

Документ подписан простой электронной подписью

Информация о владельце:

ФИО: Фурсов Владимир Александрович

Должность: И.о. директора Пятигорского института (филиал) Северо-Кавказского федерального университета

Дата подписания: 05.06.2026 09:41:18

Уникальный программный ключ:

1c378726a41fd0143ae5bccc8ba818001b0a76

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Пятигорский институт (филиал) СКФУ

Методические указания
по выполнению практических работ
по дисциплине «ПРИМЕНЕНИЕ SMART GRID В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СЕТЯХ»
для студентов направления подготовки
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Пятигорск 2026 г.

СОДЕРЖАНИЕ

№ п/п	Стр.
Введение	
1 Цель и задачи изучения дисциплины	
2 Оборудование и материалы	
3 Наименование практических работ	
4 Содержание практических работ	
4.1 Практическая работа №1. Энергетика на основе нетрадиционных возобновляемых источников энергии	
4.2 Практическая работа №2 Интеллектуальные сети (Smart Grid)	
4.3 Практическая работа №3 Диспетчеризация инженерных систем электроэнергетики. SCADA	
4.4 Практическая работа №4 Автоматизированные системы электроэнергетики	
4.5 Практическая работа №5 Автоматизированное управление освещением	
4.6 Практическая работа №6 Переход к цифровой подстанции. Протоколы связи в электроэнергетике	
4.7 Практическая работа №7 СТАНДАРТ МЭК 61850	
4.8 Практическая работа №8 «Сильные сети» на базе FACTS	
5.1 Перечень основной и дополнительной литературы, необходимой для освоения дисциплины	
5.2 Перечень учебно-методического обеспечения самостоятельной работы обучающихся по дисциплине	
5.3 Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети Интернет, необходимых для освоения дисциплины	

1. Цель и задачи изучения дисциплины

Целью изучения дисциплины «Применение SmartGrid в электрических сетях» является знакомство с основными предпосылками перехода к инновационной концепции развития электроэнергетики России на базе Smart Grid; стратегическими целями развития ЭЭС по пути интеллектуализации; концепцией Smart Grid и ее ключевыми ценностями; с основными отличиями концепции Smart Grid, развиваемой за рубежом и в России; с концепцией «ФСК ЕЭС» по переходу на интеллектуальную электроэнергетическую систему с активно-адаптивной сетью.

Задачами изучения дисциплины является:

- изучение современной концепции построения интеллектуальных электроэнергетических систем на основе технологий Smart Grid; изучение зарубежного опыта применения активно-адаптивных элементов в интеллектуальных сетях и оценка возможности их применения в России;
- усвоить стратегические цели развития энергосистем по пути интеллектуализации; ознакомиться с проблемами научно-технического характера по построению интеллектуальных систем и управлению ими, современными технологиями электроэнергетической и электротехнической промышленности, научно-правовой и технической политики в области технологий и проектирования объектов Smart Grid.

2. Оборудование и материалы

Аппаратные средства: переносной ноутбук, проектор, интерактивная доска.

Учебная аудитория для проведения учебных занятий, оснащена оборудованием и техническими средствами обучения.

3 Наименование практических работ

Для студентов заочной формы обучения предусмотрены следующие практические работы: практическая работа №2. Интеллектуальные сети (Smart Grid) – 2 часа, практическая работа №3 Технологический базис концепции Smart Grid- 2 часа.

№ Темы дисциплины	Наименование тем дисциплины, их краткое содержание	Объем часов	Из них практическая подготовка, часов
4	Практическая работа №1. Энергетика на основе нетрадиционных возобновляемых источников энергии	2	
1	Практическая работа №2. Интеллектуальные сети (Smart Grid)	2	
3	Практическая работа №3. Диспетчеризация инженерных систем электроэнергетики. SCADA	2	
3	Практическая работа №4. Автоматизированные системы электроэнергетики	2	
2	Практическая работа №5. Автоматизированное управление освещением	2	
5	Практическая работа №6. Переход к цифровой подстанции. Протоколы связи в	2	

	электроэнергетике		
5	Практическая работа №7. СТАНДАРТ МЭК 61850	2	
5	Практическая работа №8. «Сильные сети» на базе FACTS	2	
	Итого за 6 семестр:	18	
	Итого:	18	

4. Содержание практических работ

Практическая работа № 1

Энергетика на основе нетрадиционных возобновляемых источников энергии

Цель: ознакомление с достоинствами и недостатками возобновляемых источников энергии

Основы теории:

Исследования и разработки в области использования возобновляемых источников энергии, которые со времени зарождения электроэнергетики выполнялись практически без серьёзного внимания и поддержки со стороны государства, получили в ряде стран, наиболее сильно пострадавших от нефтяного кризиса 1973–1974 гг., статус предмета государственной технической политики. Преодоление последствий нефтяного кризиса не ослабило интерес высокоразвитых стран к возобновляемой энергетике, поскольку к оставшимся актуальными проблемам энергетической и экологической безопасности добавились другие аргументы в пользу её развития:

- завоевание мировых рынков новой техники и технологий;
- сохранение запасов углеводородов для неэнергетических секторов экономики;
- диверсификация бизнеса фирм и компаний, работающих в иных сферах: нефтегазовой, атомной, авиационной и др.;
- получение прибыли благодаря сближению в ряде регионов стоимости электроэнергии, произведённой из возобновляемых энергоресурсов и традиционных (даже без учёта экологической составляющей).

Для современной России важны ещё три дополнительных стимула:

- высвобождение традиционных энергоресурсов для мирового рынка;
- энергоснабжение удалённых автономных потребителей;
- развитие собственной промышленности, производящей оборудование для возобновляемой и альтернативной энергетики, что будет способствовать созданию дополнительных рабочих мест, увеличению доли высокотехнологичной продукции в структуре российского экспорта.

ЕС в 2008 г. принял решение довести долю возобновляемых источников энергии в балансе производства энергии к 2020 г. до 20 % (включая «большую» гидроэнергетику). МЭА прогнозирует достижение 46%-й доли ВИЭ в мировом балансе производства электроэнергии к 2050 г.

Большинство видов первичных энергетических ресурсов (за исключением источников ядерной, термоядерной и геотермальной энергии) являются продуктом преобразования солнечной энергии за разные отрезки времени. Преобразованные за короткие промежутки времени называют *возобновляемыми энергоресурсами*. К *нетрадиционным возобновляемым источникам энергии (НВИЭ)* принято относить: энергию небольших водотоков (малых рек, каналов); кинетическую, потенциальную (тепловую) и химическую энергию вод морей и океанов; солнечную энергию; энергию ветра; энергию биомассы; тепловую энергию земли.

Согласно оценкам, Земля располагает ВИЭ суммарной мощностью $1,2 \cdot 10^{17}$ Вт.

Человечество на протяжении многих столетий использует различные виды ВИЭ (солнечную, ветровую, энергию рек, приливов и др.), но в электроэнергетике наиболее освоенной является энергия рек, преобразуемая в электричество на ГЭС.

Несмотря на то что доля электроэнергии, вырабатываемой из НВИЭ, в мировом производстве на сегодня исчисляется десятками долями – единицами процентов, возобновляемая энергетика (ВЭ) относится к быстро развивающимся направлениям решения задачи обеспечения человечества электрической энергией. Уместно отметить, что ВЭ оказалась одной из немногих отраслей мировой экономики, показавшей во время кризиса 2008–2010 гг. устойчивый рост на фоне стагнации других отраслей. В этой связи рост объёмов инвестиций в проекты освоения НВИЭ является сегодня оправданным перераспределением финансовых ресурсов в энергетике.

В России на долю всех НВИЭ приходится менее 1 % от суммарной выработки электроэнергии. К 2020 г. она должна достичь 4,5 %. Уже сегодня энергоснабжение удаленных автономных потребителей на основе НВИЭ во многих случаях экономически более целесообразно, чем использование минерального топлива или строительство ЛЭП от крупных энергосистем.

Экологические эффекты замещения традиционной энергетики системами энергоснабжения на основе НВИЭ не менее впечатляющие – замещение 1 ГВт·ч электроэнергии, произведённой из традиционных энергоресурсов, на энергию из НВИЭ ведёт к сокращению выбросов в атмосферу вредных веществ в следующих объёмах: CO_2 – 750–1250 т, SO_2 – 5–8 т, NO_x – 3–6 т, зола – 40–70 т, пыль – 0,25–0,47 т. В топливных технологиях все, что не удалось превратить в электричество и техническую теплоту (40–65 %), является не только бесполезно потраченным, но и наносящим вред окружающей среде в виде физико-химического и теплового загрязнения. Для энергетики на основе НВИЭ характерно ещё одно важное преимущество – более простые и короткие технологические цепочки преобразования первичной энергии в электричество по сравнению с традиционными, использующими минеральное топливо и ядерное горючее (включающими поиск, разведку, добычу, транспортировку, хранение, подготовку, преобразование в электрическую энергию).

Возникает естественный вопрос: «Почему при наличии таких достоинств у НВИЭ они используются в столь ограниченных масштабах?». Причина кроется в характерных для них недостатках, обусловленных их природой, которые сужают границы экономической эффективности использования НВИЭ на современном уровне технологического развития:

1) в низкой удельной мощности потока энергоносителя, которая обуславливает большие габариты и массу энергоустановок и, соответственно, большие удельные капитальные затраты на их сооружение, табл. 1.1 и 1.2.

Таблица 11.1

Удельные мощности НВИЭ и традиционных энергетических установок

Источник	Мощность, Вт/м ²	Примечание
Солнце	100–250	
Ветер	1500–5000	При скорости 8–12 м/с
Геотермальное тепло	0,06	
Ветровые океанические волны	3000 Вт/пог.м	Может достигать 10000 Вт/пог.м
Двигатель внутреннего сгорания	около 100 кВт/л	
Турбореактивный двигатель	до 1 МВт/л	
Ядерный реактор	до 1 МВт/л	

Таблица 1.2

Средняя площадь, необходимая для обеспечения мощности 1 МВт на электростанциях различного типа, м²

Атомные электростанции (АЭС)	630
Тепловые электростанции (ТЭС):	
на жидком топливе	870
на природном газе	1500
на угле	2400
Солнечные электростанции (СЭС)	100 000
Гидроэлектростанции (ГЭС)	265 000
Ветроэнергетические станции (ВЭС)	1 700 000

2) в низком КПД – доли первичной энергии, преобразуемой в электричество или полезное тепло. Только гидравлическая энергия обеспечивает достаточно высокий КПД – 0,6÷0,7. Для других видов НВИЭ он существенно ниже и составляет:

- ветровая энергия – 0,3–0,4;
- тепловая энергия – 0,3–0,35;
- лучистая энергия – 0,3–0,35 (в термальном режиме и 0,12–0,16 в режиме фотоэлектрического преобразования);
- биотопливо – не более 0,3.

Следствием этого являются высокие удельные капитальные затраты на сооружение объектов ВЭ, табл. 1.3.

Таблица 1.3
Экономические характеристики некоторых типов электростанций на ВИЭ, долл/кВт

Тип станции или ВИЭ	Потребные инвестиции		
	2005 г.	2030 г.	2050 г.
Геотермальные:			
гидротермальные	1700–5700	1500–5000	1400–4900
на сухом тепле (скальные)	5000–15 000	4000–10 000	3000–7500
Крупные ГЭС	1000–5500	1000–5400	1000–5100
Малые ГЭС	2500–7000	2200–6500	2000–6000
Приливные:			
плотинные	2000–4000	1700–3500	1500–3000
бесплотинные	7000–10 000	5000–8000	3500–6000
Волновые	6000–15000	2500–5000	2000–4000

3) в большой суточной, сезонной и стохастической нестабильности мощности НВИЭ, что требует обязательного аккумулирования энергии, а также совместной эксплуатации энергоустановок на различных НВИЭ, работы в паре с агрегатами на традиционном топливе. Преодоление нестабильности существенно усложняет и удорожает сооружение и эксплуатацию таких ЭС.

В табл. 1.4 приведены данные о техническом потенциале, заключенном в некоторых ВИЭ (технический потенциал – часть валового потенциала, преобразование которого в полезную энергию целесообразно при данном технологическом уровне). Технический потенциал НВИЭ в России составляет около 4,6 млрд т у.т./год, что в 5 раз превышает объем ежегодного потребления всех ТЭР.

Таблица 1.4

Ресурсы ВИЭ в мире и России

Вид энергии	Технические ресурсы, млн т у. т.	
	мир	Россия
Энергия солнца	$5,3 \cdot 10^4$	$2,3 \cdot 10^3$
Энергия ветра	$2,2 \cdot 10^4$	$2,0 \cdot 10^3$
Геотермальная энергия (до глубины 10 км)	$1,7 \cdot 10^5$	$1,0 \cdot 10^2$
Энергия биомассы	$9,5 \cdot 10^3$	53,0
Гидроэнергия	$1,7 \cdot 10^3$	$1,2 \cdot 10^2$

Распределение ресурсов различных видов НВИЭ по регионам России неравномерно (в особенности геотермальной энергии), но суммарный потенциал НВИЭ достаточен, чтобы вносить существенный вклад в ТЭБ каждого региона.

При оценке роли НВИЭ в реализации государственной политики энергосбережения и повышения энергетической, экологической и социальной эффективности необходим многосторонний подход, в котором учитывались бы следующие факторы:

- 1) технический и экономический потенциал НВИЭ в стране и его распределение по регионам;
- 2) экономическая, экологическая и социальная эффективность энергоснабжения с использованием НВИЭ различных видов, которая, в свою очередь, определяется такими характеристиками, как стоимость минерального топлива; среднегодовая выработка энергии установками НВИЭ; удаленность от централизованной энергосистемы; состояние дорожной сети; требования потребителей электрической и тепловой энергии; надежность и стоимость энергоустановок НВИЭ и т. д. Эти характеристики должны определяться для каждого конкретного случая с учетом возможно большего количества факторов. (Основной объём вводимых мощностей на НВИЭ в мире формируется за счёт ввода малых гидроэлектростанций (МГЭС), ВЭС и электростанций, использующих биоресурсы (БиоЭС)). В развитых странах вводится больше МГЭС, БиоЭС и ВЭС, в развивающихся странах – МГЭС. В России инвестиции в развитие ВЭ по видам НВИЭ распределяются примерно в следующей пропорции: ветроэнергетика – 40 %, солнечная – 30 %, биоэнергетика – 10 %, прочие – 20 %.
- 3) техническая осуществимость проекта энергоснабжения от НВИЭ. По состоянию на 2009 г. суммарная мощность электростанций, использующих НВИЭ, в мире составляла 372 ГВт, в России – около 500 МВт. Мощность некоторых уже действующих электростанций и даже единичных агрегатов вполне сопоставима с мощностью традиционных электростанций, табл. 1.5.

Таблица 1.5

*Самые мощные в мире электростанции / энергоагрегаты,
использующие НВИЭ*

Вид электростанции / энергоагрегата	Мощность, МВт	Стоимость, млн долл.	Страна, фирма-изготовитель
ВЭС ландшафтная (в составе 421 ВЭУ)	735		США, Horse Hollow Wind Energy Centre
ВЭС оффшорная	209	670	Дания
ПЭС («Ранс»)	240	134	Франция

Приливной турбогенератор («Sea Gen»)	1,2	6	Ирландия
СЭС по термодинамическому циклу («Solar Energy Generating System», в составе 9-ти отдельных СЭУ)	354		США, Luz International
СЭС фотоэлектрическая		520	Испания
ГеоТЭС	1000		США
БиоЭС	240 (эл.) + 160 (тепл.)		Финляндия, Оу Alholmens Kraft
ВЛЭС (в составе 3-х турбин)	2,25	1,3	Португалия, Agucadoura wave Farm

В соответствии с уже реализуемыми планами мощности объектов возобновляемой энергетики в ближайшие годы будут увеличены в разы, а их удельная стоимость – существенно снижена.

На сегодня сложилась своеобразная специализация стран ЕС в преимущественном развитии тех или иных направлений возобновляемой энергетики: Германия, Дания и Норвегия – ветроэнергетика, Исландия – геотермальная, Испания и Франция – ветроэнергетика малой и средней мощности.

Для России с её огромными лесными запасами и масштабами деревообработки, размерами пахотных угодий биоэнергетика – наиболее привлекательный вид ВЭ. С учётом суровых климатических условий и обусловленной ими большой доли потребления энергоресурсов на обогрев жилых и производственных зданий перспективной для нас является также теплонасосная технология утилизации низкопотенциальной энергии земли и воды. В этом рейтинге НВИЭ на последующие места следует поставить солнечную и ветроэнергетику.

Практически по всем видам НВИЭ нашей стране предстоит пройти этап опытно-промышленного освоения. По данным социологических опросов, 36–40 % населения России готовы доплачивать к счетам за электроэнергию 1,5–2,0 % для поддержки развития ВЭ. Это свидетельствует об осознании ими того факта, что сохранение современной структуры энергетики может привести через несколько десятилетий не только к неприемлемому удорожанию электрической и тепловой энергии, но и к катастрофическим экологическим последствиям. Необходимо развивать и укреплять наметившееся позитивное отношение к ВЭ потребителей и производителей энергии. К сожалению, в федеральном бюджете на 2011 и 2012 гг. средства на поддержку развития ВЭ не предусматривались. Уже более 2 лет в Госдуме РФ лежит проект закона о ВЭ. Без серьезной бюджетной поддержки ВЭ не развивается нигде в мире.

В условиях серьёзных финансово-экономических проблем в Испании сейчас сокращена господдержка возобновляемой энергетики, в результате все ВЭС остановлены. Производители не видят смысла вырабатывать эту дорогую энергию без субсидий.

Умеренный оптимизм внушает тот факт, что по некоторым видам НВИЭ российскими учёными созданы уникальные разработки (малые ветровые и приливные электроагрегаты, ТЭС на древесной биомассе), позволяющие им на паритетных началах сотрудничать с зарубежными коллегами.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Перечислите и охарактеризуйте достоинства и недостатки возобновляемых источников энергии.
2. Назовите регионы России, перспективные для использования в энергопроизводстве тех или иных НВИЭ.
3. Перспективы возобновляемой энергетики. Каковы определяющие факторы?

Практическая работа № 2 ***Интеллектуальные сети (Smart Grid)***

Цель: изучить концепцию *Smart Grid*

Основы теории:

Анализ многочисленных опубликованных материалов приводит к выводу о том, что «...за рубежом *Smart Grid* прежде всего – концепция инновационного преобразования электроэнергетики в целом, а не отдельных ее функциональных или технологических сегментов, поскольку именно пересмотр ряда существующих базовых принципов, целей и задач развития электроэнергетики и вытекающие из этого масштабы и характер задач, а также прогнозируемые социальные, экономические, научно-технические, экологические и другие эффекты от их реализации обуславливают то значительное внимание, которое уделяется в мире этому направлению».

Основными идеологами разработки концепции выступили США и страны ЕС; в последующем она получила признание и развитие практически во всех крупных индустриально развитых и динамично развивающихся странах, которые инвестируют в её реализацию значительные средства (млрд долл. США): Китай – 70, США – 19, Индия – 10, страны ЕС – 7, Великобритания – 3, Австрия – 1, Канада – 0,5, Южная Корея – 0,3. Например, в США такая программа имеет статус национальной и осуществляется при прямой поддержке руководства страны. В странах ЕС для координации работ и выработки единой стратегии развития электроэнергетики ещё в 2004 г. создана технологическая платформа *Smart Grid* «Европейская энергетическая система будущего», конечной целью которой является разработка и реализация программы развития Европейской энергетической системы до 2020 г. и далее.

«Интеллектуальная сеть» представляет собой цельный автоматизированный механизм, объединяющий производителей электроэнергии, электрические сети и потребителей. Управляется этот механизм централизованно – через компьютерный центр, куда с миллионов цифровых контроллеров в режиме реального времени поступают сведения об уровне потребления электроэнергии. Специализированное программное обеспечение помогает отслеживать режим работы всех участников процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии. В табл. 2.1 приведены основные компоненты коммуникационных технологий в «интеллектуальной сети».

Главное достоинство «интеллектуальной сети» состоит в том, что она автоматически реагирует на изменения различных параметров в энергосистеме и позволяет осуществлять бесперебойное электроснабжение с максимальной экономической эффективностью. При этом влияние человеческого фактора на работу «интеллектуальной сети» сведено к минимуму.

По сути, «интеллектуальная сеть» – это соединение возможностей уже привычных в быту и во многих сферах производственной деятельности информационных технологий с силовой электроникой и электротехникой.

Таблица 2.1

Интегрированные коммуникации

Название технологии	Основные компоненты
Беспроводные технологии	• мультиадресная радиосистема; • сети оповещения; • радиосистемы расширенного спектра; • WiFi; • WiMAX; • ячеистое строение будущего поколения (Next generation cellular); • множественный доступ с разделением по времени; • множественный доступ с кодовым разделением (Code Division Multiple Access – CDMA); • малый спутниковый терминал
Другие технологии	• Интернет нового поколения (Internet-2); • высокочастотная связь по проводам ЛЭП (Broadband over Power Line – BPL); • сеть с доведением оптического кабеля до пользователя; • оптоволоконный коаксиальный кабель; • радиочастотная идентификация (Radio Frequency Identification – RFID)

В рамках концепции Smart Grid разнообразие требований всех заинтересованных сторон (государства, потребителей, регуляторов, энергетических компаний, сбытовых и коммунальных организаций, собственников, производителей оборудования и др.) сведено к группе так называемых *ключевых требований (ценностей)* новой электроэнергетики, сформулированных как:

- доступность – обеспечение потребителей энергией без ограничений в зависимости от того, когда и где она им необходима, и в зависимости от оплачиваемого количества;
- надежность – возможность противостояния физическим и информационным негативным воздействиям без тотальных отключений или высоких затрат на восстановительные работы, максимально быстрое восстановление (самовосстановление);
- экономичность – оптимизация тарифов на электрическую энергию для потребителей и снижение общесистемных затрат;
- эффективность – максимизация эффективности использования всех видов ресурсов, технологий и оборудования при производстве, передаче, распределении и потреблении электроэнергии;
- ограниченность взаимодействия с окружающей средой – максимально возможное снижение негативных экологических воздействий;
- безопасность – недопущение ситуаций в электроэнергетике, опасных для людей и окружающей среды.

Надо отметить, что «... принципиально новым здесь является то, что все

выдвинутые ключевые требования (ценности) предполагается рассматривать как равноправные, и степень их приоритетности, уровня и соотношения не являются общими, нормативно зафиксированными для всех, а могут определяться и осуществляться для каждого рассматриваемого субъекта энергетических отношений (энергокомпания, регион, город, домохозяйство и т. п.), по существу, индивидуально. В такой постановке задача развития энергетики из преимущественно балансовой трансформируется в задачу создания, развития и предоставления потребителю и обществу в целом своего рода меню энергетических возможностей».

Ожидается, что реализация концепции Smart Grid обеспечит:

- кратное уменьшение потерь при передаче электрической энергии;
- кратное увеличение надежности энергоснабжения (за счёт самовосстановления в случае аварии);
- информацию в реальном времени потребителю об использовании электроэнергии;
- возможность оптимально перераспределять энергетические потоки и тем самым уменьшать пиковые нагрузки (все электроэнергетические системы конструируются именно в расчете на пиковые нагрузки);
- возможность потребителю покупать качественную электроэнергию на рыночных условиях;
- стимулы и благоприятные условия для освоения возобновляемых источников энергии и развития электротранспорта, где необходимо иметь рассредоточенные источники питания, зарядки.

В табл. 2.2 сопоставлены свойства современной ЭЭС и системы на базе концепции Smart Grid.

Таблица 2.2

Свойства современной и перспективной электроэнергетической системы

Энергетическая система сегодня	Энергетическая система на базе концепции Smart Grid
Односторонняя коммуникация между элементами или ее отсутствие	Двусторонние коммуникации
Централизованная генерация – сложно интегрируемая распределенная генерация	Распределенная генерация
Топология преимущественно радиальная	Преимущественно сетевая топология
Реакция на последствия аварии	Реакция на предотвращение аварии
Работа оборудования до отказа	Мониторинг и самодиагностика, продлевающие «жизнь» оборудования
Ручное восстановление	Автоматическое восстановление – «самолечащиеся сети»
Подверженность системным авариям	Предотвращение развития системных аварий
Ручное и фиксированное выделение сети	Адаптивное выделение сети
Проверка оборудования по месту	Удаленный мониторинг оборудования
Ограниченный контроль перетоков мощности	Управление перетоками мощности
Недоступная или сильно запоздавшая информация о цене для потребителя	Цена в реальном времени

Концепция Smart Grid, опирающаяся на стратегическое видение электроэнергетики будущего, содержит принципы построения таких сетей и ключевые требования к ним, из которых следуют и функциональные свойства (характеристики): управленческие, технологические, нормативные, информационные.

Как уже отмечалось, концепция не ограничивается только сетями – она охватывает все звенья технологической цепочки от производства электроэнергии до её потребления, рис. 2.1.

Она предусматривает для каждого из них достижение следующих целей с помощью соответствующих средств:

- *генерация* – повышение надежности и экономичности производства электроэнергии с использованием современных высокоинтеллектуальных средств контроля и управления, в том числе ИТ, интеграции источников возобновляемой энергии, распределенной генерации и накопителей энергии;
- *передающая электрическая сеть* – обеспечение надежности передачи электроэнергии и управляемости электрической сети за счёт широкомасштабного мониторинга режимов и управления ими с использованием новых средств и технологий (FACTS, PMU – Power Management Units – искусственный интеллект и др.), а также расширением масштабов использования беспилотных летательных аппаратов для контроля технического состояния ЛЭП в порядке плановых (через каждые 1,5 года) и внеплановых (после каждой природной аномалии) осмотров;
- *подстанции* – обеспечение надежности и управляемости под станций за счёт оснащения их современным электротехническим оборудованием и автоматизации на основе современных средств диагностики, мониторинга и управления, базирующихся на информационных и компьютерных технологиях;
- *распределительная электрическая сеть* – повышение ее управляемости и надежности внедрением распределенных систем автоматики и защиты на современной микропроцессорной основе с использованием новых информационных, компьютерных и интернет-технологий;
- *потребители* – оснащение их высокоинтеллектуальными системами контроля и учета электроэнергии, регулирования электропотребления и управления нагрузкой, в том числе в аварийных ситуациях.

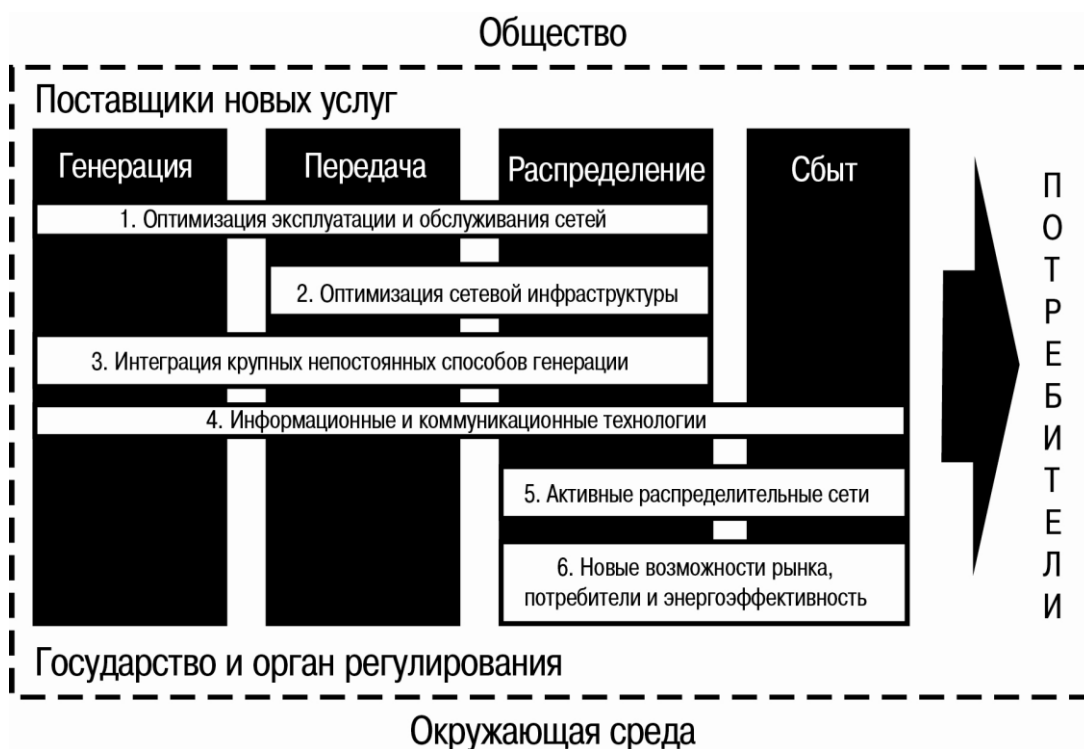


Рис. 2.1. Приоритеты развития «интеллектуальных сетей» в странах ЕС

Создание «интеллектуальной сети» предусматривает использование большого набора новых технических средств и технологических приёмов:

- **Силовые:**
 - устройства FACTS;
 - распределенная генерация (преимущественно на основе НВИЭ);
 - силовая электроника;
 - полупроводниковая техника;
 - сверхпроводящие кабели;
 - сложные проводники;
 - виртуальные электростанции.
- **Системы измерения, обработки, передачи и представления информации:**
 - РМУ и концентраторы данных через спутниковую навигационную сеть;
 - оптоволокно;
 - радиосвязь;
 - цифровая основа устройств;
 - информационные технологии;
 - Интернет.
- **Системы мониторинга и управления:**
 - искусственный интеллект;
 - сетевые подходы к мониторингу и координации управления;
 - новые методы теории управления;
 - локальное управление на основе искусственного интеллекта и информационных технологий;
 - Интернет.
- **Системы для обеспечения активности потребителей:**
 - цифровые системы сбора, обработки и представления информации;
 - Интернет;
 - тарифные и ценовые механизмы.

Таблица 2.4

Эффекты от реализации концепции Smart Grid

	2000 г.	2025 г.		
Параметры	Базис	Энергетическая система без Smart Grid (сценарий 1)	Энергетическая система на базе Smart Grid (сценарий 2)	Отношение показателей сценария 2 к сценарию 1, %
Потребление электроэнергии (млрд кВт·ч)	3,800	5,800	4,900–5,200	10–15, снижение
Энергоемкость ВВП (кВт·ч/долл. ВВП)	0,41	0,28	0,20	29, снижение
Снижение спроса в пиковую нагрузку (%)	6	15	25	66, рост
Выброс CO ₂ (млн т углерода)	590	900	720	20, снижение
Уровень роста производительности (%/год)	2,9	2,5	3,2	28, рост

Реальный ВВП (млрд долл.)	9,200	20,700	24,300	17, рост
Размер экономического ущерба бизнеса (млрд долл.)	100	200	20	90, снижение

В мире по состоянию на конец 2010 г. было 90 пилотных проектов создания «интеллектуальных сетей». По мере их реализации становится очевидным, что перенесённая на национальную почву концепция Smart Grid, претерпевает значительные изменения, обусловленные различиями в режимах регулирования, имеющейся инфраструктуре электроэнергетических систем, национальных экономических приоритетах. В странах с ограниченными минеральными энергетическими ресурсами стратегия в значительной мере ориентирована на создание благоприятных условий для развития возобновляемой энергетики, на стимулирование энергосбережения и повышения эффективности потребления энергоресурсов.

Для нашей страны с её большими запасами энергоресурсов, гигантской протяженностью электрических сетей, высокой степенью износа оборудования на первое место выступает задача обеспечения надёжности и эффективности работы электросетевого комплекса при ограниченных инвестициях и дефиците времени.

Следует иметь в виду, что создание «интеллектуальной сети» стоит больших денег (например, итальянская компания Enel, начав в 2001 г. реализацию пятилетнего проекта по внедрению «интеллектуальных сетей», потратила в общей сложности 2,1 млрд евро). Поэтому, как уже отмечалось выше, в нашей стране рассматривается концепция создания энергосистем с комбинированной сетью – сочетание «сильных» и «интеллектуальных» сетей, объединяющее две концепции в одну – «сильные и интеллектуальные сети». Её разработка осуществляется по схеме, утверждённой Правительством РФ.

В настоящее время в ряде российских энергетических компаний разрабатываются и реализуются проекты, которые предусматривают использование элементов технологического базиса Smart Grid.

Условно такие проекты можно разделить на 3 группы: системные, инфраструктурные и локальные.

Системные проекты: создание в интересах АО «СО ЕЭС» системы SCADA EMS, способной заменить большинство локальных, узкоспециальных комплексов при долгосрочном, среднесрочном и краткосрочном планировании электрических режимов ЕЭС России, при выработке и осуществлении процедуры поддержки рынка электроэнергии и мощности, при рассмотрении диспетчерских заявок на вывод в ремонт оборудования и в ряде других случаев.

Инфраструктурные проекты:

- создание и внедрение элементов FACTS («Российские сети» совместно с «СО ЕЭС»);
- развертывание информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ);
- развитие системы мониторинга переходных режимов, состоящей из регистрирующих приборов, систем обмена информацией между концентраторами данных и центрами управления, а также средств обработки полученной информации;
- строительство единой технологической сети связи электроэнергетики (ЕТССЭ) на базе широкого внедрения современных цифровых коммутационных узлов за счет прокладки волоконно-оптических линий связи и радиорелейных линий,

модернизации ВЧ-связи, развертывания систем спутниковой связи и цифровой подвижной радиосвязи. По завершению Программы создания ЕТССЭ современными системами телекоммуникаций будут охвачены все объекты ЕЭС России. В области телекоммуникаций позиции российской электроэнергетики достаточно сильны и не являются препятствием для создания программного обеспечения «интеллектуальных сетей» в ближайшем будущем;

- создание новой целевой модели оперативно-диспетчерского управления ЕНЭС России и практической реализации этой модели в рамках создаваемых Центров управления сетями;
- совершенствование устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), противоаварийной автоматики (ПА), автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ), выработка единых протоколов взаимодействия различных ИТ-систем в электроэнергетике. Работы по данной тематике ведутся сетевыми и генерирующими компаниями. Координирующей организацией выступает «СО ЕЭС».

Локальные проекты – проекты, реализуемые различными энергетическими компаниями, как правило, сбытовыми и электросетевыми: организация систем многотарифного учета, установка биллинговых систем, реализация устройств дистанционного ограничения и отключения. Пока системы работают разрозненно, на различной элементной базе и своих внутренних протоколах.

Если обобщенная концепция «сильные и интеллектуальные сети» будет внедрена, то российские электрические сети из «пассивной» системы передачи электроэнергии превратятся в «активный» инструмент управления режимами работы. Такой комплекс позволит на приемлемых условиях решить проблемы электросетевого комплекса страны.

По оценкам экспертов, в обозримом будущем на российском технологическом рынке будут представлены принципиально новые технологии и оборудование, необходимые для реализации обобщенной концепции. Возрастает активность крупных компаний-производителей оборудования и технологий в нашей стране, направленная на создание в России соответствующего сегмента технологического рынка.

Создание интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС) поставит нашу страну в один ряд с мировыми лидерами в области интеллектуализации электроэнергетики и существенно повысит энергоэффективность экономики РФ. По оценкам экспертов, реализация проекта позволит уменьшить потери в российских электрических сетях всех классов напряжения на 25 %, что даст экономию порядка 34–35 млрд кВт·ч в год. Почти на 35 млрд долл. можно будет снизить объем капиталовложений в развитие сетей за счет увеличения их пропускной способности по новым технологиям.

Грядущая интеллектуализация энергетики по масштабу ожидаемых преобразований сравнима с теми революционными изменениями, которые произошли в сфере связи и информации и сделали привычной реальностью Интернет, мобильную связь и множество других достижений современности, до неузнаваемости изменивших повседневную жизнь.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. В чём суть концепции Smart Grid?
2. Что является технической/технологической основой Smart Grid?
3. Назовите основные цели Smart Grid.
4. Назовите основные компоненты коммуникационных технологий в

«интеллектуальной сети».

Практическая работа № 3 **Диспетчеризация инженерных систем электроэнергетики. SCADA**

Цель: изучить системы диспетчеризации и использование SCADA-систем в электроэнергетике

Основы теории:

В условиях государственного централизованного планирования энергопотребления баланс экономических интересов производителей и потребителей электроэнергии сводился на уровне государственных планов, при этом потребитель должен был получать запланированное количество дешевой электроэнергии в удобное для него время. Поэтому основное назначение электроэнергетической отрасли состояло в надежном, бесперебойном энергоснабжении потребителей в запланированных объемах. Для достижения этой цели осуществлялось управление процессом производства, передачи и распределения электроэнергии. Нагрузка регулировалась *методом прямого управления* — по требованию правительственных органов и энергокомпаний. В этих условиях электрическая энергия рассматривалась, прежде всего, как физическая субстанция, поэтому первоочередным (и единственно необходимым) средством управления энергопотреблением являлась *автоматизированная система диспетчерского управления* (АСДУ), выполняющая роль регулятора потоков электрической энергии в процессе ее производства, передачи и распределения.

Потребность в учете больших потоков электроэнергии при ее экспорте и при перетоках между энергосистемами, объединенными энергетическими системами и в масштабах Единой энергетической системы, обусловила необходимость создания *локальных автоматизированных систем измерения (контроля) электроэнергии* (АСИЭ).

В период перехода к рыночной экономике электроэнергия становится полноценным товаром — объектом купли-продажи. Поскольку процесс купли-продажи завершается только после оплаты (реализации), электроэнергия как товар выражается не только количеством, но и стоимостью. При этом основными рыночными параметрами становятся количество *полезно отпущенной энергии и ее оплаченная стоимость*, а формирующиеся розничный и оптовый рынки электроэнергии представляют собой по сути *рынок полезно потребленной электроэнергии*.

Развитие рынка электроэнергии на основе экономического метода управления потребовало создания полномасштабных иерархических систем: автоматизированных систем измерения электроэнергии (АСИЭ), учета потребления и сбыта электроэнергии (АСУПС Э), диспетчерского управления (АСДУ), контроля и учета энергопотребления (АСКУЭ).

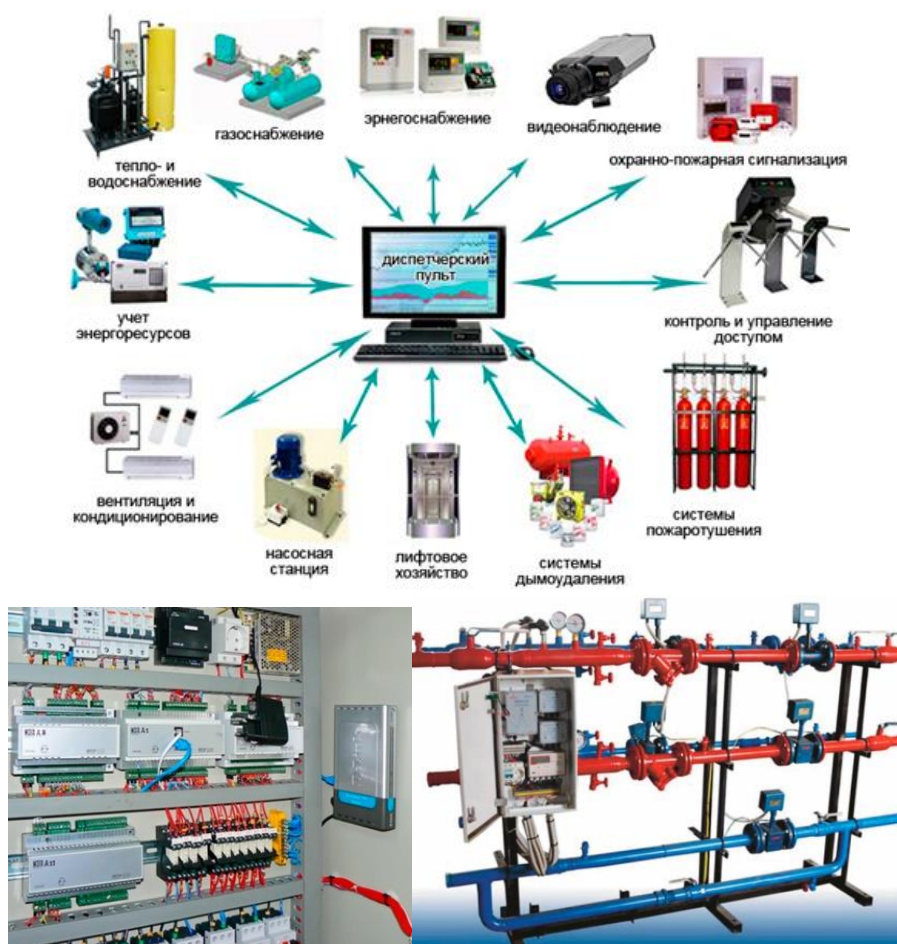
Основная особенность экономического метода управления - рассмотрение энергопотребления как главного звена, управляющего рынком электроэнергии, который в свою очередь представляется совокупностью собственно технологического процесса (производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии), учетно-финансового процесса энергопотребления, а также политико-экономического (отражающего текущую политику в области энергоиспользования).

Система диспетчеризации - это набор аппаратных и программных средств, для централизованного контроля и управления инженерными системами для наиболее эффективного их использования и минимизации расходов на их обслуживание. При внедрении системы диспетчеризации используется оборудование лидирующих мировых

производителей и самые передовые технологии в области автоматизации инженерных систем зданий, позволяющие осуществлять системную интеграцию оборудования в концепции «интеллектуального здания».

Диспетчеризация позволяет расширить традиционную автоматику инженерных систем и вывести ее на уровень, на котором мониторинг и управление всеми системами осуществляется с одного рабочего места диспетчера. Диспетчеризация инженерных систем позволяет поддерживать их работоспособность и повышать эффективность использования энергоресурсов. Благодаря оперативному контролю состояния инженерных систем и своевременному реагированию на изменения в работе систем и оборудования возможно эффективное принятие управленческих решений и предупреждение возможных сбоев.

При использовании систем диспетчеризации инженерных систем повышается рациональность использования всех видов ресурсов и тем самым увеличивается прибыль от эксплуатации объектов. Автоматизированная система диспетчеризации инженерных систем позволяет учитывать энергоресурсы, нормировать их потребление, корректировать работу оборудования с учетом внешних условий. Таким образом, клиент может экономить существенную долю финансовых средств и направлять их на развитие бизнеса.



Внедрение системы диспетчерского управления позволяет:

- Графически, наглядно отображать информацию;
- Вести учет и анализ потребления энергоресурсов;

- Осуществлять круглосуточное оперативное управление в зависимости от ситуаций на объекте;
- Быстро, достоверно диагностировать состояние объекта;
- Снижать уровень воздействия человеческого фактора;
- Существенно уменьшить численность обслуживающего персонала;
- Снижать расходы на эксплуатацию;
- Планировать сервисное обслуживание оборудования;
- Оперативно отслеживать сбои, предупреждая развитие аварийных ситуаций в превентивном режиме;
- Выдавать диспетчеру контекстные подсказки в аварийных ситуациях;
- Вести журнал событий в автоматическом режиме, документальное определение причин аварий, потерь и их виновников;
- Получение и анализ данных для разработки мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности.

SCADA

SCADA ([аббр.](#) от [англ.](#) *supervisory control and data acquisition*, *диспетчерское управление и сбор данных*) — [программный пакет](#), предназначенный для разработки или обеспечения работы в реальном времени систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте мониторинга или управления. SCADA может являться частью [АСУ ТП](#), [АСКУЭ](#), системы экологического мониторинга, научного эксперимента, автоматизации здания и т. д. SCADA-системы используются во всех отраслях хозяйства, где требуется обеспечивать операторский контроль за технологическими процессами в реальном времени. Данное программное обеспечение устанавливается на компьютеры и, для связи с объектом, использует драйверы ввода-вывода или [OPC/DDE](#) серверы. Программный код может быть как написан на языке программирования (например на [C++](#)), так и сгенерирован в среде проектирования.

Иногда SCADA-системы комплектуются дополнительным ПО для программирования промышленных контроллеров. Такие SCADA-системы называются интегрированными и к ним добавляют термин *SoftLogic*.

Термин «SCADA» имеет двоякое толкование. Наиболее широко распространено понимание SCADA как приложения^[2], то есть программного комплекса, обеспечивающего выполнение указанных функций, а также инструментальных средств для разработки этого программного обеспечения. Однако, часто под SCADA-системой подразумевают программно-аппаратный комплекс. Подобное понимание термина SCADA более характерно для раздела [телеметрия](#).

Значение термина SCADA претерпело изменения вместе с развитием технологий автоматизации и управления технологическими процессами. В 80-е годы под SCADA-системами чаще понимали программно-аппаратные комплексы сбора данных реального времени. С 90-х годов термин SCADA больше используется для обозначения только программной части [человечно-машинного интерфейса](#) АСУ ТП.

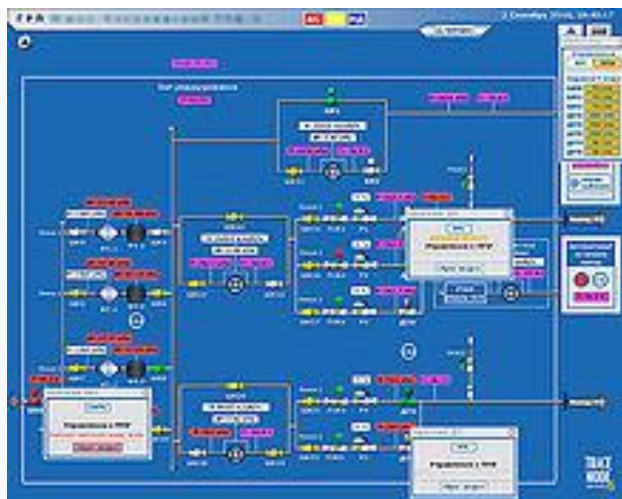


Рисунок 4 - Операторский интерфейс, разработанный в SCADA

SCADA-системы решают следующие задачи:

- Обмен данными с «устройствами связи с объектом» (то есть с [промышленными контроллерами](#) и [платами ввода-вывода](#)) в реальном времени через драйверы.
- Обработка информации в реальном времени.
- Логическое управление.
- Отображение информации на экране монитора в удобной и понятной для человека форме.
- Ведение базы данных реального времени с технологической информацией.
- Аварийная сигнализация и управление тревожными сообщениями.
- Подготовка и генерирование отчетов о ходе технологического процесса.
- Осуществление сетевого взаимодействия между SCADA ПК.
- Обеспечение связи с внешними приложениями ([СУБД](#), [электронные таблицы](#), текстовые процессоры и т. д.). В системе управления предприятием такими приложениями чаще всего являются приложения, относимые к уровню [MES](#).

SCADA-системы позволяют разрабатывать [АСУ ТП](#) в клиент-серверной или в распределённой архитектуре.

Основные компоненты SCADA. SCADA—система обычно содержит следующие подсистемы:

- Драйверы или серверы ввода-вывода — программы, обеспечивающие связь SCADA с [промышленными контроллерами](#), [счётчиками](#), [АЦП](#) и другими устройствами ввода-вывода информации.
- [Система реального времени](#) — программа, обеспечивающая обработку данных в пределах заданного временного цикла с учетом приоритетов.
- [Человеко-машинный интерфейс](#) ([HMI](#), [англ. Human Machine Interface](#)) — инструмент, который представляет данные о ходе процесса человеку оператору, что позволяет оператору контролировать процесс и управлять им.
- Программа-редактор для разработки человеко-машинного интерфейса.
- Система логического управления — программа, обеспечивающая исполнение пользовательских программ (скриптов) логического управления в SCADA-системе. Набор редакторов для их разработки.
- [База данных реального времени](#) — программа, обеспечивающая сохранение истории процесса в режиме реального времени.
- Система управления тревогами — программа, обеспечивающая автоматический контроль технологических событий, отнесение их к категории нормальных, предупреждающих или аварийных, а также обработку событий оператором или компьютером.

- Генератор отчетов — программа, обеспечивающая создание пользовательских отчетов о технологических событиях. Набор редакторов для их разработки.
- Внешние интерфейсы — стандартные интерфейсы обмена данными между SCADA и другими приложениями. Обычно [OPC](#), [DDE](#), [ODBC](#), DLL и т. д.

Концепции систем

Термин SCADA обычно относится к централизованным системам контроля и управления всей системой, или комплексами систем, осуществляемого с участием человека. Большинство управляющих воздействий выполняется автоматически RTU или ПЛК. Непосредственное управление процессом обычно обеспечивается RTU или PLC, а SCADA управляет режимами работы. Например, PLC может управлять потоком охлаждающей воды внутри части производственного процесса, а SCADA система может позволить операторам изменять уставки для потока, менять маршруты движения жидкости, заполнять те или иные ёмкости, а также следить за тревожными сообщениями (*алармами*), такими как — потеря потока и высокая температура, которые должны быть отображены, записаны, и на которые оператор должен своевременно реагировать. Цикл управления с обратной связью проходит через RTU или ПЛК, в то время как SCADA система контролирует полное выполнение цикла.

Сбор данных начинается в RTU или на уровне PLC и включает — показания измерительного прибора. Далее данные собираются и форматируются таким способом, чтобы оператор диспетчерской, используя [HMI](#) мог принять контролирующие решения — корректировать или прервать стандартное управление средствами RTU/ПЛК. Данные могут также быть записаны в архив для построения [трендов](#) и другой аналитической обработки накопленных данных.

WebSCADA

Под термином WebSCADA, как правило, понимается реализация человеко-машинного интерфейса ([HMI](#)) SCADA-систем на основе [web](#)-технологий.

Это позволяет осуществлять контроль и управление SCADA-системой через стандартный браузер, выступающего в этом случае в роли [тонкого клиента](#).

Архитектура таких систем включает в себя WebSCADA-сервер и клиентские терминалы — ПК, КПК или мобильные телефоны с Web-браузером. Подключение клиентов к WebSCADA-серверу через [Internet/Intranet](#) позволяет им взаимодействовать с прикладной задачей автоматизации как с простой web или [WAP](#)-страницей. Однако на данном этапе развития WebSCADA ещё не достигло уровня широкого промышленного внедрения, так как существуют сложности с защитой передаваемой информации. Кроме этого, реализация функций управления через незащищенные каналы связи противоречит соображениям безопасности любого промышленного объекта. В связи с этим, в большинстве случаев Web-интерфейсы используются в качестве удаленных клиентов для контроля и сбора данных.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Что позволяет осуществлять внедрение системы диспетчерского управления ?
2. Поясните термин «SCADA».
3. Какие задачи решают SCADA-системы?
4. Назовите основные компоненты SCADA.

Практическая работа № 4 *Автоматизированные системы электроэнергетики*

Цель: изучить функции и составляющие АСДУ, АСУЭ, АСКУЭ

Основы теории:

Автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ) ЕЭС представляет собой иерархически построенную человеко-машинную систему, обеспечивающую по всей территории, охватываемой электрическими сетями, сбор, преобразование, передачу, переработку и отображение информации о состоянии и режиме энергосистемы, формирование на основе собранной информации, передачу и реализацию управляющих команд с целью выполнения системой (за счет располагаемых средств) функций надежного и экономичного снабжения электрической и тепловой энергией требуемого качества всех ее потребителей.

АСДУ включает в себя:

- управляющие вычислительные центры (УВЦ) в ЦДУ ЕЭС, ОДУ ОЭС, ЦДС ЭЭС, диспетчерские пункты (ДП) предприятий электрических сетей (ПЭС);
- автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) электростанций, энергоблоков электростанций и подстанций;
- централизованные и локальные системы автоматического регулирования и управления.

Все элементы АСДУ ЕЭС объединяет единая первичная сеть сбора и передачи оперативной информации и управляющих команд.

Основной составляющей АСДУ в УВЦ являются оперативные информационно-управляющие комплексы (ОИУК), с помощью которых диспетчерский персонал ЦДУ, ОДУ и ЦДС осуществляет: контроль за текущим состоянием управляемой энергосистемы (схемой, режимами и средствами управления), ретроспективный анализ происшедших событий, оценку перспективных режимов. Используя информацию о текущем и перспективном состоянии ЭЭС, графиках нагрузки, планах проведения ремонтных работ по оперативным заявкам с учетом указаний и рекомендаций диспетчерских инструкций и директивных материалов, диспетчерский персонал обеспечивает:

- выработку воздействий на управляемые объекты (регулирование режима ЭЭС по активной и реактивной мощности, включая регулирование графиков нагрузки электростанций);
- вывод оборудования и средств автоматического и оперативного управления в ремонт и ввод их в работу после ремонта;
- ввод в работу нового оборудования и средств управления;
- изменение схемы контролируемой сети;
- ликвидацию аварийных ситуаций и восстановление нормального режима работы ЭЭС;
- ведение оперативной отчетности;
- передачу оперативной информации.

Управляющие воздействия передаются диспетчерским персоналом ЦДУ, ОДУ, ЦДС на оперативно подчиненные объекты через диспетчерский персонал этих объектов или непосредственно на АСУТП и системы автоматического регулирования и управления энергообъектами с помощью устройств телеуправления. Управляющие воздействия обеспечивают изменение:

- схемы электрической сети;
- состава оборудования электростанций и подстанций;
- алгоритмов и параметров настройки средств автоматического и оперативного управления;
- устройств автоматики;
- нагрузки агрегатов электростанций;
- нагрузки потребителей;

- напряжений в контрольных точках электрической сети (посредством воздействия на возбуждение синхронных машин, включения или отключения устройств компенсации реактивной мощности, переключения трансформаторов).

Все задачи управления, которые обеспечивают формирование управляющих решений, делятся на оптимизационные и оценочные. Решение оптимизационных задач достигается при удовлетворении какого-либо критерия оптимизации, а оценочных задач — при удовлетворении соответствующих уравнений состояния объекта.

Основной задачей управления ЕЭС является надежное снабжение электрической и тепловой энергией требуемого качества при минимальных затратах на ее производство, преобразование, передачу и распределение, поэтому основным критерием при выработке управляющих решений на всех уровнях иерархии управления ЕЭС, когда это возможно, используется минимум затрат в течение рассматриваемого периода времени. Хозяйственная самостоятельность отдельных территорий, охватываемых сетями ЕЭС, может приводить к тому, что критерии управления для различных частей ЕЭС (ОЭС, ЭЭС) окажутся разными и потребуются их взаимное согласование с использованием специальных алгоритмов. При формировании и решении задач в АСДУ необходимо обеспечить требования по качеству электрической и тепловой энергии и по надежности электроснабжения и теплоснабжения потребителей.

Информационное обеспечение АСДУ состоит из следующей информации:

- прогноза метеорологической обстановки — для повышения точности прогнозирования нагрузки и вероятностей отказов оборудования;
- маневренных характеристик агрегатов и электростанций — для расчета их располагаемой и рабочей мощности и состава работающего и резервного оборудования на них;
- отказов основного оборудования ЕЭС — для расчета и прогнозирования его показателей надежности;
- качества топлива, которое поставляется на ТЭС;
- состояния основного оборудования (генераторов, ЛЭП, трансформаторов и др.) — для принятия решения о времени вывода его в ремонт (определяется заблаговременно в процессе его диагностики);
- фактически обеспечиваемой надежности электроснабжения и теплоснабжения потребителей — для выбора оптимальных способов ее повышения; прогноза притока воды в водохранилища ГЭС — для оптимизации выработки электроэнергии на ГЭС.

Необходимая информация поступает извне или вырабатывается внутри ЕЭС в процессе управления. В процессе управления наибольшие объемы информации вырабатываются и используются в темпе процесса производства, передачи и распределения электроэнергии. Разные управляемые процессы изменяются по-разному: быстро, недостаточно быстро и медленно, соответственно и задержки в реализации управляющих воздействий будут различные, различным будет и время получения и использования информации.

Информация, которая обеспечивается средствами телемеханики, называется телемеханической. Рассмотрим примерные допустимые диапазоны ее задержки при передаче от объектов управления в центр управления (контрольная информация) и обратно (командная информация):

- информация для автоматических противоаварийных систем (телеотключение) — десятки миллисекунд;
- телесигнализация положения выключателей и разъединителей — секунды;
- телеизмерения контролируемых параметров (мгновенные значения) — единицы и десятки секунд;
- телеизмерения, телерасчет (интегральные значения) — несколько десятков секунд;

- телеизмерения и телекоманды для систем автоматического регулирования — до 1 с;
- телеуправление (ТУ) — несколько секунд;
- ответная телесигнализация (после ТУ) — до 10 с;
- межуровневый машинный обмен между информационными базами данных ЭВМ ОИУК — несколько минут;
- диспетчерская ведомость по производству и потреблению энергии — 1 раз в час.

Качество телемеханической информации определяется погрешностью (классом точности) всех устройств, входящих в цепочку передачи информации, и лежит в пределах от долей процента до нескольких процентов.

Кроме того, существенное влияние на качество телеинформации оказывает запаздывание телепередачи. Чтобы уменьшить это запаздывание, приходится увеличивать частоту производимых измерений и скорость передачи информации, что требует расширения каналов связи и увеличения их стоимости. Применение существующих каналов связи без их расширения требует использования методов сжатия информации, адаптивных алгоритмов передачи сообщений, системы приоритетов и т. п.

Автоматизация и диспетчеризация систем управления энергоснабжением (АСУЭ)

АСУЭ обеспечивает автоматизированный сбор и обработку информации, требующейся для оперативного управления энергоснабжением промышленного предприятия, оптимизации работы энергетического оборудования и режимов производства, и потребления различных видов энергии, решения организационно-экономических, отчетно-статистических и других задач.

Цели внедрения АСУЭ:

- Снижение удельных затрат потребления энергоресурсов за счет снижения потерь и оптимизации распределения энергоресурсов;
- Повышение оперативности управления качеством энергообеспечения;
- Мониторинг потребления и распределения энергоресурсов в реальном времени;
- Дистанционное управление режимами работы систем энергоснабжения предприятия;
- Интеграция в единую систему управления предприятием;
- Сокращение удельной энергоёмкости производства за счет рационального расходования энергоресурсов;
- Повышение системной надёжности и коэффициента готовности оборудования;
- Увеличение сроков службы энергетического оборудования за счет оптимального режима эксплуатации;
- Своевременное представление оперативному персоналу достоверной информации о ходе технологического процесса, состоянии оборудования и средств управления с целью предотвращения или быстрой ликвидации ненормальных аварийных и послеаварийных режимов в электроснабжении;
- Улучшение диагностики первичного оборудования и снижение затрат на ремонт оборудования;
- Обеспечение ретроспективной технологической информацией — регистрация, архивация событий;
- Расчет показателей для анализа, оптимизации и планирования работы оборудования и его ремонта;
- Повышение надёжности работы систем энергоснабжения в целом.

Основные функции АСУ электроснабжения (АСУЭ):

- Противоаварийная защита оборудования энергообеспечения (локальные системы на базе ЦРЗА);

- Технический учет электроэнергии, формирование информации о потреблении энергоносителей;
- Формирование на дисплее оператора мнемосхемы электроснабжения с отображением наиболее важных параметров;
- Предупредительная и аварийная сигнализация ;
- Диагностика и контроль энергетического оборудования (ресурсов выключателей, двигателей и др.);
- Диагностика состояния аппаратуры и программного обеспечения АСУЭ;

Регистрация состояния объектов АСУЭ и действий оператора, в том числе:

- последовательности срабатывания защит и противоаварийной автоматики;
- ведение суточной и сменной ведомости, графиков изменения текущих параметров, архива (в том числе аварийной информации);
- значений контролируемых параметров (токов, напряжений, частоты, мощности и др.) в момент пуска защит и в момент срабатывания защит с присвоением метки времени;
- аварийных и предупредительных сигналов с присвоением метки времени;
- действий оператора при выполнении оперативных переключений;
- проверка достоверности входной информации;
- обработка и вывод на экран дисплея информации о событиях в текстовой (табличной) форме;
- ведение во всех контроллерах АСУЭ единого времени,
- осциллографирование параметров аварийных и переходных;
- измерение качества электроэнергии.

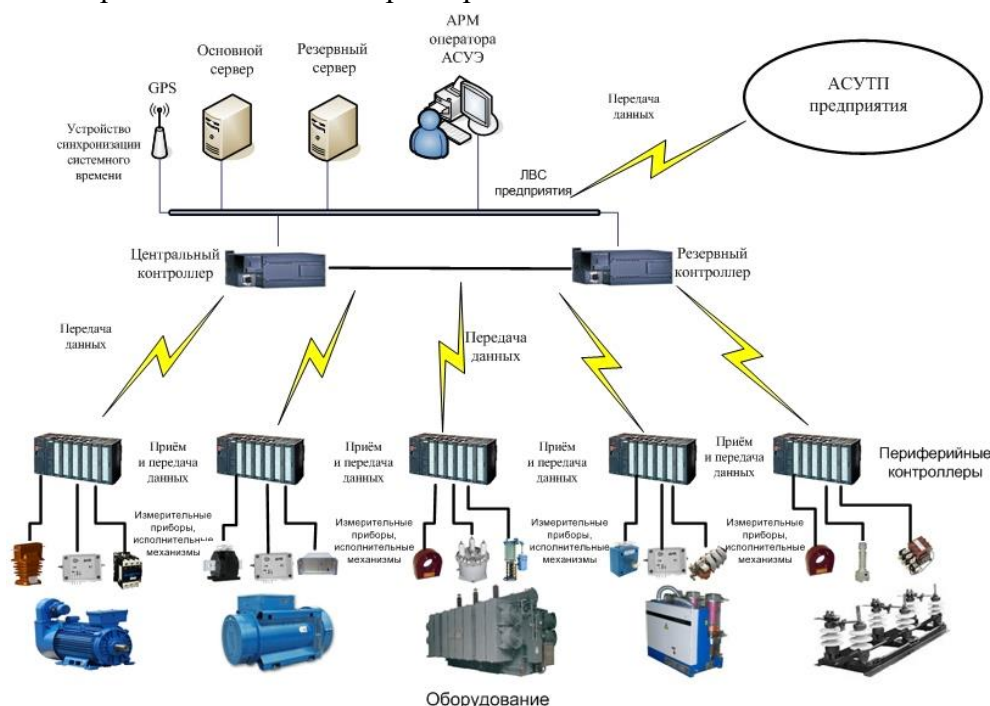


Рисунок 3 - АСУ ТП предприятия

Организация внедрения автоматизированных систем учета электроэнергии промышленных потребителей

В связи с дефицитом мощности большое значение приобретает целенаправленное регулирование режимов электропотребления промышленных предприятий с целью выравнивания графиков нагрузки. Это можно осуществить:

1. экономическими методами с использованием многоставочных, дифференцированных

по времени суток тарифов;

2. оперативным контролем за электропотреблением со стороны энергосистемы и потребителей;

3. непосредственным управлением нагрузкой предприятий для выравнивания графика.

Решение указанных задач возможно только при условии широкого внедрения на промышленных предприятиях автоматизированных систем контроля и учета электропотребления (АСКУЭ), позволяющих:

- повысить точность, оперативность и достоверность учета расхода электроэнергии и мощности;
- выполнять оперативный контроль за режимами электропотребления, в том числе контроль договорных величин электроэнергии и мощности;
- оперативно предъявлять санкции предприятиям за превышение договорных и разрешенных величин мощности.

Установка коммерческих систем учета электроэнергии возможна только на подстанциях потребителей. Это позволяет персоналу предприятий использовать АСКУЭ и для оперативного контроля, и для регулирования режимов собственного энергопотребления.

Широкое внедрение АСКУЭ на промышленных предприятиях началось в 1993 году. В настоящее время решением задач автоматизации учета электроэнергии потребителей занимается сектор промышленного учета, входящий в состав службы автоматизированного учета (САУ). Основными задачами сектора являются:

- проведение пусконаладочных работ (ПНР) по вновь устанавливаемым системам учета;
- выполнение технического обслуживания и текущего ремонта эксплуатируемых АСКУЭ;
- организация и осуществление приема данных об электропотреблении на пункте сбора и обработки информации.

В своей работе САУ взаимодействует как с предприятиями, где устанавливается и эксплуатируется АСКУЭ. Так и с другими структурными подразделениями и предприятий электрических сетей (ПЭС).

Для организации работ по наладке систем учета на промышленном предприятии САУ получает техническую документацию от службы проектирования систем учета, на основании которой совместно с предприятием комплектует требуемое оборудование. Согласно техническому проекту САУ выдает задание цеху ремонта приборов учета на комплектацию определенного числа счетчиков устройствами формирования импульсов и указывает пункты их установки. По завершении ПНР и государственной поверки систем учета САУ информирует службу сбыта энергии ПЭС, службу контроля за отпуском энергии и инспекцию Энергонадзора о вводе АСКУЭ в эксплуатацию. Совместно с предприятиями САУ организует модемную связь и начинает прием информации с введенных в эксплуатацию систем учета на пункте сбора и обработки информации.

Тип технических средств автоматизированного учета выбирается службой проектирования систем учета в зависимости от числа точек учета и конфигурации сетей конкретно для каждого предприятия.

Системы учета устанавливаются на предприятиях с небольшим числом компактно расположенных точек расчетного учета. В случае более разветвленных схем питания с большим числом питающих линий и наличием значительного числа субабонентов применяются автоматизированные системы учета. Для повышения надежности хранения данных комплексом и дублирования его вычислительных функций в качестве периферийных устройств на линиях расчетного учета вместо устройств сбора данных устанавливаются преобразователи. Такое резервирование дает положительный результат при выходе из строя специализированного вычислительного комплекса и при несанкционированном доступе к его данным.

С целью получения расчетных данных и оперативной информации от АСКУЭ промышленных потребителей выделяется коммутируемый телефонный канал и организуется с ними модемную связь. К сожалению, из-за низкого качества телефонных каналов и малого быстродействия отечественных модемов процесс сбора данных занимает неоправданно много времени, при этом, как следствие, теряется возможность оперативного управления нагрузкой потребителей. Однако на проведение сбора расчетной информации данный фактор влияния не оказывает.

Для приема, обработки и предоставления информации всем заинтересованным службам в составе САУ был организован пункт сбора и обработки информации.

Перед сдачей АСКУЭ в эксплуатацию (в качестве расчетной) САУ обеспечивает пломбировку ее блоков и узлов с целью предотвращения несанкционированного доступа к данным и предоставляет систему центру стандартизации, метрологии и сертификации (ЦСМиС) для проведения государственной поверки.

На основании положительных данных государственной поверки, закрепленных свидетельством ЦСМиС, служба сбыта энергии ПЭС составляет для предприятий-абонентов Приложение к Договору на пользование электрической энергией. В данном Приложении оговаривается порядок расчетов за потребленную энергию и мощность на основании данных АСКУЭ. Начиная с 1996 года применяется новая форма Договора на пользование электрической энергией, в котором непосредственно оговаривается порядок использования АСКУЭ на предприятиях для расчета за потребленную энергию и мощность. С момента двустороннего подписания соответствующего Договора система учета становится расчетной.

Информация от АСКУЭ промышленных предприятий используется как для расчетов за потребленную электроэнергию и мощность, так и для контроля за соблюдением договорных режимов. В настоящее время на пункте сбора и обработки информации осуществляется прием информации с 23 предприятий региона.

Для оперативного контроля за соблюдением режимов на центральном диспетчерском пункте осуществляется прием 30-минутных значений мощности. На основании этих данных принимается решение об ограничении нагрузки предприятия. Для выставления штрафных санкций пункт сбора и обработки информации ежедневно проводит сбор 30-минутных значений мощности и представляет данную информацию службе контроля за отпуском энергии (СКОЭ). По окончании расчетного периода САУ осуществляет ежемесячный сбор информации с систем учета и в виде утвержденных форм передает данные в СКОЭ. В отчетных формах приводится следующая информация:

1. показания счетных механизмов счетчиков на начало и окончание расчетного периода;
2. электропотребление по каждому расчетному счетчику;
3. суммарное электропотребление по абоненту, его субабонентам и узлу потребления как по активной, так и по реактивной энергии с учетом ночной и дневной зон суток;
4. максимальное значение мощности в часы максимума за расчетный период с указанием даты и времени их достижения по абоненту, его субабонентам и узлу потребления.

После анализа полученной информации СКОЭ передает данные в службы сбыта энергии ПЭС.

Для ускорения расчетов по данным АСКУЭ промышленных потребителей силами САУ ведутся работы по организации пунктов приема информации в ПЭС. После их создания расчетная информация будет собираться непосредственно в ПЭС.

Внедрение АСКУЭ на промышленных предприятиях дает возможность энергосистеме:

- вести в автоматизированном режиме жесткий контроль за потреблением энергии и мощности предприятиями-абонентами;
- организовать отключения нарушителей режимов;

- осуществлять расчеты за потребленную энергию и мощность;
- выставлять штрафные санкции предприятиям в случае превышения ими договорных величин.

Это дает не только экономический эффект, но и повышает ответственность потребителей за использование энергии, побуждает их проводить энергосберегающие мероприятия с целью сокращения энергопотребления.

Использование АСКУЭ позволяет энергосистеме осуществлять целенаправленное регулирование режимов электропотребления, существенно снижая при этом дефицит мощности в энергосистеме и более полно обеспечивая электроснабжение потребителей.

В настоящее время в энергосистеме России АСКУЭ установлены или устанавливаются на многих предприятиях.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ:

1. Что такое автоматизированная система диспетчерского управления?
2. Что обеспечивают управляющие воздействия АСДУ?
3. Назовите составляющие информационного обеспечения АСДУ.
4. Назовите цели внедрения АСУ электроснабжения.
5. Назовите основные функции АСУ электроснабжения.
6. Охарактеризуйте автоматизированных систем контроля и учета электропотребления (АСКУЭ): функции и принципы построения.

Практическая работа № 5 ***Автоматизированное управление освещением***

Цель: изучить автоматизированные системы управления освещением

Основы теории:

На освещение тратится около 14 % всей вырабатываемой электроэнергии, поэтому повышение энергетической эффективности осветительных установок (ОУ) играет существенную роль в деле повышения экономии электроэнергии.

Автоматизированные системы управления освещением решают одновременно следующие важнейшие задачи: экономию электроэнергии, улучшение комфортности освещения, увеличение срока службы РЛ (благодаря меньшему времени их использования и исключению токовых перегрузок). Дополнительно эти системы могут взять на себя функции мониторинга, диагностики ОУ и устранения неисправностей за счет резервных осветительных приборов.

Основной функцией автоматизированных систем управления освещением является контроль состояния ОУ, а именно: контроль количественных и качественных характеристик искусственного освещения; контроль уровня естественного освещения; контроль состояния органов ручного управления ОУ; контроль исправности светильников и их режима работы; контроль напряжения, тока, энергопотребления, а также характеристик качества электроэнергии. Для ОУ внутреннего освещения к перечисленным функциям добавляется контроль наличия людей в помещении.

Для внутренних осветительных устройств управление освещением предполагает: ручное регулирование освещенности на рабочих местах.

Для этого ОУ снабжаются переносными дистанционными пультами управления с инфракрасными излучателями (по типу телевизионных) или потенциометрами, устанавливаемыми рядом с выключателями;

– автоматический учет присутствия людей в освещаемом помещении. При оборудовании система управления освещением датчиком присутствия освещение автоматически включается или выключается в зависимости от наличия людей в данном помещении;

– автоматическое обеспечение постоянной освещенности на рабочих местах с учетом интенсивности естественного света. Достигается это введением в систему управления освещением

фотоэлементов, контролирующих освещенность на рабочем месте;

– заданный программой учет времени суток, времени года, дней недели. Для этого система управления освещением должна быть оборудована контроллером с часами реального времени.

Принципы автоматизированного управления осветительными установками

Принцип одноуровневого управления. Информационные сигналы (данные об освещенности, присутствии людей, сигналы ручного управления и т.д.) вырабатываются соответствующими датчиками Д, после чего поступают в контроллер К. В соответствии с заложенным в него алгоритмом, контроллер вырабатывает управляющий сигнал (команда на регулирование, включение или отключение), поступающий на исполнительные блоки, определяющие режим ИС. Данная система управления освещением является одноуровневой, так как обработка информационного сигнала осуществляется на единственном уровне контроллера К. Ввиду практически полной незащищенности от сбоев в контроллере, при которых происходит нарушение работы всей СУО, одноуровневые СУО целесообразно использовать для одной или нескольких групп близко расположенных светильников, т.е. для реализации локальных СУО.

Принцип двухуровневого управления. Для централизованного управления целесообразно использовать двухуровневые СУО. При этом система содержит некоторое количество контроллеров первого уровня К, размещенных вблизи управляемых ОУ. Эти устройства в совокупности с датчиками Д образуют первый уровень управления (т.е. фактически являются локальными СУО). Централизованное управление второго уровня осуществляется с центрального поста персональной ЭВМ, взаимодействующей уже не с отдельными датчиками и светильниками, а с контроллерами первого уровня. ЭВМ в основном осуществляет контроль состояния ОУ и задания режимов работы системы, а локальные контроллеры – учет требований индивидуальных пользователей и непосредственное управление освещением. Двухуровневая СУО сохраняет частичную работоспособность при отказе любых ее элементов и предоставляет большие возможности по интеграции управления освещением с другими информационными системами.

Датчики

Датчики освещенности предназначены для контроля освещенности на рабочем месте. В качестве датчика освещенности может быть использован, в принципе, любой светочувствительный прибор; обычно это фотодиод или фоторезистор.

Одним из эффективных способов решения проблемы экономии электроэнергии является установка датчиков движения и присутствия. Принцип их работы прост: датчики автоматически включают / выключают освещение в помещении в зависимости от интенсивности естественного потока света и/или присутствия людей. Возможным это делает пассивная технология инфракрасного излучения: встроенные IR-датчики производят запись тепловой радиации и преобразовывают ее в измеряемый электрический сигнал. Люди излучают тепловую энергию, спектр которой находится в инфракрасном диапазоне и не видим человеческому глазу.

Рисунок 1 иллюстрирует распределение температуры человеческого тела в инфракрасном спектре. Тепловая радиация собирается оптической линзой и проектируется на инфракрасные датчики. Изменения тепловой радиации, т. е. различия в температуре, вызванные движением, регистрируются датчиками и преобразуются в электрический сигнал. Встроенная в датчик электроника обрабатывает полученный сигнал и производит заранее установленные действия (включение / выключение групп освещения).

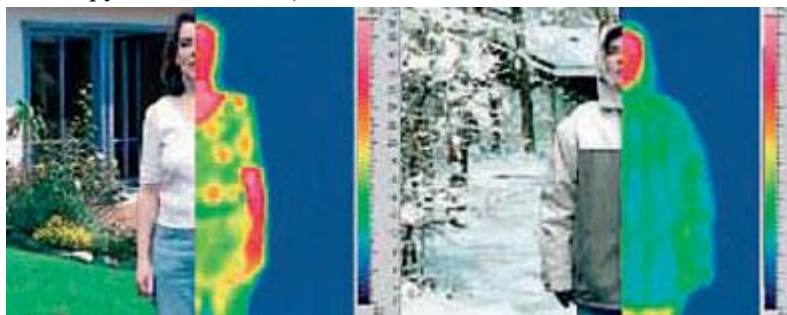


Рисунок 1. Распределение температуры человеческого тела в инфракрасном спектре

Оптическая система линз фиксирует тепловую радиацию и проецирует данные на инфракрасный датчик. Область обнаружения датчика поделена на активные и пассивные зоны. На инфракрасный датчик проектируются только активные зоны. В результате изменения показаний инфракрасной радиации от одной активной зоны к другой посылается сигнал (рисунок 2).

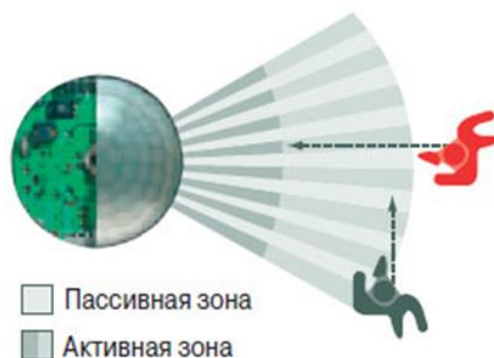


Рисунок 2. Активные и пассивные зоны инфракрасного датчика движения

Необходимо также принимать во внимание дальность действия датчиков и их чувствительность, которая зависит от ряда факторов, способных меняться в зависимости от состояния окружающей среды и иных причин:

- диапазон действия (например, увеличение зоны покрытия с увеличением высоты установки датчика) (рисунок 3а, 3б). В этом случае чувствительность уменьшается, поскольку пассивные и активные зоны становятся больше (рисунок 3б);
- определение оптимальной диагонали движений человека, чтобы вызвать срабатывание датчика (рисунок 2);
- влияние сезонных колебаний температуры окружающей среды. В середине лета различие температуры окружающей среды и тела человека будет невелико, в то же время зимой большая часть поверхности тела человека плотно закрыта одеждой (рисунок 1). Также погодные явления, такие как снег, дождь и туман, поглощают инфракрасное излучение и могут уменьшить диапазон срабатывания датчика (рисунок 3а).

Благодаря интегрированной стабилизации температурного уровня, датчики максимально компенсируют и сглаживают влияние окружающей среды на работу устройств. После выбора соответствующего датчика при его инсталляции внимание должно быть уделено возможным помехам, таким как:

- растения (деревья, кусты), колышущиеся под влиянием ветра;
- животные (собаки, кошки и т. п.);
- горячие воздушные потоки от вентиляторов или отопительного оборудования;
- электронные источники вмешательства, расположенные в непосредственной близости, например телевидение, компьютеры, системы радиосвязи и т. д.;
- источники искусственного освещения, установленные рядом с датчиками.

Таблица: Основные характеристики датчиков движения и присутствия

Показатель	Датчик движения	Датчик присутствия
Реакция на движение	реагирует только на активные движения	улавливает даже небольшое движение (например, работа на компьютере)
Измерение освещенности	• упрощенное; • прекращается при реагировании датчика и включении искусственного освещения	• точное измерение от естественного и искусственного света; • продолжается при реагировании датчика и включении искусственного освещения
Включение освещения	• простое включение освещения активируется в зависимости от степени освещенности или движения; • пока присутствует движение,	• если дневного освещения достаточно (по заданному параметру), искусственное освещение не включится, несмотря на движение; • два канала управления: один – включает

	искусственный свет останется включенным	освещение (в зависимости от естественного освещения и присутствия людей), второй – включает вентилятор или другое ОВК-устройство (в зависимости от присутствия людей); • интерфейс присоединения 1–10 В
Место размещения	в помещениях или на улице	идеально подходит для помещений, где люди работают сидя
Пример инсталляции	вне зданий: дороги, подходы к зданию, лестницы, открытые парковки, подземные автостоянки; внутри зданий: комнаты / кабинеты или прихожие с малым количеством естественного света или без него, туалеты и помещения 1-го этажа	внутри зданий: индивидуальные кабинеты или офисы с открытой планировкой, школьные кабинеты, конференц-залы, гостиничные номера, туалеты, спортивные залы, лестницы / коридоры с естественным освещением

Упомянутые помехи могут вызвать неумышленное срабатывание датчика, поэтому посредством имеющихся в комплекте шторок зону покрытия можно изменять, учитывая индивидуальные особенности. Важно то, чтобы датчик имел открытое поле видимости, поскольку температурное излучение от человека не может проникнуть сквозь твердые объекты (стены, двери, окна или застекленное помещение) (рис. 3в).

Датчики могут быть запрограммированы с помощью дистанционного пульта управления, что облегчает установку различных параметров и настройку работы датчика, а также избавляет от необходимости применять дополнительное оборудование (инструменты, лестницы и т. п.).

Главное преимущество датчиков движения и присутствия для монтажников – это простая установка и их настройка для последующей работы: не требуется прокладка специальных сетей управления или применение дополнительного дорогостоящего оборудования. Датчики устанавливаются в разрыв электрической цепи и сразу готовы к эксплуатации.

Главная цель данного оборудования – обеспечить пользователю комфорт и экономию энергии. Сегодня стоимость электроэнергии в Германии составляет в среднем 0,18–0,22 евро/кВт (для сравнения, в Москве – 0,08 евро/кВт). Успешный опыт эксплуатации данного оборудования показывает, что оно позволяет сэкономить 70–80% электрической энергии, затрачиваемой на освещение в здании.

Несмотря на почти трехкратное различие в стоимости энергии, сроки окупаемости установки датчиков движения и присутствия для России составляют 1–2 года, в зависимости от темпов роста цен на электроэнергию и мощности применяемого осветительного оборудования. Учитывая общий срок эксплуатации зданий (40–50 лет), срок окупаемости данного оборудования мал, а применение данного решения позволяет владельцу здания или управляющей компании экономить значительные средства при эксплуатации объекта.

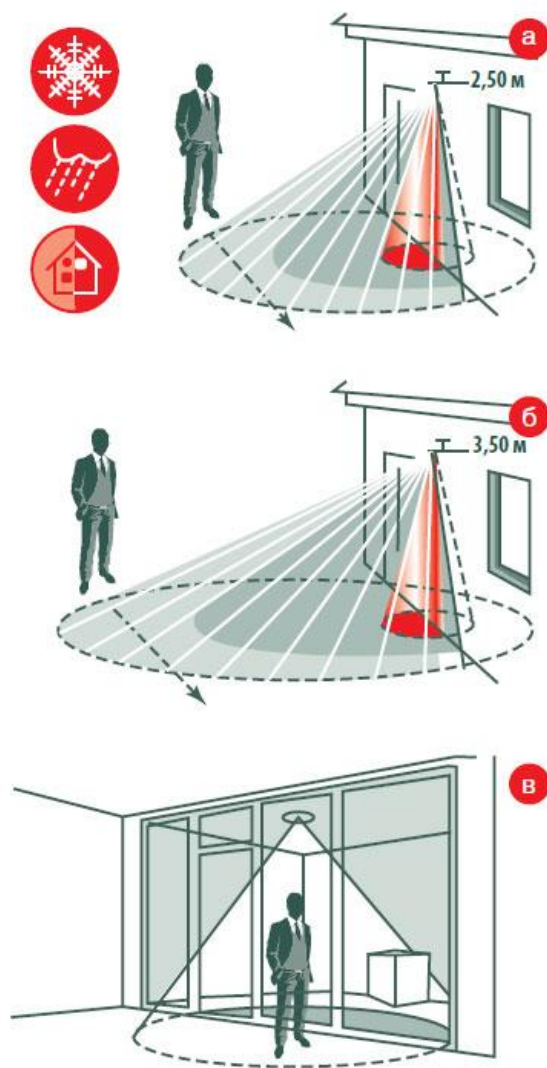


Рисунок 3. Изменение дальности действия и чувствительности датчиков в зависимости от некоторых факторов

Исполнительные устройства

В зависимости от выполняемой функции и вида нагрузки исполнительные блоки можно классифицировать на 3 группы: переключатели (целесообразны в основном для уличных светильников с натриевыми лампами и ЭмПРА с дополнительной обмоткой), регуляторы сетевого напряжения и регулируемые пускорегулирующие аппараты. Наиболее перспективными для этой цели являются регулируемые ЭПРА.

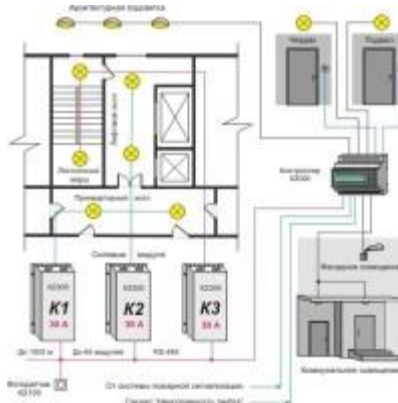
Контроллер

Контроллер разработан по принципу «всё в одном» и позволяет управлять всей осветительной нагрузкой с максимальной энергоэффективностью:

- коммунальное освещение (уличные светильники у подъезда);
- фасадное освещение (освещение придомовой территории);
- внутреннее освещение подъездов (три канала плавного регулирования яркости ламп, работающие по индивидуальным программам);
- архитектурная подсветка здания;
- освещение подвала (специальный алгоритм управления);
- освещение чердачного помещения (специальный алгоритм управления);
- освещение подземного паркинга с инфракрасными барьерами, кнопками и функцией задержки на отключение.

Контроллер плавно регулирует яркость ламп освещения подъездов в зависимости от

времени суток и освещенности на улице. Когда люди идут на работу, возвращаются с работы, вечером до 23-00 и т.д. лампы работают на мощности, близкой к номинальной. В остальное время суток яркость ламп понижается, достигая своего минимума в ночное время. Яркости в 20-30% от номинала достаточно для того, чтобы обеспечить необходимую освещенность в 0,5 лк на уровне пола в соответствии с требованиями СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение".



Если освещением дома управляет контроллер K2000, вам не нужно будет устанавливать дополнительные фотореле для включения фасадного освещения, некоторых линий подъездного освещения и т.д. В нашем контроллере есть всё! И даже больше...

Если на доме установлена архитектурная подсветка, контроллер может отключать её на ночь, например с 1-00 до 6-00, когда её всё равно практически никто не видит.

Предусмотрен специальный алгоритм управления освещением подвала и чердачного помещения. Вместо выключателей на входе в подвал (чердак) устанавливаются кнопки, подключаемые к соответствующему входу контроллера. Программируется длительность работы освещения подвала от одного нажатия кнопки. Например, одно нажатие равно 1 час работы освещения. Если нажать на кнопку 4 раза, то освещение будет включено в течение 4-х часов. За 5 мин до отключения контроллер предупредит об этом кратковременным однократным миганием ламп.

Контроллер имеет связь с другими инженерными системами здания - пожарной сигнализацией и лифтовой автоматикой. Экономия электроэнергии - 40% и более. Затраты на замену ламп снижаются в 5 раз. Простой и быстрый монтаж на объекте, т.к всё оборудование находится в электрощитовой. Срок окупаемости - менее 1 года.

Экономическая эффективность применения контроллера

- экономия электроэнергии в среднем 40% (зафиксированные минимум - 30%, максимум - 63%) на домах с лампами накаливания без их замены, 60-70% при замене ламп накаливания на люминесцентные светильники с регулируемой яркостью, до 90% - при замене ламп накаливания на светодиодные светильники;

- затраты на замену ламп накаливания снижаются в 5 раз;

- окупаемость – менее 1 года для ламп накаливания, 1,3 года для люминесцентных ламп и 2 года - для светодиодных светильников.

Преимущества системы управления освещением

- значительная экономия электроэнергии при эксплуатации систем освещения жилых домов за счет регулирования его мощности в зависимости от времени суток и от потока людей, передвигающихся по зданию;

- рациональное использование архитектурной подсветки здания;

- освещение подвалов и чердачных помещений теперь не сможет быть оставлено включенным на длительный период времени из-за халатности обслуживающего персонала;

- продление срока службы ламп накаливания в 5 раз в каналах плавного регулирования;

- простой монтаж системы на объектах: всё оборудование расположено в электрощитовой;

- связь с другими инженерными системами здания (пожарная сигнализация, лифтовая автоматика);

- использование принципа «всё в одном» - управление всей осветительной нагрузкой здания или жилого дома с помощью одного устройства.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Назовите принципы автоматизированного управления осветительными установками.
2. Какие задачи решают автоматизированные системы управления освещением
3. Назовите основные функции автоматизированных систем управления освещением
4. Для чего предназначены датчики освещенности.
5. Назовите основные характеристики датчиков движения и присутствия.
6. Назовите классификацию исполнительных блоков.
7. В чем заключается экономическая эффективность применения контроллеров?

Практическая работа № 6

Переход к цифровой подстанции. Протоколы связи в электроэнергетике

Цель: изучить перспективы и пути перехода к цифровым подстанциям

Основы теории:

Использование только цифровых сигналов на ПС позволит:

- уменьшить количество медных кабельных связей;
- исключить появление дополнительных погрешностей;
- повысить электромагнитную совместимость оборудования.

Современное развитие в сфере микропроцессорной электроники,

полупроводников, сетевых технологий, средств коммуникаций, позволяют выполнять интеллектуальные электронные устройства небольших размеров, с возможностью обработки большого количества информации и малым энергопотреблением. Развитие фотоэлектрических технологии позволяет перейти с передачи данных традиционными аналоговыми сигналами на передачу цифровым сигналом. Эти технологии позволяют создать ЦПС, которая базируется на стандарте МЭК 61850, а также охватывает современные технические условия и стандарты по проектированию, управлению проектами, коммуникационными механизмами. Это способствует к повышению совместимости устройств, упрощает электрические соединения и повышает степень автоматизации ПС. По сравнению с традиционными ПС, ЦПС имеет: компактную структуру, высокую степень интеграции системы, общий обмен информацией, высокую безопасность и надежность, при этом представляя собой энергосберегающую и экологичную подстанцию.

В настоящее время часто для передачи дискретных сигналов между терминалами РЗА используются дискретные входы и выходные реле. Передача сигнала при этом осуществляется подачей оперативного напряжения посредством замыкания выходного реле одного терминала на дискретный вход другого терминала. Такой способ передачи информации имеет следующие недостатки:

- меньшее количество передаваемых сигналов – зависит от количества дискретных входов и выходных реле;
- большое количество контрольных кабелей, которые связывают между собой шкафы РЗА;
- отсутствие контроля связи между терминалами РЗА, т.е. возможность того, что на дискретный вход может поступить ложный сигнал при замыкании на землю в цепи передачи сигнала.

Оптические трансформаторы тока

Цифровые измерительные трансформаторы передают мгновенные значения напряжения и токов по протоколу МЭК 61850-9-2 устройствам нижнего уровня присоединения. Существует два вида цифровых измерительных трансформаторов: оптические и электронные. Оптические измерительные трансформаторы или волоконно-оптические датчики тока (ВОДТ) являются наиболее предпочтительными при создании систем управления и автоматизации цифровой подстанции, т.к. используют инновационный принцип измерений, исключая влияние электромагнитных помех. Электронные измерительные трансформаторы базируются на базе традиционных трансформаторов и используют специализированные аналогово- цифровые преобразователи.

Преимущества применения оптических трансформаторов:

- возможность масштабного преобразования и измерения как переменного (до 100 кА), так и постоянного или импульсного (до 600 кА) тока различных уровней напряжений (до 800 кВ);
- оптико-электронное малоинерционное преобразование световых сигналов с отсутствием явлений гистерезиса, магнитного насыщения и остаточного намагничивания, характерных для электромагнитных аналогов и ограничивающих их динамический диапазон и точность измерений;
- большой динамический диапазон (0,1–200% $I_{ном}$) и высокая точность (0,1–0,2%) для измерений и защиты токовых цепей, достигаемые за счет использования поляризованных световых сигналов и их цифровой обработки; при этом одно и то же изделие, в отличие от электромагнитных аналогов, может использоваться при 10-кратно различающихся первичных номинальных токах за счет электронной перенастройки коэффициентов трансформации;
- широкая полоса пропускания сигналов (не менее 6 кГц), позволяющая производить полный анализ не только количества, но и качества электроэнергии в части гармоник (до 100 гармоник) и переходных процессов (для защиты);
- возможность интеграции в измерительные и информационные системы с использованием различных интерфейсов – аналоговых, дискретных и цифровых – и исключением влияния вторичной нагрузки на процессы измерения;
- полная эколого-, пожаро-, взрыво- и электробезопасность за счет отсутствия вредных веществ и электропроводящих материалов в ВОДТ, а также за счет использования маломощных световых сигналов, исключающих возможности искрения и возгорания в нештатных ситуациях (например, при обрыве оптического волокна);
- высокая помехоустойчивость к электромагнитным помехам, позволяющая монтировать изделия в сложной электромагнитной обстановке без ее предварительного анализа и коррекции;
- низкая восприимчивость к вибрациям и изменениям температуры; [12]

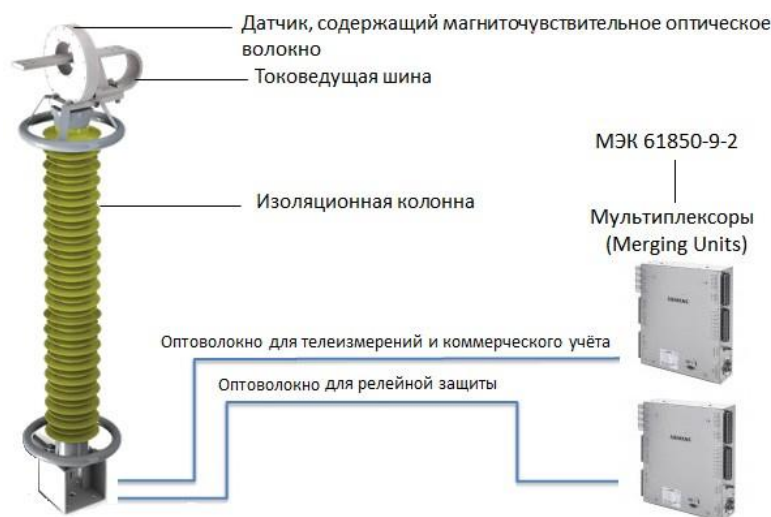


Рисунок 6.1—Конструкция электронного оптического трансформатора тока

Данные от цифровых измерительных трансформаторов, как оптических, так и электронных, приходят на мультиплексоры (merging unit).

Мультиплексор - это устройство, позволяющее передавать по одной коммуникационной линии одновременно несколько различных потоков данных. В нашем случае происходит преобразование сигналов с оптоволоконных линии для дальнейшей передачи по сети Ethernet по стандарту МЭК 61850-9-2 в устройства уровня присоединения (контроллеры АСУ ТП, РЗА, ПА).

Протоколы связи в энергетике

В настоящее время к основным областям применения систем передачи данных можно отнести системы РЗА, диспетчерского и автоматизированного технологического управления электроэнергетическими объектами (АСТУ), а также системы автоматизированного учета энергоресурсов. В рамках этих систем решаются следующие задачи:

- передача данных между локальными устройствами телемеханики (ТМ), устройствами РЗА и центральной приемопередающей станцией (ЦППС);
- передача данных между объектом и диспетчерским центром;
- передача данных между диспетчерскими центрами;
- системы учета;
- передача данных от приборов учета в устройства сбора и передачи данных (УСПД);
- передача данных от УСПД на сервер.

В части систем РЗА можно отметить следующее: несмотря на то, что сбор данных с устройств РЗА в АСТУ в цифровом формате стал внедряться с момента появления цифровых устройств РЗА, связи между устройствами по-прежнему организуются аналоговыми цепями.

Для передачи данных между диспетчерским центром и объектом, на данный момент, часто используют протоколы МЭК 60870-101/104. Для такой системы связи характерно, что:

- протоколы передачи, которые используются в диспетчерском управлении, часто могут отличаться от протоколов, применяемых на ПС;
- может возникнуть проблема наладки и отслеживания (также чтения) аварийных режимов из-за того что нет одной системы наименования сигналов т.е. нет унифицированности сигналов.
- Может произойти потеря данных при переводе сигналов из одного протокола в другой.

Необходимо отдельно отметить большое количество проприетарных протоколов т.е. фирменных протоколов, которые имеют свою специфику реализации. Для того чтобы протокол получил широкое распространение необходимо большое количество конвертеров, хорошую квалификацию персонала и достаточный опыта работы с различными протоколами. Это ведет к сложности системы и различным проблемам при расширении и эксплуатации

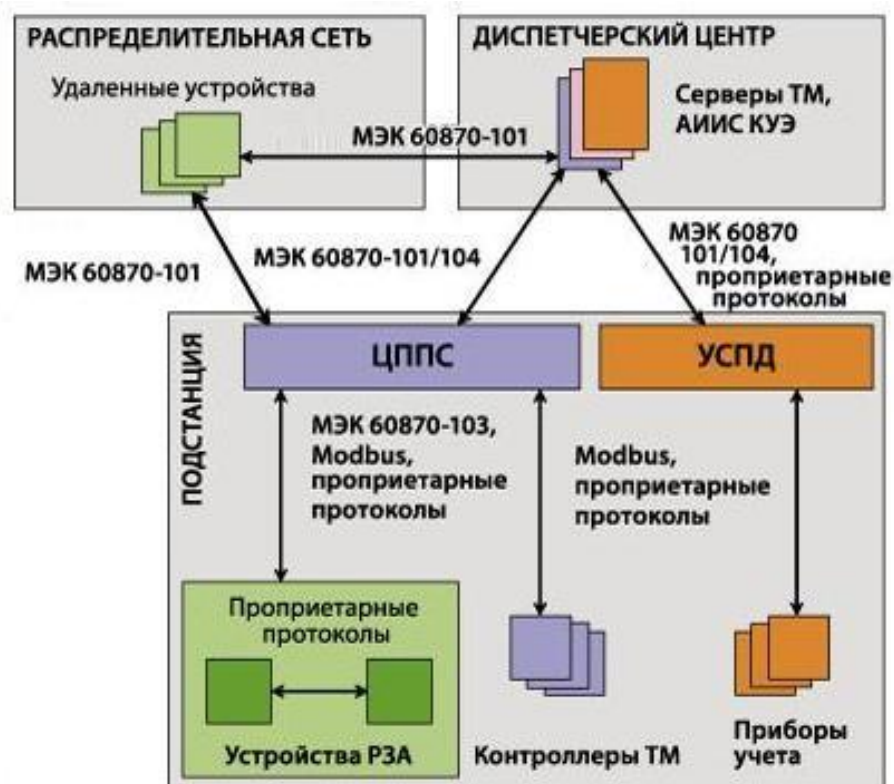


Рисунок 6.2– Схема организации передачи данных до стандарта МЭК 61850

MODBUS

Протокол Modbus – один из самых распространенных сетевых протоколов для интеграции устройств релейной защиты и автоматики в системе АСТУ, созданный по принципу «клиент–сервер» (или «ведущий – ведомый»). Протокол популярен во многом благодаря его открытости, поэтому многие устройства поддерживают этот протокол. Также применяется для передачи информации по последовательным линиям связи RS-232, RS-485, RS-433, и по сети TCP/IP (Modbus TCP).

К основным недостаткам Modbus можно причислить сетевой обмен по типу «ведущий – ведомый», что не позволяет ведомым устройствам передавать данные по мере их появления и поэтому требует интенсивного опроса ведомых устройств ведущим. Это существенно ограничивает применимость стандарта Modbus в системах регулирования реального времени. Также не предусмотрен способ, с помощью которого подчинённое устройство могло бы обнаружить потерю связи с ведущим.

ПРОТОКОЛ МЭК 60870-5-101/103/104

Протокол МЭК 60870-5-101 предназначен для передачи сигналов телемеханики в АСТУ, определяет передачу сигналов между ЦППС и контролируемыми пунктами, также между серверами SCADA. Как и протокол Modbus построен на архитектуре «клиент-сервер» и предназначен для передачи данных по последовательным линиям связи RS-232/485. Имеет численную адресацию. Есть буфер событий и передача данных с метками времени. Благодаря буферизации событий, которые произошли по определенному сигналу, не теряются данные и не теряется привязка по времени.

Протокол МЭК 60870-5-104 это расширение протокола МЭК 60870-5-101 и определяет использование сетевого доступа по протоколу TCP/IP. Эти стандарты не

подразумевают наличие семантической модели данных т.е. абстрактной схемы или модели, которая описывает концепт взаимодействия между устройствами.

Протокол МЭК 60870-5-103 предназначен для обеспечения возможности интеграции в систему управления энергообъекта устройств РЗА. В отличие от стандарта МЭК 60870-5-101/104, он определяет инфологическую модель для фиксированного набора данных, формируемых устройствами РЗА. Одним из основных недостатков протокола МЭК 60870-5-103 является относительно невысокая скорость передачи данных.

Протоколы МЭК 60870-5-101/103/104 обеспечивают достаточно высокую функциональность при решении задач телеуправления, телесигнализации и телеизмерений, интеграции данных устройств в системы управления. В отличие от Modbus они позволяют также осуществлять спорадическую передачу данных с устройств, т.е. проводить передачу, когда это необходимо. В основу протоколов положен обмен таблицами сигналов, причем типы данных, которыми осуществляется обмен, жестко фиксированы. В целом, протоколы хорошо подходят для решения описанных выше задач, однако обладают некоторыми недостатками: протоколы не предусматривают возможность передачи сигналов реального времени. Под сигналами реального времени понимаются данные, которые должны передаваться в темпе процесса с минимально возможными выдержками времени, к которым относятся, например, команды отключения, передача мгновенных значений токов и напряжений от измерительных трансформаторов. При передаче таких сигналов задержки в канале связи являются критическими. Этот недостаток не связан с возможностью синхронизации устройств с единым сервером времени.

Из краткого анализа перечисленных протоколов видно, что они достаточно успешно позволяют реализовывать задачи диспетчерского управления и интеграции данных в системы управления, однако не позволяют реализовывать функции реального времени (такие как передача дискретных сигналов между устройствами РЗА, передача мгновенных значений токов и напряжений).

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Охарактеризуйте протокол МЭК 60870-5.
2. Охарактеризуйте протокол Modbus.
3. Назовите преимущества применения оптических трансформаторов
4. Назовите отличительные черты цифровой подстанции

Практическая работа № 7 **СТАНДАРТ МЭК 61850**

Цель: изучить структуру и протоколы стандарта МЭК 61850

Основы теории:

Работа над стандартом МЭК 61850 началась в 1995 году, велась двумя независимыми, параллельно работающими группами: одна из них, образованная USA, занималась разработкой общих объектных моделей подстанционного оборудования ; вторая, образованная в рамках технического комитета 57 МЭК, занималась созданием стандарта на протокол передачи данных для подстанций. Позднее, в 1997 году, работы обеих групп были объединены под эгидой рабочей группы 10 ТК 57 МЭК и вошли в основу стандарта МЭК 61850. Область применения стандарта МЭК 61850 это системы связи внутри подстанции. Это набор стандартов, в который входят стандарт по одноранговой связи и связи клиент-сервер, стандарт по структуре и конфигурации подстанции, стандарт по методике испытаний, стандарт экологических требований, стандарт проекта.

Основным требованием к системе сбора данных в стандарте является обеспечение способности микропроцессорных электронных устройств к обмену технологическими и другими данными. Стандарт предъявляет следующие требования к системе:

- высокоскоростной обмен данными микропроцессорных электронных устройств между собой .
- привязка к подстанционной локальной вычислительной системе .
- высокая надежность.
- гарантированное время доставки.
- функциональная совместимость оборудования различных производителей.
- средства поддержки чтения осциллограмм и передачи файлов.
- конфигурирование, также автоматическое конфигурирование.
- поддержка функций безопасности.

Основные задачи МЭК 61850 это обеспечить высокоскоростной обмен информацией ИЭУ разных производителей между собой и АСУ ТП, сделать буквенную унифицированную адресацию для удобства наладки и отслеживания аварийных режимов и обеспечить надежную работу системы автоматизированного проектирования.

Стандарт МЭК 61850 предлагает использование трех протоколов передачи данных (рисунок 7.1):

MMS (стандарт ISO/IEC 9506) – протокол передачи данных реального времени и команд диспетчерского управления между сетевыми устройствами и/или программными приложениями. Используется для передачи данных от терминалов РЗА в SCADA систему для дальнейшей визуализации.

GOOSE – протокол передачи данных между терминалами о событиях на подстанции.

SV - протокол передачи оцифрованных мгновенных значений от измерительных трансформаторов тока и напряжения.

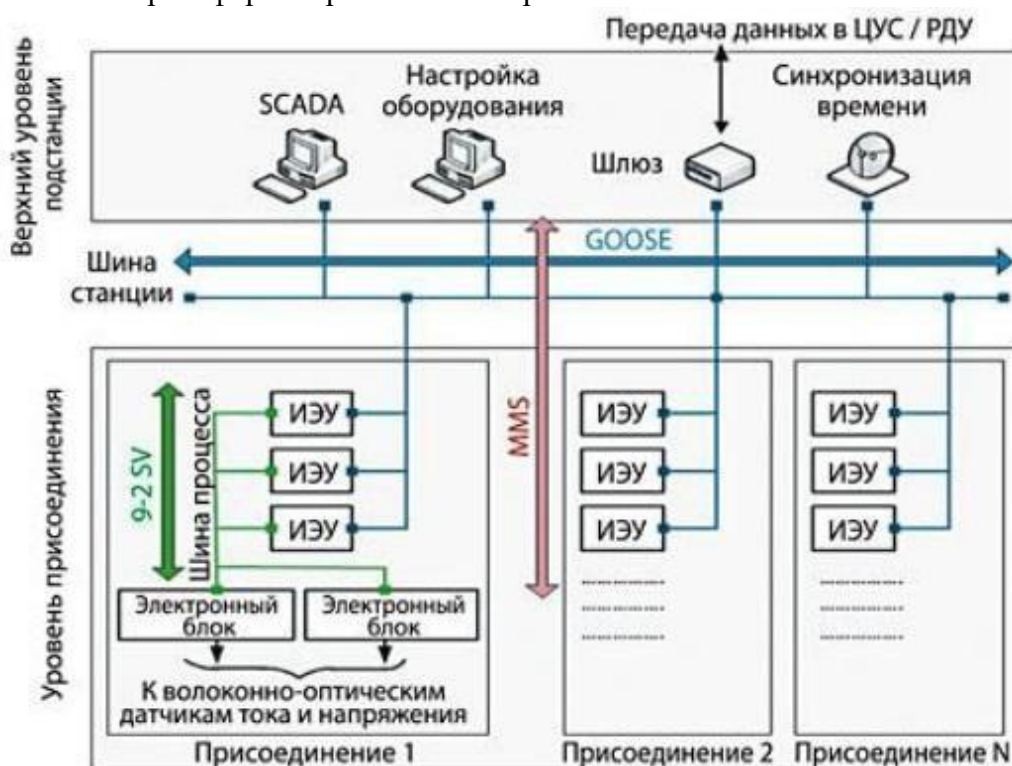


Рисунок 2.1– Схема использования протоколов МЭК 61850

Структура стандарта представляет собой 10 основных разделов, указанных в таблице

№	Название
1	Введение и общий обзор
2	Глоссарий терминов
3	Основные требования
4	Управление системой и проектированием
5	Требования связи к функциям и моделям устройств
6	Язык описания конфигурации связи между микропроцессорными электронными устройствами подстанций
7	Основная структура связи для оборудования подстанции и питающей линии
7.1	– Методы и модели
7.2	– Абстрактный интерфейс сервиса связи (ACSI)
7.3	– Классы общих данных (CDC)
7.4	– Совместимость классов логических узлов и классов данных
8	Описание специфического сервиса связи (SCSM)
8.1	– Описание передачи данных по протоколу MMS (ИСО/МЭК 9506 – Часть 1 и Часть 2) и по протоколу ИСО/МЭК 8802-3
9	Описание специфического сервиса связи (SCSM)
9.1	– Выборочные значения по последовательному ненаправленному многоточечному каналу передачи данных типа точка-точка
9.2	– Выборочные значения по ИСО/МЭК 8802-3
10	Проверка на совместимость

Части 3, 4 и 5 Стандарта начинаются с определения общих и конкретных функциональных требований к каналам связи подстанции (которые были изложены выше). Эти требования в дальнейшем используются в качестве задающих функций для определения необходимых моделей данных и обслуживания, протокола прикладной программы и базовых средств передачи данных, сети, канала передачи данных и физических уровней, которые должны соответствовать общим требованиям.

Основная концепция архитектуры, принятая в стандарте МЭК 61850, состоит в абстрагированном определении элементов данных и обслуживания, т.е. создание

элементов или объектов данных и сервисных функций не зависит протокола нижнего уровня. Абстрактные определения позволяют распределить объекты данных и сервисные функции по любому другому протоколу, если он соответствует требованиям данных и обслуживания. Описание абстрактных сервисных функций приводится в части 7.2, а абстрактное представление объектов данных (относительно логических узлов) содержится в части 7.4. Поскольку объекты данных состоят из общих стандартных частей (таких как состояние, управление, измерение, замена), была разработана концепция классов общих данных CDC – common data class, которые определяют стандартные составные элементы, с помощью которых можно создать более сложные составные объекты данных. Описание элементов классов общих данных приводится в части 7.3.

После того даются абстрактные определения данных и обслуживания, происходит последний этап – это «преобразование» абстрактных сервисных функций в действующий протокол. Раздел 8.1 определяет преобразование абстрактных объектов данных и сервисных функций в стандарт MMS для передачи сообщений внутри системы. Разделы 9.1 и 9.2 определяют выборочные измеренные значения в кадре данных Ethernet. В части 9.2 дается описание технологической шины.

В части 6 приводится описание языка конфигурирования подстанции (SCL). Он представляет собой формальное описание отношений между АСУ подстанции и самой подстанцией. На прикладном уровне можно описать саму топологическую структуру распределительного устройства и ее отношение к функциям АСУ ПС (логическим узлам), сконфигурированным на микропроцессорных электронных устройствах. Каждое устройство должно предоставить SCL файл, в котором описывается самоконфигурирование подстанции.

СТРУКТУРИРОВАНИЕ ИМЕН

Обычные протоколы традиционно определяют, как передаются биты данных по проводам. Однако, в таких протоколах не конкретизируется как следует систематизировать данные устройств для их применения. При таком подходе требуется вручную сконфигурировать объекты и отобразить их в виде переменных энергосистемы и номеров регистра нижнего уровня, индексов, модулей входов/выходов, и т.д. Стандарт МЭК 61850 уникален тем, что он не только конкретизирует элементы протокола т.е. описывает, как передаются информационные биты по проводам, но и предоставляет полное описание преобразования данных устройствами энергосистемы в такую форму, которая совместима с устройствами всех типов различных производителей. Стандарт позволяет сделать самоконфигурирование оборудования. Например, если вы устанавливаете модуль входа ТТ/ТН в терминал по стандарту МЭК 61850, то терминал сам может обнаружить этот модуль и автоматически, без взаимодействия пользователя с системой, выделить его как измерительное устройство. Некоторые устройства используют SCL файл для конфигурирования объектов, и инженеру следует только ввести этот файл конфигурирования в устройство. Тогда приложение клиента стандарта МЭК 61850 может извлечь описания объектов с устройства, подключенного к сети.

Создание модели устройства по стандарту МЭК 61850 начинается с

физического устройства. Физическое устройство – это устройство, подключенное к сети. Физическое устройство обычно имеет сетевой адрес. В каждом физическом устройстве может быть одно или несколько логических устройств. Модель логического устройства по стандарту МЭК 61850 позволяет одному физическому устройству функционировать в качестве модуля- посредника или машины-шлюза для многих устройств, т.е. являться концентратором данных.

Каждое логическое устройство имеет один или более логических узлов. Логический узел (См. таблицу 7.2) - это образование групп данных и соответствующих сервисов с присвоением имен, т.е. группа, которую логически можно сформировать для выполнения какой-либо функции энергосистемы. Каждый класс логического узла имеет стандартизованное обозначение, состоящее из 4 символов. Первый определяет принадлежность к группе, остальные три – обычно используются как аббревиатура (в нашем случае CBR – Circuit BReaker - выключатель). В списке снизу приведены определения некоторых символов:

- автоматическое управление – А;
- измерения - имена начинаются с буквы – М;
- телеуправление – С;
- общие функции – G;
- установление связи с помощью интерфейса/архивирование – I;
- логические узлы системы – L;
- защита – Р;
- связанные с защитой – R;
- датчики – S;
- измерительные трансформаторы – Т;
- коммутационная аппаратура (блок-контакты) – Х;
- силовые трансформаторы – Y;
- другое оборудование – Z.

Логический узел также может использовать особый префикс, если необходимо дополнительно идентифицировать логический узел.

Класс XCBR			
Имя атрибута	Тип атрибута	Пояснение	О/Н
LNName		Наследуется из класса логического узла	
Данные			
Общая информация для логических узлов			
Loc	SPS	Местное управление	О
EEHeath	INS	Состояние внешнего оборудования	Н
EEName	DPL	Наименование внешнего оборудования	Н
OpCnt	INS	Счетчик числа переключений	О
Органы управления			

Pos	DPS	Положения выключателя	O
BlkOpn	SPC	Блокировка команд включения	O
BlkCls	SPC	Блокировка команд отключения	O
ChaMotEna	SPC	Наличие моторного привода	H
Информация о состоянии			
CBOPCap	INS	Готовность выключателя	O
POWCap	INS	Готовность точечного переключателя	H
MaxOPCap	INS	Готовность выключателя при полной загрузке	H

(O/H – обязательный параметр/необязательный)

Таблица 2.2 – Структура логического устройства выключателя (класс XCBR)

Каждый элемент данных в логическом узле соответствует техническим характеристикам класса общих данных (CDC) согласно проколу МЭК 61850-7-3. Каждый класс общих данных описывает тип и структуру данных в логическом узле. Например, существуют классы CDC для данных состояния, измеряемых данных, данных регулируемого состояния, данных регулируемых аналоговых уставок, уставок состояния и аналоговых уставок. Каждый класс общих данных имеет определенное имя и ряд свойств класса – каждое свойство с определенным именем, определенным видом и конкретной целью. Каждое индивидуальное свойство класса CDC принадлежит определенной категории, которая образована по признаку функциональных ограничений (FC). Например, в классе single point status (однопозиционное состояние) SPS, представленном в таблице 2.3., введены функциональные ограничения для свойств:

- состояния – ST,
- подстановочных значений – SV,
- описания – DC,
- расширенного определения – EX.

В этом примере свойства состояния класса SPS состоят из stVal (значения состояния), q (признака качества) и t (метки времени).

Класс SPS			
Имя атрибута	Тип атрибута	FC	Значение/диапазон значений
DataName	Наследуется из класса Data		
Данные			
состояние			
stVal	BOOLEAN	ST	TRUE FALSE
Q	Quality	ST	
t	TimeStamp	ST	
замещение			

subEna	BOOLEAN	SV	
subVal	BOOLEAN	SV	TRUE FALSE
subQ	Quality	SV	
subID	VISIBLE STRING64	SV	
<i>конфигурация, описания и расширения</i>			
d	VISIBLE STRING255	DC	Text
dU	UNICODE STRING255	DC	
cdcNs	VISIBLE STRING255	EX	
cdcName	VISIBLE STRING255	EX	
dataNs	VISIBLE STRING255	EX	

Таблица 2.3 – Структура класса типа данных SPS

Модель устройства по стандарту МЭК 61850 – это виртуальная модель, которая начинается с абстрактного обзора устройства и его объектов. Эта модель описана в Части 7. Затем эта модель преобразуется в конкретный пакет протоколов в разделе МЭК 61850-8-1, основанный на MMS, TCP/IP и Ethernet. В процессе преобразования объектов МЭК 61850 в MMS, протокол МЭК 61850-8-1 определяет метод преобразования данных модели в объект- переменную MMS с присвоенным именем, что приводит к единственному, однозначно идентифицируемому указателю каждого элемента данных в модели. Например, если имеется логическое устройство с именем «Relay 1», состоящее из одного логического узла выключателя XCBR1, для которого вы хотите узнать режим управления (дистанционное или местное). Для этого нужно считать объект на Рисунке 7.2.



Рисунок 7.2– Структура имени объекта по МЭК 61850-8-1

ПРОТОКОЛ MMS

MMS – это клиент-серверный протокол, работающий на уровне 3 модели OSI. Таким образом, он работает с IP-адресами и может проходить через маршрутизаторы. В одном рабочем режиме, клиент (как правило, SCADA или шлюз) отправляет запрос на содержание конкретного элемента данных в ИЭУ, которое

имеет сервер MMS и идентифицируется своим IP-адресом. Сервер отправляет запрашиваемые данные в ответном сообщении на IP-адрес клиента. В другом режиме, клиент может задать правило серверу для отправки отчета спорадически при появлении события.

MMS определяет:

- набор стандартных объектов, над которыми совершаются операции, которые должны существовать в устройстве (например: чтение и запись переменных, сигнализация о событиях и т.д.),
- набор стандартных сообщений, которыми осуществляется обмен между клиентом и сервером для осуществления операций управления,
- набор правил кодирования этих сообщений (то есть как значения и параметры назначаются на биты и байты при пересылке),
- набор протоколов (правила обмена сообщениями между устройствами).

Протокол MMS сам по себе не является коммуникационным протоколом, он лишь определяет сообщения, которые должны передаваться по определенной сети. В качестве коммуникационного протокола в MMS используется стек TCP/IP. Общая структура применения протокола MMS для реализации сервисов передачи данных в соответствии с МЭК 61850 представлена на рисунке 2.4.

Основное назначение протокола MMS – реализация функций АСУ ТП, то есть сбор данных телесигнализации и телеизмерений и передача команд телеуправления.

Для целей сбора информации протокол MMS предоставляет две основные возможности:

- сбор данных с использованием периодического опроса сервера клиентом;
- передача данных клиенту сервером в виде отчетов;

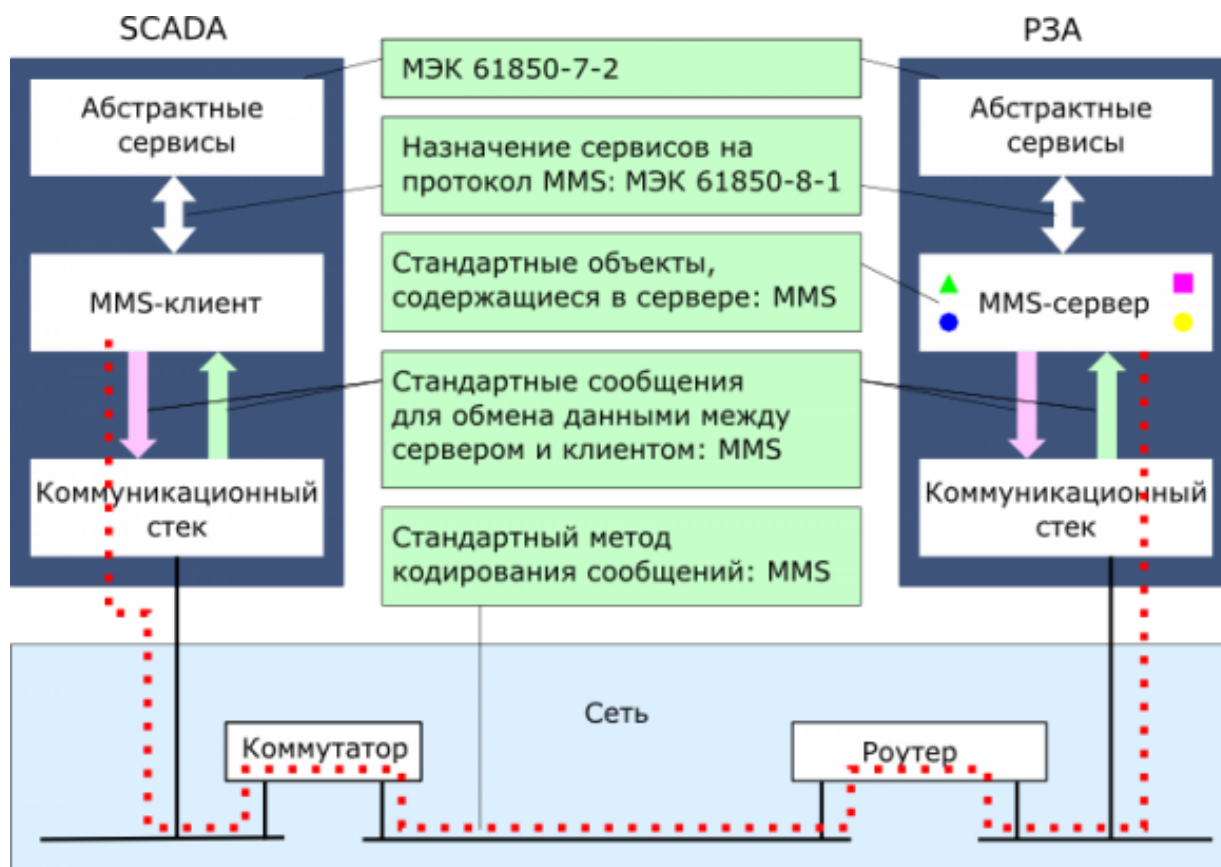


Рисунок 2.4 – Диаграмма передачи данных по протоколу MMS

Сбор данных путем периодического опроса сервера клиентом

На первом этапе между устройствами клиентом и сервером устанавливается соединение. Установку соединения инициирует клиент, обращаясь к серверу по его IP-адресу.

Следующим этапом клиент запрашивает определенные данные у сервера и получает от сервера ответ с запрошенными данными. Например, после установки соединения клиент может запросить у сервера его информационную модель с использованием сервисов `GetServerDirectory`, `GetLogicalDeviceDirectory`, `GetLogicalNodeDirectory`.

Запросы при этом будут осуществляться последовательно:

- После запроса `GetServerDirectory` сервер вернёт перечень доступных логических устройств.
- После отдельного запроса `GetLogicalDeviceDirectory` для каждого логического устройства сервер вернёт перечень логических узлов в каждом из логических устройств.
- Запрос `GetLogicalNodeDirectory` для каждого отдельного логического узла возвращает его объекты и атрибуты данных.

В результате клиент считывает и воссоздаст у себя полную информационную модель устройства-сервера. При этом фактические значения атрибутов считаны ещё не будут, то есть считанное «дерево» будет содержать лишь имена логических устройств, логических узлов, объектов данных и атрибутов, но без их значений.[14]

Третьим этапом может быть осуществлено считывание фактических значений всех атрибутов данных. При этом могут быть считаны либо все атрибуты с использованием сервиса `GetAllDataValues`, либо лишь отдельные атрибуты с использованием сервиса `GetDataValues`.

По завершении третьего этапа клиент полностью воссоздаст у себя информационную модель сервера со всеми значениями атрибутов данных. Указанная процедура предполагает обмен достаточно большими объёмами информации с большим, зависящим от количества логических устройств, логических узлов и числа объектов данных, реализуемых сервером, количеством запросов и ответов. Это также ведёт к достаточно высокой нагрузке на аппаратную часть устройства. Эти этапы могут осуществляться на этапе наладки SCADA-системы, для того, чтобы клиент, считав информационную модель, мог обращаться к данным на сервере. Однако при дальнейшей эксплуатации системы регулярное считывание информационной модели не требуется. Равно как не целесообразно постоянно считывать значения атрибутов методом регулярного опроса. Вместо этого может использоваться сервис передачи отчётов – `Report`.

Передача данных клиенту сервером в виде отчетов

МЭК 61850 определяет два вида отчетов – буферизируемые и небуферизируемые отчет. Основное отличие буферизируемого отчета от небуферизируемого заключается в том, что при использовании первого формируемая информация будет доставлена до клиента даже в том случае, если на момент готовности выдачи отчета сервером связь между ним и клиентом отсутствует

(например, был нарушен соответствующий канал связи). Вся формируемая информация накапливается в памяти устройства и ее передача будет выполнена как только связь между двумя устройствами восстановится. Единственное ограничение – объем памяти сервера, выделенный для хранения отчетов: если за тот промежуток времени, когда связь отсутствовала, произошло достаточно много событий, вызвавших формирование большого числа отчетов, суммарный объем которых превысил допустимый объем памяти сервера – некоторая информация все же может быть потеряна и новые формируемые отчеты «вытеснят» из буфера ранее сформированные данные (однако в этом случае сервер, посредством специального атрибута управляющего блока просигнализирует клиенту о том, что произошло переполнение буфера и возможна потеря данных). Если же связь между клиентом и сервером присутствует – как при использовании буферизируемого, так и при использовании небуферизируемого отчета передача данных в адрес клиента может быть немедленной по факту возникновения определенных событий в системе (при условии того, что интервал времени, за который производится фиксация событий, равен нулю). Когда речь идет об отчетах, подразумевается контроль не всех объектов и атрибутов данных информационной модели сервера, а лишь тех, которые нас интересуют, объединенных в так называемые «наборы данных».

Используя буферизируемый/небуферизируемый отчет можно настроить сервер не только на передачу всего контролируемого набора данных, но и на передачу только тех объектов/атрибутов данных, с которыми происходят определенного рода события за предопределенный пользователем временной интервал. Для этого в структуре управляющего блока передачей буферизируемых / небуферизируемых отчетов предусмотрена возможность задания категорий событий, возникновение которых необходимо контролировать и по факту которых будет производится включение в отчет только тех объектов/атрибутов данных, которых коснулись эти события. Различают следующие категории событий:

- изменение данных . При задании этого параметра в отчет будут включаться только те атрибуты данных, значения которых изменились, или только те объекты данных, значения атрибутов которых изменились.

- изменение атрибута качества. При задании этого параметра в отчет будут включаться только те атрибуты качества, значения которых изменились, или только те объекты данных, атрибуты качества которых изменились.

- обновление данных. При задании этого параметра в отчет будут включаться только те атрибуты данных, значения которых были обновлены, или только те объекты данных, значения атрибутов которых были обновлены. Под обновлением понимается, к примеру, периодическое вычисление той или иной гармонической составляющей и запись в соответствующий атрибут данных ее нового значения. Однако даже в том случае, если значение по результатам вычислений на новом периоде не изменилось, объект данных или соответствующий атрибут данных включаются в отчет.

Как уже было указано выше можно также настроить отчет на передачу всего контролируемого набора данных. Такая передача может быть выполнена либо по инициативе сервера, либо по инициативе клиента. Если введено формирование данных по условию, то пользователю также необходимо указать период формирования данных сервером. Если введено формирование данных по условию, сервер будет формировать отчет со всеми элементами набора данных по факту получения соответствующей команды от клиента.

Механизм передачи отчетов обладает важными преимуществами перед методом периодического опроса: существенно сокращается нагрузка на информационную сеть, сокращается нагрузка на процессор устройства-сервера и устройства-клиента, обеспечивается быстрая доставка сообщений о возникающих в

системе событиях. Однако важно отметить, что всех достоинств использования буферизируемых и небуферизируемых отчетов можно достичь только лишь при правильной их настройке, что, в свою очередь, требует от персонала, выполняющего наладку оборудования, достаточно высокой квалификации и большого опыта.

Помимо описанных сервисов, протокол MMS также поддерживает модели управления оборудованием, формирование и передачу журналов событий, а также передачу файлов, что позволяет передавать, например, файлы аварийных осциллограмм.

ПРОТОКОЛ GOOSE

Формирование GOOSE-сообщений

Наборы данных используются для группировки данных, которые будут отправляться устройством с использованием механизма GOOSE-сообщения. В дальнейшем, в блоке управления отправкой GOOSE указывается ссылка на созданный набор данных, в таком случае устройство знает, какие именно данные отправлять. Следует отметить, что в рамках одного GOOSE-сообщения может отправляться как одно значение (например, сигнал пуска МТЗ), так и одновременно несколько значений (например, сигнал пуска и сигнал срабатывания МТЗ и т.д.). Устройство-получатель, при этом, может извлечь из пакета лишь те данные, которые ему необходимы.

Обеспечение скорости передачи данных

В аналоговых цепях передачи сигналов основную задержку при передаче сигнала вносит время срабатывания дискретного выхода устройства и время фильтрации дребезга на дискретном входе принимающего устройства. Время распространения сигнала по проводнику в сравнении с этим мало.

Аналогично в цифровых сетях передачи данных основную задержку вносит не столько передача сигнала по физической среде, сколько его обработка внутри устройства.

В теории сетей передачи данных принято сегментировать сервисы передачи данных в соответствии с уровнями модели OSI, как правило, спускаясь от «Прикладного», то есть уровня прикладного представления данных, к «Физическому», то есть уровню физического взаимодействия устройств. Для уменьшения времени задержек количество преобразований должны быть сведено к минимуму. Именно поэтому данные по протоколу GOOSE (прикладного уровня) назначаются непосредственно на канальный уровень – Ethernet, минуя остальные уровни.

	Тип данных	Уровень функции
7	Прикладной	Доступ к сетевым службам
6	Представительский	Управление сеансами связи
5	Сеансовый	Представление и шифрование данных
4	Транспортный	Прямая связь между конечными пунктами и надежность
3	Сетевой	Определение маршрута и логическая адресация
2	Канальный	Физическая адресация

1	Физический	Работа со средой передачи сигналов и двоичными данными
---	------------	--

Таблица 2.4. – Стандартная семиуровневая модель OSI

Использование «укороченного» стека с минимальным количеством преобразований — это важный, однако не единственный, способ ускорения передачи данных. Также ускорению передачи данных по протоколу GOOSE способствует использование механизмов приоритезации данных. Так, для протокола GOOSE используется отдельный идентификатор кадра Ethernet — Ethertype, который имеет заведомо больший приоритет по сравнению с остальным трафиком, например, передаваемым с использованием сетевого уровня IP.

Использование всех рассмотренных методов позволяет значительно повысить приоритет данных, передаваемых по протоколу GOOSE, по сравнению с остальными данными, передаваемыми по той же сети с использованием других протоколов, тем самым, сводя к минимуму задержки как при обработке данных внутри устройств источников и приёмников данных, так и при обработке их сетевыми коммутаторами.

Отправка информации нескольким адресатам

Для адресации кадров на канальном уровне используются физические адреса сетевых устройств — MAC-адреса. При этом Ethernet позволяет осуществлять так называемую групповую рассылку сообщений (Multicast). В таком случае в поле MAC-адреса адресата указывается адрес групповой рассылки. Для многоадресных рассылок по протоколу GOOSE используется определенный диапазон адресов.

Сообщения, имеющие значение «01» в первом октете адреса отправляются на все физические интерфейсы в сети, поэтому фактически многоадресная рассылка не имеет фиксированных адресатов, а её MAC-адрес является скорее идентификатором самой рассылки, и не указывает напрямую на её получателей.

Таким образом MAC-адрес GOOSE-сообщения может быть использован, например, при организации фильтрации сообщений на сетевых коммутаторах (MAC-фильтрации), а также указанный адрес может служить в качестве идентификатора, на который могут быть настроены принимающие устройства.

Таким образом передачу GOOSE сообщений можно сравнить с радиотрансляцией: сообщение транслируется всем устройствам в сети, но для получения и последующей обработки сообщения устройство-приёмник должно быть настроено на получение этого сообщения.

Гарантированная доставка сообщений и контроль состояния канала

Передача сообщений нескольким адресатам в режиме Multicast, а также требования к высокой скорости передачи данных не позволяют реализовать при передаче GOOSE-сообщений получение подтверждений о доставке от получателей. Процедура отправки данных, формирования получающим устройством подтверждения, приём и обработка его устройством отправителем и последующая повторная отправка в случае неудачной попытки заняли бы слишком много времени, что могло бы привести к чрезмерно большим задержкам при передаче критических сигналов.[15]

Вместо этого для GOOSE-сообщений был реализован специальный механизм, обеспечивающий высокую вероятность доставки данных.

Во-первых, в условиях отсутствия изменений в передаваемых атрибутах данных, пакеты с GOOSE-сообщениями передаются циклически через

установленный пользователем интервал (Циклическая передача GOOSE- сообщений позволяет постоянно диагностировать информационную сеть). Устройство, настроенное на приём сообщения, ожидает его прихода через заданные интервалы времени. В случае, если сообщение не пришло в течение времени ожидания, принимающее устройство может сформировать сигнал о неисправности в информационной сети, оповещая таким образом диспетчера о возникших неполадках.

Во-вторых, при изменении одного из атрибутов передаваемого набора данных, вне зависимости от того, сколько времени прошло с момента отправки предыдущего сообщения, формируется новый пакет, который содержит обновлённые данные. После чего отправка этого пакета повторяется несколько раз с минимальной выдержкой времени, затем интервал между сообщениями (в случае отсутствия изменений в передаваемых данных) вновь увеличивается до максимального.

В-третьих, важно также отметить, что в посылке GOOSE, помимо самого значения дискретного сигнала, может также содержаться признак его качества, который идентифицирует определенный аппаратный отказ устройства-источника информации, нахождение устройства-источника информации в режиме тестирования и ряд других нештатных режимов. Таким образом, устройство-приемник, прежде чем обработать полученные данные согласно предусмотренным алгоритмам, может выполнить проверку этого признака качества. Указанное может предупредить неверную работу устройств- приемников информации (например, их ложную работу).

Следует иметь в виду, что некоторые из заложенных механизмов обеспечения надёжности передачи данных при их неправильном использовании могут приводить к негативному эффекту. Так, в случае выбора слишком короткого максимального интервала между сообщениями, нагрузка на сеть увеличивается, хотя, с точки зрения готовности канала связи, эффект от уменьшения интервала передачи будет крайне незначительным.

При изменении атрибутов данных, передача пакетов с минимальной выдержкой времени вызывает повышенную нагрузку на сеть (режим «информационного шторма»), которая теоретически может приводить к возникновению задержек при передаче данных. Такой режим является наиболее сложным и должен приниматься за расчётный при проектировании информационной сети.).

ШИНА ПРОЦЕССА И ПРОТОКОЛ МЭК 61850-9-2

Использование протокола МЭК 61850-9-2 неразрывно связано с термином «шина процесса». Шиной процесса по МЭК 61850-1 называется коммуникационная шина данных, к которой подключены устройства полевого уровня подстанции (коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы). В данном случае слово «шина» не следует понимать буквально, речь идёт о целой системе передачи данных между устройствами. Таким образом, в общем случае к шине процесса могут быть подключены не только измерительные преобразователи, но также выключатели, разъединители и другое оборудование. Однако именно передача мгновенных значений от измерительных трансформаторов производит наибольшую нагрузку на информационную сеть «шины процесса».

В традиционной схеме подключения устройств РЗА цепи от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находящихся на ОРУ или в КРУЭ, прокладываются до терминалов РЗА, размещенных в ОПУ. Использование концепции шины процесса предполагает, что все сигналы, включая мгновенные значения токов и напряжений, оцифровываются непосредственно в аппарате и передаются устройствам защиты и автоматики в виде цифрового потока данных по информационной сети (рисунок 2.5).

Имеются разные требования к частоте передачи данных. Для РЗА может потребоваться передавать мгновенные значения с частотой 80 точек на период, для целей контроля качества электрической энергии потребуется более высокая частота – 256 точек на период. С другой стороны, в указанных случаях, предъявляются различные требования к быстродействию. В случае передачи данных устройству релейной защиты требуется передать значения тока и напряжения в темпе реального времени с минимальной задержкой. Тогда как для целей коммерческого учёта и анализа качества допустимо введение задержек при условии точной привязки данных к единому времени.

Исходя из этих условий в стандарте предусмотрено два параметра, которые будут влиять на частоту формирования кадров с выборками мгновенных значений (Sample Rate – SmpRate) и на количество измерений, размещаемых в одном кадре (Number of ASDU – noASDU). Фактическая частота формирования кадров в сеть при этом будет составлять $f = \text{SmpRate} / \text{noASDU}$. Так, например, при частоте SmpRate = 80 выборок за период и количестве мгновенных значений в одном кадре noASDU = 1, фактическая частота формирования кадров составит 80 пакетов за период или 4 кГц. В случае частоты взятия выборок SmpRate = 256 выборок за период и количестве выборок в кадре noASDU = 8, фактическая частота формирования кадров в сеть составит лишь 1,6 кГц.

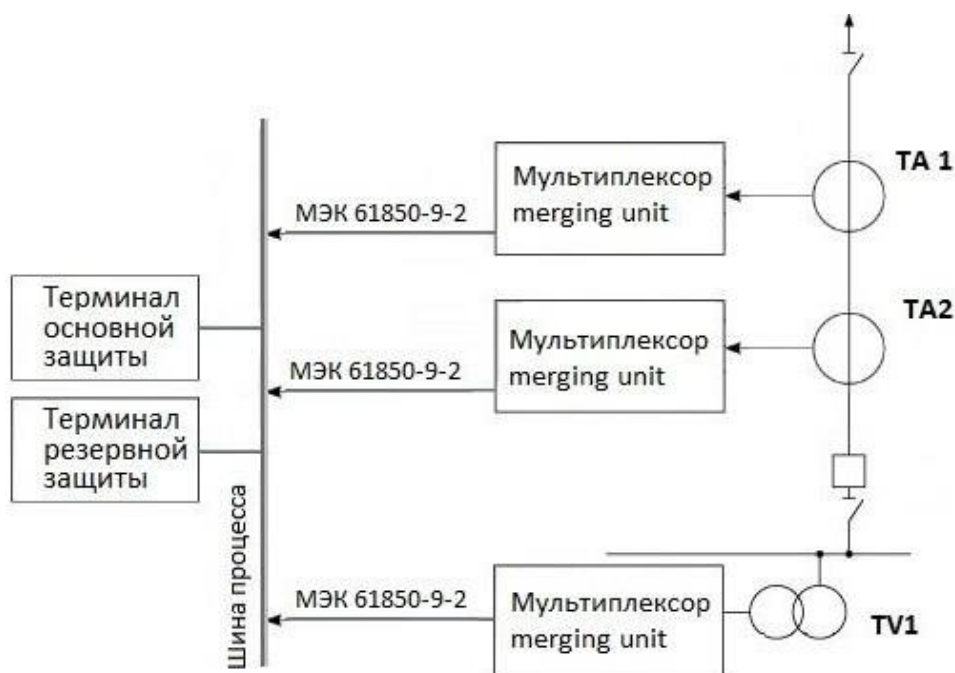


Рисунок 2.5. – Схема подключения РЗА к шине процесса.

Синхронизация данных по времени и обнаружение потерь

Устройства РЗА могут получать измерения от разных устройств шины процесса. Например, на защищаемом присоединении может быть установлен только трансформатор тока, тогда как данные о напряжении получаются от ТН, установленного на шинах и подключенного через отдельное устройство связи с шиной процесса. При такой связи отсутствие синхронизации между выборками с двух устройств может привести к ложным или излишним срабатываниям защиты в случае возникновения различных задержек по сети и неодновременного прихода пакетов данных. Для избежание таких случаев требуется лишь чтобы выборки, сформированные различными устройствами в один и тот же момент времени имели

один и тот же идентификатор. Таким идентификатором является поле `smpCnt` – счётчик выборок. Счётчик за одну секунду пробегает значения от 0 до $(SmpRate \cdot 50 - 1)$. Номера присваиваются формируемым выборкам одновременно, так что устройство-приёмник данных МЭК 61850-9-2 может легко установить соответствие между получаемыми значениями и производить вычисления на их основе. Для того чтобы все устройства сопряжения формировали данные с одними и теми же номерами используется внешний синхронизирующий импульс.

Таким образом достигается синхронизация всех выборок и принимающее устройство может обрабатывать значения токов и напряжений, принятые от разных устройств, komponуя их по номерам выборок (рисунок 2.5), причём синхронизация самого принимающего устройства не требуется. С помощью счётчика выборок устройство также может осуществлять контроль целостности принимаемых данных, то есть обнаруживать факты пропажи выборок. Различные устройства по-разному реагируют на пропажу выборок, как правило, это определяется алгоритмами, заложенными в устройство-приёмник и описано в сопроводительной документации

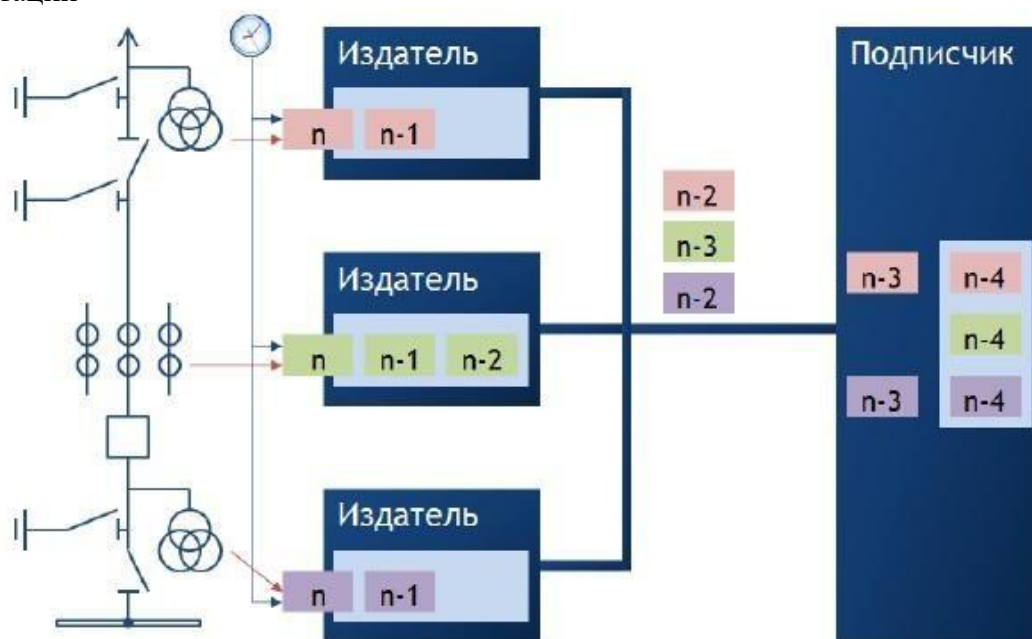


Рисунок 2.6 – Синхронизация и присвоение номеров выборкам.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Поясните схема использования протоколов МЭК 61850
2. Охарактеризуйте ПРОТОКОЛ MMS
3. Охарактеризуйте ПРОТОКОЛ GOOSE
4. Каким образом обеспечение скорости передачи данных
5. Поясните использование концепции шины процесса
6. Поясните, каким образом достигается синхронизация всех выборок и принимающее устройство может обрабатывать значения токов и напряжений, принятые от разных устройств?

Практическая работа № 8

Тема: «Сильные сети» на базе FACTS

Цель: изучить концепцию «Сильных сетей» на базе FACTS

Знания и умения, приобретаемые студентом в результате освоения темы:
Основы теории:

Среди задач развития сетевой инфраструктуры, поставленных в ЭС- 2030, значится применение нового поколения устройств силовой электроники, систем автоматического управления и защиты для решения проблемы полной наблюдаемости ЕЭС и управления электрическими режимами в реальном времени, что должно существенно повысить управляемость и эффективность ЕЭС и обеспечить повышение надежности электроснабжения потребителей до 0,9990–0,9997 с текущего уровня 0,9960. Предусмотрено широкое внедрение гибких систем передачи электроэнергии (*Flexible Alternative Current Transmission System – FACTS*) и совершенствование комплексов автоматической аварийной защиты и диспетчерского управления. FACTS – это электропередачи переменного тока, оснащенные устройствами современной силовой электроники. Технология FACTS преобразует функцию электрической сети из существующей «пассивной» в «активную».

Технической основой (устройствами) FACTS являются:

- устройства продольной компенсации как традиционного конденсаторного типа, так и регулируемые посредством тиристорно-реакторных групп;
- статические тиристорные компенсаторы;
- вставки постоянного тока;
- электромеханические преобразователи частоты на базе асинхронизированных синхронных машин;
- управляемые шунтирующие реакторы;
- синхронные компенсаторы;
- накопители энергии.

Сегодня под устройствами FACTS, как правило, понимается совокупность устройств, устанавливаемых в электрической сети и предназначенных для стабилизации напряжения, повышения управляемости, оптимизации потоков распределения, снижения потерь, демпфирования низкочастотных колебаний, повышения статической и динамической устойчивости, а в итоге – повышения пропускной способности сети и снижения потерь. Большую роль во всем многообразии устройств FACTS играет силовая электроника на базе различных модификаций преобразователей напряжения, использующих управляемые полупроводниковые вентили. Широкое внедрение легко настраиваемых или самонастраивающихся инновационных элементов силовой электроники и нового поколения преобразовательной техники, новейших технологий в области высокотемпературной сверхпроводимости (кабели и накопители), микропроцессорных систем автоматического управления и регулирования (пока в ограниченных масштабах) позволяет наделить уже существующие сети новыми качествами.

Таблица 8.1

Контролируемые параметры сети для различных устройств FACTS

Устройство FACTS	Контролируемые параметры
Статический синхронный компенсатор (СТАТКОМ без накопителя энергии)	Контроль напряжения, компенсация реактивной мощности, сглаживание колебаний, поддержание постоянного напряжения
Статический синхронный компенсатор (СТАТКОМ с накопителем электрической энергии, BESS, SMES, большой конденсатор на постоянном токе)	Контроль напряжения, компенсация реактивной мощности, сглаживание колебаний, повышение статической и динамической устойчивости, поддержание постоянного напряжения, AGC

Статический компенсатор реактивной мощности (SVC, TCR, TCS, TRS)	Контроль напряжения, компенсация реактивной мощности, сглаживание колебаний, повышение статической и динамической устойчивости, поддержание постоянного напряжения
Тормозной резистор с тиристорным управлением	Сглаживание колебаний, повышение статической и динамической устойчивости
Статический синхронный продольный компенсатор (без накопителя электрической энергии)	Контроль токов, сглаживание колебаний, повышение статической и динамической устойчивости, ограничение токов КЗ
Статический синхронный продольный компенсатор (с батареей)	Контроль токов, сглаживание колебаний, повышение статической и динамической устойчивости
Последовательный конденсатор с тиристорным управлением	Контроль токов, сглаживание колебаний, повышение статической и динамической устойчивости, ограничение токов КЗ
Последовательный реактор с тиристорным управлением	Контроль токов, сглаживание колебаний, повышение статической и динамической устойчивости, поддержание постоянного напряжения, ограничение токов КЗ
Фазоповоротный трансформатор с тиристорным управлением	Контроль перетоков мощности, сглаживание колебаний, повышение статической и динамической устойчивости, поддержание постоянного напряжения
Единый контроллер перетоков мощности	Контроль перетоков активной и реактивной мощности, контроль напряжения, компенсация реактивной мощности, сглаживание колебаний, повышение статической и динамической устойчивости, поддержание постоянного напряжения, ограничение токов КЗ
Ограничитель перенапряжений с тиристорным управлением	Ограничение напряжения при переходных процессах
Регулятор напряжения с тиристорным управлением	Контроль перетоков реактивной мощности, контроль напряжения, сглаживание колебаний, повышение статической и динамической устойчивости, поддержание постоянного напряжения
Межлинейный контроллер перетоков мощности	Контроль перетоков реактивной мощности, контроль напряжения, сглаживание колебаний, повышение статической и динамической устойчивости, поддержание постоянного напряжения

Для энергосистемы сегодняшнего дня в целом характерно *механическое управление*. Для контроля и защиты электрических систем широко используется микроэлектроника, компьютеры и высокоскоростные системы телекоммуникации, однако управляющие сигналы посылаются в силовые линии (в которых, собственно, и реализуется управляющее воздействие), где коммутирующие устройства – механические. Поэтому очень сложно осуществить быстродействующее управление. Другой проблемой механических устройств является то, что управляющие воздействия к ним не могут посылаться часто, так как данные устройства, как правило, вырабатывают ресурс и выходят из строя гораздо быстрее, чем статические устройства. В сущности, с точки зрения как динамических процессов, так и установившихся режимов система действительно неконтролируема. Проектировщики, операторы, инженеры научились работать с учетом этого ограничения, используя множество методик, позволяющих повысить эффективность работы энергосистемы, но ценой содержания излишних резервов мощности и дополнительных затрат.

Наличие в сети устройств FACTS увеличивает её реальную пропускную способность, регулирует допустимую загрузку и дает возможность оперативно менять конфигурацию, тем самым повышая надежность электроснабжения потребителей и

экономичность работы сети. Ориентируясь на допустимые параметры, оператор самостоятельно передает именно то количество электроэнергии, которое необходимо для погашения дефицита в конкретном узле. За счет этого предотвращается развитие возможной аварийной ситуации.

Внедрение технологий FACTS в России было инициировано ещё в 2003 г. приказом РАО «ЕЭС России» № 488 «О создании управляемых линий электропередачи и оборудования для них». Появление этого приказа было вызвано недостаточной управляемостью электроэнергетических систем и, как следствие, низкой пропускной способностью межсистемных и системообразующих ЛЭП, недостаточным объемом устройств регулирования напряжения и реактивной мощности, неоптимальным распределением потоков мощности по параллельным ЛЭП разного класса напряжения.

Реализация концепции Smart Grid сделала их одними из наиболее востребованных элементов в электроэнергетике.

Рассматривая концепцию «сильных сетей» на основе технологии FACTS, следует выделить важные ее достоинства для российской энергетики:

а) внедрение современного оборудования и технических средств в уже имеющиеся сети позволяет избежать больших затрат на строительство линий с высокой пропускной способностью;

б) технология допускает (и даже предполагает) постепенное (пошаговое) расширение допустимых пределов передаваемой мощности линий по мере поступления инвестиций туда, где это требуется, и тогда, когда это необходимо. Она позволяет заранее предусмотреть прогрессивный сценарий совместного использования механических коммутаторов и постепенно вводимых контроллеров FACTS таким образом, чтобы достичь поставленной цели путем поэтапного инвестирования. В условиях финансовых ограничений это – солидный довод в пользу «сильных сетей». Постепенное инновационное техническое и технологическое преобразование ЭЭС, а также соответствующая корректировка базовых принципов, целей и задач развития электроэнергетики преобразуют «сильные сети» в «интеллектуальные сети».

Некоторые из элементов FACTS используются на объектах ЕНЭС для управления режимами уже достаточно давно (с 80–90-х гг.). Примеры применения элементов FACTS в последние годы:

– статком – статический компенсатор реактивной мощности на базе преобразователя напряжения, 50 Мвар, 11 кВ (ПС «Выборгская», 330/400 кВ);

– асинхронизированный синхронный компенсатор с управляющей обмоткой, 2×100 Мвар, (ПС «Бескудниково», 500 кВ);

– устройство управляемой продольной компенсации ЛЭП 500 кВ (ПС «Саяно-Шушенская» – ПС «Новокузнецкая»);

– Забайкальский преобразовательный комплекс, 200 МВт, 220 кВ (ПС «Могоча», сечение ОЭС Сибири – ОЭС Востока);

– фазоповоротное устройство, сечение ОЭС Сибири – ОЭС Урала, транзит 220 кВ Советско-Сосненская–Володино;

– асинхронизированный турбогенератор с управляющей обмоткой, 320 МВт (Каширская ГРЭС-4 ОАО «ОГК-1», энергоблок № 3).

Реализация этих проектов является залогом успешного последующего внедрения аналогичных устройств на других объектах ЕЭНС России. Тем более что улучшение финансового положения в последние годы создаёт для этого благоприятные условия.

Институтами ВНИИЭ, Энергосетьпроект, НИИПТ проведены исследования с целью выявления объектов для применения технологии FACTS. Исследования носят предварительный характер. При принятии решения о создании управляемых передач на том или ином объекте должны быть выполнены более детальные исследования, разработано ТЭО по каждому объекту.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Перечислите устройства являющиеся технической основой FACTS.
2. Назовите контролируемые параметры сети для различных устройств FACTS.
3. Какие элементы FACTS используются на объектах ЕНЭС для управления режимами?
4. Перечислите достоинства концепции «сильных сетей» на основе технологии FACTS для российской энергетики.

5. Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины

5.1. Перечень основной и дополнительной литературы, необходимой для освоения дисциплины

5.1.1 Перечень основной литературы:

1. Электробезопасность / Е.Е. Привалов, А.В. Ефанов, С.С. Ястребов, В.А. Ярош ; под ред. Е.Е. Привалова. – Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2018. – 210 с. : ил., схем., табл. – Режим доступа: по подписке. – URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=493604> . – Библиогр. в кн. – ISBN 978-5-4475-9698-9. – DOI 10.23681/493604. – Текст : электронный.
2. Привалов, Е.Е. Основы электробезопасности : в 3 ч. / Е.Е. Привалов. – Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2016. – Ч. 3. Защита от напряжения прикосновения и шага в электрических сетях. – 180 с. : ил., схем., табл. – Режим доступа: по подписке. – URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=436756> – Библиогр. в кн. – ISBN 978-5-4475-7618-9. – DOI 10.23681/436756. – Текст : электронный.
3. Привалов, Е.Е. Основы электробезопасности : в 3 ч. / Е.Е. Привалов. – Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2016. – Ч. 2. Заземление электроустановок систем электроснабжения. – 156 с. : ил., схем., табл. – Режим доступа: по подписке. – URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=436755> . – Библиогр. в кн. – ISBN 978-5-4475-7617-2. – DOI 10.23681/436755. – Текст : электронный.
4. Сибикин Ю.Д. Охрана труда и электробезопасность: Учебное пособие – М: Директ – Медиа, 2014.- 360 с. [Электронный ресурс] режим доступа: http://biblioclub.ru/index.php?page=book_view_red&book_id=235424

5.1.2. Перечень дополнительной литературы:

1. Сибикин, Ю.Д. Безопасность труда при монтаже, обслуживании и ремонте электрооборудования предприятий / Ю.Д. Сибикин. – Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2014. – 338 с. : ил., табл. – Режим доступа: по подписке. – URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=256581> . – Библиогр.: . с. 332. – ISBN 978-5-4475-2508-8. – DOI 10.23681/256581. – Текст : электронный.
2. Электробезопасность работников электрических сетей / Е.Е. Привалов, А.В. Ефанов, С.С. Ястребов, В.А. Ярош ; под ред. Е.Е. Привалова. – Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2018. – 371 с. : ил., табл. – Режим доступа: по подписке. – URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=493605> . – Библиогр. в кн. – ISBN 978-5-4475-9697-2. – DOI 10.23681/493605. – Текст : электронный.
3. Сибикин, Ю.Д. Электробезопасность при эксплуатации электроустановок промышленных предприятий / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – 8-е изд., испр. – Москва ;

Берлин : Директ-Медиа, 2014. – 235 с. : табл., ил. – Режим доступа: по подписке. – URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=253964>. – Библиогр. в кн. – ISBN 978-5-4458-8880-2. – DOI 10.23681/253964. – Текст : электронный.

5.3. Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины

1. <http://www.biblioclub.ru> -ЭБС "Университетская библиотека онлайн"
2. <http://www.iprbookshop.ru/> - Электронно- библиотечная система IPRbooks
3. <http://e.lanbooks.com> - Электронно-библиотечная система Лань
1. <http://docs.cntd.ru/> Электронный фонд правовой и нормативно-технической документации ТЕХЭКСПЕРТ
2. Профессиональные справочные системы Техэксперт <http://vuz.kodeks.ru/>

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Пятигорский институт (филиал) СКФУ

Методические указания
по организации и проведению самостоятельной работы
по дисциплине «ПРИМЕНЕНИЕ SMART GRID В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СЕТЯХ»
для студентов направления подготовки
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Пятигорск 2026 г.

Содержание

Введение

- 1 Общая характеристика самостоятельной работы обучающегося при изучении дисциплины «Применение SmartGrid в электрических сетях»
- 2 План-график выполнения самостоятельной работы
- 3 Контрольные точки и виды отчетности по ним
- 4 Методические рекомендации по изучению теоретического материала
- 5 Список рекомендуемой литературы.

ВВЕДЕНИЕ

Самостоятельная работа – планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное (аудиторное) время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия (при частичном непосредственном участии преподавателя, оставляющем ведущую роль за работой студентов).

Самостоятельная работа студентов в ВУЗе является важным видом учебной и научной деятельности студента.

Ведущая цель организации и осуществления СРС должна совпадать с целью обучения студента – подготовкой бакалавра с высшим образованием. При организации СРС важным и необходимым условием становятся формирование умения самостоятельной работы для приобретения знаний, навыков и возможности организации учебной и научной деятельности.

Целью самостоятельной работы студентов является овладение фундаментальными знаниями, профессиональными умениями и навыками деятельности по профилю, опытом творческой, исследовательской деятельности. Самостоятельная работа студентов способствует развитию самостоятельности, ответственности и организованности, творческого подхода к решению проблем учебного и профессионального уровня.

В учебной дисциплине «Электробезопасность» рассматриваются вопросы безопасного взаимодействия человека с электричеством и электромагнитными полями промышленной частоты. Изучение студентами дисциплины позволяет сформировать у будущих специалистов специальные знания в области электробезопасности. Реализация на практике этих знаний обеспечит сохранение работоспособности, здоровья и жизни человека.

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ОБУЧАЮЩЕГОСЯ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ДИСЦИПЛИНЫ «ПРИМЕНЕНИЕ SMARTGRID В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ»

Самостоятельная работа - планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное (аудиторное) время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия (при частичном непосредственном участии преподавателя, оставляющем ведущую роль за работой студентов).

Самостоятельная работа студентов в ВУЗе является важным видом учебной и научной деятельности студента. Самостоятельная работа студентов играет значительную роль в рейтинговой технологии обучения. В связи с этим, обучение в ВУЗе включает в себя две, практически одинаковые по объему и взаимовлиянию части – процесса обучения и процесса самообучения. Поэтому СРС должна стать эффективной и целенаправленной работой студента.

К современному специалисту общество предъявляет достаточно широкий перечень требований, среди которых немаловажное значение имеет наличие у выпускников определенных способностей и умения самостоятельно добывать знания из различных источников, систематизировать полученную информацию, давать оценку конкретной финансовой ситуации. Формирование такого умения происходит в течение всего периода обучения через участие студентов в практических занятиях, выполнение контрольных заданий и тестов, написание курсовых и выпускных квалификационных работ. При этом самостоятельная работа студентов играет решающую роль в ходе всего учебного процесса.

Ведущая цель организации и осуществления СРС должна совпадать с целью обучения студента – подготовкой специалиста и бакалавра с высшим образованием. При организации СРС важным и необходимым условием становятся формирование умения самостоятельной работы для приобретения знаний, навыков и возможности организации учебной и научной деятельности.

Формы самостоятельной работы студентов разнообразны. В соответствии с рабочей программой дисциплины «Электромагнитная совместимость в электроэнергетических системах» предусмотрены следующие виды самостоятельной работы студента:

- самостоятельное изучение литературы;
- выполнение контрольной работы

- выполнение индивидуальных творческих заданий.

Цель самостоятельного изучения литературы – самостоятельное овладение знаниями, опытом исследовательской деятельности.

Задачами самостоятельного изучения литературы являются:

- углубление и расширение теоретических знаний;
- формирование умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развитие познавательных способностей и активности студентов.

Цель подготовки к круглому столу – самостоятельное овладение знаниями, опытом исследовательской деятельности.

Задачами подготовки к круглому столу являются:

- углубление и расширение теоретических знаний в рамках конкретной темы;
- формирование умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развитие исследовательских умений.
- развитие познавательных способностей и активности студентов.

Задачами подготовки индивидуального творческого задания являются:

- углубление и расширение теоретических знаний в рамках конкретной темы;
- формирование умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развитие исследовательских умений.
- развитие познавательных способностей и активности студентов.

В результате освоения дисциплины формируются следующие компетенции:

Код, формулировка компетенции	Код, формулировка индикатора	Планируемые результаты обучения по дисциплине (модулю), характеризующие этапы формирования компетенций, индикаторов
ПК-2 Способен анализировать режимы работы систем электроснабжения	ИД-3 _{ПК-2} Обеспечивает заданные параметры режима систем электроснабжения	Знает принципы построения, инновационные технологии и компоненты интеллектуальной электроэнергетической системы. Владеет способностью оценивать параметры и режимы электроэнергетической системы на базе концепции SmartGrid.

2.ПЛАН-ГРАФИК ВЫПОЛНЕНИЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

Технологическая карта самостоятельной работы студента

Коды реализуемых компетенций (индикатора)	Вид деятельности студентов	Итоговый продукт самостоятельной работы	Средства и технологии оценки	Объем часов, в том числе		
				СРС	Контактная работа с преподавателем	Всего
Очная форма обучения 6 семестр						

ПК-2 ИД-3ПК-2	Самостоятельное изучение литературы по разделам № 1-2	Конспект	Собеседование	58,32	6,48	64,8
	Подготовка к практическим занятиям	Конспект	Комплект заданий и вопросов по разделам дисциплины	6,48	0,72	7,2
Итого за 6 семестр				64,8	7,2	72

Коды реализуемых компетенций (индикатора)	Вид деятельности студентов	Итоговый продукт самостоятельной работы	Средства и технологии оценки	Объем часов, в том числе		
				СРС	Контактная работа с преподавателем	Всего
Заочная форма обучения						
6 семестр						
ПК-2 ИД-3ПК-2	Самостоятельное изучение литературы по разделам № 1-2	Конспект	Собеседование	88,11	9,79	97,9
	Подготовка к практическим занятиям	Конспект	Комплект заданий и вопросов по разделам дисциплины	1,89	0,21	2,1
Итого за 6 семестр				90	10	100

3. КОНТРОЛЬНЫЕ ТОЧКИ И ВИДЫ ОТЧЕТНОСТИ ПО НИМ

Текущий контроль

Рейтинговая оценка знаний студента

№ п/п	Вид деятельности студентов	Сроки выполнения	Количество баллов
1.	Практическое занятие. Тема: Интеллектуальные сети (Smart Grid)	3 неделя	10
2.	Практическое занятие. Тема: Переход к цифровой подстанции. Протоколы связи в электроэнергетике	4 неделя	15
3.	Практическое занятие. Тема: СТАНДАРТ МЭК 61850	5 неделя	30
Итого за 6 семестр			55
Итого			55

Максимально возможный балл за весь текущий контроль устанавливается равным 55. Текущее контрольное мероприятие считается сданным, если студент получил за него не менее 60% от установленного для этого контроля максимального балла. Рейтинговый балл, выставляемый студенту за текущее контрольное мероприятие, сданное студентом в установленные графиком контрольных мероприятий сроки, определяется следующим образом:

Уровень выполнения контрольного задания	Рейтинговый балл (в % от максимального балла за контрольное задание)
Отличный	100

Хороший	80
Удовлетворительный	60
Неудовлетворительный	0

Типовые контрольные задания и иные материалы, характеризующие этапы формирования компетенций

Вопросы для собеседования

Тема 1.

1. В чём суть концепции Smart Grid?
2. Что является технической/технологической основой Smart Grid?
3. Назовите основные цели Smart Grid.
4. Назовите основные компоненты коммуникационных технологий в «интеллектуальной сети».
5. Интеллектуальные информационные системы.
6. Принципиальные подходы к развитию и организации работ по реализации концепции SmartGrid в России.
7. Анализ основных характеристик Российской электроэнергетики и сетей в сравнении с другими странами.
8. Предпосылки перехода к стратегии модернизации и инновационного развития и оценка условий реализации концепции SmartGrid в электроэнергетике России.
9. Сравнительный анализ энергосистем России и других стран.
10. внедрения концепции Smart Grid.

Тема 2.

1. Что такое автоматизированная система диспетчерского управления?
2. Что обеспечивают управляющие воздействия АСДУ?
3. Назовите составляющие информационного обеспечения АСДУ.
4. Назовите цели внедрения АСУ электроснабжения.
5. Назовите основные функции АСУ электроснабжения.
6. Охарактеризуйте автоматизированных систем контроля и учета электропотребления (АСКУЭ): функции и принципы построения.
7. Оценка эффективности внедрения концепции Smart Grid (интеллектуальные системы).
8. Анализ зарубежного опыта использования основных технологий и компонентов Smart Grid (интеллектуальные системы) и возможности его реализации в России.
9. Технологический базис концепции развития электроэнергетики на базе SmartGrid (интеллектуальные системы).
10. Визуализация инцидентов и неисправностей в умных сетях.
11. Система управления сетями.
12. Математические подходы к решениям вопросов построения SmartGrid (интеллектуальные системы).

Тема 3.

5. Что позволяет осуществлять внедрение системы диспетчерского управления?
6. Поясните термин «SCADA».
7. Какие задачи решают SCADA-системы?
8. Назовите основные компоненты SCADA.
9. Что такое автоматизированная система диспетчерского управления?
10. Что обеспечивают управляющие воздействия АСДУ?
11. Назовите составляющие информационного обеспечения АСДУ.
12. Назовите цели внедрения АСУ электроснабжения.
13. Назовите основные функции АСУ электроснабжения.
14. Охарактеризуйте автоматизированных систем контроля и учета электропотребления (АСКУЭ): функции и принципы построения.

15. Динамическое управление электросетями (DynamicGridManagement)
16. Интегрированные коммуникации, проблемы стандартизации при разработке.
17. Измерительные приборы и устройства, средства передачи данных, линии связи и каналы связи.
18. Измерительные приборы и устройства.

Тема 4.

1. Перечислите и охарактеризуйте достоинства и недостатки возобновляемых источников энергии.
2. Назовите регионы России, перспективные для использования в энергопроизводстве тех или иных НВИЭ.
3. Перспективы возобновляемой энергетики. Каковы определяющие факторы?
4. Альтернативные источники энергии.
5. Виды возобновляемых источников энергии и их краткая характеристика.
6. Ресурсы возобновляемых источников энергии, уровень использования в мире.
7. Энергосистема будущего.
8. Требования к присоединению возобновляемых источников энергии к электросети.
9. Проблемы функционирования возобновляемых источников в энергосети.

Тема 5.

1. Охарактеризуйте протокол МЭК 60870-5.
2. Охарактеризуйте протокол Modbus.
3. Назовите преимущества применения оптических трансформаторов
4. Назовите отличительные черты цифровой подстанции
5. Изучение новых информационно-технологических инфраструктур и передовых интернет технологий.
6. Усовершенствованные интерфейсы и методы поддержки принятия решений.
7. Поясните схема использования протоколов МЭК 61850
8. Охарактеризуйте ПРОТОКОЛ MMS
9. Охарактеризуйте ПРОТОКОЛ GOOSE
10. Каким образом обеспечение скорости передачи данных
11. Поясните использование концепции шины процесса
12. Поясните, каким образом достигается синхронизация всех выборок и принимающее устройство может обрабатывать значения токов и напряжений, принятые от разных устройств?
13. Интегрированные коммуникации-усовершенствованная конфигурация сети
14. Технология гибких линий.
15. Перечислите устройства являющиеся технической основой FACTS.
16. Назовите контролируемые параметры сети для различных устройств FACTS.
17. Какие элементы FACTS используются на объектах ЕНЭС для управления режимами?
18. Перечислите достоинства концепции «сильных сетей» на основе технологии FACTS для российской энергетики.
19. Усовершенствованные методы управления системами электроснабжения.
20. Основные аспекты модернизации и развития электроэнергетики в России и за рубежом.
21. Организационно-экономические, общественно-политические и технологические условия

4. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИЗЧЕНИЮ ТЕОРЕТИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА

Самостоятельная работа студента начинается с внимательного ознакомления с содержанием учебного курса.

Изучение каждой темы следует начинать с внимательного ознакомления с набором вопросов. Они ориентируют студента, показывают, что он должен знать по данной теме. Вопросы темы как бы накладываются на соответствующую главу избранного учебника или учебного пособия. В итоге должно быть ясным, какие вопросы темы учебного курса и с какой глубиной

раскрыты в конкретном учебном материале, а какие вообще опущены. Требуется творческое отношение и к самому содержанию дисциплины.

Вопросы, составляющие ее содержание, обладают разной степенью важности. Есть вопросы, выполняющие функцию логической связки содержания темы и всего курса, имеются вопросы описательного или разъяснительного характера, а также исторического экскурса в область изучаемой дисциплины. Все эти вопросы не составляют сути понятийного, концептуального содержания темы, но необходимы для целостного восприятия изучаемых проблем.

Изучаемая дисциплина имеет свой категориально-понятийный аппарат. Научные понятия — это та база, на которой строится каждая наука. Понятия — узловые, опорные пункты как научного, так и учебного познания, логические ступени движения в учебе от простого к сложному, от явления к сущности. Без ясного понимания понятий учеба крайне затрудняется, а содержание приобретенных знаний становится тусклым, расплывчатым.

Студент должен понимать, что самостоятельное овладение знаниями является главным, определяющим. Высшая школа создает для этого необходимые условия, помогает будущему высококвалифицированному специалисту овладеть технологией самостоятельного производства знаний.

В самостоятельной работе студентам приходится использовать литературу различных видов: первоисточники, монографии, научные сборники, хрестоматии, учебники, учебные пособия, журналы и др. Изучение курса предполагает знакомство студентов с большим объемом научной и учебной литературы, что, в свою очередь, порождает необходимость выработки у них рационально-критического подхода к изучаемым источникам.

Чтобы не «утонуть» в огромном объеме рекомендованных ему для изучения источников, студент, прежде всего, должен научиться правильно их читать. Правильное чтение рекомендованных источников предполагает следование нескольким несложным, но весьма полезным правилам.

Предварительный просмотр книги включает ознакомление с титульным листом книги, аннотацией, предисловием, оглавлением. При ознакомлении с оглавлением необходимо выделить разделы, главы, параграфы, представляющие для вас интерес, бегло их просмотреть, найти места, относящиеся к теме (абзацы, страницы, параграфы), и познакомиться с ними в общих чертах.

Научные издания сопровождаются различными вспомогательными материалами — научным аппаратом, поэтому важно знать, из каких основных элементов он состоит, каковы его функции.

Знакомство с книгой лучше всего начинать с изучения аннотации — краткой характеристики книги, раскрывающей ее содержание, идейную, тематическую и жанровую направленность, сведения об авторе, назначение и другие особенности. Аннотация помогает составить предварительное мнение о книге.

Глубже понять содержание книги позволяют вступительная статья, в которой дается оценка содержания книги, затрагиваемой в ней проблематики, содержится информация о жизненной и творческой биографии автора, высказываются полемические замечания, разъясняются отдельные положения книги, даются комментарии и т.д. Вот почему знакомство с вступительной статьей представляется очень важным: оно помогает студенту сориентироваться в тексте работы, обратить внимание на ее наиболее ценные и важные разделы.

Той же цели содействует знакомство с оглавлением, предисловием, послесловием. Весьма полезными элементами научного аппарата являются сноски, комментарии, таблицы, графики, списки литературы. Они не только иллюстрируют отдельные положения книги или статьи, но и сами по себе являются дополнительным источником информации для читателя.

Если читателя заинтересовала какая-то высказанная автором мысль, не нашедшая подробного освещения в данном источнике, он может обратиться к тексту источника, упоминаемого в сноске, либо к источнику, который он может найти в списке литературы, рекомендованной автором для самостоятельного изучения.

Существует несколько форм ведения записей:

— план (простой и развернутый) — наиболее краткая форма записи прочитанного, представляющая собой перечень вопросов, рассматриваемых в книге или статье. Развернутый план представляет собой более подробную запись прочитанного, с детализацией отдельных положений и выводов, с выпиской цитат, статистических данных и т.д. Развернутый план — неоценимый помощник при выступлении с докладом на конкретную тему на семинаре,

конференции;

— тезисы — кратко сформулированные положения, основные положения книги, статьи. Как правило, тезисы составляются после предварительного знакомства с текстом источника, при его повторном прочтении. Они помогают запомнить и систематизировать информацию.

Составление конспектов

Большую роль в усвоении и повторении пройденного материала играет хороший конспект, содержащий основные идеи прочитанного в учебнике и услышанного в лекции. Конспект — это, по существу, набросок, развернутый план связного рассказа по основным вопросам темы.

В какой-то мере конспект рассчитан (в зависимости от индивидуальных особенностей студента) не только на интеллектуальную и эмоциональную, но и на зрительную память, причем текст конспекта нередко ассоциируется еще и с текстом учебника или записью лекции. Поэтому легче запоминается содержание конспектов, написанных разборчиво, с подчеркиванием или выделением разрядкой ключевых слов и фраз.

Перечень основной и дополнительной литературы,

. Перечень основной литературы:

1. Ушаков, В.Я. Современные проблемы электроэнергетики / В.Я. Ушаков ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский Томский государственный университет». — Томск : Издательство Томского политехнического университета, 2014. — 447 с. : ил., табл., схем. — Режим доступа: по подписке. — URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=442813>

2. Смурнов, Е.С. Автоматизация и диспетчеризация систем электроснабжения / Е.С. Смурнов. — Москва : Лаборатория книги, 2010. — 101 с. — Режим доступа: по подписке. — URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=86340>

3. Шишов, О.В. Современные технологии промышленной автоматизации / О.В. Шишов. — Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2015. — 368 с. : ил., табл., схем. — Режим доступа: по подписке. — URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=364093>

Перечень дополнительной литературы:

1. Интегрированные системы проектирования и управления: SCADA-системы / И.А. Елизаров, А.А. Третьяков, А.Н. Пчелинцев и др. ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тамбовский государственный технический университет». — Тамбов : Издательство ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2015. — 160 с. : ил., табл., схем. — Режим доступа: по подписке. — URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=444643>

2. Богданов, А.В. Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматизации в электроэнергетических системах / А.В. Богданов, А.В. Бондарев ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Оренбургский Государственный Университет, Кумертауский филиал ОГУ. — Оренбург : ОГУ, 2016. — 82 с. : схем., табл., ил. — Режим доступа: по подписке. — URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=481747>

.Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины

1. «Университетская библиотека онлайн» - <http://biblioclub.ru>
2. «Электронно-библиотечная система IPRbooks» <http://www.iprbookshop.ru>