

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
УЗБЕКИСТАН
ФЕРГАНСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

На правах рукописи

УДК 621.311 (075)

МАЛЫШЕВ ВИТАЛИЙ ВЛАДИМИРОВИЧ

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОБЛЕМ ВНЕДРЕНИЯ НА ПРАКТИКЕ
ПРОЦЕССА АВТОМАТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ И
ИЗМЕРЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК
ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПОДСТАНЦИИ 500/220/10 кВ
“УЗБЕКИСТАН”

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Для получения степени

магистра по специальности

5А310201–“ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ”

Научный руководитель:

Жабборов Т.К.

Заведующий кафедрой:

Эралиев А.Х.

Фергана–2014

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	2
ВВЕДЕНИЕ	4
ПРЕДИСЛОВИЕ.....	11
I–ГЛАВА.	55
ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭНЕРГИИ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ ФерПРЭС.....	55
1.1. Общие положения.....	55
1.2. Создание АСКУЭ.....	58
1.3. Программная обеспечение АСКУЭ	60
1.4. Порядок определение электрической энергии.....	61
II–ГЛАВА.	63
ОРГАНИЗАЦИЯ ВНЕДРЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ “ФерПРЭС”	63
2.1. Общие положение.....	63
2.2. Пусконаладочные работы	64
2.3. Прием, обработки и представление информации	66
2.4. Описание схемы электроснабжения ОАО ФерПРЭС	68
2.5. Построение АСКУЭ предприятия.....	69
2.6. Основные функции программного обеспечения АСКУЭ.....	69
III–ГЛАВА.	72
ВЫБОР ПЕРВИЧНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ АСКУЭ ДЛЯ ЭКСПЕРИМЕНТА ПРИ ОАО “АЗОТ”	72
3.1. Общие положения.....	72
3.2. Расчет токов короткого замыкания на шинах 6 кВ подстанции 4–ГПП для выбора трансформаторов тока на предприятии ОАО “АЗОТ”.....	72
3.3. Выбор трансформаторов тока.....	74
3.4. Выбор трансформаторов напряжения.....	76

3.5. Расчет потерь мощности и электроэнергии в трансформаторах главных понизительных подстанций и линиях электропередач 110 кВ.	78
3.5.1. Трансформаторы, применяемые на главных понизительных подстанциях ОАО “АЗОТ”	78
3.5.2. Расчет суточных потерь электроэнергии в линии 110 кВ ПС ОАО “АЗОТ”	79
3.5.3. Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах за март 2013 год....	83
3.6. Мероприятия по снижению потерь мощности и электроэнергии в сетях ОАО “АЗОТ”	85
3.6.1. Классификация мероприятий по снижению потерь мощности и энергии	85
3.6.2. Выбор схемы подключения конденсаторных установок	86
3.6.3. Расчет снижения потерь от установки автоматических конденсаторных установок по стороне 0,4 кВ в подстанциях цехов.....	87
3.6.4. Описание конденсаторной установки для компенсации реактивной мощности.....	91
3.6.5. Расчет сопротивления разрядных резисторов конденсаторной установки.....	92
3.6.6. Выбор вводного автоматического выключателя конденсаторной установки.....	92
3.6.7. Определение сечения кабеля для подключения конденсаторной установки.....	93
3.7. Основные устройства для АСКУЭ подстанции “Узбекистан” напряжением 500 кВ.....	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	97
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ЛИТЕРАТУР:.....	100
ПРИЛОЖЕНИЕ	102

ВВЕДЕНИЕ

Выбор и обоснование темы диссертационной работы. Постоянное удорожание энергоресурсов, а также значительное увеличение их потребления в последние годы заставляет всерьез задуматься о более жестком контроле использования, а также требует внедрения эффективных средств учета, способствующих снижению затрат на электроэнергию, а также разработки энергосберегающей политики и мероприятий по энергосбережению. Использование автоматизированных систем управления в любых областях жизни и деятельности позволяет осуществлять точный и быстрый контроль за потреблением энергоресурсов, повышая достоверность учета, оптимизируя затраты на энергоресурсы и делая жизнь более комфортной и удобной.

Системы коммерческого учета электроэнергии и их применение

Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) служит для точного учета и оперативного контроля за потребляемой и переданной электроэнергией с учетом существующих тарифов, а также для обеспечения доступа к полученным данным с целью произведения расчетов, анализа и выработки эффективной энергосберегающей политики. Основной целью внедрения автоматических систем коммерческого учета электроэнергии является снижение издержек и затрат на потребление энергоресурсов, минимизация потерь за счет повышения точности полученных данных и сокращения времени сбора обработки. Автоматизация учета электроэнергии на всех этапах, от производства до потребления, становится непременным условием эффективного функционирования современных энергосистем.

Вопросы энергосбережения, а также оптимизации энергопотребления одинаково остро стоят как в промышленности, так и в быту (коттеджные посёлки, дачные кооперативы, садовые товарищества).

На сегодняшний день выделяют следующие виды автоматизированных систем учета:

1. Системы для использования у бытовых потребителей;

2. Системы для использования в жилых домах;
3. Системы для садовых товариществ и дачных кооперативов;
4. Системы для обслуживания до 50 абонентов;
5. Системы для обслуживания до 1000 абонентов.

Внедрение автоматизированных систем учета и контроля потребления энергоресурсов позволяет получать оперативные данные, контролировать параметры всех энергоносителей, выявлять возможные пути экономии. Что, соответственно, ведет к снижению участия энергоресурсов в себестоимости продукции, повышению оперативности обнаружения и устранения отклонений от установленных режимов потребления, получению стабильной прибыли. Результатом внедрения систем по учету электроэнергии в быту является оптимизация затрат на энергоресурсы, снижение объема потребления, а также обеспечение защиты от хищений.

Функции автоматизированных систем учета энергоресурсов

1. Автоматизированный контроль и измерение параметров;
2. Сбор и учет данных по каждому счетчику индивидуально;
3. Хранение параметров учета в базе данных устройства;
4. Обеспечение контроля за соблюдением установленных режимов энергопотребления;
5. Формирование отчетов для расчетов и анализа;
6. Вывод расчетных параметров на устройство печати.

Современные системы коммерческого учета позволяют контролировать все возможные виды энергоресурсов, имеют возможность использования различных каналов связи для передачи данных, возможно удалённое подключение к системе АСКУЭ для просмотра данных и контроля состояния и работы оборудования через Интернет; простота расширения системы с минимальными затратами.

Преимущества внедрения автоматизированных систем АСКУЭ:

1. Рациональное энергопотребление и повышение эффективности использования энергоресурсов;

2. Возможность использования различных тарифов за пользование электроэнергией;
3. Автоматизированная обработка информации, хранение и представление данных в удобном для пользователя виде;
4. Построение многоуровневых систем и возможность передачи данных на другие уровни системы;
5. Возможность получения оперативных данных в удобном виде для анализа;
6. Возможность получения информации удаленных через Интернет;
7. Контроль и защита от хищения;

Важнейшим преимуществом системы АСКУЭ является возможность анализа потребления, что позволяет выявить допущенные просчеты в организации энергопотребления и разработать мероприятия по снижению расходов.

Для передачи информационных потоков используются различные каналы: выделенные проводные линии, беспроводные радиочастотные, инфракрасные и радиорелейные линии, спутниковые каналы и т.д. В последние годы активно осваивается новая среда для передачи информации и построения на ее основе специализированных автоматизированных систем сбора и обработки информации. Сюда относят распределенные силовые линии питания низкого, среднего и высокого напряжения. Их преимуществами являются: низкая стоимость установки, т.к. не требуется прокладка специальных проводных линий связи, а также быстрота настройки коммутационной сети. При этом любой из вариантов имеет как достоинства, так и недостатки.

Ключевыми моментами выбора элементов АСКУЭ, независимо от объекта, для которого создается система, является качество и безопасность связи между уровнями, а также экономический аспект. Обеспечение надежной, эффективной и недорогой системы доставки информации, которая обеспечит надежную и безопасную передачу и обмен данными, в том числе и

между потребителями и продавцами энергии, является ключевым моментом выбора систем электроснабжения.

Цель работы и задачи исследования. Основной целью поставленной в диссертационной работе является: разработка эффективных методов и автоматизированных устройств для измерения и учета мощностей электрических сетей и выбора оптимального варианта измерений и измерительных устройств.

Исходя из сформулированной цели в диссертационной работе поставлены и решены следующие задачи: Автоматизированный контроль и измерение параметров, сбор и учет данных по каждому счетчику индивидуально, хранение параметров учета в базе данных устройства, обеспечение контроля за соблюдением установленных режимов энергопотребления, формирование отчетов для расчетов и анализа, вывод расчетных параметров на устройство печати, повышения точности учета электроэнергии, снижения потребляемой мощности на предприятии в часы пиковых нагрузок электро-системы, перехода на расчет за электроэнергию с энергосистемой по дифференцированным тарифам, контроля за качеством электроэнергии.

Методы проведения исследований. Поставленные задачи решались на основе математического и физического моделирования, общей теории электрических цепей, теории автоматического управления с использованием микропроцессорной техники и вычислительной техники. При проведении экспериментальных исследований реализован современный подход, основанный на использовании отечественных и зарубежных измерительных приборов и средств автоматизации процесса измерений. Все принимаемые допущения обоснованы, погрешности проанализированы. Результаты теоретических расчетов удовлетворительно согласуются с экспериментальными данными, а также с известными данными других авторов, точное измерение количества потребленной или переданной энергии и мощности с учетом суточных данных, зонных и каких-либо других тарифов, обеспечение доступа к этим данным для производства расчетов с поставщиком/потребителем.

Основные положения, выносимые на защиту.

1. Постоянный мониторинг величин мощности и энергии подстанции.
2. Слежение за превышением лимитов величин мощности и энергии со звуковой или визуальной сигнализацией оператору подстанции.
3. Построение графиков нагрузки и потребления подстанции.
4. Возможен дополнительный визуальный контроль, в реальном времени, еще и следующих параметров: ток нагрузки, напряжение питающей сети, частота питающей сети, сдвиг по фазе между током и напряжением.
5. Создание базы данных по всем измеряемым параметрам подстанции.
6. Позволяют сделать правильный заказ лимитов мощности исходя из анализа количества потребляемой энергии в часы пик.
7. Определение точек несанкционированного доступа к источникам энергии потребителей.
8. Выбор экономически выгодного режима включения–выключения энергопотребителей.
9. Обеспечение оперативного контроля и управления потреблением энергоносителей в течение суток.
10. Усиления дисциплины использования энергоносителей потребителями.
11. Рациональное планирование времени работы цехов и подразделений в течение суток на предприятиях.

Научная новизна:

1. Экономически правильного заказа лимитов мощности исходя из анализа количества потребляемой энергии в часы пик;
2. Определения точек несанкционированного доступа к источникам энергии;
3. Отработки оптимального, экономически выгодного режима включения–выключения энергопотребителей;
4. Обеспечения оперативного контроля и управления потреблением энергоносителей в течение суток;

5. Усиления дисциплины использования энергоносителей потребителями;
6. Рационального планирования времени работы цехов и подразделений в течение суток.

Практическая ценность. Разработанное устройство позволяет автоматизировать процесс измерения и учета электрических мощностей в электрических сетях, значительно повысить эффективность и надежность системы электроснабжения.

Предложенные методы измерения и учета электрических мощностей в сетях, избавляет оперативный персонал электрических сетей от трудоёмких экспериментальных измерений и учета, связанных с существенными народнохозяйственными затратами, выполнением больших объемов расчетных работ, а также контролировать потребления электрической энергии автоматическим методом.

Основные результаты работы имеют практическую ценность для проектных и наладочных организаций и позволяют повысить эффективность надежности системах электроснабжения промышленных предприятий, городов и сельского хозяйства.

Апробация работы. Основные положения и результаты работы докладывались:

1. Республиканская научно и научно–техническая конференция. “Энерго–сбережение, энергобезопасность, концепция самодостаточности и их эффективное решение. Фергана, 2013, 25–26–ноябрь, стр. 25–27.
2. Иқтидорли талабалар, магистрантлар, катта илмий ходим–изланувчи ва мустақил тадқиқотчилар. Илмий–амалий анжумани. Фергана, ФарПИ, 2013, 22–23–ноябрь, 45–46 бетлар.
3. Республиканская научно и научно–техническая конференция. “Алтернативная энергия и их эффективное решение. Фергана, ФарДУ, 2013, 20–21–май, стр. 21–22.

Объем работы. Диссертационная работа содержит 102 страниц машинописного текста, 15 рисунков, 16 таблиц, список использованной литературы из 18 наименований, приложений на 7 страницах (всего страниц 109)

ПРЕДИСЛОВИЕ

Открытое акционерное общество Ферганский территориальное предприятие электрических сетей (ФерПРЭС) является крупным потребителем энергоресурсов, в том числе электроэнергии. С распадом плановой экономики закончилась эпоха практически неограниченных и дешевых энергоресурсов, когда их доля в себестоимости продукции составляла всего лишь несколько процентов. На сегодняшний день из-за многократного удорожания энергоресурсов их доля в себестоимости продукции для предприятия резко возросла и по электроэнергии составляет 20–25%. Фактор высокой стоимости обусловил в последние годы кардинальное изменение отношения к организации учета электроэнергии, снижению потерь в сетях предприятия, экономии в технологических процессах

Раньше наше предприятие рассчитывались с поставщиком электроэнергии ОАО “Узбекэнерго” на основе показаний отдельных счетчиков, установленных на вводах 6 кВ каждой ГПП и на ячейках субабонентов, требовавших визуального ручного съема измерительных данных табло приборов и дополнительной ручной обработки этих данных. Все издержки такого учета электроэнергии для предприятия компенсировались ее дешевизной и общей плановой экономикой, обеспечивавшей директивный сбыт любой продукции, независимо от ее энергозатратности и стоимости.

Экономические условия “вчерашнего дня” порождали приблизительный, неточный и условный энергоучет, который очень грубо отражал реальные процессы потребления электроэнергии. Это проявлялось, в частности, в применении примитивного одноставочного тарифа за электроэнергию. Этот тариф аппроксимировал сложный реальный график электропотребления предприятия прямоугольником с одним индивидуальным параметром: мощностью, усредненной за расчетный период или период измерения (по величине расхода электроэнергии за период измерения, которую фиксировал индукционный электросчетчик, средняя мощность определялась делением этой величины на длительность периода измерения).

В целом для приборного учета “вчерашнего дня” характерны:

- Грубая аппроксимация реального процесса энергопотребления, выражающаяся в фиксации только итоговых накопленных результатов изменения за расчетный период;
- Неполнота и фрагментарность энергоучета;
- Низкая точность и достоверность учета, обусловленная как устаревшими методами и средствами измерения, так и человеческим фактором визуального съема показаний приборов (“ошибка списывания показаний”);
- Несинхронизированность учета, вызванная неодновременным характером съема показаний территориально разнесенных счетчиков электроэнергии;
- Малая информативность и трудоемкость энергоучета в силу ручного характера сбора и обработки измерительных данных;
- Невозможность оперативного отслеживания за потребляемой активной и реактивной мощностью с целью вмешательства в этот процесс.

Энергоучет “вчерашнего дня” не может устроить сегодня наше предприятие. Под давлением рынка наше предприятие вынуждено искать альтернативных поставщиков электроэнергии, и в настоящее время получена лицензия на покупку электроэнергии непосредственно на оптовом рынке электроэнергии. Одним из условий работы на энергорынке является создание на предприятии автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии – АСКУЭ. При создании современной АСКУЭ работающее предприятие сможет полностью контролировать процесс потребления электроэнергии, будет иметь возможность гибко переходить к разным тарифным системам, минимизируя свои энергозатраты, а также контролировать энергопотребление субабонентов.

Одной из важных функций АСКУЭ является возможность оперативного контроля за потреблением реактивной мощности с целью вмешательства в этот процесс – включение и отключение батарей статических

конденсаторов, и регулирование тока возбуждения синхронных двигателей. Оптимизация потребления реактивной мощности позволит уменьшить потери в сетях предприятия, улучшить качество электроэнергии, снизить плату за потребленную электроэнергию.

ИСТОРИЯ СОЗДАНИЯ АСКУЭ

В связи с переходом к рыночной экономике, возникла необходимость повысить эффективность управления энергопотреблением, поскольку это отвечает экономическим интересам поставщиков и потребителей электроэнергии. Одним из направлений решения данной задачи является точный контроль и учет электроэнергии. Именно это направление должно обеспечить значительную часть общего энергосбережения, потенциал которого составляет более 1/3 всего нынешнего объема энергопотребления.

Новые экономические отношения в сфере управления энергопотреблением проявляются в формировании единого рынка электроэнергии. Исходя из выше сказанного, рынок электроэнергии должен представлять собой много компонентный механизм согласования экономических интересов поставщиков и потребителей электроэнергии.

Одним из самых важных компонентов рынка электроэнергии является его инструментальное обеспечение, которое представляет собой совокупность систем, приборов, устройств, каналов связи, алгоритмов и т.п. для контроля и управления параметрами энергопотребления. Базой формирования и развития инструментального обеспечения являются автоматизированные системы контроля и учета потребления электроэнергии.

Высокая стоимость энергоресурсов обусловила в последние годы кардинальное изменение отношения к организации энергоучета в промышленности и других энергоемких отраслях (транспорт и жилищно-коммунальное хозяйство). Потребители начинают осознавать, что в их интересах необходимо рассчитывать с поставщиком энергоресурсов не по каким-то условным нормам, договорным величинам или устаревшим и неточным приборам, а на основе современного и высокоточного приборного учета.

Промышленные предприятия пытаются как-то реорганизовать свой энергоучет "вчерашнего дня", сделав его адекватным требованиям дня сегодняшнего. Под давлением рынка энергоресурсов потребители приходят к пониманию той простой истины, что первым шагом в экономии энергоресурсов и снижении финансовых потерь является точный учет.

Современная цивилизованная торговля энергоресурсами основана на использовании автоматизированного приборного энергоучета, сводящего к минимуму участие человека на этапе измерения, сбора и обработки данных и обеспечивающего достоверный, точный, оперативный и гибкий, адаптируемый к различным тарифным системам учет, как со стороны поставщика энергоресурсов, так и со стороны потребителя. С этой целью, как поставщики, так и потребители создают на своих объектах автоматизированные системы контроля и учета энергоресурсов–АСКУЭ. При наличии современной АСКУЭ промышленное предприятие полностью контролирует весь свой процесс энергопотребления и имеет возможность по согласованию с поставщиками энергоресурсов гибко переходить к разным тарифным системам, минимизируя свои энергозатраты.

Сегодняшний день промышленных предприятий в области энергоучета связан с внедрением современных АСКУЭ. На ряде предприятий АСКУЭ функционируют уже не один год, на других предприятиях начинается их внедрение, а руководители третьих только размышляют, надо ли им это. Ход развития мировой энергетики и промышленности показывает, что альтернативы принципу "все надо учитывать и за все надо платить" нет. И если сегодня кому-то еще удастся бесконтрольно пользоваться чужими энергоресурсами, то завтра это станет попросту невозможно, и преимущества будут у того, у кого все процессы энергопотребления будут уже под полным контролем.

В 80-е гг. XX века уже существовали как технические, так и коммерческие системы учета энергоресурсов в области учета электроэнергии.

Первый шаг в направлении создания АСКУЭ был сделан в области систем технического и коммерческого учета электрической энергии, когда появились устройства формирования импульсов и сумматоры в виде устройств сбора данных, а также электронные счетчики импульсов. Так появилось первое поколение АСКУЭ.

Первые Информационно–Измерительные Системы учета и контроля Энергии типа ИИСЭ были разработаны в 1974 г. в Белорусском филиале ЭНИН им. Г.М. Кржижановского (ныне РУП "БелТЭИ"), а их серийный выпуск организован на Вильнюсском заводе электроизмерительной техники. На архитектуру ИИСЭ оказал влияние подход, широко используемый в автоматизированных системах научных исследований (АСНИ). Первые системы–ИИСЭ 1–48 имели 48 каналов учета, к которым дистанционно по двухпроводным линиям подключались индукционные электросчетчики, оснащенные датчиками импульсов. За пять лет было выпущено более тысячи систем, получивших широкое применение в различных отраслях хозяйства (некоторые из них проработали до начала третьего тысячелетия). В последующие годы коллективом разработчиков было создано несколько поколений микропроцессорных систем (ИИСЭ2–96, ИИСЭ3–64, ИИСЭ4–192 и др.). В начале 90–х годов аналогичные системы различных классов уже на новой элементной и конструктивной базе (но с сохранением основных принципов построения систем ИИСЭ) появились в Беларуси ("СИ–МЭК", "ЭРКОН", "СЭМ–1", "ИСТОК"), России ("ТОК", "ЭНЕРГИЯ"), Украине (ЦТ5001). С середины 80–х годов системы ИИСЭ–3 стали широко применяться для автоматизации энергоучета на промышленных предприятиях и в энергосистемах бывшего СССР: в эксплуатации находилось свыше 4 тыс. систем, причем некоторые работают и поныне.

В области систем учета тепла первичные и вторичные измерительные преобразователи и системы учета энергоресурсов производили в основном заводы бывшего Министерства приборостроения, средств автоматизации и систем управления страны: Московский завод "Манометр", Таллинский

приборостроительный завод, заводы "Теплоприбор" городов Улан-Уде и Казани.

После распада СССР заводы бывшего Министерства приборостроения, средств автоматизации и систем управления стране в основном сохранили свои позиции на рынке, но на нем появились предприятия оборонного комплекса, быстро освоившие производство приборов и систем учета энергии, в том числе и тех, которые ранее не производились в России.

Предприятия оборонных отраслей привнесли более высокий технологический уровень и строгую систему контроля качества, что привело к обострению конкуренции на рынке, и, как следствие, к росту точности и надежности приборов учета энергии. Благодаря электронным компонентам зарубежного производства, российские производители стали шире использовать современные сетевые средства и цифровую технологию получения и обработки данных. Достаточно отметить, что сегодня большинство выпускаемых приборов измерения расхода теплоносителей и теплосчетчиков оснащены современными цифровыми интерфейсами. По ряду параметров характеристики лучших средств учета российских производителей находятся на мировом уровне. Например, точность измерения тепла теплосчетчика СТЭМ, производимого ПО "Машиностроительный завод "Молния", составляет 2%, что находится на уровне лучших зарубежных аналогов.

НПО "Старт", г. Пенза, существенным образом усовершенствовало архитектуру АСКУЭ класса ИИСЭ, во-первых, в направлении унификации устройств сбора данных (различные виды энергоресурсов, функции телесигнализации и телеизмерения), во-вторых, в направлении создания контроллеров, обеспечивающих хранение архивов и передачу информации в ПЭВМ, в-третьих, в направлении разработки простого в обращении пакета программ АСКУЭ.

В это же время ведущие зарубежные фирмы, такие как "Сименс", "АББ", "Данфосс", давно работающие на российском рынке, пошли по пути

создания совместных предприятий, которые быстро заняли заметные позиции на рынке систем и средств учета энергоресурсов. В области систем учета расхода электроэнергии и контроля мощности это совместные предприятия АББ ВЭИ "Метроника" (бывший концерн "АББ" и ВЭИ им. Ленина), "АББ Реле–Чебоксарым" (АББ и Чебоксарский электроаппаратный завод и Всероссийский научно–исследовательский институт релестроения).

СП "АББ ВЭИ Метроника" осуществило серийное производство в России счетчиков электроэнергии и измерителей мощности серии "Альфа" фирмы АББ и мультиплексоров МПР–16. Это позволило построить АСКУЭ по двухуровневой схеме, отказавшись от промежуточного контроллера, что вполне допустимо для АСКУЭ небольшого масштаба.

Попытка классификации АСКУЭ в виде трех поколений систем представлена в таблице 1.

Классификация АСКУЭ

Таблица №1

Год появления на рынке	Основные особенности	Тип архитектуры, протоколы	Примеры реализации
1–е поколение АСКУЭ, 1980	Электроиндукционные счетчики классов 2.0 и 1.0, устройства формирования импульсов, счетчики импульсов	Двухуровневая, ПЭВМ отсутствует	1. ИИСЭ (завод ВЗ ЭТ)
2–е поколение АСКУЭ, 1990	Электроиндукционные счетчики классов 2.0 и 1.0, электронные счетчики 1–го поколения, устройства сбора данных, контроллеры, ПЭВМ, кабельные и телефонные линии связи	Двух–и трехуровневая, архивы ведутся в ПЭВМ	1. ИИСЭ 3,4 (завод ВЗ ЭТ) 2. ТЦ–5000 (завод Точмаш) 3. КТС «Энергия» (ПО «Старт»)
3–е поколение АСКУЭ, 1995	Электронные счетчики 2–го поколения, контроль количества и	Двух и трехуровневая, на верхнем	1. АСКУЭ «Омь» (НПФ «Мир»)

	качества энергии, телеизмерение, телесигнализация, телеуправление, устройства сбора с архивом данных, кабельные, телефонные и оптоволоконные линии связи	уровне сеть ПЭВМ. Архивы ведутся как в контроллерах, так и ПЭВМ-сервере. Две сети—две операционные системы	2. АСКУЭ «Альфа-смайт» СП АББ-ВЭИ метроника) 3. АСКУЭ ИПУ РАН (институт проблем управления РАН)
--	--	--	--

АСУ–Энергетик

Как начало АСКУЭ можно указать, что в начале 90-х годов на Кировском предприятии “Лепсе” была успешно запущена и эксплуатировалась в течение ряда лет система учета и управления энергопотреблением. “АСУ–энергетик”, реализующая контур оперативно–производственного управления всеми видами энергоресурсов предприятия, являлась составной частью АСУ объединения.



Рис.1. Диспетчерский пульт управления “АСУ–энергетик”

Автоматизированная система была внедрена с целью:

- обеспечения надежности и экономичности энергоснабжения промышленного предприятия;
- повышения оперативности управления;

–выработки оптимальных проектно–конструкторских решений по обеспечению энергоресурсами потребителей.

Принцип организации системы–иерархический, двухуровневый. Организационные и технические средства “АСУ–энергетик” обеспечивали:

–сбор телеметрической информации со счётчиков и других датчиков параметров энергоресурсов в реальном масштабе времени;

–телеуправление двухпозиционными объектами в реальном масштабе времени, контроль и отображение состояния объектов;

–получение информации по технологическим объектам (завод, корпус, цех, участок, хозрасчетная бригада);

–получение информации по периодам управления (5 минут, 30 минут, час, смена, сутки, месяц, квартал, год);

–получение информации по видам энергоресурсов (газ, вода, сжатый воздух, электроэнергия, тепловая энергия).



Рис.2. Внешний вид видеотерминала К9812

Следует отметить, что для своего времени эта система была одной из лучших в стране. В ней использованы новейшие аппаратные средства того времени. “АСУ–энергетик” была выполнена на основе двухмашинного управляющего комплекса на базе микро–ЭВМ СМ 1630 производства ГДР (фирма “Роботрон”). В случае выхода из строя одной машины другая машина или локальные модули обеспечивали непрерывность сопровождения технологического процесса. Кроме ЭВМ, в системе использовались телемеханический комплекс ТМ–310, 10 универсальных терминалов оперативной обработки информации, 12 удаленных алфавитно–цифровых

терминалов, 5 программируемых модулей локального управления и обработки информации U-5000, устройства графического ввода-вывода информации. Еще несколько технических характеристик оборудования:

Микро-ЭВМ СМ 1630:

Параллельный 16-разрядный процессор; время выполнения команды низкого уровня 3.17 мкс; оперативная память-128К, из них 4К для регистров ввода-вывода;

Внешние запоминающие устройства: накопители на кассетных дисках (2.5 Мб/диск, среднее время доступа 50 мс), накопители на фиксированных дисках (17 Мб/диск, 40 мс), накопители на гибких дисках (2x256 Кб/диск, 500 мс), накопители на магнитной ленте.

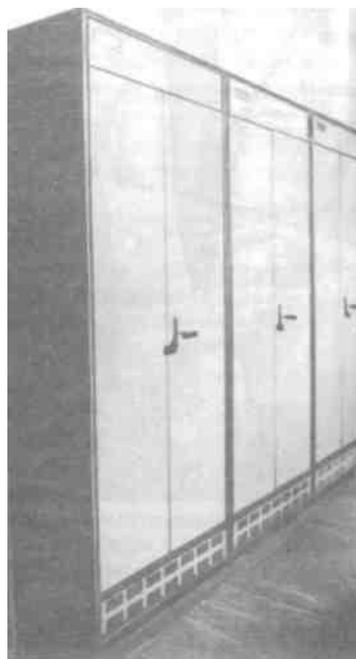


Рис 3. Шкаф телемеханического комплекса ТМ-310

Удаленный видеотерминал К8912 имеет возможность непосредственного подключения и подключения через модем, имеет интерфейсы ИРПС и V24, емкость экрана 24 строки по 80 символов.



Рис.4. Машинный зал “АСУ–энергетик”

Телемеханический комплекс ТМ–310: обеспечивает передачу с контрольных пунктов на устройства управления контролируемые пунктами телесигнализации до 650 объектов, телеизмерений текущих–до 300 объектов, телеизмерений интегральных–до 500 объектов.

Эти характеристики не идут ни в какое сравнение с современными характеристиками, но для того времени эти аппаратные средства были самыми современными. Так же следует отметить продуманную архитектуру системы, резервирование, использование операционных систем, базирующихся на принципе квитиования по времени, мультипрограммности, режиме коллективного доступа.

Однако у таких систем были существенные недостатки. Монтаж и запуск в эксплуатацию системы были длительными и дорогими. Сложность системы и низкая надежность элементной базы подразумевала содержание коллектива специалистов для ее обслуживания и ремонта. Отказы оборудования были нередким явлением. Все это снижало экономическую эффективность системы, но даже при этих условиях система окупалась в течение 2–3 лет.

В современных системах эти недостатки сведены к минимуму за счет использования надежной элементной базы, отлаженного программного обеспечения и др. Изучение современных систем следует начать с расшифровки понятий и анализа архитектуры системы.

Рынок электроэнергии

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 (АСУПСЭ), 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). Это и является предпосылкой для управления рынком электроэнергии посредством создания единой, интегрированной, системы управления энергопотреблением на базе систем АСИЭ, АСУПСЭ, АСДУ и АСКУЭ.

Техническое задание

Для анализа проблемы подстанции рекомендуется использования настоящего документа, именуемый далее по тексту “Техническое задание”, устанавливает техническое задание к автоматизированным системам коммерческого учета электрической энергии “ЭНЕРГОМЕРА” на базе счетчиков **СЕ 303** (далее АСКУЭ).

Общие сведения

Автоматизированная система коммерческого учета электрической энергии “Энергомера” на базе счетчиков **СЕ 303**. Разработчик: ОАО “Концерн Энергомера”. Установщик: ООО “Электр курилмаларини

таъмирлаш”.

Назначения и цели создания АСКУЭ

АСКУЭ предназначено для автоматизации коммерческого учета электроэнергии и мощности, а также для определения контроля.

Цель создание

Модернизация коммерческого учета электроэнергии, повышения точности учета электроэнергии, получение коммерческой информации об электроэнергии и мощности для финансовых взаиморасчетов между поставщиками и потребителями электроэнергии и получение возможности контроля баланса электроэнергии и мощности по присоединениям сети в автоматизированном режиме.

Характеристика объекта автоматизации

1. Номинальные параметры АСКУЭ:

Номинальная напряжения в трехфазных цепях 3x220/380 V;
Номинальное ток в трехфазных цепях 3x5M; Номинальная частота 50 Hz;
Интервал опроса 30 min. Средний срок службы 35000 час. Скорость обмена информации 9600 bod.

2. Условия работы:

Рабочая температура от-25 до +55°C; Относительная влажность от 15 до 85%.

Требование к АСКУЭ

1. Требование системе в целом:

АСКУЭ должна функционировать, как расчетная (коммерческая) локальная одноуровневая система автоматизации и должно удовлетворять следующим основным требованием:

Исходной измерительной информацией должны служить данные, получаемые от счетчиков электрической энергии типа СЕ 303;

Система должна охватывать все точки расчетного учета электроэнергии;

Сбор, обработка, хранение и выдача информации об электроэнергии и

мощности;

Информация об электроэнергии и мощности, должна быть привязана к единому времени и должна обеспечивать единые временные срезы измеряемых величин.

2. Требования к структуре и функционированию системы АСКУЭ должна функционировать следующим образом:

АСКУЭ с помощью счетчиков электрической энергии должен автоматически в полном масштабе времени осуществлять измерения и учет электроэнергии и мощности по всем контролируемым электрическим присоединениям. Система должна осуществлять измерение, автоматические сбор и хранения данных об электроэнергии и мощности, в энергонезависимой памяти счетчика и БД ПК. Информация, поступающая от счетчиков в ПК через GSM модем, должна проверяться на полноту и достоверность, обрабатываться, архивироваться и выдаваться пользователям.

3. Требования к способам и средствам связи для информационного обмена между компонентами системы:

Обмен между счетчиками, и ПК АСКУЭ должен быть осуществлен по цифровым интерфейсам.

4. Требования к характеристикам взаимосвязей со смежными системами:

АСКУЭ должна в дальнейшем иметь возможность передачи по запросу информации об электропотреблении и мощности на верхний уровень по стандартным линиям связи с помощью модема или другого устройства связи по согласованию между РЭС и потребителем.

5. Требования к режимам функционированию системы:

Режим работы системы–непрерывный, круглосуточный.

6. Требования по диагностированию системы.

В АСКУЭ должны использоваться средства диагностики, предусмотренные производителями технических средств.

7. Перспективы развития, модернизации системы.

В дальнейшем со стороны разработчика и владельца намечается развитие и модернизация АСКУЭ.

8. Требования к численности и квалификации персонала. Численность персонала для эксплуатации и обслуживания АСКУЭ – не менее 2 человек:

Требования к квалификации – оператор вычислительной техники с уровнем образования не менее среднего специального, обучающий курс повышения квалификации и техника безопасности.

9. Требования к надежности:

Все технические средства АСКУЭ должны быть обслуживаемыми, восстанавливаемыми изделиями, рассчитанными на непрерывный режим работы. Показатели надежности отдельных устройств определяются техническими условиями заводов – изготовителей.

Отказом АСКУЭ в целом следует считать:

– невосстановимую потерю или искажение учетной информации о расходе электроэнергии за 30–минутный период или за сутки по любому из контролируемых электрических присоединений.

Наработка АСКУЭ на отказ должна быть не менее **35000** часов.

10. Требования безопасности:

АСКУЭ должна включать требования по обеспечению безопасности при монтаже, наладке, эксплуатации, обслуживании и ремонте технических средств системы (защита от воздействий электрического тока, электромагнитных полей, акустических шумов и т.п.) по допустимым уровням освещенности, вибрационных и шумовых нагрузок.

11. Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению:

Технические средства АСКУЭ должны быть рассчитаны на стандартные режимы эксплуатации и обслуживания. Виды, регламент и периодичность технического обслуживания составных частей АСКУЭ (счетчики электроэнергии, концентратор, вычислительная техника) должны определяться инструкциями по эксплуатации используемых технических

средств.

Средства вычислительной техники АСКУЭ должны быть рассчитаны на непрерывный режим работы; виды и периодичность их обслуживания должны быть стандартными и не требовать специальной регламентации.

Квалификация персонала, обслуживающего технические и программные средства АСКУЭ, должна быть достаточной для проведения регламентных работ, а также необходимых восстановительных работ при сбоях и нарушениях в системе и ее элементах.

12. Требования к защите информации от несанкционированного доступа:

Технические и программные средства АСКУЭ должны обеспечивать защиту информации от несанкционированного доступа, приводящего к искажению результатов измерений и другой (служебной) информации.

Защита информации от несанкционированного доступа должна осуществляться:

Пломбированием клеммников панелей с цепями к счетчикам от измерительных трансформаторов тока и напряжения (при их наличии), клеммников самих счетчиков, клеммников панелей с цепями передачи информации от счетчиков к концентратору.

В ПК ЦП АСКУЭ защита информации от несанкционированного доступа должна осуществляться на программном уровне и обеспечивать:

Защиту от несанкционированного доступа к ресурсам ЭВМ;

Разграничение полномочий пользователей;

Регистрацию событий коррекции системного времени и данных об электроэнергии и мощности;

13. Требование сохранности информации при авариях:

В АСКУЭ должна быть обеспечена сохранность информации при авариях. Под авариями следует понимать пропадание напряжения питания и потери работоспособности технических и программных средств без потери функции сбора и хранения информации на уровне счетчиков. Защита от

потери информации при авариях должна обеспечиваться следующими мероприятиями:

Для измерительных каналов, включающих измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электроэнергии, и их соединительные связи—оперативным (один раз в 30 мин или один раз в час) вычислением небаланса электроэнергии на данном уровне напряжения, сравнением его с допустимым значением и выдачей персоналу сообщения при нарушениях;

Для ПК АСКУЭ при потере питания—применением источников бесперебойного питания (UPS);

Для ПК АСКУЭ—программными средствами копирования базы данных на ПК.

14. Требования к средствам защиты от внешних воздействий:

В АСКУЭ должны использоваться стандартные измерительные трансформаторы. Дополнительных требований по устойчивости к климатическим и механическим воздействиям нет.

Счетчики по устойчивости к климатическим воздействиям в рабочих условиях должны соответствовать ГОСТ 22261–94. Температура окружающего воздуха от–40 до +55°С;

Относительная влажность воздуха от 15 до 85%;

Атмосферное давление от 70 до 107,6 кПа;

Прочие условия определяются требованиями стандартов на счетчики статические ГОСТ 30206–94 и ГОСТ 26035–83. Применяемые в АСКУЭ вычислительные средства должны соответствовать типовым требованиям по устойчивости к климатическим и механическим воздействиям для компьютеров типа IBM PC в стандартном исполнении.

15. Требования по патентной чистоте АСКУЭ и ее частей:

ПО АСКУЭ и операционная система ПК должны быть лицензионными и защищены лицензионными ключами фирмы—изготовителя.

16. Требования к стандартизации и унификации:

На всех присоединениях АСКУЭ установить однотипные счетчики

электроэнергии и применить односторонний протокол обмена информацией с ПК АСКУЭ.

17. Дополнительные требования АСКУЭ:

Разработчик АСКУЭ должен провести обучение персонала обслуживающего АСКУЭ и предоставить документацию на систему.

Разработчик АСКУЭ должен предоставить сервисную аппаратуру, стенды для поверки элементов и средств АСКУЭ.

Особые условия эксплуатации АСКУЭ разработчик должен указать в документации по эксплуатации.

Требования к функциям

АСКУЭ должна обеспечивать автоматизацию следующих основных функций:

- Первичного расчетного и технического учета электроэнергии и мощности на объектах АСКУЭ с привязкой результатов измерений к единому времени, действующему в сети;
- Формирования исходной информации для коммерческих расчетов за электроэнергию, на уровне счетчиков, модемов и ПК АСКУЭ;
- Формирования исходной информации для оперативного контроля электроэнергии и мощности;
- Расчет и проверка баланса электроэнергии;

Состав автоматизируемых функций АСКУЭ может уточняться в процессе выполнения работ, по модернизации системы до момента начала опытной эксплуатации с оформлением дополнительных работ в установленном порядке.

Требования к видам обеспечения

1. Информационное обеспечение АСКУЭ включает в себя:

- Входную информацию, в том числе переменную и нормативно–справочную;
- Выходную информацию для обслуживания пользователей системы на уровне приоритета пользователя;

- информационную базу данных системы.

Состав и содержание входной нормативно–справочной информации, выходной информации, предназначенной для пользователей, а также системы классификации и кодирования информации определяются применяемым программным обеспечением предприятия разработчика.

2. Требования лингвистического обеспечения системы:

ПО АСКУЭ должно обеспечить возможность перевода цифровой информации к общему стандартному языку.

3. Требования к программному обеспечению:

Программное обеспечение (ПО) микропроцессорных счетчиков и ПК АСКУЭ является неотъемлемой их частью и должно входить и комплект поставки изделий. Принять в качестве прикладного ПО ПК АСКУЭ разработки Концерна “ЭНЕРГОМЕРА”, как обеспечивающее автоматизацию основных функций АСКУЭ.

4. Требования к техническому обеспечению АСКУЭ:

К работам по техническому обеспечению АСКУЭ допускаются лица организации установщика, изучившие и прошедшие инструктаж по технике безопасности и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III–го для электроустановок до 1000 Вольт.

Перечень работ по техническому обеспечению и периодичность технического обслуживания АСКУЭ приведены в таблице 2.

Таблица №2

№	Перечень работ по техническому обслуживанию	Периодичность
1.	Удаление пыли с корпуса и лицевой панели комплектующие АСКУЭ	1 раз в год
2.	Проверка надежности подключения силовых и интерфейсных цепей счетчика	1 раз в год
3.	Проверка функционирования	1 раз в год
*в соответствии с графиком планово–предупредительных работ эксплуатирующей организации		

Требования к метрологическому обеспечению АСКУЭ

1. Предварительных перечень измерительных каналов АСКУЭ:

Предварительный перечень измерительных каналов АСКУЭ указан в таблице 3.

Таблица №3

№	Место установки счетчика	Наименование измерительного канала
1.	Фергана филиал НБУ ТП№158А ТП№2 РУ–0.4кВ 1) 10–001775 2) 009717036001036	1–активная потребленная 2–реактивная потребленная 3–реактивная отпущенная
2.	Маргилан НБУ ТП М–Банк 1–2 от ПС Маргилон ф. Нурхон 1) 10–002449 2)10–001436	4–активная потребленная 5–реактивная потребленная 6–реактивная отпущенная
3.	Бешарик НБУ от ТП№3 ф Бешарик ПС Маданият 1)009714036000156	1–активная потребленная 2–реактивная потребленная 3–реактивная отпущенная
4.	Кувасой НБУ от ТП–9 ф. Шахарча ПС Кува РЭС 1) 009717036000433	1–активная потребленная 2–реактивная потребленная 3–реактивная отпущенная
5.	Кува НБУ от ТП 224 ф Ширин ПС Тинчлик 1)009717036000579	1–активная потребленная 2–реактивная потребленная 3–реактивная отпущенная
6.	Риштон НБУ от ТП 566 ф Текстильный 1)009717036000579	1–активная потребленная 2–реактивная потребленная 3–реактивная отпущенная
7.	Бувайда НБУ от ТП113 ф Хокимият ПС	1–активная

	Янгикургон 1)10–002449 2)10–001436	потребленная 2–реактивная потребленная 3–реактивная отпущенная
8.	Кулон НБУ ГКТП секция 1 от ПС Фуркат, секция 2 от ТП 16 1) 009717036000805 2) 009717036000710	1–активная потребленная 2–реактивная потребленная 3–реактивная отпущенная

2. *Требование к точности измерений параметров и (или) к метрологическим характеристикам измерительных каналов АСКУЭ:*

Допустимая относительная погрешность АСКУЭ указано в таблице №4.

Таблица №4

№	Приращение показание ΔW_i (кWh или kVar-h и MW-h или MVar-h)		Допустимая погрешность АСКУЭ $\Delta_{доп}(\%)$ для счетчиков		
	Свыше	До (включительно)	Классов точности 1,0 и 2,0	Классов точности 0,2 и 0,5	
				Номинальный ток 5 А	Номинальный ток 1А
1	2	3	4	5	6
2	ОД	0,5	22	11	2
3	0,5	1	5	3	1,0
4	1	2	3	1,5	1,0
5	3	4	2	1,0	1,0
6	4	6	1,5	1,0	1,0
7	6	8	1,5	1,0	0,5
8	8	15	1,5	1,0	0,5
9	15	80	1,0	0,5	0,5
10	80	Оо	1,0	0,5	0,5

3. *Требование к метрологической совместимости технических средств АСКУЭ:*

Используемые в АСКУЭ средства измерений: измерительные трансформаторы (при их наличии) счетчики электрической энергии должны иметь сертификаты и опломбированные, удостоверяющие возможность их

применения в качестве средств измерений, и иметь действующие сертификаты поверки.

4. Перечень управляющих и вычислительных каналов системы, для которых необходимо оценивать точностные характеристики АСКУЭ:

Перечень управляющих и вычислительных каналов системы, для которых необходимо оценивать точностные характеристики АСКУЭ указано в таблице 5.

Таблица №5

№	Номера счетчиков	Класс точности счетчика		Допустимые погрешности измерительного канала
		Актив	Реактив	
		0,5	1,0	
				1,0

5. Требования к метрологическому обеспечению технических и программных средств АСКУЭ:

Выполнение измерений электроэнергии и мощности должно осуществляться по соответствующим методикам. В методиках выполнения измерений должны регламентироваться процедуры, связанные с нормированием погрешностей измерений, выбором средств измерений и вспомогательных устройств, требованием безопасности при измерениях, квалификации персонала, условиями измерений, подготовкой к измерениям, выполнением измерений, обработкой результатов измерений (с оценкой погрешности измерений) и их оформлением, контролем точности результатов измерений. Требования к метрологическим характеристикам измерительных каналов АСКУЭ должны соответствовать приписанным характеристикам, устанавливаемым в методиках выполнения измерений электроэнергии и мощности. В составе эксплуатационной документации АСКУЭ должны находиться “Методика поверки АСКУЭ” и методики выполнения измерений. Техническая документация АСКУЭ должна подвергаться метрологической экспертизе. Метрологической экспертизе в обязательном порядке подлежат следующие документы АСКУЭ:

- техническое задание;

- эксплуатационная документация;
- проект программы и методики метрологической аттестации ПМА;

Смонтированные, налаженные и прошедшие опытную эксплуатацию технические средства АСКУЭ должны быть проверены по методике поверки, согласованной с органами стандартизации.

Контроль точности измерений электроэнергии и мощности в процессе эксплуатации АСКУЭ должен осуществляться в соответствии с методикой выполнения измерений.

DIAL UP–модем и вычислительные средства обработки информации АСКУЭ не подлежат периодической аттестации в качестве средств измерений электроэнергии.

6. Вид метрологической аттестации АСКУЭ:

Первичная метрологическая аттестация АСКУЭ проводится прошедшие опытную эксплуатацию по методике поверки АСКУЭ и МИ 3000–2006. Срок первичной аттестации должно быть не более 1 год.

Периодическая метрологическая аттестация проводится по методике поверки АСКУЭ “Энергомера” и МИ 3000–2006. Срок периодической аттестации АСКУЭ должно быть не более 4 года.

Требования к организационному обеспечению

Работы по модернизации АСКУЭ должны сопровождаться комплексом организационных мероприятий. Состав и сроки выполнения мероприятий, определяются нормативно–техническими и распорядительными документами по модернизации АСКУЭ.

Состав и содержание работ по созданию АСКУЭ

1. Стадии создания АСКУЭ должны включать в себя следующие виды работ:

- обследование объекта для разработки технического задания;
- разработку и экспертизу технического задания на создании системы;
- разработку технических решений по созданию АСКУЭ;

- комплектование оборудования, монтаж и наладка;
- пробная эксплуатация;
- разработку эксплуатационной документации АСКУЭ;
- ввод в опытную эксплуатацию;
- метрологическая аттестация АСКУЭ;
- ввод системы в эксплуатацию.

2. Порядок контроля и приемки АСКУЭ:

При создании АСКУЭ виды, состав и объемы испытаний отдельных элементов АСКУЭ, а также АСКУЭ в целом, включая проверку условий эксплуатации и режимов работы измерительных трансформаторов тока и напряжения (при их наличии), счетчиков электроэнергии, модемов, проверку погрешностей измерений и т.д., определяются и проводятся по соответствующим методикам, инструкциям завода изготовителя и другим документам.

Перед передачей в опытную эксплуатацию проводится пробная эксплуатация системы с целью поэлементной проверки составляющих АСКУЭ, инсталляции программного обеспечения* “ЭНЕРГОМЕРА” и других вспомогательных программ. Решение о начале пробной эксплуатации принимается заказчиком и подрядчиком в рабочем порядке. Срок пробной эксплуатации определяется заказчиком и подрядчиком исходя из степени готовности АСКУЭ к началу опытной эксплуатации. В период пробной эксплуатации должны быть устранены выявленные недостатки и замечания, а также проведены все необходимые согласования и доработки.

Приемка в опытную эксплуатацию АСКУЭ должна производиться рабочей комиссией, в составе, определяемом Заказчиком. Комиссия проверяет работоспособность системы и её готовность к настройке и адаптации программного обеспечения с действующим оборудованием сбора информации и возможности её передачи в сеть. По результатам проверки составляется акт необходимых доработок и замечаний.

После устранения всех замечаний рабочей комиссией система вводится

в опытную эксплуатацию на срок, не менее трех месяцев.

В ходе опытной эксплуатации производится и документально оформляется аттестация системы органами агентства “Узстандарт”. После этого система вводится в промышленную эксплуатацию.

Приемка в промышленную эксплуатацию АСКУЭ должна производиться комиссией, на основании утвержденной Заказчиком программы приема–сдаточных испытаний.

При сдаче АСКУЭ в промышленную эксплуатацию должна предъявляться, предварительно рассмотренная, согласованная и утвержденная Заказчиком, следующая документация:

- Техническое задание;
- Все виды документации по техническим решениям созданию; сертификат о метрологической аттестации АСКУЭ;
- Методики выполнения измерений;
- Отчетные данные по функционированию системы за время опытной эксплуатации: программа метрологической аттестации;
- Проект акта приемки системы в промышленную эксплуатацию. Сдача в промышленную эксплуатацию АСКУЭ в целом оформляется актом.

Требования к документированию

ГОСТ 22261–94. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;

ГОСТ 8.438–81. Системы информационно–измерительные. Поверка. Общие положения;

ГОСТ 34.003–90. Автоматизированные системы. Термины и определения;

ГОСТ 34.201–89. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;

ГОСТ 34.601–90. Автоматизированные системы. Стадии создания;

ГОСТ 34.602–89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание

автоматизированный системы;

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия;

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия;

ГОСТ 30206–94. Статические счетчики ватт–часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2 S и 0,5 S);

ГОСТ 30207–94. Статические счетчики ватт–часов активной энергии переменного тока (классы точности 1 и 2);

ГОСТ 26038–83. Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия;

ГОСТ 8.584–2004. Статические счетчики ватт–часов активной энергии переменного тока. Методика поверки;

O'z DSt 8.011:2005. Аттестация средств измерения метрологическая. Организация и порядок проведения;

O'z DSt 8.012:2005. Единицы величин;

O'z RH 51–060:2003. Статические счетчики ватт–часов активной энергии переменного тока (классы точности 1 и 2). Методика поверки МИ 3000–2006 Системы автоматизированные информационно–измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки МИ 24–39–97 ГСИ Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принцип регламентации, определения и контроля;

МИ 2440–97 ГСИ. Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов;

МИ 2441–97 ГСИ. Испытания с целью утверждения типа измерительных систем. Общие требования МИ 2158–91 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Методика поверки РД 50–34.119–90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Архитектура локальных вычислительных сетей в системах промышленной автоматизации РД 50–34. 698–90

Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов РД 50–680–90. Автоматизированные системы. Основные положения РД 50–682–89. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы.

Источник разработки

“Концепцией создания автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии” в ГАК “Узбекэнерго”, 2011 год.

Сокращения

В настоящем ТЗ использованы следующие сокращения: АСКУЭ–автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии; ИК–измерительный канал; ПК–персональный компьютер; ПО–программное обеспечение*; ТЗ–техническое задание; МА–метрологическая аттестация; ПМА–программа метрологической аттестации; ЭС–электрические сети.

Понятие и уровни АСКУЭ

Распространенную ныне аббревиатуру АСКУЭ расшифровывают, как ни странно, по–разному. Это может быть и "Автоматизированная Система Коммерческого Учета Энергоресурсов", и "Автоматизированная Система Контроля и Учета Энергоресурсов", и "Автоматизированная Система Контроля и Управления Энергопотреблением". При всей схожести формулировок в них заложен совершенно разный "философский" смысл, так как "учет" – это, по большому счету, всего лишь "распечатка ведомостей", а в то время как в задачу "управления" входит и измерение параметров, и оценка технической исправности систем, и анализ режимов их работы, а, главное – принятие и реализация решений по оптимизации энергоснабжения и энергопотребления.

Здесь и далее следует понимать аббревиатуру АСКУЭ как “автоматизированные системы контроля и управления энергопотреблением”. Таким образом, АСКУЭ–это комплекс технических и программных средств, предназначенных для организации автоматического учета электроэнергии и автоматизированного управления процессом энергопотребления.

За рубежом точный аналог такого общего термина, как "АСКУЭ", отсутствует, и в конкретных областях применяются различные фирменные обозначения типа, например STOM (Serial Transmition of Original Meter Values—последовательная передача оригинальных показаний счетчиков) фирмы "Landis & Gir". Наиболее близкой к термину "АСКУЭ" является, по-видимому, широко используемая аббревиатура AMR – Automatic Meter Reading (автоматическое чтение счетчиков), а к термину "автоматизация энергоучета"—automation of powerme–tering (of energymetering) или automation of metering of electric power and energy (автоматизация измерения электрической мощности и энергии), или automation of metering of energy carrier (автоматизация измерения энергоносителей).

Использование учета электрической энергии позволяет получить открытую и оперативную картину о расходах электроэнергии и мощности, что является основой для внедрения энергосберегающих технологий. Кроме этого наличие АСКУЭ является необходимым для перехода на качественно новые формы оплаты за электроэнергию.

В структуре АСКУЭ в общем случае можно выделить четыре уровня:

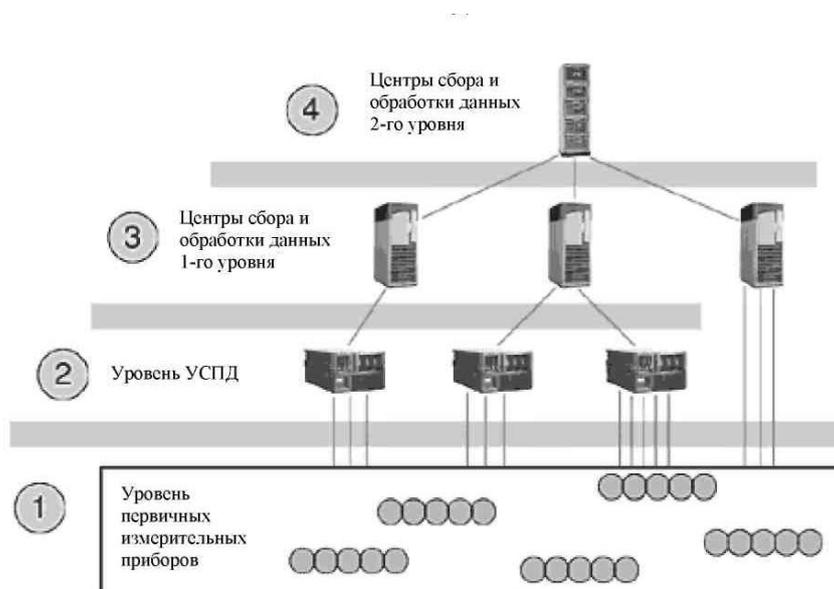


Рис 1.1. Уровни АСКУЭ

- **первый уровень**—первичные измерительные приборы (ПИП) (как правило счетчики) с телеметрическими или цифровыми выходами,

осуществляющие непрерывно или с минимальным интервалом усреднения измерение параметров энергоучета потребителей (потребление электроэнергии, мощность и др.) по точкам учета;

- **второй уровень**—устройства сбора и подготовки данных (УСПД), специализированные измерительные системы или многофункциональные программируемые преобразователи со встроенным программным обеспечением энергоучета, осуществляющие в заданном цикле интервала усреднения круглосуточный сбор измерительных данных с территориально распределенных ПИП, накопление, обработку и передачу этих данных на верхние уровни;
- **третий уровень**—персональный компьютер (ПК) или сервер центра сбора и обработки данных со специализированным программным обеспечением АСКУЭ, осуществляющий сбор информации с УСПД (или группы УСПД), итоговую обработку этой информации как по точкам учета, так и по их группам – по подразделениям и объектам предприятия, документирование и отображение данных учета в виде, удобном для анализа и принятия решений (управления) оперативным персоналом службы главного энергетика и руководством предприятия;
- **четвертый уровень**—сервер центра сбора и обработки данных со специализированным программным обеспечением АСКУЭ, осуществляющий сбор информации с ПК и/или группы серверов центров сбора и обработки данных третьего уровня, дополнительное агрегирование и структурирование информации по группам объектов учета, документирование и отображение данных учета в виде, удобном для анализа и принятия решений персоналом службы главного энергетика и руководством территориально распределенных средних и крупных предприятий или энергосистем, ведение договоров на поставку энергоресурсов и формирование платежных документов для расчетов за энергоресурсы.

Все уровни АСКУЭ связаны между собой каналами связи. Для связи

уровней ПИП и УСПД или центров сбора данных, как правило, используется прямое соединение по стандартным интерфейсам (типа RS–485, ИРПС и т.п.). УСПД с центрами сбора данных 3–го уровня, центры сбора данных 3–го и 4–го уровней могут быть соединены по выделенным, коммутируемым каналам связи или по локальной сети.

Коммерческие и технические АСКУЭ

По назначению АСКУЭ предприятия подразделяют на системы коммерческого и технического учета. **Коммерческим**, или расчетным, учетом называют учет поставки/потребления энергии предприятием для денежного расчета за нее (соответственно приборы для коммерческого учета называют коммерческими, или расчетными). **Техническим**, или контрольным, учетом называют учет для контроля процесса поставки/потребления энергии внутри предприятия по его подразделениям и объектам (соответственно используются приборы технического учета).

Технический учет образует информационную базу для исполнения функций текущего управления, планирования, нормирования и анализа электропотребления. Ведение технического учета электроэнергии на промышленных предприятиях позволяет:

- Определить нерациональное использование электроэнергии на отдельных технологических участках;
- Вводить экономические факторы, стимулирующие экономию электроэнергии;
- Экономить энергоресурсы и снизить потребление электроэнергии на выпуск готовой продукции.

Задача технического учета отличается большей размерностью и сложностью. Технический учет осуществляется в настоящее время счетчиками электрической энергии на уровне распределительных и трансформаторных подстанций. Эти счетчики не могут фиксировать электроэнергию, непосредственно израсходованную тем или иным цехом, так как каждый цех получает питание от нескольких ТП (или РП), каждая из

которых, в свою очередь, питает несколько цехов.

Например, для схемы предприятия, изображенного на рисунке 1.2 электропотребление цеха 2 определяется по счетчику Wh2. Цех 1 питается как от ТП1 (счетчик Wh1), так и от ТП2 (разность показаний счетчиков Wh3 и Wh2). Таким образом, электропотребление цеха 1 можно определить по формуле

$$\text{Цех 1} = \text{Wh1} + (\text{Wh3} - \text{Wh2}).$$

Счетчик Wh3 чаще всего устанавливается не на ТП, а на ГПП, т.е. на питающем конце кабеля.

Для осуществления разделения учета электроэнергии по цехам и технологическим установкам, как правило, необходимы дополнительная установка счетчиков, осуществление переключений и упорядочение подстанций[173].

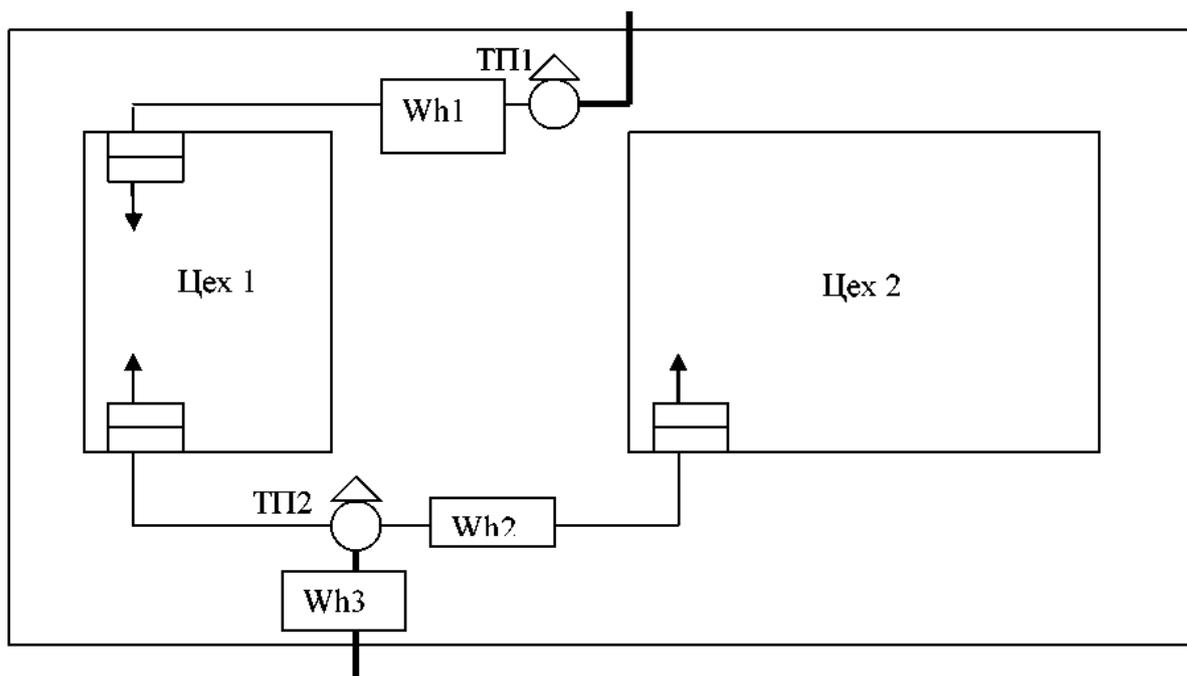


Рис 1.2. Учет электроэнергии при техническом учете:

ТП–трансформаторная подстанция; Wh–счетчик электроэнергии.

С развитием рыночных отношений, реструктуризацией предприятий, хозяйственным обособлением отдельных подразделений предприятий и появлением коммерчески самостоятельных, но связанных общей схемой энергоснабжения производств–субабонентов функции технического и

расчетного учета совмещаются в рамках одной системы. Соответственно, АСКУЭ коммерческого и технического учета могут быть реализованы как отдельные системы или как единая система.

Два вида учета, коммерческий и технический, имеют свою специфику. Коммерческий учет консервативен, имеет устоявшуюся схему энергоснабжения, для него характерно наличие небольшого количества точек учета, по которым требуется установка приборов повышенной точности, а сами средства учета нижнего и среднего уровня АСКУЭ должны выбираться из государственного реестра измерительных средств. Кроме того, системы коммерческого учета в обязательном порядке пломбируются, что ограничивает возможности внесения в них каких-либо оперативных изменений со стороны персонала предприятия. Технический учет, наоборот, динамичен и постоянно развивается, отражая меняющиеся требования производства; для него характерно большое количество точек учета с разными задачами контроля энергоресурсов, по которым можно устанавливать в целях экономии средств приборы пониженной точности.

Технический контроль допускает использование приборов, не занесенных в Государственный реестр измерительных средств, однако при этом могут возникнуть проблемы с выяснением причин небаланса данных по потреблению энергоресурсов от систем коммерческого и технического учета. Отсутствие пломбирования приборов энергосбытовой организацией позволяет службе главного энергетика предприятия оперативно вносить изменения в схему технического контроля энергоресурсов, в уставки первичных измерительных приборов в соответствии с текущими изменениями в схеме энергоснабжения предприятия и спецификой решаемых производственных задач. Учитывая эту специфику коммерческого и технического учета можно оптимизировать стоимость создания АСКУЭ и ее эксплуатации.

Цели энергоучета

Можно выделить две цели, достигаемые с помощью контроля и учета

поставки/потребления энергоресурсов, вне зависимости от используемых для этого технических средств:

1. Обеспечение расчетов за энергоресурсы в соответствии с реальным объемом их поставки/потребления;
2. Минимизация производственных и непроизводственных затрат на энергоресурсы.

Благодаря различным способам достижения цели минимизация затрат на энергоресурсы может быть реализована как без уменьшения объема потребления энергоресурсов, так и за счет уменьшения объема потребления энергоресурсов.

Эти цели достигаются благодаря решению следующих задач учета энергоресурсов и контроля их параметров.

Задачи систем контроля и учета

Точное измерение параметров поставки/потребления энергоресурсов с целью обеспечения расчетов за энергоресурсы в соответствии с реальным объемом их поставки/потребления и минимизации непроизводственных затрат на энергоресурсы, в частности за счет использования более точных измерительных приборов или повышения синхронности сбора первичных данных.

Диагностика полноты данных с целью обеспечения расчетов за энергоресурсы в соответствии с реальным объемом их поставки/потребления за счет повышения достоверности данных, используемых для финансовых расчетов с поставщиками энергоресурсов и субабонентами предприятия и принятия управленческих решений.

Комплексный автоматизированный коммерческий и технический **учет энергоресурсов и контроль** их параметров по предприятию, его инфраструктурам (котельная и объекты жилкомбыта) и интраструктурам (цеха, подразделения, субабоненты) по действующим тарифным системам с целью минимизации производственных и непроизводственных затрат на энергоресурсы.

Контроль энергопотребления по всем энергоносителям, точкам и объектам учета в заданных временных интервалах (5, 30 минут, зоны, смены, сутки, декады, месяцы, кварталы и годы) относительно заданных лимитов, режимных и технологических ограничений мощности, расхода, давления и температуры с целью минимизации затрат на энергоресурсы и обеспечения безопасности энергоснабжения.

Фиксация отклонений контролируемых параметров энергоресурсов, их оценка в абсолютных и относительных единицах для анализа как энергопотребления, так и производственных процессов с целью минимизации затрат на энергоресурсы и восстановление производственных процессов после их нарушения из-за выхода контролируемых параметров энергоресурсов за допустимые пределы.

Сигнализация (цветом, звуком) об отклонениях контролируемых величин от допустимого диапазона значений с целью минимизации производственных затрат на энергоресурсы за счет принятия оперативных решений.

Прогнозирование (кратко-, средне- и долгосрочное) значений величин энергоучета с целью минимизации производственных затрат на энергоресурсы за счет планирования энергопотребления.

Автоматическое управление энергопотреблением на основе заданных критериев и приоритетных схем включения/отключения потребителей-регуляторов с целью минимизации производственных затрат на энергоресурсы за счет экономии ручного труда и обеспечения качества управления.

Поддержание единого системного времени с целью минимизации непроизводственных затрат на энергоресурсы за счет обеспечения синхронных измерений. Большинство действующих АСКУЭ промышленных предприятий в силу своих структурных и функциональных ограничений решают только часть рассмотренных задач.

Варианты организации и построения АСКУЭ

Варианты организации и построения АСКУЭ рассмотрены на примере

систем учета электроэнергии.

Организация АСКУЭ с проведением опроса счетчиков через оптический порт



Рис 1.3. Организация опроса счетчиков через оптический порт

Это наиболее простой вариант организации АСКУЭ. Счетчики не объединены между собой. Между счетчиками и центром сбора данных нет связи. Всесчетчики опрашиваются последовательно при обходе счетчиков оператором. Опрос производится через оптический порт с помощью программы, размещенной на переносном компьютере, которая формирует файл результатов опроса. На компьютере центра сбора данных необходимы программные модули, формирующие файл–задание на опрос и загружающие информацию в основную базу данных (БД). Синхронизация времени счетчиков происходит в процессе опроса со временем переносного компьютера. Синхронизация времени переносного компьютера со временем центра сбора данных производится в момент приема файлов заданий на опрос счетчиков. Данная схема построения автоматизированной системы является наиболее дешевой. Для максимальной экономии средств на создание АСКУЭ в этом варианте роль центра сбора данных можно возложить на переносной компьютер. Недостатками данного способа организации АСКУЭ является большая трудоемкость сбора данных со счетчиков и невозможность использования в системе дешевых индукционных или электронных счетчиков с импульсным выходом. Поэтому данную схему можно рекомендовать для организации системы коммерческого учета: используется небольшое количество дорогих коммерческих счетчиков, которые, как правило, уже содержат модуль запоминания информации и

интерфейс обмена с ЭВМ.

Организация АСКУЭ с проведением опроса счетчиков через оптический порт позволяет решать следующие задачи:

- точное измерение параметров поставки/потребления;
- Коммерческий и технический учет энергоресурсов по предприятию, его инфраструктурным элементам (котельная и объекты жилкомбыта, цеха, подразделения, субабоненты);
- Контроль энергопотребления по точкам и объектам учета в заданных временных интервалах (30 минут, зоны, смены, сутки, декады, месяцы, кварталы и годы) относительно заданных лимитов и технологических ограничений мощности;
- Обработку данных и формирование отчетов по учету электроэнергии;
- Диагностику полноты данных;
- Описание электрических соединений объектов и их характеристик;
- Диагностику счетчиков;
- Поддержание единого системного времени.

Организация АСКУЭ с проведением опроса счетчиков переносным компьютером через преобразователь интерфейсов, мультиплексор или модем

Счетчики, объединенные общей шиной RS-485, или по интерфейсу "токовая петля" на мультиплексор (например, типа МПР-16), или устройством сбора и подготовки данных (УСПД) могут располагаться в различных распределительных устройствах и опрашиваться один или несколько раз в месяц с помощью программы, размещенной на переносном компьютере, которая формирует файл результатов опроса (рис 1.4).

Между счетчиками и центром сбора данных нет постоянной связи. УСПД выполняет роль коммуникационного сервера. На компьютере центра сбора данных необходимы программные модули, формирующие файл-задание на опрос и загружающие информацию в основную БД. Синхронизация времени счетчиков происходит в процессе опроса со

временем переносного компьютера. Синхронизация времени переносного компьютера со временем центра сбора данных производится в момент приема файлов заданий на опрос счетчиков. Выделенный компьютер для центра сбора данных в этом варианте также может отсутствовать, его роль может выполнять переносной компьютер.

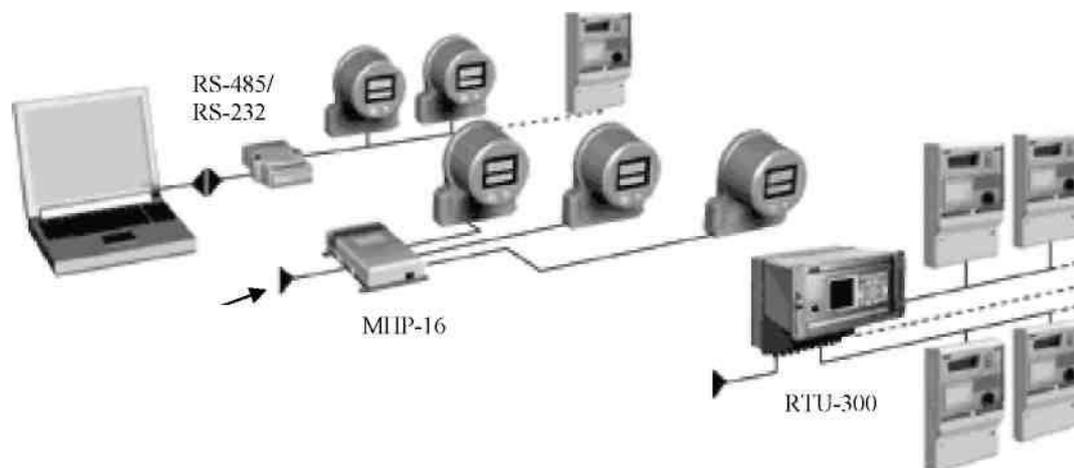


Рис.1.4. Организация опроса счетчиков персональным компьютером через преобразователь интерфейсов, мультиплексор или модем

Организация АСКУЭ с проведением опроса счетчиков переносным компьютером через преобразователь интерфейсов, мультиплексор или модем позволяет решать следующие задачи:

- Точное измерение параметров поставки/потребления;
- Коммерческий и технический учет энергоресурсов по предприятию, его инфраструктурным элементам (котельная и объекты жилкомбыта, цеха, подразделения, субабоненты);
- Контроль энергопотребления по точкам и объектам учета в заданных временных интервалах (30 минут, зоны, смены, сутки, декады, месяцы, кварталы и годы) относительно заданных лимитов и технологических ограничений мощности;
- Разъемное соединение отчетов по учету объектов и их обработку данных и формирование электроэнергии;
- Диагностику полноты данных;
- Описание электрических соединений характеристик;

- Диагностику счетчиков;
- Поддержание единого системного времени.

Организация АСКУЭ с проведением автоматического опроса
счетчиков локальным центром сбора и обработки
данных

Счетчики постоянно связаны с центром сбора данных прямыми каналами связи и опрашиваются в соответствии с заданным расписанием опроса (рис. 1.5). Первичная информация со счетчиков записывается в БД. Синхронизация времени счетчиков происходит в процессе опроса со временем компьютера центра сбора данных. В качестве компьютера центра сбора данных используется локальная ПЭВМ. На ней же происходит обработка данных и ведение БД. В зависимости от количества пользователей, количества счетчиков и интервалов их профиля, квалификации пользователей, сложности математической обработки и т.д. Локальная БД может функционировать либо под MS ACCESS, либо под СУБД ORACLE8.X. Сбор данных в БД происходит периодически с заданными интервалами.

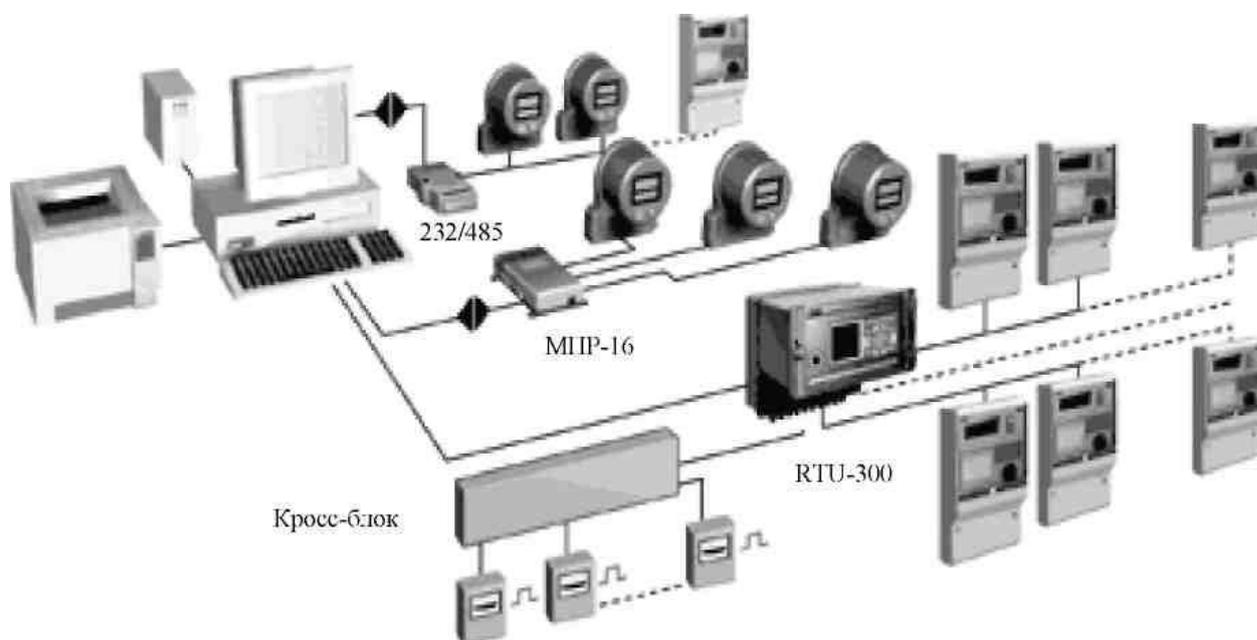


Рис. 1.5. Организация автоматического опроса счетчиков локальным центром сбора и обработки данных

Организация АСКУЭ с проведением автоматического опроса счетчиков локальным центром сбора и обработки данных позволяет решать следующие

задачи:

- точное измерение параметров поставки/потребления;
- комплексный автоматизированный коммерческий и технический учет энергоресурсов по предприятию, его инфраструктурным элементам (котельная и объекты жилкомбыта, цеха, подразделения, субабоненты);
- контроль энергопотребления и параметров качества электроэнергии (ПКЭ) по точкам и объектам учета в заданных временных интервалах (5 минут, 30 минут, зоны, смены, сутки, декады, месяцы, кварталы и годы) относительно заданных лимитов и технологических ограничений мощности;
- обработка данных и формирование отчетов по учету электроэнергии и контролю ПКЭ;
- фиксация отклонений контролируемых параметров энергоресурсов, их оценка в абсолютных и относительных единицах для анализа как энергопотребления, так и производственных процессов;
- сигнализация (цветом, звуком) об отклонениях контролируемых величин от допустимого диапазона значений;
- диагностику полноты данных;
- описание электрических соединений объектов и их характеристик;
- параметризацию коммуникаций и характеристик опроса;
- диагностику системы;
- поддержание единого системного времени.

Организация многоуровневой АСКУЭ для территориально
распределенного среднего и крупного предприятия или
энергосистемы

Основная часть счетчиков постоянно связана с центрами сбора данных первого уровня прямыми каналами связи и опрашивается в соответствии с заданным расписанием опроса, как в третьем способе организации АСКУЭ. Между некоторыми счетчиками и центром сбора данных первого уровня может не быть постоянной связи, они могут опрашиваться с помощью

переносного компьютера, как во втором способе организации АСКУЭ. Первичная информация со счетчиков записывается в БД центров сбора данных первого уровня, на них же происходит обработка данных. В центрах сбора данных второго уровня осуществляется дополнительное агрегирование и структурирование информации, запись ее в БД центров сбора данных второго уровня. При таком способе организации АСКУЭ в качестве БД рекомендуется использовать СУБД ORACLE8.X.

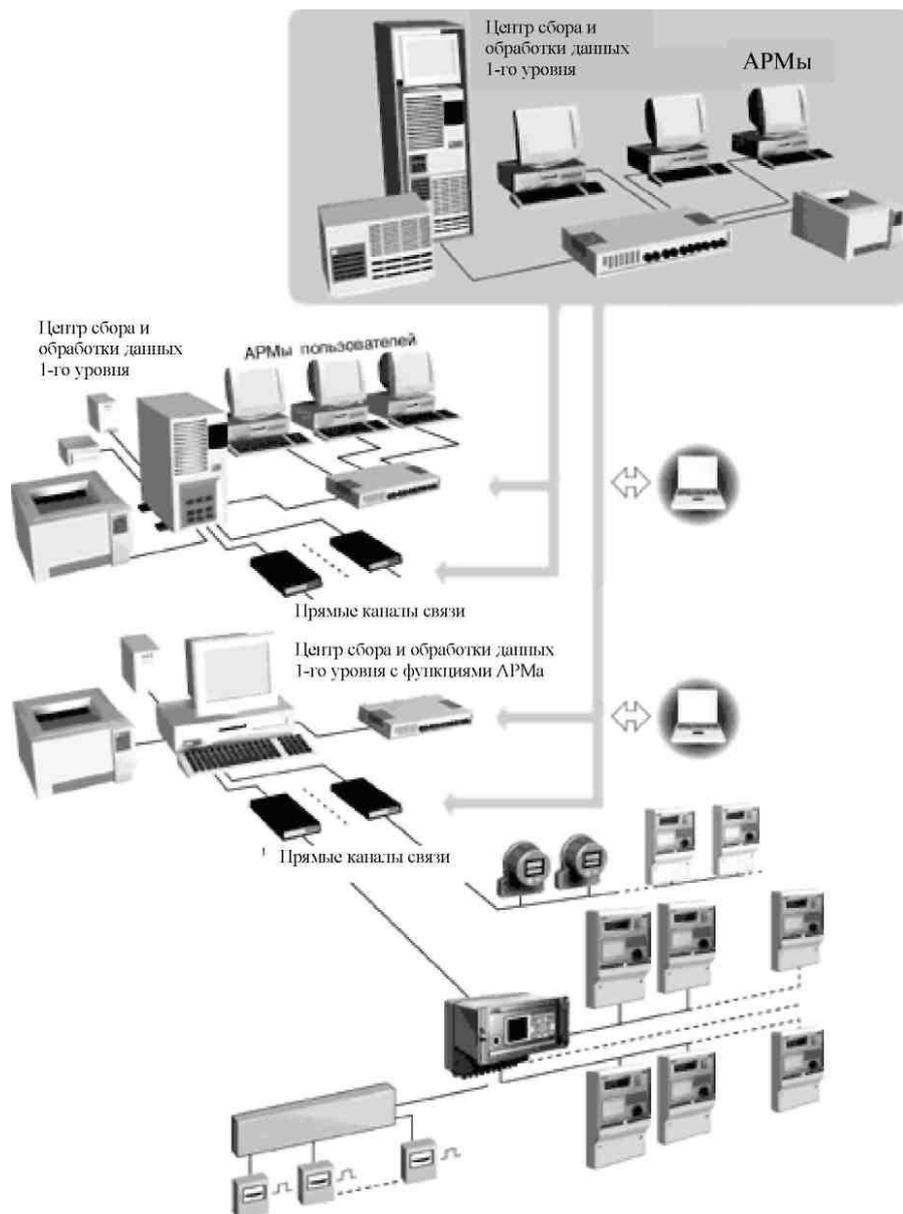


Рис. 1.6. Организация многоуровневой АСКУЭ для территориально распределенного среднего и крупного предприятия или энергосистемы

Основная конфигурация программного комплекса “Альфа” ЦЕНТР

позволяет организовать параллельный сбор данных по 4, 8, 16, 32 каналам связи. При 16, 32 каналах необходимо использовать отдельную ЭВМ в качестве коммуникационного сервера. Каналы связи могут быть выделенными, коммутируемыми, а также может использоваться прямое соединение.

Параметры каждого канала настраиваются индивидуально, в зависимости от типа линии и ее характеристик. В системе может параллельно работать несколько коммуникационных серверов. При этом описание всех параметров системы сбора данных, описание всех электрических и расчетных схем объектов, а также все первичные и расчетные данные хранятся только на сервере БД и приложений центра сбора данных.

Центры сбора данных, как правило, выполняют только функции сбора и обработки данных, автоматизированные рабочие места (АРМы) пользователей подключаются к ним по локальной сети. При небольшом количестве счетчиков на объекте центр сбора данных первого уровня может выполнять функции АРМа. Центры сбора данных 1–го уровня связаны с центрами сбора данных 2–го уровня каналами связи. Каналы связи могут быть выделенными, коммутируемыми, прямым соединением по локальной сети. Сервер сбора данных центра сбора данных 2–го уровня автоматически запрашивает необходимую информацию из БД центров сбора данных 1–го уровня в соответствии с установленным расписанием. Организация многоуровневой АСКУЭ для территориально распределенного среднего и крупного предприятия или энергосистемы позволяет решать следующие задачи:

- Точное измерение параметров поставки/потребления;
- Комплексный автоматизированный коммерческий и технический учет энергоресурсов по предприятию, его инфраструктурным элементам (котельная и объекты жилкомбыта, цеха, подразделения, субабоненты);
- Ведение договоров и формирование платежных документов для расчетов за электроэнергию;

- Контроль энергопотребления и ПКЭ по точкам и объектам учета в заданных временных интервалах (5 минут, 30 минут, зоны, смены, сутки, декады, месяцы, кварталы и годы) относительно заданных лимитов и технологических ограничений мощности;
- Сопровождение нормативно–справочной информации;
- Обработку данных и формирование отчетов по учету электроэнергии и контролю ПКЭ;
- Фиксацию отклонений контролируемых параметров энергоресурсов, их оценка в абсолютных и относительных единицах для анализа как энергопотребления, так и производственных процессов;
- Сигнализацию (цветом, звуком) об отклонениях контролируемых величин от допустимого диапазона значений;
- Диагностику полноты данных;
- Описание электрических соединений объектов и их характеристик;
- Параметризацию коммуникаций и характеристик опроса;
- Диагностику системы;
- Поддержание единого системного времени.

Однородная система

При создании АСКУЭ для реализации элементов разных уровней системы можно использовать различные технические решения от различных поставщиков, предлагающих минимальные цены. Такая система называется неоднородной. Она будет стоить, действительно, довольно дешево, однако стоит подумать, прежде чем поспешно соглашаться на этот вариант.

Эксплуатировать такую систему будет сложно и дорого. Вот несколько примеров этого утверждения:

- Необходимо освоить и постоянно использовать множество различных программных средств для работы с этим различным оборудованием;
- Необходимо поддерживать наличие большого ассортимента электронных элементов для текущего ремонта и обслуживания;

- Затруднено обучение и повышение квалификации персонала, поскольку оно будет проходить в разных организациях, увеличивается время разработки системы (за счет необходимых согласований) и проведения пуско–наладочных работ;
- Получение консультаций и устранение неполадок в ходе эксплуатации связано с привлечением большого количества специалистов.

Экономия денежных средств на начальном этапе оборачивается финансовыми потерями (в том числе и скрытыми) в ходе эксплуатации. Наиболее предпочтительным в этом случае является использование технических решений, которые позволяют строить АСКУЭ как однородную систему, т.е. установить в каждом объекте учета одинаковое программное обеспечение, базирующееся на однородных аппаратных средствах. Это дает возможность поэтапной автоматизации бизнес–процессов, связанных с учетом электроэнергии и контролем ее параметров, возможность поэтапного построения АСКУЭ и введения ее в промышленную эксплуатацию; уменьшает стоимость пуско–наладки системы; так как программное обеспечение начинает работать сразу и сразу предоставляет требуемую информацию, уменьшает стоимость эксплуатации АСКУЭ. По мере роста системы, реализации связи между центрами сбора данных они гарантированно включаются в единый технологический процесс. Большинство серьезных фирм, занимающихся разработкой систем АСКУЭ, проектируют свои системы как однородные. Примером такого технического решения является АСКУЭ "АльфаЦЕНТР" от "АББ ВЭИ Метроника", г.Москва.

I–ГЛАВА.

ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭНЕРГИИ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ ФерПРЭС

1.1. Общие положения

В разработанной в 2011 г. по заданию ГАК "УЗБЕКЭНЕРГО" "Концепции инструментального обеспечения рынка электроэнергии и мощности республики" и в "Типовых технических требованиях к средствам автоматизации контроля и учета электроэнергии и мощности для АСКУЭ энергосистем" нет четкого определения функций между системами, обеспечивающими управлением рынка электроэнергии. Это объясняется прежде всего тем, что указанные документы были разработаны специалистами по контролю электроэнергии, которые и отразили в основном вопросы, связанные с приборами и системами ее измерения (контроля), а также с системами передачи результатов измерений на верхний уровень, объединив их в рамках единой (не структурированной по функциям) системы АСКУЭ. Вопросы же, связанные с системами управления энергопотреблением на финансовом и экономическом уровнях и реализацией принятых там решений, а также с системами управления процессом распределения энергии, оказались только обозначенными. Во многом это объяснялось новизной проблемы и отсутствием в отрасли опыта создания систем управления с многоплановыми функциями, поскольку в энергосистемах занимались в основном автоматизацией измерений (контроля) электроэнергии, и только в отдельных энергосистемах (Ферганского вилоята и др.) с самого начала проблемы контроля и управления электроэнергией стали решать комплексно.

Так, в "ФерПРЭС" создается региональная многоуровневая автоматизированная система контроля и учета выработки, транспорта, распределения и потребления электрической энергии. Основой этой системы является автоматизация учета непосредственно у потребителей.

Большинство предприятий–потребителей “ФерПРЭС” имеют на своем балансе крупные узловые подстанции 110, 220 кВ, от которых питаются не только основной абонент и транзитные потребители системы, но и все их субабоненты. В связи с этим расчетный учет потребляемой электрической энергии и мощности находится на подстанциях потребителей, а не энергосистемы.

Для соблюдения порядка учета отпускаемых предприятию электрической энергии и мощности и учета всех тарифных групп потребителей, установленных в договоре на пользование электрической энергии, разрабатываемые автоматизированные системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) приходится размещать непосредственно у потребителей и создавать сложные иерархические структуры.

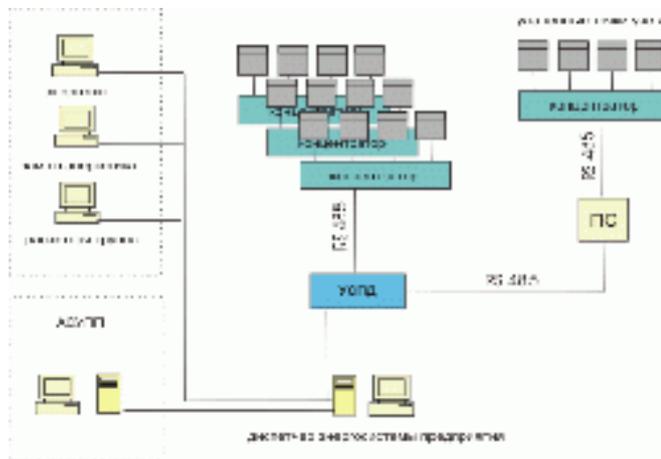
Разработка технических проектов на автоматизацию учета электрической энергии и мощности для промышленных предприятий невозможна без тщательной проработки вопросов выбора, размещения и установки технических средств АСКУЭ, устройств сбора и передачи информации, причем выполняться она должна, как правило, сотрудниками специализированных отраслевых проектных институтов. Однако из–за отсутствия в энергосистеме и на предприятиях инвестиций и собственных средств на разработку проектов и установку современных приборов учета энергии АСКУЭ существенно тормозится.

В связи с указанным в Энергосбыте “ФерПРЭС” было принято решение выполнять проектные работы своими силами, не привлекая специализированные организации, для чего на базе лаборатории энергоснабжения создана служба разработки и проектирования систем учета электрической и тепловой энергии. За 2 года накоплен определенный опыт в разработке проектов автоматизации расчетного учета электрической энергии и принят порядок подготовки технической документации.

Весь комплекс мероприятий включает два этапа:

- Подготовительные работы и сбор информации по электроснабжению предприятия;
- Разработка проектных решений и оформление технической документации.

На первом этапе проводятся обследование и изучение существующей схемы учета и системы расчетов за потребленную электроэнергию непосредственно на предприятии, в отделе сбыта энергии предприятий электрических сетей (ПЭС) и Энергосбыте электросистемы. Структурная схема технологических связей службы разработки и проектирования системы учета энергии “ФерПРЭС” дана на рисунке 1.



Примерная схема построения АСКУЭ с интеграцией в систему автоматизированного управления предприятием

В первую очередь изучается договор на пользование электрической энергией между “ФерПРЭС” и потребителем. При этом уточняются, анализируются и включаются в отчет следующие документы:

- Перечень субабонентов, рассчитывающихся с основным абонентом по двухставочному тарифу;
- Перечень субабонентов, рассчитывающихся с основным абонентом по одноставочным тарифам;
- Перечень субабонентов, отпуск электроэнергии которым осуществляется в счет договорного значения абонента;

- Перечень потребителей абонента, рассчитывающихся за электроэнергию по другим тарифным группам;
- Перечень счетчиков электрической энергии (активной и реактивной), по которым ведутся расчеты с основным абонентом, его субабонентами и потребителями других тарифных групп, с указанием параметров учета (коэффициенты трансформаторов тока и напряжения, число импульсов на 1 кВт*ч);
- Схема размещения всех вышеперечисленных счетчиков активной и реактивной энергии на принципиальной электрической схеме электро-снабжения предприятия;
- Акты разграничения балансовой принадлежности электрических сетей и трансформаторов между энергоснабжающей организацией и предприятием.

1.2. Создание АСКУЭ

По результатам обследования специалистами Энергосбыта “ФерПрЭС” проводится техническое совещание при главном инженере предприятия–потребителя, на котором обсуждаются принципиальные вопросы создания АСКУЭ, в том числе следующие:

–на базе какой системы учета будет выполнена АСКУЭ? Если на предприятии имеется не более 16 счетчиков коммерческого учета, рекомендуется применять микропроцессорное устройство “Энергия–микро”, при наличии большего числа расчетных приборов учета–комплекс технических средств (КТС) “Энергия”;

–место установки вычислительного комплекса АСКУЭ (на ГПП, в ОГЭ или на диспетчерском пункте предприятия);

–способ обеспечения связи счетчиков с устройствами сбора данных (УСД) или “Энергия–микро” и УСД с вычислительным комплексом АСКУЭ;

–способ передачи информации на пункт сбора отдела сбыта энергии ПЭС и центральный пункт сбора Энергосбыта “ФерПрЭС”;

–источники питания, обеспечения автоматического включения резерва и другие вопросы.

На втором этапе работ разрабатываются проектные предложения, готовится, согласовывается и утверждается проектная документация. Основным документом является проектная схема автоматизации коммерческого учета, отделом сбыта ПЭС “ФерПРЭС” и утверждается руководством Энергосбыта “ФерПРЭС”. На проектной схеме показываются все места установки расчетных счетчиков, УСД и место расположения вычислительного комплекса АСКУЭ. В проекте предусматривается способ передачи информации на пункты сбора отделов сбыта ПЭС и центральный пункт сбора Энергосбыта “ФерПРЭС”. Передача информации в основном осуществляется по городской телефонной сети. Для этого на предприятии–потребителе выделяется определенный телефонный номер, и система учета укомплектовывается модемом типа "Ладога".

Для повышения надежности работы АСКУЭ, создаваемой на базе КТС "Энергия", в качестве УСД для счетчиков коммерческого учета электроэнергии используется преобразователь "Энергия–микро", имеющий защиту от постороннего вмешательства и обеспечивающий не только прием, но и накопление информации как по каждому учитываемому каналу, так и по выделенным группам. Существует также возможность контроля показаний расчетных счетчиков.

Электрическое питание устройства "Энергия–микро" и КТС "Энергия" предусматривается от сети переменного тока напряжением 220 В с устройством автоматического включения резерва. Для обеспечения непрерывной работы специализированного вычислительного комплекса КТС "Энергия" рекомендуется установка блока бесперебойного питания типа ВАСК–UPS–600 с мощностью, необходимой для работы системы учета в течение не менее 2–х часов.

В ходе реализации второго этапа проектирования АСКУЭ разрабатывается следующая проектная документация:

–принципиальная схема АСКУЭ, выполненная на базе существующей схемы электроснабжения предприятия с указанием счетчиков коммерческого учета, присвоенных им номеров каналов учета и линий связи их с УСП;

–структурная схема АСКУЭ, позволяющая проследить сбор и передачу информации от счетчиков до диспетчерских пунктов в отделах сбыта энергии ПЭС и Энергосбыте “ФерПРЭС”;

–схема электропитания и электрических соединений всех элементов, входящих в состав АСКУЭ;

–перечень каналов коммерческого учета электроэнергии, подключенных к АСКУЭ;

–состав групп учета электроэнергии и мощности по узлу учета, по каждому абоненту и субабоненту и для каждой тарифной группы потребителей;

–порядок определения расхода электроэнергии и мощности для расчетов с потребителем по АСКУЭ;

–спецификация заказного оборудования и приборов.

1.3. Программная обеспечение АСКУЭ

Вся проектная документация выполняется с использованием программного продукта "AutoCad".

Несмотря на то, что автоматизированные системы коммерческого учета электроэнергии создаются на базе типовых приборов учета, единых "Типовых технических требований к средствам автоматизации контроля и учета электроэнергии и мощности для АСКУЭ энергосистем", утвержденных ГАК “Узбекэнерго” 11 октября 2011 года, использование их для финансовых расчетов за потребленную электрическую энергию и мощность для каждого предприятия имеет свои специфические особенности. В связи с этим в проектной работе особое внимание уделяется разработке раздела "Порядок определения расхода электроэнергии и мощности для расчетов с потребителем АСКУЭ". В этом разделе рассматриваются следующие вопросы:

–учет потерь электрической энергии и мощности в линиях и трансформаторах при размещении расчетных счетчиков не на границе раздела балансовой принадлежности электросетей;

–порядок учета расходов электрической энергии и мощности потребляемых мелкими предприятиями и организациями, расчетные счетчики которых не подключены к АСКУЭ по различным причинам (отсутствие линии связи, разбросанность и удаленность потребителей от УСД);

–определение расхода электрической энергии и мощности, потребляемых в целом по узлу рассматриваемого предприятия совместно со всеми субабонентами;

–определение расхода электрической энергии и мощности, потребляемых отдельно основным абонентом и каждым в отдельности субабонентом;

–контроль оплаченного значения электрической мощности как по узлу, так и по каждому абоненту и субабоненту;

–контроль за соблюдением вводимых энергосистемой режимов, ограничивающих электропотребление по различным причинам (недостаток генерирующих мощностей, топлива, отсутствие оплаты, аварии и т.д.).

1.4. Порядок определение электрической энергии

Порядок определения электрической энергии и мощности согласовывается с потребителем, отделами сбыта ПЭС и энергосбытом “ФерПРЭС” и принимается за основу при заключении договора на отпуск электроэнергии при вводе АСКУЭ в эксплуатацию. Согласованный проект АСКУЭ передается в службу автоматизированного учета Энергосбыта для проведения пусконаладочных работ и сдачи "под ключ" расчетной системы учета (см. рис. 1). С целью удешевления работ в проекте не разрабатываются чертежи прокладки линий связи, шкафов управления, электропитания и их монтажа. Эти работы по договоренности выполняются, как правило, на предприятии (его сотрудниками) и на пункте сбора информации

энергосистемы (его работниками) по своим эскизам и чертежам. Отдельные организации и предприятия проектные работы по автоматизации коммерческого учета электроэнергии осуществляется своими силами или с привлечением сторонних организаций. По требованию “ФерПРЭС” эти работы выполняются только по техническим условиям Энергосбыта “ФерПРЭС” с последующей приемкой автоматизированных систем в эксплуатацию службой автоматизированного учета Энергосбыта.

В заключение следует отметить, что описанная выше организация проектирования АСКУЭ позволила:

- существенно (практически в 2 раза) снизить финансовые затраты энергосистемы и предприятий на выполнение проектов АСКУЭ;

- уменьшить время от момента принятия решения об автоматизации коммерческого учета до сдачи системы в эксплуатацию в качестве расчетной системы (для крупных потребителей–с 2 лет до 1 года, для средних потребителей–с 1 года до 3–6 месяцев);

- разработать в течение 2 лет 5 проектов АСКУЭ для промышленных предприятий региона.

II–ГЛАВА.

ОРГАНИЗАЦИЯ ВНЕДРЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ “ФерПРЭС”

2.1. Общие положения

В связи с дефицитом мощности в “ФерПРЭС” 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.

В структуре потребления “ФерПРЭС” свыше 60% составляют двухставочные потребители, в том числе 7 крупных предприятий, нагрузка каждого из которых превышает 40 МВт. Системы электропотребления этих предприятий имеют разветвленные электрические сети с собственными питающими подстанциями 110, 220 кВ и большим числом распределительных подстанций, к которым кроме своих потребителей подключены десятки

субабонентов. Расчетный учет большинства промышленных предприятий осуществляется на их собственных подстанциях. Установка коммерческих систем учета электроэнергии в этих условиях возможна только на подстанциях потребителей. Это позволяет персоналу предприятий использовать АСКУЭ и для оперативного контроля, и для регулирования режимов собственного энергопотребления.

2.2. Пусконаладочные работы

Широкое внедрение АСКУЭ на промышленных предприятиях региона началось в 2003 году при активном участии Энергосбыта. В настоящее время решением задач автоматизации учета электроэнергии потребителей занимается сектор промышленного учета (12 чел.), входящий в состав службы автоматизированного учета (САУ) Энергосбыта. 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 Энергосбыта.

В своей работе САУ взаимодействует как с предприятиями, где устанавливается и эксплуатируется АСКУЭ. Так и с другими структурными подразделениями Энергосбыта и предприятий электрических сетей (ПЭС)– см. рис.2.

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

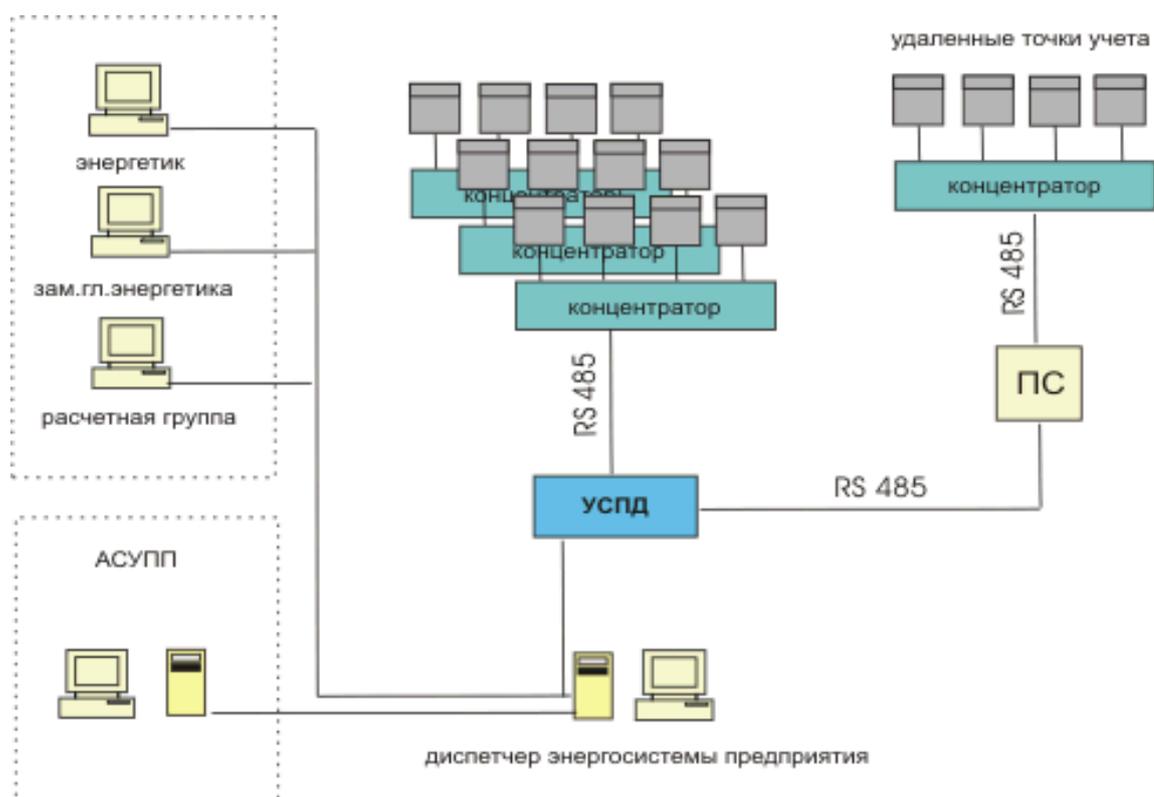


Рис.2. Примерная схема построения АСКУЭ с интеграцией в систему автоматизированного управления предприятием

Системы учета "Энергия–микро" устанавливаются на предприятиях с небольшим числом (до 16) 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 КТС "Энергия". Опытная установка УСПД "ТОК–С" показала ее низкую надежность, неудобство в

использовании для промышленных потребителей, поэтому дальнейшее применение системы на данных объектах не планируется.

Для повышения надежности хранения данных комплексом ГТС "Энергия" и дублирования его вычислительных функций в качестве периферийных устройств на линиях расчетного учета вместо устройств сбора данных устанавливаются преобразователи "Энергия–микро". Такое резервирование дает положительный результат при выходе из строя специализированного вычислительного комплекса КТС "Энергия" и при несанкционированном доступе к его данным.

С целью получения расчетных данных и оперативной информации от АСКУЭ промышленных потребителей энергосбыт выделяет коммутируемый телефонный канал и организует 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.

2.3. Прием, обработки и представление информации

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

Перед сдачей АСКУЭ в эксплуатацию (в качестве расчетной) САУ энергосбыта 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 2016 года энергосбытом ФерПРЭС планируется применения новую форму договора на пользование электрической энергией, в котором непосредственно оговаривается порядок использования АСКУЭ на пред–приятнях 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.

Для оперативного контроля за соблюдением режимов на центральном диспетчерском пункте “ФерПРЭС” планируется прием 5–и 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) энергосбыта (рис.2). По окончании расчетного периода САУ энергосбыта 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 “ФерПРЭС”.

Для ускорения расчетов по данным АСКУЭ промышленных потребителей силами САУ энергосбыта планируется работы по организации пунктов приема информации в ПЭС “ФерПРЭС”. После их создания расчетная информация будет собираться непосредственно в ПЭС (см.рис.3).

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 “ФерПРЭС” АСКУЭ планируется установления на 5 предприятиях. Из них на 3 предприятиях региона расчетные системы АСКУЭ приняты в эксплуатацию энергосбытом “ФерПРЭС”.

2.4. Описание схемы электроснабжения Ферганского ОАО “АЗОТ”

В соответствии с Правилами устройства электроустановок [1], учет должен производиться на границе балансовой принадлежности сетей, но так как на ГПП нет места для установки измерительных трансформаторов по

стороне 110 кВ, то по согласованию с поставщиком, учет электроэнергии организовывается по стороне 6 кВ. Потери в силовых трансформаторах определяются расчетным путем, что является недостатком данной системы.

2.5. Построение АСКУЭ предприятия

Для построения используем двухуровневую схему АСКУЭ:

1. Нижний уровень—измерительные трансформаторы тока и напряжения и подключенные к ним электронные счетчики «Indigo+», осуществляющие измерение расхода электроэнергии по точкам учета и накопление, обработку, передачу данных в верхний уровень. Счетчики установлены по всем вводам 6 кВ главных понизительных подстанциях, а также на ячейках распределительных устройств 6 и 0,4 кВ субабонентов. Класс точности счетчиков «Indigo+» по учету активной энергии—1, по учету реактивной энергии—2.

2. Верхний уровень—компьютер—сервер со специализированным программным обеспечением АСКУЭ, осуществляющий сбор информации со счетчиков и итоговую обработку этой информации. Нижний уровень АСКУЭ связан с верхним уровнем каналами связи. Для передачи информации о количестве потребленной электроэнергии и режимах потребления энерго—снабжающей организации предусматривается также канал связи с доступом к серверу АСКУЭ.

Сеть, образованная счетчиками электроэнергии и сервером АСКУЭ, интегрирована в локальную вычислительную сеть предприятия, что позволяет использовать ряд дополнительных функций: проверять наличие связи между счетчиками и сервером, контролировать состояние линий связи и т.д.

2.6. Основные функции программного обеспечения АСКУЭ

- ✓ Контроль текущих значений параметров электропотребления (токи и напряжения по фазам, cosφ, асимметрия тока и напряжения, активная, реактивная и полная мощности, частота сети) по одному присоединению.
- ✓ Измерение, вычисление, формирование, архивирование, просмотр и печать в графическом и табличном виде суточных графиков 30—ти

минутных значений электроэнергии (потребление и генерация активной и реактивной электроэнергии) с данного счетчика или группы счетчиков.

- ✓ Измерение, вычисление, формирование, архивирование, просмотр максимумов фиксированной 30–ти минутной мощности в часы действия лимитов потребления электроэнергии (потребление и генерация активной и реактивной электроэнергии) с меткой времени.
- ✓ Вычисление, формирование, архивирование, просмотр средних и минимальных коэффициентов мощности ($\cos\phi$) в часы действия лимитов потребления электроэнергии.
- ✓ Вычисление и формирование ведомости об электропотреблении за выбранный расчетный период со счетчика или группы счетчиков по выбранному закону группирования с возможностью вывода ведомости экономического эффекта при внедрении трехтарифного учета.
- ✓ Формирование по измерениям и вычислениям, архивирование ведомости по текущим значениям электропотребления (активная и реактивная–потребление и генерация) по выбранному счетчику.
- ✓ Вычисление, формирование, архивирование, ведомости электропотребления (активная–потребление, генерация; реактивная–потребление, генерация) и мощности за 30–ти минутный период интеграции за выбранный промежуток времени по выбранному счетчику или группе счетчиков.
- ✓ Ежемесячное определение фактического небаланса и его нормирование с целью организации контроля за точностью средств учета электроэнергии и норм потерь в элементах системы электроснабжения.
- ✓ Анализ характера электропотребления за указанный период на основании графиков, представленных в табличном виде с возможностью выбора информации за указанный период времени по указанному типу мощности (активная, реактивная: потребление, генерация), в любой указанной зоне (ночная, пиковая, полупиковая), по указанной границе

изменений 30–минутной мощности. А также по любому из статусов флагов по следующим параметрам электропотребления:

- активная, реактивная энергии: потребление–генерация;
- активная, реактивная мощность: потребление–генерация;
- расход электроэнергии по 4–м квадрантам;
- признаки произошедших событий (статус флаги): факт синхронизации времени счетчика, сброс (и сохранение) максимумов, снижение напряжения батареи, отсутствие трех фаз, программирование времени/даты, реверсный ток, отсутствие напряжения в фазах А,В,С (пофазно), программирование конфигурации счетчика.
- Просмотр суточных графиков в графическом виде: активная мощность (потребление, генерация), реактивная мощность (потребление, генерация).

III–ГЛАВА.

ВЫБОР ПЕРВИЧНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ АСКУЭ ДЛЯ ЭКСПЕРИМЕНТА ПРИ ОАО “АЗОТ”

3.1. Общие положения

Первичными преобразователями для сбора информации являются измерительные трансформаторы, которые предназначены для преобразования тока и напряжения до значения удобного для измерения и обеспечивают безопасность при работе с измерительными приборами и реле, поскольку цепи высокого и низкого напряжения разделены.

Согласно ПУЭ [1] трансформаторы тока и напряжения для присоединения расчетных счетчиков электроэнергии должны быть класса точности не более 0,5. Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешности. При максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной нагрузке присоединения должен составлять не менее 40% номинального тока счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке – не менее 5%.

Сечение и длина проводов и кабелей в цепях напряжения должны быть такими, чтобы потери напряжения в этих цепях составляли не более 0,25% номинального напряжения. Сечение жил токовых цепей, проводов выполненных из меди должно быть не менее 2,5 мм².

3.2. Расчет токов короткого замыкания на шинах 6 кВ подстанции 4–ГПП для выбора трансформаторов тока на предприятии ОАО “АЗОТ”

Исходные данные для расчета токов короткого замыкания на шинах 6 кВ ГПП–4 при ОАО “АЗОТ” приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1.

Сопrotивление энергосистемы X_c , Ом	3,6
Марка провода ЛЭП	АС150/19
Длина ЛЭП l , км	3,3
Тип силового трансформатора	ТРДН 40000/110/6/6
Тип реактора	РБГ–10–2500–0,14

Схема замещения сети приведена на рис. 3.1.

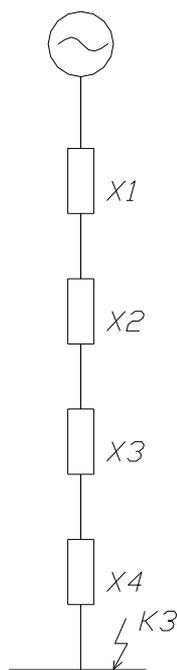


Рис.3.1. Схема замещения сети.

Где:

X_1 —сопротивление энергосистемы;

X_2 —сопротивление ЛЭП;

X_3 —сопротивление трансформатора;

X_4 —сопротивление реактора.

За базовую ступень принимаем напряжение 115 кВ на шинах энергосистемы. Рассчитываем сопротивления элементов схемы замещения, приведенные к напряжению 115 кВ.

Сопротивление энергосистемы:

$$X_1 = 3,6 \text{ Ом.}$$

Сопротивление линии – по [2] линия 110 кВ, выполненная проводом АС150/19 имеет сопротивление $x_{л} = 41,6 \text{ Ом} / 100 \text{ км}$:

$$X_2 = x_{л} \cdot l \tag{3.1}$$

$$X_2 = 41,6 \cdot 0,033 = 1,4 \text{ Ом.}$$

Трансформатор ТРДН 40000/110/6/6 имеет две расщепленные обмотки 6 кВ, которые работают раздельно. Ввиду того, что обмотка высокого напряжения располагается между ветвями расщепленной обмотки низкого

напряжения, индуктивное сопротивление ее можно считать равным нулю [2], поэтому:

$$X_3 = 2X_{тр}, \quad (3.2)$$

по [2] $X_{тр} = 34,8$ Ом, тогда

$$X_3 = 2 \cdot 34,8 = 69,6 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление реактора РБГ–10–2500–0,14 приведенное к напряжению 6,3 кВ составляет 0,14 Ом. Приведенное к напряжению 115 кВ сопротивление реактора:

$$X_4 = X_{реакт} \cdot (U_6 / U_{нн})^2, \quad (3.3)$$

$$X_4 = 0,14 \cdot (115 / 6,3)^2 = 46,6 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление до точки КЗ:

$$X_{\Sigma} = X_1 + X_2 + X_3 + X_4, \quad (3.4)$$

$$X_{\Sigma} = 3,6 + 1,4 + 69,6 + 46,6 = 121,2 \text{ Ом.}$$

Ток КЗ по стороне 110 кВ:

$$I_{кз}^{110} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}}; \quad (3.5)$$

$$I_{кз}^{110} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 121,2} = 0,55 \text{ кА.}$$

Действительный ток КЗ по стороне 6 кВ:

$$I_{кз} = 0,55 \frac{115}{6,3} = 10,0 \text{ кА;}$$

3.3. Выбор трансформаторов тока

Существующие трансформаторы тока не подходят для учета электроэнергии, так как имеют завышенный коэффициент трансформации 3000/5, а номинальный ток обмотки низкого напряжения трансформатора 1820 А. Поэтому для коммерческого учета, с целью уменьшения погрешности измерения, необходимо выбрать и установить дополнительные трансформаторы тока.

Трансформаторы тока выбираются: По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

По току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{НОМ}};$$

По конструкции и классу точности;

По электродинамической стойкости:

$$i_y \leq k_{\text{эд}} * \sqrt{2} * I_{\text{НОМ}},$$

где: i_y —ударный ток короткого замыкания по расчету;

$k_{\text{эд}}$ —кратность электродинамической стойкости по каталогу;

$I_{\text{НОМ}}$ —номинальный первичный ток трансформатора тока.

По термической стойкости:

$$B_k \leq (k_T I_{\text{НОМ}})^2 t_T,$$

Где: B_k —тепловой импульс по расчету;

k_T —кратность термической стойкости по каталогу;

t_T —время термической стойкости по каталогу;

По вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}},$$

Где: Z_2 —вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{НОМ}}$ —номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Для подключения счетчиков выбираем трансформаторы тока типа ТШЛ–10 2000/5 (трансформатор тока шинный литой). Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется стойкостью шин, и поэтому выбранные трансформаторы на электродинамическую стойкость не проверяются.

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора приведено в таблице 2.2. Каталожные данные трансформаторов тока приведены в [3].

Выбор трансформаторов тока

Таблица 2.2.

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_c \leq U_n$	6,3 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{НОМ}}$	1820 А	2000 А
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	200 кА ² ·с	210 кА ² ·с
$Z_n \leq Z_{\text{н.НОМ}}$	0,17 Ом	0,8 Ом

Индуктивное сопротивление токовых цепей нагрузки невелико, поэтому $z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления счетчика $r_{сч}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_k :

$$r_2 = r_{сч} + r_{пр} + r_k. \quad (3.6)$$

Сопротивление токовой цепи счетчика «Indigo+» определяется по выражению:

$$r_{сч} = \frac{S_{сч}}{I_2^2}, \quad (3.7)$$

где: $S_{сч}$ —Мощность, потребляемая токовой обмоткой счетчика;

I_2 —Вторичный номинальный ток счетчика.

$$r_{сч} = \frac{2}{5^2} = 0,08 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом, так как к трансформатору тока подключается только один счетчик.

Сопротивление соединительных проводов определяется по формуле:

$$r_{пр} = \rho \frac{l}{S}; \quad (3.8)$$

Где: ρ —удельное сопротивление материала проводников (медь—0,0175 ом*мм²/м);

l —длина проводников, м;

S —площадь поперечного сечения проводника.

$$r_{пр} = 0,0175 \cdot \frac{6}{2,5} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Тогда: $r_2 = 0,08 + 0,04 + 0,05 = 0,17 \text{ Ом.}$

Таким образом, сопротивление вторичной нагрузки трансформаторов тока находится в пределах допустимого для класса точности 0,5.

3.4. Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются: По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

По конструкции и схеме соединения обмоток;

По классу точности;

По вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}$$

На ГПП–4 установлены трансформаторы напряжения типа НТМИ–6–66 с номинальной мощностью в классе 0,5 $S_{\text{НОМ}}=75$ ВА, в классе 3 $S_{\text{НОМ}}=300$ ВА и $S_{\text{МАХ}}=640$ ВА с соединением обмоток Y/Y/Δ. Эти трансформаторы служат для питания цепей напряжения счетчиков, релейной защиты, сигнализации замыкания на землю в сети 6 кВ.

Проверим загрузку трансформаторов, чтобы выяснить работают ли они в классе 0,5. Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения одной секции приведена в таблице 3.3.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Таблица 3.3.

Прибор	Тип	Мощность S обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Общая мощность, ВА
Счетчик активный	СА3–И672	8	2	10	160
Счетчик реактивный	СА4–И673	8	2	10	160
Вольтметр	Э365	2	1	3	6
Мегаваттметр	Д335	1,5	2	1	3
Реле	РН53/160	1	1	2	2
Итого					330

Таким образом, существующие трансформаторы напряжения не только не подходят для коммерческого учета, но даже не соответствуют требованиям технического учета, так как нагрузка превышает допустимую для класса 3.

Поэтому для коммерческого учета устанавливаем дополнительные трансформаторы напряжения типа НОМ–6 с коэффициентом трансформации 6000/100 класса точности 0,5 при $S=50$ ВА, которые будут питать только счетчики “Indigo+”. При этом также уменьшится нагрузка на трансформаторы НТМИ, что улучшит точность технического учета.

Трансформаторы НОМ–6 в количестве 3 шт. включаем в полную звезду для уменьшения погрешностей измерений.

Для определения потери напряжения в проводах цепей напряжения определим соответствующий ток:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (3.9)$$

$$I = \frac{3}{\sqrt{3} \cdot 100} = 0.017 \text{ А.}$$

Провода для цепей напряжения выбираем медные, сечением 1,5 мм². Сопротивление проводов при расстоянии от трансформаторов напряжения до счетчиков $l=20$ м составляет по формуле (3.8):

$$R = \frac{20 \cdot 0.0175}{1.5} = 0,23 \text{ Ом.}$$

Потеря напряжения в проводах:

$$\Delta U = \frac{I \cdot R}{U} \cdot 100\%; \quad (3.10)$$

$$\Delta U = \frac{0.017 \cdot 0.23}{100} \cdot 100\% = 0.004\%;$$

Таким образом, потери напряжения не превышают допустимых по ПУЭ.

Схема подключения счетчиков “Indigo+” на ГПП–4 приведена на чертеже №2.

3.5. Расчет потерь мощности и электроэнергии в трансформаторах главных понизительных подстанций и линиях электропередач 110 кВ.

3.5.1. Трансформаторы, применяемые на главных понизительных подстанциях ОАО “АЗОТ”

На ГПП–1 предприятия применяются трансформаторы типа ТРНДЦН, на ГПП–3 и ГПП–4 типа ТРДН. Паспортные данные трансформаторов приведены в таблице 3.1.

Паспортные данные трансформаторов

Таблица 3.1.

Место установки	Тип	Диспетчерское наименование	Сном, МВА	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	I_x , %	U_k , %
ГПП–1	ТРНДЦН 40000 /110 25000	1Т	40	22,12	127,77	0,34	10,55
		2Т	40	23,5	125,51	0,41	10,24

ГПП-3	ТРДН 40000/110	1Т	40	42	164,61	0,36	10,5
		2Т	40	45,6	164,8	0,45	10,69
ГПП-4		1Т	40	45,9	165,05	0,45	10,51
		2Т	40	46,87	161,98	0,5	10,69

3.5.2. Расчет суточных потерь электроэнергии в линии 110 кВ ПС ОАО “АЗОТ”

При передаче электроэнергии с шин электростанций до потребителей часть электроэнергии неизбежно расходуется на нагрев проводников, создание электромагнитных полей и другие эффекты. Этот расход в дальнейшем будем называть потерями электроэнергии. Термин “потери электроэнергии” следует понимать как технологический расход электрической энергии при передаче по электрическим сетям – это сумма потерь электроэнергии в элементах сетей, расход электроэнергии на собственные нужды подстанции и расход электроэнергии на плавку гололеда на воздушных линиях (ВЛ).

Величина потерь электроэнергии в каком-либо элементе сети существенно зависит от характера нагрузки и ее изменения в течение рассматриваемого периода времени. В линии, работающей с постоянной нагрузкой и имеющей потери активной мощности ΔP , потери электроэнергии за время t составят [6]:

$$\Delta W = \Delta P * t. \quad (3.11)$$

Если же нагрузка изменяется, то потери электроэнергии можно рассчитать различными способами. Наиболее точный метод расчета потерь электроэнергии ΔW – это определение их по графику нагрузок, причем расчет потерь мощности производится для каждой ступени графика. Этот метод называется методом графического интерполирования. При расчете за каждый час получается почасовой расчет потерь электроэнергии.

Для многоступенчатого графика нагрузки с числом ступеней равным N потери электроэнергии и мощности для ступени i определяются по формуле:

$$\Delta P_i = \frac{S_i^2}{U_i^2} r_{л} \quad , i = 1, \dots, N \quad (3.12)$$

После подсчета потерь мощности в каждом режиме получаем суммарные потери электроэнергии за сутки, суммируя все потери при различных режимах [6]:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^N \Delta P_i \Delta t_i, \quad (3.13)$$

где: Δt_i – длительность i -той ступени графика.

Потери активной мощности и электроэнергии в трансформаторе [6]:

$$\Delta P = \Delta P_k \left(\frac{S_{2i}}{S_H} \right)^2 + \Delta P_x; \quad (3.14)$$

$$\Delta W = \left[\Delta P_k \left(\frac{S_{2i}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 + \Delta P_x \right] \Delta t_i, \quad (3.15)$$

где: ΔP_k и ΔP_x – потери в меди и стали трансформатора соответственно; S_{2i} – нагрузка на вторичной стороне трансформатора на i -той ступени графика;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора.

Потери реактивной мощности [6]:

$$\Delta Q = \frac{U_k \% S_2^2}{100 S_{\text{НОМ}}} + \Delta Q_x. \quad (3.16)$$

Потери активной электроэнергии за сутки:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^N \left[\Delta P_k \left(\frac{S_{2i}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 + \Delta P_x \right] \Delta t_i. \quad (3.17)$$

Потери реактивной электроэнергии за сутки в трансформаторе:

$$\Delta WQ = \sum_{i=1}^N \left[\frac{U_k \% S_2^2}{100 S_{\text{НОМ}}} + \Delta Q \right] \Delta t_i \quad (3.18)$$

Схема замещения участка сети от ПС ОАО “АЗОТ” до шин 6 кВ трансформатора 1Т ГПП–3 приведена на рис.3.1.

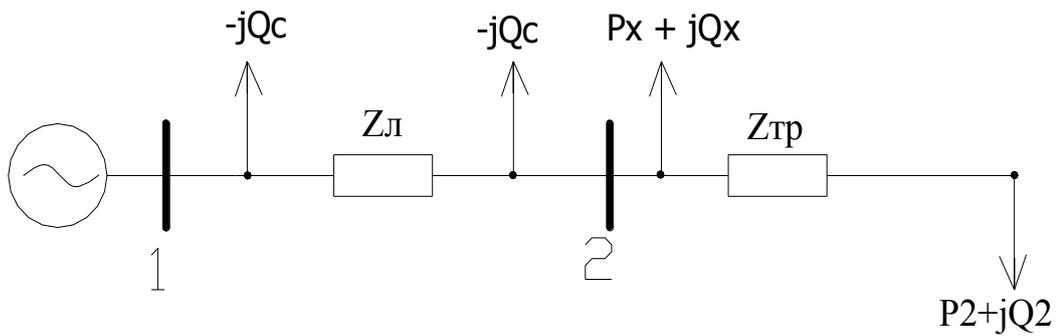


Рис 3.1. Схема замещения сети.

Линия имеет длину $l=16,3$ км, выполнена проводом АС–240. По таблице 7, приложения 1 [2] находим расчетные данные на 100 км воздушной линии:

$$r = 12 \text{ Ом};$$

$$x = 40,1 \text{ Ом};$$

$$q = 3,75 \text{ мВар}.$$

Параметры схемы замещения линии:

$$R_{л} = 12 * 0,163 = 1,96 \text{ Ом};$$

$$X_{л} = 40,1 * 0,163 = 6,54 \text{ Ом};$$

$$Q_{c} = 0,5 * 3,75 * 0,163 = 305 \text{ кВар}.$$

Расчетная нагрузка подстанции в точке 2:

$$\underline{S}_{p2} = \underline{S}_2 + \Delta \underline{S}_{тр} - j \cdot Q_{c}. \quad (3.19)$$

Потери в линии электропередачи:

$$\Delta S_{л} = \frac{S_p^2}{U_{ном}^2} (R_{л} + jX_{л}). \quad (3.20)$$

Мощность, потребляемая от источника питания:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{p2} + \Delta \underline{S}_{л} - jQ_{c}. \quad (3.21)$$

Суточный график нагрузки трансформатора 1Т за 6 апреля 2013 г., полученный с помощью системы АСКУЭ приведен на рис. 3.2.

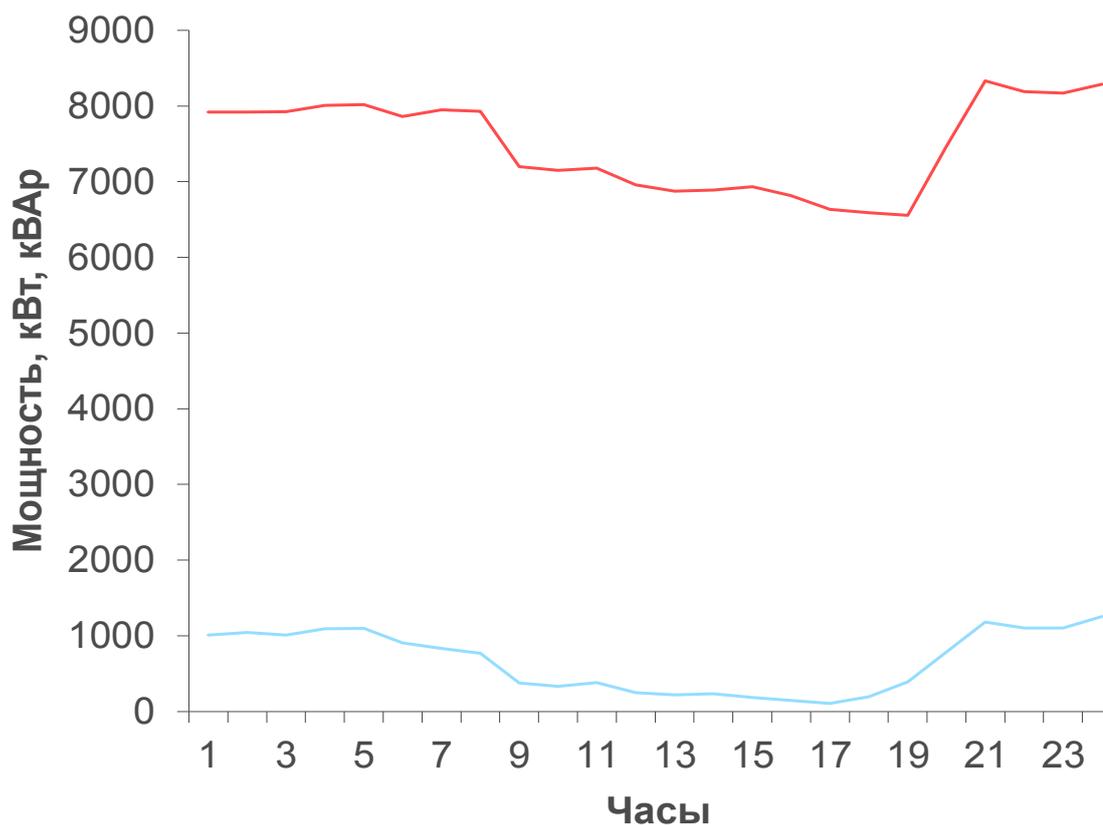


Рис.3.2. Суточный график нагрузки трансформатора ГПП.

Расчет потерь мощности и энергии в элементах сети приведен в таблице 3.2.

Анализируя таблицу можно сделать следующие выводы:

1. Потери электроэнергии за сутки в сети составляют 0,7% от переданной потребителям, эти потери главным образом состоят из потерь холостого хода трансформатора.
2. Снижение потерь может быть достигнуто за счет оперативного регулирования потребляемой реактивной мощности.
3. С 9⁰⁰ до 19⁰⁰ целесообразно отключение части батарей конденсаторов, так как за счет зарядной мощности линии нагрузка имеет емкостной характер, что нежелательно.

Таблица 3.2. Расчет потерь мощности и энергии в трансформаторе и линии электропередачи.

Таблица 3.2.

Часы	Активная мощность P ₂ , кВт	Реактивная мощность Q ₂ , кВАр	Потери активной мощности в трансформаторе, кВт	Потери реактивной мощности в трансформаторе, кВАр	Расчетная нагрузка подстанции Pp2	Расчетная нагрузка подстанции Qp2	Активные потери в линии Pл, кВт	Реактивные потери в линии Qл, кВт	Активная мощность, потребляемая от источника, кВт	Реактивная мощность, потребляемая от источника, кВАр
1	7920	1008	48,558	146,673	7968,558	849,673	10,403	34,711	7978,960	579,384
2	7920	1041,6	48,565	146,854	7968,565	883,454	10,412	34,742	7978,977	613,196
3	7924,8	1010,4	48,566	146,686	7973,366	852,086	10,416	34,754	7983,782	581,840
4	8006,4	1092	48,718	147,136	8055,118	934,136	10,652	35,542	8065,769	664,678
5	8016	1096,8	48,735	147,164	8064,735	938,964	10,678	35,630	8075,413	669,594
6	7862,4	904,8	48,444	146,155	7910,844	745,955	10,227	34,126	7921,071	475,081
7	7951,2	830,4	48,575	145,816	7999,775	671,216	10,439	34,833	8010,215	401,050
8	7932	770,4	48,534	145,564	7980,534	610,964	10,377	34,625	7990,911	340,590
9	7200	376,8	47,348	144,379	7247,348	216,179	8,516	28,414	7255,864	-60,407
10	7149,6	331,2	47,270	144,294	7196,870	170,494	8,395	28,011	7205,265	-106,496
11	7180,8	381,6	47,320	144,388	7228,120	220,988	8,471	28,265	7236,591	-55,747
12	6960	247,2	46,990	144,166	7006,990	86,366	7,954	26,541	7014,944	-192,093
13	6873,6	218,4	46,866	144,131	6920,466	57,531	7,758	25,888	6928,224	-221,581
14	6888	235,2	46,887	144,151	6934,887	74,351	7,791	25,997	6942,678	-204,652
15	6931,2	182,4	46,946	144,093	6978,146	21,493	7,888	26,319	6986,034	-257,187
16	6813,6	144	46,778	144,060	6860,378	-16,940	7,624	25,438	6868,002	-296,501
17	6636	108	46,532	144,036	6682,532	-52,964	7,234	24,138	6689,766	-333,826
18	6588	194,4	46,469	144,105	6634,469	33,505	7,130	23,791	6641,599	-247,704
19	6557,2	388,8	46,439	144,402	6603,639	228,202	7,072	23,598	6610,711	-53,199
20	7471,2	789,6	47,807	145,643	7519,007	630,243	9,222	30,772	7528,229	356,014
21	8330,4	1183,2	49,284	147,681	8379,684	1025,881	11,545	38,522	8391,228	759,403
22	8191,2	1101,6	49,028	147,192	8240,228	943,792	11,143	37,182	8251,371	675,974
23	8172	1104	48,996	147,206	8220,996	946,206	11,093	37,013	8232,089	678,219
24	8289,6	1255,2	49,232	148,142	8338,832	1098,342	11,459	38,236	8350,291	831,578
Количество активной электроэнергии переданное потребителям за сутки, 179765,2 кВт*час										
Количество реактивной электроэнергии переданное потребителям за сутки, 15996 кВАр*час										
Потери активной энергии, 1372,786 кВт*час										

3.5.3. Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах за март 2013 год

Как указывалось ранее, системой АСКУЭ учитывается электроэнергия по стороне 6 кВ и потери в трансформаторах необходимо находить расчетным путем. Рассчитаем потери в трансформаторах главных понизительных подстанций ОАО «АЗОТ» марте 2013 г.

Данные о потреблении электроэнергии по каждому трансформатору, полученные на основе системы АСКУЭ, а также о количестве часов работы трансформаторов за март 2013 г. приведены в таблице 3.3.

Сведения о потреблении электроэнергии за расчетный период

Таблица 3.3.

Подстанция	Трансформатор	Количество часов работы $T_{п}$, час	Количество часов работы под нагрузкой $T_{р}$, час	Количество потребленной электроэнергии	
				активная WP_{ϕ} , кВт*ч	реактивная WQ_{ϕ} , кВАр*ч
ГПП-1	1Т	735	734	992095	242419
	2Т	744	744	1970386	454258
ГПП-3	1Т	732	730	4809453	856858
	2Т	740	739	3884703	289117
ГПП-4	1Т	744	744	3765480	1437657
	2Т	744	744	4242574	1106038

Потери электроэнергии в трансформаторах рассчитаем в соответствии с [7].

Фактическая мощность трансформатора по данным фактического потребления активной и реактивной электроэнергии за расчетный период:

$$S_{\phi} = \sqrt{P_{\phi}^2 + Q_{\phi}^2}; \quad (3.22)$$

где:

$$P_{\phi} = \frac{WP_{\phi}}{T_{р}}; \quad (3.23)$$

$$Q_{\phi} = \frac{WQ_{\phi}}{T_{р}}. \quad (3.24)$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_{з} = \frac{S_{\phi}}{S_{н}} \quad (3.25)$$

Потери активной электроэнергии, кВт*ч:

$$\Delta WP = \Delta WP_{xx} + \Delta WP_{кз} = \Delta P_{xx} \cdot T_{п} + K_{з}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot T_{р}. \quad (3.26)$$

Потери реактивной мощности трансформатора, при холостом ходе, кВАр:

$$\Delta Q_{xx} = S_{н} \frac{I_{xx}}{100}; \quad (3.27)$$

при коротком замыкании:

$$\Delta Q_{кз} = S_n \frac{U_{кз}}{100}; \quad (3.18)$$

Потери реактивной электроэнергии, кВар*час:

$$\Delta WQ = \Delta WQ_{xx} + \Delta WQ_{кз} = \Delta Q_{xx} \cdot T_n + K_3^2 \cdot \Delta Q_{кз} \cdot T_p \quad (3.19)$$

Результаты расчетов приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4. Потери энергии в трансформаторах

Под станция	Трансформатор	P _ф , кВт	Q _ф , кВАр	S _ф , кВА	K ₃	ΔWP, кВт*час	ΔQ _{xx} , кВАр	ΔQ _{кз} , кВАр	ΔWQ, кВАр*час
ГПП-1	1Т	1351,6	330,3	1391,4	0,035	16373	136	4220	103754
	2Т	2648,4	610,6	2717,8	0,068	17916	164	4096	136107
ГПП-3	1Т	6588,3	1173,8	6692,0	0,167	34095	144	4200	190916
	2Т	5256,7	391,2	5271,2	0,132	31722	180	4208	187384
ГПП-4	1Т	5061,1	1932,3	5417,4	0,135	36387	180	4204	190204
	2Т	5702,4	1486,7	5893,0	0,147	36530	200	4276	216746

Анализируя данные таблиц 3.3 и 3.4 можно сделать следующие

выводы:

1. Предприятие потребляет большое количество реактивной электроэнергии. Это связано с большим количеством асинхронных электродвигателей и малонагруженных понижающих трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ, а также недостаточной компенсацией реактивной мощности.
2. Наибольшее потребление реактивной энергии идет по ГПП-4, от которой запитаны энергоемкие цехи по производству двуокиси титана. Трансформаторные подстанции этих цехов имеют большой срок эксплуатации, и батареи статических конденсаторов на них выведены из работы из-за выхода из строя конденсаторов. Поэтому необходимо установить в этих цехах новые конденсаторные батареи с автоматическим регулированием.
3. Имеет место низкий коэффициент загрузки трансформаторов ГПП (связанный с простоем многих цехов предприятия).

3.6. Мероприятия по снижению потерь мощности и электроэнергии в сетях ОАО "АЗОТ"

3.6.1. Классификация мероприятий по снижению потерь мощности и энергии

Мероприятия по снижению потерь мощности делятся на три группы

[6]: организационные, технические и мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии. Мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии рассматривались в предыдущих разделах.

К организационным относят мероприятия по совершенствованию эксплуатационного обслуживания электрических сетей и оптимизации рабочих схем сетей и режимов их работы. В ОАО «АЗОТ» к этим мероприятиям можно отнести: регулирование суточного графика нагрузки и снижение пиков в часы максимума, поддержание необходимого уровня напряжения в сети 6 кВ с помощью РПН силовых трансформаторов 110/6 кВ, сокращение продолжительности технического обслуживания и ремонта электрооборудования.

Технические мероприятия, которые могут быть реализованы на предприятии в настоящее время без значительного вложения средств и быстро окупаются, включают в себя установку батарей статических конденсаторов (БСК) для компенсации реактивной мощности, вывод из эксплуатации малонагруженных трансформаторных подстанций и перевод электроснабжения потребителей на другие близлежащие подстанции.

3.6.2. Выбор схемы подключения конденсаторных установок

При компенсации реактивной мощности наиболее распространенными схемами подключения БСК являются [8]: централизованная, групповая, индивидуальная.

При централизованном подключении БСК по стороне 6 кВ обеспечивается компенсация реактивной мощности в питающей сети. Распределительные сети предприятия не разгружаются от реактивной мощности, а следовательно, и сохраняются потери в них электроэнергии.

При централизованном подключении БСК со стороны 0,4 кВ разгружаются от реактивной мощности сети 6 кВ, а также трансформаторы та подстанциях. В цеховых же сетях 0,4 кВ сохраняются потери электроэнергии.

При групповом подключении, когда БСК подключаются к цеховым сборкам, от реактивной мощности разгружаются трансформаторы на подстанциях и распределительные сети 0,4 кВ, но остаются потери электроэнергии в питающих шинах отдельных токоприемников.

Индивидуальная компенсация целесообразна только для крупных электроприемников, имеющих большое число часов работы в году и наиболее отдаленных.

В условиях нашего предприятия нашли применение схемы централизованного подключения БСК по стороне 6 и 0,4 кВ.

3.6.3. Расчет снижения потерь от установки автоматических конденсаторных установок по стороне 0,4 кВ в подстанциях цехов

Электроснабжение цеха осуществляется от 1 и 2 секции ГПП–4 через центральный распределительный пункт (ЦРП) по магистральной схеме двумя кабельными линиями. Цех имеет четыре трансформаторные подстанции ТП27, ТП28, ТП29, ТП30, на каждой из которых установлены по два трансформатора типа ТМ 1000 6/0,4 кВ, которые имеют параметры, приведенные в таблице 4.1 [2].

Параметры трансформатора ТМ 1000 6/0,4 кВ

Таблица 4.1.

$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{ кВт}$	$\Delta P_x, \text{ кВт}$	$I_x, \%$	$R_{гр}, \text{ Ом}$	$X_{гр}, \text{ Ом}$	$\Delta Q_x, \text{ кВАр}$
5,5	11	2,1	1,4	0,396	1,93	14

Сопротивления кабельных линий 6 кВ

Таблица 4.2.

Наименование кабельной линии	Обозначение на схеме замещения	Длина кабельной линии, км	Сечение жил, мм ²	Удельное сопротивление Ом/км	Сопротивление, Ом
ГПП–4 – ЦРП	R1	0,43	4×150	0,206	0,022
ЦРП – ТП27	R2	0,9	240	0,13	0,117
ТП27 – ТП28	R3	0,1	185	0,169	0,0169
ТП28 – ТП29	R4	0,1	185	0,169	0,0169
ТП29–ТП30	R5	0,1	185	0,169	0,0169

В марте 2013 года были произведены замеры мощности без компенсирующих устройств, потребляемой цехом. Трансформаторы загружены примерно одинаково, средняя нагрузка каждого из них соответственно:

$$P = 235 \text{ кВт};$$

$$Q = 256 \text{ кВАр};$$

$$S = 347 \text{ кВА}.$$

Сопротивления кабельных линий 6 кВ приведены в таблице 4.2, в соответствии с [6] учитываем только активную составляющую.

Рассчитаем потери активной и реактивной мощности в сети при отсутствии компенсирующих устройств. Мощность потерь трансформаторов подстанций равна:

$$\Delta S = \frac{S^2}{U^2} (R_{\text{тр}} + jQ_{\text{тр}}) \cdot 10^{-3} + \Delta S_x \quad (3.20)$$

$$\Delta S = \frac{347^2}{6^2} (0,396 + j1,93) \cdot 10^{-3} + 2,1 + j14 = 3,42 + j20,46 \text{ кВА}.$$

Мощность перед трансформаторами подстанций:

$$S_{\text{пс}} = S_{\text{н}} + \Delta S; \quad (3.21)$$

$$S_{\text{пс}} = 235 + j256 + 3,42 + j20,46 = 238,42 + j276,46 \text{ кВА}.$$

Мощность в конце участка 5–6:

$$S_{5-6}^{\text{к}} = S_{\text{пс}} = 238,42 + j276,46 \text{ кВА}.$$

Потери мощности на участке 5–6:

$$\Delta P_{5-6} = \frac{(S_{5-6}^{\text{к}})^2}{U_{\text{н}}^2} R_5 \cdot 10^{-3}; \quad (3.22)$$

$$\Delta P_{5-6} = \frac{238,42^2 + 276,46^2}{6^2} 0,0169 \cdot 10^{-3} = 0,062 \text{ кВт}.$$

Мощность в начале участка 5–6:

$$S_{5-6}^{\text{н}} = S_{5-6}^{\text{к}} + \Delta P_{5-6}; \quad (3.23)$$

$$S_{5-6}^{\text{н}} = 238,42 + j276,46 + 0,062 = 238,482 + j276,46 \text{ кВА}.$$

Мощность в конце участка 4–5:

$$S_{4-5}^{\text{к}} = S_{5-6}^{\text{н}} + S_{\text{пс}}; \quad (3.24)$$

$$S_{4-5}^{\text{к}} = 238,482 + j276,46 + 238,42 + j276,46 = 476,902 + j552,92 \text{ кВА}$$

Потери мощности на участке 4–5:

$$\Delta P_{4-5} = \frac{(S_{4-5}^{\text{к}})^2}{U_{\text{н}}^2} R_4 \cdot 10^{-3}; \quad (3.25)$$

$$\Delta P_{4-5} = \frac{476,902^2 + 552,92^2}{6^2} 0,0169 \cdot 10^{-3} = 0,25 \text{ кВт.}$$

Мощность в начале участка 4–5:

$$S_{4-5}^H = S_{4-5}^K + \Delta P_{4-5}; \quad (3.26)$$

$$S_{4-5}^H = 476,902 + j552,92 + 0,25 = 477,152 + j552,92 \text{ кВА.}$$

Мощность в конце участка 3–4:

$$S_{3-4}^K = S_{4-5}^H + S_{\text{пс}}; \quad (3.27)$$

$$S_{3-4}^K = 477,152 + j552,92 + 238,42 + j276,46 = 715,572 + j829,38 \text{ кВА.}$$

Потери мощности на участке 3–4:

$$\Delta P_{3-4} = \frac{(S_{3-4}^K)^2}{U_H^2} R_3 \cdot 10^{-3}; \quad (3.28)$$

$$\Delta P_{3-4} = \frac{715,572^2 + 829,38^2}{6^2} 0,0169 \cdot 10^{-3} = 0,56 \text{ кВт.}$$

Мощность в начале участка 3–4:

$$S_{3-4}^H = S_{3-4}^K + \Delta P_{3-4}; \quad (3.29)$$

$$S_{3-4}^H = 715,572 + j829,38 + 0,56 = 716,132 + j829,38 \text{ кВА.}$$

Мощность в конце участка 2–3:

$$S_{2-3}^K = S_{3-4}^H + S_{\text{пс}}; \quad (3.30)$$

$$S_{2-3}^K = 716,132 + j829,38 + 238,42 + j276,46 = 954,552 + j1105,84 \text{ кВА.}$$

Потери мощности на участке 2–3:

$$\Delta P_{2-3} = \frac{(S_{2-3}^K)^2}{U_H^2} R_2 \cdot 10^{-3}; \quad (3.31)$$

$$\Delta P_{2-3} = \frac{954,552^2 + 1105,84^2}{6^2} 0,117 \cdot 10^{-3} = 6,94 \text{ кВт.}$$

Мощность в начале участка 2–3:

$$S_{2-3}^H = S_{2-3}^K + \Delta P_{2-3}; \quad (3.32)$$

$$S_{2-3}^H = 954,552 + j1105,84 + 6,94 = 961,492 + j1105,84 \text{ кВА.}$$

Мощность в конце участка 1–2:

$$S_{1-2}^K = S_{2-3}^H + S_{\text{др}}; \quad (3.33)$$

$$S_{1-2}^K = 961,492 + j1105,84 + 1261 + j472 = 2222,482 + j1577,84 \text{ кВА.}$$

Потери мощности на участке 1–2:

$$\Delta P_{1,2} = \frac{(S_{1-2}^k)^2}{U_H^2} R_1 \cdot 10^{-3}; \quad (3.34)$$

$$\Delta P_{1,2} = \frac{2222,482^2 + 1577,84^2}{6^2} 0,022 \cdot 10^{-3} = 4,54 \text{ кВт.}$$

Мощность потребляемая от шин ГПП:

$$S_1^H = S_{1-2}^k + \Delta P_{1-2}; \quad (3.35)$$

$$S_1^H = 2222,482 + j1577,84 + 4,54 = 2227,022 + j1577,84 \text{ кВА.}$$

Ток в кабельной линии от ГПП–4 до ЦРП:

$$I = \frac{S_1^H}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (3.36)$$

$$I = \frac{\sqrt{2227,022^2 + 1577,84^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 263 \text{ А.}$$

Рассчитаем потери мощности в трансформаторах и кабельных линиях при установке по стороне 0,4 кВ конденсаторных установок и полной компенсации реактивной мощности ($S_H = P_H$) в сетях 0,4 кВ и ток в кабельной линии ГПП–4 – ЦРП. Расчет произведем по формулам (3.19)–(3.36).

$$\Delta S = \frac{235^2}{6^2} (0,396 + j1,93) \cdot 10^{-3} + 2,1 + j14 = 2,71 + j16,96 \text{ кВА.}$$

$$S_{пс} = 235 + 2,71 + j16,96 = 237,71 + j16,96 \text{ кВА.}$$

$$S_{5-6}^k = S_{пс} = 237,71 + j16,96 \text{ кВА.}$$

$$\Delta P_{5-6} = \frac{237,71^2 + 16,96^2}{6^2} 0,0169 \cdot 10^{-3} = 0,026 \text{ кВт.}$$

$$S_{5-6}^H = 237,71 + j16,96 + 0,026 = 237,736 + j16,96 \text{ кВА.}$$

$$S_{4-5}^k = 237,736 + j16,96 + 237,71 + j16,96 = 475,446 + j33,92 \text{ кВА.}$$

$$\Delta P_{4-5} = \frac{475,446^2 + 33,92^2}{6^2} 0,0169 \cdot 10^{-3} = 0,107 \text{ кВт.}$$

$$S_{4-5}^H = 475,446 + j33,92 + 0,107 = 475,553 + j33,92 \text{ кВА.}$$

$$S_{3-4}^k = 475,553 + j33,92 + 237,71 + j16,96 = 713,263 + j50,88 \text{ кВА.}$$

$$\Delta P_{3-4} = \frac{713,263^2 + 50,88^2}{6^2} 0,0169 \cdot 10^{-3} = 0,24 \text{ кВт.}$$

$$S_{3-4}^H = 713,263 + j50,88 + 0,24 = 713,287 + j50,88 \text{ кВА.}$$

$$S_{2-3}^k = 713,287 + j50,88 + 237,71 + j16,96 = 950,997 + j67,84 \text{ кВА.}$$

$$\Delta P_{2-3} = \frac{950,997^2 + 67,84^2}{6^2} 0,117 \cdot 10^{-3} = 2,954 \text{ кВт.}$$

$$S_{2-3}^H = 950,997 + j67,84 + 2,954 = 953,951 + j67,84 \text{ кВА.}$$

$$S_{1-2}^K = 953,951 + j67,84 + 1261 + j472 = 2214,951 + j539,84 \text{ кВА.}$$

$$\Delta P_{1-2} = \frac{2214,951^2 + 539,84^2}{6^2} 0,022 \cdot 10^{-3} = 3,176 \text{ кВт.}$$

$$S_1^H = 2214,951 + j539,84 + 3,176 = 2218,127 + j539,84 \text{ кВА.}$$

$$I = \frac{\sqrt{2218,127^2 + 539,84^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 220 \text{ А.}$$

Таким образом снижение активной мощности в трансформаторах и кабельных линиях 6 кВ в обеих ветвях схемы электроснабжения при компенсации реактивной мощности составляет:

$\Delta P = (2227,022 - 2218,127) \cdot 2 = 17,79 \text{ кВт}$, что дает экономию потребления электроэнергии за месяц:

$$\Delta WP = \Delta P \cdot T; \tag{3.37}$$

$$\Delta WP = 17,79 \cdot 744 = 13235,76 \text{ кВт}\cdot\text{час.}$$

Снижение тока в кабельной линии ГПП–4–ЦРП составляет:

$$\Delta I = 263 - 220 = 43 \text{ А.}$$

Суточный график нагрузки по ГПП–4 до установки конденсаторных установок приведен в приложении А, а с включенными конденсаторными батареями в приложении Б.

3.6.4. Описание конденсаторной установки для компенсации реактивной мощности

На подстанциях ТП27–ТП30 устанавливаем автоматические конденсаторные установки типа УК–0,4–350–25–3УЗ мощностью 350 кВАр, номинальным напряжением 0,4 кВ, чтобы обеспечить запас по компенсации реактивной мощности при увеличении нагрузки. Эти установки имеют 14 ступеней регулирования: 2 по 25 кВАр и 12 по 50 кВАр, что позволяет точно отслеживать компенсацию реактивной мощности. Конденсаторы имеют мощность по 25 кВАр и соединены по схеме “треугольник”.

Установки могут работать в режиме автоматического или ручного

управления. Автоматическое управление осуществляется микропроцессорным регулятором. Для включения и отключения ступеней применяются пускатели типа ПМЛ4100.

3.6.5. Расчет сопротивления разрядных резисторов конденсаторной установки

При отключении конденсаторной установки от сети в ней остается электрический заряд, напряжение которого в момент отключения примерно равно напряжению сети. Поэтому для безопасности конденсаторы необходимо разряжать.

Разрядное сопротивление определяется по формуле [8]:

$$R \leq 15 \frac{U_{\phi}^2}{Q} \cdot 10^6; \quad (3.38)$$

Где: U_{ϕ} –фазное напряжение сети, кВ; Q –мощность конденсатора, кВАр.

Для конденсаторов мощностью 25 кВАр:

$$R \leq 15 \frac{0,22^2}{25} \cdot 10^6 = 29040 \text{ Ом.}$$

Принимаем стандартное значение 27 кОм.

3.6.6. Выбор вводного автоматического выключателя конденсаторной установки

Номинальный ток конденсаторной установки при включении всех ступеней:

$$I_{ном} = \frac{Q}{\sqrt{3}U_{л}}; \quad (3.39)$$

$$I_{ном} = \frac{350}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 506 \text{ А.}$$

Автоматический выключатель должен обеспечивать защиту от перегрузки при увеличении тока через конденсаторы более 130% номинального [8]:

$$I_{уст. перегр} = 1,3 I_{ном}; \quad (3.40)$$

$$I_{уст. перегр} = 1,3 \cdot 506 = 658 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{уст. перегр} = 660 \text{ А}$.

Ток уставки защиты от коротких замыканий принимается равным [8]:

$$I_{уст. кз} \geq 2 I_{ном}; \quad (3.41)$$

$$I_{уст. кз} \geq 2 \cdot 506 = 1012 \text{ А};$$

Принимаем $I_{уст. кз} = 1100 \text{ А}$.

Для защиты конденсаторной установки выбираем автоматический выключатель серии “Электрон” тип Э06С, номинальный ток которого 1000А. Этот выключатель имеет полупроводниковый блок защиты, который питается от встроенных трансформаторов тока. На блоке защиты с помощью переменных резисторов–регуляторов можно выставить отдельно уставки защиты от перегрузок и коротких замыканий, которые рассчитаны выше.

3.6.7. Определение сечения кабеля для подключения конденсаторной установки

Номинальный ток конденсаторной установки, рассчитанный ранее, составляет 506 А. По [3] сечение алюминиевого кабеля проложенного в воздухе должно составлять не менее 300 мм^2 . Такой кабель очень трудно прокладывать в стесненных условиях существующей подстанции, поэтому для подключения конденсаторной установки используем два кабеля сечением 185 мм^2 включенных параллельно. Допустимый ток для них будет по [3]:

$$I_{доп} = 2 \cdot 405 = 810 \text{ А},$$

что меньше номинального тока конденсаторной установки. Следовательно выбранные кабели подходят для подключения конденсаторной установки.

3.7. Основные устройства для АСКУЭ подстанции “Узбекистан” напряжением 500 кВ

По результатам расчета для подстанции 500/220/10 кВ “Узбекистан” выбираем следующие электрические оборудования:

№	Наименование объектов точек учета	Трансформаторы тока			Трансформаторы напряжения	
		Тип	Коэффициент трансформации	Класс точности	тип	Класс точности

ПОДСТАНЦИЯ 500/220/10 кВ “Узбекистан”						
1.	Л-524	ТЧЗМ-500	2000/1	0,5	НАМИ-500	0,5
2.	ВТ-1-500 кВ	ТЧЗМ-500	2000/1	0,5	НАМИ-500	0,5
3.	ВТ-1-220 кВ	ТЧЗМ-500	2000/1	0,5	НАМИ-500	0,5
4.	Л-Узгариш-1	ТЧЗМ-220	1000/1	0,5	ТКЭЧ-220	0,5
5.	Л-Узгариш-1	ТЧЗМ-220	1000/1	0,5	ТКЭЧ-220	0,5
6.	Л-Узгариш-2	ТЧЗМ-220	1000/1	0,5	ТКЭЧ-220	0,5
7.	ОВ-220 кВ	ТЧЗМ-220	2000/1	0,5	ТКЭЧ-220	0,5
8.	ВТ-1-220 кВ	ТЧЗМ-220	2000/1	0,5	ТКЭЧ-220	0,5
9.	ВТ-1-10 кВ	ТОЛ-10	1500/1	0,5	ЗНОЛ-220	0,5
10.	ТСН-1	–	–	–	–	–
11.	ВТ-1-10 кВ	ТОЛ-10	1500/1	0,5	ЗНОЛ-220	0,5
12.	ТСН-1	–	–	–	–	–
13.	МСВ	–	–	–	–	–
14.	Панел №35	Т-066	200/5	0,5	–	–
15.	Панел №37	Т-066	600/5	0,5	–	–
16.	Панел №38	Т-066	1000/5	0,5	–	–
17.	Панел №40 ТСН	Т-066	1000/5	0,5	–	–
18.	Панел №41	Т-066	1000/5	0,5	–	–
19.	Панел №42	Т-066	600/5	0,5	–	–
20.	Панел №44	Т-066	200/5	0,5	–	–

Следующий таблице указаны перечень компоновки оборудования на подстанции 500/220/10 кВ “Узбекистан”:

№	Тип	Наименование	Количество
1	СЭТ-4ТМ	Счетчик существующий	4
2	ЦЭ 6850М-0,2/0,5 ТТ	Счетчик класса 0,2/0,5 $I_H=1A$, $U_H=57,7 В$	6
3	ЦЭ 6850М-0,5/1 ТТ	Счетчик класса 0,5/1 $I_H=1A$, $U_H=57,7 В$	2
4	СЕ 303 R31 543 JAV	Счетчик класса 0,5/0,5 $I_H=1A$, $U_H=230 В$	2
5	СЕ 303	Счетчик класса 0,5/0,5 $I_H=1A$,	4

	R31 503 JAV	$U_H=57,7$ В	
6	КРИ RS-485	Разветвитель интерфейса	13
7	T-C50-M3- B8-TS-32-6	УСПД "ЭКОМ-3000"	1
8	PGC	Коммутатор GSM/GPRS	1
9	РИП-24,01	Резервированный источник бесперебойного питания 24В, 60 Вт	1
10	ЯТП-0,25	Комплектное устройство АВР	1
11		Шкаф аппаратуры ИВКЭ	1
12	РС-IV	Персональный компьютер	1
13	HP Laser Jet	Принтер	1
14	UPS	Источник бесперебойного питания	1
15	AnCom STF	Модем	1
16	КСВПШЭ 4x2x0,5	Кабель интерфейсный	40 м
17	КСВПШЭ 4x2x0,5	Кабель информационный	794 м
18	ВВГнг 2x2,5	Кабель силовой с медными жилами	200 м
19	SG-770	7 канальный модуль подавления помех	1
20	I 7510	Репитер интерфейса RS-485 с блоком питания	1
21	РИП-24,01	Резервированный источник бесперебойного питания 24В, 60Вт	1
22	ЯТП-0,25	Комплектное устройство АВР	1

Условные обозначения используемые в АСКУЭ:

D - счетчиков типа DTSD - 546

T - счетчиков типа DTS - 541

Ц - счетчиков типа ЦЭ - 6850

C - счетчиков типа СЕТ -
4ТМ.02М

S - счетчиков типа DTS - 543

7510 - репитер интерфейса RS - 485 с блоком питания

7510 - активный разветвитель интерфейса RS - 485 с блоком питания

ЯТП-0,25 - устройство комплектное АВР

РИП - резервированный источник бесперебойного питания

UPS - источник бесперебойного питания

ИЗ / - марка кабеля по кабельному журналу

— - шина RS - 485

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении МД были выбраны трансформаторы тока и напряжения для подключения счетчиков автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии. Для этого были рассчитаны токи короткого замыкания в сети 10 кВ подстанции, уточнены номинальные токи в сети 10 кВ.

Рекомендовано для подстанции 500 кВ “Узбекистан” автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) по решению ГЭК “Узбекэнерго” из продукции компании ООО “Прософт-Системы” Российской Федерации города Екатеринбург. Все оборудование и устройства, а также измерительные приборы соответствуют требованиям ПУЭ, снабжены электронными счетчиками.

Предлагаем данные АИИС КУЭ направить центр обработки в основную здание Восточных магистральных электрических сетей. После этого все данные одновременно передается и на центр ГЭК “Узбекэнерго”.

Предлагаемой системе трехфазные DTS-546, 541 и 543 счетчики работают вместе интерфейсами RS-485. Данные по запросу поступает центральный сервер с помощью ЦСПД через радиореле или через каналов высокочастотных устройств.

Сети RS-485 защищены от перенапряжения импульсных помех напряжения с помощью устройствами 7 каналами УЗТВ-2А-5П. Для бесперебойного электроснабжения приборов подстанции оборудовано устройствами ЯТП-0,25 АВР (автоматический ввод резерва). Устройства ЯТП-0,25 АВР снабжены приборами завода “Узэлектроаппарат-Электрошит” города Ташкента. В оперативном пульте (ОПУ) подстанции с помощью компьютерами Р-5 IBM ПК создано автоматическое рабочее место (АРМ) для АИИС КУЭ.

Радиорелейные и ВЧ каналы связи соединены с помощью портами An Com 8 ва 16 телемеханическими модемами модуля GPS в центральный

сервер ENTERNET/RS–232/RS–422/RS–485. Программы для АИИС КУЭ рекомендовано использовать продукцию компании ООО “Прософт–Системы”.

Комплексы программы АИИС КУЭ сертифицированы центром “Энергосфера”. Этим центром программа защищено и кодирован использования без разрешения.

При расчете нагрузки трансформаторов напряжения было выявлено, что она превышает допустимую для работы в классе точности 0,5 и предложено использовать для системы АСКУЭ дополнительные трансформаторы напряжения типа НОМ.

На основе данных, полученных системой АСКУЭ, был выполнен расчет суточных потерь в линии 500 кВ ПС “Л–524” и трансформаторе Т1. По результатам расчета предложено оперативно регулировать потребляемую реактивную мощность в течении суток, для избежания перекомпенсации.

Также был выполнен расчет и анализ потребления электроэнергии за месяц по всем подстанциям, определены потери энергии в трансформаторах, сделаны выводы о первоочередной необходимости компенсации реактивной мощности по подстанции.

Из мероприятий по снижению потерь в сетях выбраны наиболее приемлемые на сегодняшний день для предприятия: совершенствование учета электроэнергии с установкой АСКУЭ, регулирование суточного графика нагрузки, с учетом расчетов определить способ компенсации реактивной мощности и установка автоматических конденсаторных батарей по стороне низкого напряжения или синхронных компенсаторов на стороне высокого напряжения.

Расчеты показали что эффективности установки на подстанциях автоматических конденсаторных установок рассчитаны потери мощности в питающей сети до и после установки конденсаторов. Ожидаемая экономия электроэнергии при установке конденсаторов составит для нашей подстанции 13236 кВт*час.

Поэтому для защиты конденсаторной установки были выбраны автоматические выключатели серии “Электрон”, определены сопротивления разрядных резисторов для разрядки конденсаторов.

Определены сечения кабелей для подключения конденсаторной установки.

На основании выше изложенных можно сделать следующие **ВЫВОДЫ:**

1. Внедрение автоматизированных систем контроля и коммерческого учета в энергосистемах **позволяет:**

- 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.

2. 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.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ЛИТЕРАТУР:

1. И.А.Каримов. “Ўзбекистон Республикасида ёшларга оид давлат сиёсатини амалга оширишга қаратилган кўшимча чора–тадбирлар тўғрисида” ги ПҚ–2124–сонли Қарори. Тошкент. 2014 йил, 6–февраль.
2. И.А.Каримов. “Соғлом бола йили” Давлат дастури тўғрисидаги”ги ПҚ–2133–сонли Қарори. Тошкент. 2014 йил, 19–февраль.
3. Ўзбекистон Республикаси Президенти Ислон Каримовнинг “Ўрта аср шарқ алломалари ва мутафаккирларининг тарихий мероси, унинг замонавий цивилизация ривожига роли ва аҳамияти” мавзусидаги халқаро конференциянинг очилиш маросимидаги нутқи. 2014 йил 15 май куни Самарқанд шаҳридаги халқаро конференция. 2014 йил, 16 май. “Халқ сўзи” рўзномаси.
4. И.А.Каримов. “Наша главная задача дальнейшее развитие страны и повышение благосостояния народа”. Ташкент. “Узбекистан”, 2010, 67 с.
5. И.А.Каримов. “Модернизация страны и построение сильного гражданского общества–наш главный приоритет”. Ташкент. “Узбекистан”, 2010, 45 с.
6. Электрические системы. Режимы работы электрических систем и сетей. Под ред. В.А.Веникова–М.: Высшая школа, 1975, 344 с.
7. “Электрические системы. Электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов”. Под ред. В.А.Веникова–М.: Высшая школа, 1973, 320 с.
8. Жуков Л.А., Стратан И.П. “Установившиеся режимы сложных электрических сетей и систем: Методы расчетов”–М.: Энергия, 1979, 416 с.
9. Фазылов Х.Ф. “Методы режимных расчетов электрических систем”–Ташкент: Наука, 1964, 298 с.
10. Правила устройства электроустановок–М.: “Энергоатомиздат”, 1986, 546 с.
11. Неклепаев Б.Н. “Электрическая часть станций и подстанций”.

- “Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования”
–М.: Энергоатомиздат, 1997, 557 с.
12. Рожкова Л.Д. “Электрооборудование станций и подстанций”–М.: “Энергоатомиздат”, 1987, 648 с.
13. Васильев А.А. “Электрическая часть станций и подстанций”.–М.: Энергоатомиздат, 1990, 345 с.
14. Идельчик В.И. “Электрические системы и сети”.–М.: Энергоатомиздат, 1989, 592 с.
15. “Методические рекомендации по компенсации реактивной мощности на предприятиях химической промышленности”. Отделение научно–исследовательского института технико–экономических исследований.– Черкасы, 1984 г.36 с.
16. www.power.ite-uzbekistan.uz (Энергетика Узбекистана)
17. www.finam.ru (Электроэнергетика в Азиатском регионе)
18. www.centrasia.ru (Топливо–Энергетический Комплекс Узбекистан)

ПРИЛОЖЕНИЕ