свою очередь, в соответствии с международными стандартами, под инновацией понимается конечный результат инновационной деятельности, получивший реализацию в виде нового или усовершенствованного продукта, реализуемого на рынке, нового или усовершенствованного технологического процесса, используемого в практической деятельности, а под инновационным процессом - процесс преобразования научных знаний в инновации.

Инновация (англ. innovation) - это внедрённое новшество, обеспечивающее качественный рост эффективности процессов или продукции, востребованное рынком. Является конечным результатом интеллектуальной деятельности человека, его фантазии, творческого процесса, открытий, изобретений и рационализации. Примером инновации является выведение на рынок продукции (товаров и услуг) с новыми потребительскими свойствами или качественным повышением эффективности производственных систем.

Инновация - результат инновационной деятельности, получивший реализацию в виде новой или усовершенствованной продукции (работы, услуги), нового или усовершенствованного технологического процесса, а также организационно-технические, финансово-экономические и другие решения в

различных сферах общественных отношений, оказывающие прогрессивное влияние на различные области производства и сферы управления обществом[1].

Термин «инновация» происходит от латинского «novatio», что означает «обновление» (или «изменение»), и приставки «in», которая переводится с латинского как «в направление», если переводить дословно «Innovatio» - «в направлении изменений». Само понятие innovation впервые появилось в научных исследованиях XIX в. Новую жизнь понятие «инновация» получило в начале XX в. в научных работах австрийского и американского экономиста Й.Шумпетера в результате анализа «инновационных комбинаций», изменений в развитии экономических систем. Именно Шумпетером был впервые введен данный термин в экономике.

Инновация - это не всякое новшество или нововведение, а только такое, которое серьёзно повышает эффективность действующей системы [2].

Обобщённо это понятие может применяться также и к творческой идее, которая была осуществлена.

Слово «инновация» является синонимом нововведения, или новшества, и может использоваться наряду с ними. В литературе встречается несколько подходов к определению сущности инновации. Наиболее распространены две точки зрения: в одном случае нововведение представляется как результат творческого процесса в виде новой продукции (техники), технологии, метода и т.д.; в другом - как процесс введения новых изделий, элементов, подходов, принципов вместо действующих.

Инновация может быть рассмотрена как в динамическом, так и в статическом аспекте. В последнем случае инновация представляется как конечный результат научно-производственного цикла [3].

В мировой экономической литературе термин «инновация» интерпретируется как превращение потенциального научно-технического прогресса в реальный, воплощающийся в новых продуктах и технологиях. Проблематика нововведений на протяжении многих лет разрабатывалась в рамках экономических исследований НТП.

Термин "инновация" стал активно использоваться в современной экономике Казахстана как самостоятельно, так и для обозначения ряда родственных понятий: «инновационная деятельность», «инновационный процесс», «инновационное решение» и т.п. Для уточнения понятия инновации рассмотрим взгляды различных ученых на ее сущность.

В литературе насчитывается множество определений. Например, по признаку содержания или внутренней структуры выделяют инновации технические, экономические, организационные, управленческие и др. Выделяются такие признаки, как масштаб инноваций (локальные и глобальные); параметры жизненного цикла (выделение и анализ всех стадий и подстадий); закономерности процесса внедрения. Основные определения термина «инновация» разными учеными приведены в таблице1.

Таблица 1. Различные определения инновации

Автор	Определение
Шумпетер И.	Инновация - изменения с целью внедрения и использования новых видов потребительских товаров, новых производственных и транспортных средств, рынков и форм организации в промышленности.
Лемерль П.	Инновация - новый продукт или услугу, способ их производства, новшество в организационной, финансовой, научно-исследовательской и других сферах, любое усовершенствование, обеспечивающее экономию затрат или дополнительный элемент для такой экономии.
Валента Ф.	Инновация - изменение в первоначальной структуре производственного организма, т.е. как переход его внутренней структуры к новому состоянию; касаются продукции, технологии, средств производства, профессиональной и квалификационной структуры рабочей силы, организации; изменения как с положительными, так и с отрицательными социально-экономическими последствиями.
Брайн Т.	Инновация - процесс, в котором интеллектуальный товар, изобретение, информация, ноу-хау или идея приобретает экономическое содержание.
Санто Б.	Инновация - общественный, технический, экономический процесс, практическое использование идей и изобретений, которое приводит к созданию лучших по своим свойствам изделий, технологий, ориентирована, ориентирована на экономическую выгоду, прибыль, добавочный доход, охватывает весь спектр видов деятельности - от исследований и разработок до маркетинга.
Никсон Ф.	Инновация - совокупность технических, производственных, коммерческих мероприятий, приводящих к появлению на рынке новых и улучшенных процессов и оборудования.
Гохберг Г.И	Инновация - конечный результат инновационной деятельности, получивший воплощение в виде нового или усовершенствованного продукта, внедренного на рынке, нового или усовершенствованного технологического процесса, используемого в практической деятельности, либо в новом подходе к социальным услугам.
Евдокимова Е.Г., Маховикова Г.А.	Инновация: вложение средств в экономику, обеспечивающее смену поколений техники и технологии; новая техника и технология, являющиеся результатом достижений научно-технического прогресса; развитие изобретательства, появление пионерских и крупных изобретений, как существенных факторов инновации.

Комплексный характер инноваций, их многосторонность и разнообразие областей и способов использования требуют разработки их классификации. В таблице 2 приведен классификатор инноваций, использование которого позволяет оценивать их конкретнее, полнее, объективнее, комплексно определять их результативность, а также выявлять

неоднородность инноваций и подбирать методы управления каждой из них[4].

Таблица 2. Классификация инноваций

№ п/п	Классификационный признак	Классификационные группировки инноваций
1	Области применения инноваций	Управленческие, организационные, социальные, промышленные и т.д.
2	Этапы НТП, результатом которых стали инновации	Научные, технические, технологические, конструкторские, производственные, информационные
3	Степень интенсивности инноваций	«Бум», равномерная, слабая, массовая
4	Темпы осуществления инноваций	Быстрые, замедленные, затухающие, нарастающие, равномерные, скачкообразные
5	Масштабы инноваций	Трансконтинентальные, транснациональные, региональные, крупные, средние, мелкие
6	Результативность инноваций	Высокая, низкая, стабильная
7	Эффективность инноваций	Экономическая, социальная, экологическая, интегральная

Следует остановиться на некоторых видах инноваций, различающихся по областям применения и этапам НТП:

- технические появляются обычно в производстве продуктов с новыми или улучшенными свойствами;
- технологические возникают при применении улучшенных, более совершенных способов изготовления продукции;
- организационно-управленческие связаны прежде всего с процессами оптимальной организации производства, транспорта, сбыта и снабжения;
- информационные решают задачи организации рациональных информационных потоков в сфере научно-технической и инновационной деятельности, повышения достоверности и оперативности получения информации;
- социальные направлены на улучшение условий труда, решение проблем здравоохранения, образования, культуры [5].

Различные виды инноваций находятся в тесной взаимосвязи и предъявляют специфические требования к инновационному механизму. Так, технические и технологические инновации, влияя на содержание производственных процессов, одновременно создают условия для управленческих инноваций, поскольку вносят изменения в организацию производства.

Другая классификация, предложенная чехословацким экономистом Ф.Валентой, позволяет последовательно проследить переходы от инноваций более низкого уровня к более высокому:

- 1) инновации нулевого порядка - регенерирование первоначальных свойств системы, сохранение и обновление ее существующих функций;

- 2) инновации первого порядка - изменение количественных свойств системы;
- 3) инновации второго порядка - перегруппировка составных частей системы с целью улучшения ее функционирования;
- 4) инновации третьего порядка - адаптивные изменения элементов производственной системы с целью приспособления друг к другу;
- 5) инновации четвертого порядка - новый вариант, простейшее качественное изменение, выходящее за рамки простых адаптивных изменений; первоначальные признаки системы не меняются - происходит некоторое улучшение их полезных свойств (оснащение существующего электровоза более мощным двигателем);
- 6) инновации пятого порядка - новое поколение; меняются все или большинство свойств системы, но базовая структурная концепция сохраняется (например, переход от электродвигателей серии «А» к серии «АИ»);
- 7) инновации шестого порядка - новый вид, качественное изменение первоначальных свойств системы, первоначальной концепции без изменения функционального принципа (возникновение бесчелночного ткацкого станка);
- 8) инновации седьмого порядка - новый род, высшее изменение в функциональных свойствах системы и ее части, которое меняет ее функциональный принцип (переход к полупроводникам и транзисторам, замена классического воздушного транспорта транспортом на «воздушной подушке») [6].

Инновационная деятельность - деятельность, направленная на использование и коммерциализацию результатов научных исследований и разработок для расширения и обновления номенклатуры и улучшения качества выпускаемой продукции (товаров, услуг), совершенствования технологии их изготовления с последующим внедрением и эффективной реализацией на внутреннем и зарубежных рынках.

Инновационная деятельность, связанная с капитальными вложениями в инновации, называется инновационно-инвестиционной деятельностью [7]. Инновационная деятельность предполагает целый комплекс научных, технологических, организационных, финансовых и коммерческих мероприятий, которые в своей совокупности приводят к инновациям.

Разновидностями основных видов инновационной деятельности могут быть:

- 1) подготовка и организация производства, охватывающие приобретение производственного оборудования и инструмента, изменения в них, а также в процедурах, методах и стандартах производства и контроля качества, необходимых для создания нового технологического процесса;
- 2) предпроизводственные разработки, включающие модификации продукта и технологического процесса, переподготовку персонала для применения новых технологий и оборудования;
- 3) маркетинг новых продуктов, предусматривающий виды деятельности, связанные с выпуском новой продукции на рынок, включая предварительное исследование рынка, адаптацию продукта к различным рынкам, рекламную кампанию;

- 4) приобретение неовещественной технологии со стороны в форме патентов, лицензий, раскрытия ноу-хау, торговых марок, конструкций, моделей и услуг технологического содержания;
- 5) приобретение овещественной технологии - машин и оборудования, по своему технологическому содержанию связанных с внедрением продуктовых или процессных инноваций;
- 6) производственное проектирование, включающее подготовку планов и чертежей для определения производственных процедур, технических спецификаций.

При осуществлении инновационной деятельности различаются ее объекты и субъекты. Объектами инновационной деятельности являются разработки техники и технологий предприятиями, находящимися независимо от организационно-правовой формы и формы собственности на территории страны. Субъекты инновационной деятельности - юридические лица независимо от организационно-правовой формы и формы собственности, физические лица, иностранные организации и граждане, а также лица без гражданства, участвующие в инновационной деятельности. Среди субъектов могут быть и инноваторы. Инноватор - автор инновации (открытия, изобретения, полезной модели, проектного решения, рациональные предложения, ноу-хау, промышленного образца или иного вида инновации).

Анализ различных определений инновации позволяет сделать вывод, что специфическое содержание инновации составляют изменения, а главной функцией инновационной деятельности является функция изменения.

Австрийский экономист Й. Шумпетер выделил пять типичных изменений:

- использование нового сырья;
- появление новых рынков сбыта;
- использование новой техники, новых технологических процессов или нового рыночного обеспечения производства (купля-продажа);
- внедрение продукции с новыми свойствами;
- изменения в организации производства и его материально-технического снабжения.

Эти положения И. Шумпетер сформулировал еще в 1911г. Позднее, в 30-е годы, он уже ввел понятие инновации, трактуя его как изменение с целью внедрения и использования новых видов потребительских товаров, новых производственных и транспортных средств, рынков и форм организации в промышленности.

Кроме того, необходимо отметить, что Й. Шумпетер является основоположником теории инноваций [8]. Он рассматривает инновацию как средство предпринимателя для получения прибыли, считает инновационный процесс случайным. Случайность инновационного процесса является очень относительной характеристикой. Это положение считают ошибочным и авторы работы «Длинные волны в экономике»[9], так как инновации являются реакцией на снижение эффективности инвестиций. Обращает на себя внимание тот факт, что при разработке теории инновационных циклов Й. Шумпетер

считает их среднесрочными колебаниями, а под инновациями понимает в основном инвестиции во внедрение новых продуктов [8, с.124].

По мнению австрийского бизнесмена Вольфганга Хойера нельзя считать удовлетворительным положение, если предприятие поставляет хорошие товары и предоставляет услуги по приемлемым ценам. Оно должно давать своим потребителям продукцию и услуги на более приемлемых условиях, чем его конкуренты, и более высокого качества. Поэтому понятие «инновация» должно включать (по современным подходам она приближена к предложениям диссертационной работы[10,11]) в себя не только чисто технические исследования, но и все изменения в стиле работы предприятия в лучшую сторону (разработка новых услуг, установление более низкой цены или других более выгодных для своих потребителей условий).

Появление работ Н.Д. Кондратьева [12] позволяет И. Шумпетеру дополнить свою теорию циклами Кондратьева. И. Шумпетером выдвигается теория инновационных «пакетов» и им же выделяются три большие волны: 1790... 1842гг. - использование и распространение паровой машины, 1843... 1897 гг. - расширение сети железных дорог, 1898... 1949 гг. - электрическая энергия и автомобиль.

Таким образом, на основании многочисленных исследований И.Шумпетер признается основателем всех инновационных концепций, разработанных западными экономистами в XX веке [8, с.135].

Тем не менее все существующие на сегодняшний день теории инновационных процессов имеют ряд недостатков. В качестве основных следует выделить отсутствие логистикоориентированного подхода к управлению процессом инновации, отсутствие методов и моделей планирования и управления инновационными процессами в актуальном режиме времени.

Для изучения проблематики, поставленной в диссертационной работе, требуется сразу определить ряд понятий, таких как «технический прогресс», «научный прогресс», «научно-технический прогресс».

Технический прогресс - взаимообусловленное, взаимостимулирующее развитие науки и техники. Понятие было введено в 20 в. в контексте обоснования, использующего потребительное отношение к природе, и традиционной научно-инженерной картины мира. Научно-технический прогресс (НТП) - использование передовых достижений науки и техники, технологии в хозяйстве, в производстве с целью повышения эффективности и качества производственных процессов, лучшего удовлетворения потребности людей. Термин широко использовался в советской экономической науке наряду с близким к нему по значению «научно-техническая революция». В современной экономической теории научные достижения, используемые в экономике и технике, чаще называют инновациями [13].

НТП является очень сложным, отнюдь не только техническим, а также широким социально-экономическим процессом. Он состоит из двух весьма разных процессов, которые тесно переплетаются между собой. Один процесс -

эволюционный, когда развитие техники и технологии идет без качественных скачков, за счет совершенствования действующей техники и технологии.

Конечно, это эволюционное совершенствование эффективно, но рост эффективности при этом измеряется процентами. Другая составляющая НТП - революционная, когда развитие приобретает скачкообразный характер, осуществляется переход к новым поколениям техники, к принципиально новым технологическим системам. Здесь рост эффективности измеряется уже не в процентах, а в разгах. НТП органически объединяет развитие науки и техники. Превращение науки (той ее части, которая связана с производством, оказывает прямое воздействие на него) в непосредственную производительную силу означает, что каждый очередной шаг в развитии техники опирается на предшествующую ему научную разработку, что технический прогресс становится материализацией прогресса научного. Это относится как к эволюционному пути развития науки и техники, так и к революционному, получившему воплощение в научно-технической революции [14].

Понятие инновационного процесса интерпретируется в экономической литературе как процесс преобразования научного знания в инновацию, который можно представить как последовательную цепь событий, в ходе которых инновация вызревает от идеи до конкретного продукта, технологии или услуги и распространяется при практическом использовании. В отличие от НТП, инновационный процесс не заканчивается внедрением, то есть первым появлением на рынке нового продукта, услуги или доведением до проектной мощности новой технологии. Этот процесс не прерывается и после внедрения, ибо по мере распространения (диффузии) новшество совершенствуется, делается более эффективным, приобретает ранее не известные потребительские свойства. Это открывает для него новые области применения и рынки, а следовательно, и новых потребителей, которые воспринимают данный продукт, технологию или услугу как новые именно для себя. Таким образом, рассматриваемый процесс направлен на создание требуемых рынком продуктов, технологий или услуг и осуществляется в тесном единстве с социально-экономической среды, в которой он функционирует и развивается [15].

Основой инновационного процесса является процесс создания и освоения новой техники (ПСНТ). Он начинается с фундаментальных исследований (ФИ), направленных на получение новых научных знаний и выявление наиболее существенных закономерностей. Цель ФИ - раскрыть новые связи между явлениями, познать закономерности развития природы и общества безотносительно к их конкретному использованию. Второй стадией ПСНТ являются прикладные исследования (ПИ). Они направлены на исследование путей практического применения открытых ранее явлений и процессов. Научно-исследовательская работа прикладного характера ставит своей целью решение технической проблемы, уточнение неясных теоретических вопросов, получение конкретных научных результатов, которые в дальнейшем будут

использованы в качестве научно-технического задела в научно-технических разработках (НТР).

Под НТР понимается применение результатов НИ для создания (модернизации, усовершенствования) образцов новой техники, материала, технологии. НТР - завершающая стадия научных исследований, это своеобразный переход от лабораторных условий и экспериментального производства к промышленному производству. К ним относятся: разработка определенной конструкции инженерного объекта или технической системы (конструкторские работы); разработка идей и вариантов нового объекта; разработка технологических процессов.

Вероятность получения желаемых результатов повышается от НИР (научно-исследовательская работа) к НТР. Примерно 85-90% НИР дают результаты, пригодные для дальнейшего практического использования. На стадии НТР 95-97% работ заканчиваются положительно. В условиях снижения ассигнований на науку соотношения (в процентах) между фундаментальными исследованиями, прикладными исследованиями и научно-технические разработками увеличиваются в сторону последних, (таблица 3).

Таблица 3. Внутренние текущие затраты на научно-технические работы по видам работ (млн. тенге)

Наименование затрат	Годы				
	2009	2010	2011	2012	2013
Внутренние текущие затраты, всего	38538,0	40414,5	44513,3	50928,4	52876,3
в том числе:					
фундаментальные исследования	4107,5	4490,4	7475,9	11253,9	12354,6
прикладные исследования	17373,5	18088,0	20864,3	24327,9	25386,4
научно-технические разработки	6009,4	9536,4	9867,3	1166,6	1284,5
научно-технические услуги	7599,6	8299,7	6305,7	3681,9	4581,3
прочие работы (услуги)	3448,1	-	-	-	-

Проанализировав данные таблицы, получим следующие соотношения (в процентах) между ФИ, НИ и НТР: 2009 г. - 11:45:16; 2010 г. -11:45:24; 2011 г. -17:47:22; 2012 г. -22:48:23; 2013 г. -23:48:24.

Из приведенных данных видно, что в республике велик объем выполняемых исследовательских работ и крайне мал удельный вес разработок - конечной стадии НИОКР (научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки), что противоречит мировой практике, где подобная структура характеризуется в среднем следующими соотношениями: фундаментальные исследования - 15%, прикладные - 25-30%, разработки -

55-60% (в США, например, соотношение составляет 13:22:65, в Японии - 13:21:66).

Внутренние затраты на исследования и разработки в Республике Казахстан (в соответствии с рисунком 1) в 2013 году составили 52 876,3 млн. тенге, что на 14 338,3 млн. тенге больше чем в 2009 году. Происходит ежегодное их увеличение.

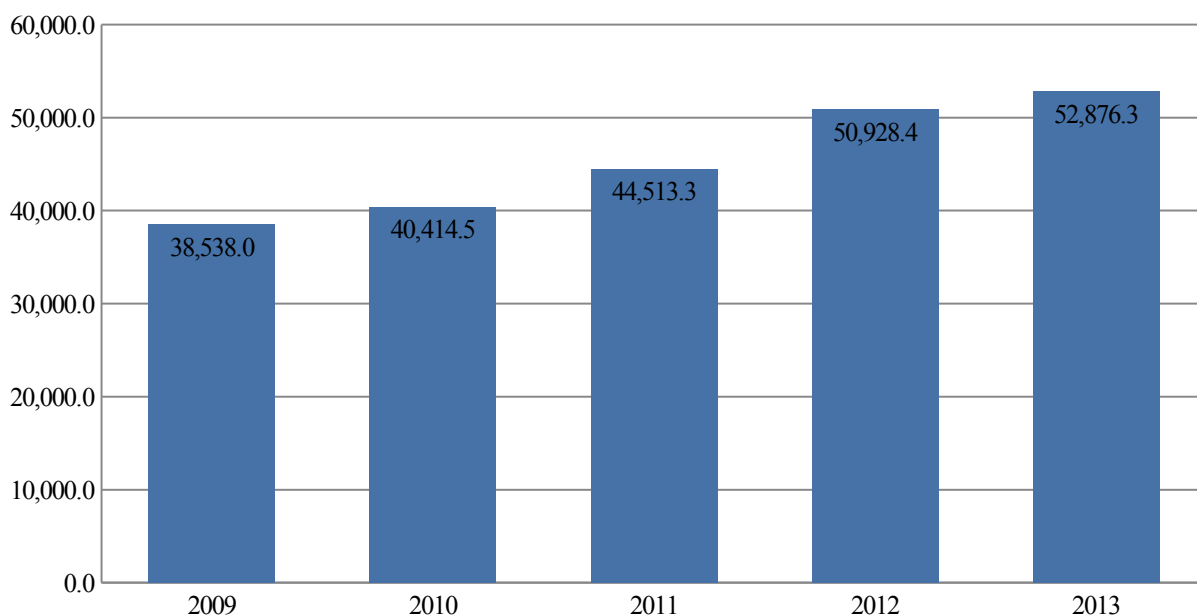


Рисунок 1. Внутренние затраты на исследования и разработки в Республике Казахстан (в млн.тенге)

В развитых странах фундаментальным исследованиям оказывается всесторонняя поддержка, и они являются предметом постоянной заботы правительства. Страны, не имеющие таких исследований или не уделяющие им должного внимания, неизбежно обречены на отставание, так как современное инновационное развитие - это процесс постоянного освоения нового научного знания, находящегося на передовых рубежах, и чтобы его получить, нужна фундаментальная наука, свободная от диктата рынка.

Завершающей стадией сферы науки является освоение промышленного производства новых изделий (ОС), которое включает научное и производственное освоение: проведение испытаний новой (усовершенствованной) продукции, а также техническую и технологическую подготовку производства. На стадии освоения выполняются опытные, экспериментальные работы по опытной базе науки. Их цель - изготовление и отработка опытных образцов новых продуктов и технологических процессов. После стадии освоения начинается процесс промышленного производства. В производстве знания материализуются, а исследование находит свое логическое завершение. В рыночной экономике имеет место ускорение выполнения опытно-конструкторских работ и стадии освоения производства. Инновационные предприятия, как правило, выполняют опытно-

конструкторские работы по договорам с промышленными предприятиями. Заказчики и исполнители взаимно заинтересованы в том, чтобы результаты опытно-конструкторских работ были внедрены в практику и приносили доход.

При определении пропорций распределения ресурсов (инвестиций) необходимо опираться на общие закономерности, присущие интенсивному типу воспроизводства и выражаемые, в частности, в статистическом законе деления затрат по структуре научно-производственного цикла: пропорции затрат между ФИ, НИР, НТР, капитальными вложениями на освоение научно-технических новшеств составляют 1:3:9:27. Такого рода статистический закон распределения ресурсов научно-производственного потенциала характерен для стадии развития общественного производства, когда научно-технический прогресс осуществляется по заказам практики, выражающим необходимость решения очевидных проблем развития (или стабилизации) производства.

В нашей стране фактически сложившиеся пропорции распределения затрат выявляют глубокую диспропорциональность в структуре научно-производственного цикла: на производственное освоение научно-технических новшеств направлялось примерно в 5 раз меньше ресурсов против того, что требуется для сбалансированности структуры научно-производственного цикла.

Для выхода из создавшегося положения необходимы в ближайшие годы кардинальные меры по обновлению материальной базы науки. Одним из возможных путей преодоления неблагоприятной ситуации, по мнению большинства исследователей, может стать концентрация ресурсов ведущих научных центров, создание сети центров коллективного пользования уникальным оборудованием, взаимовыгодного сотрудничества с предпринимательскими структурами, которые заинтересованы в научных разработках.

Инновационный процесс охватывает цикл отработки научно-технической идеи до ее реализации на коммерческой основе. Инновационные процессы в большей степени, чем другие элементы НТП, связаны с рыночными отношениями. Основная масса инноваций реализуется в рыночной экономике предпринимательскими структурами как средство решения производственных и коммерческих задач.

В рассматриваемом контексте важным является понятие инновационного риска. Инновационный риск - это вероятность потерь, возникающих при вложении предпринимательской фирмой средств в производство новых товаров и услуг, которые, возможно, не найдут ожидаемого спроса на рынке. Инновационный риск особенно важен в современной предпринимательской деятельности, которая находится на этапе увеличения капиталов, используемых как для производства существующих товаров и услуг, так и для создания новых, ранее не производимых. Инновационный риск возникает в следующих ситуациях:

- 1) при внедрении более дешевого метода производства товара или услуги по сравнению с уже используемым. Подобные инвестиции будут приносить

предпринимательской фирме временную сверхприбыль до тех пор, пока она является единственным обладателем данной технологии. В данной ситуации фирма сталкивается лишь с одним видом риска - возможной неправильной оценкой спроса на производимый товар.

- 2) при создании нового товара или услуги на старом оборудовании. В этом случае к риску неправильной оценки спроса на новый товар или услугу добавляется риск несоответствия качества товара или услуги в связи с использованием старого оборудования.

Ошибочным является то положение, что инновационные процессы отождествляются в основном с обновлением изделий и технологического процесса. Деятельность предприятий в области нововведений сводилась, как правило, к организации системы подготовки производства и освоения выпуска новой продукции. В рамках плановой экономики существовали достаточно продолжительные сроки создания новой продукции, что снижает эффективность вложений в научные исследования. Кроме того, существовал факт того, что техника устаревала еще до начала ее эксплуатации.

Отсутствие рыночно-ориентированных элементов в системе планирования и прогнозирования на предприятиях (до проведения экономической реформы) при внедрении инновационных процессов не позволяет их использовать в современной практике. Тем не менее, достаточно хорошо проработанное организационное направление инновационного процесса в части создания нового продукта может быть использовано для построения экономико-математических моделей управления предприятием в современных условиях.

Следует обратить внимание на полное отсутствие в существующих моделях управления инновационными процессами системного подхода и анализа. Системный подход в современных условиях заключается в диверсификации понятия «инновация», то есть необходимо рассматривать инновации в полном комплексе систем маркетинга, логистики и контроллинга. Также не следует упускать из виду инновации в области информационных технологий и финансовой инженерии.

Исходя из того, что рынок является саморегулирующей экономической системой, устанавливающей определенные взаимоотношения между потребителем и производителем и стимулирующей развитие производства, следует, что одним из источников прибыли может стать своевременное обновление продукции. При этом наличие емкого рынка является одним из факторов, стимулирующих ускоренное обновление продукции, так как рентабельность новой продукции обеспечивается, как правило, большими объемами продаж.

В период плановой экономики в процессе обновления продукции преобладал технический подход, то есть стремление улучшить технико-экономические характеристики продукции без учета требований рынка. Однако любая продукция может содержать техническую новизну, но не иметь рыночной (потребительской новизны).

Особую трудность представляет освоение выпуска принципиально новых изделий. В качестве причин выделяются:

- 1) принципиально новый продукт связан с поиском нового рынка и потребителя, организацией сети распределения и обслуживания;
- 2) требуются новые технологические решения;
- 3) необходима организация новых связей с поставщиками;
- 4) требуется коренное преобразование имеющейся техники, материалов;
- 5) наличие риска, связанного с инвестированием финансовых средств в производство для организации выпуска инновационных видов продукции.

Разрешение в комплексе всех перечисленных проблем является на сегодняшний день достаточно актуальной задачей.

Существующие в отечественной и зарубежной практике на сегодняшний день модели построения и управления инновационными процессами можно разделить по двум основополагающим признакам (таблица 4):

- 1) по организационной структуре построения модели;
- 2) по методу реализации модели.

Таблица 4. Модели управления инновационными процессами

Организационная структура построения модели	Метод реализации модели
Инновационная цепь	Малые и средние предприятия превращают научные идеи и разработки в готовый продукт (рисковое венчурное предпринимательство)
Кибернетическая модель	Тесная кооперация науки и практики на крупных предприятиях (научно-производственные объединения)
Модель параллельно-последовательного взаимодействия фаз инновационного процесса	Международная межфирменная кооперация
Социально-технологическая модель	Стратегические альянсы в области инноваций (консорциумы и совместные предприятия)

Простейшей моделью является «инновационная цепь», которая представляет собой последовательную взаимосвязь следующих этапов:

- 1) фундаментальные исследования;
- 2) прикладные исследования;
- 3) опытное производство и разработка;
- 4) подготовка к производству;
- 5) производство;
- 6) сбыт.

Основой рассматриваемой модели является то, что исследовательские центры на основе новых знаний практически автоматически рожают новые идеи, новые продукты и технологические процессы, не принимая во

внимание комплекса маркетинга. Следовательно, на основе указанной модели предприятие должно прийти к экономическому росту. Достоинством модели является ее простота. Среди недостатков можно выделить:

- 1) отсутствие обратной связи;
- 2) отсутствие комплексной взаимосвязи между отдельными этапами инновационной цепи;
- 3) отсутствие в модели блока (этапа) учета риска движения процесса по запланированному алгоритму.

Кибернетическая модель представляет собой инновационный процесс, который является совокупностью подэлементов, находящихся во взаимодействии и обладающих множественными обратными связями. В указанной модели сделана попытка совместить информационные и материальные потоки в инновационном процессе. Наряду с явным преимуществом модели по сравнению с предыдущей, здесь в качестве недостатков выделяют:

- 1) отсутствие стыковки конфликтующих целевых установок отдельных подэлементов;
- 2) отсутствие системы управления риском;

3) отсутствие элементов, обеспечивающих реакцию модели на изменение во внешней среде.

Модель параллельно-последовательного взаимодействия фаз инновационного процесса взаимоувязывает функциональные компоненты инновационного процесса в рамках отдельного предприятия [16]. Модель является практически направленной и ориентирована на управление экономическими, техническими и организационными параметрами на уровне предприятия. Модель учитывает также изменение внешней среды, но не дает возможности провести декомпозицию результатов на базовые элементы производственной системы и не учитывает составляющую риска.

Социально-технологическая модель инновационных процессов [4, с.15] используется для реализации различных вариантов продвижения инноваций.

Все существующие модели на сегодняшний день практически не имеют экономико-математического эквивалента.

Таким образом, отсутствие на сегодняшний день формализованных методов, моделей и алгоритмов логистико-ориентированного управления инновационными процессами затрудняет данный процесс на промышленных предприятиях.

Экономические реформы в Казахстане, радикально в последние годы изменившие экономические принципы, убедительно показывают, что у Казахстана нет иного пути развития, чем формирование экономики инновационного типа. Недооценка указанной проблемы может привести отсутствию роста уровня жизни населения и, в конечном итоге, поставит под угрозу национальную безопасность. В настоящее время назрела необходимость в пересмотре существующих методологических подходов к развитию инновационной деятельности в Казахстане, адаптация известных, а при

необходимости и разработке новых принципов и механизмов инновационного развития экономики, исходя из существующих условий.

По-прежнему отсутствует взаимодействие науки и производства, что приводит к отрыву разработчиков новшеств от платежеспособного спроса. Мировой опыт показывает, что решение указанных проблем состоит в формировании национальных инновационных систем, которые позволяют обеспечить эффективное взаимодействие в треугольнике наука - бизнес - государство. Ядром эффективного функционирования указанных систем являются крупные корпорации, осуществляющие коммерческую реализацию нововведений. Они выполняют функции, которые не могут взять на себя другие сектора национальных инновационных систем - университеты, гослаборатории, бесприбыльные организации [17]. Заметное увеличение международного научного и технологического сотрудничества, появление новых стран-экспортеров, а также постоянное расширение списка стран, производящих наукоемкие товары, свидетельствуют об эффективности такой стратегии. Высокая степень интернационализации инновационной деятельности не отменяет, а усиливает значение ее национальных основ. Происходит это потому, что образуется тесная связь процесса нововведений с институциональными условиями данной страны.

Опыт стран, добившихся наибольших успехов в развитии инновационных систем как основы устойчивого экономического роста, показывает, что набор мероприятий по стимулированию инноваций носит универсальный характер, свидетельствующий о том, что приоритет государственной политики в отношении развития национальной инновационной системы, то есть решение комплекса проблем образования, науки и технологий, создания благоприятных институциональных условий для новаторов, предпринимателей и инвесторов, вывел многие страны (вчерашние аутсайдеры научно-технологического развития) в число лидеров по ряду принципиально важных сегодня направлений.

Сейчас все более очевидно, что устойчивое экономическое развитие Казахстана сырьевой путь не сможет обеспечить. Общая техническая и технологическая отсталость предприятий, отсутствие действенной связи науки с производством, сырьевая направленность экспорта (сырая нефть, медь, цинк, свинец, глинозем и ферросплавы, прокат черных металлов и зерно) представляют определенную угрозу экономической безопасности страны. Как известно, ускоренный переход страны на инновационный путь развития во многом зависит от ее научно-технического потенциала.

Согласно государственной программе по формированию и развитию национальной инновационной системы Республики Казахстан на 2005-2015 гг. научный потенциал страны включает в себя национальные научные центры, вузы, научные организации при национальных компаниях, лаборатории при крупных предприятиях, государственные и частные научно-исследовательские и проектные институты, научные кадры и индивидуальных изобретателей, материально-техническую базу.

По данным Агентства РК по статистике, в 2011 г. в Казахстане насчитывались 421 научная организация. За 2000-2008 гг. их число увеличилось на 64 ед. или на 63,8% в основном за счет увеличения количества вузов (в 2,9 раза), промышленных предприятий (в 2,2 раза), конструкторских, проектно-конструкторских и технологических организаций (в 2 раза) [18]. Как известно, научно-исследовательские и конструкторские подразделения на промышленных предприятиях являются основными звеньями научно-технической системы страны, обеспечивающих реализацию исследований в виде проектно-конструкторских документаций, опытных образцов и комплекса работ по освоению в серийном производстве. В Казахстане их количество в 2008 г. составило только 2,6% общего числа организаций, выполнявших научно-технические работы. Как видно, в организационной структуре науки Казахстана, по-прежнему, сохраняются диспропорция между звеньями логической цепи «научные исследования - проектно-конструкторские и технологические работы, изготовление опытных образцов изделий - коммерциализация результатов научно-технической деятельности», являющихся основой процесса научно-технического развития в развитых странах.

В 2009 году число организаций сократилось до 414 ед., в основном произошло сокращение вузов. Из общего числа предприятий 65,2% зарегистрировали и 53,1% выполняли НИОКР. Из общего числа зарегистрированных НИОКР в 2009 г. 59,8% выполняли НИИ, 29,8% - вузы, 10,4% - прочие ненаучные организации [18, с.26].

Среднее число количество работ от одной организации, зарегистрировавшей НИОКР в 2009 г. составило 6,7, а в расчете на все научные организации - 3,5, что является самым высоким показателем за последние годы (2008 г. - 0,7; 2007 г. - 1,5; 2006 г. - 3,3; 2004 г. - 2,9).

В целом за период государственной регистрации визуально трудно выделить какие-либо тенденции в скачкообразной динамике выполнения НИОКР организациями различных видов. Нельзя не отметить, что в последние годы снизилась активность НИИ, и наоборот возросло участие в НИОКР вузов и прочих организаций (ТОО, общественные академии, государственные музеи).

К сожалению, в реестре государственной регистрации НИОКР не отражена промышленная и фирменная наука, частный некоммерческий и предпринимательские секторы. По мнению специалистов, стадия НИОКР, включающая конструкторские и технологические работы, подготовку технической документации, изготовление опытных образцов новой техники, корректировка конструкторско-технологической документации по результатам испытаний техники и технологии, является завершающей и самой важной (в то же время самой трудоемкой и затратной) стадией цикла НИОКР. Сокращение структур, занимающихся данными работами, означает, что потеряно важное звено связи производства и науки, наиболее короткий путь

внедрения научных результатов в производство. Есть объективные причины такого положения: финансовое положение многих промышленных предприятий не позволяет поддерживать научные, проектно-конструкторские исследования, хотя их значимость для поддержания конкурентоспособности производства однозначна.

Тем не менее, усиливающаяся конкуренция в последние годы вынуждает управленцев и производителей поворачиваться лицом к науке научно-исследовательской деятельности. Так, например, Казатомпром создал при себе «Институт высоких технологий», который решает насущные проблемы экологической безопасности бывших рудников по добыче урана. Производственное предприятие «Массагет» объединяет свои усилия с КазНТУ им.К.Сатпаева, создавая у себя кафедры, финансируя научные исследования названного университета, а также сотрудничает с Институтом органического катализа и электрохимии, на базе научных разработок которой создает оборудования для минизаводов по переработке нефти.

Важным показателем, отражающим уровень научно-технического потенциала страны и динамику его развития, является финансирование сферы науки. Стабильное финансовое положение научных организаций - необходимое условие проведения научно-исследовательской деятельности. Наиболее важным показателем оценки научно-интеллектуального потенциала страны является затраты страны на НИОКР. Именно они поддерживают его развитие.

Доля затрат на НИОКР в Казахстане в 2008 году составил 0,22% от ВВП (таблица 5). Для сравнения данный показатель в Швеции составляет 3,8%, Японии - 3%, в США - 2,6%, Германии - 2,44%. Сравнение Казахстана со странами СНГ тоже не в нашу пользу. Расходы на НИОКР в Казахстане в три-четыре раза меньше, чем даже в таких странах как Россия, Украина, Беларусь[19].

Таблица 5. Динамика ВВП и затрат на НИОКР в РК за период 2009-2013 годы

Годы	Объем ВВП, млрд. тенге	Объем выполненных научно-технических работ, млрд.тенге	Объем затрат на научно-технические работы, млрд.тенге	в том числе внутренни е	Объем затрат на НИОКР из госбюджета млрд.тенге	Доля затрат на НИОКР в ВВП, %
2009	15888,00	46,82	46,82	38,99	17,00	0,24
2010	21815,50	46,91	48,52	39,45	18,21	0,21
2011	27571,70	47,80	51,04	40,66	21,98	0,16
2012	30072,50	48,72	54,35	43,52	24,70	0,17
2013	31846,85	49,31	55,24	44,43	26,52	0,18

Из представленных в таблице 5 данных следует, что в 2013 году по сравнению с 2009 годом, доля затрат на НИОКР в Казахстане возросло на 8,42 млрд.тенге, тем не менее, по отношению к валовому внутреннему продукту снижение составило 0,06%.

Финансирование науки и научного обслуживания в бюджете Республики Казахстан по сравнению с лидерами развитого мира представляется более чем скромным (в соответствии с рисунком 2). Российская Федерация же замыкает десятку мировых лидеров по расходам на науку, причем наблюдается рост российских затрат на НИОКР с \$22,1 млрд. в 2010 году до \$25,1 млрд. в 2013 году, при этом доля этих расходов в ВВП страны остается неизменной - 1%.

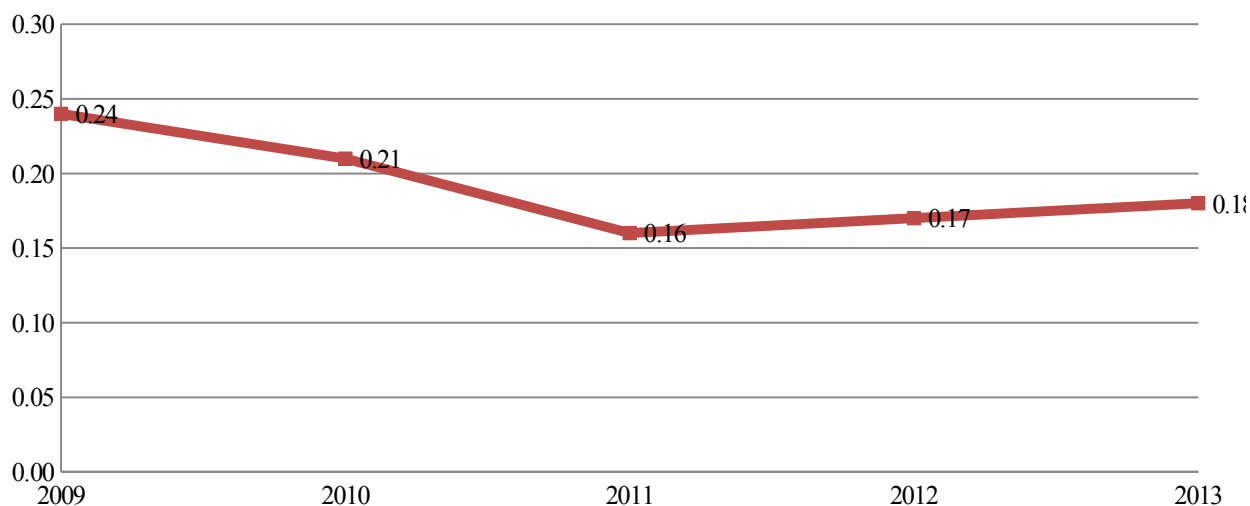


Рисунок 2. Внутренние затраты на исследования и разработки в Республике Казахстан (в % к ВВП)

Как показывает успешный мировой опыт, для поддержания достигнутого уровня научно-технического потенциала затраты страны на НИОКР должны составлять не менее 2-2,5% от объема ВВП, а для обеспечения технического превосходства необходимо и того больше. Столь длительное снижение объемов финансирования может привести к потере имеющегося научно-интеллектуального потенциала.

Более важным представляется отметить факт снижения и без того незначительных расходов на приобретение новых технологий. Анализ структуры затрат на отдельные виды технологических инноваций в промышленности Казахстана показывает, что низкая активность в области инноваций дополняется невысоким уровнем их новизны, ориентацией предприятий на мелкие, частичные, а не более радикальные инновации. Во-первых, имеет место невысокий уровень наукоемкости инноваций, определяемый долей затрат на исследования и разработки в общих затратах на инновации. Он, как уже отмечалось, не превышает 15%.

Для сравнения логично указать, что в развитых странах расходы на исследования и разработки составляют более одной трети от инновационных затрат, а в обрабатывающей промышленности - половину. Основная причина состоит в неразвитости науки в предпринимательском секторе. Потенциал отраслевой науки, и особенно заводской ее сектор, и ранее в Казахстане был наиболее отстающим звеном. В 90-е годы XX в. он оказался практически утраченным и только начинает восстанавливаться.

Во-вторых, инновационная деятельность сосредоточена на приобретении далеко не самых прогрессивных технологий. При приобретении оборудования преобладают отдельные установки, а не технологические линии и комплексы. Зачастую покупается подержанное оборудование производства бывших союзных республик или бывших социалистических стран, а также дешевое оборудование производства развивающихся стран. Это говорит о том, что предприятия решают в первую очередь текущие проблемы замены изношенной техники, а не перехода на новый, более высокий технологический уровень производства.

В-третьих, не получает развития более прогрессивная форма приобретения технологий, когда она выступает в виде не овеществленной технологии. Имеется в виду покупка прав на патенты, лицензий на использование изобретений, промышленных образцов, полезных моделей. Стратегия инновационного развития, базирующаяся на приобретении не овеществлённой технологии, как известно, в свое время принесла большие результаты Японии и перенявшим ее опыт новым индустриальным странам.

Можно сказать, что казахстанские предприятия при крайне небольших масштабах инновационной деятельности выступают преимущественно ее пассивными участниками. Они включаются в нее в основном на последних стадиях инновационного процесса, что не позволяет рассчитывать на значительные успехи в области повышения конкурентоспособности продукции за счет инновационно-технологического фактора.

Затраты на НИОКР на душу населения в Казахстане составляют около 15 долл. в год, тогда как в России - около 70 долл., США 892 долл., Швеции - 875 долл., Финляндии - 726 долл. Следовательно, Казахстан отстает по данному показателю от развитых стран более чем в 50 раз [19, с. 60].

Проблемы финансирования науки не исчерпываются ростом абсолютных объемов затрат. Важны также сдвиги в их структуре, которые отражали бы институциональные изменения, необходимые для включения науки в инновационную систему страны. Так, в структуре финансирования исследований и разработок пока доминируют бюджетные средства. Сегодня они составляют более 50% внутренних расходов на НИОКР. Стимулы для привлечения в науку частных инвестиций только начинают действовать. Между тем в инновационной экономике, то есть в экономике развитых стран, именно частный сектор является главным источником финансирования и проведения НИОКР. На его долю приходится 60-75% всех НИОКР, более 70% прикладных исследований и более 90% опытно-конструкторских работ. Казахстан в этом отношении находится пока на уровне таких стран, как Португалия, Греция, где вклад частного бизнеса составляет 15-30%. Очень высокая доля государственных затрат характерна и в целом для развивающихся стран, в среднем 75% [20]. Конечно, ориентироваться безоговорочно на показатели развитых стран Казахстану нереально. Но нужно осознавать, что без усиления вклада частного бизнеса, только силами государства проблемы финансового обеспечения науки не решить.

Становлению партнерских отношений государства и бизнеса в области финансирования науки могли бы способствовать созданные в Казахстане в 2003 г. институты развития. Но пока этого не происходит. В 2009 г. доля средств, выделенных этими институтами, составила только менее 1% всех затрат на НИОКР. Проблема в области финансирования, как показывает анализ, состоит не только в увеличении бюджетных затрат на науку, но и в стимулировании частных инвестиций и более рациональном распределении средств между отдельными стадиями инновационного цикла.

В Казахстане доля участия НИИ и вузов в выполнении различных видов НИР непостоянна по годам их реализации. Так, в 2009 году основная доля фундаментальных НИР (55,3%), так и прикладных (76,2%) выполнялись в НИИ и вузах. На долю вузов приходилось треть выполняемых фундаментальных работ, или 32,3% и 16,8% прикладных.

В США главными исполнителями прикладных исследований (90,2%) являются промышленные компании, выполняющие к тому же около 16% общего объема фундаментальных исследований [21]. В Казахстане из общего количества зарегистрированных работ в 2007 году выполнялась в промышленном секторе, в последующие годы таковых и не было. Сейчас частный сектор, то есть почти вся промышленность не участвует в формировании заказов на науку и, следовательно, не софинансирует неориентированные на их запросы исследования. То есть наука развивается сама по себе, производство само по себе.

Институциональная структура казахстанской науки не отвечает требованиям рынка, она отличается слабой инновационной ориентацией, отрывом от хозяйственной практики, недостаточным соответствием тематики выполняемых исследований потребностям экономики. Основным препятствием является тот факт, что в большинстве своем заявители проектов имеют недостаточно четкую мотивацию в части понимания необходимости дальнейшей коммерциализации своих идей, используя больше теоретический подход. Ученые и изобретатели нечетко формулируют финансово-экономические расчеты, имеют неясное представление о существующих аналогах к предлагаемым разработкам, слабо проработанные маркетинговые исследования. Существенным недостатком являются диспропорции в размещении научного потенциала, значительная часть которого сосредоточена в Алматы и Центральном Казахстане. Такая ситуация является сдерживающим фактором инновационной деятельности в регионах.

За последние годы стала очевидной отсталость материально-технической базы институтов в области аналитического, лабораторного и компьютерного обеспечения и так далее, что не позволяет отечественным ученым и инженерам работать в конкурентном, рыночном пространстве. Имеет место несоответствие качества требованиям международных стандартов.

В этой связи необходимо осуществлять базовое финансирование научных организаций, направленное на поддержание и развитие инфраструктуры науки,

приобретение научного оборудования, сохранение уникальных научных сооружений, таких как, например, обсерватория, научные библиотеки и другие.

Анализ состояния инновационной сферы в Казахстане позволяет сделать следующие выводы. И производство, и наука постепенно адаптируются к требованиям рыночного механизма создания и распространения новых знаний и технологий. Однако они пока далеки от того, чтобы стать основными звеньями национальной инновационной системы, соответствующей потребностям долгосрочного развития. Для них характерны структурные диспропорции, взаимная изолированность, низкая инновационная активность. Одной из главных причин является отсутствие институциональных основ для мотиваций экономических агентов в предпринимательском секторе к инновациям, а в исследовательской сфере - к прикладной деятельности, ориентированной на создание инновационного потенциала для промышленности. Поэтому актуальным является формирование институциональных условий повышения инновационной активности.

Важной составной частью государственной социально-экономической политики является инновационная политика, определяющая цели инновационной стратегии и механизмы поддержки приоритетных инновационных программ и проектов. Актуальны в настоящее время проблемы эффективности использования научных разработок и внедрения в производство результатов фундаментальных и прикладных исследований.

Инновационная активность снижается под воздействием низкого платежеспособного спроса на научно-техническую продукцию со стороны, как государства, так и негосударственного сектора экономики. В условиях уменьшения спроса предприятия в первую очередь сокращают объемы производства наукоемкой продукции, зачастую заменяя ее, технически более простой и дешевой. В этой связи, инновационная политика - мощный рычаг, с помощью которого предстоит обеспечить увеличение валового внутреннего продукта страны за счет освоения производства принципиально новых видов продукции и технологий, обеспечить структурную перестройку экономики, насытить рынок разнообразной конкурентоспособной продукцией [22].

С учетом сегодняшнего состояния экономики инновационная политика на современном этапе рыночных реформ должна способствовать развитию инновационной деятельности. К основным направлениям государственной инновационной политики можно отнести [3, с.50]:

- 1) разработку и совершенствование нормативно-правового обеспечения инновационной деятельности, механизмов ее стимулирования, системы институциональных преобразований, защиты интеллектуальной собственности в инновационной сфере и введение ее в хозяйственный оборот;
- 2) создание системы комплексной поддержки инновационной деятельности, развития производства, повышения конкурентоспособности и экспорта наукоемкой продукции;
- 3) развитие инфраструктуры инновационного процесса, включая систему информационного обеспечения, систему экспертизы, финансово-

экономическую систему, производственно-технологическую поддержку, систему сертификации и продвижения разработок, систему подготовки и переподготовки кадров;

- 4) развитие малого инновационного предпринимательства путем формирования благоприятных условий для образования и успешного функционирования малых высокотехнологичных организаций и оказания им государственной поддержки на начальном этапе деятельности;
- 5) совершенствование конкурсной системы отбора инновационных проектов и программ;
- 6) реализация критических технологий и приоритетных направлений, способных преобразовывать соответствующие отрасли экономики страны и ее регионов.

Соответственно, главными методами реализации инновационной политики являются:

- 1) формирование институциональных и законодательных условий для позитивных изменений в инновационной сфере;
- 2) государственная поддержка и стимулирование инвесторов, вкладывающих средства в наукоемкое, высокотехнологичное производство путем введения определенных налоговых льгот, государственных гарантий и кредитов;
- 3) совершенствование налоговой системы с целью создания выгодных условий для ведения инновационной деятельности всеми субъектами независимо от форм собственности и видов финансирования;
- 4) внешнеэкономическая поддержка, предусматривающая создание условий для формирования совместных с иностранными партнерами организаций по выпуску отечественной наукоемкой продукции и реализации ее на внешнем рынке;
- 5) обеспечение в зарубежных кредитных линиях квот для развития инновационной инфраструктуры, закупки оборудования в целях реализации высокоэффективных инновационных проектов под гарантии государства;
- 6) консолидация усилий органов государственной власти и частных инвесторов, направленных на организацию взаимодействия со странами - членами ЕС, СНГ, другими государствами;
- 7) развитие лизинга наукоемкого уникального оборудования;
- 8) участие инновационно-активных организаций в международных конкурсах;
- 9) выделение прямых государственных инвестиций для реализации инновационных программ и проектов, имеющих общенациональный характер, но не привлекательных для частных инвесторов.

Для развития инновационной деятельности необходим также комплекс мер по созданию чисто рыночных структур (например, бирж инноваций для выполнения инновационных проектов, организации открытых торгов ценными бумагами инновационных фирм и информационного обеспечения участников инновационного рынка).

Инновационный сектор экономики современного государства представлен несколькими сегментами. Во-первых - корпоративными структурами (сюда, входят научно-исследовательские подразделения крупных компаний или их

внутренние венчуры, являющиеся инновационными предприятиями, выделенными из состава корпорации на период создания и коммерческого освоения нововведения и управляемые через специальные отделы). Во-вторых - государственно-общественными образованиями (в том числе учебными заведениями, университетскими исследовательскими центрами, и т.п.). В-третьих - малыми инновационными предприятиями. Ключевую роль в становлении малого инновационного предпринимательства призвана сыграть система институтов его поддержки, или инновационная инфраструктура. В инновационную инфраструктуру включаются организации и фирмы, охватывающие весь цикл осуществления инновационной деятельности от генерации новых научно-технических идей и их отработки до выпуска и реализации наукоемкой продукции, представляющей собой совокупность взаимосвязанных и взаимодополняющих друг друга систем и соответствующих им организационных элементов, необходимых и достаточных для эффективного осуществления данных видов деятельности. Примерами элементов такой инфраструктуры являются инновационные центры, инкубаторы, технопарки, технополисы, консалтинговые и обучающие фирмы.

Инкубатор - это структура, специализирующаяся на создании благоприятных условий для возникновения и эффективной деятельности малых инновационных предприятий, реализующих оригинальные научно-технические идеи. Это достигается путем предоставления малыми инновационными предприятиями материальных (прежде всего научного оборудования и помещений), информационных, консультационных и других необходимых услуг. Инкубатор - коммерческая организация: самоокупаемость обеспечивается за счет его участия в той или иной форме в будущих прибылях инновационных фирм.

Технопарк - это компактно расположенный комплекс, который в общем виде может включать в себя научные учреждения, вузы и предприятия промышленности, а также информационные, выставочные комплексы, службы сервиса и предполагает создание комфортных жилищно-бытовых условий. Функционирование технопарка основано на коммерциализации научно-технической деятельности и ускорении продвижения инноваций в сферу материального производства.

Наивысшим проявлением интеграционной тенденции является технополис (научный парк, технологический парк). Он представляет собой конгломерат из нескольких сотен исследовательских учреждений, промышленных фирм (преимущественно малых), внедренческих организаций и других, которых связывает заинтересованность в появлении новых идей и их скорейшей коммерциализации. Технополис - это структура, подобная технопарку, но включающая в себя небольшие города (населенные пункты), так называемые наукограды, развитие которых целенаправленно ориентировано на расположенные в них научные и научно-производственные комплексы. Объединение мелких фирм в совокупности создает сложную инфраструктуру, необходимую и достаточную для крупных инноваций. Центром технополиса,

его стержневым звеном, обычно является крупный университет - генератор и носитель фундаментального знания, лежащего в основе инноваций [23].

Американская практика организации поисковых исследований и внедрения результатов в производство породила своеобразную форму предпринимательства - венчурную деятельность. Венчурная инновационная деятельность - инновационная деятельность, сопряженная с большим коммерческим риском и, как правило, долгосрочными финансовыми вложениями. Венчурное предпринимательство выступает в различных формах и охватывает большую совокупность экономических отношений, связанных с подготовкой к производству, испытаниями и промышленным освоением открытий и изобретений инновационными фирмами.

Становление инновационного предпринимательства тесно сопряжено с развитием практики венчурного (рискового) финансирования. В широком смысле под ним подразумеваются все вложения в рискованные с точки зрения финансовых результатов проекты, прежде всего в области высоких технологий. В узком смысле оно означает долго- или среднесрочные инвестиции в виде кредитов или вложений в акции, осуществляемые венчурными фондами с целью создания малых быстрорастущих компаний [23, с.88]. Термин «венчурный» происходит от английского «venture» - «рискованное предприятие или начинание».

Венчурные предприятия могут быть двух видов:

- 1) собственно рисковый бизнес;
- 2) внутренние рисковые проекты крупных корпораций.

В свою очередь, собственно рисковый бизнес представлен двумя основными видами хозяйствующих субъектов: независимые малые инновационные предприятия; предоставляющие им капитал финансовые учреждения. Специфика рискового предпринимательства заключается, прежде всего в том, что средства предоставляются на безвозвратной, беспроцентной основе, не требуется и обычного при кредитовании обеспечения. Переданные в распоряжение венчурной фирмы ресурсы не подлежат изъятию в течение всего срока договора. Успехи рискового предпринимательства в разработке научно-технических новшеств заставили отдельные крупные промышленные предприятия пойти на внутренние рисковые проекты, или внутренние венчуры. Они представляют собой небольшие подразделения, организуемые для разработки и производства новых типов наукоемкой продукции и наделяемые значительной автономией в рамках крупных корпораций. Отбор и финансирование предложений, поступающих от сотрудников корпорации или независимых изобретателей, ведутся специализированными службами. В случае одобрения проекта автор идеи возглавляет внутренний венчур. Такое подразделение функционирует при минимальном административно-хозяйственном вмешательстве со стороны руководства. В течение обусловленного срока внутренний венчур должен провести разработку новшества и подготовить новый продукт или изделие к запуску в массовое

производство. Как правило, это производство нетрадиционного для данного предприятия изделия.

Главным стимулом для венчурных вложений является их высокая доходность в случае удачи. Средний уровень доходности американских венчурных фирм составляет около 20% в год, что примерно в 3 раза выше, чем в целом по экономике США.

В Казахстане с каждым годом развивается индустриальная отрасль. Есть поддержка со стороны государства, также со стороны коммерческих филиалов, таких как - венчурные фонды. На данный момент в Казахстане работают двенадцать венчурных фондов.

Венчурные фонды осуществляют инвестиции в ценные бумаги или доли предприятий с высокой или относительно высокой степенью риска в ожидании чрезвычайно высокой прибыли. Инвестиционная политика венчурных фондов направлена на поиск и привлечение проектов в перспективных отраслях, имеющих экспортный потенциал.

История этих фондов зарождалась еще с середины прошлого века. Родиной принято считать США. Первые венчурные инвестиции были сделаны именно в высокотехнологичные компании, ведь они являются потомками Силиконовой (Кремниевой) долины.

Венчурный фонд - это инвестиционный фонд, ориентированный на работу с инновационными предприятиями и стартапами.

С тех пор как Казахстан обрел независимость, на его территории начали осуществлять свою деятельность инвестиционные фонды. Наши многие отечественные предприятия получили свои первые крупные инвестиции именно от таких фондов.

Eagle Kazakhstan Fund, это бывший GIMV Казахстанский Пост-Приватизационный Фонд. Финансируются Европейским Банком Реконструкции и Развития (ЕБРР).

Уже инвестировал в такие Казахстанские предприятия как:

- «ФудМастер» (Алматы) - 2.8 млн. долларов инвестирования собственных и заемных средств в развитие производства молочных продуктов и соков;
- «Rainbow Paint» (Алматы) - 3.9 млн. долларов инвестирования собственных и заемных средств на запуск фабрики по производству красок;
- «Spectrum» (Усть-Каменогорск) - 2.2 млн. долларов инвестирования собственных и заемных средств на развитие деятельности компании по предоставлению мобильной транковой радиосвязи;
- Усть-Каменогорская птицефабрика - 3.9 млн. долларов инвестирования собственных и заемных средств на развитие деятельности приватизированной птицефабрики;
- «Bauta» (п. Баутино, Мангистауская область) - 2.1 млн. долларов инвестирования собственных и заемных средств на организацию процесса обессоливания и упаковки воды;
- AIG Silk Road Fund. Также финансируются ЕБРР.

Данный фонд осуществляет инвестирования на территории Казахстана, Азербайджана, Кыргызстана, Туркменистана, Узбекистана и Таджикистана. Офисы находятся в городах Алматы и Баку. Фонд представляет собой инвестиционную компанию, осуществляющую краткосрочные инвестиции. Обычно после 2-5-ти лет после осуществления инвестиций Фонд стремится продать акции, вложенные в компании, другим инвесторам.

Центрально-Азиатский Американский Фонд Предпринимательства (СААЕФ). Финансируется за счет средств, предоставленных Правительством США.

Целью данного учреждения является содействие, развитию рыночной экономики в бывших Центрально-Азиатских Республиках Советского Союза путем инвестирования в малый и средний бизнес. Также, фонд занимается осуществлением микрокредитования. Фонд идет на встречу тем компаниям, которые намерены развивать долгосрочные взаимоотношения в Центральной Азии и изучать возможности новых рынков для американского экспорта.

Каждый из этих фондов занимается инвестированием в уникальные проекты. Конечно, многие проекты, предоставленные венчурному фонду на 70-90% прогорают, а оставшиеся 30-10% имеют успех. Во-первых, следует понимать что, средства идут на разработку нового никому не известного продукта или идеи. Банковское кредитование бизнеса является невозможным. Во-вторых, стоит отметить, что нужно запастись терпением, поскольку прибыль от инновационных предприятий можно получить не раньше чем через три-четыре года.

Работа венчурных фондов в Казахстане, значительно отличаются от инвестирования в других странах. Исходя из этого, большинство венчурных фондов предпочитают работать совместно с другими иностранными инвесторами. Причина тому - способность управлять предприятиями, тем самым снижая свою ответственность.

Как известно, Акционерное общество «Национальное агентство по технологическому развитию» (АО «НАТР») создано со стопроцентным участием государства в уставном капитале и является правопреемником АО «Национальный инновационный фонд».

АО «НАТР» в настоящее время уже является партнером 4-х венчурных фондов Казахстана, созданных совместно с местными инвесторами на принципах государственно-частного партнерства: АО «АИФРИ «Венчурный фонд «Сентрас», АО «АИФРИ «Венчурный фонд «Delta Technology Fund», АО «Фонд Высоких технологий «Арекет» и АО «Logysom perspective innovations». Ранее фонд являлся партнером в шести венчурных фондах Казахстана. В 2010 году АО «Национальный инновационный фонд» успешно вышел из двух отечественных венчурных фондов «Адвант» и «Almaty Venture Capital» с общей прибылью 58,2 млн. тенге. Доля НАТРа в казахстанских венчурных фондах составляет до 49%. Инвестиционная политика венчурных фондов направлена на поиск и привлечение проектов в перспективных отраслях, имеющих экспортный потенциал. АО «НАТР» стало первой казахстанской структурой,

которая призвана участвовать в создании венчурных инвестиционных институтов с казахстанским и зарубежным капиталом, вкладывающих средства в технологический инновационный бизнес.

На деятельность управляющих компаний этих фондов, несомненно, оказывает влияние определенная политическая сверхзадача: содействие становлению рыночной экономики в Казахстане.

Реализация основных этапов инновационной деятельности, начиная от превращения научно-технических разработок в инновационный продукт, привлекательный для инвестора, производителя и покупателя, и кончая освоением их в производстве, требует расширения сети технопарков, бизнес-инкубаторов, инновационно-технических центров в тех регионах Казахстана, где сосредоточена инфраструктура, обеспечивающая активизацию инновационного процесса.

В настоящее время в качестве основных источников средств, используемых для финансирования инновационной деятельности могут выступать:

- 1) бюджетные ассигнования, выделяемые на республиканском и региональном уровнях;
- 2) средства специальных внебюджетных фондов финансирования НИОКР;
- 3) собственные средства предприятий (промышленные инвестиции из прибыли и в составе издержек производства);
- 4) финансовые ресурсы различных типов коммерческих структур (инвестиционных компаний, коммерческих банков, страховых обществ и т.п.);
- 5) кредитные ресурсы специально уполномоченных правительством инвестиционных банков;
- 6) конверсионные кредиты для предприятий оборонного комплекса;
- 7) иностранные инвестиции промышленных и коммерческих фирм и компаний;
- 8) средства национальных и зарубежных научных фондов;
- 9) частные накопления физических лиц [23, с.15].

Рассматривая собственные средства субъектов инновационной деятельности, следует отметить, что в современных условиях в Казахстане они мало заинтересованы в развитии инноваций, либо не имеют для их продвижения достаточного объема финансовых ресурсов. В целом, на сегодняшний день большая часть инновационной деятельности в Казахстане стимулируется непосредственно государством, и большинство научно-исследовательских работ ведется в государственных лабораториях. Структура и динамика источников финансирования научных исследований и инновационной деятельности в РК по формам собственности представлена следующими данными. Как видно из ниже представленных данных рисунка 3, в течение анализируемого периода существенных изменений в структуре источников не произошло. Так, если в 2010 г. доля государственных источников (включая средства республиканского и местных бюджетов, а также государственных институтов развития) составила 62,3% общего

объёма финансирования научных исследований и инноваций, то к концу анализируемого периода этот показатель составил 65,1% [18, с.112].

Как было отмечено, большая часть инновационной деятельности в Казахстане стимулируется непосредственно государством. При этом, формами финансового обеспечения выступают субсидии республиканского и местного бюджетов, а также гранты государственных институтов развития, выделяемые на конкурсной основе. Частные средства представлены собственными средствами предприятий и денежными ресурсами заказчиков инновационной продукции. Структура источников финансирования внутренних затрат на научные исследования и инновации характеризуется следующими данными рисунка 3.

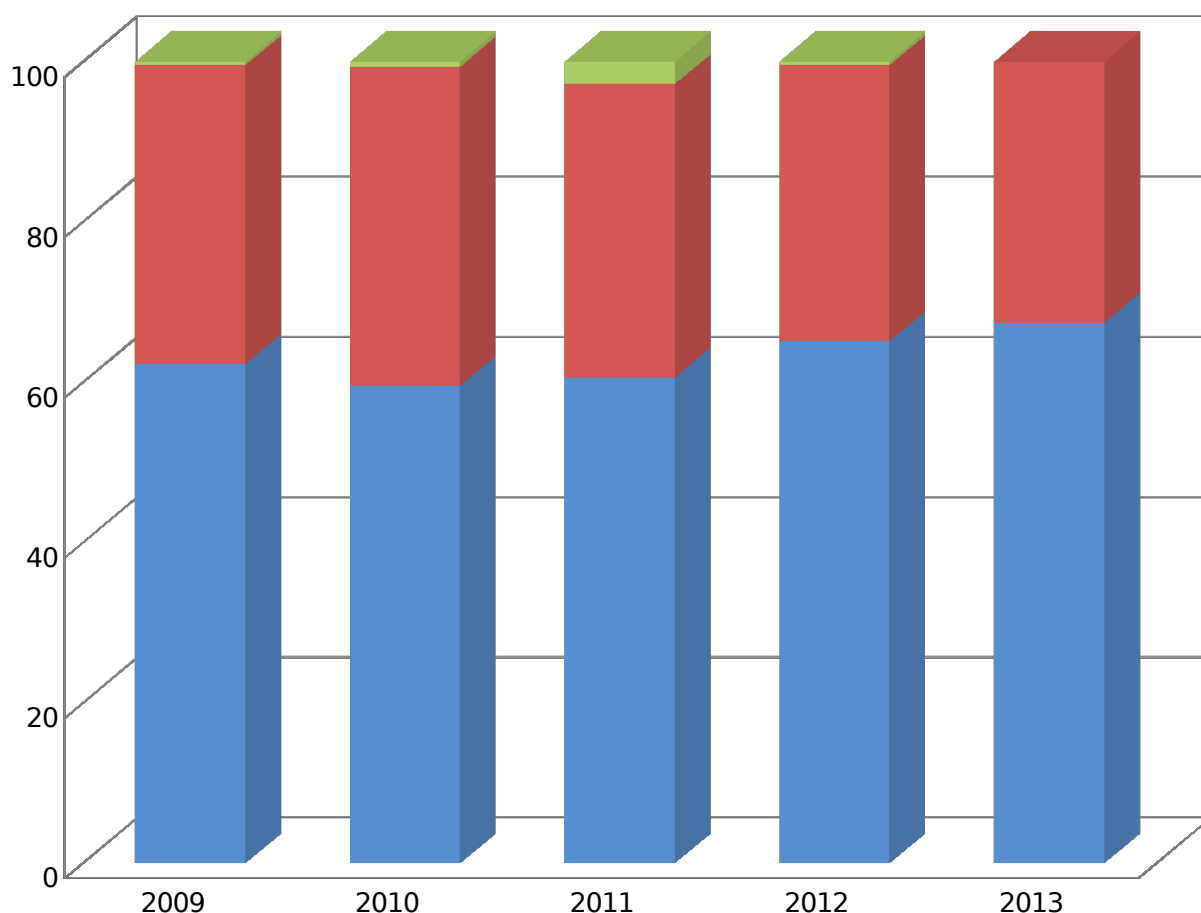


Рисунок 3. Источники финансирования инновационной деятельности в РК

На рисунке 4 представлена структура источников финансирования внутренних затрат на научные исследования и инновации. Как видно из представленных данных, наибольший удельный вес занимают средства республиканского и местных бюджетов, при этом доля финансирования за счёт средств местных бюджетов несколько выросла к концу анализируемого периода. Наибольший удельный вес занимает финансирование за счёт средств республиканского бюджета - около 60% в среднем за период. Средства институтов развития пока не играют значительной роли в финансировании научных исследований и разработок, их доля составила 0,3%.

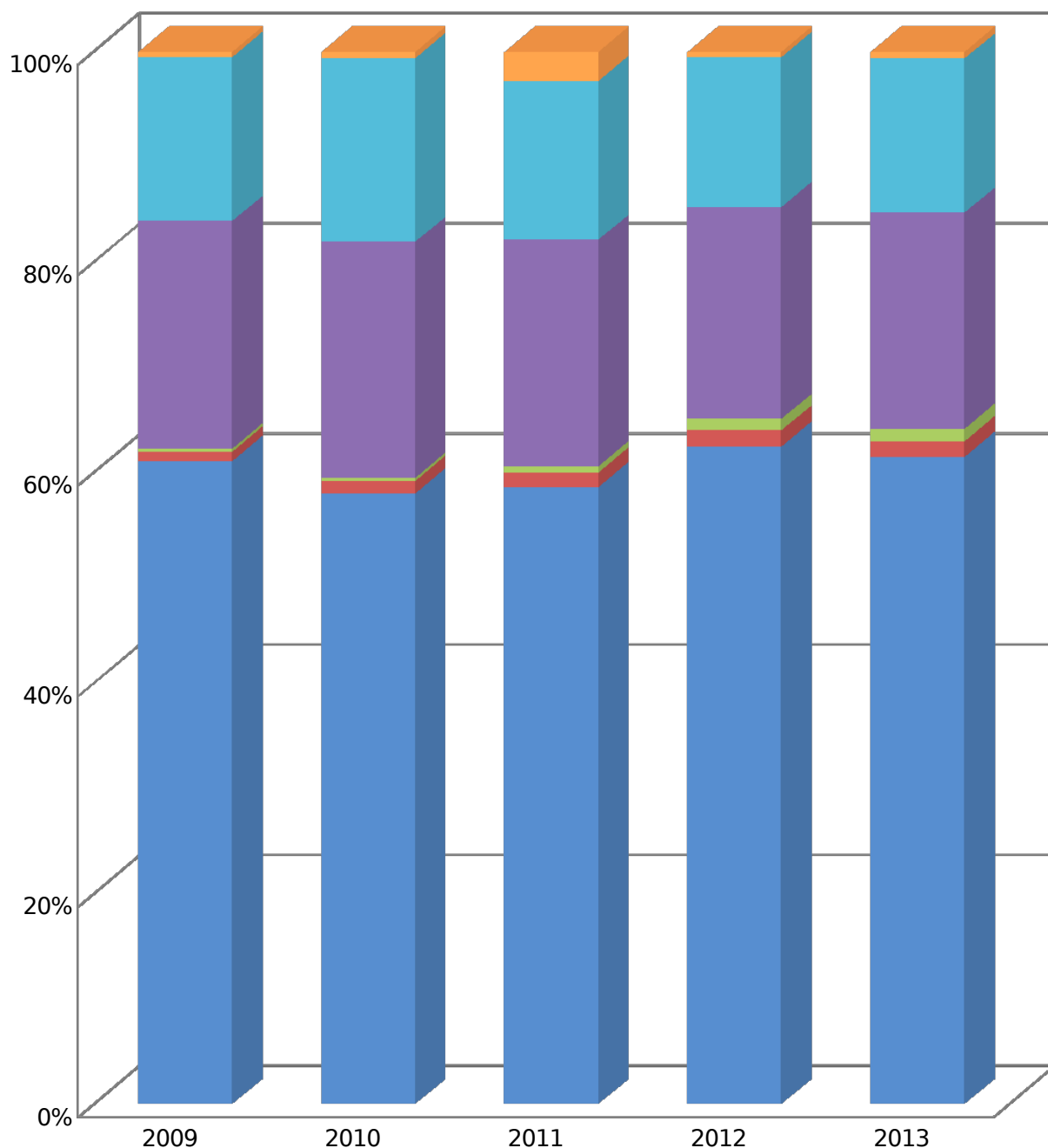


Рисунок 4. Структура источников финансирования внутренних затрат на научные исследования и инновации

Вторым по значимости источником финансирования являются собственные средства, доля данного источника в среднем составила 22,4%. Средства заказчиков играют также важную роль, обеспечивая 16,5% всех средств.

Инновационный путь развития - это единственный путь роста. А инновации всегда связаны с большими рисками. Чтобы сгладить эти риски хотя бы частично, необходимы разработка и осуществление специальной государственной политики в области поддержки научно-технической деятельности, инновационного предпринимательства. Это - тактическая задача.

Стратегической же целью государственной политики является осуществление прорыва в базовых инновациях, формирующих структуру постиндустриального технологического способа производства, что должно обеспечить устойчивое экономическое развитие Казахстана. Главным инструментом технологического прорыва является поворот инвестиций к инновациям, инновационному предпринимательству, на что следует направить имеющиеся в руках государства силы и средства.

1.2 Особенности инновационной деятельности в энергетике

Министерство энергетики и минеральных ресурсов РК отмечает, что электроэнергетика является базовой отраслью экономики Казахстана. Надежное и эффективное функционирование отрасли, стабильное снабжение потребителей электрической и тепловой энергией является основой развития экономики страны и неотъемлемым фактором обеспечения цивилизованных условий жизни населения.

Государственная политика в электроэнергетической отрасли нацелена на:

- устойчивое обеспечение населения и экономики страны электро- и теплоэнергией;
- повышение эффективности использования энергоресурсов и создание необходимых условий для перевода экономики страны на энергосберегающий путь развития;
- обеспечение устойчивого развития электроэнергетического комплекса в условиях рыночных отношений с повышением его экономической эффективности;
- увеличение экспортного потенциала электроэнергии;
- снижение негативного воздействия электроэнергетического комплекса на окружающую среду;
- обеспечение энергетической безопасности Республики Казахстан.

Основные стратегические направления в электроэнергетической отрасли:

- формирование единой энергетической системы (ЕЭС) Казахстана;
- максимальное использование существующих энергоисточников с их реконструкцией и модернизацией;
- улучшение структуры выработки электроэнергии за счет развития нетрадиционной энергетики;
- реконструкция и модернизация существующих систем теплоснабжения с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла, как эффективной энергосберегающей технологии, позволяющей существенно сократить расход органического топлива и уменьшить выбросы парниковых газов.

С сентября 2000 года ЕЭС Казахстана была переведена на схему параллельной работы с ЕЭС России и ОЭС Центральной Азии. Переход на данную схему позволил максимально повысить надежность и качество электроснабжения потребителей ЕЭС Казахстана, способствует устойчивой работе энергосистемы республики, регулированию пиковой нагрузки и возможности взаимобмена электроэнергии.

Происходящий в настоящее время процесс автоматизации отрасли можно назвать инновационным, так как создается принципиально новая модель функционирования всего электроэнергетического комплекса Казахстана. В то же время, указанный процесс является инвестиционным, так как в ходе него формируются предпосылки привлечения инвестиционных ресурсов в отрасль.

В настоящее время существует «Программа развития электроэнергетики до 2030 года», но отсутствует методология осуществления процесса автоматизации как инновационного процесса, направленного на достижение энергокомпаниями устойчивого развития в стратегической перспективе. В связи с этим особую актуальность приобретает разработка методологического материала, позволяющего комплексно оценивать и анализировать процесс автоматизации как энергетики в целом, так и предприятия ТЭК, в частности, а также прогнозировать возможные последствия и результаты указанного процесса.

При проведении инновационной деятельности в энергетике, связанной с ее реформированием, необходимо комплексно учитывать внешние (политические, законодательные, отраслевые, международные и т.д.) и внутренние факторы (взаимодействие с акционерами и инвесторами, особенности инфраструктуры формирующегося рынка электроэнергии, сложности, связанные с реализацией планов реформирования региональных энергокомпаний отсутствие четкой стратегии развития энергетической отрасли и т.д.).

Топливо-энергетический комплекс играет особую роль в продвижении экономики Казахстана к рыночным отношениям [26, с.156]. Это связано с тем, что ТЭК, представляющий собой совокупность процессов добычи, преобразования, распределения и потребления энергии от источников получения природных энергетических ресурсов до применения энергии, оказывает влияние на обеспечение жизнедеятельности человеческого общества. В перспективе роль ТЭК в экономике Казахстана будет возрастать, что предопределяется усилением роли энергетического фактора в процессе взаимодействия национальных экономик стран мира в условиях глобализации, ростом социальной значимости энергии в формировании привлекательности товарных потоков и потребительского стандарта, повышением значимости экологической безопасности энергетики, усложнением взаимосвязи ТЭК с народным хозяйством и социальной сферой.

При этом, автор указывает на существование фундаментальных проблем взаимодействия энергетики с экономикой, которые необходимо решать.

Первая фундаментальная проблема связана с ограниченностью ресурсов. Казахская экономика потребляет достаточно много энергоресурсов, а их необходимо экономить, так как в какой-то момент указанная тенденция создаст ограничения в развитии, консервирует негативную структуру экономического развития, которая наблюдается сегодня.

Вторая фундаментальная проблема связана с особенностями, присущими внутренним топливным и энергетическим рынкам Казахстана. Они абсолютно непредсказуемы в долгосрочном плане, хаотичные, закрытые и монопольные.

Третья фундаментальная проблема связана с автоматизацией энергетики, современное состояние которой неприемлемо для рыночной экономики. Инфраструктура нуждается в серьезной модернизации.

При всех вариантах развития казахстанская электроэнергетика нуждается в серьезном притоке инвестиций. Необходимым условием повышения инвестиционной активности в электроэнергетике является улучшение макроэкономической конъюнктуры в стране. Вместе с тем необходимо существенно укрепить финансовое положение энергетических компаний.

После обретения независимости Казахстан взял курс на интеграцию в мировую экономику. Одним из условий успеха этой политики стала реформа электроэнергетики, которая началась здесь раньше, чем в некоторых развитых странах. В результате по темпам и глубине преобразований в данной отрасли Казахстан опередил остальные постсоциалистические государства.

После распада СССР экономика Казахстана продолжала базироваться на развитии энергоемких производств, хотя их доля несколько снизилась. Между тем энергообеспечение национального хозяйства столкнулось с рядом новых проблем. Государственная монополия, которая сохранялась в электроэнергетике, в новых экономических условиях не обеспечивала эффективность отрасли: финансирование со стороны государства сокращалось, цены на электроэнергию росли, а инвестиций все больше не хватало. В результате замедлилось обновление основных производственных фондов, их износ увеличивался и к середине 1990-х гг. (к моменту начала реформ) достиг 50%.

Для модернизации электроэнергетики были необходимы частные капиталовложения. Однако независимые инвесторы не были заинтересованы в сотрудничестве с неподконтрольной им инертной государственной монополией, неэффективно расходующей ресурсы. И в середине 1990-х гг. Казахстан приступил к радикальным реформам в электроэнергетике.

В первой половине 1990-х гг. электроэнергетика Казахстана представляла собой единую государственную вертикально интегрированную монополию. Такая структура отрасли принципиально не менялась до 1996 г., несмотря на ряд перемен организационного характера и приватизацию отдельных активов. В то время вся электроэнергетика фактически и юридически считалась естественной монополией государства. Радикальная реформа структуры и отношений собственности в отрасли началась в 1996 г. с принятием «Программы приватизации и реструктуризации в электроэнергетике», утвержденной постановлением правительства № 663 от 30 мая 1996 г. [27].

Основные направления реформы, намеченные в Программе, сводились к:

- выделению конкурентной сферы в электроэнергетике и приватизации отнесенных к ней предприятий;
- установлению различных подходов к регулированию естественно-монопольных и конкурентных видов деятельности;
- созданию конкурентного рынка электроэнергии.

Таким образом, было признано, что электроэнергетика не относится всецело к сфере естественных монополий.

В ходе дальнейшей реформы государство разделило естественно-монопольные и конкурентные сферы. Подход к их регулированию типичен для

электроэнергетики многих стран: государство, стремясь обеспечить равный доступ к услугам и инфраструктуре естественных монополий, не допускает конкуренцию в этой сфере [29]. В конкурентном же секторе отрасли государство, напротив, ограничивает директивное вмешательство, стимулируя конкуренцию.

Итогом мер, предусмотренных Программой и рядом последующих официальных документов, и приватизации в электроэнергетике, осуществленной к началу 1998 г., стала современная структура отрасли.

Современное законодательство Казахстана относит к сферам деятельности естественных монополий:

- оперативно-диспетчерское управление единой энергетической системой Казахстана, которое осуществляет системный оператор (ЦДУ ЕЭС Казахстана), включенный в состав ОАО «KEGOC» (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company создано в 1996 г.);
- транспортировку электроэнергии, включая передачу по магистральным сетям, которые вместе с подстанциями и прочей инфраструктурой контролируются также ОАО «KEGOC», и распределение электроэнергии по низковольтным сетям (110 кВ и ниже), переданное под контроль распределительных электросетевых компаний (далее РЭК). Последние аффилированы со структурами, занятыми также другими видами деятельности (генерацией и сбытом электроэнергии на розничном рынке и ее покупкой на оптовом).

Кроме того, государство сохраняет монопольный контроль над рядом сфер отрасли, формально не отнесенных законодательством к сферам деятельности естественных монополий. Ему принадлежит оператор рынка электроэнергии - ЗАО «КОРЭМ». Крупнейшие гидроэлектростанции оставлены в государственной собственности и выполняют функцию регулирования нагрузки национальной энергосистемы (речь идет о крупных ГЭС, чья суммарная мощность составляет десятую часть совокупной установленной мощности электростанций страны).

К конкурентным видам деятельности в Казахстане относятся:

- производство (генерация) электроэнергии;
- сбыт электроэнергии, главным образом на оптовом рынке [30].

Что касается розничного сбыта, то действующее законодательство Казахстана не относит его к естественно-монопольным видам деятельности. Однако отпускные тарифы на электроэнергию для розничных потребителей подлежат государственному регулированию в соответствии с законом «Об электроэнергетике». Причина в том, что многие розничные рынки электроэнергии до настоящего времени монополизированы вертикально интегрированными компаниями и РЭКаи [31].

Таким образом, если передача и диспетчеризация электроэнергии в Казахстане сосредоточены в руках государства и отделены от конкурентных сфер деятельности, то естественно-монопольная функция распределения электроэнергии находится под смешанным контролем (государства, частных и муниципальных структур) и нередко совмещается с потенциально

конкурентными сбытом и производством электроэнергии. Разделение этих функций - задача дальнейшей реструктуризации отрасли.

До реструктуризации отрасли снабжение электроэнергией полностью регулировалось государством. Первые признаки либерализации рынка появились в 1996 г., когда поставщикам и потребителям электроэнергии было разрешено заключать двусторонние прямые договоры на поставку электроэнергии. Однако полноценной инфраструктуры торговли в то время еще не было.

Конкурентный оптовый рынок двусторонних срочных контрактов и рынок резервов электрической мощности начал формироваться в 1997-1999 гг. Позже появился биржевой сегмент рынка[34]. Его нормативная база была создана одновременно с «Концепцией совершенствования оптового рынка электрической энергии и мощности» (принятой в апреле 2000 г.) и «Правилами организации и функционирования оптового рынка электрической мощности и энергии» (утвержденными в январе 2001 г.), а первые спот-торги «на день вперед» стартовали в феврале 2002 г.[35].

Современный рынок электроэнергии Казахстана в соответствии с законом «Об электроэнергетике» подразделяется на оптовый и розничный[29, с.10].

Принципы свободной торговли электроэнергией действуют в основном на оптовом уровне. Покупатели электроэнергии, допущенные на оптовый рынок, могут свободно выбирать поставщика и заключать с ним контракты, минуя посредников. При этом оптовые цены на электроэнергию в соответствии с законодательством не подлежат государственному регулированию. Тарифы же на передачу электроэнергии и диспетчеризацию устанавливает государство.

На начало 2004 г. на открытый оптовый рынок приходилось около 40% общего объема торговли электроэнергией, что приближается к аналогичным показателям некоторых развитых стран, где осуществляется либерализация электроэнергетики. Столь весомая доля конкурентного рынка обеспечивается самым низким среди республик бывшего СССР и стран Восточной Европы порогом допуска поставщиков и квалифицированных потребителей электроэнергии на конкурентный рынок - менее 5 МВт в сутки.

До настоящего времени подавляющая часть оборота оптового рынка приходилась на децентрализованную торговлю, которая осуществлялась в рамках двусторонних срочных контрактов, заключаемых напрямую потребителями и поставщиками электроэнергии. Удельный вес биржевого сегмента рынка незначителен (доли процента от общего оборота).

«Концепция дальнейшего развития рыночных отношений в электроэнергетике Республики Казахстан», принята постановлением правительства № 190 от 18 февраля 2004 г.[37], предусматривала усложнение структуры оптового рынка. Его перспективная структура включает:

- рынок децентрализованной торговли электроэнергией (двусторонние срочные контракты);
- рынок централизованной торговли (биржевой сегмент);
- балансирующий рынок в режиме реального времени;

- рынок системных и вспомогательных услуг.

В отличие от двусторонних долгосрочных контрактов, на централизованных торгах происходит торговля на многосторонней основе. Участие в централизованных торгах в Казахстане носит добровольный характер (принцип остаточного пула). К началу 2004 г. централизованная торговля фактически была представлена только спот-рынком «на день вперед», однако Концепцией развития рыночных отношений предусмотрено развитие централизованной торговли на средне- (неделя, месяц) и долгосрочной (квартал, год) основе, а также операций, предполагающих поставку электроэнергии в течение операционных суток (внутридневной рынок).

С 2000 г. действует единый тариф на передачу электроэнергии на расстояния свыше 600 км. Это позволило расширить выбор на оптовом рынке, сделав экономически оправданными поставки электроэнергии между производителями и потребителями, разделенными большими расстояниями. Оператором централизованного сегмента рынка выступает КОРЭМ.

Рынок балансирования, оператором которого назначен KEGOC, предусматривает торговлю в режиме реального времени и предназначен для максимально оперативного покрытия дисбалансов между фактическими и договорными величинами производства и потребления электроэнергии, включенными в почасовой диспетчерский график. В частности, в этом сегменте рынка будет происходить оперативная реализация мощности, не востребованной на спот-рынке.

Хотя правовая база торговли наличной электроэнергией сформирована, электроэнергетика Казахстана была технически не вполне готова к широкомасштабной торговле в режиме, приближенном к реальному времени, поскольку это требовало модернизации инфраструктуры как отрасли, так и самого рынка: необходима более совершенная система управления и контроля над энергосистемой, включая современные телекоммуникационные системы, контрольное и регулирующее оборудование.

Развитие биржевого рынка также требует внедрения современных информационных технологий, которые облегчат обмен информацией и оперативное реагирование участников рынка на обстановку, ускорят транзакции и позволят расширить круг участников многосторонних торгов за счет введения дистанционной торговли через Интернет.

Государство взяло на себя часть этой задачи: подконтрольный ему сектор отрасли под гарантии госбюджета переоборудуется в рамках программы «Модернизация национальной электрической сети», непосредственно осуществляемой компанией KEGOC. Однако развитие торговли наличной энергией и биржевого рынка потребует также модернизации инфраструктуры, находящейся в ведении множества негосударственных структур.

Иная ситуация сложилась на розничных рынках электроэнергии, где конкуренция до сих пор практически отсутствует. Государственное регулирование этих рынков не всегда является препятствием для злоупотреблений локальных монополий: известны прецеденты взвинчивания

ими цен, ограничения доступа к сетям местных производителей и потребителей, препятствования вводу конкурирующих мощностей в регионах и т. п. Несмотря на сдерживание государством розничных тарифов, электроэнергия на розничных рынках стоит (с учетом транспортных расходов) примерно вдвое дороже, чем на оптовом рынке. Подобная ситуация вызвала необходимость реформирования розничного рынка и дальнейшей реструктуризации отрасли.

Реформирование электроэнергетики Казахстана дало ряд положительных результатов:

- цены на электроэнергию для конечных потребителей снизились по сравнению с дореформенным периодом и стабилизировались на более низком уровне, несмотря на девальвацию национальной валюты в 1999 г. и последовавший рост стоимости топлива и железнодорожных перевозок. На возникшем в результате реформы оптовом рынке электроэнергии установились более низкие цены, чем в большинстве стран СНГ и Европы: 0,8-0,9 цента США за 1 кВт*ч;
- несмотря на некоторый рост с конца 1990-х гг. потребления электроэнергии, дефицит энергобаланса страны практически ликвидирован, что отвечает стратегической цели развития отрасли, сформулированной в «Программе развития электроэнергетики Республики Казахстан до 2030 г.»;
- повысилась надежность энергоснабжения: стабилизировалась частота тока, создан и развивается рынок резервов электрической мощности;
- существенно возросла платежная дисциплина, сократилась во много раз доля не денежных форм расчетов в отрасли (не более 5-10% в 2003 г. против 80% в 1997 г.);
- активизировался приток инвестиций в электроэнергетику.

В то же время многие проблемы остаются нерешенными:

- не остановлено увеличение износа основных фондов, а значит, учитывая растущее потребление электроэнергии и повышение нагрузок на оборудование, возрастают риски сбоев в работе энергосистем;
- инфраструктура отрасли технически отстала от современных требований (40-50% оборудования старше 20 лет), что сдерживает развитие биржевой торговли и торговли в режиме реального времени. Неразвитость этих сегментов рынка, способных наиболее оперативно реагировать на конъюнктуру, мешает дальнейшей оптимизации работы энергосистемы;
- рынку электроэнергии не хватает действенных механизмов компенсации коммерческих и технических рисков (страхование, хеджирование, правовые ограничения);
- на большинстве розничных рынков сохраняется монополизм;
- уровень развития электроэнергетики и показатели энергообеспечения существенно различаются по территории страны: цены на электроэнергию на местных рынках разнятся более чем в два раза, в некоторых энергодефицитных районах потребители лишены технической возможности выбирать поставщиков электроэнергии.

В настоящее время электроэнергетика Республики Казахстан характеризуется показателями, представленными в таблице 6.

Таблица 6. Состояние электроэнергетики в настоящий момент

Показатель	Характеристика
Разделение видов деятельности	Законодательное ограничение на совмещение естественно-монопольных и конкурентных видов деятельности. Фактически существует совмещение видов деятельности в вертикально интегрированных компаниях
Сферы присутствия частного капитала	Генерация, распределение, сбыт
Контроль над передачей электроэнергии	Полностью государственный
Контроль над генерацией	Свыше 80% активов контролируется частными структурами
Контроль инфраструктуры распределения электроэнергии	Смешанный, с преобладанием частного и муниципального
Контроль активов сбытовых организаций	Смешанный, с преобладанием частного
Тенденция изменения структуры контроля	Дальнейшее увеличение доли частного контроля в основном за счет сфер распределения и сбыта распределения

Основные направления дальнейших преобразований в отрасли обусловлены необходимостью решения перечисленных проблем, а также приоритетами государственной политики в сфере электроэнергетики:

- завершение разделения естественно-монопольных и конкурентных видов деятельности в энергетике;
- дальнейшее расширение конкурентного рынка электроэнергии за счет развития биржевого сегмента оптового рынка и либерализации розничного;
- модернизация технической инфраструктуры рынка.

Значительная часть этих преобразований была осуществлена в 2004-2005гг.

В 2004 году началась реструктуризация РЭКов и вертикально интегрированных компаний с выделением естественно-монопольных и конкурентных видов деятельности в отдельные предприятия и последующей приватизацией государственных активов либо передачей части их в муниципальную собственность (прежде всего это касается теплогенерирующих мощностей).

Основная задача реформы розничного рынка - его демонополизация, которая приведет к появлению конкуренции в электроэнергетике на региональном уровне. Вместо РЭКов и других вертикально интегрированных структур, монополизировавших куплю-продажу и транспортировку электроэнергии в своих зонах обслуживания, на местных рынках появятся конкурирующие между собой поставщики.

Реформы энергетической отрасли в Казахстане проводятся поэтапно. Основные законодательные документы [24-30, 35-44], последовательность принятия и их суть представлены в таблице 7.

Таблица 7. Основные этапы реформирования электроэнергетики Казахстана

Год	Документы	Факты
1	2	3
1994	Постановление Правительства № 482 от 5.05.1994 «О либерализации цен на энергоресурсы и регулировании тарифов на отдельные виды услуг»	Трансформируется процесс ценообразования. Приватизируются специализированные предприятия и электростанции
1995	Указ Президента № 2724 от 23.12.1995 «Об электроэнергетике», имевший силу закона	Определены принципы государственного регулирования отрасли, поставлена задача формирования конкуренции в электроэнергетике. Сокращается перекрестное субсидирование
1996	«Программа приватизации и реструктуризации в электроэнергетике», утвержденная постановлением Правительства № 663 от 30.05.1996	Определены подходы к реструктуризации и приватизации в электроэнергетике. Создана новая структура отрасли, включающая конкурентный сектор. Образована сетевая монополия KEGOC. Энергоснабжающим организациям и потребителям разрешено заключать двусторонние прямые договоры
1997-98	«Программа дальнейшего развития рынка электроэнергии на 1997-2000 гг.», утвержденная постановлением Правительства № 1193 от 31.07.1997. Закон № 272-І от 9.07.1998 «О естественных монополиях»	Определены сферы деятельности и правила регулирования естественных монополий. Поставлена задача создания конкурентного рынка электроэнергии, состоящего из двух уровней: оптового и розничного. В основном завершена приватизация генерирующих мощностей.
1999	Закон № 438-І от 16.07.1999 «Об электроэнергетике». «Программа развития электроэнергетики до 2030 г., утвержденная постановлением Правительства № 384 от 9.04.1999	Законодательно закреплены новые экономические отношения в отрасли. Создается открытый конкурентный рынок электроэнергии.
2000	«Концепция совершенствования оптового рынка электрической энергии и мощности», утвержденная постановлением Правительства № 606 от 20.04.2000. «Правила пользования электрической энергией», утвержденные постановлением Правительства № 1822 от 7.12.2000	Началось создание рынка наличной электроэнергии (спот-рынка) и рынка балансирующей мощности. Начинает функционировать рыночный оператор "КЭРЭМ". Определены обязанности и взаимоотношения участников рынка. Синхронизирована работа ЕЭС Казахстана с энергосистемами России и Центральной Азии

Продолжение таблицы 7

1	2	3
2001	«Правила организации и функционирования оптового рынка электрической мощности и энергии», утвержденные приказом Министерства энергетики № 8 от 12.01.2001. «Правила проведения централизованных торгов электрической энергией на балансирующем оптовом рынке электрической мощности и энергии «на день вперед»», утвержденные приказом Министерства энергетики № 240 от 8.10. 2001. «Электросетевые правила», утвержденные приказом Министерства энергетики № 314 от 24.12.2001	Приняты правила функционирования оптового рынка, регламентированы функции рыночного и технического операторов, обязанности участников
2002	Закон «О внесении изменений и дополнений законодательные акты Республики Казахстан по вопросам естественных монополий» №364-Пот 6.12.2002	Совершенствуется регулирование естественных монополий. На оптовом рынке формируется сегмент централизованных торгов
2004	«Концепция дальнейшего развития рыночных отношений в электроэнергетике Республики Казахстан», принятая постановлением Правительства № 190 от 18.02.2004	Происходит развитие биржевого рынка электроэнергии, реструктуризация вертикально интегрированных энергокомпаний, формирование конкурентной среды на розничном рынке электроэнергии. Предполагается снижение порога допуска на оптовый рынок, начало функционирования новой инфраструктуры оптового рынка
2012	Закон Республики Казахстан «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» от 13 января 2012 года № 541-IV ЗРК	Регулирует общественные отношения и определяет правовые, экономические и организационные основы деятельности в области энергосбережения и повышения энергоэффективности
2012	Закон Республики Казахстан «О внесении дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам энергосбережения и повышения энергоэффективности» от 13 января 2012 года № 542-IV ЗРК	Закон направлен на создание целостной правовой базы в сфере энергосбережения, а также формирование национальной инфраструктуры в сфере энергосбережения для обеспечения перехода экономики на энергоэффективное развитие
2013	Закон Республики Казахстан от 9 июля 2004 года № 588-П «Об электроэнергетике» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.07.2013 г.)	Настоящий Закон регулирует общественные отношения, возникающие в процессе производства, передачи и потребления электрической и тепловой энергии.

Цены на электроэнергию на розничном рынке подверглись поэтапной либерализации. При этом вводился институт так называемых гарантирующих поставщиков (схожий по ряду черт с предусмотренным законодательством в России), что обеспечило защиту прав потребителей в период либерализации розничного рынка.

Розничным потребителям предоставлено право выбора поставщика, включая новые возможности выхода на оптовый рынок электроэнергии. Планировалось введение механизма допуска на конкурентные розничные рынки, аналогичного действующему на оптовом уровне, с установлением порога допуска, при преодолении которого потребители смогли бы свободно выбирать поставщиков и заключать с ними контракты по рыночной цене. Для преодоления порога мелкие потребители могли объединяться в пулы, что позволило им получить доступ не только на розничный, но и на оптовый рынок. Круг участников конкурентного рынка расширялся также за счет снижения порога допуска на оптовый рынок до 1 МВт в сутки (конец 2005 года).

Перечисленные меры привели к расширению круга участников конкурентного рынка не только за счет потребителей, но также и за счет поставщиков электроэнергии. Во-первых, на розничном рынке в качестве покупателей выступают не только потребители и их пулы, но также сбытовые организации, выделенные из состава РЭКов, и трейдеры. Во-вторых, создание конкурентной среды на розничных рынках и снижение порога допуска на оптовый рынок открыли новые возможности для реализации энергии небольшими генерирующими компаниями.

В данный момент проводится модернизация технической инфраструктуры рынка, целью которой является:

- перевод системы учета с аналоговых на электронные, цифровые технологии;
- объединение средств учета с современными средствами обработки и передачи информации;
- интеграция систем измерения электроэнергии с другими комплексными системами, обслуживающими отрасль, прежде всего с АСКУЭ и новой электронной «Торговой системой оптового рынка», позволяющей осуществлять дистанционную торговлю электроэнергией.

Ход модернизации существенно различается по уровням инфраструктуры. На уровне магистральной сети предусматривалось и осуществлено (в рамках упомянутого «Проекта модернизации национальной сети») полное обновление (2005 г.) систем учета электроэнергии, что дало возможность системному оператору уже в 2005 г. осуществлять удаленный централизованный контроль в режиме реального времени 90% подстанций национальной сети, включая контроль параметров расхода электроэнергии и мощности. На уровне распределительных сетей подобная модернизация проходит менее согласованно. Это связано в первую очередь с различиями в контроле над инфраструктурой и источниками финансирования. Проект модернизации национальной сети, находящейся в полной собственности

государства, финансируется примерно на 70% из средств международных финансовых организаций (Всемирного банка и ЕБРР) под гарантии республиканского бюджета. Модернизация же систем учета распределительных сетей осуществляется преимущественно из средств региональных электроэнергетических компаний и населения. Тем не менее до внедрения АСКУЭ национального уровня планировалась установка оптовыми потребителями и региональными энергоснабжающими организациями микропроцессорных счетчиков с долговременной памятью и цифровыми выходами, которые позволяли учитывать почасовые объемы электроэнергии, проходящие через оптовый рынок, и организация АСКУЭ локального уровня. При этом участники рынка должны были выполнить требования унификации АСКУЭ локального уровня с АСКУЭ системного оператора и систем передачи информации от локальных АСКУЭ системному оператору. В дальнейшем планировалось создать автоматизированную систему обмена данными между локальными АСКУЭ участников рынка и АСКУЭ системного оператора в соответствии со стандартами, установленными государством.

Таким образом, сформировалась техническая основа для расширения и диверсификации структуры рынка.

Другими мерами, имеющими прямое отношение к реформе электроэнергетики, стало:

- внесение поправок в законодательные и нормативные акты (в частности, в законы «Об электроэнергетике», «О государственных закупках», «О естественных монополиях», «О лицензировании»);
- дальнейшая синхронизация работы ЕЭС Казахстана с энергосистемами Евразии, что позволило расширить международную торговлю электроэнергией (с конца 1990-х гг. энергосистема Казахстана была синхронизирована с ЕЭС среднеазиатских республик и России; 2006 г. синхронизирована работа казахстанской энергосистемы с TESIS, 2010 г. - с энергосистемами других стран Азии);
- создание современной системы снижения рисков на рынке электроэнергии - механизмов страхования коммерческих рисков участников спот-рынка, рынка финансовых инструментов для хеджирования долгосрочных контрактов;
- создание энергетической биржи, включающей торговлю всеми видами энергоресурсов.

Инвестиционная политика АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» направлена, прежде всего, на повышение эффективности собственных инвестиций и за счет привлечения средств внешних инвесторов.

Одним из приоритетов Компании на долгосрочный и среднесрочный периоды является реализация инвестиционной программы на предприятиях АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» путем реконструкции и расширения имеющихся энергетических источников. Это позволит повысить объемы установленной и располагаемой мощности энергогенирующих предприятий, увеличить надежность работы станций, уменьшить объемы энергопотребления на собственные нужды, снизить объемы вредных выбросов.

Инвестиционная программа осуществляется в двух основных направлениях: поддержание существующего оборудования, за счет его реконструкции, и строительство нового оборудования для увеличения установленной мощности генерирующих источников.

Инвестиционная программа АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» рассчитана до 2018 года. Основными ее направлениями являются:

- повышение генерации путем установки нового современного оборудования и реконструкции существующего;
- модернизация основных фондов передающих организаций с целью снижения потерь при транспортировке тепловой и электрической энергии;
- проекты, обеспечивающие совершенствование экологических параметров деятельности Компании.

В соответствии с Законом РК «Об электроэнергетике» между Министерством индустрии и новых технологий Республики Казахстан (МИНТ РК) и АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» были заключены Соглашения «Об инвестиционных обязательствах»:

- на 2010 год - на сумму 5,4 млрд. тенге;
- на 2011 год - на сумму 5,8 млрд. тенге;
- на 2012 год - на сумму 6,57 млрд. тенге;
- на 2013 год - на сумму 7,61 млрд. тенге.

Компания берет на себя инвестиционные обязательства с целью модернизации технологического парка в рамках Постановления Правительства «Об утверждении предельных тарифов». В целом в период с 2012 по 2018 годы Компанией «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» планируется осуществить инвестиционные вложения на общую сумму около 96,04 млрд. тенге.

Инвестиционная программа осуществляется в двух основных направлениях: поддержание существующего оборудования, за счет его реконструкции, и строительство нового оборудования, для увеличения установленной мощности генерирующих источников.

По итогам реализации инвестиционных программ к 2017 году предполагается сократить износ оборудования на генерирующих предприятиях АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» на 35-40%. Выработка электрической энергии по отношению к 2009 году увеличится с 3021,693 млн. кВтч до 4158,4 млн. кВтч (на 27,3 %). Отпуск тепловой энергии с коллекторов увеличится с 4093,115 тыс. Гкал до 5418,094 тыс. Гкал (на 24,5%).

С 2009 по 2017 годы планируется увеличение установленной электрической мощности АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» на 100 МВт - с 562 МВт до 662 МВт; тепловой мощности на 356 Гкал/ч - с 1912 Гкал/ч до 2268 Гкал/ч.

1.3 Внедрение АСУ ТП как инновационное развитие предприятий ТЭК

Казахстанские предприятия подошли к пониманию того, что без АСУ ТП, а также автоматизированной информационной системы в современном бизнесе оставаться на высоком уровне конкурентоспособности достаточно тяжело. Внедрение АСУ ТП (также автоматизированной информационной системы), своего рода тотальная автоматизация, является инновационным процессом по отношению к разрозненной, локальной автоматизации. Очень важным на пути к автоматизации является способность оценить эффективность внедрения автоматизированных систем. Естественно дать точных оценок эффективности до внедрения никто не сможет, но к вопросу внедрения чего-то нового необходимо подходить с пониманием текущих потребностей организации и анализом рисков, выбрать путь внедрения - поэтапный или агрессивный. В любом случае автоматизация процессов организации проходит не мгновенно, а в течение определенного времени. С момента начала проведения мероприятий по автоматизации до получения положительного эффекта могут пройти годы. На начальном этапе внедрения инноваций будут затрачены большие усилия, эффект от которых будут несколько позже.

Таким образом, текущее состояние энергетики позволяют утверждать, что в настоящее время необходимо не просто проводить процессы, связанные с ее автоматизацией, а рассматривать указанные процессы как инновационную деятельность предприятий ТЭК, направленную на привлечение инвестиций. Кроме того, автоматизацию энергокомпаний следует рассматривать как процесс, результатом которого должно стать повышение финансовой устойчивости и инвестиционной привлекательности предприятий ТЭК, а следствием - устойчивое развитие в стратегической перспективе.

Современная технология производства предъявляет высокие требования к автоматизации технологических процессов, к выбору оптимальных средств комплексной автоматизации. Производство и поставка средств комплексной промышленной автоматизации технологических процессов, автоматизированных систем управления и оптимизации производственных процессов, АСУ ТП различной сложности являются одним из важнейших направлений деятельности многих специализированных компаний.

Автоматизированная система управления и контроля предназначена для управления технологическим процессом (АСУ ТП), оптимизации технологических процессов, автоматизации технологических процессов, поддержания оптимального режима работы технологических аппаратов и учета промежуточных данных, формирования и выдачи отчетной и архивной документации, диагностики измерительного оборудования во всех отраслях промышленности. Станции автоматического управления (САУ) представляют собой многофункциональные электротехнические шкафы и щиты автоматики, основной целью которых является автоматизация технологических процессов.

Благодаря высококачественным и высоконадёжным компонентам систем автоматизации, поставляемых хорошо зарекомендовавшими себя производителями, автоматизированные системы управления отвечают основным целям оптимизации производственных процессов и обладают наиболее экономически выгодным для конечного пользователя соотношением цена/качество. Экономическими аргументами в пользу комплексной интегрированной автоматизации АСУ ТП являются сокращение расходов на аппаратную часть, например, благодаря использованию стандартных компонентов и модульной конструкции, а также более низким расходам за время жизненного цикла системы и экономии на запасных частях.

Говоря об инновационном процессе автоматизации энергетики, следует выделить основные его цели, задачи и принципы.

Комплексная АСУ ТП должна иметь:

- высокую информативность, помогающую оценить техпроцесс, выбрать критерии и определить их относительную важность;
- иметь возможность анализа технологической обстановки, нарушений ведения технологического процесса, позволяющую вести технологическую наладку производства;
- возможность поиска оптимального режима ведения технологического процесса;
- высокую точность по измерению технологических параметров и их регулированию;
- возможность автоматической дозировки компонентов;
- возможность качественного поддержания технологического режима по заданному алгоритму;
- возможность расширения системы управления;
- возможность создания на базе АСУ ТП автоматизированных рабочих мест (АРМ) обслуживающего персонала.

АСУ ТП полностью решают все эти задачи, направленные на оптимизацию технологических процессов. В комплекс услуг по пуско-наладке комплексных систем автоматизации входят обучение по внедрению и применению средств промышленной автоматизации на производстве, профилактический осмотр, сервисное обслуживание станций автоматического управления и т.д.

Программное обеспечение программно-технического комплекса предназначено для реализации автоматизированного управления технологическим оборудованием и диспетчеризации параметров технологического процесса станции автоматического управления (АСУ ТП).

К основным функциям поставляемых АСУ ТП относятся:

- автоматическая диспетчеризация параметров технологического оборудования (уровней, давлений, уровней раздела фаз, температур и расходов по технологическим аппаратам);

- сравнение измеренных значений технологических параметров с заданными значениями и формирование сигналов управления, а также предупредительной и аварийной сигнализации;
- отображение хода технологического процесса в виде мнемосхем, трендов (графиков изменения параметров во времени), индикаторов;
- хронометрирование основных технологических параметров, формирование протокола событий и архивных данных;
- оперативное автоматическое и ручное управление электрозадвижками и регулирующими клапанами с пульта АРМ оператора-технолога;
- имитация объекта управления, различных аварий и отказов, для независимой отладки и обучения обслуживающего персонала.

Разработка территориально-распределенных автоматизированных систем сбора, обработки данных и управления технологическим процессом требует применения специальных решений построения сетей передачи данных. АСУ ТП строится по иерархическому принципу и имеет многоуровневую структуру.

В АСУ ТП выделяется четыре уровня иерархии:

- нижний уровень - уровень датчиков и исполнительных механизмов;
- средний уровень - уровень промышленных контроллеров (ПЛК);
- верхний уровень - уровень промышленного сервера и сетевого оборудования;
- оперативный уровень - уровень операторских и диспетчерских станций.

Нижний уровень состоит из датчиков и исполнительных механизмов, устанавливаемых на технологических объектах. Их конструкция и исполнение позволяют им устойчиво и безопасно функционировать при самых неблагоприятных погодных условиях, а также во взрывоопасных зонах. Связь датчиков и исполнительных механизмов со средним уровнем осуществляется с помощью соответствующих кабелей.

Средний уровень состоит из промышленных контроллеров, силовой, сигнализационной автоматики и необходимых вторичных приборов. Должны быть расположены на территории таким образом, чтобы минимизировать затраты на прокладку кабелей и снизить влияние помех. Ядром программно-технических средств контроля и управления системы являются промышленные контроллеры.

Промышленные контроллеры осуществляют:

- сбор и обработку данных, поступающих с датчиков;
- управление технологическими объектами по заданным алгоритмам работы.

Отличительными особенностями современных моделей контроллеров являются:

- широкая номенклатура модулей, позволяющая разрабатывать многофункциональные системы контроля и управления;
- наличие интеллектуальных модулей ввода/вывода, в том числе модулей, регуляторов автономного функционирования;
- дублирование модулей центрального процессора и блока питания;

- возможность «горячей» замены модулей;
- наличие выходных цепей, имеющих вид взрывозащиты.

«Искробезопасная электрическая цепь».

Передача информации от контроллеров на следующий уровень и прием команд управления осуществляется с использованием стандартных интерфейсов RS485. Связь любого промышленного контроллера с сервером осуществляется одновременно по двум независимым каналам связи. Дублирование каналов связи «сервер-промышленный контроллер» необходимо для повышения надежности системы в целом.

Верхний уровень системы - это уровень промышленного сервера и сетевого оборудования. Сетевое оборудование состоит из концентраторов, коммутаторов и преобразователей. Промышленный сервер представляет собой высоконадежную отказоустойчивую вычислительную систему и обеспечивает накопление в реальном масштабе времени и надежное длительное хранение больших объемов технологической информации, а также доступ к ней с большого числа автоматизированных рабочих мест оперативного уровня. Сетевое и телекоммуникационное оборудование, сетевые каналы, телефонные и оптоволоконные линии связи образуют высокоскоростную территориально-распределенную вычислительную сеть промышленного назначения. Отказоустойчивость сети обеспечивается резервированием сетевых каналов, линий связи и коммуникационного оборудования.

Оперативный уровень состоит из автоматизированных рабочих мест операторов и диспетчеров, а также сетевого принтера, установленных в различных помещениях и зданиях. Объединенные в локальную сеть АРМы образуют единый информационно-вычислительный комплекс (ИВК). ИВК реализует отображение в графическом виде технологической информации, обеспечивает выдачу аварийных сигналов и взаимодействие операторов с АСУ ТП, организует связь с другими системами управления. На этом уровне создаются как полностью дублирующие (равноправные по получаемым данным и по функциям управления) друг друга рабочие места, так и технологически ориентированные рабочие места, адекватно учитывающие специфику работы персонала и технологии участка производства.

Поставляемое программное обеспечение легко интегрируется с системами АСУ ТП предприятия и иными существующими на предприятии системами автоматизации благодаря применению стандартизованных решений:

- коммуникационных протоколов (Ethernet 802.3, TCP/IP и других);
- операционной системы (MS Windows 2000);
- форматов файлов (TXT, DOC, XLS);
- интерфейсов с системами управления базами данных (СУБД) (ODBC, SQL);
- интерфейсов динамического обмена данными DDE, NetDDE.
- Программное обеспечение реализует все необходимые функции человеко-машинного интерфейса в целях автоматизации технологических процессов.

АСУ ТП обычно создается, как комплексное решение, обеспечивающее автоматизацию основных технологических операций на производстве в целом или каком-то его участке, выпускающем относительно заверченный продукт. АСУ ТП имеет единую систему операторского управления технологическим процессом в виде одного или нескольких пультов управления, средства обработки и архивирования информации о ходе процесса, типовые элементы автоматики: датчики, контроллеры, исполнительные устройства. Для информационной связи всех подсистем используются промышленные сети.

АСУ ТП предназначена для:

- повышение оперативности управления, эффективности и надежности работы автоматизируемой системы;
- снижение косвенных затрат на эксплуатацию удаленных объектов;
- своевременное координирование действий подразделений предприятия;
- обеспечение руководителей и инженерно-технического персонала информацией, необходимой для принятия эффективных решений управления и планирования;
- обеспечение оптимальных режимов работы технологического оборудования;
- полное протоколирование всех штатных и нештатных ситуаций, а также действий операторов АРМ.

Зарубежный опыт.

В качестве примера можно привести опыт внедрения системы АРЧМ на энергоблоке № 1 Ставропольской ГРЭС РФ, где в процессе модернизации была установлена система «Овация», включающая следующие компоненты:

- одну сеть системы «Овации» (Fast Ethernet);
- три резервированных контроллера системы «Овация»;
- две рабочих станции операторов;
- одну рабочую станцию инженера/сервер программного обеспечения;
- один сервер архивной регистрации / подготовки отчетов.

Для отображения информации и управления технологическими процессами с помощью рабочих станций было разработано около 80 технологических мнемосхем и 60 программных панелей управления на русском языке. О масштабе такой системы можно судить по количеству сигналов: 800 измеряемых сигналов, 3500 расчетных сигналов, 700 сигналов связи с другими системами.

Необходимо отметить, что предполагаемый объем работ по модернизации является технически сложным. Это обусловлено тем, что требования применяемого стандарта соответствуют европейским требованиям, являющимся самыми жесткими в мире. В то же время задача полной автоматизации крупных энергоблоков электрических станций чрезвычайно сложна и требует от генподрядчика показать лучшее, на что он способен. Неслучайно на рынке автоматизации энергоблоков в Восточной Европе конкурировали между собой только крупные компании с мировой известностью (Emerson, Siemens, ABB).

Работами по модернизации энергоблоков в соответствии с приказом №524 занимается ряд организаций в России. Однако до недавнего времени владельцам ТЭС сложно было оценить эффективность проведенных работ, так как отсутствовала методика проверки выполнения требований к модернизированным энергоблокам.

В создании первых АСУ ТП оборудования ТЭС в России принимало участие достаточно большое количество организаций: разработчик и изготовитель ПТК, наладочная организация (например, Сибтехэнерго), различные НИИ (например, ЦНИИКА, ВТИ, ЦКТИ), Генпроектировщик (например, «Теплоэлектропроект»), заводы-изготовители основного оборудования. Новые решения, принимаемые для проекта, опробовались параллельно с проведением испытаний основного оборудования.

На сегодняшний день разработкой АСУ ТП занимается только Генпроектировщик и разработчик-поставщик ПТК по нижеследующим причинам:

- тендерная организация торгов. Новая для России система выбора исполнителя работ по АСУ ТП, как правило, ориентирована на минимальную стоимость реализации проекта. Данный критерий минимизации затрат Заказчиком, не позволяет Разработчику АСУ ТП проектировать и опробовать новые схемы управления. Также по вышесказанным причинам, наладочные организации привлекаются к процессу создания АСУ ТП уже после окончания монтажа оборудования АСУ ТП, что лишает их достаточного количества времени на анализ проекта и возможности внесения технических решений, на основе их опыта внедрения АСУ ТП. Также следует отметить, что организация тендеров управляющими компаниями, без участия эксплуатационного персонала ТЭС, не дает станционному персоналу, непосредственно заинтересованному в высоком уровне автоматизации, контролировать выбор технических решений, предлагаемых исполнителем по АСУ ТП, лишая персонал ТЭС рычагов влияния. Конкурсная процедура ориентирована только на минимизацию цены и не учитывает качества выполнения работ;
- государственное финансирование НИОКР сокращено, поэтому НИИ практически не участвуют в данных работах;
- бюро автоматизации заводов-изготовителей сокращены полностью либо до минимума (1-2 человека);

Заказчик и наладочная организация, как правило, не имеют времени и ресурсов для проведения опробований новых алгоритмов управления оборудованием, строго следуя графикам нагрузки, заданным Системным Оператором.

Из анализа зарубежного опыта разработки систем АСУ ТП сделаны следующие выводы.

1. При проектировании АСУ ТП необходимо адекватно учитывать потребности пользователей - операторов-технологов и эксплуатационного персонала.

2. Компьютеризированные системы усложняют организацию управления объектом автоматизации. Для правильного мониторинга, контроля и обслуживания персоналу важно представлять функционирование компьютеризированной системы. Пренебрежение этим аспектом приводит к недостаточному пониманию текущей ситуации и возникновению чувства отстраненности от системы.

3. Компьютеризированные системы, особенно системы аварийной сигнализации и системы поддержки оператора, нередко сложны для понимания. Основные принципы их функционирования недостаточно понятны оператору, а средства ведения диалога не удобны.

4. Наблюдается всеобщая тенденция перехода от пространственно-распределенных человеко-машинных интерфейсов (ЧМИ), которые поддерживают параллельную обработку информации, к виртуальным рабочим пространствам с последовательным доступом к информации и управлению. Это перегружает оператора и увеличивает время решения второстепенных задач.

5. При внедрении новой технологии существенными являются вопросы, связанные с обучением и приемкой системы в эксплуатацию.

6. Организация тендеров управляющими компаниями, без участия эксплуатационного персонала ТЭС, не дает стационарному персоналу, непосредственно заинтересованному в высоком уровне автоматизации, контролировать выбор технических решений, предлагаемых исполнителем по АСУ ТП

Заказчик часто вынужден сокращать время, объем пусковых и режимно-наладочных работ по АСУ ТП, в связи с необходимостью выдачи мощности вводимого оборудования в энергосистему, с целью продажи тепловой и электрической энергии.

На первом этапе развития АСУ ТП был реализован минимум необходимых задач - ТЗ, блокировки, автоматический ввод резерва (АВР), ДУ и АСР. ФГУ и информационные задачи были реализованы в минимальном объеме. Из-за функциональных ограничений аппаратуры АСР не было возможности реализовать систему автоматического регулирования частоты и мощности. Сейчас же перечисленные задачи являются минимально-необходимым набором для АСУ ТП.

Анализ основных условий, обеспечивающих экономический рост в развитых странах, показывает главную роль опережающего развития основных инфраструктурных отраслей, прежде всего энергетики.

В этой связи, инновационный процесс автоматизации энергетики обеспечит главный результат создание инфраструктуры энергетики, обеспечивающей не только возможность функционирования и экстенсивного роста, но и возможность качественного развития других отраслей экономики Казахстана. Без достижения указанного качественного сдвига невозможен переход к ускоренному экономическому росту, который является главной целью реформирования казахстанской экономики.

2 Анализ управления предприятием ТЭК как экономической системой

2.1 Анализ текущего состояния и деятельности предприятия ТЭК (на примере АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО»)

2.1.1 Краткий обзор энергетической отрасли Казахстана

В течение ряда лет в Казахстане, как известно, наблюдались высокие темпы роста экономики, что естественно сопровождалось устойчивым ростом электропотребления, объемов выработки электроэнергии. Электроэнергетика является одним из важнейших элементов топливно-энергетического комплекса, обеспечивая более 10% всего объема промышленного производства республики.

За 2013 год Казахстан произвел 92,1 млрд.кВт*ч электроэнергии (таблица 8), что на 4,6 млрд.кВт*ч больше, чем в 2012 году (согласно данным Агентства РК по статистике). Производство теплоэнергии в отчетном периоде составило 97,988 млн Гкал. Данный показатель демонстрирует рост на 0,8% в сравнении с результатами за 2011 год. В 2011 году производство электроэнергии в республике составило 85,812 млрд.кВт*ч - рост на 3,8% к 2010 году, теплоэнергии - 95,804 млн Гкал - снижение на 0,3% к 2010 году.

Таблица 8. Производство электроэнергии, млрд.кВт*час

Год	2009	2010	2011	2012	2013
млрд кВт-ч	78,7	82,7	85,9	87,5	92,1

Импорт электроэнергии составил - 2,56 млрд.кВт*ч, а экспорт - 1,36 млрд кВт*ч. Потребление электроэнергии в стране (таблица 9) за 2013 год составило 97,84 млрд.кВт*ч (103,7%). С ростом выработки выросло и потребление электроэнергии за 2013 год. Объем вырабатываемой электроэнергии возобновляемыми источниками энергии в минувшем году увеличился с 0,42 млрд.кВт*ч в 2011 году до 0,45 млрд.кВт*ч в 2013-ом (106,4%).

Таблица 9. Потребление электроэнергии, млрд.кВт*час

Год	2009	2010	2011	2012	2013
млрд кВт-ч	77,9	83,8	87,9	87,6	91,7

Исходя из данных таблиц 8,9, производство электроэнергии сегодня отстает от спроса, и этот факт может в будущем стать препятствием развитию экономики (в соответствии с рисунком 5). Ожидается, что в республике произойдет увеличение спроса на энергию еще на 50 процентов в течение последующих 10-12 лет.

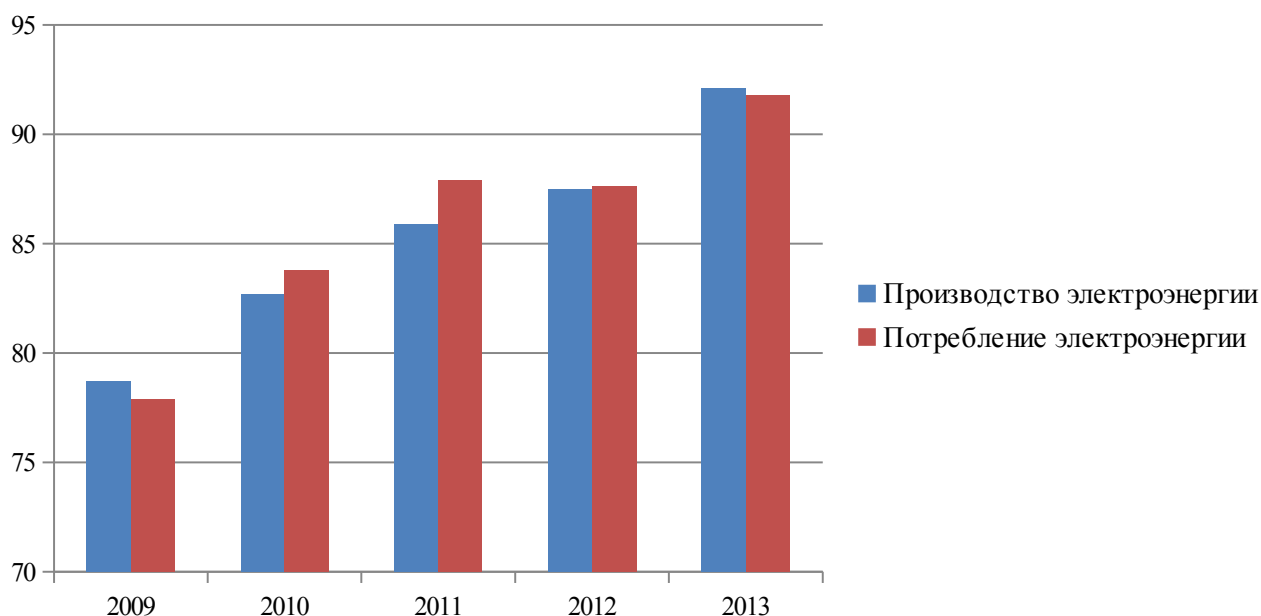


Рисунок 5. Динамика производства и потребления электроэнергии в РК

Объемы производства и потребления электроэнергии (по зонам) в РК за 2012 год в сравнении с 2013 годом в зависимости от типа электростанций представлены в таблице 10.

Таблица 10. Объемы производства и потребления электроэнергии в РК за 2012 год в сравнении с 2013 годом

Наименование	Объем за 2012 год (млн. кВт*ч)	Объем за 2013 год (млн. кВт*ч)	Отклонения	
			млн. кВт*ч	в %
Производство электроэнергии в целом по Казахстану	87 533	92100	4567	5,0
тепловыми электростанциями	76853,9	81048,0	-	
гидроэлектростанциями	10503,9	11052,0		
Потребление электроэнергии в целом по Казахстану	87600	91 700	4100	4,5
В том числе по зонам:			-	
Северная зона	57816	60522		
Южная зона	17520	18340		
Западная зона	12264	12838		

Объемы производства и потребления электроэнергии в 2013 году выше чем в 2012, что связано с ростом экономики республики. Наибольшее потребление происходит на севере страны из-за большего удельного веса тяжелой промышленности.

На уровне 2015 года прогнозируется избыток электроэнергии в размере 2,95 млрд. кВтч. Прирост потребления электроэнергии к 2015 году относительно 2008 года прогнозируется в объеме 19,9 млрд. кВтч или 20 %.

В Казахстане установленная мощность выработки электроэнергии равняется 19 тысяч МВт, а фактическая мощность - 14 558,0 МВт. Казахстан вырабатывает 87,2 млрд. кВт*час электроэнергии в год.

Выработка по типу электростанций распределяется следующим образом (в соответствии с рисунком 6):

- ТЭС (тепловые электростанции) - 87,7 %, в том числе:
 - КЭС (конденсационные электростанции) - 48,9 %;
 - ТЭЦ (теплоэлектроцентрали) - 36,6 %;
 - ГТЭС (газотурбинные электростанции) - 2,3 %;
- ГЭС (гидроэлектростанции) - 12,3 %.

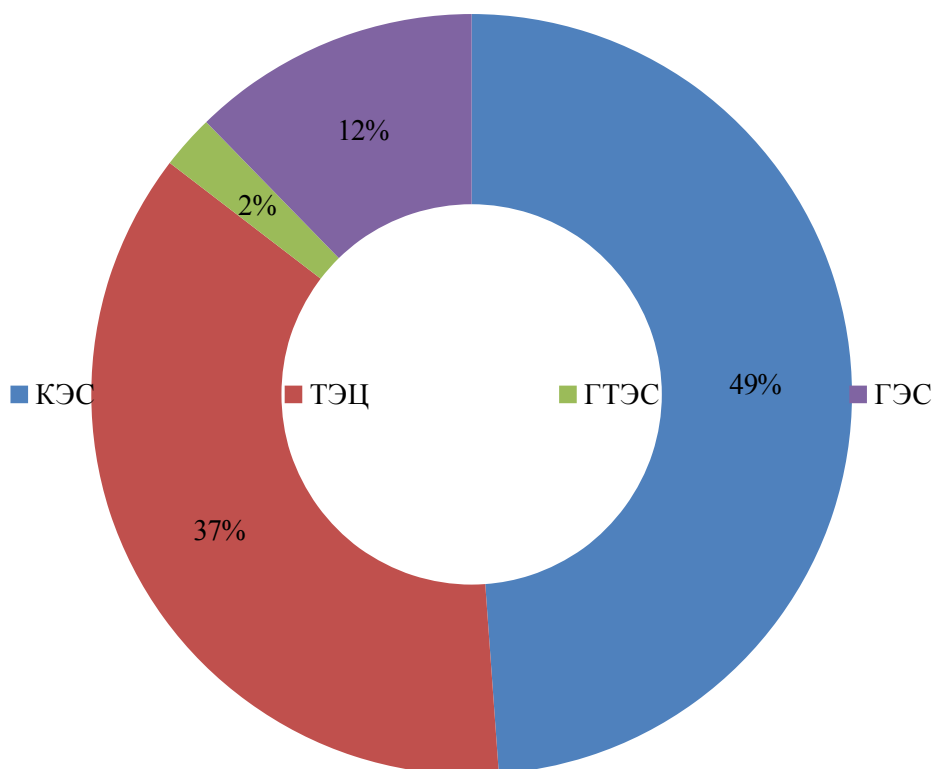


Рисунок 6. Выработка электроэнергии по типу электростанций

Около 72 % электроэнергии в Казахстане вырабатывается из угля, 12,3% - из гидроресурсов, 10,6 % - из газа и 4,9 % - из нефти.

Таким образом, четырьмя основными видами электростанций вырабатывается 99,8% электроэнергии, а на альтернативные источники приходится менее 0,2%

Разрыв между установленной и располагаемой мощностями составляет свыше 4000 МВт, что обусловлено значительным износом паркового ресурса оборудования электростанций. Таким образом, если максимально использовать имеющуюся располагаемую мощность электростанций, ресурсный потенциал

действующих электростанций Казахстана будет полностью исчерпан через несколько лет и может возникнуть электроэнергетический дефицит. Следовательно, без реконструкции действующих и строительства новых генерирующих мощностей дефицит электроэнергии уже в 2015 году может составить более 3 млрд кВт*ч. Прогнозируемый объем потребления электроэнергии в Казахстане к 2015 году составит в размере 125 млрд. кВт*ч, а к 2020 году увеличится до 140 млрд. кВт*ч. Таким образом, ожидаемый прирост электропотребления к 2020 году относительно текущего уровня составит более 80%. В данных условиях важнейшей государственной задачей является обеспечение необходимых объемов расширения, модернизации существующих объектов электроэнергетики и строительства новых в соответствии с разработанным планом развития электроэнергетической отрасли до 2015 года.

В соответствии с принятым Законом Республики Казахстан «О внесении дополнений и изменений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам деятельности независимых отраслевых регуляторов» внесены изменения и дополнения в Закон Республики Казахстан «Об электроэнергетике». Основной целью введенных изменений и дополнений является создание условий для привлечения инвестиций в энергогенерирующие активы электроэнергетики и предусматривается внедрение нового механизма тарифного регулирования в электроэнергетике. Цены на электроэнергию, отпускаемую электростанциями, должны обеспечивать возвратность инвестиций, привлекаемых на создание новых активов, расширение, обновление, реконструкцию и техническое перевооружение существующих активов.

Старт новому этапу долгосрочного инвестирования электроэнергетической отрасли был дан реализацией АО «KEGOC» крупного проекта «Модернизация национальной электрической сети Казахстана» стоимостью в 43,77 млрд. тенге. В рамках проекта установлено современное высоковольтное оборудование на 41 подстанции и введена в действие автоматизированная система диспетчерского контроля и управления SCADA/EMS в национальном и девяти региональных диспетчерских центрах. Реализация этого проекта значительно повысит надежность и качество снабжения электрической энергией потребителей, функционирование подстанций, диспетчерских и контрольных систем, позволит снизить эксплуатационные затраты и расширить объемы предоставляемых компанией услуг.

По оценке АО «KEGOC», модернизация существующих электростанций в период до 2015 года потребует около 1,2 млрд. долларов. Инвестиции в расширение действующих и строительство новых электростанций в Казахстане общей мощностью 1280 МВт составят более 800 млн. долларов, требуемый объем инвестиций на строительство новых генерирующих мощностей в объеме 3300 МВт - 3,5 млрд. долларов. Кроме того, в сектор передачи и распределения электроэнергии необходимы инвестиции в размере 4 млрд. долларов. В связи с

чем, АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО» разработало инвестиционную программу по реконструкции, модернизации и техническому перевооружению действующего производства на долгосрочный период 2007-2013 годы, которая была утверждена Министерством энергетики и минеральных ресурсов, а затем согласована с Управлением Агентства по регулированию естественных монополий по Павлодарской области (письмо за №2-07/899. от 28.05.07г.). 28.09.09г. принята «Дополнительная инвестиционная программа реконструкции и технического перевооружения на долгосрочный период по АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО» на 2010 - 2015 годы ».

Казахстан первым в СНГ начал структурную реформу электроэнергетики. И до сих пор остается наиболее продвинутым в этой области среди стран Содружества. В целом созданная на сегодняшний день структура казахстанского рынка электроэнергии соответствует модели, принятой во многих развитых европейских странах. Начало реформам в отрасли было положено в 1995 году. За несколько лет энергетика претерпела следующие изменения:

- отрасль разделена на два сектора - конкурентный и монопольный. В первый вошли производство, потребление и торговля электроэнергией. Во второй – передача и распределение;
- крупные электростанции проданы стратегическим инвесторам. ТЭЦ промышленного назначения - индустриальным комплексам, городские ТЭЦ - коммунальным службам или частным компаниям;
- для управления Национальной электрической сетью была создана Казахстанская компания по управлению электрическими сетями (KEGOC);
- были сформированы областные распределительные электросетевые компании (РЭК).

Организационно структура современной энергетической системы Казахстана состоит из следующих экономически независимых образований:

- национальная электроэнергетическая система, представленная АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (KEGOC), выступающее как технический оператор. Она сформирована на базе системообразующих (межгосударственных и межрегиональных) электрических сетей 220-500-1150 кВ. В своем составе имеет Национальный диспетчерский центр Системного оператора;
- рыночным оператором выступает АО «Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности» («КОРЭМ»). АО «КОРЭМ» осуществляет на оптовом рынке электрической мощности и энергии (ОРЭМЭ) коммерческую диспетчеризацию, заключающуюся в централизованном регулировании коммерческих отношений и его участников;
- региональные электросетевые компании (РЭК), содержащие распределительные сети 110 кВ и ниже и выполняющие функции по передаче электрической энергии на региональном уровне;

- производители электроэнергии - независимые или интегрированные с крупными промышленными объектами электростанции (ГЭС, ТЭЦ);
- государственный уполномоченный орган в энергетике Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан.

В настоящий момент производство электрической энергии исключено из перечня видов деятельности, относящихся к сфере естественной монополии. В результате энергопроизводители приравнены к обычным производственным компаниям, основная цель которых - эффективная продажа выпускаемой продукции (в данном случае - электрической энергии). Свободная конкуренция и отсутствие жесткого антимонопольного контроля должны в перспективе стать стимулом для развития энергопроизводящей промышленности, повышения эффективности работы электростанций и внедрения новых технологий производства.

Инфраструктура рынка электроэнергии Казахстана представлена единым рынком электроэнергии, который состоит из двух уровней - ОРЭМЭ и региональных розничных рынков электроэнергии.

Оптовый рынок электрической мощности и энергии. Новая модель ОРЭМЭ состоит из следующих сегментов:

- децентрализованный рынок. Здесь участники оптового рынка (покупатели и продавцы электроэнергии) заключают между собой прямые двусторонние договоры купли-продажи;
- централизованный рынок представляет собой своего рода биржу, на которой участники продают и покупают электроэнергию. Основным предметом торгов на этом рынке являются договоры на поставку «за день вперед» (спот-рынок), а также средне- и долгосрочные контракты на поставку энергии (форвардные контракты);
- балансирующий рынок электроэнергии в режиме «реального времени» выполняет функции по физическому урегулированию возникающих дисбалансов между договорными и фактическими величинами перетоков электроэнергии. Системный оператор АО «KEGOC» устраняет возникающие дисбалансы за счет использования резервных мощностей. Для этого государственными органами и АО «KEGOC» будут определены конкретные электростанции, на которых размещаются резервы мощности;

Участник рынка, допустивший превышение договорного объема потребления или снижение выработки электроэнергии, должен оплатить услуги системного оператора по урегулированию возникающих дисбалансов. На данный момент и до 2014 года осуществляется работа балансирующего рынка в имитационном режиме.

Рынок системных и вспомогательных услуг. Основным продавцом/покупателем на этом рынке выступает Системный оператор - АО «KEGOC». В качестве продавца он оказывает всем участникам оптового рынка услуги, аналогичные услугам региональных электросетевых компаний на розничном рынке. К ним относятся:

- передача электрической энергии по сетям Национальной энергетической системы (220-500-1150 кВ);
- техническая диспетчеризация отпуска в сеть и потребления электрической энергии;
- регулирование мощности в процессе передачи электрической энергии и диспетчеризации.

Все вышеуказанные услуги отнесены законодательством Казахстана к сфере естественной монополии. Тарифы на них утверждаются с антимонопольными органами и являются едиными для всех потребителей.

Розничный рынок электрической энергии. Более четко принцип разделения функций прослеживается в новой структуре розничного рынка электроэнергетики субъектами которого являются:

- энергопроизводящие организации;
- региональные электросетевые компании;
- энергопередающие организации;
- гарантирующий поставщик электрической энергии;
- энергоснабжающие организации;
- розничные потребители.

В этой связи 18 февраля 2004 года постановлением Правительства РК была одобрена Концепция дальнейшего развития рыночных отношений в электроэнергетике Республики Казахстан. Она, прежде всего, направлена на закрепление и развитие принципа разделения между участниками энергетического рынка следующих функций:

- производство электрической энергии;
- передача и распределение электрической энергии;
- поставка (сбыт) электрической энергии конечным потребителям.

Концепция предусматривает четкое разграничение двух уровней энергетической системы Казахстана: оптового и розничного рынка электроэнергии. Новая модель построения энергосистемы получила свое закрепление и на законодательном уровне. Так, были приняты Закон «Об электроэнергетике» от 9 июля 2004 года; Правила организации и функционирования оптового рынка электрической энергии Республики Казахстан; Правила организации и функционирования розничного рынка электрической энергии, а также доступа и предоставления услуг на данном рынке.

В результате проведенного анализа выявления основных проблем энергетической отрасли Казахстана автором проведен SWOT-анализ ее состояния, который представлен в таблице 11.

Таблица 11. SWOT-анализ энергетической отрасли Казахстана

<i>S- сильные стороны:</i>		<i>W- слабые стороны:</i>	
1		2	
–	Значительный производственный		Высокий износ основных фондов;

– потенциал; – Развитая сырьевая база; – Развитая энерготранспортная инфраструктура; – Потребность страны в электроэнергии; – Развитая система высшего образования и научно-исследовательских учреждений; – Наличие бюджетного финансирования инновационных и прикладных исследований;	– Низкий уровень НИОКР в энергопредприятиях; – Низкий уровень внедрения современных методов управления в отрасли наподобие АСУ ТП; – Недостаточно развитая система финансирования из негосударственных источников; – Тесная связь с жилищно-коммунальным хозяйством; – Дисбаланс позиций электроэнергетики и теплоэнергетики;
---	---

Продолжение таблицы 11

1	2
– Высокий уровень административной поддержки; – Достаточно развитая нормативно-правовая база; – Значительный инвестиционный потенциал; – Отсутствие внутри серьезных иностранных конкурентов.	– Недостаточный уровень развития национальной энергетической конкуренции; – Территориальные диспропорции в уровне развития генерирующих, транспортных и распределительных мощностей; – Наличие диспропорций между внутренними ценами на основные энергоносители; – Высокий уровень инертности отрасли к изменениям; – Отсутствие сбалансированного контроля в отрасли.
<i>О- возможности:</i>	<i>Т- угрозы:</i>
– Активация инновационного потенциала в отрасли; – Увеличение доли производств эффективной переработки ресурсов в энергию; – Рост инновационной активности; – Масштабное привлечение иностранных инвестиций; – Улучшение структуры иностранных энергетических активов; – Получение финансовой поддержки от государства на текущие и перспективные цели; – Развитие новой организационной структуры отрасли; – Разработка стратегии развития отрасли; – Разработка оборудования с использованием других видов энергии (возобновляемых и нетрадиционных);	– Высокая степень зависимости от наличия органических видов топлива; – Возможность возникновения аварийных ситуаций в связи с износом оборудования; – Снижение внутреннего спроса на энергетические ресурсы; – Повышение инвестиционных рисков; – Рост цен на продукцию и услуги естественных монополий; – Истощение бюджетных ресурсов государства в государственном и региональном бюджетах; – Отсутствие источников финансир-ования инвестиционных программ; – Ухудшение экологической обстановки; – Ухудшение социально-экономической обстановки в стране.

– Повышение уровня конкурентоспособности страны.	
--	--

Таким образом, энергетика Казахстана играет роль наиболее привлекательной и приоритетной сферы для применения современных методов развития.

2.1.2 Электроэнергетика Павлодарской области

Объем произведенного валового регионального продукта (ВРП) Павлодарской области за 2013 года составил 1539,1 млрд. тенге и по сравнению с 2012 годом увеличился в реальном исчислении на 1,8%. Удельный вес области в ВРП республики составил 4,5%. Наиболее высокие объемы в валовом региональном продукте приходятся на отрасль «промышленность» - 635,6млрд.тенге (41,3%). Величина ВРП на душу населения области составила 2049,7 тыс. тенге, что выше среднего уровня по республике на 2,3%.

Производство электроэнергии в Павлодарской области осуществляют 7 тепловых электростанций, которыми за 12 месяцев 2013 года выработано 42 млрд. кВт*часов электроэнергии, что на 6,8% больше, чем в соответствующем периоде 2011 года.

Для сравнения, за 2012 год электростанциями было выработано 41 млрд. кВт*часов электроэнергии, что на 5,9% выше, чем за 2011 год.

По выработке электроэнергии регион занимает ведущее место по республике, так за 2013 год объем произведенной электроэнергии области составил 46,5% общереспубликанского выпуска.

В 2013 году выработка электроэнергии выросла на 5,7%, тепловой энергии - на 3,8%.

Среди других регионов республики Павлодарская область является лидером по потреблению электроэнергии, на её долю приходится 23,8% от национального потребления электроэнергии, на втором месте находится Карагандинская область - 19,7%, на третьем - Восточно-Казахстанская область с потреблением 16,4%. Анализ динамики потребления электрической энергии и мощности в области за последние годы показывает стабильный рост.

2.1.3 Характеристика АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО»

Акционерное общество «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» представляет собой вертикально-интегрированную компанию, включающую все звенья энергоснабжения Павлодарской области (генерацию, транспортировку и сбыт энергоресурсов). Предприятие входит в группу компаний АО «Центрально-Азиатская Электроэнергетическая Корпорация».

Организационная структура АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» представлена в Приложении А.

Стратегической целью АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» является построение передовой энергетической компании, обеспечивающей сбалансированное и устойчивое развитие энергетической системы Павлодарской области для осуществления экономического роста региона. Компания активно внедряет передовые мировые практики и выстраивает деятельность в соответствии с международными стандартами в области производства, экологии, охраны здоровья и социальной сферы [47].

Посредством повышения эффективности деятельность АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» нацелена на повышение рыночной стоимости активов и инвестиционной привлекательности Компании.

Достижение поставленных целей будет обеспечиваться за счет реализации стратегических инициатив по следующим направлениям:

- совершенствование системы управления, сертификация на соответствие требованиям международных стандартов;
- модернизация оборудования с целью повышения технического уровня производства, снижения рисков аварийности и исключения простоев;
- внедрение энергосберегающих и энергоэффективных технологий при производстве и передаче энергии;
- минимизация удельных расходов на производство единицы тепловой и электрической энергии;
- соответствие требованиям международных, республиканских и внутриотраслевых нормативных и законодательных документов в области экологии;
- усиление требований к охране здоровья персонала, промышленной безопасности и снижению травматизма;
- непрерывное обучение с целью повышения профессионального уровня сотрудников;
- внедрение автоматизированной системы управления предприятием;
- предотвращение загрязнения окружающей среды.

В рамках инвестиционных программ ведется и планируется продолжить ряд крупномасштабных мероприятий по модернизации оборудования, направленных на повышение генерации, снижение потерь при передаче электро- и теплоэнергии и совершенствование экологических параметров деятельности.

Компания создана и осуществляет свою деятельность с 2000 года. 15 ноября 2000 года зарегистрировано ТОО «Северные тепловые сети», которое 25 июня 2002 года преобразовано в АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО».

Суммарная установленная электрическая мощность электростанций составляет 627 МВт, по тепловой энергии установленная мощность - 2102 Гкал*час. Основное сырье, которое используется в производстве - каменный уголь Экибастузского бассейна.

АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» обеспечивает электроснабжение территории Павлодарской области общей площадью 124,8 тыс. кв. км.с населением 746 800 человек.

Выработка электроэнергии Компании за 2013 год составила 3 173,1млн.кВт*ч.

Электроэнергия, генерируемая в АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО», поставляется на рынки: Карагандинской, Акмолинской, Восточно–Казахстанской и Павлодарской областей Казахстана. Протяженность линий электропередач Компании составляет около 15 800 км. Суммарная протяженность тепловых сетей более 747 км.

Состав АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» представлен на рисунке 7.

Компания активно внедряет стандарты корпоративного управления, оптимизирует бизнес-процессы и совершенствует практику в соответствии с международными стандартами в области производства, охраны здоровья и в социальной сфере.

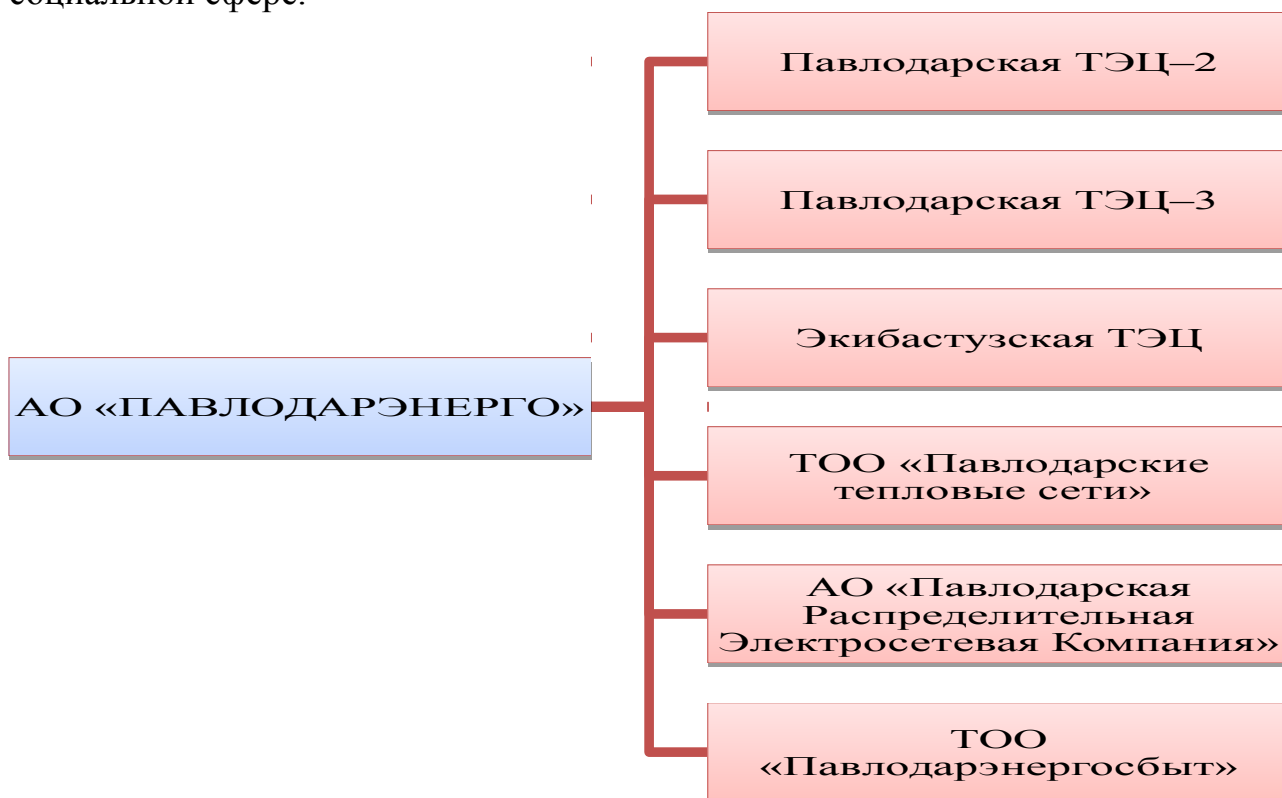


Рисунок 7. Структура компании

Устойчивость деятельности АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» подтверждена рейтинговым агентством «Эксперт РА Казахстан», которое в июле 2011 года установило рейтинг кредитоспособности АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» на уровне А+ (очень высокий уровень кредитоспособности) и рейтинг первого выпуска облигаций (НИН - KZ2C0Y10C606) до уровня А+ (очень высокий уровень надежности).

Павлодарская ТЭЦ-2
Основным энергетическим оборудованием ТЭЦ-2 является:

- котлоагрегаты БКЗ-160-100Ф (М) - 5 шт.;
- турбоагрегаты ПР-25-90/13 - 1 шт.;
- турбоагрегаты ПТ-25-90/13 - 1 шт.;
- турбоагрегат ПТ-60-90/13 - 1 шт.

Установленная электрическая мощность станции - 110 000 кВт

Располагаемая электрическая мощность станции - 100 000 кВт

Установленная тепловая мощность по турбинам - 332 Гкал*час

Располагаемая тепловая мощность по турбинам - 327 Гкал*час

Павлодарская ТЭЦ-3

Основным энергетическим оборудованием ТЭЦ-3 является:

- котлоагрегаты БКЗ-420-140 - 6 шт.;
- турбоагрегат ПТ-60-130/13 - 1 шт.;
- турбоагрегат Р-50-130/13 - 1 шт.;
- турбоагрегат Т-100/120-130 - 3 шт.

Установленная электрическая мощность станции - 505 000 кВт

Располагаемая электрическая мощность станции - 385 000 кВт

Установленная тепловая мощность по турбинам - 808 Гкал*час

Располагаемая тепловая мощность по турбинам - 770 Гкал*час

Экибастузская ТЭЦ

- основным энергетическим оборудованием ЭТЦ является:
- котлоагрегаты БКЗ-50-39 Ф - 1 шт. (на консервации);
- котлоагрегаты БКЗ-75-39 ФБ - 5 шт. (1 на консервации);
- водогрейные котлы КВТК - 100-150 - 5 шт.;
- турбоагрегат Р-12-3,4/0,5м - 1 шт.

Установленная электрическая мощность станции - 12 000 кВт

Располагаемая электрическая мощность станции - 12 000 кВт

Установленная тепловая мощность - 772 Гкал*час

Располагаемая тепловая мощность - 692 Гкал*час

ТОО «Павлодарские тепловые сети» осуществляет передачу и распределение тепловой энергии для потребителей городов Павлодар и Экибастуз. Деятельность предприятия направлена на совершенствование эксплуатационной надежности тепловых сетей и обеспечение координации процессов выработки, передачи и потребления тепловой энергии. ТОО «Павлодарские тепловые сети» образовано и осуществляет свою деятельность в г. Павлодар с 28 сентября 2006 года. Тепловые сети г. Павлодар:

- магистральные тепловые сети - 103,7 км;
- квартальные тепловые сети - 280,5 км;
- сети горячего водоснабжения - 23,0 км;
- насосные станции - 11 шт.;
- центральный тепловой пункт - 21 шт.;
- присоединенная тепловая нагрузка - 972 Гкал*час;

Тепловые сети г. Экибастуз:

- магистральные тепловые сети - 37,560 км;
- внутриквартальные тепловые сети - 304,026 км;
- центральный распределительный пункт - 1 шт.;
- насосные станции - 5 шт.;
- павильоны - 5 шт.

АО «Павлодарская Распределительная Электросетевая Компания» (АО«ПРЭК», Компания) образовано 29 января 1998 г., в январе 1999 г., Компания перерегистрирована в открытое акционерное общество, а затем, 30 декабря 2003г., в акционерное общество.

Основной деятельностью Компании являются передача и распределение электроэнергии в 10 регионах Павлодарской области, в городах Павлодар и Аксу. Производственные мощности расположены в г. Павлодаре и Павлодарской области. Электросеть АО «Павлодарская Распределительная Электросетевая Компания» через электросеть АО «KEGOC» подключена к единой энергетической системе Казахстана и сетям России, что позволяет Компании передавать электроэнергию, производимую Павлодарскими ТЭЦ № 1, 2 и 3. ТЭЦ № 1 принадлежит АО «Алюминий Казахстана», ТЭЦ №2 и №3 принадлежат АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО».

К электросетям Компании подключено большинство предприятий Павлодарской области - промышленного региона Казахстана, где сосредоточено порядка 5 000 предприятий различной формы собственности, а население составляет 746,8 тысяч человек.

Общая численность работников Компании по состоянию на 1 марта 2012 г. составила 2012человек.

Государственные лицензии, на основании которых АО «ПРЭК» осуществляет свою деятельность:

- лицензия №000698 от 29 июня 2010 г. на передачу и распределение электроэнергии, эксплуатация электрических станций и подстанций;
- лицензия №002803 от 24 апреля 2009 г. на монтаж и ремонт энергетического оборудования;
- лицензия №000632 от 24 апреля 2009 г. на ремонт средств измерений;
- лицензия 15-ГСЛ №000245 от 12 мая 2009 г. на занятие видами работ (услуг) в сфере архитектурной, градостроительной и строительной деятельности на территории РК.

Подразделения, входящие в состав АО «ПРЭК»:

- предприятия, осуществляющие обслуживание и ремонт электрических сетей и подстанций 110-35 кВ - Восточное и Западное предприятия электрических сетей. В их состав входят 11 районов электрических сетей (РЭС), обслуживающих сети 10-0,4 кВ по месту их расположения:
 - Актогайский, Баян-Аульский, Иртышский, Майский РЭСы и Аксуские электрические сети по Западному предприятию (Левобережье);

- Железинский, Качирский, Лебяженский, Павлодарский, Успенский, Щербактинский РЭСы по Восточному предприятию (Правобережье);
- городское предприятие электрических сетей;
- городское предприятие внутридомовых сетей, не относящееся к регулируемым видам услуг;
- производственные управления и службы.

Объекты, состоящие на балансе АО «ПРЭК»:

- подстанции:
 - 220 кВ - 4ед.;
 - 110 кВ - 75ед.;
 - 35 кВ - 102ед.;
- воздушные линии 220–0,4 кВ протяженностью 15 050,416 км;
- кабельные линии протяженностью 746,017 км.

ТОО «Павлодарэнергосбыт»

ТОО «Павлодарэнергосбыт» - энергоснабжающая организация, обеспечивающая снабжение электрической и тепловой энергией потребителей Павлодарской области, г.г. Павлодар и Экибастуз. ТОО «Павлодарэнергосбыт» создано и осуществляет свою деятельность с 20 августа 2004 г., когда акции АО «Энергоцентр» были приобретены АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО». В декабре 2011 года АО «Энергоцентр» реорганизовано путем преобразования и переименования в ТОО «Павлодарэнергосбыт».

Главная задача ТОО «Павлодарэнергосбыт» - соблюдение интересов потребителей, предоставление комплекса качественных услуг, связанных с энергоснабжением.

Организация осуществляет снабжение:

- электрической и тепловой энергии в городе Павлодар;
- электрической энергии в районах Павлодарской области и городе Аксу;
- тепловой энергии в городе Экибастузе.

Общее число потребителей ТОО «Павлодарэнергосбыт» на начало 2014 года составило 746800 человек.

С целью реализации программы по энергосбережению, ТОО «Павлодарэнергосбыт» в рамках действующего законодательства РК, применяет дифференцированные тарифы на электроэнергию в зависимости от объемов потребления для физических лиц и дифференцированные тарифы на электроэнергию по зонам суток для всех категорий потребителей. ТОО «Павлодарэнергосбыт» ведет политику повышения качества сервисного обслуживания потребителей с применением высоких технологий. Для удобства потребителей Компанией налажены системы оплаты через банки второго уровня, банкоматы, терминалы.

Численность персонала АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» (в соответствии с рисунком 8) составляет 5210 человек (таблица 12).

Таблица 12. Численность персонала АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО»: (на 01.03.14)

Наименование подразделения	Численность персонала
ТЭЦ-2, ТЭЦ-3	2 108
ТОО «Павлодарские тепловые сети»	655
ТОО «Павлодарэнергосбыт»	435
АО «Павлодарская Распределительная Электросетевая Компания»	2 012
ИТОГО:	5 210 чел.

Из представленных данных видно, что наиболее крупными предприятиями в составе АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» по численности персонала являются ТЭЦ-2, ТЭЦ-3 и АО «Павлодарская Распределительная Электросетевая Компания».

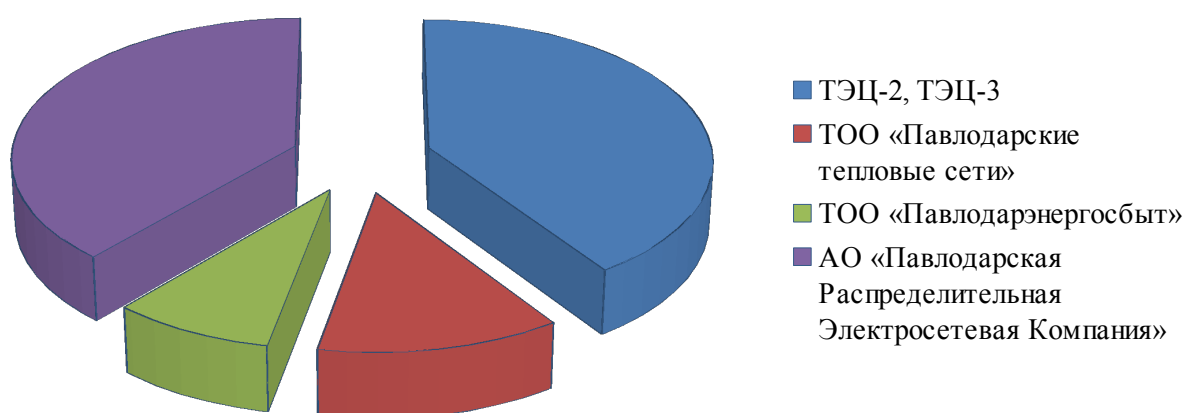


Рисунок 8. Численность персонала АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО»

2.1.4 Деятельность АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО»

Основным видом деятельности АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» является производство электрической и тепловой энергии (таблица 13), что подтверждено лицензией на право занятия данным видом деятельности.

Таблица 13. Производственные показатели в группе АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» за 2009-2013 годы

Критерий	Ед.изм.	2009	2010	2011	2012	2013
Выработка электроэнергии	млн.кВт*ч	3022,9	3189,2	3152,0	3162,1	3173,1
Товарный отпуск электроэнергии с учетом покупной	млн.кВт*ч	2446,9	2953,5	2890,3	2247,6	2684,2
Выработка теплоэнергии	тыс.Гкал	4093,0	4445,0	4685,0	4536,2	4612,1
Товарный отпуск теплоэнергии с учетом покупной	тыс.Гкал	3960,7	4400,5	4552,9	4503,9	4570,4

Основные производственные мощности Компании расположены в г.Павлодаре. АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО» - это станции для комбинированной выработки тепловой и электрической энергии (производственные комплексы Павлодарские ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, Экибастузская теплоцентральный),Павлодарские электрические и тепловые сети, Экибастузские тепловые сети, предприятие по сбыту энергии. Павлодарская область является промышленным регионом Казахстана с населением более 750000 человек. Основой промышленности региона являются угледобывающие предприятия (Экибастузский угольный бассейн), предприятия черной (ТОО «KSP Steel») и цветной металлургии(АО «Алюминий Казахстана», АО «Казахстанский электролизный завод»), предприятия сельского хозяйства, тепло- и энергогенерирующие компании. В Павлодарской области добывается около 66% всего добываемого в Казахстане угля, производится 65% всех ферросплавов и вырабатывается около 40% электроэнергии.

В 2013 г. выработано электроэнергии 3 173,1 млн. кВт*ч, полезный отпуск электроэнергии составил 2684,2 млн. кВт*ч (таблицы 14-18) [48,49]. С 2009 г. происходит постепенное увеличение выработки энергии) (в соответствии с рисунками 9,10) с учетом внутренних ресурсов, а также осуществления мероприятий по реконструкции и модернизации объектов производства [50].

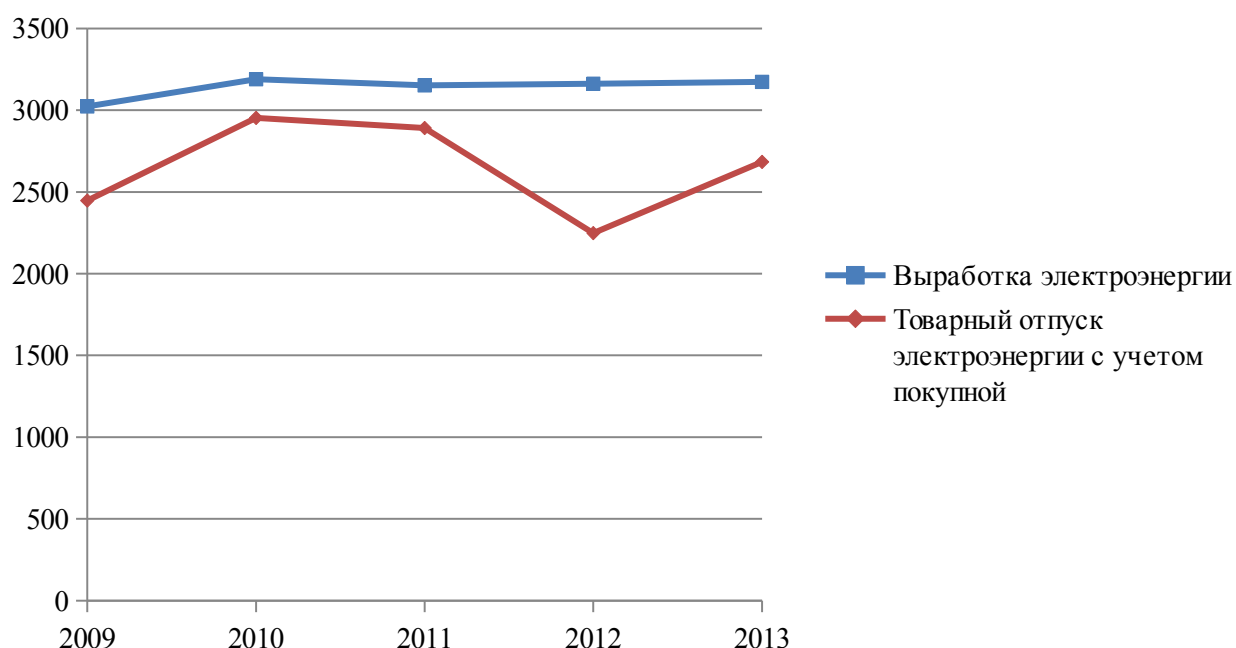


Рисунок 9. Производственные показатели по электроэнергии АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО» за 2009-2013 годы

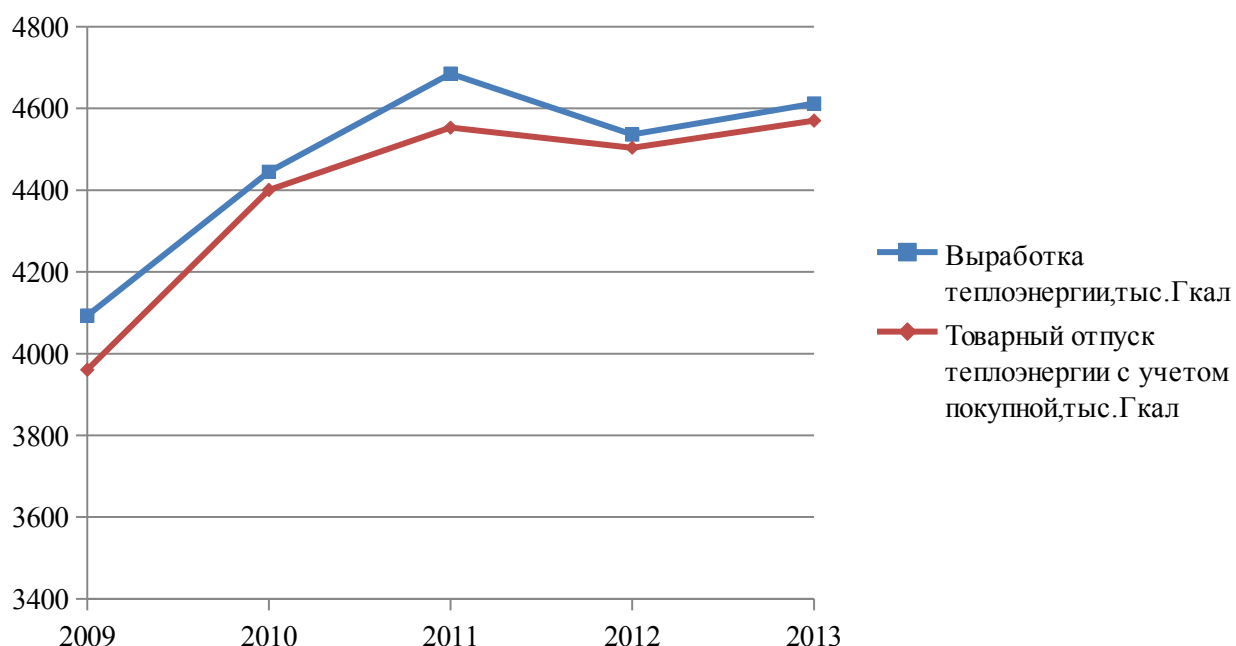


Рисунок 10. Производственные показатели по теплоэнергии АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО» за 2009-2013 годы

В 2013 г., товарный отпуск с учетом покупной увеличился с 3 960,7тыс.Гкал в 2009 г. до 4 570,4 тыс.Гкал.

Обслуживание оборудования производственного комплекса ТЭЦ-3, ТЭЦ-2, ЭТЦ осуществляется эксплуатационными, обслуживающими и ремонтными цехами.

Таблица 14. Коэффициент использования электрической и тепловой мощности

	2013 год					
	Электрическая, МВт			Тепловая, Гкал		
	Установленная	Фактическая	Коэффициент использования	Установленная	Фактическая	Коэффициент использования
ТЭЦ-3 Производство, Гкал	505	273,9	54,23%	998 1186,4	229,96 415,4	23,04% 35,01%
ТЭЦ-2 Производство, Гкал	110	76,2	69,27%	332 426,6	102,59 145,3	30,90% 34,06%
ЭТЭЦ	12	10,3	85,83%	772	191,70	24,83%
АО«ПАВЛОДАР ЭНЕРГО» Производство, Гкал	627	360,4	57,48	2102 1613	524,25 560,7	24,94% 34,76%
АО«ПАВЛОДАР ЭНЕРГО» (всего)	627	360,4	57,48%	1613	560,7	34,76%

Таблица 15. Баланс электрической энергии по АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО» за 2012 год (тыс.кВт*ч)

Показатель	Выработка	Собственные, хоз.нужды на производство	Потери электроэнергии	Товарный отпуск электроэнергии
Выработка электрической энергии	3 162 125	677 648	236 828	2 247 649
Собственное производство	2 961 013	-	-	-
Покупка со стороны	201 112	-	-	-
Собственные нужды	-	590 404	-	-
Хозяйственные нужды	-	69 378	-	-
Небаланс, потери	-	17 866	-	-
Нормативные потери АО«ПРЭК»	-	-	220 258	-
Сверхнормативные потери АО«ПРЭК»	-	-	16 570	-
Реализация через ТОО«Павлодарэнергосбыт»	-	-	-	1 234 436
Прямые потребители АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО»	-	-	-	1 013 213

Таблица 16. Баланс тепловой энергии по АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО» за 2012 год (тыс.Гкал)

	Отпуск	Хоз.нужды на производство	Потери теплоэнергии	Товарный отпуск теплоэнергии и
Отпуск теплоэнергии с коллекторов	4 536,246	56,210	23,183	4 503,219
Собственное производство	3 845,701	56,210	-	-
Покупная тепловая энергия	690,545	-	-	-
Нормативные потери ТОО«ПТС»	-	-	19,149	-
Сверхнормативные потери ТОО«ПТС»	-	-	4,034	-
Товарные отпуск, всего	-	-	-	4 503,219
Прямые потребители АО«ПАВЛОДАР-ЭНЕРГО»	-	-	-	673,744
Реализация через ТОО«Павлодар-энергосбыт»	-	-	-	3 829,475

Таблица 17. Баланс электрической энергии по АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО» за 2013 год (тыс.кВт*ч)

	Выработка	Собственные хоз.нужды на производство	Потери электроэнерг ии	Товарный отпуск электроэнергии
Выработка электрической энергии	3 173 170	260 892	228 073	2 684 205
Собственное производство	3 130 981	-	-	-
Покупка со стороны	42 189	-	-	-
Собственные нужды	-	210 654	-	-
Хозяйственные нужды	-	42 139	-	-
Небаланс, потери	-	8 099	-	-
Нормативные потери АО«ПРЭК»	-	-	214 626	-
Сверхнормативные потери АО«ПРЭК»	-	-	13 553	-
Реализация через ТОО«Павлодар-энергосбыт»	-	-	-	1 195 181
Прямые потребители АО«ПАВЛОДАР-ЭНЕРГО»	-	-	-	1 489 024

Таблица 18. Баланс тепловой энергии по АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО» за 2013 год (тыс.Гкал)

	Отпуск	Хоз.нужды на производств о	Потери теплоэнергии	Товарный отпуск теплоэнергии
Отпуск теплоэнергии с коллекторов	4 612,145	56,856	15,123	4 570,412
Собственное производство	3 846,572	56,856	-	-
Покупная тепловая энергия	765,573	-	-	-
Нормативные потери ТОО«ПТС»	-	-	13,234	-
Сверхнормативные потери ТОО«ПТС»	-	-	1,889	-
Товарные отпуск, всего	-	-	-	2 637,636
Прямые потребители АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО»	-	-	-	517,824
Реализация через ТОО«Павлодарэнергосбыт»	-	-	-	2 119,812

За 2013 год произошло увеличение дохода от основной деятельности на 3 425 271 тыс. тенге (10,6%) по сравнению с 2012 годом (таблица 19).

Основными причинами увеличения являются: увеличение объема реализации энергии в связи с ростом нагрузок работы ТЭЦ-3, а также рост предельного тарифа на производство электроэнергии (ТЭЦ-2, ТЭЦ-3 – 9,30 тенге, ЭТЭЦ – 9,38 тенге), тарифов на производство тепловой энергии.

Таблица 19. Анализ финансовых результатов АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО» по отчету о совокупном доходе (тыс.тенге)

Статьи доходов / расходов	за 2013 год	за 2012 год	Увелич. / уменьш., %
1	2	3	4
Доход от реализации продукции и оказания услуг	32 872 017	29 446 746	10,6 %
Себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг	22 005 773	21 446 746	2,5%
<i>Валовый доход</i>	<i>10 866 244</i>	<i>8 027 231</i>	<i>26,1%</i>
Финансовые доходы	37 453	124 642	-70,0%
Прочие доходы	125 184	422 980	-70,4%
Расходы по реализации	551 964	460 083	16,6%
Административные расходы	956 669	1 107 673	-13,6%
Расходы на финансирование	842 024	959 238	-12,2
Прочие расходы	204 504	290 296	-29,6%
Доля прибыли/убытка организаций, учитываемых по методу долевого участия	-	-	-
<i>Доход (убыток) за период от продолжаемой деятельности</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4
Доход (убыток) за период от прекращенной деятельности	-	-	-
<i>Доход (убыток) до налогообложения</i>	<i>7 173 899</i>	<i>5 122 234</i>	<i>28,5%</i>
Расходы по отсроченному подоходному налогу	1 155 205	1 219 280	-
<i>Итоговый доход (убыток) за период</i>	<i>5 528 606</i>	<i>3 940 175</i>	<i>28,7%</i>
<i>Итоговый доход (убыток), относящийся к:</i>			-
Акционерам Материнской компании	5 528 606	3 940 175	28,7%
Доле меньшинства	-	-	-
ПРОЧИЙ СОВОКУПНЫЙ ДОХОД:			
Актuarные доходы (убытки) по плану с установленными выплатами	-	-	-
Доходы (расходы), возникающие при пересчете отчетности зарубежных предприятий	-	-	-
Переоценка основных средств, за вычетом подоходного налога	-	-	-
Доходы (убытки) от переоценки финансовых активов, удерживаемых для продажи	-	-	-
Доходы (убытки) от эффективной части инструментов хеджирования	-	-	-

Реклассификации из состава прочего совокупного дохода в прочие доходы (убытки)	-	-	-
Подходный налог по прочему совокупному доходу	-	-	-
<i>ИТОГО ПРОЧИЙ СОВОКУПНЫЙ ДОХОД/ (УБЫТОК) ЗА ГОД</i>	-	-	-
Относящийся к:			
Акционерам Материнской компании	-	-	-
Доле меньшинства	-	-	-
<i>ВСЕГО СОВОКУПНЫЙ ДОХОД/(УБЫТОК) ЗА ГОД, относящийся к:</i>	<i>5 528 606</i>	<i>3 940 175</i>	<i>-</i>
Акционерам Материнской компании	5 528 606	3 940 175	-
Доле меньшинства	-	-	-
<i>Итоговый доход (убыток) за период</i>	<i>5 528 606</i>	<i>3 940 175</i>	<i>28,7%</i>
Доход на акцию	33,18	24,33	-

Себестоимость реализованной продукции в 2013 году увеличилась на сумму 559 027 тыс. тенге по сравнению с 2012 годом, что произошло по причине увеличения цен на уголь (13%), техническую воду (23%).

По расходам за 2013 год произошло увеличение затрат по сравнению с 2012 годом. Основными причинами роста явилось увеличение затрат по статьям «Хоз.вода» (30%), «Поверка приборов» (21%), «ГСМ» (16%), «Услуги л/автотранспорта» (13%), «Спец.питание, ОТ и ТБ» (54%) в связи с ростом цен. В связи с увеличением стоимости основных средств (из-за ввода в эксплуатацию котла и турбины, а также проведенной переоценки) увеличился размер налога на имущество (17%).

Доходы от финансирования сократились более чем в 2 раза в результате изъятия средств депозитных счетов.

Увеличение прочих доходов (таблица 20) на 4% произошло вследствие предъявления штрафных санкций в декабре 2013 года в адрес АО«Трест Средаэнергомонтаж», ТОО«Среднеэнергомонтаж Павлодар» за несвоевременное исполнение обязательств по срокам выполнения работ согласно договоров.

Таблица 20. Структура доходов (тыс.тенге)

Статья дохода	2013 г.	2012 г.
Продажа электрической энергии	17 427 681	16 124 910
Передача электрической энергии	6 392 895	5 450 141
Продажа тепловой энергии	5 803 479	5 233 403
Передача тепловой энергии	3 058 210	2 456 120
Прочие	189 752	182 172
Итого	32 872 017	25 446 746

Увеличение прочих расходов в 2013 году на 7580 тыс.тенге по сравнению с 2012 годом (в соответствии с рисунком 11) произошло в основном за счет увеличения прочих расходов от неосновной деятельности.

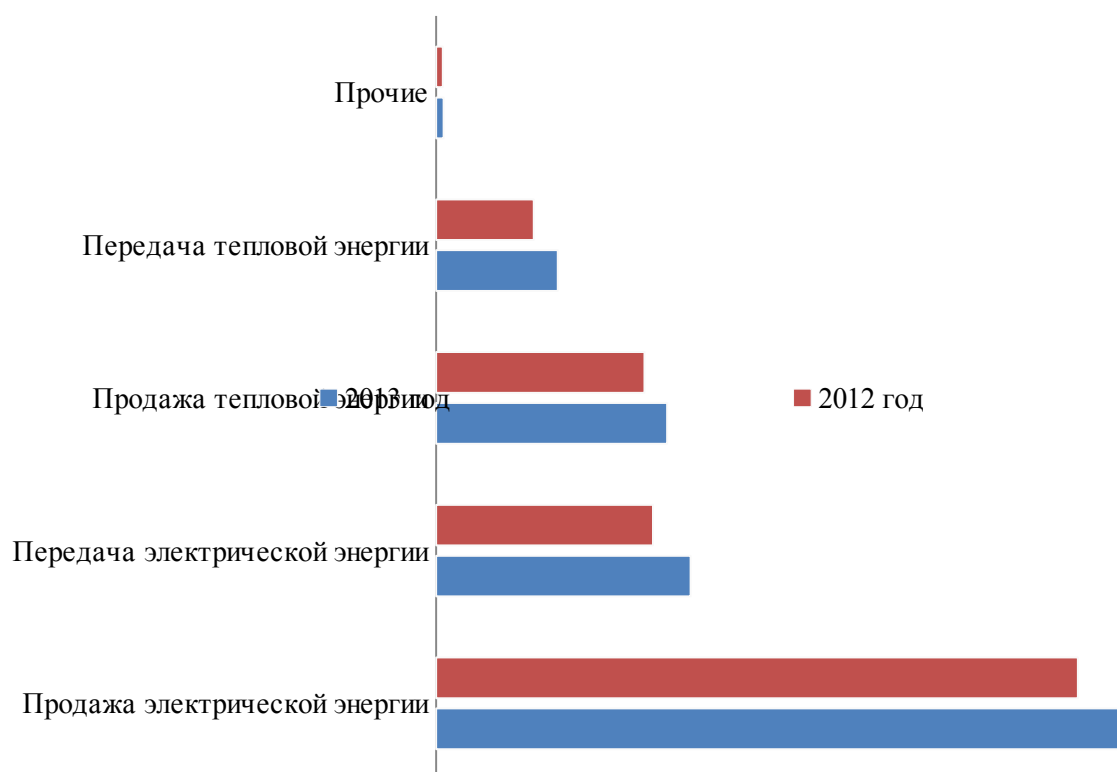


Рисунок 11. Структура доходов АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО»

Тарифы на производство тепловой энергии, услуги по передаче и распределению тепловой и электрической энергии, а также на услуги по снабжению тепловой энергией регулируются государством и устанавливаются отдельно для каждой генерирующей, передающей и снабжающей компании. Компания имеет право повышать тарифы не чаще чем один раз в год по производству тепловой энергии, передаче тепловой и электрической энергии, а также теплоснабжению.

Тарифы по монопольно регулируемым видам услуг, оказываемых Компанией, утверждаются Департаментом Агентства РК по регулированию естественных монополий по Павлодарской области, по электроснабжению (таблица 21, 22) - в уполномоченный орган направляется уведомление.

Таблица 21. Тариф по снабжению электрической энергией потребителей г. Павлодар на 2014 год

Тариф, тенге за 1 кВтч	с учётом НДС
Отпускной тариф для физических лиц	9,90
Отпускной тариф для юридических лиц	14,50

Таблица 22. Дифференцированные тарифы в зависимости от объёмов потребления физическими лицами, в том числе индивидуальными предпринимателями, адвокатами, частными нотариусами, судебными исполнителями:

Тариф, тенге за 1 кВтч	с учётом НДС
------------------------	--------------

Тариф 1-го уровня для физических лиц, использующих электрические плиты	9,24
Тариф 1-го уровня для физических лиц, не использующих электрические плиты	9,26
Тариф 2-го уровня	11,88
Тариф 3-го уровня	14,85

С 7 апреля 2012 года действует трёхуровневая дифференциация тарифов на электрическую энергию в зависимости от объёмов её потребления физическими лицами (таблица 23).

Таблица 23. Трёхуровневая дифференциация тарифов на электрическую энергию в зависимости от объёмов её потребления физическими лицами

Наименование тарифа	Физические лица, использующие электроплиты	Физические лица, не использующие электроплиты
	потребление на 1 человека в месяц, кВтч	
Тариф 1 уровня	до 110	до 90
Тариф 2 уровня	свыше 110 до 180	свыше 90 до 150
Тариф 3 уровня	свыше 180	свыше 150

Также с апреля 2012 года для одиноко проживающих пенсионеров по возрасту, инвалидов, участников Великой Отечественной войны и приравненных к ним лиц отдельно установлены величины потребления электрической энергии (таблица 24), при превышении которых взимается плата по тарифам второго и третьего уровня:

Таблица 24. Трёхуровневая дифференциация тарифов на электрическую энергию в зависимости от объёмов её потребления физическими лицами (для льготных групп)

Наименование тарифа	Физические лица, использующие электроплиты	Физические лица, не использующие электроплиты
	потребление на 1 человека в месяц, кВтч	
Тариф 1 уровня	до 130	до 110
Тариф 2 уровня	свыше 130 до 180	свыше 110 до 150
Тариф 3 уровня	свыше 180	свыше 150

Исключение составляют потребители, имеющие в собственности более одного жилого помещения (квартиры) - для них применяются величины потребления, установленные для остальных потребителей.

Также имеются дифференцированные тарифы по зонам суток, представленные в таблицах 25 и 26:

Таблица 25. Трёхзонная система учёта:

Тариф, тенге за 1 кВтч	с учётом НДС
Тариф зоны дневного потребления	14,50
Тариф зоны вечернего потребления	30,50

Тариф зоны ночного потребления	3,93
--------------------------------	------

Таблица 26. Двухзонная система учёта (для физических лиц, использующих электрическую энергию на бытовые нужды):

Тариф, тенге за 1 кВтч	с учётом НДС
Тариф зоны дневного потребления	12,59
Тариф зоны ночного потребления	2,69

Тарифы для потребителей, присоединенных к сетям централизованного теплоснабжения на услуги, оказываемые Компанией, по снабжению тепловой энергией представлены в таблице 27.

Таблица 27. Тариф по снабжению тепловой энергией потребителей г. Павлодар на 2014 год

№	Тариф	С учетом НДС тенге/Гкал
1	2	3
1.	С индивидуальными тепловыми пунктами:	
1.1	для физических лиц, относящихся к группе население, имеющих общедомовые приборы учёта тепловой энергии	1049,20
1.2	для физических лиц, относящихся к группе население, не имеющих общедомовые приборы учёта тепловой энергии	2 147,66
1.3	для физических лиц, относящихся к группе население, проживающих в ветхих, аварийных жилых помещениях, домах барачного типа, где отсутствует техническая возможность установки общедомовых приборов учёта тепловой энергии	2 098,40

Продолжение таблицы 27

1	2	3
1.4	для прочих потребителей, имеющих общедомовые приборы учёта тепловой энергии	2 621,35
1.5	для прочих потребителей, не имеющих общедомовые приборы учёта тепловой энергии	3 910,42
1.6	для прочих потребителей, расположенных в ветхих, аварийных помещениях, домах барачного типа, где отсутствует техническая возможность установки общедомовых приборов учёта тепловой энергии	2 607,43
2.	С центральными тепловыми пунктами:	
2.1	для физических лиц, относящихся к группе население, имеющих общедомовые приборы учёта тепловой энергии	1 061,93
2.2	для физических лиц, относящихся к группе население, не имеющих общедомовые приборы учёта тепловой энергии	2 127,74
2.3	для физических лиц, относящихся к группе население, проживающих в ветхих, аварийных жилых помещениях, домах барачного типа, где отсутствует техническая возможность установки общедомовых приборов учёта тепловой энергии	2 123,84

2.4 .	для прочих потребителей, имеющих общедомовые приборы учёта тепловой энергии	2 112,95
2.5 .	для прочих потребителей, не имеющих общедомовые приборы учёта тепловой энергии	3 907,77
2.6 .	для прочих потребителей, расположенных в ветхих, аварийных помещениях, домах барачного типа, где отсутствует техническая возможность установки общедомовых приборов учёта тепловой энергии	2 998,92

Тариф по г. Экибастуз на 2014 гг.

ТОО «Павлодарэнергосбыт» сообщает, что приказом Департамента Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий по Павлодарской области № 61–ОД от 22.05.2013 г. утверждены тарифы на услуги по снабжению тепловой энергией потребителей г. Экибастуз с вводом в действие с 01 июля 2013 года, с учетом НДС в размере:

- население – 1988,84 тенге/Гкал;
- прочие потребители – 5460,32 тенге/Гкал.

2.2 Анализ инновационно-инвестиционной деятельности АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО»

Инвестиционная политика Компании направлена, прежде всего, на повышение эффективности собственных инвестиций и за счет привлечения средств внешних инвесторов.

Одним из приоритетов Компании на долгосрочный и среднесрочный периоды является реализация инвестиционной программы на предприятиях АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» путем реконструкции и расширения имеющихся энергетических источников. Это позволит повысить объемы установленной и располагаемой мощности энергогенирующих предприятий, увеличить надежность работы станций, уменьшить объемы энергопотребления на собственные нужды, снизить объемы вредных выбросов.

Инвестиционная программа осуществляется в двух основных направлениях:

- поддержание существующего оборудования, за счет его реконструкции;
- строительство нового оборудования для увеличения установленной мощности генерирующих источников.

Инвестиционная программа АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» рассчитана до 2018 года. Основными ее направлениями являются:

- повышение генерации путем установки нового современного оборудования и реконструкции существующего;
- модернизация основных фондов передающих организаций с целью снижения потерь при транспортировке тепловой и электрической энергии;
- проекты, обеспечивающие совершенствование экологических параметров деятельности Компании.

В соответствии с Законом РК «Об электроэнергетике» между Министерством индустрии и новых технологий Республики Казахстан (МИНТ РК) и АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» были заключены Соглашения «Об инвестиционных обязательствах»:

- за 2011 год - на сумму 5,8 млрд. тенге;
- за 2012 год - на сумму 6,57 млрд. тенге;
- за 2013 год - на сумму 7,61 млрд. тенге (таблица 28).

Таблица 28. Инвестиционные проекты АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» за 2013 год

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Сумма млн.тенге
1	2	3
ТЭЦ-3		
1	Паровая турбина ПТ-65/75-130/13 ст.2	2 198 794
2	Строительство 2-й очереди золоотвала ТЭЦ-3	656 250
3	Строительство дымовой трубы №2 ТЭЦ-3	365 000
4	Реконструкция и модернизация общестанционного оборудования	465 000

Продолжение таблицы 28		
1	2	3
5	Реконструкция турбоагрегата Т-110/120-130 ст.№5 с заменой ЦВД, ротора ЦСД и увеличения мощности до 130 Мвт	725 000
6	Реконструкция паропровода котлоагрегата БКЗ-420-140 ст.№4 с заменой паропровода 2-й секции	190 500
7	Реконструкция котлоагрегата БКЗ-420-140 ст.№4 с целью увеличения КПД и повышения износостойкости водоподогревателей	305 000
8	Реконструкция котлоагрегата БКЗ-420-140 ст.№3 с целью снижения выбросов NOx, увеличения КПД и повышение надежности с установкой АСУ ТП	1 005 108
9	Прочие	223 750
	Итого по ТЭЦ-3	6 134 402
ТЭЦ-2		
10	Строительство 2-й очереди золоотвала ТЭЦ-2	250 000
11	Реконструкция ЗУУ с монтажом батарейного эмульгатора котла ст.№1	120 000
12	Реконструкция багерной насосной	60 000
13	Замена электролизерной установки СЭУ-4М на модернизированную взамен выработавшей ресурс с щитом управления и ресиверами	10 000
14	Реконструкция котлоагрегата БКЗ-160-100фм. ст.№5 с целью увеличения КПД и повышения износостойкости водоподогревателей	40 000
15	Замена приборов КИП на основном оборудовании котлов, турбин на современные	40 000
16	Прочие	100 950
	Итого по ТЭЦ-2	620 950
ЭТЭЦ		
17	Строительство 2-й очереди золоотвала ЭТЭЦ	118 750
18	Реконструкция котла ст.№6 (до 90 тн/час), завершение работ	500 000
10	Прочие	227 200
	Итого по ЭТЭЦ	845 950
	Всего по АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО» за 2013 г.	7 601 302

Компания берет на себя инвестиционные обязательства с целью модернизации технологического парка в рамках Постановления Правительства «Об утверждении предельных тарифов». В целом в период с 2012 по 2018 годы Компанией «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» планируется осуществить инвестиционные вложения на общую сумму около 96,04 млрд. тенге.

В соответствии с рисунком 12 наибольшую стоимость имеют инвестиционные проекты АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО», реализуемые на ТЭЦ-3 на сумму 6,13 млрд. тенге.

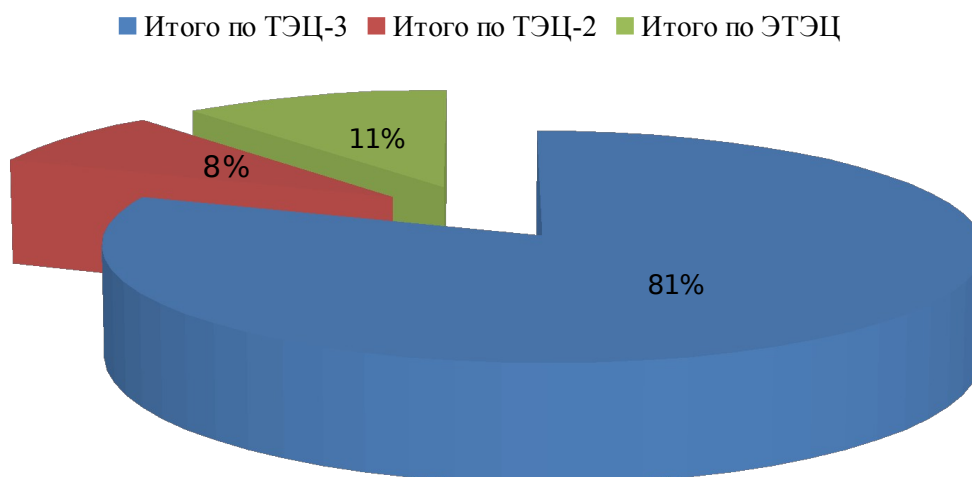


Рисунок 12. Стоимость инвестиционных проектов
АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» за 2013 год

По итогам реализации инвестиционных программ к 2017 году предполагается сократить износ оборудования на генерирующих предприятиях АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» на 35-40%. Выработка электрической энергии по отношению к 2009 году увеличится с 3021,693 млн. кВтч до 4158,4 млн. кВтч (на 27,3 %). Отпуск тепловой энергии с коллекторов увеличится с 4093,115 тыс. Гкал до 5418,094 тыс. Гкал (на 24,5%). С 2009 по 2017 годы планируется увеличение установленной электрической мощности АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» на 100 МВт - с 562 МВт до 662 МВт; тепловой мощности на 356 Гкал/ч - с 1912 Гкал/ч до 2268 Гкал/ч.

В период за 2009-2011 годы объем инвестиций, направленных Компанией «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» на реализацию мероприятий в рамках инвестиционных программ и инвестиционных Соглашений с МИНТ РК составил 18,5 млрд. тенге, в том числе по Павлодарским ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» - 15,1 млрд. тенге, АО «Павлодарская Распределительная Электросетевая Компания» (АО «ПРЭК») - 1,4 млрд. тенге, ТОО «Павлодарские Тепловые сети» (ТОО «ПТС») - около 2 млрд. тенге.

Инвестиционные вложения направлены на:

- новое строительство;
- реконструкцию и модернизацию существующих объектов;
- мероприятия по экологии;
- мероприятия по энергосбережению.

Мероприятия за 2009-2013 годы

- в мае 2009 года введена в эксплуатацию турбина ст. № 1 на Экибастузской ТЭЦ. Турбина Р-12-3,4/0,5М предназначена для выработки электроэнергии на тепловом потреблении с установленной электрической мощностью 12 МВт, что позволило использовать вырабатываемую электроэнергию на собственные нужды станции, уменьшить объем покупаемой со стороны электроэнергии.

- за период 2009-2013 годы на ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, Экибастузской ТЭЦ проведена реконструкция золоулавливающих устройств (ЗУУ) с установкой батарейных эмульгаторов второго поколения.
- в 2011 году завершены пуско-наладочные работы на котлоагрегате № 1 ТЭЦ-3 производительностью 420 т/ч, что дало возможность работать в зимний период в пятикотельном режиме с одним котлоагрегатом в резерве.
- в 2011 году введен турбоагрегат ст. № 1 на ТЭЦ-3. Ввод турбины в эксплуатацию увеличил установленную мощность на 65 МВт.
- в 2012 году начаты работы по проектированию турбоагрегата ст. № 2 ТЭЦ-3 типа ПТ-65/75-130. В 2013 году производится изготовление турбины и генератора.
- проектирование и строительство II очереди золоотвалов на всех трех станциях (ТЭЦ-3, ТЭЦ-2, ЭТЭЦ). Осуществление данного проекта обусловлено ограниченными ресурсами работы существующих золоотвалов (исчерпанием емкости), а также требованиями действующего природоохранного законодательства.
- по АО «ПРЭК» инвестиции были направлены на реализацию следующих мероприятий: программа энергосбережения в электросетях, реконструкция, модернизация и техническое перевооружение сетей, внедрение Автоматизированной системы контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ) и систем сбора и передачи, также на прочие мероприятия.
- мероприятия на Павлодарской ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, Экибастузской ТЭЦ на период 2012-2018 годы:

на ТЭЦ-3

- модернизация турбины ст. № 2;
- строительство дымовой трубы № 2;
- монтаж котла ст. № 7;
- монтаж турбины ст. № 7, 8;
- реконструкция (с заменой ЦВД) турбин типа Т-100/120-130 ст. № 4, 5, 6;

на ТЭЦ-2

- замена турбины ПР-25-90/13 на модернизированную ПР-30-90/13;

на ЭТЭЦ

- монтаж турбины № 2 типа ПТ-30;
- монтаж градирни 600 м².

АО «ПРЭК» осуществляет работы по снижению сверхнормативных потерь для чего был разработан план по «Инвестиционной программе реконструкции, модернизации, технического перевооружения и развития АО «ПРЭК» на среднесрочный период 2010-2013 годов». В результате проводимых запланированных мероприятий, процент сверхнормативных потерь снижается: с 6,3% в 2005 году до 1,05% в 2011 году.

Другим направлением инвестиционной программы АО «ПРЭК» является внедрение АСКУЭ. Первая очередь системы была внедрена в АО «ПРЭК» в

декабре 2009 года. В результате этого внедрения к АСКУЭ были подключены 4 подстанции.

Внедрение следующих очередей системы в 2012-2013 годах предусматривало подключение к ней 10 подстанций. По АО «ПРЭК» в 2012-2013 годах продолжение мероприятий, целью и задачей которых являлось стабилизация энергообеспечения потребителей и создание долговременных условий развития энергетического комплекса региона.

ТОО «Павлодарские тепловые сети» выполнило следующий перечень проектов в рамках инвестиционной программы. По итогам 2011 года выполнена реконструкция тепловых сетей по г. Павлодар протяженностью 4,5 км на общую сумму 1,448 млрд. тенге.

Таким образом, выполнение мероприятий по реконструкции, запланированных на 2011 год, позволило улучшить гидравлические режимы в северной части города Павлодар. Кроме того, после реконструкции пропускная способность магистральных трубопроводов позволяет увеличить зону обслуживания ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО».

ПТС проводили работы по внедрению Автоматизированной системы контроля и учета тепловой энергии (АСКУТЭ). В 2012-2013 годах на предприятии продолжались работы по внедрению данной системы, что позволило увеличить степень экономии тепловой энергии, а в целом – улучшить качество теплоснабжения населения.

Наиболее крупными мероприятиями в рамках инвестиционной программы следует отметить:

- реконструкция магистральных тепловых сетей с применением предизолированного трубопровода;
- замена теплоизоляционных конструкций трубопроводов (маты минераловатные и пенополиуретановые скорлупы);
- модернизация и автоматизация технологических процессов ЦТП и ТП с установкой приборов учета, системой диспетчеризации и установкой регулирующей арматуры (приобретение тепловизора, дефектоскопа и др. оборудования).

ТОО «ПТС» в период 2012-2018 годов планирует продолжить мероприятия по снижению сверхнормативных тепловых потерь при транспортировке тепловой энергии, повышению эффективности работы предприятия и, как следствие, созданию комфортных условий для проживания и жизнедеятельности потребителей.

2.3 Анализ внешнего окружения АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО»

В настоящее время на территории Павлодарской области работают шесть электростанций (таблица 29), производящих электроэнергию, с суммарной установленной электрической мощностью работоспособного оборудования 6525 МВт:

1) ТЭЦ АО «Алюминий Казахстана». На электростанции установлено 8 котлоагрегатов и 6 турбин с установленной электрической мощностью 350МВт и тепловой мощностью 1125 Гкал*час.

2) ТЭЦ-2 АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО». На электростанции установлено 5 котлоагрегатов и 3 турбоагрегата. Установленная электрическая мощность - 110 МВт, тепловая - 332 Гкал*час.

3) ТЭЦ-3 АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО». На электростанции установлено 6 котлоагрегатов и 5 турбоагрегатов.

4) ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» - наиболее крупная электростанция области, мощность работоспособных блоков составляет 2500 МВт.

5) АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2». На электростанции установлено 2 энергоблока общей мощностью 1000МВт.

6)АО «Евроазиатская энергетическая корпорация» (Аксуская электростанция). На электростанции установлено 7 энергоблоков общей мощностью 2100МВт.

ТЭЦ-3 и ТЭЦ-2 АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» занимают 8,5% доли на рынке электроэнергии по Павлодарской области по поставкам электроэнергии, и 79,6 % по поставкам тепловой энергии на рынке теплоэнергии по г. Павлодар.

Таблица 29. Электроэнергетические предприятия Павлодарской области

Наименование предприятия	Установленная электрическая мощность (МВт)	Доля на рынке электроэнергии по Павлодарской области	Доля на рынке электроэнергии и по Республике Казахстан
1	2	3	4
ТЭЦ АО«Алюминий Казахстана»	350	7,0%	3,0%
ТЭЦ-2 АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО»	110	1,4%	0,6%
ТЭЦ-3 АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО»	505	6,4%	2,7%
ТОО«Экибастузская ГРЭС-1»	2500	32,5%	13,8%
АО«Станция Экибастузская ГРЭС-2»	1000	18,3%	7,7%
АО«Евроазиатская энергетическая корпорация»	2100	34,3%	14,5%
Наименование предприятия	Установленная тепловая мощность, Гкал*час (для	Доля на рынке теплоэнергии по Павлодару	Доля на рынке теплоэнергии по Республике Казахстан

	рынка)		
ТЭЦ АО«Алюминий Казахстана»	293	20,4%	2,9%
Продолжение таблицы 29			
1	2	3	4
ТЭЦ-2 АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО»	332	23,2%	3,3%
ТЭЦ-3 АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО»	998	56,4%	8,1%
Экибастузская теплоцентраль АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО»	Производственная мощность: 772 Гкал*час	Доля на рынке теплоэнергии по г.Экибастузу 100%	-

Объем производимой в области электроэнергетики значительно превышает потребности региона. Электростанции Павлодарской области стали поставщиком электроэнергии в сопредельные регионы Казахстана и России. В области сформировались три энергоузла с центрами в городах Павлодаре, Экибастузе и Аксу, из которых по линиям электропередачи 110 кВ производится электроснабжение сельских районов. Все электростанции Павлодарской области используют такое основное топливо, как каменный уголь Экибастузского месторождения. Линии электропередачи 220-500 кВ соединяют блочные электростанции с региональными энергосистемами Казахстана, Урала и Западной Сибири. По территории области проходит уникальная линия электропередачи 1150 кВ Барнаул-Экибастуз-Кокчетав-Кустанай-Челябинск. На территории области построено 7687 км линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше. Линии электропередачи напряжением 220-1150 кВ находятся на балансе АО «КЕГОС», для эксплуатации которых создан Северный филиал межсистемных электрических сетей с центром в городе Экибастузе. Электрические сети 110 кВ и ниже эксплуатируются АО «Павлодарская распределительная электросетевая компания» - региональной энергокомпанией.

АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» включено в местный раздел государственного регистра субъектов естественных монополий по виду деятельности - производство тепловой энергии, дочерние компании АО «Павлодарская распределительная электросетевая компания» и АО «Павлодарские тепловые сети» – по передаче и распределению электрической и тепловой энергии соответственно, АО «Энергоцентр» - по снабжению тепловой энергией. По виду деятельности - снабжение электрической энергией - АО«Энергоцентр» включен в государственный реестр субъектов рынка, занимающих доминирующее(монопольное) положение на товарном рынке.

По производству тепловой энергии в гг. Павлодар и Экибастуз у Компании отсутствуют конкуренты, кроме ТЭЦ-1, принадлежащей АО«Алюминий Казахстана» (г. Павлодар). Около 75% тепловой энергии, производимой ТЭЦ-1, расходуется на собственные нужды алюминиевого завода, и только четверть идет в город. Кроме того, существующая схема теплоснабжения г.Павлодар не позволяет транспортировать тепловую энергию

от энергоисточника ТЭЦ-1 потребителям, расположенным в северной части города, запитанной от ТЭЦ-3, ТЭЦ-2 АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО».

48,7 млрд. тенге - такую сумму планирует затратить АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО» - дочерняя компания АО«Центрально-Азиатская Электроэнергетическая Корпорация», на реконструкцию основного оборудования «Павлодарской ТЭЦ-3» [46, с.17].

Основными источниками финансирования инвестиционной программы ТЭЦ-3 являются:

- собственные средства (за счет предельного тарифа на электроэнергию) - 30,2 млрд.тенге;
- облигационный займ - 8 млрд.тенге;
- займ Европейского Банка Реконструкции и Развития - 10,5 млрд.тенге.

В результате выполнения программы модернизации оборудования Павлодарской ТЭЦ-3, к 2016 году установленная электрическая мощность станции составит 540 МВт. Оборудование турбинного цеха будет обновлено на 90%, за счет повышения КПД турбин и котлов удельные расходы топлива снизятся на 5%.

Данный проект повысит надежность работы энергосистемы Павлодарского энергоузла, а также позволит передавать в единую сеть дополнительную электроэнергию, которую начнет вырабатывать ТЭЦ-3 после ее модернизации.

Сумма обязательств на 1 января 2013 года составила 19 517 952 тыс. тенге или 29,3% от пассивов. Наибольшую долю занимают долгосрочные обязательства 89,3% или 17 419 943 тыс. тенге от общей стоимости обязательств. Из них 2 584 114 тыс. тенге приходится на финансовые обязательства, 22 005 тыс. тенге - долгосрочные оценочные обязательства, 7 628 147 тыс. тенге - отсроченные корпоративный подоходный налог, 7 185 677 тыс. тенге - прочие долгосрочные обязательства (обязательства по облигациям).

Краткосрочные обязательства занимают 2 098 009 тыс. тенге или 10,7% от общей стоимости обязательств, из них 540 538 тыс. тенге приходится на краткосрочную торговую и прочую кредиторскую задолженность, которая на 13,3% уменьшилась по сравнению с 2011 годом; 1 557 471 тыс. тенге - на прочие краткосрочные обязательства, которые на 6,3% уменьшились по сравнению с 2011 годом; 684 224 тыс. тенге - на займы; 225 196 тыс. тенге - на прочие краткосрочные финансовые обязательства; 1 766 тыс. тенге - на вознаграждения работникам.

В составе обязательств банковские займы (таблица 30, 31) и кредиты, а также облигационные займы (таблица 32, 33) занимают 16,1% от совокупных пассивов. Средства от полученных займов направлены на модернизацию основных средств и пополнение оборотных средств. АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО» 10.07.2007 года выпустило облигации в количестве 80 000 000 штук.

Таблица 30. Банковский займ (тыс. тенге)

Наименование кредитора по займу	Валюта займа	Средняя ставка % в год	Начальное сальдо на 30.09.13г.	Сальдо на 1.01.13г.	Дата погашения
1.ЕБРР (2007г.) (инвест. Программа АО «ПЭ»)	USD	ЛИБОР 6 мес.+ 3%			06.09.2017
основной долг			2 633 486	3 230 143	
вознаграждение			5 956	15 522	
итого:			2 639 442	3 245 665	
2.ЕБРР (2013г.) (инвест. Программа АО «ПЭ»)	USD	ЛИБОР 6 мес.+ 3,75%			22.04.2025
основной долг			4 147 740	-	
комиссия за откр. займа			- 78 666	-	
вознаграждение			497	-	
итого:			4 069 571	-	
3.ЕБРР (2013г.) (инвест. Программа АО «ПЭ»)	тенге	All in cost+ 3.75%			22.04.2025
комиссия за откр. займа			-78 000	-	
вознаграждение			0.00	-	
итого:			-78 000	-	
4.ЕБРР (инвест. Программа ТОО«ПТС»)	тенге	All in cost+ 4,5%			15.10.2023
основной долг			2 997 000	2 997 000	
вознаграждение			60 370	59 324	
итого:			3 057 373	3 056 324	
5.Фонд Чистых Технологий (инвест. Программа ТОО «ПТС»)	USD	0,75%			15.10.2031
основной долг			1 036 935	1 017 495	
вознаграждение			3 607	1 490	
итого:			1 040 542	1 018 985	
6. Фонд чистых технологий (корректировка справедливой стоимости займа от ФЧТ)	тенге	4,30%			15.04.2032
вознаграждение			-736 814	-754 349	
итого:			-736 814	- 754 349	

7.Народный банк (кредитная линия)	тенге	12,5%			27.02.2013
основной долг			-	300 000	
вознаграждение			-	2 813	
итого:			-	302 813	
Всего:			9 992 114	6 869 438	

Таблица 31. Схема погашения банковского займа (тыс. тенге)

Наименование кредитора по займу	Сумма полученных средств по кред.линии за 2008- 9мес.2013г.	Погашено за 2008- 9мес.2013г.	Сумма к погашению			
			4 кв.201 3 год	2014 год	2015 год	2016 год
1.ЕБРР (АО«ПЭ») (инвест.программа)						
основной долг	4 212 921	1 914 943	-	655 714	655 714	655 714
вознаграждение		675 823	-	83 664	61 172	38 928
итого	4 212 921	2 590 766	-	739 378	716 886	694 642
2.ЕБРР (АО«ПЭ», 2013г.) (инвест.программа)						
основной долг	4 117 680	-	-	-	-	229 500
вознаграждение		33 148	-	168 513	168 513	168 513
итого	4 117 680	33 148	-	168 513	168 513	398 013
3.ЕБРР (ТОО«ПТС») (инвест.программа)						
основной долг	2 997 000	-	-	299 700	299 700	299 700
вознаграждение		416 260	75 058	289 395	259 066	228 736
итого	2 997 000	416 260	75 058	589 095	558 766	528 436
4.Фонд Чистых						

Технологий (ТОО«ПТС») (инвест.программа)						
основной долг	1 002 547	-	-	-	-	-
вознаграждение		7 585	3 940	7 777	7 777	7 777
итого	1 002 547	7 585	3 940	7 777	7 777	7 777
7.Народный банк (кредитная линия)						
основной долг		3 789 344	-	-	-	-
вознаграждение		57 716		-	-	-
итого		3 847 060	-	-	-	-
Всего:	16 119 492	6 894 492	78 998	1 50 4 763	1 45 1 942	1 62 8 868

Таблица 32. Облигационный займ (тыс. тенге)

Наименование кредитора по займу	Валюта займа	Сред. Ставка % в год	Начальное сальдо на 01.01.12г.	Сальдо на 1.01.13г.	Дата погашения
Облигационный займ первого выпуска №А4919	Тенге	7,4%	7 311 022	7 185 677	10.07.2017
Вознаграждения по облигационному займу	Тенге	7,4%	352 807	225 196	10.01.2013
Итого:			7 442 584	7 410 873	

Таблица 33. Схема погашения облигационного займа (тыс. тенге)

Наименование кредитора по займу	Сумма займа, всего (по номинально й стоимости)	Сумма к погашению					
		2005- 06 год	2007- 08 год	2009 год	2010 год	2011-16 год	2017 год
Облигационный займ первого выпуска №А4919	7 901 620	-	-	-	-	-	7 901 620
Всего:	7 901 620	-	-	-	-	-	7 901 620

Потребители-должники. Одной из основных задач деятельности ТОО«Павлодарэнергосбыт» является снижение уровня дебиторской задолженности. Для реализации данной задачи ТОО «Павлодарэнергосбыт»

проводит нижеследующие мероприятия информационно-разъяснительного характера:

- размещение в СМИ, на общедоступных сайтах публикаций о необходимости своевременной оплаты услуг по энергоснабжению, а также списков потребителей ТОО «Павлодарэнергосбыт», имеющих просроченную задолженность.
- размещение в региональных и республиканских СМИ публикаций об исполнительных действиях департамента по исполнению судебных актов Павлодарской области по принудительному взысканию дебиторской задолженности за коммунальные услуги.
- изготовление и размещение в эфире телеканалов видеороликов о необходимости погашения дебиторской задолженности.

Так же, в целях погашения задолженности юридическими и физическими лицами, работниками предприятий всех форм собственности ТОО «Павлодарэнергосбыт» проводит целый ряд мероприятий, направленных на работу с неплательщиками:

1. Вручение предупреждений о наличии просроченной задолженности юридическим и физическим лицам. В 2013 г. вручено 551635 предупреждений, в т.ч. по г. Экибастузу - 17 852.

2. Прекращение подачи тепловой и электрической энергии. В 2013 г. выполнено 63 159 отключений, в т.ч.:

- в г. Павлодаре по электрической энергии отключено 48 865 абонентов, по тепловой энергии - 40 абонентов;
- в районах Павлодарской области отключено 14 071 потребителей электрической энергии;
- в г. Экибастузе прекращена подача энергии 183 потребителям тепловой энергии.

Необходимо отметить, что, кроме ежедневных работ по прекращению подачи электрической и тепловой энергии, в целях воздействия на недобросовестных плательщиков, производящих самовольные несанкционированные присоединения к электрическим сетям в многоэтажных жилых домах, специализированной организацией дополнительно усиливаются дверцы этажных электрощитовых с установкой запорных устройств.

В частном секторе, для борьбы с «набросами» на воздушные линии ВЛ-0,4кВ (киловольт), осуществляется планомерная работа по замене неизолированных проводов линий электропередач на изолированные. В некоторых случаях выполняется реконструкция и изменение трассы ВЛ-0,4кВ, а также монтаж на опорах ЛЭП «зонтов», т.е. устройств, препятствующих несанкционированному подъему на опоры воздушных линий электропередач.

При работе с должниками по тепловой энергии практикуется отключение «стояков» отопления и горячей воды в жилом доме - при наличии задолженности у всех потребителей по данному «стояку».

Также летом 2013 г., в рамках исполнения судебных решений, ТОО «Павлодарэнергосбыт» совместно с департаментом по исполнению

судебных актов Павлодарской области производился демонтаж и опись радиаторов отопления у физических и юридических лиц.

3. Направление руководителям бюджетных организаций и крупных промышленных предприятий Павлодарской области списков потребителей-работников данных организаций, с указанием суммы просроченной задолженности.

4. Проведение претензионно-исковой работы.

По состоянию на 01.01.2014 г. по потребителям ТОО«Павлодарэнергосбыт» подано 8182 исковых заявлений в суд на сумму 824 578 тыс. тенге, вынесено 4 175 судебных решений о взыскании задолженности на сумму 371 692 тыс. тенге. В том числе по г. Экибастузу подано 2 949 исковых заявлений в суд на сумму 239 411 тыс. тенге, вынесено 1207 судебных решений о взыскании задолженности на сумму 94 261 тыс. тенге.

По состоянию на 01.01.2014 г. в территориальных отделах департамента по исполнению судебных актов Павлодарской области находится 13 266 исполнительных документов на общую сумму 1 082 418 тыс. тенге о взыскании с физических и юридических лиц. В том числе в Экибастузском территориальном отделе департамента по исполнению судебных актов Павлодарской области находится 4 793 исполнительных документов на общую сумму 427 222 тыс. тенге о взыскании с физических лиц, а также 1 050 исполнительных документов на общую сумму 61 984 тыс. тенге о взыскании с юридических лиц.

В рамках исполнения решений суда судебными исполнителями в 2013 г. в целом по области было вынесено и направлено в соответствующие органы:

- 13 266 постановлений о наложении запрета на отчуждение имущества;
- 1021 постановление об ограничении на выезд за пределы РК;
- 2120 постановлений на заработную плату и иных видов дохода;
- в т.ч. по г. Экибастузу:
- 289 постановлений о наложении запрета на отчуждение имущества на общую сумму 25 816,7 тыс. тенге;
- 67 постановлений об ограничении на выезд за пределы РК на сумму 13 716 тыс. тенге;
- 742 постановления на заработную плату и пенсии на сумму 53 421,2 тыс. тенге;
- арестовано и изъято бытовой техники на сумму 141 тыс. тенге.

Работа по снижению дебиторской задолженности за услуги энергоснабжения ТОО «Павлодарэнергосбыт», за исключением публикации в СМИ и направления в адрес предприятий списков неплательщиков, продолжается и в 2014 году.

Справка: По состоянию на 01.01.2014 г. дебиторская задолженность потребителей тепловой и электрической энергии перед ТОО«Павлодарэнергосбыт» составила 2 млрд 973 млн 409 тыс. тенге, в том числе просроченная 1 млрд 594 млн 484 тыс. тенге, из которой:

- г. Павлодар 510 млн. 840 тыс. тенге;

- г. Экибастуз 833 млн 859 тыс. тенге;
- районы Павлодарской области 249 млн 785 тыс. тенге.

ТОО «Павлодарэнергосбыт» прибегает к крайним мерам в случае, если потребитель-должник не реагирует на призывы оплатить за потребленные услуги по снабжению электро- и теплоэнергией. Тем абонентам, которые столкнулись с финансовыми затруднениями, ТОО «Павлодарэнергосбыт» идет навстречу, составляя график оплаты в рассрочку.

Для предотвращения применения вышеперечисленных мер ТОО «Павлодарэнергосбыт» предлагает всем жителям Павлодара и Павлодарской области, имеющим дебиторскую задолженность за потребленную электрическую и тепловую энергию, незамедлительно ее погасить.

Энергосбережение. Потребление электроэнергии в Казахстане растет год от года, что связано как с введением новых производственных мощностей, так и постоянным ростом бытового энергопотребления. Однако рост потребления электроэнергии ведет и к росту производства электрической энергии, следовательно, расходуется большее количество ресурсов, в том числе и невозобновляемых. В этой связи наиболее оптимальным решением является приверженность политике энергосбережения, которая дисциплинирует людей в вопросах бережного потребления электро- и теплоэнергии.

В 2012 году в Казахстане был принят Закон «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности», направленный на формирование у казахстанцев бережного отношения в вопросах энергопотребления. В рамках данного Закона, с 1 июля 2012 года, был введен запрет на производство и продажу электрических ламп накаливания мощностью 100 Вт и выше, с 1 января 2013 года введен запрет на производство и продажу ламп мощностью 75 Вт и выше, а с 1 января 2014 года - мощностью 25 Вт и выше. Вместо данного вида ламп будут использоваться энергосберегающие лампы, которые потребляют электроэнергию в несколько раз меньше.

Реформы в области энергосбережения коснулись и потребления теплоэнергии. Так, собственники квартир и помещений, находящихся в многоквартирном жилом доме, согласно Закону, обязаны участвовать в общих затратах по проведению энергоаудита, термомодернизации и оснащению общедомовыми приборами учета и автоматизированной системой регулирования теплопотребления.

С 1 января 2013 года потребители Павлодара, присоединенные к сетям централизованного теплоснабжения, оплачивают услуги по снабжению тепловой энергии по тарифам, дифференцированным в зависимости от наличия или отсутствия приборов учета тепловой энергии. Жильцы, у которых в домах установлены приборы учета, будут платить за тепло по низкому тарифу (ниже в 2 раза).

АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО», используя энергию на собственные нужды, также проводит политику энергосбережения на своих предприятиях, и призывает потребителей к экономному потреблению электрической и тепловой энергии.

3 Автоматизация предприятия ТЭК как основа его инновационного и устойчивого развития

3.1 Внедрение АСУ ТП, как инструмент инновационного развития системы управления и производства на предприятии ТЭЦ-3 АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО»

Предпосылки внедрения современного АСУ ТП на базе программно-технического комплекса. Моральный износ аппаратуры контроля и управления технологическим процессом на энергетическом блоке на первый взгляд не приносит каких-либо экономических потерь. Однако ни для кого не секрет, что современные АСУ ТП позволяют значительно повысить точность регулирования определяющих экономичность режима работы параметров оборудования и качество ведения технологического процесса, что в свою очередь увеличивает срок службы оборудования. После внедрения современных систем управления значительно расширяется круг решаемых задач, по сравнению с традиционной аппаратурой. Так появляется возможность расчета технико-экономических показателей (ТЭП) работы оборудования в режиме «on-line». Другой важной опцией современного поколения АСУ ТП является анализ действия технологических защит, что позволяет повысить их надежность. Не следует так же забывать, что современные, более эргономичные средства предоставления информации о ходе технологического процесса позволяют значительно снизить ошибки оперативного персонала котельного и турбинного цехов.

Дальнейшая эксплуатация устаревшей техники сопровождается ростом эксплуатационных затрат на запасные части и на ремонт. Кроме того, увеличение числа отказов в аппаратуре управления неизбежно ведет к более быстрому износу основного энергетического оборудования, а зачастую и к аварийным ситуациям, способным повлечь за собой большие финансовые потери.

Следующим не маловажным аргументом в пользу современной АСУ ТП, является возможность вывести подготовку оперативного персонала КТЦ (котельно-турбинного цеха) и цеха АСУ на качественно новый уровень за счет создания тренажеров, выполненных на базе эксплуатируемого программно-технического комплекса (ПТК). Интеграция его с математической моделью технологических процессов блока дает возможность проходить персоналу подготовку на виртуальной модели энергоблока, которая ничем не отличается от реального энергетического блока с точки зрения процессов, управления и отображения информации.

Внедрение современного поколения АСУ ТП, в той или иной форме - вопрос времени для каждой тепловой станции.

На 2012 год между АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» и Министерством индустрии и новых технологий РК было заключено Соглашение об исполнении инвестиционных обязательств. Оно предусматривало инвестиционные обязательства, а также уровень предельного тарифа по которому АО

«ПАВЛОДАРЭНЕРГО» имело право реализовывать электрическую энергию. По Павлодарским ТЭЦ-3, ТЭЦ-2, Экибастузской ТЭЦ сумма инвестиционных обязательств, принятая по Соглашению, составила в 2012 году 6 миллиардов 572 миллиона тенге.

Потребителям реализовано 2 миллиарда 576 миллионов кВт*час электрической энергии на общую сумму 14 миллиардов 694 миллиона тенге. Суммарные затраты на производство электрической энергии составили 8 миллиардов 313 миллионов тенге. Чистая прибыль сложилась в размере 4 миллиарда 692 миллиона тенге. Начислена амортизация 883 миллиона тенге. Итого источник инвестирования - прибыль плюс амортизация - сложился в размере 5 миллиардов 576 миллионов тенге. Общая сумма инвестиционных вложений АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» на строительство, реконструкцию и модернизацию мероприятий в 2012 году составила 6 миллиардов 603 миллиона 571 тысяча тенге.

Обязательства по Соглашению с МИНТ РК, принятые АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО», выполнены и превышение предельного тарифа не допущено.

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) - группа решений технических и программных средств, предназначенных для автоматизации управления технологическим оборудованием на промышленных предприятиях. Может иметь связь с более общей автоматизированной системой управления предприятием (АСУП).

Под АСУ ТП обычно понимается целостное решение, обеспечивающее автоматизацию основных операций технологического процесса на производстве в целом или каком-то его участке, выпускающем относительно завершённое изделие.

Понятие «автоматизированный», в отличие от понятия «автоматический», подчёркивает необходимость участия человека в отдельных операциях, как в целях сохранения контроля над процессом, так и в связи со сложностью или нецелесообразностью автоматизации отдельных операций.

Составными частями АСУ ТП могут быть отдельные системы автоматического управления (САУ) и автоматизированные устройства, связанные в единый комплекс. Такие как системы диспетчерского управления и сбора данных (SCADA), распределенные системы управления (DCS), и другие более мелкие системы управления (например системы на программируемых логических контроллерах (PLC)). Как правило, АСУ ТП имеет единую систему операторского управления технологическим процессом в виде одного или нескольких пультов управления, средства обработки и архивирования информации о ходе процесса, типовые элементы автоматики: датчики, устройства управления, исполнительные устройства. Для информационной связи всех подсистем используются промышленные сети.

Также, не следует путать понятия "АСУ ТП" и "КИПиА" (контрольно-измерительные приборы и автоматика) в плане специализации работников

промышленных предприятий - разделение по видам деятельности, в основном, ведётся на технологическом уровне: специалисты АСУ ТП обслуживают контроллерное оборудование, программное обеспечение, АРМ и их поддержку, в то время как в ответственности специалистов КИПиА находится остальное оборудование и принадлежности, также попадающих под общее понятие "АСУ ТП". В частности, на многих промышленных предприятиях используется следующее правило: "Всё, что от контроллера до клеммников - АСУ ТП, после - КИПиА и других служб".

Авторский анализ зарубежных систем показывает, что в настоящее время общемировой тенденцией развития АСУ ТП является:

- переход от дистанционного управления (RTU - RemoteTerminalUnit) к интегрированным системам управления, основанных на использовании программируемых микроконтроллеров (ProgrammableLogicController - PLC) или персональных компьютеров (PC);
- использование интегрированных интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) (IntelligentElectronicDevice - IED) для выполнения функций защиты, автоматики, измерений и оперативного управления;
- использование различных SCADA-систем (Supervisor Controland Data Acquisition) для оперативного диспетчерского управления;
- использование специальных расчетных программ для управления и оптимизации режимов энергетической системы (EnergyManagementSystem - EMS);
- широкое использование локальных сетей (LocalAreaNetwork - LAN);
- широкое использование принципов открытых систем, позволяющих полностью исключить зависимость будущего развития системы от поставки технических средств или программных продуктов определенных фирм - изготовителей;
- широкое использование стандартных протоколов для связи с IED-устройствами, человеко-машинного интерфейса (HumanMachineInterface - HMI);
- широкое использование на первой стадии внедрения испытаний системы у изготовителя (FactoryAcceptanceTesting - FAT).

Появление на рынке вычислительной техники интеллектуальных устройств наиболее сильно повлияло в мировой энергетике на релейную защиту и автоматику. Интегрирование защиты, регулирования, мониторинга совместно с техникой локальных сетей и современными телекоммуникационными технологиями в настоящее время широко распространено и приобрело статус обычного положения вещей. Интеграция позволяет полностью решить задачи удаленного контроля режима (мониторинга), контроля правильности работы защит и автоматики, оперативной настройки уставок, корректировки нагрузки, получения аварийных данных, оперативной диагностики состояния оборудования. Повышение оперативности и точности управления при новых технологиях достигается при относительном снижении затрат.

Доступность информации о производстве и передаче электроэнергии в условиях конкуренции производителей и внедрения дерегулируемого рынка при свободном доступе к источникам энергии позволяет сделать прозрачными условия купли-продажи электроэнергии для потребителей и создать оптимальные условия для ограничения отрицательных тенденций монополизации рынка энергии и мощности.

Начало интеграции защитных и управляющих функций в АСУ ТП относится к середине 80-х гг. За прошедший период этот процесс эволюционировал до полномасштабных систем автоматизации.

В основу общей концепции построения АСУ ТП были положены следующие принципы, отработанные на различных энергетических объектах в условиях многолетней эксплуатации:

- *система единого времени.* Система единого времени должна позволять синхронизировать все процессы ввода информации с точностью в 1мс. Использование сигналов систем "GPS" позволяет синхронизировать процессы опроса по отношению к абсолютному времени. Это дает возможность синхронизации и одновременного просмотра данных, полученных не только от разных модулей устройств связи с объектом и подсистем, но и синхронизации данных от разных электроэнергетических объектов для анализа на более высоком уровне управления всей сетью.
- *модульный принцип компоновки комплекса.* Модульный принцип компоновки комплекса должен обеспечивать возможность потребителю из полного набора технических и программных средств выбрать необходимые. При этом должна сохраняться возможность расширения системы, как с точки зрения увеличения числа каналов сбора информации, так и с точки зрения подключения других систем.
- *децентрализованный метод сбора и первичной обработки информации.* Децентрализованный метод сбора и первичной обработки информации должен позволять перенести процесс сбора, обработки и привязки ко времени информации на уровень устройства связи с объектом (УСО). УСО может представлять собой высокоинтеллектуальное устройство, обеспечивающее многоканальный ввод аналоговых сигналов и их аналого-цифровое преобразование.
- *буферирование информации на всех уровнях системы.* Буферирование должно производиться на уровне модулей УСО, на функциональном контроллере, сервере и рабочей станции. Такая структура существенно повышает надежность системы и позволяет сохранить информацию в аварийных ситуациях.
- *обмен информацией с внешними подсистемами.* Обмен с внешними подсистемами должен обеспечивать возможность приема и передачи информации с цифровыми микропроцессорными защитами и системами АСКУЭ по основным протоколам связи (MODBUS, PROFI-BUS, МЭК 870-5-10X и т.д.), через OPC-сервера и через базы данных.
- *обмен информацией по локальной сети АСУ ТП, модемным и радио каналам связи.* Локальная сеть АСУ ТП должна обеспечивать возможность обмена

информацией по стандартным протоколам с пунктами диспетчерского управления более высокого уровня. На этих уровнях должна быть обеспечена возможность объединения данных, полученных в разных точках энергосистемы, по признаку единого времени.

Структура комплекса АСУ ТП. Комплекс АСУ ТП имеет трехуровневую структуру, изображенную на рисунке 13.

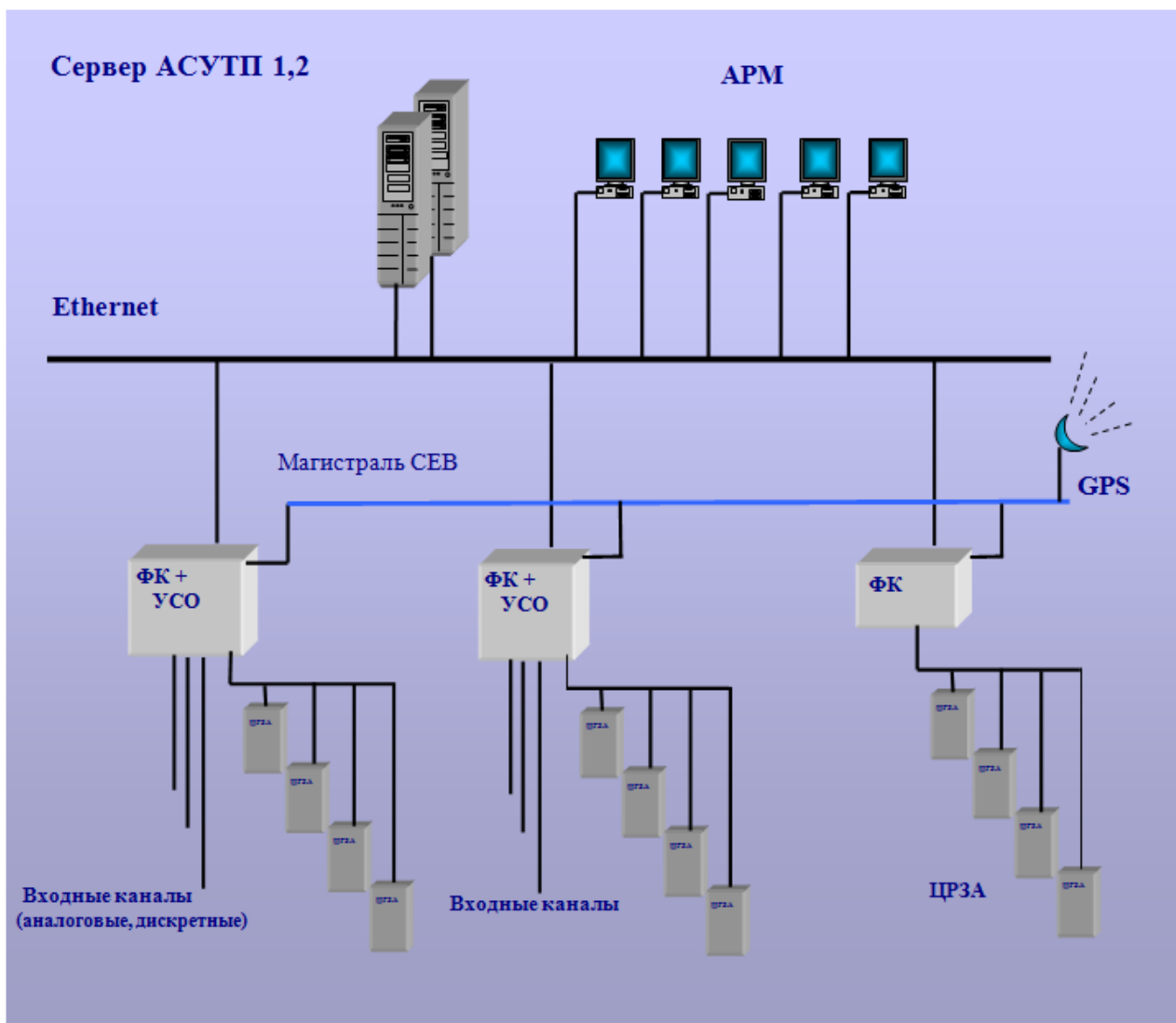


Рисунок 13. Структура технических средств

Верхний уровень представлен оборудованием локальной сети и персональными ЭВМ, обладающими ресурсами, достаточными для полного отображения информации о режиме и для управления объектом. Программное обеспечение работает под управлением MS WINDOWS XP (или MS WINDOWS 7), которая имеет несколько степеней защиты от несанкционированного доступа и обеспечивает надежную и бесперебойную работу приложений. Пользователь рабочей станции этого уровня, благодаря специально разработанной «клиент-серверной» технологии, имеет возможность для доступа к любой информации на уровне предоставленных ему прав. Это существенно снижает вероятность

«случайного» сбоя системы по вине пользователя. Поток данных на рабочую станцию (РС) регламентирует перечень тех подсистем, которые реально работают в данный момент на данном рабочем месте. Это освобождает ресурсы РС от анализа всего объема информации и позволяет вести эффективную обработку локальных задач. Мощные графические возможности позволяют обеспечить вывод данных в удобном для восприятия виде. В рамках системы предусмотрена возможность настройки системы отображения под конкретного пользователя, система гибкого перепрограммирования функциональных клавиш, панелей управления и меню.

Средний уровень. Основным интегрирующим звеном среднего уровня АСУ ТП должен выступать Сервер АСУ ТП, наличие которого предполагается на подстанции любого типа (обслуживаемой или необслуживаемой). Сервер АСУ ТП должен обеспечивать:

- связь с техническими средствами нижнего уровня;
- предварительную обработку и архивирование всей информации в АСУ ТП;
- передачу информации в реальном времени на рабочие места оперативного и неоперативного уровня;
- диспетчеризацию локальной сети предприятия;
- обмен информацией по коммутируемым каналам связи с более высоким уровнем.

Для обеспечения повышенной надежности работы среднего уровня предполагается использование специальных персональных компьютеров (ПК) -серверов. Возможно функциональное разделение представленных задач путем установки двух и более ПК: первый - организация сети, второй – сохранение базы данных. Технические характеристики сервера в целом определяются объемом потоков информации, надежностью функционирования данного уровня, требованиями к динамическим характеристикам системы.

Для обеспечения оперативного предоставления данных конечным пользователям и для своевременной обработки и сортировки поступающей информации на сервере реализуется два вида хранения данных:

- долговременный архив для занесения обработанных данных о работе всей системы. Объем хранимой информации регламентируется только желанием пользователя, поскольку он может быть реализован на базе СУБД MS SQL SERVER 7.0 и возможна организация хранения данных на внешних носителях информации.
- динамический архив для хранения данных о текущем состоянии системы. Он находится постоянно в оперативной памяти сервера и обеспечивает быстрый доступ к данным. Размер этого архива ограничен оперативной памятью сервера (реально он рассчитывается на несколько часов).

Такой подход позволяет обеспечить быстрый доступ к данным при осуществлении контроля за работой системы в текущий момент и обеспечивает удобный доступ к долговременным архивам при анализе работы системы за длительный промежуток времени. Следует отметить, что

современные СУБД имеют высокую степень защиты данных как от сбоев в работе системы, так и от несанкционированного доступа.

Нижний уровень. Нижний уровень комплекса технических средств (далее КТС) АСУ ТП построен на принципах децентрализованного сбора информации. Это определяется распределенностью контролируемого оборудования на подстанции. Группирование КТС АСУ ТП нижнего уровня должно производиться в основном по территориальному принципу.

В состав нижнего уровня АСУ ТП входят следующие технические средства:

- стойки (полустойки) с Функциональными контроллерами (ФК);
- устройства связи с объектом (УСО) выносные или совмещенные с ФК;
- систему и сеть единого времени (СЕВ);
- нормирующие преобразователи и датчики мгновенных значений тока и напряжения;
- комплект аппаратуры волоконно - оптической связи;
- технологическую сеть УСО;
- внешние устройства или подсистемы (цифровые защиты, счетчики электроэнергии, подсистемы диагностики);

Модули УСО, входящие в состав нижнего уровня, обеспечивают:

- МАС (модуль аналоговых сигналов) - прием аналоговых сигналов тока 5(20)мА с фильтрацией и привязкой ко времени;
- МДВ (модуль дискретного ввода) - прием дискретных сигналов напряжения от датчиков в виде открытого коллектора или «сухого» контакта с защитой от дребезга и привязкой их ко времени. Опрос датчиков производится постоянным напряжением 24В (ток 10 мА);
- МЦО (модуль цифрового осциллографирования) (состоит из двух частей)-многоканальный синхронный ввод и измерение быстропротекающих аналоговых сигналов напряжения (с измерительных трансформаторов) с привязкой ко времени и записью в буферное ОЗУ;
- МДУ (модуль дискретного управления) - вывод дискретных сигналов в виде замыкания контактов реле с защитой от ложного срабатывания;
- МАУ (модуль аналогового управления) - вывод аналоговых сигналов 0-20мА.

Нижний уровень обеспечивает коммутацию технологического оборудования с верхними уровнями системы, кроме того, на этом уровне проводится первичная обработка и фильтрация данных и обработка управляющих воздействий с верхнего уровня. Учитывая это, ФК реализованы на базе промышленных ЭВМ с подходящими характеристиками эксплуатации (температура, влажность и т.д.). Такая схема позволяет более рационально использовать вычислительные возможности системы. Благодаря этому информация проходит несколько стадий обработки на всех уровнях. Это позволяет существенно уменьшить сетевой трафик при передаче данных, делает систему достаточно гибкой и дает возможность для быстрого реагирования на возникновение той или иной ситуации. Также преимуществом этого подхода является возможность контроля и управления за объектами, разнесенными на

достаточно большое расстояние, что существенно облегчает работу для обслуживающего персонала.

Верхний уровень управления АСУ ТП. Прикладное программное обеспечение верхнего уровня управления, разработанное при помощи инструментальных программных средств SCADA, обеспечивает прием и передачу информации по каналам связи и выдачу команд управления, обработку и визуализацию информации, обеспечивая требуемый объем параметров, расчетных задач, алгоритмов управления и организацию ЧМИ.

В состав комплекса входят следующие программные средства:

1. *Комплекс программ для отображения информации* (в соответствии с рисунком 14). Программный комплекс предоставляет возможность отображать получаемую информацию в виде таблиц, графиков (трендов), панелей сигнализации, панелей управления, ведомостей событий, мнемосхем и т.д. На дисплей может быть выведена аналоговая и дискретная информация, необходимая для адекватной оценки ситуации и управления объектом. В рамках системы предусмотрена возможность настройки системы отображения под конкретного пользователя, система гибкого перепрограммирования функциональных клавиш, панелей управления и меню.

2. *Программный комплекс осциллографирования.* Разработанная структура технических средств позволила создать уникальное программное обеспечение, обеспечивающее наивысший уровень автоматизации обработки аварийной информации.

3. *Программный комплекс регистрации аварийных процессов* (срабатывания защит и блинкеров). Комплекс позволяет регистрировать срабатывание дискретных сигналов от защит, устройств автоматики и коммутационной аппаратуры с точностью до 1мс. Такая точность, намного превышающая реально необходимую на сегодня, достигается без увеличения стоимости аппаратуры.

4. *Программный комплекс архивирования информации.* Предусматривает удобный интерфейс в виде временной оси, для просмотра архивов и программные средства доступа как к долговременным, так и к динамическим архивам.

5. *Программный комплекс дистанционного управления коммутационным оборудованием.* В рамках работы программного комплекса осуществляется не только управление коммутационной аппаратурой и контроль за прохождением команд управления на всех трех уровнях, но и контроль за правильностью действий персонала, что позволяет снизить число аварий вызванных неправильными действиями диспетчера. С помощью системы оценки ситуаций и принятия решений к задаче управления подключены блокировки (формулы) и в случае неверных действий персонала на экран может быть выдано предупреждающее сообщение и потребовано дополнительное подтверждение на коммутацию.

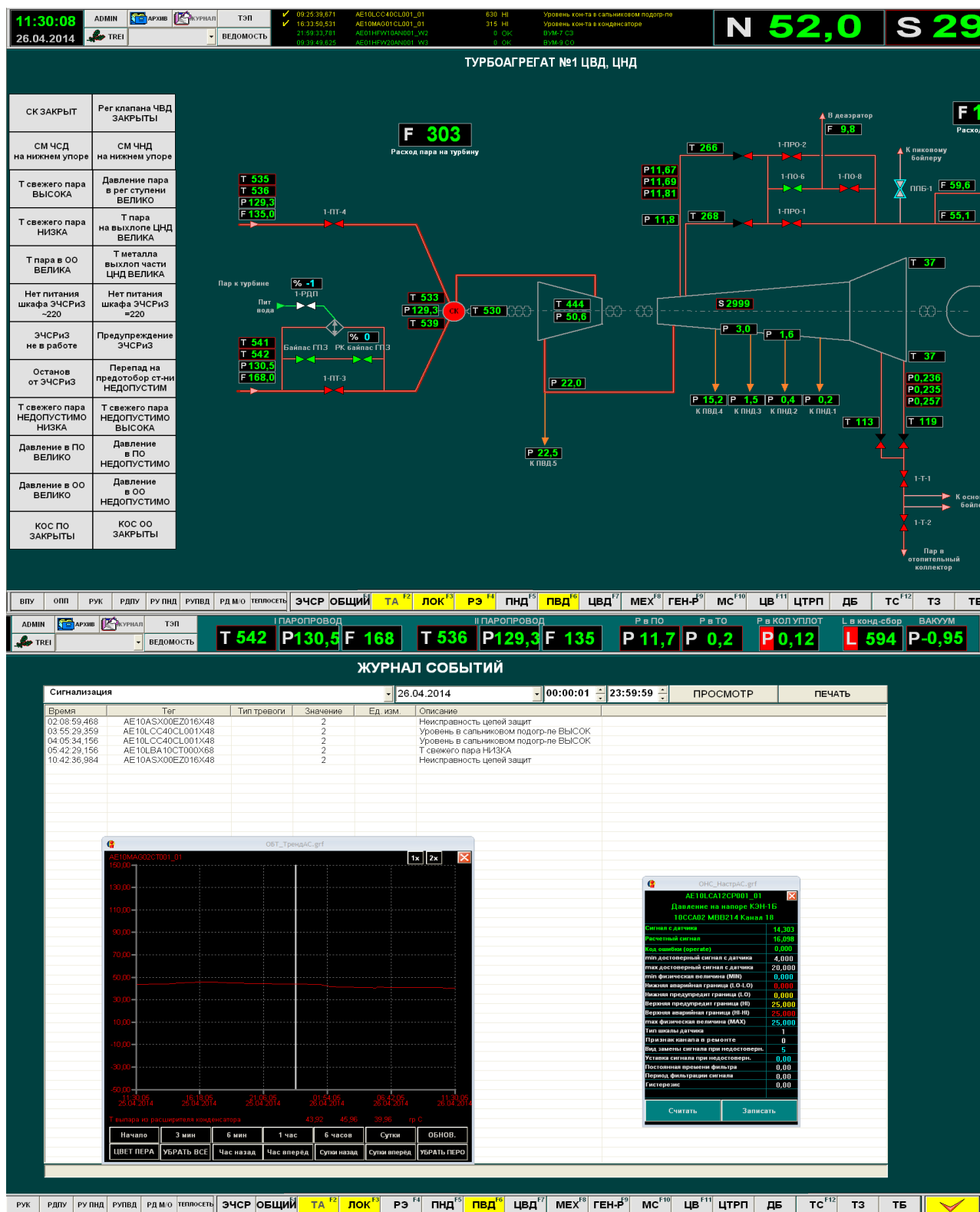


Рисунок 14. Интегрированная система отображения.

6. В рамках комплекса установлена *система паролей*, контролирующая доступ к программе и система архивирования действий персонала.

7. *Комплекс логической обработки данных*, по критериям заданным пользователем. Комплекс является одной из ключевых задач АСУ ТП среднего и верхнего уровня обработки информации. Принимая первичную информацию от функциональных контроллеров, комплекс программ осуществляет логическую

обработку данных по произвольным, определяемым пользователем критериям на базе экспертных систем и логического анализа. Критериями могут служить как элементарные условия, как-то выход сигналов за уставки, коммутационные операции, срабатывания защит и т.д., так и более сложные комплексные выражения, охватывающие одновременно несколько подсистем АСУ ТП.

8. *Ресурс оборудования.* Технический контроль ресурса оборудования осуществляется в системе следующим образом:

- экспертная система в базе данных учитывает количество включений и отключений выключателей, состояние защит и мгновенных величин токов в нормальном или в аварийном режиме, время и объем ремонтов, уровни перегрузки оборудования.
- в базе знаний, на основе опыта инженеров по эксплуатации собираются условия изменения ресурса оборудования и в зависимости от конкретных данных вырабатываются рекомендации по дальнейшей эксплуатации.

9. *Программный комплекс для расчета режима и оценивания состояния.* Комплекс разработан для повышения надёжности и качества исходной информации. Согласно теории оценивания состояния наиболее близких к истинным значений параметров установившегося режима можно достигнуть минимизируя разницу между расчетными и измеренными значениями параметров. Комплекс осуществляет минимизацию ошибок измерений, диагностику исправности измерительного оборудования и расчет неизмеряемых параметров установившегося режима.

10. *Программный комплекс для усреднения и дорасчета режимных параметров установившегося режима - задача «Логические датчики».* Задача «Логические датчики» разработана для проведения дополнительных расчетов по аналоговым сигналам без применения программирования. С помощью данной задачи можно производить расчет полной мощности, суммарной активной и реактивной мощности, производить усреднение фазных значений токов и напряжений, вычислять баланс мощностей, легко менять размерность выводимых в таблицы сигналов, организовать учет потребляемой и выдаваемой энергии (за час, за сутки, за произвольный интервал времени) и многое другое.

11. *Программный комплекс для метрологической аттестации измерительных каналов - задача «Метрология».* Задача “Метрология” разработана в целях оптимизации проведения метрологической аттестации измерительных каналов АСУ ТП энергосистем. Основные функции, выполняемые задачей: опрос измерительных каналов во время проведения метрологической аттестации: обработка результатов опроса измерительных каналов, создание архивов метрологической аттестации, формирование результирующего протокола метрологической аттестации за весь период времени по группам однотипных измерительных каналов с определением границ доверительного интервала погрешности, распечатка протоколов метрологической аттестации. Таким образом, задача “МЕТРОЛОГИЯ” представляет собой автоматизированное рабочее место инженера-метролога при проведении метрологической аттестации измерительных каналов.

12. АРМ диспетчера и работников служб эксплуатации. В состав АРМ диспетчера входят такие комплексы программ, как программа «Генератор отчетов» (ведомости событий, ресурс оборудования, статистика срабатываний РЗА, технический учет электроэнергии), «Суточная ведомость», программа ведения документооборота «Бланки переключений». Эти комплексы программ позволяют существенно облегчить работу диспетчеров и работников служб эксплуатации.

На рисунке 15 представлен общий вид щита управления энергоблока до модернизации АСУ ТП и после внедрения полномасштабной АСУ ТП.



Рисунок 15. Щит управления энергоблока

а) до модернизации АСУ ТП

б) с полномасштабной АСУ ТП

13 программный комплекс для управления цифровыми защитами. Позволяет обмениваться информацией с цифровыми микропроцессорными защитами (фирм АВВ, «ЭКРА», «Механотроника», «Радиус», «Элтехника» и т.д.) и системами АСКУЭ по основным протоколам связи. В состав программного комплекса входит как общая мнемосхема расположения и состояния всех цифровых защит, с привязкой к объекту, так и диалоговые окна, создающие удобный интерфейс для настройки параметров защит (уставки, маски, ключи и т.д.) и для просмотра аналоговой и дискретной информации, получаемой от защит. При доступе к системе управления цифровыми защитами предусмотрена система паролей.

Тренажеры энергоблоков с АСУ ТП на базе виртуальных технологий ПТК. Учитывая, что энергетическая отрасль встала на путь внедрения нового поколения АСУ ТП, базирующейся на компьютерных технологиях, настоящее и будущее за компьютерными тренажерами, воспроизводящими поведение объекта-прототипа в различных режимах его работы и рабочие места операторов БЩУ энергоблока (в соответствии с рисунком 16).

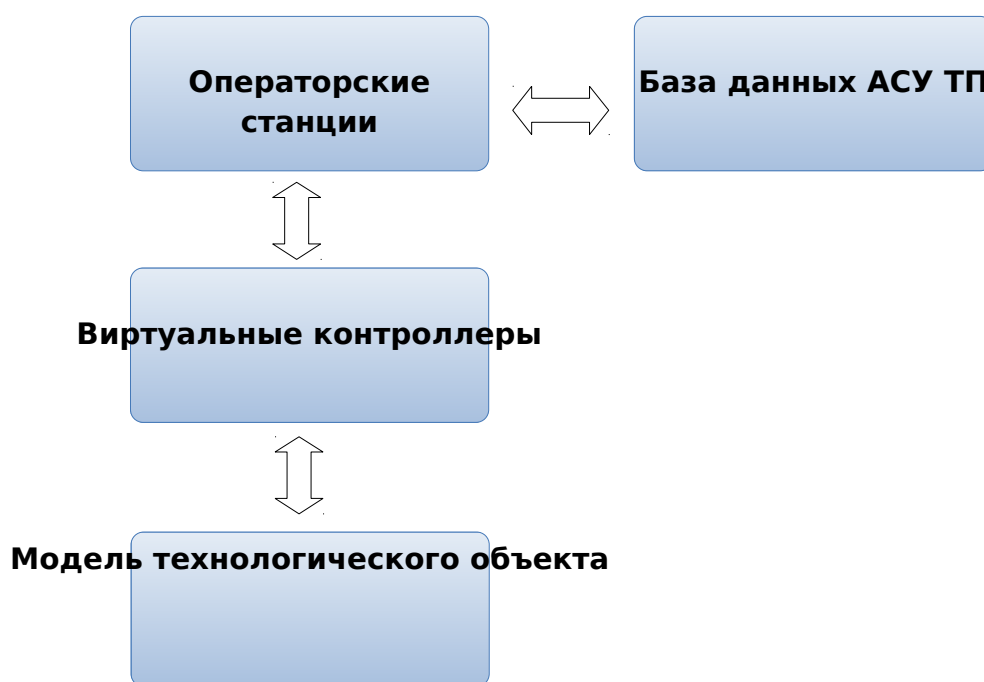


Рисунок 16. Структура тренажера нового поколения на базе виртуального ПТК АСУ ТП объекта управления

Функционирование и развитие рынка электрической энергии (мощности) требует оснащение системы подготовки операторов компьютерными противоаварийными тренажерами энергоблоков-прототипов. Подготовка специалистов на таких тренажерах позволяет не только сократить количество отказов и аварий в работе оборудования по вине персонала, но и снизить возможные финансовые потери поставщиков энергии и мощности.

Эффективность подготовки заключается в том, что дает возможность:

- 1) снизить затраты в связи с предотвращением аварийных ситуаций;
- 2) снизить финансовые потери при продаже энергии на рынке.

Реализация компьютерного тренажера на базе ПТК с виртуальными контроллерами позволит:

1. Получить полную идентичность работы автоматики на блоке и на тренажере.
 2. Производить предварительную проверку и тестирование новых систем автоматики на тренажере до реализации их на блоке.
 3. Тестировать работу действующей автоматики на тренажере в различных технологических режимах.
 4. Без доработки, т.е. автоматически учитывать изменения графического интерфейса ПТК в тренажере. Интерфейс систем управления реального блока и тренажера будет полностью идентичен, что позволит классифицировать тренажер как полномасштабный.
- 1) Расширить перечень имитации отказов автоматики на тренажере путем введения отказов первичных датчиков и УСО.

Подключение модели энергоблока реального масштаба времени к виртуальному ПТК даст следующие преимущества:

1. Значительно расширится перечень категорий оперативных работников, подготавливаемых на тренажере.
2. Использование реальных алгоритмов системы контроля и управления (СКУ) энергоблока позволит значительно улучшить качество подготовки на тренажере.

Наличие реального интерфейса, реальных алгоритмов работы электроники, реальной коммутации (при достаточно высоком качестве математической модели) позволит использовать тренажер для опробования и отработки новых алгоритмов автоматического управления.

Таким образом, тренажер превращается в «полигон» на котором кроме подготовки и повышения квалификации широкого спектра категорий персонала блока, можно проводить опробование и отладку различных инновационных технологий и управления оборудованием. Именно компьютерные тренажеры подобного типа позволят получить надежную концептуальную модель оператора системы «человек-машина».

3.2 Концепция реализации процесса внедрения АСУ ТП на предприятии ТЭЦ-3 АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО»

Поставщики современного поколения АСУ ТП на базе ПТК в Казахстане. В настоящее время на Казахстанском рынке услуг для энергетики представлен довольно широкий ряд поставщиков современного поколения АСУ ТП на базе ПТК (таблица 34), позволяющих с тем или иным успехом решать задачи стоящие перед энергетиками в условиях функционирования рынка энергии и мощности. Полноценный программно-технический комплекс должен обеспечить:

- предоставление оперативному персоналу достаточной, достоверной и своевременной информации о протекании технологических процессов, о состоянии оборудования и технических средств АСУ ТП;
- автоматизированное управление технологическим оборудованием в нормальных, переходных, аварийных и специальных режимах работы;
- оптимальное ведение процесса с целью получения тепловой и электрической энергии заданного качества и количества;
- снижение эксплуатационных затрат и увеличение межремонтного периода за счет уменьшения числа обслуживаемой аппаратуры (по сравнению с традиционными средствами), минимального времени восстановления, а также облегчения изменения и наращивания функций при дальнейшей реконструкции;
- автоматическое ведение оперативной документации;
- сбор и регистрацию в реальном масштабе времени информации об аварийных и установившихся процессах с привязкой к астрономическому времени с точностью до 1 мс;
- архивирование и хранение информации;
- анализ установившихся режимов и аварийных процессов;
- создание различных отчетных документов и ведомостей по состоянию энергообъекта.

Количество контролируемых каналов в таких системах находится в пределах:

- аналоговые сигналы нормального режима - 16 - 1000;
- аналоговые сигналы аварийного режима - 16 - 1000;
- дискретные сигналы типа сухой контакт - 16 - 5000;
- дискретные сигналы управления - 16 - 500.

Таблица 34. Перечень конкурентоспособных поставщиков полномасштабных АСУ ТП энергоблоков на базе современных электростанций в РК

Фирма	Страна	Наименование ПТК	Основные объекты внедрения в РК
1	2	3	4
НПФ	РФ, Санкт-	ЭЧСРиЗ	ТЭЦ АО «ССГПО г.Рудный»

«Ракурс»	Петербург		АСУ ТП котло- и турбоагрегата
Продолжение таблицы 34			
1	2	3	4
			Усть-Каменогорская ГЭС АСУТП гидроагрегата №4 и ГРАРМ для Усть-Каменогорской ГЭС Компания AES
ЗАО «Е4-СибКОТЭС»	РФ, Новосибирск	Торнадо	- ТЭЦ-1 АО «Астана-Энергия»(2010-2011) Разработка, доставка и шеф-монтаж ПТК АСУТП для котлоагрегата Е-65-39-440 ст. №3 - ТЭЦ-2 г. Астана (2007-2008) - Внедрение АСУТП пылеугольного котла БКЗ-420-140 ст. №6 (уголь, мазут) - Усть-Каменогорская ТЭЦ(2006-2007) Внедрение системы вибромониторинга трех турбоагрегатов на базе ПТК «Торнадо» и системы виброконтроля ООО НПП «Вибробит» - ТЭЦ-2 г. Астана (2006-2007) - Внедрение АСУТП турбины Т-110
ООО «ТРЕИ ГмбХ» (ТОО «ТРЕИ-Караганда»)	РФ, Пенза (РК, Караганда)	TREI	- АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» АСУ ТП котлоагрегата №1 ПТЭЦ-3 - АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» АСУ ТП турбоагрегата №1 ПТЭЦ-3 - АО «АрселорМиттал Темиртау» Система авторегулирования ТП котлоагрегата ст. №7 - АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» Экибастузская ТЭЦ АСУ ТП котлоагрегата ст.№6 типа Е-90-440КТ
ООО «Эмерсон» Промышленная группа «Метран», как часть компании EmersonProcessManagement	РФ	Овация (Ovation)	«АстанаЭнергоСервис-Экибастуз» (AES-Ekibastuz) АСУ ТП пылеугольного блока 500 МВт - ТЭС Аксу разработаны и внедрены тренажерные комплексы

Слабое место импортных систем управления, которое следует учитывать при выборе ПТК, это необходимость постоянно прибегать к дорогостоящим услугам фирм, занимающихся их внедрением. Проведенный автором анализ показывает, что для импортных систем достаточно сложно вносить какие-либо усовершенствования по результатам опыта эксплуатации.

Описание процесса внедрения АСУ ТП. Процесс внедрения АСУ ТП, как правило, проходит по следующему «классическому» графику:

1. Обследование объекта и подготовка исходных технических требований на разработку технического задания (1 месяц);
2. Разработка технического задания (2 месяца);
3. Разработка проекта АСУ ТП (8 месяцев);
4. Испытания ПТК на полигоне (проходят параллельно с монтажными работами; 1 месяц);
5. Монтажные работы (ориентировочно 4 месяца);
6. Пуско-наладочные работы (на станции, параллельно с монтажом; 2 месяца);
7. Опытная эксплуатация (3 месяца).

Автором предлагается реализация механизмов управления инновационным и устойчивым развитием АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» на основе его автоматизации, которая будет включать в себя несколько этапов. Содержание данных этапов определяется нижеследующим.

1. Введение

1.1. Данные предложения регламентируют состав работ по реализации систем, способ их выполнения, права, полномочия и обязанности участвующих юридических и физических лиц, состав обязательных и рекомендуемых документов.

1.2. Предложения будут рекомендованы для применения на предприятиях при проведении работ в сфере внедрения проектов в области автоматизации производства.

1.3. Контроль за исполнением рекомендуется возложить на Руководителя предприятия.

2. Основные этапы реализации проекта

Работы по осуществлению проектов по внедрению АСУ разделяются на следующие этапы:

- определение потребности;
- инициация проекта;
- предпроектные исследования;
- формирование технического задания;
- планирование проекта;
- разработка системы;
- подготовка объекта к реализации проекта;
- проведение испытаний;
- проведение опытной эксплуатации;

- ввод в действие;
- эксплуатация и сопровождение.

3. Осуществление проекта

3.1. Проведение работ по этапам

3.1.1. Определение потребности

3.1.2. Выявление потребности осуществляется предприятиями на постоянной основе, и регламентируются:

- в соответствии с утвержденной на определенный период «Программой модернизации и развития предприятия»;
- необходимостью расширения охвата по предприятиям действующих систем (дооснащение новых рабочих мест);
- необходимостью в новых функциях в связи с возложением новых или изменением имеющихся функций существующих систем (Новые функции);
- созданием новых структурных производственных подразделений (Реструктуризация);
- необходимостью в модернизации в связи с появлением новых технологий или нового типа оборудования (Новые технологии);
- необходимостью пересмотра временно отложенных проектов;
- необходимостью реализации последующих этапов ранее реализованных проектов.

3.1.3. Технический совет предприятия определяет потребности на основании «Аналитической записки» и Протоколом заседания дает резолюцию, разделив проекты на:

- проекты, рекомендуемые к реализации;
- проекты, требующие предпроектных исследований;
- проекты, требующие дополнительного согласования;
- проекты, рекомендуемые к рассмотрению более поздним сроком;
- проекты, которые не могут быть реализованы в виду недостаточности ресурсов (финансовых, материальных, кадровых и т.д.);
- проекты, не соответствующие стратегии развития предприятия, технической политике, различным целевым и долгосрочным программам;
- проекты, отклоняемые по иным причинам.

3.1.4. Новый проект может быть представлен сторонними организациями. В этом случае Технический совет предприятия также рассматривает Проект.

3.1.5. Департаментом автоматизации производства и связи (далее ДАПиС) контролирует график инициации проектов автоматизации производства и связи, включенных в программу «Модернизации и развития предприятия».

3.1.6. ДАПиС ведет регистрацию Проектов автоматизации производства и связи вне зависимости от того, предложен Проект к экспертизе или отклонен по каким-либо причинам на Техническом совете. Копия Протокола Технического совета, а также «Аналитическая записка» предоставляются в ДАПиС.

3.2. Инициация проекта

3.2.1. Технический совет Протоколом-рекомендацией инициирует работу по программе реализации Проекта, предложив кандидатуру Руководителя рабочей группы в качестве ответственного лица.

3.2.2. Руководитель предприятия издает «Приказ о назначении» Руководителем рабочей группы кандидатуры, предложенной Техническим советом.

3.2.3. Руководитель рабочей группы является ответственным за реализацию конкретного проекта (группы проектов).

3.2.4. Руководитель рабочей группы формирует состав Рабочей группы (из числа специалистов по АСУ, КИП, телекоммуникациям и специалистов причастных служб предприятия) и согласует его на заседании Технического совета предприятия.

3.2.5. Рабочей группой ведется разработка документов стадии инициации проекта.

3.2.6. Рабочая группа согласовывает с ДАПиС все проводимые в рамках Проекта мероприятия.

3.3. Предпроектные исследования

Рабочей группой проекта проводится рассылка документов предпроектной стадии (Отчет по ГОСТ 7.32-2001 и Заявка) на разработку АСУ.

3.3.1. Рабочей группой анализируются полученные Коммерческие предложения на тендерных условиях.

3.3.2. Тендерный отбор претендентов для реализации Проекта проводится в соответствии с требованиями, регламентируемыми «Порядком тендерных процедур».

3.3.3. Победитель тендерного отбора - Разработчик проекта предоставляет рабочей группе проект контракта и спецификации оборудования, ПО, услуг.

3.3.4. В случае выполнения проекта (части проекта) хозяйственным способом, готовится Протокол заседания Технического совета. Указывается наличие лицензий на выполнение работ Разработчиком проекта.

3.3.5. Руководитель рабочей группы согласует и утверждает на Техническом совете предприятия необходимость и план-график проведения ПИР.

3.3.6. Руководитель рабочей группы согласует и утверждает на Техническом совете предприятия необходимость и план-график проведения НИОКР.

3.3.7. Рабочей группой проводятся маркетинговые исследования среди разработчиков (поставщиков) АСУ с целью определения списка претендентов на ПИР и НИОКР.

3.3.8. Тендерный отбор претендентов для проведения ПИР и НИОКР проводится в соответствии с требованиями, регламентируемыми «Порядком тендерных процедур».

3.3.9. Для осуществления контроля этапов проведения ПИР и НИОКР Руководитель рабочей группы согласует с разработчиком график совместных рассмотрений хода реализации стадии работ.

3.3.10. Рабочей группой прорабатываются и согласовываются условия проекта.

3.3.11. Руководитель рабочей группы письменным указанием инициирует разработку «Технико-экономического обоснования» (далее ТЭО), выполняемого причастными подразделениями - согласно ГОСТ 24.202-80 (с изменениями).

3.3.12. Руководитель рабочей группы предоставляет в ДАПиС:

- заявку;
- ТЭО;
- проект контракта на поставку АСУ (в случае выполнения работ внешними организациями-Разработчиками проекта);
- спецификацию оборудования и работ;
- копии Протокола заседаний Технического совета, относящихся к данному проекту;
- план-график проведения ПИР, НИОКР.

3.3.13. ДАПиС регистрирует и систематизирует Заявки. Проводит экспертизу на новый проект, соответствия Концепции комплексной автоматизации производства и связи, дублирования к имеющимся в производстве проектов, стандартам и общепринятым технологиям, на соответствие стратегии развития Евразийская промышленная ассоциация (далее ЕПА).

3.3.14. ДАПиС согласовывает с юридическим, финансовым и другими Департаментами ЕПА условия проектов Контрактов, спецификаций оборудования.

3.3.15. Решением ДАПиС Проект может быть:

- рекомендован к включению в Бюджет или программу;
- к пересмотру с целью проведения дополнительных исследований вопроса в причастные подразделения;
- к пересмотру с целью уточнения контрактных условий;
- к пересмотру с целью выбора контрагента;
- законсервирован до определенных обстоятельств (наличие ресурсов, завершение предыдущих проектов и т.д.);
- отклонен.

3.3.16. Положительное Заключение технической экспертизы ДАПиС является основанием ведения последующих стадии проекта.

3.3.17. Копия Заключения технической экспертизы Проектов включается в Сводный список Вице-президенту ЕПА с приложением Заявки к Проекту.

3.3.18. По завершению предпроектных исследований Руководитель рабочей группы представляет на утверждение Техническому совету следующий комплект документов:

- описание технического решения;
- технико-экономическое обоснование;
- обоснование создания и охвата проекта;
- схемы основных компонентов проекта.

3.3.19. В случае, когда реализация проекта приводит к изменению технологии и методологии работы подразделений причастных к проекту, Руководитель группы представляет эскиз регламента и нормативные документы на утверждение Технического совета.

3.4. Формирование технического задания

3.4.1. Стадия «Техническое задание». Проект ТЗ на автоматизированную систему разрабатывает Разработчик проекта с участием Рабочей группы на основании технических требований, Заявки. ТЗ разрабатывается на создание (поставку) автоматизированной системы в соответствии с требованиями ГОСТ 34.602 - 89.

3.4.2. Разработчик проекта и Руководитель рабочей группы Соглашением сторон устанавливают календарный план-график разработки и согласования стадий ТЗ.

3.4.3. Руководитель рабочей группы представляет Техническому совету и в ДАПиС календарный план-график разработки ТЗ.

3.4.4. По завершению разработки и согласования условий ТЗ, Руководитель рабочей группы предоставляет ТЗ Техническому совету предприятия.

3.4.5. Технический совет Протоколом заседания утверждает ТЗ, либо возвращает его на доработку.

3.4.6. По окончании разработки ТЗ Руководитель рабочей группы дает письменное распоряжение Рабочей группе приступить к стадии «Планирование проекта» в соответствии с ТЗ.

3.5. Планирование проекта

3.5.1. Разработчиком проекта при участии Рабочей группы разрабатывается «План реализации проекта». Разработка ведется в соответствии с утвержденным Руководителем рабочей группы календарным планом-графиком.

3.5.2. Руководитель рабочей группы представляет Техническому совету предприятия и в ДАПиС календарный план-график разработки «Плана реализации проекта».

3.5.3. Планирование проекта осуществляется на основе предпроектных исследований, перечень которых приведен в Приложении Б.

3.5.4. По завершению разработки и согласования стадии планирования проекта, Руководитель группы предоставляет «План реализации проекта» на утверждение Техническому совету предприятия.

3.5.5. Руководитель группы дает письменное распоряжение Рабочей группе приступить к стадии «Разработка системы» на основании утвержденного Протоколом Технического совета предприятия «Плана реализации проекта» и ТЗ.

3.5.6. Руководитель рабочей группы представляет в ДАПиС копии «Плана реализации проекта» и соответствующего Протокола Технического совета предприятия.

3.6. Разработка системы

3.6.1. Стадия «Эскизный проект», «Технический проект», «Рабочая документация». Документы разрабатываются разработчиком проекта по ГОСТ 34.201-89 с соответствующими ссылками на требования к оформлению документов ГОСТ 24.206-80. Перечень документов приведен в Приложении В.

3.6.2. Разработчик проекта предоставляет Руководителю рабочей группы на утверждение календарный план разработки системы. Также предоставляется список исполнителей и групп исполнителей проекта (далее ГИП) (по стадиям или компонентам системы).

3.6.3. Разработчик проекта согласовывает с Руководителем рабочей группы график совместных рассмотрений хода реализации стадии разработки системы.

3.6.4. По завершению стадии разработки системы Руководитель рабочей группы представляет на утверждение Технического совета состав Группы координации работ проекта из числа руководителей (заместителей) подразделений и служб предприятия, а также комплект документов:

- эскизный проект;
- технический проект;
- рабочая документация;
- сопроводительные документы системы;
- регламент работы подразделений причастных подразделений во время реализации проекта.

3.6.5. Руководитель рабочей группы представляет в ДАПиС утвержденный состав Группы координации работ с обозначением области ответственности.

3.7. Подготовка объекта к реализации проекта

Работы стадии:

- подготовка персонала;
- комплектация АС;
- строительно-монтажные работы;
- шеф-монтаж оборудования.

3.7.1. Рабочая группа проекта представляет Группе координации работ скорректированные и утвержденные начальником службы АСУ ТП Квалификационные требования к персоналу для дальнейшего согласования его с руководителями причастных подразделений.

3.7.2. Руководители причастных подразделений разрабатывают План мероприятий по обучению персонала и предоставляют его Руководителю рабочей группы для выработки Распоряжения-разнарядки с дальнейшим утверждением Техническим советом предприятия.

3.7.3. Рабочая группа проекта представляет на согласование руководителей причастных подразделений рабочие документы:

- схема структурная КТС;
- план расположения оборудования и проводок;
- общее описание системы.

3.7.4. Протокол согласования передается Группе координации проекта.

3.7.5. Рабочая группа проекта согласно Схеме структурной КТС и Плану расположения оборудования и проводок готовит и предоставляет Руководителю рабочей группы для согласования с поставщиком скорректированный План-график поставок оборудования, ПО и материалов.

3.7.6. Руководитель рабочей группы предоставляет на утверждение Технического совета предприятия Распоряжение-разнарядку.

3.7.7. Рабочая группа проекта согласно Схеме структурной КТС и Плану расположения оборудования и проводок готовит и предоставляет Руководителю рабочей группы План-график проведения строительно-монтажных работ.

3.7.8. Руководитель рабочей группы согласует с исполнителем работ План-график строительно-монтажных работ и предоставляет на утверждение Технического совета предприятия Распоряжение-разнарядку.

3.7.9. Рабочая группа проекта готовит на утверждение начальника службы АСУ и передает в Группу координации работ Технические требования к рабочим местам для проведения испытаний.

3.7.10. На основании данных требования Группа координации работ представляет на согласование руководителей причастных подразделений План мероприятий по подготовке рабочих мест персонала и готовит на утверждение Технического совета предприятия Распоряжение-разнарядку.

3.7.11. Группа координации работ представляет на согласование руководителей причастных подразделений проект «Регламента взаимодействия подразделений на стадии реализации проекта». Протокол согласования предоставляется Руководителю рабочей группы.

3.7.12. Группа координации работ передает все Распоряжения-разнарядки, утвержденные Техническим советом, в причастные службы предприятия для инициации подготовительных работ проекта.

3.7.13. Руководитель рабочей группы предоставляет копии План-графиков работ, распоряжений-разнарядок, а также соответствующие копии Протоколов Технического совета предприятия и Протоколов согласования в ДАПиС по мере их утверждения.

- 3.7.14. Строительно-монтажные работы по монтажу и сборке системы могут быть выполнены службами предприятия по предложению Рабочей группы или внешними организациями по предложению Рабочей группы на конкурсной основе.
- 3.7.15. Руководитель рабочей группы контролирует установленные сроки выполнения работ согласно утвержденных Планов-графиков.
- 3.7.16. По завершении работ по подготовке объектов к реализации проекта, Группа координации работ представляет Руководителю рабочей группы согласованный руководителями причастных подразделений Акт готовности объекта к проведению шеф-монтажных работ.
- 3.7.17. Руководитель рабочей группы предоставляет Техническому совету предприятия периодический (не менее 2 раз в неделю) отчет о состоянии и стадиях реализации проекта.
- 3.7.18. Копия Протокола Технического совета и отчета о состоянии проекта предоставляются в ДАПиС.
- 3.7.19. По окончании работ стадии подготовки проекта, Рабочая группа совместно с Разработчиком проекта готовят План-график проведения работ по монтажу оборудования, согласовывает с Разработчиком проекта график совместных рассмотрений хода монтажа оборудования.
- 3.7.20. Руководитель рабочей группы предоставляет на утверждение Технического совета предприятия План-график проведения работ по монтажу оборудования.
- 3.7.21. На основании Отчета завершения стадии подготовки проекта и утвержденного Протоколом Технического совета предприятия План-графика работ монтажа оборудования, Руководитель предприятия издает «Приказ о готовности объекта управления к проведению строительно-монтажных работ (шеф-монтажных работ в случае реализации проекта внешними организациями)
- 3.7.22. Руководитель рабочей группы контролирует соответствие сроков выполнения работ монтажа оборудования (шеф-монтажных работ) по утвержденному План-графику.
- 3.7.23. Руководитель рабочей группы предоставляет Техническому совету предприятия периодический (не менее 1 раза в неделю) отчет о состоянии работ по монтажу оборудования (шеф-монтажных работ).
- 3.7.24. По завершении работ по монтажу оборудования, Рабочей группой оформляется «Акт завершения монтажа оборудования (шеф-монтажных работ)» и предоставляется Руководителю рабочей группы для утверждения на заседании Технического совета.
- 3.7.25. Копия Протокола Технического совета, отчета о состоянии работ, а также «Акт завершения монтажа оборудования (шеф-монтажных работ)» предоставляются руководителем рабочей группы в ДАПиС по мере формирования документов.
- 3.7.26. Рабочая группа проекта предоставляет Руководителю рабочей группы План-график проведения пуско-наладочных работ, подготовленный в «стадии

планирования проекта», для утверждения на заседании Технического совета предприятия

3.7.27. Пуско-наладочные работы могут быть выполнены службами предприятия по предложению Рабочей группы или внешними организациями по предложению технической рабочей группы на конкурсной основе (в отсутствие договора на проведение пуско-наладочных работ внешним разработчиком Проекта).

3.7.28. Руководитель рабочей группы контролирует соответствие сроков выполнения пуско-наладочных работ утвержденному План-графику.

3.7.29. Руководитель рабочей группы предоставляет Техническому совету предприятия периодический (не менее 2 раза в неделю) отчет о состоянии работ по монтажу оборудования (шеф-монтажных работ).

3.7.30. По завершению пуско-наладочных работ Рабочая группа проекта проводит приемку работ с оформлением Актов приемки, предоставляемых Руководителю рабочей группы для утверждения на заседании Технического совета предприятия.

3.7.31. Копия Протокола Технического совета, отчета о состоянии работ, а также «Акт завершения пуско-наладочных работ» предоставляются руководителем рабочей группы в ДАПиС по мере формирования документов.

3.8. Проведение испытаний

3.8.1. На стадии Проведения испытаний осуществляют:

- испытания системы на работоспособность и соответствие техническому заданию;
- Устранение неисправностей и внесение изменений.

3.8.2. Рабочая группа в соответствии с утвержденной Техническим советом предприятия «Методикой и план-графиком проведения испытаний», разработанной на стадии «планирования проекта», а также действующими на предприятии техническими нормами, совместно с Разработчиком системы проводят испытания и представляют на утверждение Руководителя рабочей группы:

- акт проведения испытаний с приложением разногласий;
- протокол устранения разногласий.

3.8.3. В случае возникновения необходимости пересмотра календарного плана проекта в целом Руководитель рабочей группы ходатайствует перед Техническим советом предприятия об изменении сроков реализации проекта.

3.8.4. Руководитель рабочей группы контролирует соответствие сроков выполнения «Методики и план-графиков проведения испытаний» утвержденному План-графику.

3.8.5. Руководитель рабочей группы предоставляет Техническому совету предприятия периодический (не менее 2 раза в неделю) отчет о состоянии испытаний.

3.8.6. Руководитель рабочей группы предоставляет Техническому совету предприятия и в ДАПиС:

- акт проведения испытаний с приложением разногласий;
- протокол устранения разногласий.

3.9. Проведение опытной эксплуатации

3.9.1. На стадии «опытной эксплуатации» производится:

- апробация системы в реальных условиях;
- доработка системы исходя из условий эксплуатации;
- завершающий анализ применимости системы;
- выявление дополнительных факторов проекта.

3.9.2. Группа координации работ представляет на согласование руководителей причастных подразделений План мероприятий по опытной эксплуатации, информирует ДАПиС о дате проведения, готовит распоряжение Руководителя предприятия.

3.9.3. Руководителем предприятия издается приказ о составе приемочной комиссии из числа специалистов служб АСУ ТП, КИП, телекоммуникаций, причастных специалистов предприятия при участии представителя ДАПиС.

3.9.4. По завершению опытной эксплуатации приемочная комиссия готовит Заключение по результатам опытной эксплуатации системы. Документы относятся к приемо-сдаточной документации на АСУ по ГОСТ 24.208-80 с учетом изменений (действует, утверждено 01.05.88)

3.9.5. Акт завершения работ. Документ является основанием для выполнения бухгалтерских операций завершения отдельной работы проекта.

3.9.6. Акт приемки в опытную эксплуатацию. Документ является основанием для выполнения бухгалтерских операций завершения работ (отдельных частей) Проекта.

3.9.7. Руководитель рабочей группы предоставляет на утверждение Техническому совету предприятия Акты выполненных работ.

3.9.8. Руководитель рабочей группы предоставляет копии всех Актов выполненных работ, а также распоряжения Руководителя предприятия в ДАПиС по мере их формирования.

3.10. Ввод в действие

3.10.1. На основании «Актов проведения обучения», «Актов приемки строительно-монтажных и пуско-наладочных работ» Группа координации работ и Рабочая группа проводят входной контроль их качества и совместно готовят «Акт ввода системы в действие» на утверждение Техническим советом.

3.10.2. Разработчик предоставляет Группе координации работ для последующей передачи в подразделения, в которых будет осуществляться эксплуатация, комплект эксплуатационных документов:

- ведомость эксплуатационных документов;

- спецификация оборудования;
- инструкция по эксплуатации КТС.

3.10.3. Группа координации работ и Рабочая группа предоставляют в соответствующие подразделения комплект регламентирующих документов, разработанных на стадии «планирования проекта» и утвержденных Техническим советом:

- проект Регламента приемки систем;
- проект Регламента контроля качества;
- регламент взаимодействия подразделений на стадии эксплуатации проекта;
- регламента внесений изменений в охват проекта и размещение элементов проекта;
- регламент действий в нештатных ситуациях;
- регламент ведения документов и классификаторов;
- нормативы эксплуатационного штата, обеспечения расходными материалами и ЗИП (запасные части, инструменты, принадлежности).

3.10.4. На основании Отчета завершения стадии ввода АСУ в действие и утвержденного Протоколом Технического совета предприятия «Акта ввода в действие» Руководителем предприятия издается «Приказ о вводе в действие АСУ (ее частей)»

3.11. Эксплуатация и сопровождение

3.11.1. На этапе «эксплуатации и сопровождения» производятся работы:

- использование системы в технологическом процессе;
- анализ функционирования системы;
- устранение недостатков, выявленных при эксплуатации системы;
- внесение необходимых изменений в документацию;
- выявление отклонений фактических эксплуатационных характеристик системы от проектных значений.

3.11.2. Рабочая группа проекта готовит План проведения работ по сопровождению системы и передает его Руководителю рабочей группы для утверждения на заседании Технического совета предприятия.

Работы по сопровождению системы могут быть выполнены:

- службами предприятия по предложению Рабочей группы;
- внешними организациями по предложению Рабочей группы (на конкурсной основе);
- разработчиком (поставщиком) системы на основе контракта на гарантийное и постгарантийное обслуживание системы.

3.11.3. Группа координации работ и Рабочая группа готовят по необходимости «предложения по развитию системы».

3.11.4. Руководитель рабочей группы передает в ДАПиС копию Протокола Технического совета и «предложения по развитию системы».

Учитывая специфику предприятия ТЭЦ-3 АО "ПАВЛОДАРЭНЕРГО" автором разработан план-график работ по внедрению АСУ ТП, представленный в таблице 35, наиболее полно учитывающий все нюансы внедрения.

Таблица 35. План-график работ по внедрению АСУ ТП

№ п/п	Описание работ	Срок выполнения
1	2	3
1 этап: Проведение предпроектных работ		
1.1	Сбор исходных данных у заказчика	2 недели с момента подписания договора
	Согласование исходных данных с заказчиком	1 неделя после завершения предыдущего этапа
1.2	Разработка таблицы параметров физических входов-выходов ПТК для контроллера ТЗ (технологических защит) и т.д.	2 недели после завершения предыдущего этапа
1.3	Разработка структурной схемы АСУ ТП	2 недели после завершения п.1.1 этапа
	Согласование структурной схемы АСУ ТП с заказчиком	1 неделя после завершения предыдущего этапа
1.4	Согласование ТЗ с заказчиком	1 неделя после завершения предыдущего этапа
1.5	Разработка документа «Системы классификаций и кодирования» (переменных, сборок контактов, шкафов, модулей, каналов, кабелей, маркировок...)	2 недели после завершения предыдущего этапа
	Согласование документа «Системы классификаций и кодирования» (переменных, сборок контактов, шкафов, модулей, каналов, кабелей, маркировок...) с заказчиком	1 неделя после завершения предыдущего этапа

Продолжение таблицы 35

1	2	3
1.6	Составление перечня и типа оборудования, с документацией на каждый датчик, исполнительный механизм с кодировкой (позиция) и несокращенным названием параметра	1 неделя после завершения предыдущего этапа
	Согласование перечня и типа оборудования, с документацией на каждый датчик, исполнительный механизм с кодировкой (позиция) и несокращенным названием параметра с заказчиком	1 неделя после завершения предыдущего этапа
1.7	Разработка функциональных схем подключения	1 неделя после завершения

	оборудования к входам-выходам ПТК (один пример принципиальной схемы для каждой разновидности подключения с перечислением типа оборудования для этой схемы подключения)	предыдущего этапа
	Согласование функциональных схем подключения оборудования к входам-выходам ПТК (один пример принципиальной схемы для каждой разновидности подключения с перечислением типа оборудования для этой схемы подключения) с заказчиком	1 неделя после завершения предыдущего этапа
2 этап: Разработка технорабочего проекта КИПиА (контрольно- измерительные приборы и автоматика)		4 месяца после завершения 1-го этапа
3 этап: Разработка заказных спецификаций на АСУ ТП согласно договора		2 недели после завершения 1-го этапа (п.1.2)
4 этап: Разработка технорабочего проекта АСУ ТП		3 месяца после завершения 1-го этапа
5 этап: Приобретение комплектующих, изготовление и поставка оборудования АСУ ТП		4 месяца после завершения 3-го этапа
5.1	Заказ и поставка оборудования и комплектующих согласно договора	2 месяца после завершения 3-го этапа
5.2	Изготовление оборудования ПТК, включая контроллерное, шкафное и иное оборудование	1,5 месяца после завершения предыдущего этапа
5.3	Проверка (приемочные испытания) оборудования АСУ ТП у производителя. Тестирование ПТК на полигоне	1 неделя после завершения предыдущего этапа
5.4	Поставка оборудования на объект заказчика	1 неделя после завершения предыдущего этапа
6 этап: Разработка прикладного ПО (программного обеспечения) на ПТК		2 месяца после завершения 4-го этапа
7 этап: Шефмонтаж оборудования АСУ ТП		2 месяца после завершения 4-го и 5-го этапа
7.1	Проверка наличия и соответствия закладных конструкций	1 неделя после завершения 4-го и 5-го этапа

Продолжение таблицы 35

1	2	3
7.2	Шефмонтаж оборудования ПТК	1,5 месяца после завершения предыдущего этапа
8 этап: Пуско-наладка ПТК АСУ ТП		1 месяц после завершения 7-го этапа
9 этап: Технические консультации и обучение		2 недели после завершения 8-

эксплуатационного персонала	го этапа
10 этап: Опытно-промышленная эксплуатация	1 месяц после завершения 8-го этапа

Поставка оборудования ПТК АСУ ТП - 6 месяцев с момента подписания договора.

Конечный срок завершения всех работ по договору - 11 месяцев с момента подписания договора.

Следует отметить, что сроки начала и окончания работы по созданию системы согласуются между заказчиком, основным исполнителем, поставщиком и генеральным проектировщиком после утверждения технического задания на АСУ ТП и могут быть сокращены. Календарный график работ по внедрению АСУ ТП на ТЭЦ-3 АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» представлен в Приложении Г.

Выбор концепции модернизации системы контроля и управления (СКУ) энергоблоков (ЭБ) тепловой электрической станции. Автором проведен анализ, который показывает, что в настоящее время в казахстанской энергетике реализуются две концепции: единовременный переход на полномасштабную версию новой АСУ ТП и поэтапное внедрение отдельных компонентов.

1. *Единовременная и полномасштабная модернизация АСУ ТП блока предотвращает порождение многих проблем.* Прежде всего, период освоения новой техники будет относительно непродолжительным, что обеспечит быстрое достижение надежности работы оборудования и персонала, экономическую целесообразность перехода на новые технологии управления. Этот вариант наиболее предпочтителен, так как единовременные финансовые расходы будут значительно меньше, чем при поэтапном выполнении проекта.
2. *Последовательное перевооружение системы контроля и управления (СКУ) отдельных технологических систем ЭБ с переходом на дисплейный способ управления оборудованием породит ряд проблем, связанных с согласованием работы аппаратной базы и программного обеспечения отдельных частей программно-технического комплекса при объединении в полномасштабную версию.*
3. *Программно-технический комплекс.* Аппаратная база определяет технический уровень программно-технических комплексов. Технические характеристики современных отечественных и зарубежных ПТК сопоставимы, кроме физических характеристик. Зарубежные технологии - это, образно говоря, посадка на «иглу».
4. Отечественные АСУ ТП нового поколения - только начинают внедряться полномасштабно и опыта в этой области накоплено мало для большой энергетики, но первый опыт позитивен и приносит ожидаемый эффект.
5. *Информационно-управляющий интерфейс операторов ЭБ.* Этой задаче необходимо уделить особое внимание. Переход к дисплейному способу

управления чреват возможностью порождения так называемого «туннельного эффекта», с которым столкнулись российские атомщики при внедрении подобных систем зарубежного исполнения на энергоблоках АЭС. Отечественные разработчики ПТК пока по большому счету также полностью не решили этой проблемы. По предположению автора это связано с тем, что интерфейс создается разработчиками ПТК и положительного опыта его эксплуатации нет. Если интерфейс выполнять поэтапно, по мере перевооружения отдельных систем, то он будет постоянно переделываться с соответствующими последствиями. Очевидно, что интерфейс оператора энергоблока необходимо разработать до реализации проекта, даже до проведения процедуры тендера, и под него искать разработчика ПТК (у ряда разработчиков ПТК реализация интерфейса «защита» в программное обеспечение, что не позволяет получить желаемый интерфейс).

Принимая во внимание специфику предприятия ТЭЦ-3 АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО» автором предлагается использовать единовременную и полномасштабную модернизацию АСУ ТП ввиду описанных выше преимуществ.

3.3 Прогноз экономических последствий от реализации механизмов управления инновационным и устойчивым развитием предприятия ТЭК (на примере ТЭЦ-3 АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО»)

В общем случае для энергоблоков 65 МВт модернизация АСУ ТП позволяет повысить точность обработки информации, а соответственно и точность поддержания технологических параметров на энергоблоке и снизить удельный расход топлива за счет:

- повышения точности поддержания температуры острого пара на 2°C - на 0,021 г/кВтч;
- повышения точности поддержания температуры перегретого пара на 3°C – на 0,005 г/кВтч;
- снижения коэффициента избытка воздуха в уходящих газах на 10 % - на 0,106 г/кВтч.

При выработке 569,4 млн. кВтч электроэнергии и при стоимости условного топлива «уголь» 1858,91 тенге тонна экономический эффект от повышения точности поддержания технологических параметров на энергоблоке составил 3,79 млн. тенге/год.

Снижение удельного расхода топлива благодаря автоматическому контролю и поддержанию нормативных параметров рабочей среды:

- уменьшение отклонений от нормативной температуры пара на 2°C даст экономию удельного расхода на 0,021 г/кВтч;
- оптимальное сочетание показателей «воздух-топливо» (коэффициент избытка воздуха) снижает потери с механическим и химический недожогом на 0,038 %, что позволит уменьшить удельный расход на 0,01 г/кВтч;
- пережог топлива уменьшается на 0,1 г/кВтч благодаря поддержанию экономически эффективного вакуума.

Получение дополнительной прибыли в результате повышения качества регулирования частоты, т. е. участия в первичном регулировании частоты сети и мощности:

- коэффициент к тарифу за отпускаемую электроэнергию для станций, участвующих в первичном регулировании частоты сети в ЕЭС Казахстана, по предварительным оценкам экспертов ~2 %, что позволит повысить тариф.

Снижение затрат на ремонт основного тепломеханического оборудования:

- контроль его состояния в режиме реального времени («on-line») позволит снизить ежегодные затраты на проведение плановых ремонтов на 17 %.

Экономический эффект от внедрения приведен в таблице 36.

Таблица 36. Ожидаемые экономический эффект от модернизации АСУ ТП на энергоблоке

Статья экономии	Экономический эффект, млн. тенге/год
Повышение точности регулирования температуры острого пара и пара промперегрева (Экономия топлива: 821 туг/год)	1,05
Соблюдение «торгового» графика электрической нагрузки (точность поддержания графика - 2%)	2,00
Снижение затрат (12-17%) на плановые ремонты и техническое обслуживание оборудования	6,5
Участие в нормированном регулировании частоты и мощности (повышающий коэффициент к тарифу - 2%)	14,1
Снижение затрат на материалы и запасные части	0,55
Суммарный эффект	24,2

Безусловно, внедрение АСУ ТП сопряжено с большими финансовыми затратами. Однако, проанализировав данные таблицы 36, пропадают вопросы о рентабельности данного мероприятия.

В то же время, при реализации механизмов управления инновационным и устойчивым развитием ТЭЦ-3 АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО» на основе его автоматизации возникают определенные риски, которые могут привести к финансово-экономическим, корпоративным и иным последствиям.

Автором проведено исследование факторов рисков при автоматизации российских, а также некоторых казахстанских предприятий, которое позволяет выделить наиболее существенные риски на каждом этапе внедрения автоматизированных систем.

При автоматизации предприятие сталкивается с различными рисками: проект не будет закончен в нужный срок или превысит бюджет, компания не сможет с помощью внедренной системы добиться желаемых результатов и т. д. Реализация любого из этих рисков напрямую или косвенно ведет к финансовым потерям предприятия.

Поскольку каждый этап проекта обычно осуществляется как отдельный подпроект с фиксированными суммами и результатами, для целей исследования общие риски автоматизации были разбиты на риски конкретных этапов. Характерные для каждого этапа риски определялись на основе материалов по уже реализованным проектам внедрения.

Риски на этапе принятия решения о внедрении и выбора системы

Эта стадия является одной из важнейших этапов автоматизации. Здесь закладываются основы для успеха или провала всего проекта. Наиболее часто на этом этапе встречаются следующие риски (в порядке убывания):

- система не поддерживает отраслевую специфику бизнеса заказчика;

- заниженная оценка руководством компании-заказчика масштабов организационных преобразований в компании, обусловленных внедрением системы;
- отсутствие у руководства целостной долгосрочной стратегии в области информационных технологий;
- функциональные возможности системы превосходят масштаб бизнеса предприятия.

Перечисленных рисков можно избежать. Инструментами минимизации могут служить как тендеры по выбору автоматизированных систем, так и просто грамотный и продуманный выбор систем.

Риски, связанные с выбором консультанта

Качество услуг консультанта можно объективно оценить только по завершении проекта, поэтому выбор консалтинговой компании является ответственным этапом автоматизации.

Основные риски, несет в себе этот этап:

- выбор консультанта по принципу минимальной стоимости услуг;
- выбор консультанта на основании его клиентской базы;
- выбор консультанта исходя из его известности и максимального стажа работы на рынке;
- выбор консультанта по принципу соответствия его специализации отраслевой принадлежности заказчика.

Как бы парадоксально это не звучало, но меньше всех, рискует то предприятие, которое вообще отказывается от услуг консультантов.

Риски на этапе планирования

На этапе планирования заказчик - самостоятельно или вместе с консультантом – формирует проектную команду и продумывает способы контроля результатов ее деятельности, составляет расписание внедрения функциональных компонентов, планирует сроки и бюджет проекта, а также оценивает окупаемость учетно-управленческой системы. Наиболее часто встречаются риски планирования:

- сроков внедрения;
- направлений окупаемости системы;
- общей стоимости проекта.

Риски на этапе внедрения

Этап внедрения характеризуется присутствием максимального количества рисков с наиболее тяжелыми последствиями. Чаще всего на данном этапе встречаются следующие риски:

- отсутствие формализованных бизнес-процессов;
- увеличение нагрузки на персонал в процессе внедрения;
- отсутствие у предприятия единой нормативно-методической базы, корпоративных баз данных поставщиков, материалов и т.д.;
- неучастие в проекте руководителей высшего звена;

- отсутствие поддержки внедрения со стороны ключевых участников (топ-менеджеров).

Наиболее убыточные риски связаны с человеческим фактором:

- неучастие в проекте руководителей высшего звена;
- нежелание руководителей высшего звена принимать непопулярные решения;
- сопротивление персонала;
- отсутствие поддержки внедрения со стороны топ-менеджеров.

Типы рисков, проявляющихся на этапе внедрения, зависят от многих факторов. Так, чем крупнее предприятие и чем сложнее его организационная структура, тем больше функциональных компонентов учетно-управленческой системы ему понадобится и тем значительнее будет роль человеческого фактора. Следовательно, факторов риска больше, а их последствия серьезнее. Кроме того, для крупных компаний, констатируют консультанты, характерна проблема различия интересов собственников и наемного менеджмента, которая порождает дополнительные риски внедренческого проекта.

Что касается формы собственности, то самыми сложными считаются проекты на предприятиях, имеющих значительную долю госсобственности, самыми легкими – в западных компаниях. Различия между отраслями проявляются в том, как компании переносят последствия рисков, возникающих в ходе внедрения. Предприятия из стабильных, консервативных отраслей (в частности, добывающих) менее чувствительны к последствиям рисков – они вполне могут вести проект в течение трех-пяти лет и не страдать от этого. В динамичных, высоко конкурентных отраслях (например, в пищевой промышленности) сроки и объем автоматизированных функций имеют огромное значение. Успех проекта также зависит от результатов автоматизации отдельных производственно-хозяйственных процессов, причем эти процессы порождают неодинаковые риски.

Процессы предприятия могут быть ранжированы в зависимости от серьезности рисков, возникающих при их автоматизации (в порядке убывания):

- планирование производства;
- логистика (материально-техническое снабжение);
- маркетинг и сбыт;
- финансы, бюджетирование и бухгалтерский учет;
- управление кадрами.

Долгосрочные факторы риска

После запуска системы в промышленную эксплуатацию начинают проявляться долгосрочные риски, препятствующие ее дальнейшему развитию. Наиболее серьезные последствия могут быть связаны с трудностью отражения в системе изменений, происходящих в компании, а также с человеческим фактором. В ходе внедрения профессионализм проектной команды возрастает. Если по завершении внедрения учетно-управленческой системы предприятие не сможет занять членов этой команды в столь же интересном и масштабном

проекте, то, скорее всего, эти востребованные на рынке труда специалисты будут искать место приложения сил за пределами предприятия. Наиболее серьезные последствия имеют следующие факторы:

- снижение информационной безопасности;
- изменение структуры и бизнес-целей компании;
- смена собственников компании.

Однако риск снижения информационной безопасности, наиболее серьезный из всех вышеперечисленных, проявляется крайне редко. В то же время риск, связанный с изменением структуры и бизнес-целей предприятий, встречается во внедренческих проектах чаще других.

Наибольшие проблемы казахстанские компании испытывают именно в отношениях с государственными органами, поэтому несовпадение их требований и характеристик системы для заказчиков наиболее опасно. Любые изменения во внешней или внутренней среде компании (например, смена структуры дистрибуции) требуют немедленных и дорогостоящих доработок. Чтобы минимизировать такие риски, компании стараются держать в основном штате профильных программистов.

Способы снижения рисков

Способы минимизации рисков проекта внедрения в целом:

- разумное использование поэтапного подхода к организации внедрения;
- четко сформулированные цели и критерии успеха внедренческого проекта;
- обеспечение стабильности границ проекта, определенных на начальном этапе, вплоть до окончания проекта;
- своевременная идентификация проектных рисков;
- обеспечение проекта необходимыми материальными и людскими ресурсами;
- организация рабочих мест и процедур взаимодействия таким образом, чтобы члены проектной команды могли постоянно и беспрепятственно общаться друг с другом.

Учет данных рекомендаций и внимание к отмеченным в ходе исследования рискам повысят шансы компании на успешную автоматизацию.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Управление, безусловно, является экономической категорией и может осуществляться только в том случае, если существует система. Одним из важных моментов современной системы взглядов на управление являются положения управленческих подходов. Применение инновационных методов при управлении развитием, нововведения в области технологий, управления, все это в совокупности дает большой эффект от реализации модернизации внедрения АСУ ТП, а развитие инноваций, влияет на управление развитием отраслей ТЭК.

2. Как показывает опыт Казахстана, до недавнего времени рост потребления материальных и энергетических ресурсов являлся одним из показателей успешного развития экономики. Управление отраслями ТЭК напрямую связывалось с деятельностью по освоению новых источников энергии, с повышением производительности труда и приводило к значительному увеличению потребления ресурсов, прежде всего, энергетических. В результате экономика оказалась до расточительности энергоемкой. Целью энергетической политики Казахстана является максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения республики и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций. Главными векторами перспективного развития отраслей ТЭК, являются: переход на путь инновационного развития; изменение структуры и масштабов производства энергоресурсов; создание конкурентной рыночной среды; интеграция в мировую энергетическую систему.

3. Отрасли ТЭК Республики Казахстан - наиболее значимые отрасли экономики. Их развитие оказывает влияние на жизнь населения на территории с континентальным климатом, на окружающую среду, что оказывает прямое влияние на человека. Вместе с тем, повышение энергоэффективности невозможно без модернизации отраслей и, соответственно, инновационного подхода.

4. Первоисточниками инновационного развития предприятий ТЭК должны стать наука и изобретения. Селективная научно-техническая политика в электроэнергетике должна быть направлена на финансирование приоритетных фундаментальных и прикладных исследований и опытно-конструкторских работ, формирующих базу для техники и технологий новых поколений, на отбор и поддержку освоения крупных изобретений, гарантирующих конкурентоспособность услуг отрасли. Основой освоения и распространения инноваций должны стать инвестиции в основной капитал предприятий ТЭК. Главная задача развития должна состоять в придании инвестициям инновационного характера. Инновационное развитие предприятий ТЭК должно осуществляться на основе партнерства государства, предприятий отрасли, творческих личностей (бизнеса) и общества; каждый из партнеров должен четко выполнять свои функции в этом развитии.

5. На сегодняшний день в отраслях ТЭК Республики Казахстан выявлены проблемы, а именно: высокий износ основных фондов тепло- и

энергогенерирующих предприятий, а также их сетей; низкий уровень НИОКР в сфере энергетики; отсутствие четкой стратегии развития отрасли и др. Указанные проблемы становятся препятствием в ее реализации. В этой связи, необходимо применение, в первую очередь, инновационных разработок для модернизации отраслей ТЭК, которые помогут решить часть проблем и повысить энергоэффективность экономики страны. Есть высокая вероятность того, что Казахстан как республика с огромным потенциалом сможет осилить процесс повышения энергоэффективности, а также выполнить требования, которые поставлены перед государством в рамках обеспечения экологической безопасности. Достижение поставленных задач необходимо начать с модернизации отраслей ТЭК, а именно с управления их развитием в контексте внедрения АСУ ТП.

6. Разработанные автором в диссертационном исследовании механизмы управления инновационным развитием предприятия ТЭК на основе его автоматизации представляют собой предложения по стратегии внедрения АСУ ТП в отрасли ТЭК. Реформирование электроэнергетики является инновационным процессом, направленным на привлечение инвестиционных ресурсов, модернизацию основного оборудования, финансовое оздоровление и устойчивое развитие исследуемого сектора экономики. Управление инновационным развитием предприятия ТЭК на основе его автоматизации - это система взглядов, основных идей и инструментов, базирующаяся на понимании того, что автоматизация предприятий ТЭК, как инновационный институт, необходима в настоящее время.

Следствием указанных процессов станет оптимизация происходящих в энергетических системах процессов, позволяющих обеспечить устойчивое функционирование этих систем, удовлетворение потребностей в энергии и получение эффективных результатов в коммерческой деятельности.

Результаты анализа текущего финансово-экономического состояния предприятий ТЭК позволяют утверждать, что в настоящее время необходимо не просто проводить процессы, связанные с их реформированием, а рассматривать указанные процессы как инновационную деятельность предприятий ТЭК, направленную на привлечение инвестиций.

7. Предложен авторский подход к управлению инновационным развитием предприятия ТЭК, в основе которого лежит автоматизация предприятия ТЭК и его устойчивое развитие. В данном подходе выделены этапы и шаги внедрения АСУ ТП как инновационной деятельности. Разработан календарный график проекта.

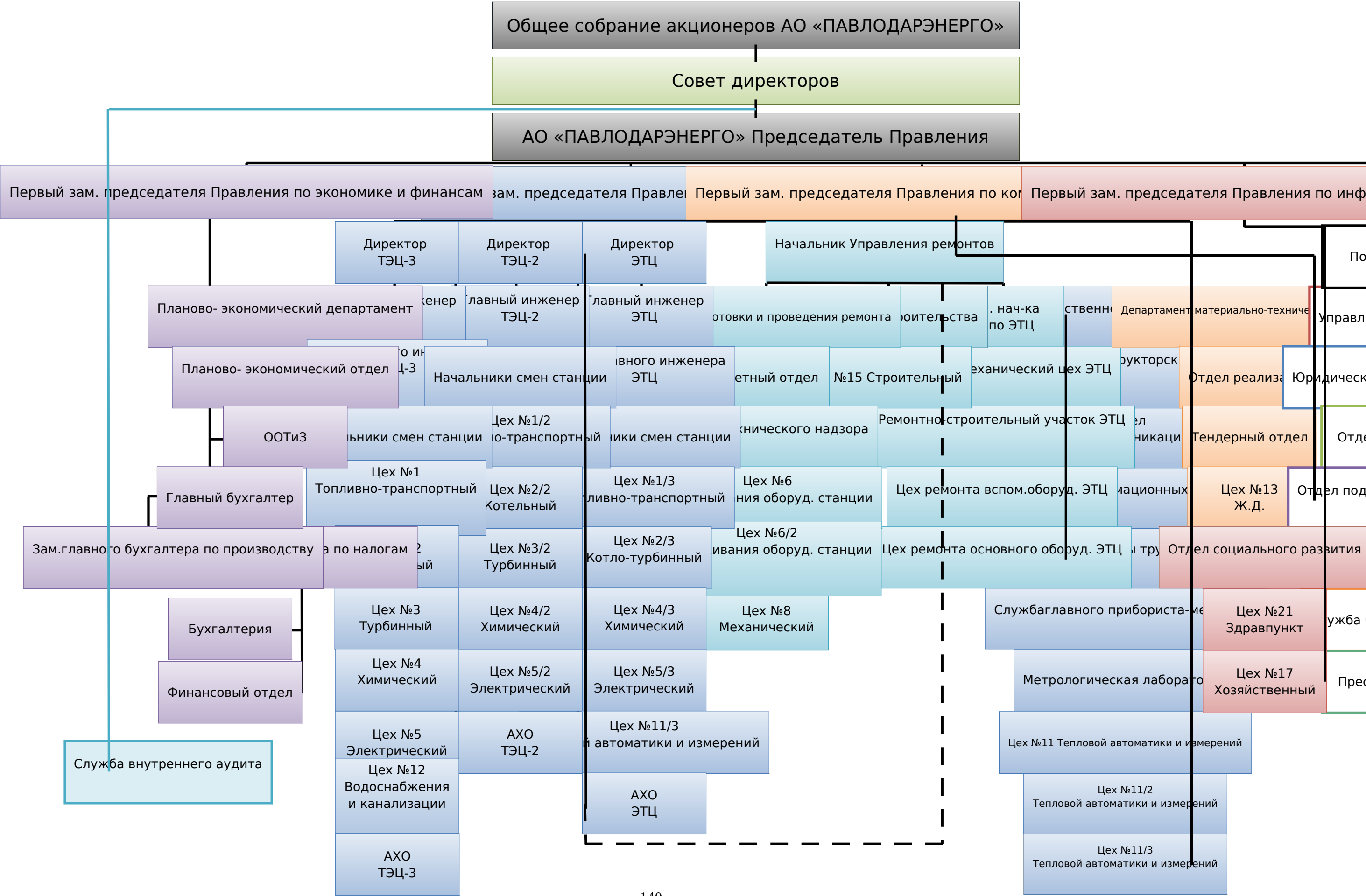
8. Автором проведено исследование факторов рисков при автоматизации российских, а также некоторых казахстанских предприятий отраслей ТЭК, которое позволяет выделить наиболее существенные риски на каждом этапе внедрения автоматизированных систем. Предложены пути и механизмы их минимизации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Закон Республики Казахстан от 03.07.2002 N 333-2 «ОБ ИННОВАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ».
- 2 Милославский И. Новизна с последствиями / Известия.-2009. - № 99
- 3 Инновационный менеджмент / Под ред. С.Д. Ильенковой. М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2003.
- 4 Основы инновационного менеджмента: Учеб. пособие / Под ред. П.Н. Завлина, А.К. Казанцева, Л.Э. Миндели. М.: Экономика, 2000.
- 5 Твисс Б. Управление научно-техническими нововведениями / Б. Твисс. М.: Экономика, 1989.
- 6 Основы инновационного менеджмента: Учеб. пособие / Под ред. П.Н. Завлина, А.К. Казанцева, Л.Э. Миндели. М.: Экономика, 2000.
- 7 Вольский А.П. Индустриальная, инновационная и инвестиционная независимость / А.П. Вольский // Экономист. 1999. № 4.
- 8 Шумпетер И. Теория экономического развития / И. Шумпетер. М.: Прогресс, 1982. 456с.
- 9 Меньшиков С.М. Длинные волны в экономике / С.М. Меньшиков, Л.А. Клименко. М.: Международные отношения, 1989.
- 10 Ильинский И.В. Инвестиции в будущее: образование в инновационном воспроизводстве / И.В. Ильинский. СПб.: Изд-во СПбУЭФ, 1996.
- 11 Инновационный менеджмент: Справ. пособие / Под ред. П.М. Завлина, А.К. Казанцева, Л.Э. Миндели. М.: ЦИСН, 1998ГУ, 1991. 144 с.
- 12 Лисочкина Т.В. Реформирование энергетики: институциональные факторы.
- 13 Райзберг Б.А., Лозовский Л.Ш., Стародубцева Е.Б.. Современный экономический словарь. - 2-е изд., испр. М.: ИНФРА-М. 479 с.. 1999.
- 14 Медынский В.Г. Инновационное предпринимательство / В.Г. Медынский, Л.Г. Шаршукова. М.: ИНФРА-М, 1997.
- 15 Новицкий Н. Инновационный путь развития экономики / Н. Новицкий // Экономист. 2000. №6.
- 16 Mensch G. Gemischtwirtschaftliche Innovationspraxis, Gottingen, 1976.
- 17 Иванов В.В. Национальные инновационные системы: опыт формирования и перспективы развития / В.В. Иванов // Инновации. 2002. №4.
- 18 Данные Агентства Республики Казахстан по статистике // www.stat.kz.
- 19 Алшанов Р. Новый экономический курс. Цифры и факты. Инновационная экономика //Казахстанская правда.- 15.02.2008г.
- 20 Сысоев Л.Н., Сутюшева Н.С. Формирование и тенденции развития научной и технической политики в зарубежных странах // Экономика Казахстана, 2008, №3.-С.23-30.
- 21 Ковалев Ю. География мировой науки. - М., 2008. - 156 с.
- 22 Гохберг Л.М. Технологические инновации в промышленности и сфере услуг / Л.М. Гохберг, И.А. Кузнецова. М.: ЦИСН, 2001.

- 23 Яковец Ю.В. Научно-технический прогресс (экономика и управление) // Ю.В. Яковец М.: Экономика, 2003.
- 24 Постановление Правительства № 482 от 5.05.1994 «О либерализации цен на энергоресурсы и регулировании тарифов на отдельные виды услуг».
- 25 Указ Президента № 2724 от 23.12.1995 «Об электроэнергетике».
- 26 «Программа приватизации и реструктуризации в электроэнергетике», утвержденная постановлением Правительства № 663 от 30.05.1996.
- 27 «Программа дальнейшего развития рынка электроэнергии на 1997-2000 гг.», утвержденная постановлением Правительства № 1193 от 31.07.1997.
- 28 Закон № 272-І от 9.07.1998 «О естественных монополиях».
- 29 Закон № 438-І от 16.07.1999 «Об электроэнергетике».
- 30 «Программа развития электроэнергетики до 2030 г.», утвержденная постановлением Правительства № 384 от 9.04.1999.
- 26 Баймуканов А.С. Экономическая эффективность топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан. - Алматы, 2005.
- 28 Дукенбаев К.Д. Энергетика Казахстана. Условия и механизмы ее устойчивого развития. - Алматы, 2004.
- 29 Ерали А.К. Тенденция развития эффективности топливно-энергетического комплекса (зарубежный и казахстанский опыт). - Алматы, 2007.
- 30 Алексеев Ю.П., Кузьмин В.Г., Мелехин В.Т., Савашинская В.И. Организация, планирование и управление в энергетике. М.: Высшая школа, 1992.
- 31 Бибатырова И.А., Сагындыкова Г.К. Государственное регулирование национальной экономики: учебно-метод. пособие - Алматы: ТОО «Издательство LEM», 2008.
- 32 Исмагулова Г.Е. Эколого-экономическая эффективность функционирования предприятий топливно-энергетического комплекса Казахстана в условиях глобализации: методический подход к оценке и механизмы ее повышения: дисс. ... канд. экон. наук: 08.00.05. - Алматы, 2005.
- 33 Алияров Б.К., Алиярова М.Б., Казахстан: Энергетическая безопасность, энергетическая эффективность и устойчивое развитие энергетики. - Алматы, Гылым, 2010.
- 34 Мелентьев Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики: учеб. пособие. - М.: Высшая школа, 1996.
- 35 «Концепция совершенствования оптового рынка электрической энергии и мощности», утвержденная постановлением Правительства № 606 от 20.04.2000.
- 36 «Правила пользования электрической энергией», утвержденные постановлением Правительства № 1822 от 7.12.2000.
- 37 «Правила организации и функционирования оптового рынка электрической мощности и энергии», утвержденные приказом Министерства энергетики № 8 от 12.01.2001.
- 38 «Правила проведения централизованных торгов электрической энергией на балансирующем оптовом рынке электрической мощности и энергии «на

- день вперёд»», утвержденные приказом Министерства энергетики № 240 от 8.10. 2001.
- 39 «Электросетевые правила», утвержденные приказом Министерства энергетики № 314 от 24.12.2001.
- 40 Закон «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам естественных монополий» № 364-ІІ от 26.12.2002.
- 41 «Концепция дальнейшего развития рыночных отношений в электроэнергетике Республики Казахстан», принятая постановлением Правительства № 190 от 18.02.2004
- 42 Закон Республики Казахстан «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» от 13 января 2012 года № 541-ІV ЗРК
- 43 Закон Республики Казахстан «О внесении дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам энергосбережения и повышения энергоэффективности» от 13 января 2012 года № 542-ІV ЗРК.
- 44 Закон Республики Казахстан от 9 июля 2004 года № 588-ІІ «Об электроэнергетике» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.07.2013 г.)
- 45 Мотовилов О.В. Источники капитала для финансирования нововведений // О.В. Молотиллов. СПб.: СпбГУ, 1997.
- 46 Материалы сайта АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО» // www.pavlodarenergo.kz.
- 47 Кодекс корпоративного управления АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО». Утвержден решением годового общего собрания акционеров АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО» (протокол от 27 сентября 2006г.)
- 48 Пояснительная записка к консолидированной финансовой отчетности АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО» за год, закончившийся 31 декабря 2012 г.
- 49 Пояснительная записка к консолидированной финансовой отчетности АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО» за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.
- 50 Пояснительная записка и анализ финансово-хозяйственной деятельности к консолидированной финансовой отчетности за 2013 год АО«ПАВЛОДАРЭНЕРГО».



Планирование проекта осуществляется на основе предпроектных исследований и предусматривает:

- Декомпозицию целей - декомпозицию проекта на подпроекты, этапы проекта, очередность реализации этапов;
- Определение состава работ проекта - составление перечня операций, из которых состоит выполнение различных этапов проекта;
- Определение взаимосвязей операций - составление и документирование технологических взаимосвязей между операциями;
- Оценка длительностей или объемов работ - оценка количества рабочих временных интервалов, либо объемов работ, необходимых для завершения отдельных операций;
- Определение ресурсов (людей, оборудования, материалов) проекта - определение общего количества ресурсов всех видов, которые могут быть использованы на работах проекта (ресурсов организации) и их характеристик;
- Назначение ресурсов - определение ресурсов, необходимых для выполнения отдельных операций проекта;
- Оценка стоимостей - определение составляющих стоимостей операций проекта и оценка этих составляющих для каждой операции, ресурса и назначения;
- Составление расписания выполнения работ - определение последовательности выполнения работ проекта, длительностей операций и распределения во времени потребностей в ресурсах и затрат, исходя и с учетом наложенных ограничений и взаимосвязей;
- Оценка бюджета - приложение оценок стоимости к отдельным компонентам проекта (этапам, фазам, срокам);
- Определение критериев успеха - разработка критериев оценки исполнения проекта.
- Планирование качества - определение того, какие стандарты качества использовать в проекте, и того, как эти стандарты достичь;
- Планирование организации - определение, документирование и назначение ролей, ответственности и взаимоотношений отчетности в организации;
- Назначение персонала - назначение человеческих ресурсов на выполнение работ проекта, квалификационные требования к персоналу;
- Планирование взаимодействия - определение потоков информации и способов взаимодействия, необходимых для участников проекта;
- Идентификация риска - определение и документирование событий риска, которые могут повлиять на проект;
- Оценка риска - оценка вероятностей наступления событий риска, их характеристик и влияния на проект;

- Разработка реагирования - определение необходимых действий для предупреждения рисков и реакции на угрожающие события;
- Планирование поставок - определение того, что, как и когда должно быть поставлено;
- Подготовка условий - выработка требований к поставкам и определение потенциальных поставщиков (маркетинговое обследование).

По завершению планирования руководитель группы представляет на утверждение Технического совета «План реализации Проекта»:

1. Календарный план проекта;
2. План-график поставок оборудования;
3. План-график обучения и переподготовки специалистов соответствующих служб и причастных подразделений;
4. План-график проведения пуско-наладочных работ;
5. Проект Регламента взаимодействия подразделений на стадии реализации проекта;
6. Проект Регламента проведения пуско-наладочных работ;
7. Методика и план-график проведения испытаний;
8. Проект Регламента приемки систем;
9. Проект Регламента контроля качества;
10. Проект Регламента внесения изменений в охват проекта и размещение элементов проекта;
11. Проект Регламента взаимодействия подразделений на стадии эксплуатации проекта;
12. Проект Регламента действий в нештатных ситуациях;
13. Регламент ведения документов и классификаторов;
14. Нормативы эксплуатационного штата, обеспечения расходными материалами и ЗИП.

Документы стадии «Эскизный проект», «Технический проект», «Рабочая документация» разрабатываются по ГОСТ 34.201 – 89 со ссылками на требования к оформлению документов ГОСТ 24.206–80:

1. Ведомость эскизного проекта (стадия ЭП);
2. Схема организационной структуры (ЭП, ТП);
3. Схема структурная комплекса технических средств (ЭП, ТП);
4. Перечень заданий на разработку специализированных (новых) технических средств (ЭП, ТП);
5. Схема автоматизации (ЭП, ТП);
6. Технические задания на разработку специализированных (новых) технических средств (ЭП, ТП);
7. Перечень заданий на разработку строительных, электротехнических, санитарно–технических и других разделов проекта, связанных с созданием системы (ТП);
8. Перечень входных/выходных сигналов (ТП);
9. Пояснительная записка к техническому проекту (ТП);
10. Описание автоматизируемых функций (ТП);
11. Описание постановки задач (комплекса задач) (ТП);
12. Описание комплекса технических средств (ТП);
13. План расположения (ТП);
14. Ведомость оборудования и материалов (ТП);
15. Локальный сметный расчет (ТП);
16. Проектная оценка надежности (ТП, РД);
17. Ведомость держателей подлинников (РД);
18. Ведомость эксплуатационных документов (РД);
19. Спецификация оборудования (РД);
20. Инструкция по эксплуатации КТС (РД);
21. Схема соединения внешних проводок (РД);
22. Схема подключения внешних проводок (РД);
23. Таблица соединений и подключений (РД);
24. Схема деления системы (структурная) (РД);
25. Чертеж общего вида (РД);
26. Чертеж установки технических средств (РД);
27. Схема принципиальная (РД);
28. Схема структурная КТС (РД);
29. План расположения оборудования и проводок (РД);
30. Общее описание (РД);
31. Программа и методика испытаний (РД);
32. Формуляр (РД);
33. Паспорт (РД).

Календарный график работ по внедрению АСУ ТП на ТЭЦ-3 АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО»

№ п/п	Описание работ	1 месяц	2 месяц	3 месяц	4 месяц	5 месяц	6 месяц	7 месяц	8 месяц	9 месяц	10 месяц	11 месяц
1	этап: Проведение предпроектных работ											
1.1	Сбор исходных данных у заказчика											
	Согласование исходных данных с заказчиком											
1.2	Разработка таблицы параметров физических входов-выходов ПТК											
1.3	Разработка структурной схемы АСУ ТП											
	Согласование структурной схемы АСУ ТП с заказчиком											
1.4	Согласование ТЗ с заказчиком											
1.5	Разработка документа «Системы классификаций и кодирования											
	Согласование документа «Системы классификаций и кодирования»											
1.6	Составление перечня и типа оборудования											
	Согласование перечня и типа оборудования											
1.7	Разработка функциональных схем подключения оборудования к входам-выходам ПТК											
	Согласование функциональных схем подключения оборудования к входам-выходам ПТК											
2	этап: Разработка технорабочего проекта КИПиА											
3	этап: Разработка заказных спецификаций на АСУ ТП											
4	этап: Разработка технорабочего проекта АСУ ТП											
5	этап: Приобретение комплектующих, изготовление и поставка оборудования АСУ ТП											
5.1	Заказ и поставка оборудования и комплектующих											
5.2	Изготовление оборудования ПТК											
5.3	Проверка (приемочные испытания) оборудования АСУ ТП у производителя. Тестирование ПТК на полигоне											
5.4	Поставка оборудования на объект заказчика											
6	этап: Разработка прикладного ПО на ПТК											
7	этап: Шефмонтаж оборудования АСУ ТП											
7.1	Проверка наличия и соответствия закладных конструкций											
7.2	Шефмонтаж оборудования ПТК											
8	этап: Пуско-наладка ПТК АСУ ТП											

