

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт Энергетический  
Направление подготовки 13.03.02  
Кафедра Электроэнергетические системы и электротехника

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Анализ применимости информационных технологий для построения адаптивных систем синхронизации частей энергосистем

УДК 621.311.072.9:681.513.6:004

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Г	Мененко Владимир Дмитриевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Хрущев Ю.В.	д.т.н., профессор		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Потехина Н.В.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Извеков В.Н.	к.т.н., доцент		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электрических сетей и электротехники	Прохоров А.В.	к.т.н., доцент		

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт Энергетический  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Кафедра Электрических сетей и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
(Подпись)

\_\_\_\_\_  
(Дата)

Прохоров А.В.  
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

<b>бакалаврской работы</b>
----------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
5А3Г	Мененко Владимиру Дмитриевичу

Тема работы:

Анализ применимости информационных технологий для построения адаптивных систем синхронизации частей энергосистем	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 03.02.2017 г № 627/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Срок сдачи студентом выполненной работы:	27.05.2017 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Информационная система ОИК/SCADA.</li><li>2. Система мониторинга переходных режимов.</li></ol>
---	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Постановка задачи.</li> <li>2. Требования к параметрам синхронизации.</li> <li>3. Характеристики современных информационных систем</li> <li>4. Возможность применения информационных систем.</li> <li>5. Экономическая эффективность работы.</li> <li>6. Социальная ответственность.</li> <li>7. Заключение по работе.</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Архитектура ОИК/SCADA</li> <li>2. Структура СМПП</li> <li>3. Блок-схема автоматической синхронизации частей энергосистем</li> </ol>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Старший преподаватель кафедры менеджмента – Потехина Нина Васильевна</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Доцент кафедры ЭБЖ – Извеков Владимир Николаевич</p>

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	
--	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Хрущев Ю.В	Д.Т.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Г	Мененко Владимир Дмитриевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
5А3Г		Мененко Владимиру Дмитриевичу	
<b>Институт</b>	<b>ЭНИН</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ЭСнЭ</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Электроэнергетика и электротехника

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материалов и оборудования; Трудоёмкость работы</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы амортизации</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления в социальные фонды</i>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Технико-экономическое обоснование НИР, SWOT-анализ, определение срока сравнения конкурентных решений</i>
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	<i>Планирование выполнения проекта; Разработка этапов работы</i>
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Планирование работ по НТИ Расчет бюджета НИР</i>
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Определение научно-технического уровня НИР</i>

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. <i>SWOT-анализ</i>
2. <i>Линейный график работ</i>
3. <i>Диаграмма Ганта</i>
4. <i>Бюджет НИР</i>

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ст.преподаватель	Потехина Нина Васильевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
5А3Г	Мененко Владимир Дмитриевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5А3Г	Мененко Владимиру Дмитриевичу

Институт	Энергетический	Кафедра	ЭСиЭ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

*Разработка автоматизированной синхронизации частей энергосистем*

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

**1. Профессиональная социальная безопасность**

1.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты;
- (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).

1.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований в следующей последовательности:

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);
- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).

1. Анализ рабочего места инженера службы режимов на предмет возникновения:  
- вредных проявлений факторов производственной среды (состояние воздушной среды, микроклимат, шум, повышенный уровень электромагнитных излучений, недостаточная освещенность)  
- опасных проявлений факторов производственной среды (опасность поражения электрическим током и статическим электричеством, опасность возникновения пожара).

**2. Экологическая безопасность:**

2.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Рассмотрение влияний ПК на окружающую среду в плане воздействия на атмосферу, гидросферу

<ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	и литосферу
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <p>3.1. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> </ul> <p>3.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p>Выбор и описание возможных ЧС. Наиболее типично возникновение пожара.</p> <p>Разработка превентивных мер по предупреждению пожара и действий в случае возникновения пожара.</p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Рассмотрение требований к рабочему месту при работе за ПК;</p> <p>Режим труда и отдыха при работе за ПК;</p> <p>Особенности законодательного регулирования при приеме на работу с ПК.</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Извеков Владимир Николаевич	к.т.н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Г	Мененко Владимир Дмитриевич		

## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа содержит 128 страниц, 14 рисунков, 20 таблиц, 43 формулы, 46 источников литературы.

Ключевые слова: синхронизация, параметры синхронизации, информационные системы, измерение, протокол, канал передачи.

Объектами исследования являются информационные системы ОИК/SCADA и СМНР.

Целью работы является анализ применимости информационных технологий для построения адаптивных систем синхронизации частот энергосистем.

## Сокращения

ЭЭС – Электроэнергетическая система

ЭДС – Электродвижущая сила

ЛЭП – Линия электропередач

ЕЭС – Единая энергетическая система

FACTS – Flexible Alternating Current Transmission Systems

ОИК – Оперативно-информационный комплекс

SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition

СМНР – Система мониторинга переходных режимов

ПТД – Программная траектория движения

## Содержание

Введение.....	11
РАЗДЕЛ 1. МЕТОДЫ И СРЕДСТВА, НАПРАВЛЕННЫЕ НА РЕШЕНИЕ ОСНОВНЫХ ЗАДАЧ В ОБЛАСТИ СИНХРОНИЗАЦИИ ЭЭС .....	12
1.1. Условия синхронизации частей энергосистем и способы их выполнения	13
1.1.2. Традиционные подходы к выполнению условий синхронизации .	14
1.2. Анализ существующих и перспективных методов и средств включения частей ЭЭС на параллельную работу.....	14
1.2.1. Анализ существующих методов включения частей ЭЭС на параллельную работу .....	14
1.2.2. Анализ применимости FACTS устройств для синхронизации частей энергосистем .....	17
1.2.3. Средства точной синхронизации .....	26
1.3. Выводы по первому разделу .....	34
РАЗДЕЛ 2. ХАРАКТЕРИСТИКИ СОВРЕМЕННЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ .....	36
2.1. ОИК/SCADA .....	36
2.2. Система мониторинга переходных режимов .....	44
2.3. Выводы по второму разделу .....	56
РАЗДЕЛ 3. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ АДАПТИВНОЙ СИСТЕМЫ СИНХРОНИЗАЦИИ .....	57
3.1. Алгоритмы построения программных траекторий движения .....	57
3.1.1. Алгоритмы построения программной траектории равноускоренного движения .....	58
3.1.2. Алгоритм построения программной траектории равномерно ускоренного движения .....	61
3.1.3. Применение ПТД для синхронизации частей энергосистем .....	64
3.2. Анализ применимости информационных систем .....	66

3.2.1. Анализ применимости СМПП .....	68
3.2.2. Анализ применимости ОИК/SCADA .....	70
3.2.3. Анализ применимости совместного использования ОИК/SCADA и СМПП .....	75
3.3. Выводы по третьему разделу .....	77
<b>РАЗДЕЛ 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....</b>	<b>78</b>
4.1. Техничко-экономическое обоснование научно-исследовательской работы	78
4.2. SWOT-анализ .....	80
4.3. Планирование работ по НИР .....	81
4.4. Расчет бюджета НИР .....	84
4.4.1. Расчет материальных затрат .....	85
4.4.2. Амортизационные отчисления .....	85
4.4.3. Расходы на оплату труда .....	86
4.4.4. Отчисления во внебюджетные фонды .....	87
4.4.5. Накладные расходы .....	89
4.4.6. Бюджет затрат НИР .....	89
4.5. Анализ и оценка научно-технического уровня НИР .....	90
4.6. Выводы по четвертому разделу .....	94

## **Введение**

Разработка и создание современных устройств автоматического управления режимами работы электроэнергетической системы в целом и отдельных ее элементов в частности представляет одно из основных направлений совершенствования электроэнергетической отрасли согласно Энергетической стратегии России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 года[1].

В качестве одной из подзадач Энергетической стратегии России до 2035 года следует выделить задачу автоматизации управления режимами работы частей энергосистем, а также задачу автоматического управления процессами синхронизации частей энергосистем[2].

В настоящее время синхронизация частей энергосистем не происходит в автоматическом режиме, параметры точной синхронизации не идут по заданному алгоритму к требуемым значениям, а «подгоняются» к ним, что не позволяет точно выполнить условия синхронизации. Выполнение условий синхронизации к моменту включения объединяющего выключателя позволяет повысить качество сопровождающих переходных процессов.

Основное отличие синхронизации частей энергосистем заключается в том, что объект синхронизации, устройства управления и средство синхронизации удалены друг от друга на значительные расстояния. В связи с этим, успешность синхронизации сильно зависит от информационных систем, посредством которых информация с устройства измерения будет передаваться на другие устройства.

В данной работе будут рассмотрены современные информационные системы, описаны их возможности, и будет сделан вывод, пригодны ли они для задачи для построения адаптивных систем синхронизации частей энергосистем.

## **РАЗДЕЛ 1. МЕТОДЫ И СРЕДСТВА, НАПРАВЛЕННЫЕ НА РЕШЕНИЕ ОСНОВНЫХ ЗАДАЧ В ОБЛАСТИ СИНХРОНИЗАЦИИ ЭЭС**

При нарушении устойчивости параллельной работы энергосистем начинается асинхронный режим, при котором одна часть энергосистемы работает несинхронно относительно другой части энергосистемы. Такой режим длительно не допустим, потому что при асинхронном режиме в системе возникают колебания тока, напряжения и мощности как в линии электропередач (ЛЭП), так и в остальных точках системы[3].

Изменение напряжения в разных точках системы происходит с различной глубиной. Минимальное напряжение достигается, когда электродвижущие силы (ЭДС) по концам ЛЭП находятся в противофазе. В центре качаний напряжение снижается до нуля[3]. Чем дальше генератор от центра качаний, тем меньше снижается напряжение. Наиболее неблагоприятным условием для потребителя будет являться асинхронный режим с центром качаний вблизи потребителя. Если центр качаний удален от основных подстанций системы, то потребитель может даже не заметить асинхронный режим.

Поток активной мощности в ЛЭП также изменяется периодически в асинхронном режиме. Среднее значение активной мощности в асинхронном режиме за один проворот равно нулю, поэтому можно считать, что в асинхронном режиме ни одна система в другую ничего не передает и от нее не потребляет[3].

В трех и более машинной системе нельзя говорить об определенной точке центра качаний. Центр качаний в данном случае будет перемещаться по сечению, связывающему энергосистемы между собой. Также в такой системе при многочастотном асинхронном ходе возможно возникновение одновременно нескольких центров качаний. Нарушение устойчивости в одной части энергосистемы может привести к возникновению цепной реакции и к нарушению устойчивости параллельной работы остальных частей

энергосистем, которые работают синхронно относительно друг друга[4]. Поэтому автоматика разделяет эту энергосистему на две работающие части.

### 1.1 Условия синхронизации частей энергосистем и способы их выполнения

При синхронизации частей энергосистем можно применять только метод точной синхронизации[3]. При синхронизации частей энергосистем необходимо, чтобы соблюдалось равенство модулей напряжений, частот и угол  $\Delta\delta$  между векторами напряжений в точке синхронизации должен быть равен нулю[3].

Ввиду того, что строгое выполнение условий точной синхронизации в общем случае практически невозможно, то на практике допускается осуществлять синхронизацию с некоторыми отклонениями по контролируемым параметрам. Согласно [5] разность модулей векторов напряжения должна быть не более  $\pm 5\%$ , величина относительной скорости не должна превышать 0,2 Гц, а угол  $\Delta\delta$  не должен быть более  $10^\circ$ .

Дополнительно к существующим условиям синхронизации частей энергосистем целесообразным будет ввести равенство нулю разности ускорений вращения векторов напряжения на контактах объединяющего выключателя.

Согласно уравнению движения ротора генератора:

$$T_j \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P_{ЭМ} = \Delta P, \quad (1)$$

где:  $T_j$  - постоянная инерции ротора, численно равная промежутку времени, в течение которого ротор разгоняется из состояния покоя до номинальной скорости вращения под действием номинального вращающего момента;

$\Delta P$  – небаланс между мощностью турбины  $P_T$  и электромагнитной мощностью генератора  $P_{ЭМ}$ .

Так как ускорение это вторая производная от угла по времени, а постоянная инерции ротора постоянная величина, то для того чтобы при синхронизации роторы генераторов двигались синхронно, необходимо чтобы ускорения вращения генераторов были равны.

### **1.1.2 Традиционные подходы к выполнению условий синхронизации**

В настоящее время применяются алгоритмы, связанные с подгонкой частот, углов и модулей векторов напряжения. Весь процесс подгонки определяется диспетчером энергосистемы. Противоаварийная автоматика (автоматическая частотная разгрузка (АЧР), специальная автоматика отключения нагрузки (САОН), автоматика разгрузки станций (АРС) и др.) не способна изменять частоту малыми отклонениями[4].

## **1.2. Анализ существующих и перспективных методов и средств включения частей ЭЭС на параллельную работу**

### **1.2.1. Анализ существующих методов включения частей ЭЭС на параллельную работу**

В настоящее время включение частей энергосистемы на параллельную работу осуществляется действиями диспетчерского и оперативного персонала.

Согласно [6] в нормальных режимах ЕЭС частота нормируется в диапазонах:

- $50,00 \pm 0,05$  Гц - нормальное значение (для длительных отклонений);
- для отклонений длительностью не более 15 мин:  $50,0 \pm 0,2$  Гц.

При невозможности поддержания в ЕЭС частоты в этих пределах в послеаварийных и вынужденных режимах, а также в изолированно работающих энергосистемах и в энергорайонах, выделившихся на изолированную работу, применяются нормы отклонения частоты, которые составляют для двадцатисекундных средних значений:

- 0,20 Гц - нормально допустимое значение отклонения частоты;
  - 0,40 Гц - предельно допустимое значение отклонения частоты,
- причем допустимое время работы энергосистемы с отклонением частоты в диапазоне от 0,20 до 0,40 Гц не должно превышать 72 мин в сутки.

В поддержании нормального уровня частоты участвуют все области регулирования, выполняя заданный суточный график сальдо перетоков мощности с коррекцией по частоте. После разработки и анализа ожидаемого баланса мощности и при выявленной необходимости для предотвращения возможного снижения частоты в энергосистеме, перегрузки сечений диспетчерами даются команды:

1. На подготовку гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) к работе в генераторном режиме;
2. На пуск энергоблоков, находящихся в холодном резерве;
3. На запрет вывода в ремонт генерирующего и электросетевого оборудования, снижающего пропускную способность сечений с ожидаемой перегрузкой;
4. На ввод в работу энергетического и электросетевого оборудования, ограничивающего выдачу мощности из избыточных районов[6].

При снижении частоты в синхронной зоне, в области регулирования, в которой произошла потеря генерирующей мощности, для ее компенсации используются все имеющиеся собственные резервы мощности и резервы мощности других областей регулирования с учетом пропускной способности контролируемых сечений, линий электропередачи и электротехнического оборудования. При внезапном снижении частоты ниже 49,80 Гц диспетчер, ответственный за регулирование частоты в синхронной зоне, принимает меры к восстановлению частоты до уровня, не выходящего за пределы нормальных значений, путем использования имеющихся резервов мощности[6].

Если, несмотря на принятые меры, снижение частоты продолжается, то дополнительно используются разрешенные аварийные перегрузки

генерирующего оборудования с контролем загрузки контролируемых сечений, линий электропередачи электросетевого оборудования. Повышается электрическая нагрузка на ТЭЦ за счет снижения расхода пара на промышленные и тепловые отборы путем понижения температуры сетевой воды. Если проведение этих мероприятий не обеспечило повышения частоты до 49,80 Гц включительно, то происходит отключение части нагрузки. Объем отключений потребителей определяется крутизной статической частотной характеристики (СЧХ) энергосистемы[6].

При повышении частоты выше 50,05 Гц диспетчер, ответственный за регулирование частоты в синхронной зоне, принимает меры к восстановлению частоты до уровня, не выходящего за пределы нормальных значений, путем разгрузки электростанций (ГАЭС, ТЭС, ГТУ, ТЭЦ), перевода агрегатов ГАЭС в двигательный режим[6].

В случае возникновения превышения максимально допустимых перетоков мощности (МДП) по контролируемым сечениям и длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и электросетевого оборудования принимаются меры к уменьшению потоков мощности по данным ЛЭП путем разгрузки электростанций в избыточной части энергосистемы, обеспечивающей снижение перетоков активной мощности до допустимых значений[6].

При сохранении тенденции повышения частоты выше 50,20 Гц, разгружается генерирующее оборудование вплоть до технического минимума с контролем частоты и перетоков мощности по контролируемым сечениям, линиям электропередачи и электросетевому оборудованию[6].

При ликвидации нарушений нормального режима, связанных со значительным повышением частоты, необходимо учитывать возможное отключение генерирующего оборудования действием автоматики ограничения повышения частоты (АОПЧ). При исчерпании регулировочных возможностей

на ГЭС и ТЭС производится разгрузка энергоблоков АЭС или (и) отключение котлов на дубль-блоках, а также энергоблоков тепловых электростанций[6].

### **1.2.2. Анализ применимости *FACTS* устройств для синхронизации частей энергосистем**

Для решения задач синхронизации частей энергосистем возможно применять управляемые передачи. *Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS)* – это электропередачи переменного тока, оснащенные устройствами силовой электроники, к которым относятся статические преобразователи в электропередачах переменного тока, вставки постоянного тока и электропередачи постоянного тока, электромашинные комплексы, состоящие из электрических машин переменного тока или трансформаторов в комбинации с устройствами электроники[7].

Благодаря высокому быстродействию силовой электроники электропередачи превращаются из «пассивных» в «активные».

Включение в состав энергосистемы устройств *FACTS* способствует повышению управляемости режимов работы ЭЭС, увеличению степени компенсации зарядной мощности и перевода потоков активной мощности в линии с высоким классом напряжения. Устройствами *FACTS* осуществляется скалярное и векторное регулирование. Однако *FACTS* устройства в настоящее время не применяются в качестве противоаварийного управления[7].

Плюсы векторного управления заключаются в том, что помимо регулирования величины напряжения, также возможно регулирование фазного узла.

Все устройства *FACTS* делятся на статические и машинные[8].

К статическим относятся:

- Управляемые шунтирующие реакторы (УШР), реализованные по принципу магнитного усилителя (УШРП) или трансформаторного типа (УШРТ или реактор-трансформатор) с тиристорным управлением. УШР –

это переменное индуктивное сопротивление, плавно регулируемое подмагничиванием ферромагнитных элементов магнитной цепи.

Магнитная система одной фазы УШР содержит два стержня. На каждом стержне размещены обмотки управления и сетевые обмотки.

При подключении к обмоткам управления регулируемого источника постоянного тока происходит нарастание потока подмагничивания, который в соседних стержнях направлен в разные стороны и вызывает насыщение стержней УШР в соответствующие полупериоды напряжения.

Насыщение стержней приводит к возрастанию тока в сетевой обмотке за счет уменьшения индуктивного сопротивления реактора. За счет этого обеспечивается плавное изменение уровней напряжения в точке подключения УШР и величина потребляемой реактором реактивной мощности;

- Реакторы, коммутируемые вакуумными выключателями (ВРГ). Ступенчато-регулируемые реакторы, подключаемые к третичной обмотке автотрансформаторов (трансформаторов) посредством вакуумных выключателей;
- Статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности (СТК). Основная схемная конфигурация СТК включает в себя набор фильтров высших гармоник – фильтрокомпенсирующих цепей (ФКЦ), постоянно подключенных к сети или коммутируемых выключателями, и включенные параллельно им в треугольник три фазы управляемых тиристорами реакторов - тиристорно-реакторная группа (ТРГ). Угол зажигания тиристоров ТРГ может быстро изменяться таким образом, что ток в реакторе отслеживает ток нагрузки или реактивную мощность в энергосистеме. Система управления и защиты СТК обеспечивает быструю компенсацию реактивной мощности нагрузки и поддержание регулируемого параметра в соответствии с заданной уставкой;

- Синхронные статические компенсаторы реактивной мощности типа СТАТКОМ на базе преобразователя напряжения с параллельным подключением к сети.

СТАТКОМ представляет собой модульный многоуровневый инвертор, действующий с распределенной вставкой постоянного тока или при постоянном напряжении постоянного тока. Он генерирует или поглощает реактивную мощность, электронным образом перерабатывая кривые напряжения и тока в преобразователе напряжения. Встроенные конденсаторы постоянного тока служат для поддержки и стабилизации управляемого напряжения постоянного тока, необходимого для работы преобразователя. Преобразователи источника напряжения, подключенные в конфигурации с расположением вплотную между двумя шинами переменного тока, могут регулировать активную мощность, реализуя схему двойного назначения устройств. За счет расположения вплотную преобразователи могут передавать активную мощность между двумя сетями переменного тока (синхронными или асинхронными и даже с различными частотами) и одновременно с этим обеспечивать в них контроль реактивной мощности;

- Синхронные статические продольные компенсаторы реактивной мощности на базе преобразователя напряжения (ССПК).

Синхронный продольный компенсатор реактивной мощности представляет собой синхронную машину облегченной конструкции, предназначенную для работы на холостом ходу, работающий в режиме двигателя без активной нагрузки и генерирующий в сеть реактивный ток. При работе в режиме перевозбуждения СК является генератором реактивной мощности. При работе в режиме недовозбуждения СК является потребителем реактивной мощности. По конструктивным условиям СК обычно не может потреблять из сети такую же реактивную мощность, которую он может генерировать.

- Объединенный регулятор перетока мощности на основе преобразователей напряжения параллельного и последовательного включения, объединённых по цепям постоянного тока (ОРПМ);
- Устройства продольной емкостной компенсации (УПК). Для уменьшения эквивалентной реактивности используют конденсаторы. Последовательно включенный конденсатор генерирует реактивную мощность, которая уравнивает часть реактивного сопротивления линии. Это происходит вследствие резонанса напряжений в конденсаторе и индуктивности, направленных встречно;
- Управляемые фазопоротные устройства (ФПУ). Фазопоротные устройства устанавливаются в начале линии у регулируемого источника энергии, который включается параллельно линии, и серийного, вторичная обмотка которого включается последовательно в линию. При этом за счет схемы соединения обмоток вектор напряжения на серийной обмотке направлен под углом 90 градусов к фазному напряжению сети. Изменяя напряжение на серийной обмотке с помощью регулируемого трансформатора можно осуществлять поворот вектора суммарного напряжения в начале сети, и, следовательно, управлять углом между напряжениями в начале и конце линии, изменяя поток мощности, передаваемой по ней.

В простом случае ФПУ реализуется на основе использования трансформатора с РПН. Однако при необходимости обеспечения быстродействия регулирование напряжения может быть реализовано с помощью тиристорного коммутатора. Другой возможностью реализации ФПУ является использование так называемого объединенного регулятора потока мощности (ОРПМ), образуемого каскадным включением двух преобразователей напряжения, один из которых включается параллельно линии, а другой последовательно. Поскольку преобразователь напряжения обеспечивает возможность произвольного формирования величины и угла

напряжения, в такой схеме реализуется возможность более гибкого регулирования потока мощности по линии;

- Вставки постоянного тока (ВПТ). Состоят из каскадного соединения двух преобразовательных устройств, одно из которых работает в режиме выпрямителя, а другое в режиме инвертора. Объединяющим элементом ВПТ является звено постоянного тока, по виду которого различают ВПТ на основе преобразователей тока – со сглаживающим реактором в цепи постоянного тока и на основе преобразователей напряжения – с батареей конденсаторов постоянного тока. ВПТ на основе преобразователей тока выполняются на тиристорах и потому имеют более высокий КПД по сравнению с ВПТ на основе преобразователей напряжения, в которых используются полностью управляемые приборы – силовые биполярные транзисторы с изолированным затвором (*Insulated Gate Bipolar Transistors – IGBT*);
- Токоограничивающие устройства (ТОУ) на основе технологии *FACTS* (для ограничения токов короткого замыкания). Устройство ТОУ представляет собой мощный бесконтактный коммутатор переменного тока, последовательно с которым установлен активный резистор. Величина резистора определяется мощностью питающего трансформатора. Устройство ТОУ подключается параллельно каждой секции сборных шин на подстанции. Установка ТОУ на подстанции существенным образом изменяет характер процесса аварийного тока КЗ неисправного присоединения. Включение ТОУ во время существования аварийного режима КЗ образует искусственный контур короткого замыкания, подключенный параллельно реальному контуру КЗ. При этом происходит перераспределение тока КЗ от питающего трансформатора между контуром реального КЗ и контуром включенного ТОУ. Образование с помощью ТОУ контура искусственного

КЗ, параллельного контуру естественного КЗ существенно снижает величину ударной волны тока КЗ[8].

Группу электромашинных систем образуют:

- Асинхронизированные статические компенсаторы реактивной мощности (АСК). Отличаются от традиционного синхронного компенсатора наличием на роторе двух обмоток возбуждения сдвинутых относительно друг друга по окружности ротора в пределах полюсного деления на  $90^\circ$ , что позволяет возбуждать компенсатор не только по продольной оси  $d$ , как в синхронной машине, но и по поперечной оси  $q$ ;
- Асинхронизированные электромашинные преобразователи частоты (АС ЭМПЧ). АС ЭМПЧ содержат синхронную машину и асинхронизированную синхронную машину. Статорные обмотки подключены к системам переменного тока, причем асинхронизированная синхронная машина снабжена управляемым преобразователем частоты и регулятором, один из входов которого соединен с датчиком частоты системы переменного тока, к которой подключены статорные обмотки этой машины, а выходы управляемого преобразователя частоты подключены к обмоткам ротора асинхронизированной синхронной машины. Статорные обмотки синхронной машины подключены к энергосистеме переменного тока стабильной частоты, статорные обмотки асинхронизированной синхронной машины подключены к энергосистеме переменного тока с переменной частотой, а второй вход регулятора соединен с датчиком частоты системы переменного тока стабильной частоты;
- Поворотный трансформатор - электрические устройства индукционного типа, предназначенные для получения определенных значений переменного напряжения, в зависимости от угла поворота ротора[8].

Если поворотный трансформатор применяется в режиме поворота ротора до определенного угла, то обмотками компенсации и возбуждения

этого устройства будут являться обмотки статора. В случае применения ВТ в режиме непрерывного вращения, в качестве компенсационной и возбуждающей обмоток будут выступать обмотки ротора, а в качестве вторичных обмоток – статора.

При подаче переменного тока со стабилизированным напряжением определенного значения на обмотку возбуждения, вырабатывается пульсирующий магнитный поток, который индуцирует ЭДС в обмотках ротора, значение которой прямо пропорционально углу поворота ротора. Этот угол отсчитывается от положения ротора, когда его обмотка находится перпендикулярно к оси обмотки возбуждения.

Магнитные потоки, создающие ЭДС в обмотках ротора, можно разделить на две группы: продольные, совпадающие с осью обмотки возбуждения, и поперечные к оси обмотки возбуждения. Продольные потоки приводят в движение ротор поворотного трансформатора, а поперечные магнитные потоки, индуцируемые в обмотках, приводят к появлению погрешностей.

Условно можно выделить три вида устройств *FACTS*:

- Параллельные устройства *FACTS* (устройства поперечной компенсации). Примером таких устройств является статический тиристорный компенсатор (СТК) и статический синхронный компенсатор (СТАТКОМ);
- Последовательные устройства *FACTS* (устройства продольной компенсации). Примером данных устройств является тиристорно-управляемые установки продольной компенсации (ТУПК);
- Комбинированные устройства *FACTS*, например, в виде объединенного регулятора потока мощности (ОРПМ)[8].

Рассмотрим какие *FACTS* устройства возможно применить для решения задач синхронизации частот энергосистем, а какие нельзя.

1. Управляемые шунтирующие реакторы (УШР) - как и все реакторы способны работать только на поглощение реактивной мощности в сетях. Если УШР управляются подмагничиванием постоянным током, то они обладают относительно малым быстродействием, и имеют сравнительно невысокую стоимость. УШР применяется для того, чтобы снизить потери и повысить пропускную способность ЛЭП. Индуктивность УШР может плавно регулироваться с помощью системы автоматического управления, что позволяет осуществлять стабилизацию напряжения на ВЛ с большой зарядной мощностью. В комбинации с батареями конденсаторов, включаемых параллельно, являются аналогами статических тиристорных компенсаторов.
2. Статические тиристорные компенсаторы (СТК) – регулируют реактивную мощность в широких пределах. Способны как поглощать, так и вырабатывать реактивную мощность. Имеют высокое быстродействие. Не эффективны в слабых сетях.
3. Управляемый шунтирующий реактор трансформаторного типа - как и все реакторы способен работать только на поглощение реактивной мощности, обладает высоким быстродействием.
4. Фазоповоротные устройства – применяются для управления передаваемым по ЛЭП потоком активной мощности за счет изменения угла сдвига фаз между напряжениями по концам линии.
5. Статический компенсатор реактивной мощности (СТАТКОМ) – позволяет поддерживать требуемый уровень и качество напряжения, повысить пропускную способность ЛЭП. Регулирование реактивной мощности осуществляется в широких пределах ( $\pm 100\%$ ). СТАТКОМ обладает высоким быстродействием, малым содержанием высших гармоник, малыми габаритами, может использоваться в любых электрических сетях.

6. Устройства продольной компенсации (УПК) - включаются последовательно в ЛЭП для компенсации части продольного индуктивного сопротивления. УПК применяются для увеличения пропускной способности ВЛ в районах, в которых источники энергии удалены от потребителей. и представляют собой батареи конденсаторов, включенных последовательно в ЛЭП.
7. Управляемые устройства продольной компенсации (УПК) – отличие от УПК заключается в том, что часть конденсаторной батареи шунтируется тиристорным регулятором, что позволяет плавно изменять эквивалентную емкость в зависимости от режима работы линии.
8. Объединенный (параллельно-последовательный) регулятор потоков мощности (ОРМП) – регулирует величину напряжения, фазовый угол, и величину сопротивления линии. Применяется для комплексного регулирования активной и реактивной мощности. Предпочтительнее применять на межсистемных связях с особо сложными случаями обеспечения устойчивости ЭЭС.
9. Вставки постоянного тока (ВПТ) – используются для объединения энергосистем работающих на разных или несинхронных частотах
10. ВПТ на базе двух преобразователей напряжения – обеспечивает регулирование как активной, так и реактивной мощности в широких пределах.
11. Асинхронизированный статический компенсатор реактивной мощности (АСК) – имеют диапазон регулирования реактивной мощности  $\pm 100\%$ , имеют более высокое быстродействие регулирования реактивной мощности по сравнению с традиционными синхронными компенсаторами за счет возможности реверса токов в обмотках возбуждения, имеют повышенную живучесть. АСК применяются в электрических сетях для

ликвидации реактивной мощности и регулирования напряжения в сети. АСК может управлять величиной напряжения и фазой напряжения.

12. Электромашинные преобразователи частоты (АС ЭМПЧ) - являются электромеханическим аналогом вставки постоянного тока, состоящей из двух СТАТКОМ. В отличие от ВПТ обе части энергосистемы не связаны. Обладают высокой перегрузочной способностью. Область применения такая же, как у ВПТ. Особо эффективен АС ЭМПЧ при питании нагрузок чувствительных к понижению напряжения и потребителей с импульсной нагрузкой.

Из обзора *FACTS* устройств можно сделать вывод, что для решения задач синхронизации частей энергосистем возможно применять устройства векторного регулирования, способные регулировать помимо напряжения еще и угол. Для регулирования величины напряжения в сети предпочтительнее будут устройства, влияющие на реактивную мощность, но на небаланс мощности на валу генератора данные устройства влияют опосредованно. Устройства, которые действуют на активную мощность, непосредственно влияют на баланс мощности на валу генератора. С помощью данных устройств возможно осуществить равенство частот и ускорений вращения роторов генераторов. С помощью устройств, которые изменяют фазовый угол напряжения возможно подгонка равенства разности угла  $\Delta\delta$ . Поэтому для решения задач синхронизации частей энергосистем невозможно ограничиться выбором одного *FACTS* устройства, необходимо применять их комплексно.

### **1.2.3. Средства точной синхронизации**

В настоящее время синхронизация частей энергосистем происходит в полуавтоматическом режиме. Регулирование частоты, модуля напряжения и угла  $\Delta\delta$  осуществляется с участием диспетчера и персонала электростанций и подстанций, а устройства автоматики осуществляют контроль допустимости

включения и формируют импульс на включение объединяющего выключателя к моменту времени, когда условия точной синхронизации будут выполнены.

При автоматической синхронизации включение частей энергосистем на параллельную работу осуществляется исключительно устройствами автоматики. Устройства автоматики помимо осуществления контроля допустимости включения и формирования импульса на включение объединяющего выключателя, осуществляют подведение частот, модулей напряжения и углов  $\delta$  векторов напряжений к условиям точной синхронизации.

С позиции выдачи упреждающего импульса на включение выключателя выделяют синхронизаторы с постоянным углом опережения, где предусматривается формирование импульса на включение выключателя по условию достижения углом заданного постоянного значения и синхронизаторы с постоянным временем опережения, где подача импульса на включение осуществляется со временем опережения равным собственному времени включения. Синхронизаторы с постоянным углом опережения имеют существенную погрешность [9].

Рассмотрим некоторые существующие синхронизаторы и определим какие из них возможно применять для синхронизации энергосистем:

1. Устройство бесконтактной автоматической синхронизации (УБАС).

УБАС относится к синхронизаторам с постоянным временем опережения. Структурная схема автоматического синхронизатора УБАС представлена на рисунке 1 [10].

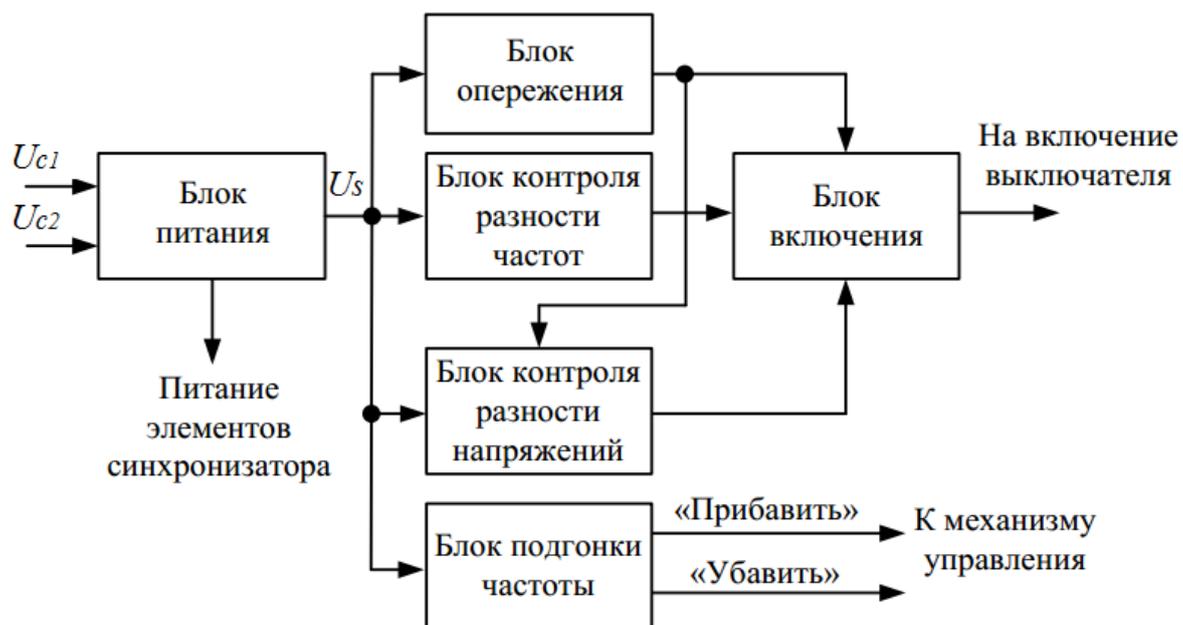


Рисунок – 1. Структурная схема автоматического синхронизатора  
УБАС

Структуру УБАС составляют шесть блоков:

- Блок питания. Служит для обеспечения питания синхронизатора и формирует сигнал на остальные блоки;
- Блок опережения, который контролирует выполнение условия синхронизации по разности фаз и формирует сигнал, разрешающий включение выключателя с учетом времени опережения;
- Блок контроля разности частот. Контролирует допустимость включения по условию равенства частот частей энергосистем, а также формирует сигнал, разрешающий включение выключателя;
- Блок контроля разности напряжений. Контролирует допустимость включения по условию равенства модулей напряжений и формирует сигнал, разрешающий включение выключателя;
- Блок подгонки частоты. Выполняет управляющие воздействия, которые направлены на обеспечение равенства частот частей энергосистем;

- Блок включения. Получает сигналы, свидетельствующие о выполнении условий синхронизации по частоте, фазе и модулю напряжения, и формирует команду на включение выключателя.

Для условия повышенной точности подгонки напряжения может использоваться специальный блок подгонки уставки напряжения (ПУН). Элементная база УБАС выполнена с применением полупроводниковых логических элементов, что позволяет обеспечить высокую надежность устройства. Недостатком данного синхронизатора является то, что в качестве основы функционирования всех блоков используется величина напряжения биений  $U_s$ , потому что искажение формы напряжения биений, например при неравенстве напряжений на контактах объединяющего выключателя, может привести к появлению погрешностей во времени опережения.

Формируемый в блоке опережения импульс на включение выключателя строится на предположении равенства нулю ускорений вращения векторов напряжения на контактах объединяющего выключателя[10].

## 2. Микросхемный аналоговый автоматический синхронизатор СА-1.

Для функционирования блоков, отвечающих за выполнение условий синхронизации по напряжению, частоте и фазовым углам применяется линейное преобразование относительного угла в постоянное напряжение, а также относительные скорость и ускорение. Структурная схема синхронизатора приведена на рисунке 2[10,11].

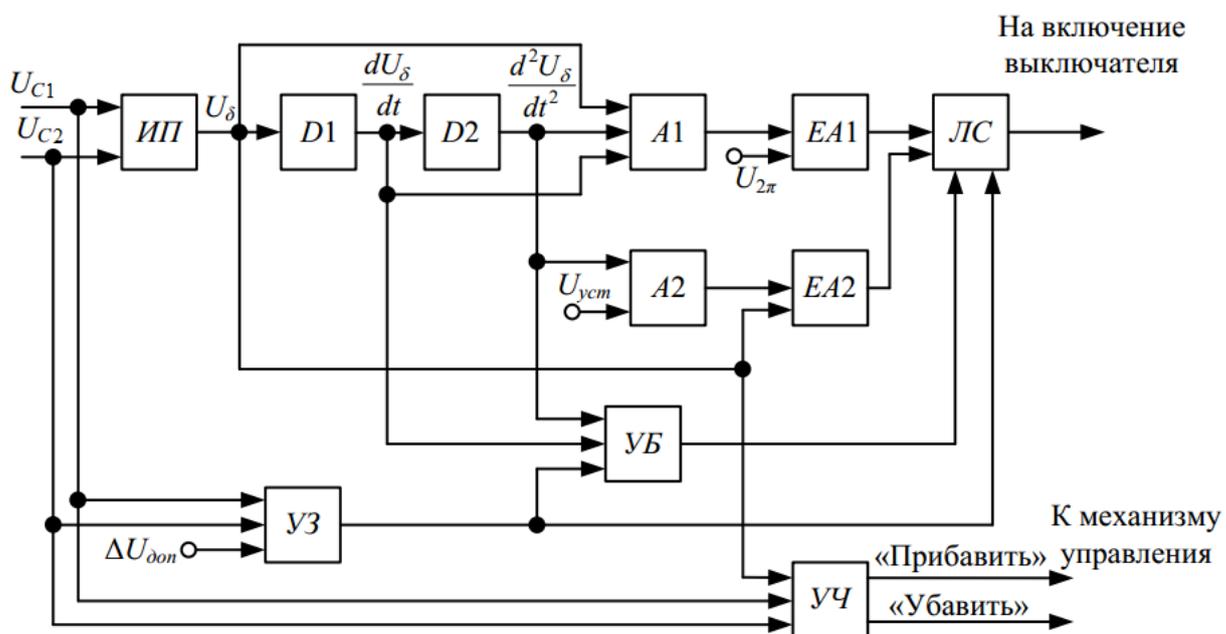


Рисунок 2 – Структурная схема устройства точной автоматической синхронизации СА-1

На вход устройства поступают действующие значения напряжения на контактах объединяющего выключателя  $U_{c1}$   $U_{c2}$ . При помощи импульсного измерительного преобразователя выполняется измерение относительного угла. Полученная величина напряжения  $U_{\delta}$  пропорциональна текущему значению угла и не зависит от амплитуд  $U_{c1}$  и  $U_{c2}$ . Блок опережения синхронизатора СА-1 состоит из дифференциаторов  $D1$  и  $D2$ , сумматора  $A1$  и компаратора  $EA1$ . Дифференциаторы  $D1$  и  $D2$  обеспечивают определение величин относительной скорости и относительного ускорения. Полученные параметры относительного движения векторов напряжения на контактах объединяющего выключателя поступают на сумматора  $A1$ , где суммируются с учетом заданного времени опережения выключателя  $t_{в}$ . Компаратор  $EA1$  формирует сигнал, разрешающий включение объединяющего выключателя по факту равенства суммы углов опережения и относительного угла  $\Delta\delta$  нулевому значению (или значению кратному  $2\pi$ ), которое достигается при равенстве левой и правой части формулы 2.

$$U_{\delta} + \frac{dU_{\delta}}{dt} \cdot t_{\text{в}} + \frac{d^2U_{\delta}}{dt^2} \cdot \frac{t_{\text{в}}^2}{2} = U_{2\pi} \quad (2)$$

Блок контроля разности частот, состоящий из сумматора  $A2$  и компаратора  $EA2$ , позволяет контролировать допустимость включения с учетом величины относительного ускорения в момент замыкания контактов выключателя, а не в момент подачи разрешающего сигнала от блока опережения. Уставка компаратора  $EA2$  по напряжению:

$$U_{\delta} - \frac{d^2U_{\delta}}{dt^2} \cdot \frac{t_{\text{в}}^2}{2} = U_{\text{уст}} \quad (3)$$

Для обеспечения равенства частот используется блок управления частот  $УЧ$ , который осуществляет подгонку относительно скорости к некоторому заданному ненулевому значению путем выдачи управляющих импульсов.

Блок разности напряжений представлен узлом запрета  $УЗ$ , который сравнивает разности модулей напряжений на контактах объединяющего выключателя. Если условия точной синхронизации не выполняются, то формируется сигнал на запрет включения выключателя.

При поступлении разрешающих сигналов от всех блоков устройства в логической схеме  $ЛС$  формируется команда на включение объединяющего выключателя.

Узел блокировки  $УБ$  используется для предотвращения ложных срабатываний в моменты подачи или снятия входных напряжений, а также в переходных режимах.  $УБ$  формирует сигнал, запрещающий включение выключателя при превышении относительной скоростью и относительным ускорением предельных величин[10,11].

### 3. Цифровой автоматический синхронизатор *SYNCHROTACT*.

Синхронизатор *SYNCHROTACT* производит функции измерения, анализа, а также формирование команды на включение объединяющего

выключателя[12]. В настоящее время *SYNCHROTECT* при синхронизации частей энергосистем не подгоняет параметры для условий точной синхронизации, однако при синхронизации генераторов с сетью он это делает. Структурная схема синхронизатора *SYNCHROTECT* представлена на рисунке 3.

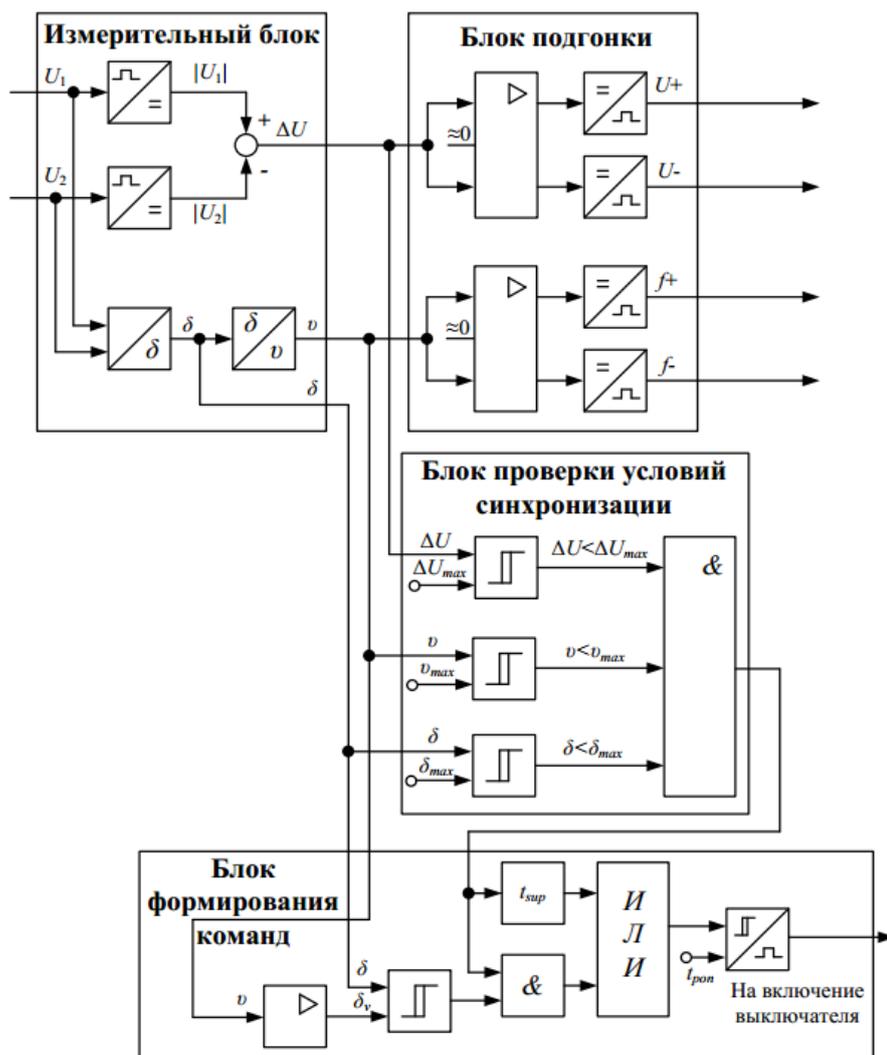


Рисунок 3 – Структурно-функциональная схема устройства автоматической синхронизации *SYNCHROTECT*

С помощью синхронизатора *SYNCHROTECT* возможно проведение удаленной диагностики. *SYNCHROTECT* имеет собственный IP адрес и может быть подключен непосредственно к интернет-сети. Передача данных происходит по интерфейсу интернет с использованием протокола TCP/IP и может быть включена или отключена с помощью переключателя. Удаленный

доступ к устройству осуществляется с использованием персонального компьютера и программного обеспечения *SynView*. Программное обеспечение *SynView* позволяет установку параметров при помощи дисплея, отображает измеряемые величины при помощи синхроскопа, вольтметра и частотомера в режиме реального времени, и может регистрировать текущие события, сообщения сигнализации, и сообщения об ошибках с отметкой времени[12].

Для автоматической синхронизации частей энергосистем задачей устройств автоматической точной синхронизации будет способность выполнять целенаправленное быстродействующее и предсказуемое управление, также устройство синхронизации должно быть устойчиво к возникающим в ходе процесса возмущениям.

### 1.3. Выводы по первому разделу

Основным недостатком современных систем синхронизации является отсутствие формализованной процедуры перевода параметров синхронизации к необходимым для точной синхронизации значениям. Данный недостаток приводит к использованию принципа «подгонка» частоты вращения и «ожидание» момента совпадения фаз векторов напряжений на контактах объединяющего выключателя. Основными недостатками принципов «подгонка» и «ожидание» являются длительность процесса синхронизации и неустойчивость к возмущениям. При отклонении режимных параметров объектов синхронизации, вызванными возмущениями, появляется неопределенность длительности процесса управления и его успешности в целом, так как в условиях постоянно изменяющейся режимной обстановки значительно сложнее обеспечить одновременность выполнения условий точной синхронизации.

В Энергетическом институте Томского политехнического университета предложили подход [13], суть которого заключается в применении методов автоматического управления динамическими переходами энергосистем. К таким задачам относится задача включения частей энергосистем на параллельную работу. В качестве эталонной модели предлагается принимать программную траекторию движения (ПТД) для параметров синхронизации, которая должна обеспечивать целенаправленный перевод этих параметров на контактах объединяющего выключателя в заданную область фазовых координат. В качестве исполнительных устройств регулирования в данной работе предлагается применять *FACTS* устройства, способные осуществлять качественное управление параметрами вращательного движения векторов напряжения на контактах объединяющего выключателя.

Также для автоматической синхронизации частей энергосистем должна быть разработана информационно-управляющая система. Ведь объект

синхронизации управляющие устройства и средство синхронизации могут быть удалены друг от друга на значительные расстояния.

## РАЗДЕЛ 2. ХАРАКТЕРИСТИКИ СОВРЕМЕННЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

### 2.1 ОИК/SCADA

«Оперативно-информационный комплекс ОИК Диспетчер» (альтернативное название *Supervisory Control And data Acquisition (SCADA)*) — это программный комплекс, который предназначен для разработки или обеспечения работы в реальном времени систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте мониторинга или управления. *SCADA* системы используются во всех отраслях хозяйства, где требуется обеспечивать автоматическое управление технологическими процессами в режиме реального времени. *SCADA* системы применяются на предприятиях электрических сетей, в районах предприятий электрических сетей, на крупных энергообъектах с круглосуточно работающим оперативным обслуживающим персоналом [14].

Комплекс опрашивает устройства телемеханики, передает информацию, а также сохраняет собранную информацию в базе данных. Комплекс позволяет диспетчерам просматривать на экранах рабочих станций оперативные схемы с реальными значениями телесигналов и телеизмерений, а также производить телеуправление. Пользователи комплекса могут создавать, редактировать и удалять мнемосхемы, бланки переключений, оперативные журналы, текстовые документы.

#### Архитектура *SCADA* систем

Все современные *SCADA* системы состоят из трех структурных компонентов (рисунок 4):

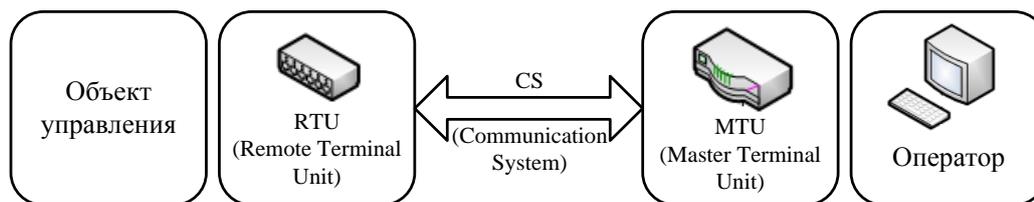


Рисунок 4 - Архитектура *SCADA*-систем

Remote Terminal Unit (RTU) удаленный терминал, который осуществляет обработку задачи (управление) в режиме реального времени. Возможности реализации RTU широки, от примитивных датчиков, которые осуществляют съем информации с объекта, до специализированных многопроцессорных отказоустойчивых вычислительных комплексов, которые осуществляют обработку информации и управление в режиме жесткого реального времени. Реализация RTU определяется его применением. Благодаря использованию устройств низкоуровневой обработки информации снижаются требования к пропускной способности каналов связи с центральным диспетчерским пунктом.

Master Terminal Unit (MTU), Master Station (MS) – это диспетчерский пункт управления (главный терминал), осуществляющий обработку данных и управление высокого уровня. Одной из основных функций является обеспечение интерфейса между человеком-оператором и системой (HMI, MMI). Варианты реализации MTU широки, от одиночного компьютера с дополнительными устройствами подключения к каналам связи до больших вычислительных систем и/или объединенных в локальную сеть рабочих станций и серверов. Варианты реализации MTU определяются конкретной схемой. Как правило, и при построении MTU используются различные методы повышения надежности и безопасности работы системы.

Communication System (CS) – это коммуникационная система (каналы связи), которая необходима для передачи данных с удаленных объектов на центральный интерфейс диспетчера и передачи сигналов управления на RTU.

Информационный обмен между сервером и рабочими станциями организован через стандартные сетевые протоколы связи по технологии «клиент-сервер», что позволяет оптимизировать поток информации между сервером и рабочей станцией, а также обеспечивает требования безопасности системы. Применение такого протокола как TCP/IP, например, позволяет

устанавливать рабочие станции на значительном удалении от сервера, используя для связи коммутируемые каналы или среду интернет.

Серверы комплекса «ОИК Диспетчер» позволяют организовывать двухсторонний обмен телеинформацией и выдачу транзитных команд телеуправления между территориально разнесенными объектами. Таким образом, возможно создание распределенных систем сбора и передачи телеинформации[14].

#### Основные компоненты SCADA

SCADA—система включает в себя следующие подсистемы:

- Система реального времени — это программа, которая обеспечивает обработку данных в пределах заданного временного цикла с учетом приоритетов.
- Человеко-машинный интерфейс *HMI Human Machine Interface (HMI)* — это инструмент, предоставляющий данные оператору о ходе процесса, что позволяет оператору контролировать процесс и управлять им.
- Драйверы или серверы ввода-вывода — это программы, обеспечивающие связь SCADA с промышленными контроллерами, счётчиками, АЦП и другими устройствами ввода-вывода информации.
- База данных реального времени — это программа, которая обеспечивает сохранение истории процесса в режиме реального времени.
- Система логического управления — это программа, которая обеспечивает исполнение пользовательских программ логического управления в SCADA-системе.
- Система управления тревогами — это программа, обеспечивающая автоматический контроль технологических событий, отнесение их к категории нормальных,

предупреждающих или аварийных, а также обработку событий оператором или компьютером.

- Генератор отчетов — это программа, которая обеспечивает создание пользовательских отчетов о технологических событиях.
- Внешние интерфейсы — это стандартные интерфейсы обмена данными между *SCADA* и другими приложениями.

### Программное обеспечение *SCADA*

В настоящее время наиболее распространенными отечественными универсальными *SCADA* являются *Master SCADA*, *Trace Mode*, Круг-2000 и САРГОН. Все эти системы удовлетворяют основным требованиям к *SCADA* и успешно конкурируют с зарубежными аналогами.

#### *Master SCADA*

Система *Master SCADA* предназначена для создания полномасштабных систем автоматизации в различных отраслях промышленности.

Основной особенностью данной системы является объектный подход, использованный на уровне описания системы при ее настройке на конкретный объект автоматизации. Для каждого объекта создается свое описание на технологическом языке программирования, включающее в себя свойства объекта и его документы. Свойствами объекта являются период опроса, способ линеаризации датчика, диапазон входных сигналов.

Документами объекта являются его изображение, мнемосхема, график изменения переменных и т.д. Любой документ в системе относится к некоторому объекту. Такой подход позволяет легко размножать один раз созданные объекты, что повышает скорость настройки *SCADA* на задачу пользователя. Созданные объекты можно копировать с целью многократного использования. При копировании объекта сохраняются все связанные с ним документы и свойства.

#### *Trace Mode*

*SCADA*-система *Trace Mode* состоит из инструментальной системы и набора исполнительных модулей, также в состав *Trace Mode* входят средства управления бизнес-процессами производственного предприятия.

Для того чтобы увеличить скорость разработки проекта пользователя применяется оригинальная технология автопостроения. Автоматически в *SCADA* могут быть построены:

- Источники данных программно логического контроллера (ПЛК) и модулей ввода-вывода по известной конфигурации;
- Каналы по источникам данных;
- Связи каналов из редактора аргументов;
- Связи контроллер-сервер и сервер-сервер;
- SQL-запросы;
- Связи с OPC-сервером;
- Связь с ODBC.

Автопостроение снижает количество ошибок, допускаемых пользователем при ручном создании проекта.

### Функции *SCADA*

Существующие в настоящее время *SCADA*-пакеты выполняют множество функций, которые можно разделить на несколько групп:

- Настройка *SCADA* на конкретную задачу (т. е. разработка программной части системы автоматизации);
- Диспетчерское управление ;
- Автоматическое управление ;
- Хранение истории процессов ;
- Выполнение функций безопасности ;
- Выполнение общесистемных функций .

Основным отличительным признаком *SCADA* является наличие интерфейса с пользователем. При отсутствии такого интерфейса функции

SCADA совпадают с функциями средств программирования контроллеров, а управление является автоматическим, в дополнение диспетчерскому.

Наиболее важными свойствами SCADA являются понятность интерфейса, наличие подсказок и блокировка явных ошибок оператора, ведь правильность решений, принятых диспетчером влияет не только на качество производимой продукции, но и на жизнь людей.

В SCADA-пакетах используют понятие аларма и события.

Событие - это изменение некоторых состояний в системе. События информируют оператора о состоянии системы и не требуют срочного вмешательства[15].

В отличие от события, аларм (от английского "Alarm" - "сигнал тревоги") представляет собой предупреждение о важном событии, в ответ на которое необходимо срочно предпринять некоторые действия.

В связи с тем, что алармы требуют быстрого принятия решения. Алармы делят на подтвержденные и неподтвержденные. Аларм считается неподтвержденным до того момента, пока оператор не введет команду подтверждения.

Алармы делятся на дискретные и аналоговые. Дискретные сигнализируют об изменении дискретной переменной, аналоговые алармы появляются, когда непрерывная функция входит в заранее заданный интервал своих значений.

SCADA как система диспетчерского управления

Как система диспетчерского управления SCADA может выполнять следующие задачи:

- Взаимодействие с оператором (выдача визуальной и слуховой информации, передача в систему команд оператора);
- Помощь оператору в принятии решений (функции экспертной системы);
- Автоматическая сигнализация об авариях и критических ситуациях;
- Выдача информационных сообщений на пульт оператора;

- Ведение журнала событий в системе;
- Извлечение информации из архива и представление ее оператору в удобном для восприятия виде;
- Подготовка отчетов (распечатка таблицы температур, графиков смены операторов, перечня действий оператора и т.д.);
- Учет наработки технологического оборудования.

#### *SCADA* как часть системы автоматического управления

Основная часть задач автоматического управления выполняется с помощью ПЛК, однако часть задач может возлагаться на *SCADA*.

*SCADA* обычно выполняет следующие задачи автоматического управления:

- Автоматическое регулирование;
- Управление последовательностью операций в системе автоматизации;
- Адаптация к изменению условий протекания технологического процесса;
- Автоматическая блокировка исполнительных устройств при выполнении заранее заданных условий.

#### Хранение истории процесса

Знание истории процесса позволяет анализировать причины возникновения опасных ситуаций и выявлять ошибки оператора. Для создания истории система выполняет следующие операции:

- Сбор данных и их обработка (цифровая фильтрация, интерполяция, сжатие, нормализация, масштабирование и т. д.);
- Архивирование данных (действий оператора, собранных и обработанных данных, событий, алармов, графиков, экранных форм, файлов конфигурации, отчетов и т. п.);
- Управление базами данных (реального времени и архивных).

## Безопасность SCADA

Применение SCADA в системах удаленного доступа через интернет делает SCADA уязвимой к действиям враждебных лиц. Пренебрежение к данной проблеме может приводить к отказу в работе сетей электроснабжения, жизнеобеспечения, связи и т.д. Для повышения безопасности SCADA используют следующие методы:

- Разграничение доступа к системе между разными категориями пользователей (у сменного оператора, технолога, программиста и директора должны быть разные права доступа к информации и к модификации настроек системы);
- Защита информации, Защита информации осуществляется путем шифрования информации и обеспечения секретности протоколов связи;
- Обеспечение безопасности оператора благодаря его отдалению от опасного управляемого процесса (дистанционное управление). Дистанционный контроль и дистанционное управление являются типовыми требованиями Ростехнадзора и выполняются по проводной сети, радиоканалу (через GSM- или радиомодем), через интернет и т.д.;
- Специальные методы защиты от кибер-атак;
- Применение межсетевых экранов.

### Общесистемные функции

На систему SCADA могут возлагаться некоторые общесистемные функции:

- Осуществление взаимодействий между несколькими SCADA, между SCADA и другими программами (*MS Office*, базой данных, *MATLAB* и т.п.);
- Диагностика аппаратуры, каналов связи и программного обеспечения.

Главным недостатком универсальных SCADA является их низкая экономическая эффективность при использовании для решения простых задач. Также у SCADA высокая цена технической поддержки. Поэтому ряд фирм

используют более узкоспециализированные, но достаточно простые в настройке микро-SCADA с сокращенной функциональностью.

## **2.2 Система мониторинга переходных режимов**

Для решения задач автоматической синхронизации частей энергосистем необходимо векторное измерение. На базе технологии векторных измерений по всему миру разрабатываются и внедряются системы, такие как *WAMS* и *WAMPACS*. В России создается и развивается своя система на базе технологии векторных измерений, которая получила название СМПР — система мониторинга переходных режимов[16].

СМПР обеспечивает синхронизированные по времени измерения параметров, характеризующих режим работы энергосистемы в различных ее точках с высокой дискретностью. Этот объем данных позволяет:

- Наблюдать переходные процессы в энергосистеме;
- Оценивать текущие режимы работы всей энергосистемы;
- Эффективно анализировать причины и последствия технологических нарушений и системных аварий;
- Проверять и уточнять динамическую модель энергосистемы;
- Более точно настраивать автоматику защиты.

Всё вышперечисленное позволяет повысить уровень информационного обеспечения диспетчерского управления, что обеспечивает рост качества управления режимами энергосистем и общей эффективности работы последней.

Функции и преимущества применения СМПР

Основные функции СМПР:

- Выполнение синхронизированных измерений параметров, характеризующих текущий режим работы энергосистемы в различных сечениях, сбор, обработка и хранение этих данных, представление информации диспетчерам энергосистемы;

- Расчет параметров текущего режима работы энергосистемы в режиме реального времени;
- Контроль параметров стабильности энергосистемы в режиме реального времени (обнаружение колебаний частоты, мощности, разности углов и т.п.);
- Выдача диспетчерам и в SCADA-системы сигналов предупреждений и тревог в случае обнаружения отклонений от заданных параметров энергосистемы;
- Предоставление данных для послеаварийного анализа процессов в энергосистеме;
- Обмен данными со SCADA-системами и другими системами WAMS.

Преимущества практического внедрения и использования СМПП:

- Повышение надежности работы энергосистемы путем минимизации рисков возникновения и развития системных аварий и снижения времени отключений, что значительно снизит убытки;
- Увеличение объемов передаваемой по существующим линиям мощности;
- Максимально эффективное использование существующих ресурсов энергосистемы;
- Повышение эффективности работы всей энергосистемы.

Структура СМПП изображена на рисунке 5.

Токи и напряжения измеряются с помощью регистраторов, расположенных на станциях и подстанциях. Станции и подстанции являются низшим уровнем СМПП. Полученная информация с регистраторов передается на коммутационный сервер, который синхронизируется с помощью временных маркеров, а затем архивируется.

Коммутационный сервер контролирует текущее состояние согласно установкам конфигурационного файла, в котором определяются признаки перехода в аварийный режим[17].

В случае наступления аварийного режима все параметры заносятся в архив, называемый «Аварийным архивом».

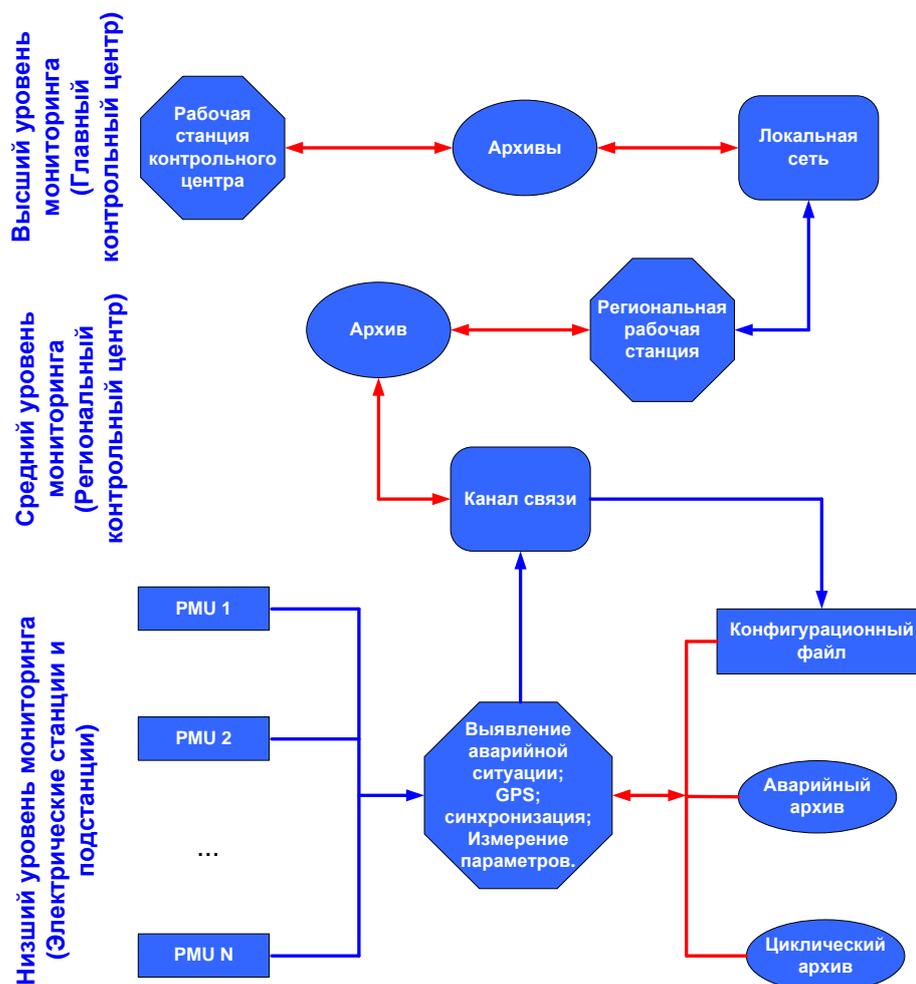


Рисунок 5 – Структура СМПП

Средний уровень СМПП расположен на уровне объединенных диспетчерских управлений (ОДУ) и представляет собой региональные автоматические станции (РАС), выполняющих следующие функции:

- Настройка конфигурационных файлов;
- Доступ к архивной информации;
- Расчет параметров на основе полученной архивной информации;
- Преобразование информации, полученной с сервера, в форматы *COMTRADE* и *CSV (Comma Separated Values)*.

Высший уровень, или контрольный центр, располагается на уровне исполнительного аппарата системного оператора. В него стекаются все значения аварийных параметров с РАС. Информация по каждой аварии анализируется и используется при планировании и ведении режима.

### Архитектура СМНР

В системе мониторинга переходных режимов можно выделить четыре основных части[18]:

- Измерительная подсистема, которая включает в себя аппаратную реализацию регистраторов СМНР, алгоритмы вычисления основных параметров электрического режима на основании измерений мгновенных значений токов и напряжений, а также специализированное программное обеспечение, реализующее данные алгоритмы;
- Телекоммуникационная подсистема. В нее входит специализированное программное обеспечение, средства вычислительной техники, активное сетевое оборудование, каналообразующее оборудование и физические каналы передачи данных;
- Подсистема сбора данных, в которую входит программно-аппаратный комплекс, обеспечивающий прием данных телеметрии из оперативно-информационного комплекса (ОИК) и данных от регистраторов СМНР, включающий в себя специализированные многопоточные интерфейсы к ОИК и регистраторам, базу данных реального времени и серверное оборудование;
- Подсистема обработки данных, включающая в себя центры обработки данных, выполняющие при помощи специализированного программного обеспечения анализ текущих и ретроспективных нормальных и аварийных режимов, а также различные функции в процессах управления ЭЭС.

В качестве устройств синхронизированных векторных измерений (УСВИ) применяются многофункциональные измерительные преобразователи параметров электроэнергетического режима ЭНИП-2 с функцией векторных измерений и модуль ввода аналоговых сигналов параметров возбуждения генератора ЭНМВ-3. Для измерения векторов тока и напряжения с точной привязкой ко времени и последующей передачи в концентратор векторных данных по протоколу стандарта предназначено устройство ТПА-02. Основные характеристики УСВИ ТПА-02 приведены в таблице 1.

УСВИ обеспечивают:

- Измерение мгновенных значений токов и напряжений с последующим вычислением значений фазных напряжений, фазных токов, частоты (для каждой фазы), углов нагрузки (для каждой фазы), скорости изменения частоты; измерение тока возбуждения и напряжения обмотки возбуждения (для генераторов);
- Вычисление активной, реактивной и полной мощности (для каждой фазы и суммарной), линейных напряжений, векторов напряжения и тока прямой, обратной и нулевой последовательностей;
- Передачу данных по интерфейсу интернет.

Все параметры в УСВИ ЭНИП-2 регистрируются в одинаковые моменты времени с периодичностью 20 мс. Полученные значения синхронизированных величин параметров электрического режима (ПЭР) передаются от УСВИ на концентратор данных с последующей передачей системному оператору по дублированным каналам связи.

Таблица 1 – Основные характеристики УСВИ ТПА-02

Пределы измерения входного напряжения	100 В
Пределы измерения входного тока	5; 10 А
Относительная погрешность	не более $\pm 0,2 \%$

измерения напряжений и токов	
Относительная погрешность измерения мощности	не более $\pm 0,4 \%$
Относительная погрешность измерения напряжения и тока системы возбуждения генератора	не более $\pm 0,4 \%$
Диапазон измерения частоты входных сигналов	45...55 Гц
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения частоты	не более $\pm 0,001$ Гц
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения угла фазового сдвига	$\pm 0,1^\circ$
Предел абсолютной погрешности синхронизации по времени	не более $\pm 1,0$ мкс
Количество измерительных каналов напряжения	3
Количество измерительных каналов тока	3

### Каналы связи СМПР

Качество работы системы сбора и передачи информации, которая относится к СМПР, определяет качество ее инфраструктуры, основу которой составляют каналы связи. Выделяют пять видов каналов связи:

1. Телефонные линии. Скорость передачи данных составляет до 56 kbps, при этом внутри подстанции данная величина может уменьшаться до 9,6 kbps.

Преимущества: простота в установке и малая цена эксплуатации.

2. Волоконно-оптические кабели (ВОЛС). Скорость передачи — от 50 до 1000 Mbps.

Преимущества: поскольку для использования в СМПР требуется только часть пропускной способности, то оставшаяся ее часть может быть использована для обеспечения таких служб, как машинный обмен, телемеханика, телефония и так далее.

Недостатки: высокие начальные инвестиции.

3. Спутниковая связь. Скорость передачи данных — высокая и может быть использована для сбора данных от *Phasor Measurement Units* (PMU).

Преимущества: относительно низкая стоимость аппаратуры и аренды канала, быстрое развертывание.

Недостатки: Невозможность использования данных каналов для противоаварийного управления из-за значительного времени доставки информации (не менее 300 – 400 мс).

4. Линии электропередачи. Скорость передачи — до 4 Mbps.

Преимущества: используются специальные технологии устранения помех смежных каналов и исправления ошибок передачи.

5. Цифровые радиорелейные каналы.

Преимущества: использование диапазона частот свыше 10 ГГц позволяет устанавливать расстояния между станциями свыше 40 км.

Недостатки: в диапазоне частот до 10 ГГц станции должны располагаться ближе, что увеличивает задержку передачи за счет большего количества перепосылок.

Суммарная задержка доставки информации по каналу связи СМПР складывается из:

- Времени обработки исходного сигнала в процессоре PMU;
- Времени обработки сигнала в концентраторе;

- Времени формирования фрейма протокола передачи и суммы времен распространения сигнала по каждому из последовательных участков канала передачи;
- Времени обработки сигнала на каждом из узлов мультиплексирования и пересылки канала передачи.

В таблице 2 приведена оценка времени доставки информации для каналов разного типа при следующих условиях: 10 входных сигналов по 10-12 измерений в секунду (длиной 4 байта каждое).

Таблица 2 - Время доставки информации

Тип канала	Время доставки, мс
Телефонная линия	200 – 300
ВОЛС	100 – 150
Спутниковая связь	500 – 700
ЛЭП	150 – 300
Цифровой радиорелейный	100 – 150

### Протоколы СМНР

Различают два подхода к выполнению временной синхронизации вторичных устройств[19,20]:

- Используя независимую систему, включающую в себя выделенные каналы передачи информации и ретрансляторы.
- Используя сеть интернет, по которой также производится обмен прикладной информацией между устройствами энергообъекта.

Исторически системы синхронизации времени на энергообъектах опирались на использование выделенных линий связи (коаксиальных, волоконно-оптических линий связи (ВОЛС)). При этом использовались два протокола:

- IRIG-B, предоставляющий информацию о времени и дате наряду с импульсами синхронизации.

- 1-PPS, предоставляющий точный импульс синхронизации времени без информации о времени и дате.

Наиболее распространенный протокол синхронизации времени, используемый на энергообъектах – протокол IRIG-B. При реализации систем синхронизации на основе данного протокола требуется использование выделенных линий связи. Протокол может работать в одном из следующих форматов: с передачей информацией в виде импульсов по электрическим связям (коаксиальный кабель или витая пара или ВОЛС), или с передачей модулированного сигнала с несущей частотой 1 кГц по коаксиальному кабелю. Шифрование методом IRIG (Inter Range Instrumentation Group) Time Codes было разработано военным ведомством США с целью стандартизации измерений, получаемых от источников, имеющих различное местоположение. В настоящее время шифрование IRIG-B имеет в основном гражданское применение, включая объекты электроэнергетики. IRIG-B передает сигнал синхронизации со скоростью 100 бит/с, при этом возможна точность синхронизации от 1 мс до 10 мкс. IRIG-B использует витую пару или коаксиальный кабель для передачи сигнала.

Проблемы, которые влечет за собой применение протокола IRIG-B, включают в себя: необходимость учета нагрузки на сеть распространения сигналов синхронизации времени, обеспечение защиты от электромагнитных помех, гальваническую развязку цепей и необходимость обслуживания линий связи. Допустимая нагрузка на ведущие часы различается в диапазоне от 18 до 150 мА, при этом многие устройства имеют потребление от 5 мА до 10 мА. Указанное усложняет проектирование систем синхронизации времени для большого количества устройств.

Цифровой сигнал 1 PPS (1 импульс в секунду) представляет собой обычный прямоугольный импульс частотой 1 Гц, в котором передний либо задний фронт означает начало секунды. Точность синхронизации при применении такого импульса составляет порядка нескольких наносекунд. С

учётом задержки пропускания сигнала в физическом канале передачи достигаемая точность при таком методе может составлять 1 мкс. Сам по себе сигнал 1 PPS не содержит дополнительной информации по времени, поэтому фронт импульса может быть привязан к конкретному абсолютному времени. В результате дополнительная информация по времени должна быть передана к МФУ с помощью отдельной вспомогательной системы синхронизации. В связи с этим метод 1 PPS в последнее время теряет свою актуальность для целей синхронизации на энергообъектах.

Сети интернет, которые сегодня все более широко используются в рамках систем автоматизации. Передача данных по сети интернет позволяет исключить необходимость в прокладке выделенных линий связи, однако требует от устройств РЗА, приборов учета электроэнергии и других вторичных устройств поддержки специальных протоколов.

Наиболее широко распространены два протокола синхронизации времени: Network Time Protocol (NTP) и Precision Time Protocol (PTP) [21,22]. Оба протокола, когда применяются на подстанциях, функционируют, обмениваясь сообщениями по сети интернет. Протоколы NTP и PTP обеспечивают компенсацию временных задержек передачи сообщений синхронизации путем двухстороннего информационного обмена. Протокол NTP является более распространённым решением, чем протокол PTP, однако более высокая точность обеспечивается именно при применении последнего за счет использования специального аппаратного обеспечения.

Протокол NTP широко применяется в рамках энергообъектов. При применении доступных на рынке серверов времени и клиентов, обладающих поддержкой данного коммуникационного протокола, достижима точность синхронизации времени в диапазоне от 1 до 4 мс.

Получение точно синхронизированных измерений с помощью СМПП со значительно удаленных друг от друга приборов предоставляет решать различные задачи в темпе процесса «on-line».

К задачам «on-line» относятся:

- Оценивание состояния;
- Мониторинг уровней устойчивости;
- Мониторинг асинхронных режимов;
- Противоаварийное управление.

Получение высокоточных синхронизированных измерений мгновенных значений напряжений позволяет использовать в качестве измеряемых параметров фазы напряжений в различных точках ЭЭС, что необходимо для решения задач синхронизации частей энергосистем.

Выявление асинхронного режима происходит с учетом характерных признаков, а именно:

- Периодическое с частотой скольжения изменение угла между несинхронными ЭДС от 0 до 360 градусов;
- Периодическое с частотой скольжения изменение напряжения во всех точках электропередачи. При этом в электрическом центре качаний (ЭЦК) напряжение достигает 0;
- Периодическое с частотой скольжения изменение тока в элементах электропередачи;
- Периодическое с двойной частотой скольжения изменение активной мощности на электропередаче.

Технология векторного измерения параметров режима ЭЭС дает возможность использовать в выявительном органе фазу напряжения. Данная возможность позволяет синтезировать качественно новую группу выявительного органа - по замеряемому относительному углу контролируемого участка электропередачи. Эта возможность позволяет непосредственно определять асинхронный режим и локализовать ЭЦК на электропередаче, тем самым освобождая расчетчика от многочисленных расчетов схемно-режимных ситуаций при различных нагрузках в узлах.

Также СМПР является эффективной платформой для организации мониторинга уровней устойчивости ЭЭС, который проводится в целях:

- Повышения степени использования пропускной способности ЭЭС для недопущения ограничения потребления в ремонтных схемах;
- Обеспечения возможности присоединения новых потребителей к электрическим сетям;
- Повышения эффективности использования энергоресурсов;
- Выявления неправильно настроенных системных регуляторов;
- Выявления потребителей с динамическими характеристиками, негативно влияющими на характеристики ЭЭС в целом.

### **2.3. Выводы по второму разделу**

В данном разделе были рассмотрены основные принципы работы, структура и возможности современных информационных систем. ОИК/SCADA и СМПП. Была рассмотрена архитектура данных систем, как происходит информационных обмен в них и по каким каналам.

Данные системы имеют большой потенциал использования для различных задач. В данных информационных системах возможно диспетчерское управление и в дополнение к нему автоматическое управление. Данные системы обладают понятным интерфейса, наличием подсказок и блокировкой явных ошибок оператора. Также системы могут автоматически сигнализировать об авариях, выдавать информационные сообщения на пульт оператора.

Благодаря СМПП возможно векторное измерение. Векторное измерение осуществляют устройства синхронизированного векторного измерения. Некоторые устройства были рассмотрены, а также были приведены основные параметры одного из них. Погрешность данных устройств мала, что для дистанционного автоматического управления процессом адаптивной синхронизации частей энергосистем необходимо.

## РАЗДЕЛ 3. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ АДАПТИВНОЙ СИСТЕМЫ СИНХРОНИЗАЦИИ

### 3.1. Алгоритмы построения программных траекторий движения

Варианты алгоритмов построения программных траекторий движения (ПТД) предоставляют широкие возможности для постановки и реализации целей управления. Объектом ПТД является разность частот, разность ускорений и разность углов  $\Delta\delta$  между векторами напряжений на контактах объединяющего выключателя. Для задачи автоматической синхронизации частей энергосистем появляется возможность повышения качества управления, учета технических характеристик используемых средств, а также возможность ускорения процесса в целом. Однако существует ряд ограничений, обусловленных возможностями системы регулирования и информационной системы.

Поэтому, для ПТД существуют основные требования:

- Относительно невысокая интенсивность управляющих воздействий, обеспечивающая требуемое изменение параметров состояния в процессе синхронизации;
- Плавность изменения параметров ПТД, обеспечивающая плавность управляющих воздействий, отвечающих техническим показателям управляющего устройства;
- Простота перенастройки параметров (констант) ПТД, обеспечивающая быстрое изменение численного содержания компонент ПТД в соответствии с конкретными схемно-режимными ситуациями, складывающимися в системе к начальному и промежуточным моментам процесса синхронизации.

При формировании ПТД считается, что известны начальные условия в виде значений  $\Delta\delta_0$ ,  $v_0$ ,  $a_0$ ,  $t_0$ . Конечные условия в момент  $t_T$  также известны.

Они определены как идеальные условия точной синхронизации в виде значений:  $a_T = 0, v_T = 0$  и  $\Delta\delta_T = 0$ . Неизвестным, в общем случае, является момент времени  $t_T$ , поскольку в процессе управления могут корректироваться и  $t_T$  и ПТД в целом.

Математическая форма зависимостей  $\Delta\delta(t), v(t), a(t)$  ПТД определяется, в силу дифференциальных связей, принятой формой одного из этих параметров. Так, например, кусочно-постоянной форме зависимости  $a(t)$  будет соответствовать кусочно-линейная форма  $v(t)$ , и кусочно-квадратичная для  $\delta(t)$ . И, соответственно, линейная форма  $a(t)$  породит квадратичную для  $v(t)$  и кубическую – для  $\Delta\delta(t)$ . Рассмотрим наиболее простые, с точки зрения удовлетворения вышеперечисленным требованиям, зависимости  $a(t)$  – кусочно-постоянной и линейной. При этом пренебрежем расстояниями между объектом синхронизации, управляющими устройствами и средством синхронизации. Для движения с постоянным ускорением используем общепринятый термин равноускоренное движение, а с линейно изменяющимся – равномерно ускоренное движение[23,24].

Статические характеристики нагрузки данной подсистемы в таком случае будут полностью адекватны, а генерирующие источники будут представлены в виде эквивалентных энергоблоков на шинах соответствующих узлу примыкания.

### **3.1.1. Алгоритмы построения программной траектории равноускоренного движения**

Рассмотрим задачу определения расчетных значений ускорения  $a$  и времени  $t_T$ , позволяющих при произвольных, измеренных начальных условиях  $v_0 < 0; 0 \leq \Delta\delta_0 \leq 2\pi$  осуществить переход в конечное расчетное состояние, характеризуемое значениями  $v_T = 0; \Delta\delta_T = 0$ . При этом полагаем, что в момент  $t_T$  расчетное постоянное ускорение  $a$  обнуляется мгновенно.

Из формулы скорости равноускоренного движения

$$v_T = v_0 + a \cdot t_T \quad (4)$$

Учитывая, что  $v_T = 0$ , получаем:

$$a \cdot t_T = -v_0 \quad (5)$$

$$a = -\frac{v_0}{t_T} \quad (6)$$

Определим значение  $\Delta\delta_T$ :

$$\Delta\delta_T = \Delta\delta_0 + v_0 \cdot t_T + 0,5 \cdot a \cdot t_T = \Delta\delta_0 + 0,5 \cdot v_0 \cdot t_T \quad (7)$$

Согласно конечным условиям в момент  $t_T$  угол  $\Delta\delta_T = 0$ . Однако в процессе приближения к этому значению вектор  $U_{C1}$  может сделать  $n$  полных оборотов относительно вектора  $U_{C2}$ , которое следует определить или задать. Исходя из этого условия и учитывая, что вектор  $U_{C1}$  по скорости вращения отстает от вектора  $U_{C2}$ , вместо  $\Delta\delta_T = 0$  в левой части выражения (7) следует записать  $\Delta\delta_T = -2\pi n$ . Это приводит к следующим соотношениям:

$$-2\pi \cdot n = \Delta\delta_0 + 0,5 \cdot v_0 \cdot t_T \quad (8)$$

$$t_T = \frac{-2\pi \cdot n - \Delta\delta_0}{0,5 \cdot v_0} = -2 \cdot \frac{(2\pi \cdot n + \Delta\delta_0)}{0,5 \cdot v_0} \quad (9)$$

С учетом (9) выражение (6) преобразуется к виду:

$$a = -\frac{v_0^2}{2 \cdot (2\pi n + \Delta\delta_0)} \quad (10)$$

Из (9) и (10) следует, что расчетные значения  $t_T$  и  $a$ , удовлетворяющие условиям  $v_T = 0$  и  $\Delta\delta_T = 0$  точной синхронизации, находятся в зависимости от количества  $n$  допустимых полных оборотов относительного движения между векторами напряжений  $U_{C1}$  и  $U_{C2}$  на интервале  $[t_0, t_T]$ .

Таким образом, возникает задача нахождения количества полных оборотов  $n$  относительного движения.

Ориентиром для выбора  $n$  может служить реальное относительное ускорение  $\alpha_0$  в момент  $t_0$ . Заменяв в формуле (10) расчетное ускорение  $\alpha$  реальным  $\alpha_0$ , получим уравнение относительно искомого количества оборотов, которое при решении приводит к оценочному  $n$  результату

$$n = -\frac{-2\alpha_0 \cdot \Delta\delta_0 + v_0^2}{4\alpha_0 \cdot \pi} \quad (11)$$

При вычислении по (11) оценочное количество  $n$  в общем случае будет иметь дробное значение, подлежащее округлению. Полученное значение  $n$  используется в (10) для определения  $\alpha$ .

Блок-схема алгоритма построения ПТД равноускоренного движения приведена на рисунке 6.

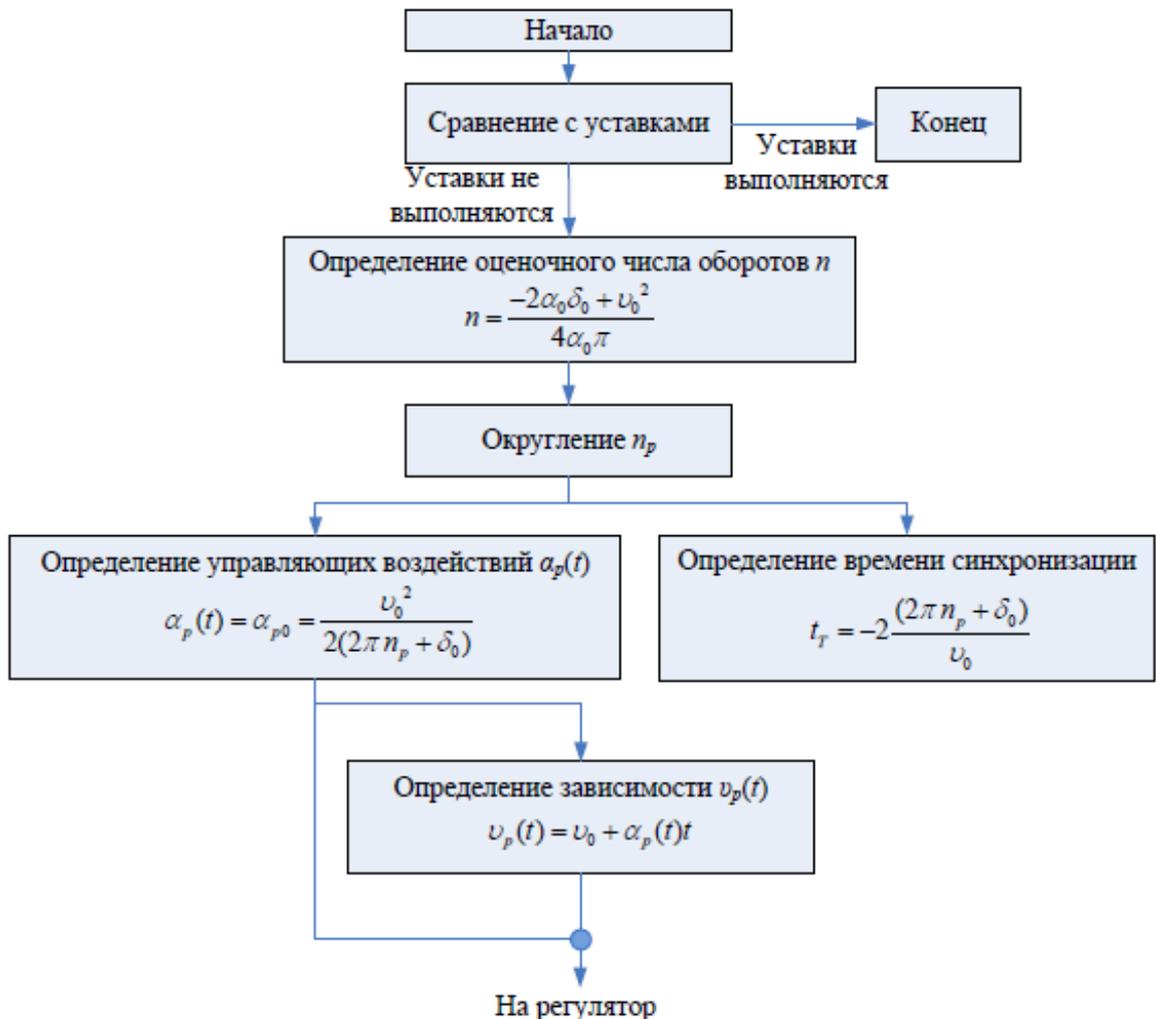


Рисунок 6 - блок-схема алгоритма построения ПТД равноускоренного движения

Рассчитаем время синхронизации по алгоритму равноускоренного движения при начальных значениях относительной скорости минус 0,628 рад/с, относительного угла 0,87 рад и относительного ускорения 0,5 рад/с.

Согласно формуле 11 определим значение полных оборотов относительного движения между векторами напряжений на контактах объединяющего выключателя:

$$n = \frac{-2 \cdot 0,5 \cdot 0,87 + (-0,628)^2}{4 \cdot 0,5 \cdot 3,14} = -0,07$$

Округляя до ближайшего значения, примем  $n = 0$ . Тогда величина относительного ускорения будет равна:

$$a = -\frac{(-0,628)^2}{2 \cdot 0,87} = 0,227$$

Расчетное время синхронизации будет равно:

$$t_T = -2 \cdot \frac{0,87}{0,5 \cdot (-0,628)} = 2,771 \text{ с}$$

### 3.1.2. Алгоритм построения программной траектории равномерно ускоренного движения

Рассмотрим задачу приведения параметров относительного движения векторов напряжения  $U_{C1}$  и  $U_{C2}$  к конечному моменту  $t_T$  с нулевыми расчетными значениями:  $\alpha_T = 0$ ;  $v_T = 0$ ;  $\Delta\delta_T = 2\pi n$ , где  $n = 0, 1, 2, \dots$  - целое число, полагая что ускорение  $\alpha(t)$  изменяется по линейному закону, а само движение, соответственно, является равномерно ускоренным.

Решение целесообразно искать в форме функций изменения угла, скорости и ускорения, записанных с учетом дифференциальных связей между ними:

$$\Delta\delta = d_0 + d_1 \cdot t + d_2 \cdot t^2 + d_3 \cdot t^3 \quad (12)$$

$$v = d_1 + 2d_2 \cdot t + 3d_3 \cdot t^2 \quad (13)$$

$$a = 2d_2 \cdot t + 6d_3 \cdot t \quad (14)$$

Задача состоит в определении коэффициентов  $d_i, i=0,\dots,3$  и конечного момента  $t = t_T$  интервала управления. Для решения этой задачи используются начальные и конечные условия. Для начального момента  $t = t_0 = 0$  известны  $\Delta\delta_0$  и  $v_0$ . Конечные условия – нулевые.

При  $t = t_0 = 0$  из (12-14) следует:

$$d_0 = \delta_0 \quad (15)$$

$$d_1 = v_0 \quad (16)$$

$$d_2 = 0,5a_0 \quad (17)$$

С учетом равенств (15-17), выражения (12-14) для конечного расчетного момента  $t = t_T$  интервала управления принимают вид:

$$-2\pi n = \Delta\delta_0 + v_0 \cdot t + a_0 \cdot t^2 + d_3 \cdot t^3 \quad (18)$$

$$v = v_0 + a_0 \cdot t + 3d_3 \cdot t^2 \quad (19)$$

$$0 = a_0 + 6d_3 \cdot t \quad (20)$$

Рассматриваем (18-20) как систему уравнений относительно переменных  $a_0, t_T, d_3$ . Решение проводим методом последовательного исключения переменных.

Из уравнения 20 находим:

$$d_3 = \frac{a_0}{6 \cdot t_T} \quad (21)$$

При подстановке  $d_3$  из (21) последовательно в (18) и (19) получаем систему уравнений:

$$-2\pi n = \Delta\delta_0 + v_0 \cdot t_T + 0,5 \frac{a_0}{3} \cdot t_T^2 \quad (22)$$

$$0 = v_0 + 0,5a_0 \cdot t_T \quad (23)$$

Определив  $a_0$  из (22) и подставив его в (23), получим:

$$-2\pi n = \Delta\delta_0 + \frac{v_0}{3} \cdot t_T \quad (24)$$

Откуда найдем время завершения процесса синхронизации:

$$t_T = -3 \cdot \frac{2\pi n + \Delta\delta_0}{v_0} \quad (25)$$

Далее, заменив  $t_T$  в (20) правой частью из (25), получаем

$$a_0 = \frac{2}{3} \cdot \frac{v_0}{\Delta\delta_0 + 2\pi n} \quad (26)$$

Оценочное значение  $n$  определяется на основе (26), для чего принимается реальное начальное ускорение  $\alpha_0$ . В результате преобразования получим:

$$n = \frac{-1,5\alpha_0 \cdot \Delta\delta_0 + v_0^2}{3\alpha_0\pi} \quad (27)$$

Блок схема алгоритма построения ПТД равномерно ускоренного движения приведена на рисунке 7.

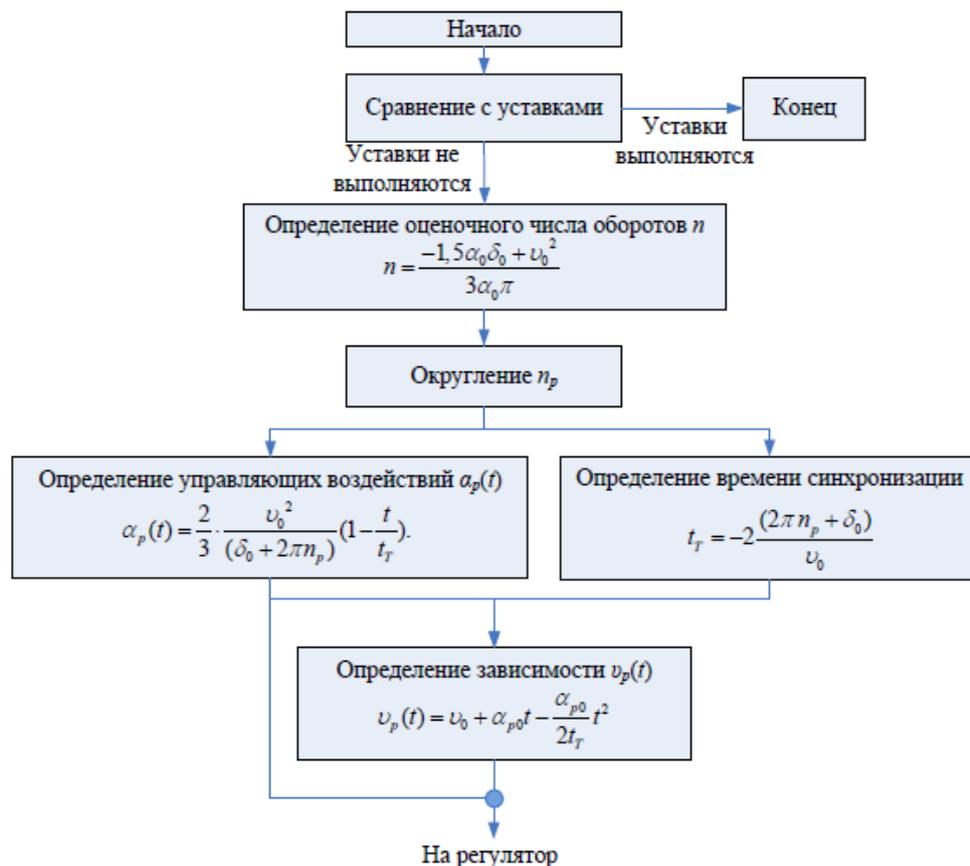


Рисунок 7 - Блок схема алгоритма построения ПТД равномерно ускоренного движения

Тогда возникает необходимость решения задачи восстановления по данной характеристике параметров соответствующего эквивалентного элемента.

### **3.1.3. Применение ПТД для синхронизации частей энергосистем**

Для управления процессом синхронизации целесообразно использовать способ автоматического управления по программной траектории движения (ПТД). Первым шагом является формирование ПТД в соответствии с целью управления, вторым шагом - формирование и реализация управляющих воздействий (управлений), обеспечивающих движение управляемого объекта по этой траектории. В устройстве точной синхронизации роль эталонной модели отводится формируемой на первом шаге ПТД. Управляющие воздействия на втором шаге формируются по отношению к этой эталонной модели.

Структурно-функциональная схема, представленная на рисунке 8, отражает классическую структуру систем управления или регулирования, построенных на основе принципа автоматического управления с эталонной моделью[13]. Объектами синхронизации 1 и 2 являются части энергосистемы. В качестве устройств регулирования могут выступать *FACTS* устройства.

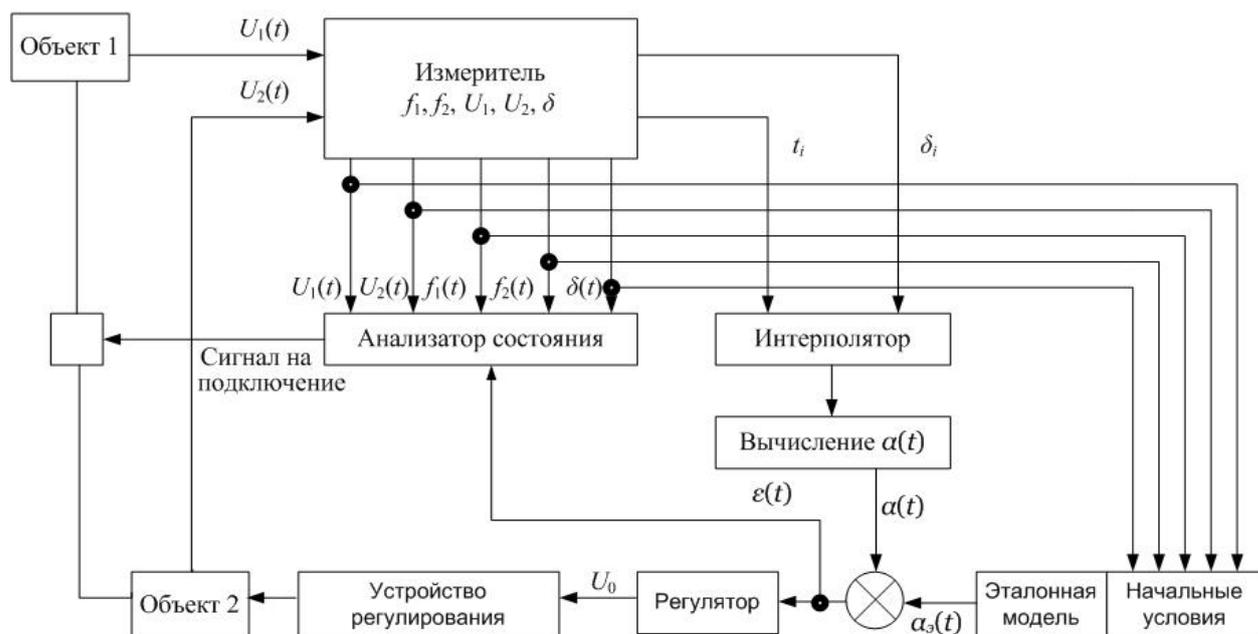


Рисунок 8 - Структурно–функциональная схема устройств синхронизации с эталонной моделью

Сигналы напряжения  $U_1(t)$  и  $U_2(t)$ , пропорциональные напряжениям объектов синхронизации 1 и 2 поступают на вход измерителя, на выходе которого формируются сигналы, пропорциональные модулям и частотам напряжений, а также сигнал, пропорциональный углу разности фаз между векторами  $U_1(t)$  и  $U_2(t)$ . Далее эти сигналы поступают на вход блока построения эталонной модели движения ПТД объекта синхронизации  $2\alpha_T(t)$  (эталонной ПТД), а также на вход анализатора состояния, отслеживающего выполнение условий точной синхронизации[13].

Оценка реального движения осуществляется интерполятором и блоком вычисления реальной модели движения энергосистемы  $\alpha(t)$ . Эталонная и реальная модели сравниваются в сумматоре, посредством которого вычисляется ошибка  $\varepsilon(t)$  регулирования, которая поступает на вход регулятора. Регулятор, в свою очередь, вырабатывает управляющий сигнал, пропорциональный  $\varepsilon(t)$  на устройства регулирования, которые осуществляют воздействия на объект 2, тем самым меняя его режимные параметры[13].

В анализаторе состояния определяется момент времени, когда величина отклонения  $\varepsilon(t) \approx 0$ , т.е. соблюдаются все условия точной синхронизации, после чего подаётся сигнал на включение выключателя [13].

### **3.2. Анализ применимости информационных систем**

Отличительной особенностью синхронизации частей энергосистем является то, что объект синхронизации, управляющие устройства и средство синхронизации могут быть удалены друг от друга на значительные расстояния. В связи с этим большую важность приобретает синхронное время каждого объекта. Все объекты должны быть синхронизированы по времени в соответствии с требованиями международной электротехнической комиссии МЭК 61850-90-5. Поэтому возможности информационных систем имеют большое значение для данной задачи.

Для оценки возможности применения информационных систем помимо анализа возможности измерения всех необходимых параметров для синхронизации частей энергосистем в данной информационной системе, также необходимо проанализировать соответствие синхронизации времени требованиям стандарта IEEE 1588-2008, который составлен основываясь на требованиях МЭК 61850-90-5. В стандарте IEEE 1588-2008 предъявляются требования по измерениям времени событий и синхронизации измерений представлены в таблице 3.

Блок-схема автоматической синхронизации частей энергосистем представлена на рисунке 9.

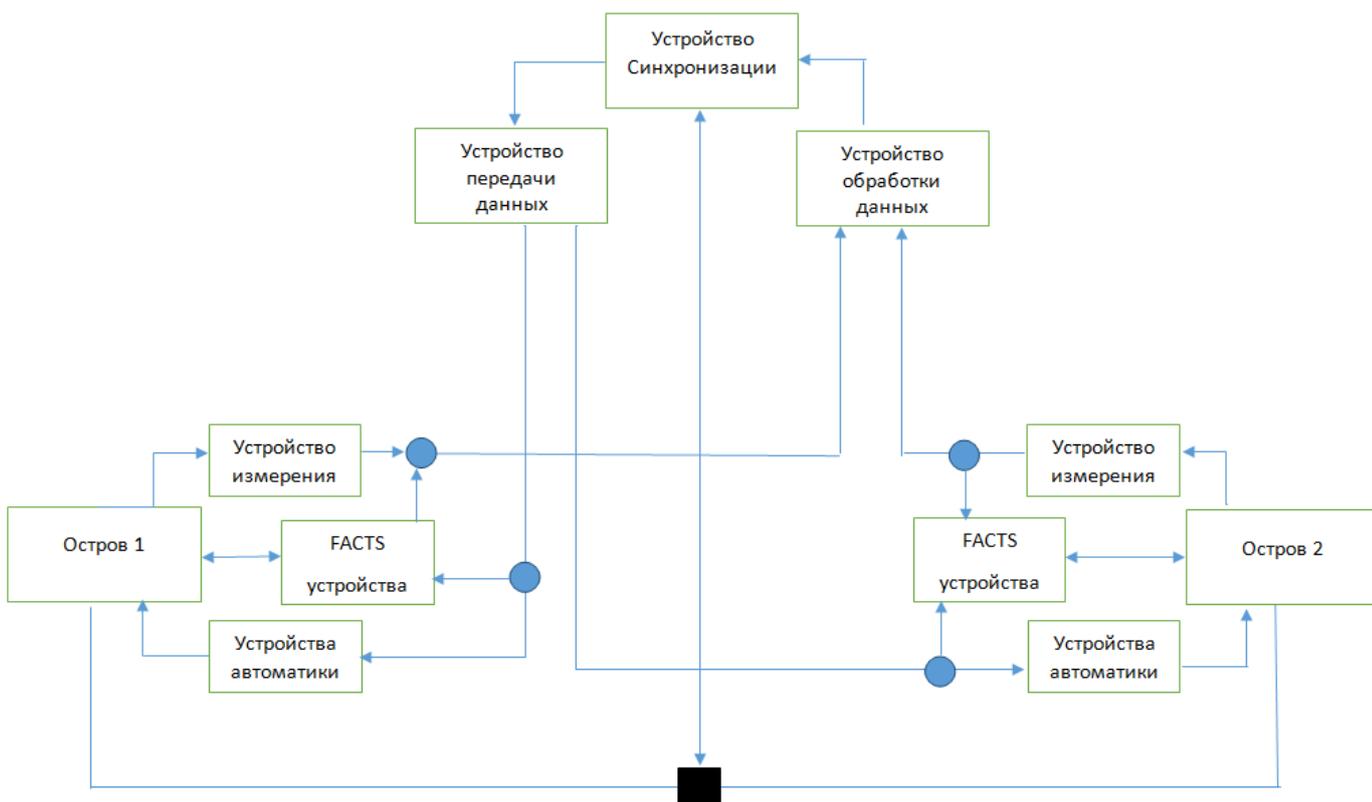


Рисунок 9 – Блок-схема автоматической синхронизации частей энергосистем

Устройства измерения измеряют параметры синхронизации на контактах объединяющего выключателя. Измеренные параметры передаются на устройства обработки данных, устройство обработки данных расшифровывает данные, если они отправлены пакетом. Затем расшифрованные данные передаются на устройство синхронизации, где происходит их сравнение и определяется возможность включения объединяющего выключателя. Если полученные данные не удовлетворяют условиям синхронизации, то устройство передачи данных отправляет команды на управление *FACTS* устройствами, либо на устройства управления автоматикой. После того, как данные устройства изменят параметры режима, устройство измерения вновь отправит данные на устройство синхронизации. Этот процесс будет происходить до тех пор, пока измеренные параметры не будут равны параметрам синхронизации, либо будут находиться в допустимых пределах. После того, как условия синхронизации будут

выполнены, устройство синхронизации даст команду на выключение объединяющего выключателя.

Таблица 3 - Классы времени для измерения событий по МЭК 61850 90-5

Класс времени	Точность	Измерение
T1	$\pm 1$ мс	Метки времени событий
T2	$\pm 100$ мкс	Метки перехода через нуль и данных для контроля синхронизма. Коммутация оборудования с контролем синхронизма

### 3.2.1. Анализ применимости СМПР

Благодаря возможности векторного измерения, СМПР измеряет все параметры необходимые для синхронизации частей энергосистем.

Для задач оценивания состояния ЭЭС характерное время цикла обработки данных составляет до 5 секунд, следовательно, для обеспечения сбора информации пригодны все типы коммуникационных каналов.

Период синхронизации частей энергосистем составляет 10-15 секунд. С этой точки зрения могут подойти абсолютно все каналы связи.

В настоящее время СМПР наиболее применимыми являются 4 протокола[20,21]:

- Протокол IRIG-B;
- 1-PPS;
- Протокол NTP;
- Протокол RTP.

Распространение сигналов IRIG-B и 1-PPS организуется значительно проще по электрическим связям, нежели по ВОЛС. Использование ВОЛС обеспечивает гальваническую развязку и исключает влияние помех.

Задержка распространения сигнала по электрическим связям и ВОЛС составляет приблизительно 5 нс на метр. Предположим, что объект синхронизации, управляющие устройства и средство синхронизации могут быть удалены друг от друга на 100 километров. Тогда задержка распространения сигнала составит 500 мкс. Протокол NTP обеспечивает возможность одновременного использования нескольких серверов времени одним и тем же клиентом для более точной и надежной временной синхронизации, но не позволяет обеспечить микросекундную точность синхронизации, которая требуется для СМПП и устройств сопряжения с шиной процесса МЭК 61850-9-2.

Более высокая точность стала достижимой с появлением версии протокола РТР, в которой было введено понятие прозрачных часов, роль которых выполняют коммутаторы интернет[20,21]. Прозрачные часы осуществляют измерение времени прохождения сообщений синхронизации через коммутаторы, которое может изменяться в зависимости от информационной загрузки сети. Прозрачные часы – коммутатор интернет, который измеряет время прохождения сообщения синхронизации через себя и предоставляет измеренное значение часам, получающим сообщение синхронизации далее. Информация об измеренном времени передается другим устройствам на пути распространения сообщения синхронизации. Указанный механизм позволяет достичь высокой точности синхронизации времени в рамках локальной сети Интернет. Использование прозрачных часов означает, что сообщения протокола синхронизации РТР не требуют приоритета над другим трафиком, имеющегося в сети, что упрощает процесс проектирования сети и настройки сетевого оборудования.

Для решения задач синхронизации частей энергосистем можно использовать два протокола РТР, при удаленных месторасположениях объекта синхронизации, средств управления и средства синхронизации, только данный протокол способен удовлетворить требованиям по измерениям времени

событий и синхронизации измерений. Для синхронизации частот энергосистем необходимо использовать устройства синхронизированных векторных измерений - УСВИ (PMU), которые базируются на спутниковой связи. В [25] приведены сводные параметры точности устройств PMU (таблица 4).

Таблица 4 – Сводные параметры точности устройств PMU

Параметр	SMART-WAMS (Россия)	BEN6000 (Бельгия)	SEL 421 (США)	RES 521 (Швеция)	Arbiter (США)
Напряжение $U$	$\pm (0,3-0,5)\%$	$\pm 0,1\%$	$\pm 0,1\%$	$\pm 0,1\%$	$\pm 0,02\%$
Фазовый угол $\delta$	$\pm 0,1^\circ$	$\pm 0,1^\circ$	$\pm 0,2^\circ$	$\pm 0,1^\circ$	$\pm 0,3^\circ$
Частота $f$	$\pm 0,001$ Гц	$\pm 0,002$ Гц	$\pm 0,01$ Гц	$\pm 0,002$ Гц	$\pm 0,005$ Гц
Погрешность времени синхронизации от GPS	20 мкс	50 мкс	5 мкс	5 мкс	1 мкс

Время передачи информации по каналам спутниковой связи составляет 500-700 мс, учитывая, что время полного цикла сбора и обработки информации с последующей выдачей управления, момент получения команды управления будет отстоять от момента замера более чем на 1,4 секунды. Период синхронизации составляет 10-15 секунд. Поэтому спутниковая связь будет пригодна для автоматической синхронизации частот энергосистем.

### 3.2.2. Анализ применимости ОИК/SCADA

В отличие от СМПП, SCADA системы не осуществляют векторное измерение. Однако, в SCADA системе возможно измерять мгновенные значения и отправлять их к аппаратам расшифровки измеренных мгновенных значений. В [26] разработано устройство для расшифровки измеренных мгновенных значений.

Стандарт МЭК 61850 определяет пять типов сообщений для передачи данных:

- Sampled Values (SV) – передача мгновенных значений измерений тока и напряжения;
- Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE) – передача объектно-ориентированных событий;
- Time Sync – передача меток синхронизации устройств;
- Manufacturing Messaging Specification (MMS) – передача сообщений внутри подстанции;
- Generic Substation Status Event (GSSE) – передача общих событий состояния на подстанции.

Для обмена данными в соответствии со стандартом МЭК 61850 используется сетевая модель OSI, в зависимости от типа сообщения используются различные коммуникационные профили, представленные на рисунке 10. Для SV, GOOSE и GSSE сообщений критично время доставки, поэтому они реализуются непосредственно на канальном уровне. Сообщения MMS представляют собой стандартный клиент-серверный протокол поверх стека TCP/IP. Сообщения Time Sync рассылаются всем интеллектуальным электронным устройствам на подстанции поверх стека UDP/IP. Для передачи SV, GOOSE и GSSE сообщений формируется стандартизированный интернет кадр[26].

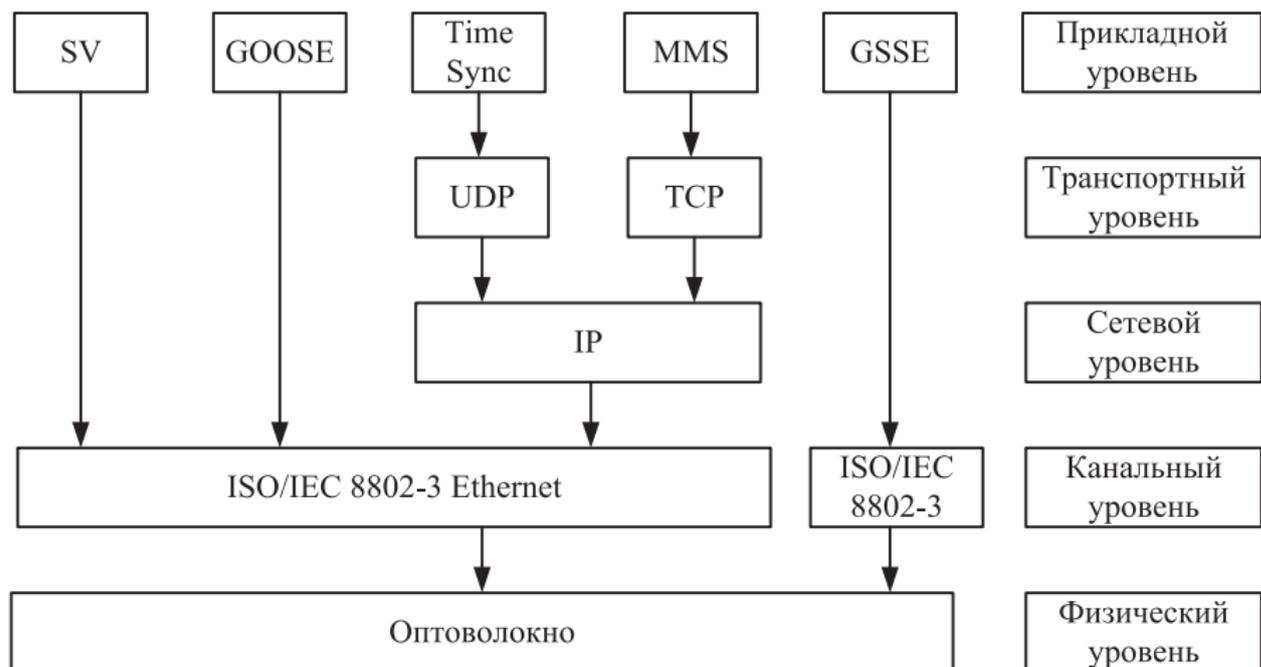


Рисунок 10–Коммутационные профили стандарта МЭК 61850

*SCADA* системы имеют высокое быстродействие, поэтому вопрос в применении *SCADA* систем стоит в возможности измерения угла  $\Delta\delta$  при помощи расшифровки мгновенных значений.

Для решения этой задачи необходимо составить общую структурно-функциональную схему устройства. Как видно на рисунке 8, блок измерителя является устройством определения параметров неравномерного движения.

На вход подаётся сигнал напряжения  $U(t)$ , на выходе формируются напряжение пропорциональное начальному фазовому углу  $\Delta\delta_0$ , скорости вращения  $\omega_0$  и, для равноускоренного движения, ускорению  $\alpha$  (рисунок 11).

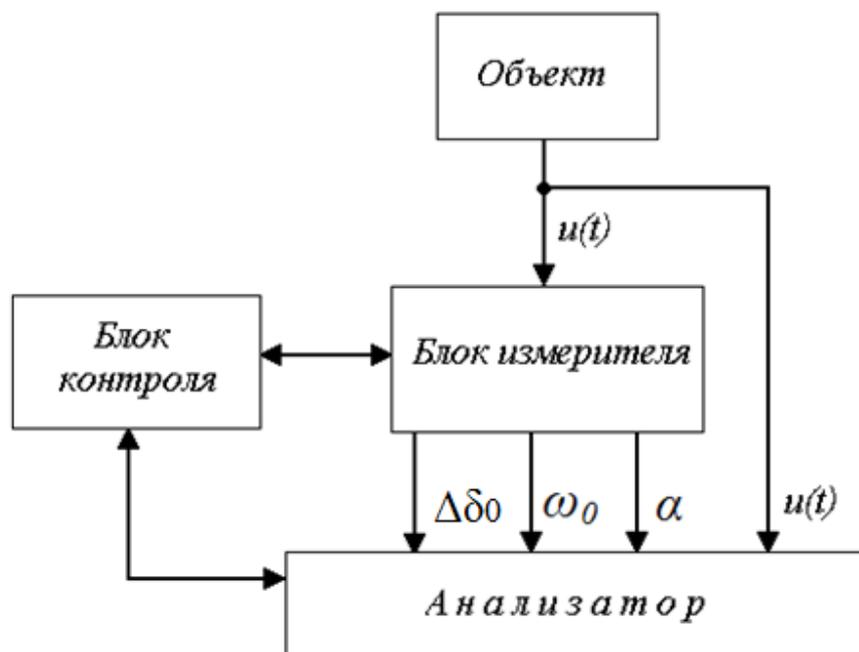


Рисунок 11 - Отношение блока измерителя к остальным устройствам

Анализатором в данном случае является устройство, которое использует данные измерителя применимо к каждой конкретной задаче. Также необходим блок контроля, который будет подавать команду на включение измерителя (в том случае, если данные с измерителя не идут непрерывно), для мониторинга текущих данных и обеспечения обратной связи между анализатором и измерителем. На роль блока контроля больше всего подходит ПК.

Внутреннее устройство блока измерителя представлено на рисунке 12.

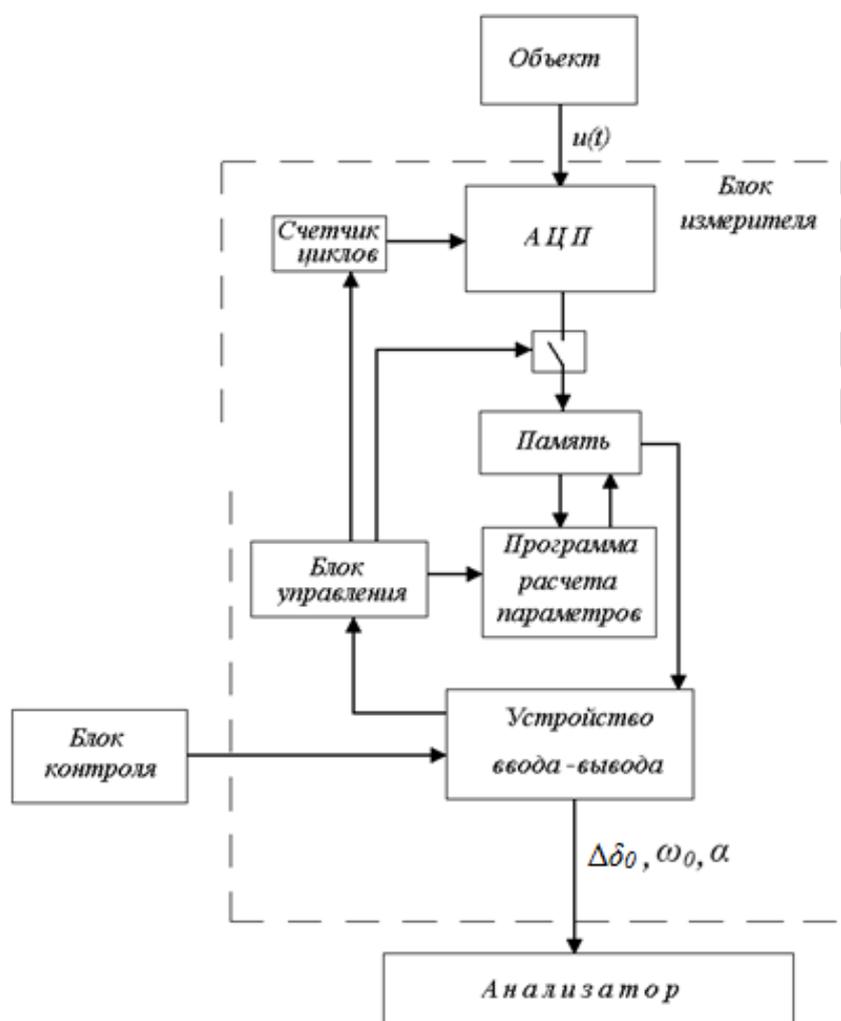


Рисунок 12 - Внутреннее устройство блока измерителя

АЦП (аналого-цифровой преобразователь.) считывает значения  $u(t)$  через определённый промежуток времени (задаваемый счетчиком циклов). До начала измерения данные не используются.

Блок управления задаёт начальные условия для работы микропроцессора, устанавливает параметры счетчика циклов в момент начала измерения, включает считывание с АЦП. Параметры блока управления меняются на основе информации, полученной с блока контроля.

Память - содержит данные, полученные с АЦП, промежуточные и конечные результаты расчёта.

Программа расчета параметров - основной блок, анализирующий данные АЦП, производящий расчеты на основе метода, принятого для

определения параметров неравномерного вращательного движения векторов напряжения.

Устройство ввода-вывода - промежуточный блок, обеспечивающий связь с внешними устройствами и вывод окончательного результата.

Непрерывность получаемых с блока измерителя данных может быть обеспечена подачей сигнала на включение (через блок контроля) сразу же после получения данных ( $\Delta\delta_0$ ,  $\omega_0$ ,  $\alpha$ ) на анализаторе.

Таким образом, несмотря на то, что SCADA системы не осуществляют векторное измерение. Однако, их применение для решения задач автоматической синхронизации частей энергосистем возможно, посредством измерения мгновенных значений и их отправки к аппаратам расшифровки измеренных мгновенных значений, которые в свою очередь отправят уже полную информацию о разности частот, разности ускорений и разности углов  $\Delta\delta$  на управляющие устройства.

### **3.2.3. Анализ применимости совместного использования ОИК/SCADA и СМПР**

СМПР позволяет синхронизировано измерять комплексы токов и напряжений с высокой точностью. Тем не менее, исследования и опыт эксплуатации устройств СВИ свидетельствуют о том, что могут произойти сбои в их работе и появиться грубые ошибки в показаниях. Причинами этого являются низкий класс точности измерительных трансформаторов тока и напряжения, соединенных с входами устройств СВИ, сбои в работе коммуникационных линий, использование устройств СВИ различных производителей, ошибки в подключении фаз к четко определенным входам устройств СВИ. Отсюда важным становится формирование информационного потока о параметрах режима с учетом его достоверности, обеспечивающего точность решения задач управления режимами ИЭС, на основе совокупности измерений SCADA и СМПР.

При совместном использовании телеизмерений SCADA и данных СМПП возможны следующие способы задания потока измерений (ПИ), дополнительно к телеизмерениям SCADA:

- Измерения модулей и фаз напряжений в узлах установки устройств СВИ;
- Модули и фазы напряжений в узлах установки СВИ и вычисленные по измерениям комплексов токов ПИ модулей и фазы напряжений в смежных узлах;
- ПИ перетоков мощностей, вычисленные на основе СВИ.

Каждый вариант имеет свои достоинства и недостатки, выбор того или иного из них определяется особенностями расчетной схемы, числом и размещением измерений, применяемых для задач управления режимами ЭЭС. Так, использование устройств СВИ позволяет повысить точность измерительной информации, обеспечить наблюдаемость более полной расчетной схемы, повысить эффективность методов обнаружения грубых ошибок в измерительной информации и точность получаемых оценок. Измерения, поступающие от PMU, в сочетании с телеизмерениями, пришедшими от SCADA, более полно отражают режим рабочей схемы ЭЭС.

### 3.3. Выводы по третьему разделу

Автоматическая синхронизация частей энергосистем на основе применения информационных систем возможна. СМПП напрямую измеряет все параметры синхронизации, однако время доставки будет больше чем при использовании *SCADA* систем. *SCADA* напрямую не регистрирует необходимые параметры для синхронизации частей энергосистем, однако, благодаря возможности измерять мгновенные значения и отправлять их к аппаратам расшифровки измеренных мгновенных значений, синхронизация частей энергосистем с помощью *SCADA* систем возможна.

С помощью *SCADA* системы время доставки информации уменьшается, благодаря использованию более быстрых с точки зрения передачи данных каналов.

Также был рассмотрен вариант совместного использования измерений *SCADA* и СМПП, данный вариант поможет уменьшить количество ошибок.

## **РАЗДЕЛ 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Целью данного раздела является расчет технико-экономических показателей для оценки проводимой работы с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

В данном разделе будет определена перспективность и успешность научно-исследовательской работы, также осуществится выявление преимуществ информационных технологий для синхронизации частей энергосистем.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- Анализ конкурентоспособности технического решения;
- SWOT-анализ для выявления сильных и слабых сторон проекта;
- Планирование работ;
- Расчет бюджета проекта;
- Определение ресурсной эффективности исследования.

### **4.1. Анализ конкурентоспособности технического решения**

В настоящее время к проекту предъявляются требования экономической эффективности и привлекательности, а также коммерческого потенциала и ресурсоэффективности. Данные требования необходимы для повышения эффективности научно-технического исследования.

При проведении научно-технических исследований необходимо сравнивать сильные и слабые стороны данного исследования с исследованиями конкурентов. Анализа конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет определить на какие стороны научно-технического исследования стоит обратить особое внимание для их последующего улучшения, а также позволяет осуществить выбор наиболее оптимального варианта.

Для анализа были выбраны два варианта исполнения информационных систем. Первый вариант это использование СМПП, второй вариант – использование SCADA.

Модель экспертной оценки построим по критериям, представленным в таблице 5.

Таблица 5 – Оценочная карта сравнения конкурентных решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		СМПП	SCADA	$K_{СМПП}$	$K_{SCADA}$
1	2	3	4	5	6
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>					
1. Безопасность	0,15	5	5	0,75	0,75
2. Надежность	0,2	5	4	1	0,8
3. Возможность ремонта собственными силами	0,01	5	5	0,05	0,05
4. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,17	5	4	0,85	0,68
4. Простота эксплуатации	0,07	5	5	0,35	0,35
5. Качество интеллектуального интерфейса	0,08	5	5	0,4	0,4
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>					
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	5	4	0,25	0,2
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	4	4	0,2	0,2
3. Цена	0,1	3	3	0,3	0,3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	5	5	0,4	0,4
6. Наличие сертификации разработки	0,04	5	5	0,2	0,2
Итого	1	52	49	4,8	4,33

Первый вариант

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i, \quad (28)$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$V_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Исходя из оценки конкурентоспособности видно, качество информационной системы наилучшим будет применение СМПП.

#### 4.2. SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательской работы. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды работы.

Посредством SWOT – анализа можно определить факторы и явления, которые могут ослабить НИР на рынке. Для анализа работы составлена таблица 6.

Для проведения SWOT-анализа опишем сильные и слабые стороны НИР, и выявим возможности и угрозы для реализации работы, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Таблица 6 – SWOT анализ НИР

Возможности внешней среды	Сильные стороны
<p>В1.Поддержка со стороны управляющих ЭЭС организаций (ОАО «ФСК ЭЭС», ОАО «СО ЭЭС»);</p> <p>В2.Высокое качество электроснабжения потребителей</p> <p>В3.Хорошее техническое оснащение;</p> <p>В4.FACTSустройства, с помощью которых возможно воздействовать на параметры синхронизации.</p>	<p>С1. Полная автоматизация процессов;</p> <p>С2.Обеспечение о информацией о режиме и состоянии элементов сети в режиме on-line;</p> <p>С3.Полнота и наглядность предоставляемой информации;</p> <p>С4.Возможность управлять параметрами режима, а не подгонять их и ждать требуемых значений;</p> <p>С5.Сведение к минимуму критических ошибок при управлении.</p>
Угрозы внешней среды	Слабые стороны
<p>У1.Неготовность рабочего персонала к новому подходу и системам;</p> <p>У.2.Сокращение инвестиций в модернизацию;</p> <p>У3.Несовместимость устаревших протоколов с новой технологией.</p> <p>У4. Малое использование программ в России;</p> <p>У5.Неблагоприятные климатические условия, ослабляющие сигнал GPS.</p>	<p>Сл1.Требуется высокий уровень развития распределительных сетей.</p> <p>Сл2.SCADA и СМПП не имеют подробной документации на русском языке</p>

Наиболее весомым плюсом SWOT-анализа НИР является обеспечение автоматизации процесса и обеспечение предоставления информации о режиме и состоянии элементов сети в режиме on-line. С помощью использования информационных систем фактор появления человеческой ошибки сводится к минимуму.

Рассматривая слабые стороны, можно сделать вывод, что наибольшее отрицательное влияние оказывает слабый уровень развития распределительных сетей.

Наиболее опасной угрозой внешней среды являются неблагоприятные климатические условия, которые могут создавать помехи для передачи информации, что в свою очередь не даст обеспечить плавность управления параметрами синхронизации, что приведет к неуспешности всего процесса.

Главной возможностью внешней среды является наличие в ней FACTS устройств, благодаря которым возможно управление параметрами синхронизации.

### **4.3. Планирование работ по НИР**

Планирование НИР осуществляется составлением календарных планов выполнения комплексов работ, а также определением денежных средств, необходимых для реализации работ, а также трудовых и материальных ресурсов[27].

Необходимо определить трудоемкость работ каждого участника научного исследования, ведь трудовые затраты составляют основную часть стоимости разработки.

Трудоемкость выполнения научного исследования носит вероятностный характер, так как зависит от множества трудно учитываемых факторов.

Для определения трудоемкости выполнения НИР составим перечень основных видов и этапов работы, которые должны быть приведены в таблице 4.3.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости ( $t_{ожі}$ ) используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (29)$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Линейный график работ

Содержание работ	Продолжительность работ, ожид/день			Исполнители
	$t_{\min}$	$t_{\max}$	$t_{ож}$	
<b>1. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЙ ЭТАП</b>				
1.1 Разработка технического задания	1	1	1	Р, инженер
1.2 Определение объема работ	1	3	2	Р
1.3 Составление плана расчета, подготовка литературы и справочных данных	3	10	6	Р, инженер
<b>2. ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ</b>				
2.1 Изучение информации о синхронизации частей энергосистем	5	15	9	Инженер
2.2 Изучение возможностей	4	12	7	инженер

измерений ОИК/SCADA				
2.3 Изучение возможностей измерений СМПП	4	12	7	Инженер
2.4 Изучение методики расчета возможности применения информационных систем для синхронизации частей энергосистем	4	10	6	Инженер
<b>3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ</b>				
3.1 Анализ применимости измерений SCADA	3	8	5	Инженер
3.2 Анализ применимости измерений SCADA/СМПП	8	15	11	Инженер
3.3 Анализ применимости измерений СМПП	5	10	7	Инженер
3.4 Создание отчета по проделанной работе	3	6	4	Инженер
3.5 Согласование с руководителем по проекту	2	3	2	Р, инженер
<b>4. ВНЕСЕНИЕ КОРРЕКТИРОВОК В РАЗРАБОТКИ И ИССЛЕДОВАНИЯ</b>				
4.1 Корректировка проекта	5	7	6	Инженер
<b>5. ЗАВЕРШАЮЩИЙ ЭТАП</b>				
5.1 Формирование комплекта документации	9	14	11	Инженер
5.2 Проверка комплекта документации руководителем	3	5	4	Р
5.3 Сдача готового проекта	1	1	1	Инженер
Итого	61	132	89	Р 15/ инженер 84

В рамках планирования технического проекта необходимо построить диаграмму Ганта, которая показана в таблице 16.

Продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$  определяется исходя из ожидаемой трудоемкости работ.  $T_p$  учитывает параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{p_i} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (30)$$

где  $T_{p_i}$  – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

$$T_{P_i} = \frac{89}{1} = 89$$

Общая продолжительность НИР составила 89 рабочих дня ( $t_{раб}$ ), при этом не учитывались выходные и праздничные дни. Для учета выходных и праздников переведем рабочие дни в календарные, для перевода воспользуемся формулой:

$$t_{кал} = \frac{t_{раб}}{k_{пер}} = \frac{89}{0,66} = 135 \text{ дней,}$$

$t_{кал}$  - общая продолжительность НИР в календарных днях;

$t_{раб}$  - общая продолжительность НИР в рабочих днях;

$k_{пер}$  – переводной коэффициент равный 0,66.

В данном пункте было проведено планирование НИР. В результате планирования получено, что данную работу выполняют 2 сотрудника: руководитель проекта и инженер, но их деятельность не одновременна.

Была построена диаграмма Ганта, на основе которой определена общая продолжительность работ, составляющая 89 рабочих дней без учета праздничных и выходных дней. С учетом переводного коэффициента из рабочих дней в календарные, продолжительность проекта составляет 135 календарных дня.

#### 4.4. Расчет бюджета НИР

Бюджета проекта включает в себя следующие группы затрат:

- а) материальные затраты;
- б) затраты на оплату труда:
  - основная заработная плата;
  - дополнительная заработная плата;

- с) отчисления во внебюджетные фонды;
- д) амортизация;
- е) накладные расходы.

#### 4.4.1. Расчет материальных затрат

Материальные затраты отражают стоимость ресурсов полностью потребляемых в течение данного проекта.

Расчет материальных затрат осуществлён приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Материальные расходы.

Наименование	Ед. изм	Кол-во материала, ед	Цена за ед, руб	Затраты, руб
Бумага формата А4	лист	700	0,25	175
Ручка	шт	5	25	125
Карандаши	шт	3	10	30
Картридж ч/б	шт	1	800	800
Итого:				1130

#### 4.4.2. Амортизационные отчисления

Амортизация основных фондов – сумма амортизационных отчислений на полное восстановление основных производственных фондов, вычисленная исходя из их балансовой стоимости и утвержденных норм амортизации. Корректно при расчете затрат учитывать в году приобретения и в последующие годы только ту часть затрат, которая происходит от старения основных фондов в каждом году.

Рассчитаем амортизацию компьютерной техники ( $I_{\text{ам. комп. техн.}}$ ).

Для расчета амортизации оборудования воспользуемся формулой 31:

$$I_{\text{ам. комп. техн.}} = \frac{T_{\text{исп. к. т.}}}{365} \cdot K_{\text{комп. т.}} \cdot N_a, \quad (31)$$

где  $T_{\text{исп. к. т.}}$  – время использования компьютера;

365 дней – число дней в году;

$K_{\text{комп. т.}}$  – стоимость компьютера;

$N_a$  – норма амортизации.

$$N_a = 1 / T_{\text{сл.к.}}$$

где  $T_{\text{сл.к.}}$  – срок службы компьютера, год.

$$I_{\text{ам.комп}} = \frac{T_{\text{исп.к.}}}{365} \cdot K_{\text{комп}} \cdot N_a = \frac{84}{365} \cdot 40000 \cdot \frac{1}{7} = 1095,89 \text{ руб.}$$

Результаты расчета сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Затраты на амортизацию оборудования

Наименование оборудования	$K_{\text{комп.т}}$ руб.	$T_{\text{исп.к.т}}$ , дней.	$I_{\text{ам.комп.техн}}$ , руб
Компьютер	40000	84	1095,89

#### 4.4.3. Расходы на оплату труда

Данную НИР выполняют 2 сотрудника: руководитель и инженер.

Необходимо рассчитать расходы на оплату труда для руководителя. Руководитель по занимаемой должности является профессором и доктором технических наук.

Расходы на оплату труда определяются по следующей формуле 32:

$$Zn_{\text{полн}} = Zn_{\text{осн}} + Zn_{\text{доп}}, \quad (32)$$

где  $Zn_{\text{полн}}$  – полная заработная плата, тыс.руб.;

$Zn_{\text{осн}}$  – основная заработная плата, тыс.руб.;

$Zn_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата, руб.

Основная заработная плата – это оплата труда за проработанное время и формируется согласно формуле 33:

$$Zn_{\text{осн}} = Zn_{\text{раб.дн}} \cdot K_{\text{р.к}}(1 + K_{\text{прем}}), \quad (33)$$

где  $Zn_{\text{раб.дн}}$  – тарифная заработная плата с учетом количества отработанных дней = 36,8 тыс. руб[29].

$K_{\text{р.к}}$  – коэффициент, учитывающий районное регулирование заработной платы, тыс.руб., составляет 30% от суммы всех начислений.

$K_{\text{прем}}$  – премиальный коэффициент. Составляет 30% от основной зарплаты.

Установим для каждого исполнителя оклад в размере средней заработной плате по промышленности [29], тогда заработная плата за полностью отработанный месяц будет составлять сумму оклада, доплат, премий и районного коэффициента. Исходя из того, что в месяце 22 рабочих дня, заработная плата за один проработанный день определяется согласно формуле:

$$Zn_{\text{дн}} = Zn_{\text{мес}} / 22. \quad (34)$$

Заработная плата с учетом количества отработанных дней, вычисляется по выражению:

$$Zn_{\text{раб.дн.}} = Zn_{\text{дн}} \cdot T_p. \quad (35)$$

Расчет основной заработной платы для каждого исполнителя приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Основная заработная плата исполнителей

Исполнитель	Кол-во раб.дн.	Оклад; руб.	рег-ый коэффициент	Зпдн; руб/дн.	Зпосн; руб.	Зпполн; руб.
Руководитель	15	36800	1,3	2826,9	42402	46642,2
Инженер	84	17000	1,3	1305,9	109695,6	120665,16

Дополнительная заработная плата – это оплата непроработанного времени, предусмотренная законодательством, и составляет 10% от основной заработной платы, тогда полная заработная плата определяется по формуле:

$$Zn_{\text{полн}} = 1,1 \cdot \Sigma Zn_{\text{осн}} = 1,10 \cdot 42402 = 46642,2 \text{ руб.}$$

#### 4.4.4. Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$Zn_{\text{в.ф.}} = k_{\text{в.ф.}} \cdot Zn_{\text{полн}}$$

где  $k_{в.ф.}$  -коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (Фонд социального страхования, Пенсионный фонд, Фонд обязательного медицинского страхования и т.д.).

$$k_{в.ф.} = 27,1\% \text{ согласно Федеральному Закону №212-ФЗ.}$$

$$З_{н.ф.} = 0,271 \cdot 46642,2 = 12640 \text{ руб.}$$

Результаты расчета оплаты труда приведены в таблице 11

Таблица 11 –Расчёт оплаты труда

	Руководитель	Инженер
Заработная плата по тарифной ставке, ( $З_{тс}$ ), руб.	36800	17000
Премияльный коэффициент ( $k_{пр}$ )	0,3	
Коэффициент доплат и надбавок ( $k_{д}$ )	0,1	
Районный коэффициент ( $k_{р}$ )	1,3	
Месячная заработная плата ( $З_{м}$ ), руб.	52624	22100
Среднедневная заработная плата работника ( $З_{дн}$ ), руб.	2174,55	1305,9
Продолжительность выполнения данного проекта( $T_p$ ), раб. дни	15	84
Основная заработная плата начисленная за выполнения данного проекта( $З_{осн}$ ), руб	42402	109695,6
Коэффициент дополнительной заработной платы ( $k_{доп}$ )	0,1	
Дополнительная заработная плата исполнителей ( $З_{доп}$ ), руб	4240,2	10969,56
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Отчисления во внебюджетные фонды, руб	12640	29797,5
Итого, руб	59282,2	153365,4

Сумма с учетом отчислений, руб	212647,6
--------------------------------	----------

#### 4.4.5. Накладные расходы

Накладные расходы – расходы, к которым относятся налоги, сборы, отчисления в специальные внебюджетные фонды, платежи по обязательному страхованию имущества, вознаграждения за изобретение и рационализаторские предложения, за подготовку кадров, оплата услуг связи и т.д. Эти затраты составляют 16% от всех издержек и вычисляются по формуле:

$$I_{\text{накл}} = 0,16 \cdot (I_{\text{мат}} + 3П + I_{\text{ам.комп.}} + 3П_{\text{в.ф}}) = 0,16 \cdot (1130 + 167307 + 1095,89 + 41218,29) = 34379,7 \text{ рублей}$$

#### 4.4.6. Бюджет затрат НИР

Рассчитываем себестоимость проекта ( $K_{\text{проекта}}$ ).

$$\Sigma K_{\text{проекта}} = I_{\text{мат}} + I_{\text{ам.комп.}} + 3П + 3П_{\text{в.ф}} + I_{\text{накл.расх}} = 1130 + 167307 + 1095,89 + 45430,2 + 34379,7 = 249342,79 \text{ руб.}$$

В таблице 12 представлен бюджет затрат на НИР:

Таблица 12– Бюджет затрат на научно-исследовательскую работу

Виды затрат	Обозначение	Сумма затрат, руб.
Материальные затраты	$I_{\text{матер}}$	1130
Амортизация компьютерной техники	$I_{\text{ам,комп.техн}}$	1095,89
Затраты на оплату труда	3П	167307
Отчисления на социальные нужды	$I_{\text{соц.отчисл}}$	45430,2
Накладные расходы	$I_{\text{накл.расх}}$	34379,7
Себестоимость проекта	$K_{\text{проекта}}$	249342,79

Бюджет завтра проекта включает в себя материальные затраты (1130 руб.), амортизацию компьютерной техники (1095,89 руб.), зарплату на оплату труда инженера и руководителя проекта (167307 руб.), отчисления на социальные нужды (45430,2руб), которые составили 27,1% от полной зарплаты работников, и накладные расходы (34379,7 руб.), которые

составляют 16% от всех издержек. Бюджет проекта составил 249342,79 рублей.

#### 4.5. Анализ и оценка научно-технического уровня НИР

Оценка научной ценности, технической значимости и эффективности проекта производится с помощью расчета коэффициента научно-технического уровня. Расчет коэффициента производится методом балльных оценок, суть которого состоит в присвоении каждому из признаков научно-технического уровня определенного количества баллов по принятой шкале. Общую оценку можно сделать, просуммировав количество баллов по всем признакам с учетом весовых характеристик. Общая оценка рассчитывается по формуле 36[28]

$$HTU = \sum_{i=1}^n k_i \cdot \Pi_i \quad (36)$$

где  $k_i$  – весовой коэффициент  $i$  – го признака;  
 $\Pi_i$  – количественная оценка  $i$  – го признака.

Таблица 13 – Весовые коэффициенты НТУ

Признаки НТУ	Весовой коэффициент
Уровень новизны	0,4
Теоретический уровень	0,4
Возможность реализации	0,2

Таблица 4.11 – Шкала оценки новизны

Баллы	Уровень
1-4	Низкий НТУ
5-7	Средний НТУ
8-10	Сравнительно высокий НТУ
<b>11-14</b>	<b>Высокий НТУ</b>

Таблица 14 – Значимость теоретических уровней

Характеристика значимости теоретических уровней	Баллы
Установка законов, разработка новой теории	10
<b>Глубокая разработка проблем, многосторонний анализ, взаимозависимость между факторами</b>	<b>8</b>
Разработка способа (алгоритм, вещество, устройство, программы)	6
Элементарный анализ связей между факторами (наличие гипотезы, объяснение версий, практические рекомендации)	2

Описание отдельных факторов (вещества, свойств, опыта, результатов)	0.5
---	-----

Таблица 15 - Возможность реализации по времени и масштабам

Время реализации	Баллы
<b>Уже реализуется, но есть много недостатков</b>	<b>8</b>
В течение первых лет	6
От 5 до 10 лет	4
Свыше 10 лет	2
Масштабы реализации	Баллы
<b>Одно или несколько предприятий</b>	<b>2</b>
Отрасль	4
Народное хозяйство	10

$$k_1 = 0,4, P_1 = 11, k_2 = 0,4, P_2 = 8,$$

$$k_3 = 0,2, P_3 = 8, k_4 = 0,2, P_4 = 2.$$

$$HTU = 0,4 \cdot 11 + 0,4 \cdot 8 + 0,2 \cdot 8 + 0,2 \cdot 2 = 9,6$$

По результатам расчета коэффициента научно-технического уровня видно, что данная научно-исследовательская работа имеет высокую значимость теоретического и практического уровня, но при этом для возможности ее использования только необходимо современное техническое оснащение.

Таблица 16 - Диаграмма Ганта

№	Вид работ	Исполнитель работ	$T_{кв}$ кал. дн.	Продолжительность выполнения работ												
				Фев.		Март				Апр.				Май		
				2	3	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3
1	Разработка технического задания	Руководитель	1	■												
		Инженер	1	■												
2	Определение объема работ	Руководитель	2	■												
3	Составление плана расчета, подготовка литературы и справочных данных	Руководитель	6	■	■											
		Инженер	6	■	■											
4	Изучение информации о синхронизации частей энергосистем	Инженер	9		■	■										
5	Изучение возможностей измерений ОИК/SCADA	Инженер	7			■	■									
6	Изучение возможностей измерений СМПП	Инженер	7				■	■								
7	Изучение методики расчета возможности применения информационных систем для синхронизации частей энергосистем	Инженер	6					■	■							
8	Анализ применимости измерений SCADA	Инженер	5						■	■						
9	Анализ применимости измерений SCADA/СМПП	Инженер	11							■	■	■				



#### **4.6. Выводы по четвертому разделу**

В данном разделе выпускной квалификационной работы план выполнения работы, произведена оценка трудоемкости работы, а так же была рассчитана стоимость затрат научной исследовательской работы. С помощью SWOT - анализа научно-исследовательского проекта были выявлены сильные и слабые стороны проекта.

По диаграмме Ганта определена общая продолжительность работ, составляющая 89 рабочих дней без учета праздничных и выходных дней. С учетом переводного коэффициента из рабочих дней в календарные, продолжительность проекта составляет 135 календарных дня.

Стоимость затрат научно-исследовательской работы составляет 249342,79 рублей.

В результате комплексного SWOT - анализа было выявлено, что данная работа обладает большими преимуществами, несмотря на наличие слабых сторон и угроз. Во-первых, синхронизация частей энергосистем происходит в автоматическом режиме. Во-вторых, интерфейс комплексов SCADA и СМПП позволяет получать значения параметров режима on-line, что очень удобно для диспетчера.

По полученным результатам расчета коэффициента научно-технического уровня данная работа имеет высокую значимость теоретического и практического уровня, но при этом для возможности ее использования только необходимо современное техническое оснащение.