

Аннотация

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрена структура АИИС КУЭ, описано планирование электропотребления Тольяттинского линейного производственного управления магистральных газопроводов (ТЛПУМГ) по транспортировке газа с использованием измерительно-информационного комплекса АСКУЭ, а также проведен анализ экономического эффекта от внедрения АИИС КУЭ.

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки объемом 71 страницы, в том числе 27 таблиц и 5 рисунков, а также шесть чертежей формата А1.

Содержание

Введение.....	6
1 Описание комплекса технических средств	11
1.1 Общие положения.....	11
1.2 Основные цели и задачи.....	12
1.3 Структура технического обеспечения.....	13
1.4 Выбор комплекса технических средств.....	13
1.5 Проверка нагрузки на вторичные цепи ТТ.....	16
1.6 Проверка потерь напряжения во вторичных цепях ТН.....	21
2 Методы защиты технических средств АСКУЭ.....	24
2.1 Защита от электромагнитных воздействий.....	24
2.2 Защита от несанкционированного доступа.....	24
2.3 Программно – аппаратная защита.....	24
3 Метрологическое обеспечение.....	26
3.1 Общие положения.....	26
3.2 Требования к погрешности измерений.....	26
3.3 Средства измерений. Вспомогательные устройства.....	26
3.4 Условия измерений.....	27
3.5 Трансформаторы тока.....	28
3.6 Трансформаторы напряжения.....	30
3.7 Счетчики электроэнергии.....	30
3.8 Комплекс по сбору и передачи данных.....	31
3.9 Процедура замещения информации по расчётным счётчикам.....	35
4 Описание информационного обеспечения.....	36
4.1 Организация сбора и передачи данных.....	36
4.2 Организация внемашинной информационной базы.....	36

5	Описание постановки задач.....	37
5.1	Выходная информация.....	37
5.2	Входная информация.....	37
5.3	Модель структурной схемы ИИК и ИВКЭ КС-9 Тольяттинского ЛПУ с учетом критериев отказа.....	38
5.4	Расчет подсистем ИИК и ИВКЭ КС-9 Тольяттинского ЛПУМГ.....	38
5.5	Проверка соответствия показателей надежности ИИК и ИВКЭ требованиям ТЗ.....	41
6	Место установки системы ИИК и ИВКЭ.....	43
7	Экономическая эффективность АСКУЭ.....	44
8	Процесс планирования электропотребления на Тольяттинском ЛПУМГ.....	45
8.1	Почасовое планирование.....	45
8.2	Ежедневное энергопотребление.....	48
8.3	Мероприятия по энергосбережению.....	52
9	Расчет эксплуатационных затрат.....	64
	Заключение.....	68
	Список используемых источников	70

Введение

Тольяттинское линейное производственное управление магистральных газопроводов (ТЛПУМГ) является филиалом ООО "Газпром трансгаз Самара" и осуществляет свою деятельность на основе действующего законодательства Российской Федерации в соответствии с Уставом ООО "Газпром трансгаз Самара" и Положением о Тольяттинском ЛПУМГ П СТГ-01.20-04.00-2007.

Тольяттинское ЛПУМГ образовано 11 июля 1980 года в составе и на балансе Куйбышевского ПО по транспортировке и поставке газа («Куйбышевтрансгаз») на основании приказа № 60-орг от 11 февраля 1980 года и.о. Министра газовой промышленности В.А. Динкова.

Вид деятельности - «Транспортирование по трубопроводам газа и продуктов его потребления».

Главной задачей Тольяттинского ЛПУМГ является:

- исполнение поставленных задач по приему и транспортированию газа от поставщика, гарантировать постоянное снабжение газом заказчика на участках магистральных газопроводов, обслуживаемых филиалом;

- обеспечение надёжной и безопасной эксплуатации производственных объектов ООО "Газпром трансгаз Самара" в соответствии с законодательством Российской Федерации, действующими нормативными актами в области охраны труда, промышленной, пожарной и экологической безопасности;

- обеспечение работникам филиала здоровых и безопасных условий труда.

В соответствии с главной задачей на филиал возлагается выполнение следующих постоянных функций:

- обеспечение бесперебойного снабжения газом и учет его потребителям, поставщикам и на собственные вспомогательные нужды на территории

газопровода, обслуживаемого линейного производственного управления магистральных газопроводов;

- обеспечение бесперебойной и надежной работы газоперекачивающих агрегатов (ГПА), магистральных газопроводов (МГ), газораспределительных станций (ГРС), средств электрохимзащиты (ЭХЗ), систем энергообеспечения, средств автоматики, телемеханики и других инженерных сооружений;

- обеспечение безопасной эксплуатации и ремонта обслуживаемого оборудования производственных объектов; внедрение прогрессивного и безопасного технологического процесса, и метода безопасного ведения работ;

- разработка, согласование и представление на утверждение в установленном порядке технологических регламентов, обеспечение их соблюдения;

- организация и технический контроль над производством капитального ремонта основных фондов, выполняемого подрядным способом, за выполнением планов собственного капитального строительства, реконструкции и технического перевооружения, осуществление приемки выполненных работ;

- снабжением материальными ценностями в соответствии с нормами утвержденными в специальных НД для ремонтных а так же других работ, связанных с эксплуатацией газопроводов и других объектов, находящихся в ведении ТЛПУМГ;

- осуществление организационно – технических мероприятий по внедрению передовой техники и технологии производственных процессов, внедрению телемеханизации производственных процессов. Организация работ по рационализации производственного процесса, внедрение изобретений и рационализаторских предложений;

- выполнение комплекса задач по устранению несчастных случаев, аварий, нарушений требования охраны труда, охране окружающей среды; сообщение в

установленном порядке в администрацию Общества и органы надзора и контроля о происшедших авариях, пожарах, несчастных случаях, участие в их расследованиях, разработка мероприятий по их устранению и контроль их выполнения;

- постоянное совершенствование организации труда рабочих, специалистов и служащих, создание условий для их высокопроизводительной работы, обучение и повышение квалификации персонала, совершенствование управления персоналом;

- обеспечение исправного содержания и постоянной готовности к действию имеющихся средств пожаротушения, связи и сигнализации;

- обеспечение выполнения предписаний органов государственного надзора и контроля, ОАО «Газпром», Заволжского Управления ООО «Газпром газнадзор» и информирование этих органов о ходе выполнения предписаний;

- организация бухгалтерского и налогового учета в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

В состав филиала входят службы и группы:

- руководство и аппарат при руководстве;

- диспетчерская служба (ДС);

-газокомпрессорная служба (ГКС);

-линейно-эксплуатационная служба (ЛЭС);

-служба по эксплуатации газораспределительных станций (ЭГРС);

-служба КИПиА, телемеханики, эксплуатации АСУ ТП и метрологии (КИПиА);

-служба энерготепловодоснабжения (ЭТВС);

-служба защиты от коррозии (ЗоК);

-химическая лаборатория;

-жилищно-коммунальное хозяйство (ЖКХ);

-учетно-контрольная группа (УКГ);

- участок по текущему ремонту зданий и сооружений;
- оздоровительный комплекс «Березка»;
- спортивный комплекс;
- здравпункт;
- общехозяйственный персонал.

Тольяттинское ЛПУМГ обслуживает:

- основное и вспомогательное оборудование газокомпрессорной службы;
- линейную часть, крановые узлы, камеры запуска и приема очистных устройств линейно-эксплуатационной службы (ЛЭС);
- основное и вспомогательное оборудование газораспределительных станций;
- устройства телемеханики (ТМ), контрольно-измерительные приборы и средства автоматики (КИПиА);
- оборудование и коммуникации энерготепловодоснабжения (ЭТВС);
- оборудование и коммуникации электрохимзащиты (ЗоК);
- оборудование, здания и сооружения вспомогательного, подсобного и жилищно-бытового назначения (складское хозяйство, жилые дома).

Основное оборудование Тольяттинского ЛПУМГ:

- километраж газопроводов-отводов и магистральных газопроводов в однопунктном исчислении, км.	579,431
- количество компрессорных цехов, шт.	4
- количество газоперекачивающих агрегатов, шт.	24
-количество БГТЭС-9,5 МВт, шт.	1
-количество газораспределительных объектов, шт.	17
Объем средств ЭХЗ:	
-установки катодной защиты, шт.	83

Электроснабжение Тольяттинского ЛПУМГ осуществляется от объектов Саратовского филиала ООО «Газпромэнерго» как потребитель первой категории.

КЦ-2 и КЦ-3 с электроприводными ГПА СТД-12500, запитаны от ЗРУ-10 кВ КЦ-2 и ЗРУ-10 кВ КЦ-3 соответственно.

ГПА-1 и ГПА-2 ОЭГКЦ с авиационным приводом запитаны от ЗРУ-10 кВ КЦ-2.

КЦ-1 с газотурбинным приводом запитан от ПС 35/10 КЦ-1 с 2-мя трансформаторами мощностью 6,3 МВт каждый.

КЦ-1 обеспечен 2-мя аварийными дизельными электростанциями АС-804 и КАС-500, работающими в аварийно-дежурном режиме.

1 Описание комплекса технических средств

1.1 Общие положения

АИИС КУЭ (Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии)– это автоматизированная иерархическая система, представляющая собой техническое устройство, функционально объединяющее совокупность измерительно-информационных комплексов точек измерения, информационно-вычислительных комплексов электроустановок, ИВК и системы обеспечения единого времени, которая выполняет функции проведения измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, информации о состоянии объектов и средств измерений, а также передачи полученной информации в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии в автоматизированном режиме.

АИИС КУЭ КС-9 служит для коммерческого учета электроэнергии и мощности, а также выполнения автоматизированного учета потребления в частности:

- обработки и хранения параметров потребления электроэнергии, автоматизированного сбора, поступающих от электрических счетчиков коммерческого и технического учета электроэнергии;
- определения и снижения технических коммерческих потерь, расчета балансов мощности и энергии;
- обеспечения надежности электроснабжения, формирования и печати отчетных форм для контроля режимов энергопотребления;
- создания электронных архивов для долговременного хранения полученной информации;
- передачи информации в АСКУЭ ПАО «Газпром» и заинтересованным

субъектам ОРЭ.

ИВКЭ (Информационно – вычислительный комплекс электроустановки) - это совокупность функционально объединенных вычислительных, программных и других технических средств для выполнения задач, обработки информации и диагностики по учету электроэнергии в данной системе, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

ИИК ТУ (Измерительно-информационный комплекс точки учета) – это комплекс объединенных функционально программно-технических, технологических средств учета электроэнергии по точке учета, в которой сформировываются сигналы, которые содержат количественную информацию об измеряемых физических величинах, а так же осуществляются логические операции и вычислительные предусмотренные системой измерений, а также интерфейсом, который имеет доступ к информации по данной точке учета электроэнергии.

1.2 Основные цели и задачи

ИИК и ИВКЭ создан с целью формирования данных о фактическом потреблении по совокупности точек поставки электроэнергии.

Что обеспечивает:

-получение данных о фактическом потреблении электроэнергии по совокупности точек поставки в АИИС КУЭ ООО «Газпромэнерго» в части КС-9 Тольяттинского ЛПУ;

- организацию измерений параметров потребления (транзита) электрической энергии;

- существенное повышение точности учёта электроэнергии;

-точности измерений мощностей с привязкой ко времени;

-обеспечение в улучшение качества управления энергопотреблением по этим точкам поставки на ОРЭ.

1.3 Структура технического обеспечения

ИИК состоит из электронных счётчиков электроэнергии типа ЕвроАЛЬФА, СЭТ-4ТМ.03 измерительных трансформаторов тока и напряжения.

ИВКЭ состоит из УСПД RTU-325, каналообразующей аппаратуры и АРМ. Каналообразующая аппаратура представлена 4-портовыми серверами последовательных устройств MOXA и модемами HDSL.

1.4 Выбор комплекса технических средств

Электронный счётчик серии ЕвроАЛЬФА обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной;
- электроэнергии и других показателей коммерческого учета;
- автоматическое выполнение измерений времени (имеет встроенные часы и позволяет синхронизировать время с ИВКЭ);

- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;

- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;

- безопасность хранения информации и программного обеспечения в соответствии с ГОСТ Р 52069.0 и ГОСТ Р 51275;

- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВКЭ или ИВК;

- диагностику работы технических средств.

Информация может быть считана дистанционно через интерфейс RS-485, оптопорт так и в ручном режиме управления.

Счётчик СЭТ-4ТМ.03:

- обеспечивает диагностику работы технических средств;

-обеспечивает учет прямого и обратного направления активной и реактивной электрической энергии и четырех квадратной реактивной энергии в трех проводных и четырех проводных сетях переменного тока частотой 50 Гц;

-обеспечивает измерения в трехфазной сети: активной, реактивной и полной мгновенной мощности как по каждой фазе сети, так и сумме фаз, фазных напряжений, токов, $\cos \varphi$, коэффициента искажения синусоидальности кривой фазного напряжения по каждой фазе;

-обеспечивает класс точности 0,2S; 0,5S;

-обеспечивает учет и индикацию активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направления по 8-тарифам и 12-и тарифным зонам: всего от сброса, за текущий и предыдущий год, за текущий и предыдущие 11 месяцев, за текущие и предыдущие сутки;

-имеет два независимых массива профиля мощности с программируемым временем интегрирования от 1 до 60 минут для активной и реактивной мощности в двух направлениях. Глубина хранения каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 минут - 3,7 месяца;

-фиксирует утренние и вечерние максимумы активной и реактивной мощности прямого и обратного направления по обоим массивам профиля мощности;

-ведет три журнала:

- 1) событий;
- 2) параметров электросети;
- 3) статусный.

-программирование счетчика доступно по интерфейсам RS-485 или через оптопорт;

-счетчик может использоваться как измеритель параметров электросети по параметрам, которые установились от отклонений фазных (межфазных, прямой поочередности) напряжения и частоты сети.

По другим параметрам счетчик может использоваться в режиме непрерывного мониторинга как индикатор качества сети с ненормированными метрологическими характеристиками, к которым относятся:

- коэффициент искажения синусоидальности кривой токов;
- коэффициент не симметрии тока по нулевой и обратной последовательностям напряжения;

- коэффициент не симметрии по нулевой и обратной последовательностям.

ИВКЭ выполнен на базе УСПД RTU-325. Информационно – вычислительный комплекс электроустановки выполняет следующие функции:

- автоматический периодический сбор результатов измерений;
- сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК, обслуживаемых данным ИВКЭ;

- ведение «Журнала событий»;

- предоставление доступа к информационно-вычислительного комплекса к результатам измерений;

- предоставление доступа информационно-вычислительного комплекса к данным о состоянии средств измерений;

- конфигурирование и параметрирование программного обеспечения и технических средств;

- проверка исправности работы;

- создание архивных баз результатов измерений;

- создание архивных баз о состоянии средств измерений;

- предоставление доступа к данным пользователей и эксплуатационному персоналу;

- защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных.

В ИИК и ИВКЭ используются помехоустойчивые протоколы обмена, формирующие повторные запросы до получения неискаженной информации.

Информационно – вычислительный комплекс электроустановки выполнен в промышленном исполнении, предназначенный для постоянной работы в помещениях с повышенной опасностью в стесненных условиях (в шкафу, защищенные от несанкционированного доступа как в аппаратной части (разъёмам, функциональным модулям и т.п.), так и в программно-информационном обеспечении (установка паролей)). Для надежности по электропитанию компонентов, система комплектуется источником бесперебойного питания.

Передача данных от ИИК до ИВКЭ происходит по проводам связи. Для передачи данных от счётчика до СПУ МохaN-port 5430 используются кабели связи интерфейса RS-485. Для передачи данных от СПУ МохaN-port 5430 до ИВКЭ используется кабель HDSL-связи. Асинхронные СПУ МохaN-port 5430 обеспечивают преобразование четырех портов RS-422/485 в Ethernet.

1.5 Проверка нагрузки на вторичные цепи ТТ

Сечения кабелей токовых цепей выбраны из условия, чтобы фактическая нагрузка вторичной обмотки ТТ была меньше номинального значения для заданного класса точности. Условие проверки:

$$S_{2\text{факт.}} \leq S_{2\text{ном.}}, \quad (1.5.1)$$

где: – фактическая нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока, ВА;

$S_{2\text{ном.}}$ – номинальная нагрузка вторичной обмотки ТТ для заданного класса точности, ВА.

Фактическая нагрузка складывается из мощности подключенных к ТТ приборов и потерь мощности в контрольных кабелях и переходных контактах. К обмоткам ТТ, используемым для коммерческого учета, подключены только счетчики коммерческого учета типа СЭТ-4ТМ.03 и счётчики типа ЕвроАльфа.

Исходя из этого:

$$S_{2\text{факт.}} = S_{\text{сч.}} + I_{2\text{ном.}}^2 (R_{\text{каб.}} + R_{\text{конт.}}), \quad (1.5.2)$$

где $S_{\text{сч.}} = 0,015$ ВА – потребление по токовым цепям для счетчика ЕвроАЛЬФА,

$S_{\text{сч.}} = 0,1$ ВА - для счетчика СЭТ-4ТМ.03;

$I_{2\text{ном.}} = 5$ - номинальный вторичный ток ТТ, А;

$R_{\text{каб.}}$ - сопротивление контрольного кабеля токовых цепей, Ом;

$R_{\text{конт.}} = 0,5$ - суммарное сопротивление переходных контактов, Ом.

Исходя из приведённых выше формул (1.5.1) и (1.5.2) можем сразу рассчитать максимально допустимое омическое сопротивление проводов (пары) для номинальной вторичной нагрузки и нижнего предела вторичной нагрузки:

$$R_{\text{каб.}} = [(S_{2\text{факт.}} - S_{\text{сч.}}) / (I_{\text{ном.}}^2)] - R_{\text{конт.}} \quad (1.5.3)$$

Омическое сопротивление проводов при независимом соединении каждой вторичной обмотки ТТ двумя проводами (парой) с токовым входом счётчика позволяет точно определить длину проводов (пары):

$$L_{\text{пров}} = (R_{\text{каб.}} * F_{\text{пров}}) / 2 \rho_{\text{каб.}} \quad (1.5.4)$$

где:

$L_{\text{пров}}$ - длина пары, м;

$F_{\text{пров}}$ - сечение жилы кабеля, мм²;

$\rho_{\text{каб.}} = 0,0175$ – удельное сопротивление медной жилы кабеля, Ом*мм²/м.

Аналогично определяем длину проводов при соединении ТТ с токовыми входами счётчиков по схеме “звезда”:

$$L_{\text{пров}} = (R_{\text{каб.}} * F_{\text{пров}}) / \rho_{\text{каб.}} \quad (1.5.5)$$

Аналогично длина проводов при соединении ТТ со счётчиками по схеме «неполная звезда» находится по формуле:

$$L_{\text{пров}} = (R_{\text{каб.}} * F_{\text{пров}}) / (1,73 * \rho_{\text{каб.}}) \quad (1.5.6)$$

Для данного проекта выбран вариант соединения вторичных обмоток измерительных ТТ с трёхэлементными счётчиками по схеме «неполная звезда». Соединение вторичных обмоток измерительных ТТ и ТН с соответствующими входами счётчиков прокладывается экранированными проводами, что улучшает помехозащищённость схемы измерения, а в целях техники безопасности со стороны измерительных ТТ общая точка соединения («нуль») заземляется. Результаты расчета кабелей приведены в таблице 1.5.1.

Таблица 1.5.1- Результаты расчёта кабелей вторичных цепей ТТ

Обозначение кабеля	Длина, м	Кол-во счетчиков	Тип ТТ	Ном. мощность ТТ $S_{2\text{ном.}}$, ВА	Доп. сечение $F_{\text{каб.}}$, мм ²	Выбранное сечение	Факт. вторичная нагрузка $S_{\text{факт.}}$, ВА	Тип соединения
IL6.1.1, IL6.1.2	10	1	ТЛО-10	10	1,01	2,5	4,85	парное соединение
IL6.2.1, IL6.2.2	10	1	ТЛО-10	10	1,01	2,5	4,85	парное соединение
IL6.3.1, IL6.3.2	9	1	Т-0,66	5	1,82	2,5	3,99	неполная звезда
IL6.4.1, IL6.4.2	9	1	Т-0,66	5	1,82	2,5	3,99	неполная звезда
IL6.5.1, IL6.5.2	10	1	ТЛМ-10	10	0,87	2,5	4,29	неполная звезда
IL6.6.1, IL6.6.2	10	1	ТЛМ-10	10	0,87	2,5	4,29	неполная звезда
IL6.7.1, IL6.7.2	10	1	ТЛМ-10	10	0,87	2,5	4,29	неполная звезда
IL6.8.1, IL6.8.2	10	1	ТЛМ-10	10	0,87	2,5	4,29	неполная звезда
IL6.9.1, IL6.9.2	10	1	ТЛМ-10	10	0,87	2,5	4,29	неполная звезда
IL6.10.1, IL6.10.2	10	1	ТЛМ-10	10	0,87	2,5	4,29	неполная звезда
IL6.11.1, IL6.11.2	10	1	ТЛМ-10	10	0,87	2,5	4,29	неполная звезда

Продолжение таблицы 1.5.1

IL6.12.1, IL6.12.2	10	1	ТЛМ-10	10	0,87	2,5	4,29	неполная звезда
IL6.13.1, IL6.13.2	10	1	ТЛМ-10	10	0,87	2,5	4,29	неполная звезда
IL6.14.1, IL6.14.2	10	1	ТЛМ-10	10	0,87	2,5	4,29	неполная звезда
IL6.15.1, IL6.15.2	10	1	ТЛМ-10	10	0,87	2,5	4,29	неполная звезда

1.6 Проверка потерь напряжения во вторичных цепях ТН

Расчёт проведём независимо для отдельно одной взятой фазы (все три фазы симметрично одинаковы) для схемы «Звезда». При такой схеме по нулевому проводу происходит компенсация всех токов и в результате ток равен нулю, то в расчёте потерь участвуют только фазные провода.

Зная потребляемую мощность одной фазной обмоткой счётчика, можем определить ток фазы:

$$I_{\phi} = S_{сч} / U_{\phi} \quad (1.6.1)$$

где:

I_{ϕ} - ток нагрузки в питающем счетчик кабеле, А;

$S_{сч}$ - мощность, потребляемая одним счётчиком по одной фазе, Вт;

U_{ϕ} - фазное напряжение, В.

Определим численное значение максимального напряжения потерь:

$$U_{ном} = U_{\phi} * N_{ном} / 100 \quad (1.6.2)$$

где:

$U_{ном}$ - численное значение напряжения потерь, В;

$N_{ном}$ - норматив по ПУЭ на величину потерь, %.

Зная результаты вычислений формул (1.6.1) и (1.6.2) определяем максимально допустимое омическое сопротивление фазного провода и по нему – максимально допустимую длину фазного провода выбранного сечения:

$$R_{пров} = U_{ном} / I_{\phi} \quad (1.6.3)$$

$$L_{пров} = R_{пров} * F_{пров} / \rho \quad (1.6.4)$$

где:

$R_{пров}$ - максимально допустимое омическое сопротивление фазного провода, Ом;

$U_{ном}$ - численное значение напряжения потерь, В;

$L_{пров}$ - максимально допустимая длина фазного провода, м;

$F_{\text{пров}}$ - выбранное сечение, мм²;

P – Удельная проводимость выбранного материала.

Результаты расчётов для кабелей цепей напряжения сведены в таблицу 2, при этом возможно применение одной формулы вместо формул 1.6.1-1.6.4:

$$L_{\text{пров}} = (U\phi^2 * N_{\text{ном}} * F_{\text{пров}}) / (100 * S_{\text{сч}} * p * n) \quad (1.6.5)$$

где: n - количество счётчиков на ТН.

Если к измерительному ТН подключено несколько счётчиков, то $L_{\text{пров}}$ уменьшится, согласно формулы (1.6.5).

Таблица 1.6.1- Результат расчёта кабелей цепей напряжения

Количество счётчиков на ТН	Потребляемая счётчиками мощность в каждой фазе, ВА	Выбранный материал и сечение провода, мм ²	Максимальная норма потерь, %	Расчётная длина провода, м
1 счётчик	2	Медь, 2,5	0,25	594
2 счётчика	4	Медь, 2,5	0,25	297
3 счётчика	6	Медь, 2,5	0,25	198
4 счётчика	8	Медь, 2,5	0,25	148,5
5 счётчиков	10	Медь, 2,5	0,25	118,8
10 счётчиков	20	Медь, 2,5	0,25	59,4

Найдем величину потерь напряжения во вторичной цепи измерительного ТН для каждого ИИК:

$$N_{\text{ном}} = (100 * L_{\text{пров}} * S_{\text{сч}} * n * p) / (U\phi^2 * F_{\text{пров}}) \quad (1.6.6)$$

Результаты вычислений по формуле (1.6.6) приведены в таблице 3.

Таблица 1.6.2 -Величина потерь напряжения во вторичной цепи измерительного ТН для каждого ИИК

Секция шин, № ячейки ТН	№ ИИК	Последовательность цепей напряжения от ТН до счётчика	Расчетные потери, %
секция 1, ячейка 8	РІК 6.9	UL6.31 + UL6.13 + UL6.14	0,02

Продолжение таблицы 1.6.2

Секция шин, № ячейки ТН	№ ИИК	Последовательность цепей напряжения от ТН до счётчика	Расчетные потери, %
секция 1, ячейка 8	PIK 6.10	UL6.31 + UL6.13 + UL6.15 + UL6.16	0,02
	PIK 6.8	UL6.31 + UL6.11 + UL6.12	0,03
	PIK 6.1	UL6.31 + UL6.11 + UL6.9+ UL6.10	0,03
	PIK 6.7	UL6.31 + UL6.11 + UL6.9+ UL6.5+ UL6.6	0,05
	PIK 6.6	UL6.31 + UL6.11 + UL6.9+ UL6.5+ UL6.3+ UL6.4	0,05
	PIK 6.5	UL6.31 + UL6.11 + UL6.9+ UL6.5+ UL6.3+UL6.1+ UL6.2	0,06
секция 2, ячейка 13	PIK6.11	UL6.32 + UL6.17 + UL6.18	0,01
	PIK6.12	UL6.32 + UL6.29 + UL6.20	0,02
	PIK6.2	UL6.32 + UL6.29 + UL6.19+ UL6.22	0,03
	PIK 6.13	UL6.32 + UL6.29 + UL6.19+ UL6.21+ UL6.26	0,05
	PIK6.14	UL6.32 + UL6.29 + UL6.19+ UL6.21+ UL6.25+ UL6.28	0,05
	PIK 6.15	UL6.32 + UL6.29 + UL6.19+ UL6.21+ UL6.25+ UL6.27+ UL6.30	0,05
шина 0,4 кВ	PIK 6.3	UL6.7 + UL6.8	0,0003
шина 0,4 кВ	PIK 6.4	UL6.23 + UL6.24	0,0003

2 Методы защиты технических средств АСКУЭ

2.1 Защита от электромагнитных воздействий

Для обеспечения нормальной работы устройств ИИК и ИВКЭ, предусматривается заземление устройств этих систем и соединительных кабелей.

Рабочее заземление осуществляется с помощью присоединения рабочих (схемных) точек заземления устройств к зажимам контура заземления НКУ и корпусов устройств ИИК и ИВКЭ.

2.2 Защита от несанкционированного доступа

Информация, собираемая ИИК и ИВКЭ, используется для коммерческих расчетов. Поэтому она имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты коммерческой информации. Основной целью ИИК и ИВКЭ является получение достоверной информации о количестве полученной электроэнергии.

Счетчики типа ЕвроАЛЬФА имеют встроенные способы защиты от несанкционированного доступа к данным. Устанавливается пароль, предотвращающий несанкционированный доступ через оптический порт.

Кроме того, поскольку в счетчике нет движущихся частей, счетчик невосприимчив к попыткам механического воздействия, которые могут иметь место с электромеханическими счетчиками. Их аудиторская способность обеспечивает запись числа и времени изменений программы, числа отключений напряжения питающей сети, числа сбросов показаний максимальной мощности и других, связанных с достоверностью данных величин, характерных для многотарифных счетчиков.

2.3 Программно – аппаратная защита

Для обмена данными между ИВК и ИВКЭ предусмотрены два канала связи: основной и резервный. Отказ одного из каналов связи ИВК - ИВКЭ

недолжен, приводить к отказу АИИС. При функционировании АИИС в нормальном режиме эксплуатационная группа обеспечивает периодический контроль работоспособности обоих каналов связи ИВК - ИВКЭ.

3 Метрологическое обеспечение

3.1 Общие положения

Метрологическое обеспечение ИИК и ИВКЭ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения качества измерений, важнейшей характеристикой которого является единство измерений.

Метрологические характеристики измерительных каналов ИИК и ИВКЭ КС-9 определяются классом точности ТТ, ТН, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК на ИВК, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

3.2 Требования к погрешности измерений

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерительных каналов ИИК и ИВКЭ должны соответствовать нормам, указанным в таблице 3.2.1

Таблица 3.2.1- Пределы допускаемых относительных погрешностей измерительных каналов ИИК и ИВКЭ

Значение $\cos f$	Норма допускаемой относительной погрешности измерительного комплекса, %		
	для области нагрузок до 5 %	для области малых нагрузок (5-20% включительно)	для диапазона нагрузок 20-120 %
$\cos f=0,5 - 0,8$	не регламентируется	не хуже 5,5 %	не хуже 3,0 %
$\cos f=0,8 - 1,0$	не регламентируется	не хуже 2,9 %	не хуже 1,7 %

3.3 Средства измерений. Вспомогательные устройства

При выполнении измерений в ИИК и ИВКЭ применяются следующие варианты средств измерений.

Трансформаторы тока:

ТТ типа ТЛО-10-0,2S-200/5 ГОСТ 7746-2001 с коэффициентом трансформации $K_T=40$;

ТТ типа ТЛМ-10-0,5-100/5 ГОСТ 7746-2001 с коэффициентом трансформации $K_T=20$;

ТТ типа Т-0,66-0,5S-150/5 ГОСТ 7746-2001 с коэффициентом трансформации $K_T=30$;

Трансформаторы напряжения:

ТН типа НАМИ-10-0,5 ГОСТ 1983-2001 с коэффициентом трансформации $K_u=100$;

ТН типа НТМИ-10-0,5 ГОСТ 1983-2001 с коэффициентом трансформации $K_u=100$;

Счётчики электроэнергии:

На вводных присоединениях установлены счётчики расхода электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03.01 ГОСТ 30206-94.

3.4 Условия измерений

При выполнении измерений по данной методике параметры контролируемых присоединений и условия применения средств измерения должны находиться в допускаемых границах, указанных в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1-Условия измерения электроэнергии и мощности

Влияющие факторы		
Наименование параметров составляющих ИИК	Нормальные значения влияющих факторов	Допускаемые по нормативным документам на СИ
Ток: ТТ (вторичная обмотка) Счетчик (токовый вход)	*5 А 5 А	** $(5 \dots 120) \% I_{1НОМ}$ $(1 \dots 120) \% I_{НОМ}$
Напряжение: ТН (вторичная цепь) Счетчик (вход напряжения)	100 В 100 В	$(80 \dots 120) \% U_{1НОМ}$ $(-20 \dots +30) \% U_{НОМ}$

Продолжение таблицы 3.4.1

Коэффициент мощности: вторичной нагрузки ТТ и ТН измерительной цепи счетчика	не менее 0,8 ёмк. не менее 0,5 инд.	не менее 0,8 ёмк. не менее 0,5 инд.
Потери напряжения во вторичной цепи ТН:	не более 0,25%	не более 0,25%
Вторичная нагрузка ТТ и ТН при $\cos\varphi = 0.8$ инд.	(25-100) % от $S_{ном}$	(25-100) % от $S_{ном}$
Частота: ТТ и ТН Счетчик УСПД	50 Гц 50 Гц 50 Гц	(95-105) % $f_{ном}$ (95-105) % $f_{ном}$ (95-105) % $f_{ном}$
Температура окружающего воздуха: ТТ и ТН Счетчик УСПД	20°C 20°C 20°C	(-40...50) °C (-40...70) °C (-25...60) °C
Влажность (неконденсирующаяся), %:	80%	от 0% до 98%

Где:

* - Указано значение тока вторичной обмотки;

** - $I_{ном}$ – ток в первичной обмотке ТТ.

3.5 Трансформаторы тока

Руководствуясь, ГОСТ 7746-2001 пределы допускаемых токовой δ_I угловой θ_I погрешностей трансформаторов тока классов точности 0,2, 0,2S, 0,5 и 0,5S при замерах в рабочих условиях использование при установившемся режиме соответствуют значениям, указанным в таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1- Пределы допускаемой токовой и угловой погрешности

КТ	Первичный I, % от ном.	Допустимая погрешность			Вторичная нагрузка, % от ном.
		токовой, %	угловой		
			мин.	сс, рад	
0,2	5	±0,75	±30	±0,9	25-100
	20	±0,35	±15	±0,45	
	100-120	±0,2	±10	±0,3	
0,2S	1	±0,75	±30	±0,9	
	5	±0,35	±15	±0,45	
	20-120	±0,2	±10	±0,3	
0,5	5	±1,5	±90	±2,7	
	20	±0,75	±45	±1,35	
	100-120	±0,5	±30	±0,9	
0,5S	1	±1,5	±90	±2,7	
	5	±0,75	±45	±1,35	
	20-120	±0,5	±30	±0,9	

Для трансформатора тока класса точности 0,5:

$$\delta_1 = \pm 1,5\%, \theta_1 = \pm 90 \text{ мин при } I_1 = (5 \div 20) \% \text{ от } I_{1\text{ном}};$$

$$\delta_1 = \pm 0,5\%, I = \pm 30 \text{ мин при } I_1 = (20 \div 120) \% \text{ от } I_{1\text{ном}}.$$

Для трансформатора тока класса точности 0,2S:

$$\delta_1 = \pm 0,35\%, \theta_1 = \pm 15 \text{ мин при } I_1 = (5 \div 20) \% \text{ от } I_{1\text{ном}};$$

$$\delta_1 = \pm 0,2\%, I = \pm 10 \text{ мин при } I_1 = (20 \div 120) \% \text{ от } I_{1\text{ном}}.$$

Для трансформатора тока класса точности 0,5S:

$$\delta_1 = \pm 0,75\%, \theta_1 = \pm 45 \text{ мин при } I_1 = (5 \div 20) \% \text{ от } I_{1\text{ном}};$$

$$\delta_1 = \pm 0,5\%, I = \pm 30 \text{ мин при } I_1 = (20 \div 120) \% \text{ от } I_{1\text{ном}}.$$

3.6 Трансформаторы напряжения

Согласно ГОСТ 1983-2001 пределы допускаемых погрешности напряжения δ_U и угловой погрешности θ_U трансформаторов напряжения при изменениях в рабочих условиях при установившемся режиме работы составляют значениям, указанным в таблице 3.6.1

Таблица 3.6.1-Пределы допускаемой угловой погрешности

Класс точности	Предел допускаемой погрешности		
	Напряжения, %	Угловой	
		мин	град
0,2	$\pm 0,2$	± 10	$\pm 0,3$
0,5	$\pm 0,5$	± 20	$\pm 0,6$

Для трансформатора напряжения класса точности 0,5:

$$\delta_U = \pm 0,5\%, \theta_U = \pm 20 \text{ мин.}$$

3.7 Счетчики электроэнергии

Таблица 3.7.1- Данные о погрешностях электронных счётчиков

Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы погрешности, % для счетчиков класса точности 0,2S по ГОСТ 30206-94	Пределы погрешности, % для счетчиков класса точности 0,2S	Пределы погрешности, % для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ 30206-94	Пределы погрешности, % для счетчиков класса точности 0,5S
От $0,01I_{\text{НОМ}}$ до $0,05I_{\text{НОМ}}$	1	$\pm 0,4$	$\pm 0,3$	$\pm 1,0$	$\pm 0,75$
От $0,05I_{\text{НОМ}}$ до $1,2I_{\text{НОМ}}$ включительно	1	$\pm 0,2$	$\pm 0,2$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$

От $0,1I_{НОМ}$ до $1,2I_{НОМ}$ включительно	0,5 инд., 0,8 емк.	$\pm 0,3$	$\pm 0,25$	$\pm 0,6$	$\pm 0,55$
По особому требованию потребителя:					
От $0,1I_{НОМ}$ до $1,2I_{НОМ}$ включительно	00,25 инд., 00,5 емк.	$\pm 0,5$	$\pm 0,35$	$\pm 1,0$	$\pm 0,75$

Погрешность счетчика Евро Альфа класса точности 0,5S при измерении активной и реактивной энергии δ_c составляет:

$$\delta_c = \pm 0,75\% \text{ при } I_1 = (5 \div 20) \% \text{ от } I_{1НОМ};$$

$$\delta_c = \pm 0,55\% \text{ при } I_1 = (20 \div 120) \% \text{ от } I_{1НОМ}.$$

Погрешность счетчика СЭТ-4.ТМ класса точности 0,2S при измерении активной энергии δ_c составляет:

$$\delta_c = \pm 0,35\% \text{ при } I_1 = (5 \div 20) \% \text{ от } I_{1НОМ};$$

$$\delta_c = \pm 0,25\% \text{ при } I_1 = (20 \div 120) \% \text{ от } I_{1НОМ}.$$

Погрешность счетчика СЭТ-4.ТМ класса точности 0,2S при измерении реактивной энергии δ_c составляет:

$$\delta_c = \pm 0,5\%.$$

3.8 Комплекс по сбору и передаче данных

Так как УСПД RTU-325 применяет данные счетчика, отправляет ей в оцифрованном коде, и не использует их в различных преобразованиях, а упорядоченность суммы погрешности рассинхронизации и измерения текущего времени составляет 0,001%, поэтому будем считать, что погрешность УСПД очень мала и в расчете не учитывается.

Промежуточные и конечные результаты расчетов измерительных комплексов для диапазонов токов (2-20)% и (20-120)% от $I_{ном}$ при $\cos\varphi=0,8$ приведены в таблице 3.8.1

Таблица 3.8.1- Промежуточные и конечные результаты расчетов измерительных комплексов

№ ИИК	Первичный ток I_1 , % от $I_{1ном}$	Составляющие погрешности измерительного комплекса											Суммарная погрешность		
		δ_I , %	θ_I , мин.	U , %	θ_U , мин.	δ_I , %		θ_I , мин.	δ_c , %		Дополнительные погрешности счетчика			δ_I , %	
						акт.	реакт.		акт.	реакт.	δ_{ct} , %	δ_{cu} , %	δ_{cf} , %	акт.	реакт.
6.1	2-20	0,35	15	0,5	20	0,54	0,97	0,03	0,35	0,5	0,13	0,05	0,07	0,99	1,38
	20-120	0,25	10	0,5	20	0,49	0,86	0,03	0,25	0,5	0,13	0,05	0,07	0,86	1,26
6.2	2-20	0,35	15	0,5	20	0,54	0,97	0,03	0,35	0,5	0,13	0,05	0,07	0,99	1,38
	20-120	0,25	10	0,5	20	0,49	0,86	0,03	0,25	0,5	0,13	0,05	0,07	0,86	1,26
6.3	2-20	0,75	45	0,5	20	1,07	1,90	0,0003	0,75	0,75	0,2	0,05	0,1	1,77	2,47
	20-120	0,5	30	0,5	20	0,78	1,39	0,0003	0,55	0,55	0,2	0,05	0,1	1,33	1,84
6.4	2-20	0,75	45	0,5	20	1,07	1,90	0,0003	0,75	0,75	0,2	0,05	0,1	1,77	2,47
	20-120	0,5	30	0,5	20	0,78	1,39	0,0003	0,55	0,55	0,2	0,05	0,1	1,33	1,84
6.5	2-20	1,5	90	0,5	20	2,01	3,56	0,06	0,75	0,75	0,2	0,05	0,1	2,94	4,38
	20-120	0,5	30	0,5	20	0,78	1,39	0,06	0,55	0,55	0,2	0,05	0,1	1,34	1,84
6.6	2-20	1,5	90	0,5	20	2,01	3,56	0,05	0,75	0,75	0,2	0,05	0,1	2,94	4,38
	20-120	0,5	30	0,5	20	0,78	1,39	0,05	0,55	0,55	0,2	0,05	0,1	1,33	1,84
6.7	2-20	1,5	90	0,5	20	2,01	3,56	0,05	0,75	0,75	0,2	0,05	0,1	2,94	4,38
	20-120	0,5	30	0,5	20	0,78	1,39	0,05	0,55	0,55	0,2	0,05	0,1	1,33	1,84
6.8	2-20	1,5	90	0,5	20	2,01	3,56	0,03	0,75	0,75	0,2	0,05	0,1	2,94	4,38
	20-120	0,5	30	0,5	20	0,78	1,39	0,03	0,55	0,55	0,2	0,05	0,1	1,33	1,84

Продолжение таблицы 3.8.1

6.9	2-20	1,5	90	0,5	20	2,01	3,56	0,02	0,75	0,75	0,2	0,05	0,1	2,94	4,38
	20-120	0,5	30	0,5	20	0,78	1,39	0,02	0,55	0,55	0,2	0,05	0,1	1,33	1,84
6.10	2-20	1,5	90	0,5	20	2,01	3,56	0,02	0,75	0,75	0,2	0,05	0,1	2,94	4,38
	20-120	0,5	30	0,5	20	0,78	1,39	0,02	0,55	0,55	0,2	0,05	0,1	1,33	1,84
6.11	2-20	1,5	90	0,5	20	2,01	3,56	0,01	0,75	0,75	0,2	0,05	0,1	2,94	4,38
	20-120	0,5	30	0,5	20	0,78	1,39	0,01	0,55	0,55	0,2	0,05	0,1	1,33	1,84
6.12	2-20	1,5	90	0,5	20	2,01	3,56	0,02	0,75	0,75	0,2	0,05	0,1	2,94	4,38
	20-120	0,5	30	0,5	20	0,78	1,39	0,02	0,55	0,55	0,2	0,05	0,1	1,33	1,84
6.13	2-20	1,5	90	0,5	20	2,01	3,56	0,05	0,35	0,35	0,2	0,05	0,1	2,94	4,38
	20-120	0,5	30	0,5	20	0,78	1,39	0,05	0,25	0,25	0,2	0,05	0,1	1,33	1,84
6.14	2-20	1,5	90	0,5	20	2,01	3,56	0,05	0,75	0,75	0,2	0,05	0,1	2,94	4,38
	20-120	0,5	30	0,5	20	0,78	1,39	0,05	0,55	0,55	0,2	0,05	0,1	1,33	1,84
6.15	2-20	1,5	90	0,5	20	2,01	3,56	0,055	0,75	0,75	0,2	0,05	0,1	2,94	4,38
	20-120	0,5	30	0,5	20	0,78	1,39	0,055	0,55	0,55	0,2	0,05	0,1	1,34	1,84

3.9 Процедура замещения информации по расчётным счётчикам

В случае выхода из строя расчетного счетчика электроэнергии, трансформатора тока или напряжения, а также по иным причинам, не позволяющим получить информацию по потреблению электроэнергии в расчетном присоединении, недостающую информацию можно получить путем арифметического вычисления, используя информацию счетчиков технического и контрольного учета.

В таблице 3.9.1 приведен алгоритм расчета по каждой точке коммерческого учета. Формат записи «= РИК 6.11+ РИК 6.2» означает, что значение потребления электроэнергии счетчика складывается из потребления электроэнергии счетчиков РИК 6.11 и РИК 6.2.

При необходимости аналогичный алгоритм замещения может быть предусмотрен и для счетчиков технического учета.

Таблица 3.9.1- Алгоритм замещения информации по точкам коммерческого учета

Точка измерения	Состояние секционных выключателей	Алгоритм замещения информации
РИК 6.1	СВ 1-2 вкл.	= РИК 6.5- РИК 6.6+ РИК 6.7+ РИК 6.8+ РИК 6.9+ РИК 6.10
РИК6.1	СВ 1-2 выкл.	= РИК 5.1- РИК 5.13- РИК 6.5- РИК 6.6+ РИК 6.7+ РИК 6.8+ РИК 6.9
РИК 6.2	СВ 1-2 вкл.	= РИК 6.11 + РИК 6.2 - РИК 6.13+ РИК 6.14+ РИК 6.15+ РИК 6.10
РИК 6.2	СВ 1-2 выкл.	= РИК 6.11 + РИК 6.2 - РИК 6.13+ РИК 6.14+ РИК 6.15

4 Описание информационного обеспечения

4.1 Организация сбора и передачи данных

Источником информации в АИИС КУЭ являются:

- ИИК и УССВ, предоставляющие первичную коммерческую и технологическую информацию в ИВКЭ;
- ИВКЭ, предоставляющий коммерческую и технологическую информацию в ИВК;
- администраторы службы АИИС КУЭ, осуществляющие включение, исключение, замену каналов учета в соответствии с действующими договорами ОРЭ.

Организацию сбора, обработки и передачи первичных данных в нормальном режиме работы АИИС КУЭ осуществляет ИВКЭ. В аварийном режиме работы АИИС КУЭ организацию сбора, обработки и передачи первичных данных осуществляет оперативно-выездная бригада с помощью переносного ИВКЭр.

Организацию сбора, обработки и передачи данных в смежные системы осуществляет АРМ ИВКЭ.

4.2 Организация немашинной информационной базы

Немашинная информационная база включает в себя:

- таблицы настроечных параметров ИВК «Альфа ЦЕНТР»;
- действующие классификаторы объектов, а также распечатки отчетных документов, передаваемых в смежные системы.

5 Описание постановки задач

5.1 Выходная информация

Основными выходными сообщениями АИИС КУЭ являются:

- Электронный документ НП «АТС» №80020 о фактических значениях генерации и перетоков электроэнергии;
- Электронный документ в формате передачи данных АСКП.

5.2 Входная информация

Основной входной информацией АИИС КУЭ являются информация, позволяющая сформировать учетные показатели коммерческого учета электроэнергии и выходные документы. Эта информация содержится:

- в электронных сообщениях ИИК;
- в документации настоящего технорабочего проекта;
- в документах, регламентирующих присоединение АИИС КУЭ к ИАСУ КУ НП «АТС» и другим смежным системам.

Таким образом, в перечень входных сообщений входят:

- электронные сообщения ИИК, содержащие информацию о показаниях счетчиков на начало суток, 30-ти минутные приращения принимаемого/выдаваемого перетока электроэнергии, информацию о дате и времени конца измерения;
- экранные формы ИВК Альфа ЦЕНТР, заполняемые администратором ИВК в соответствии с информацией о настройках технических средств АИИС из настоящего технорабочего проекта;
- экранные формы ИВК Альфа ЦЕНТР, заполняемые администратором ИВК в соответствии с документами, регламентирующими присоединение АИИС КУЭ к ИАСУ КУ НП «АТС» и другим смежным системам.

5.3 Модель структурной схемы ИИК и ИВКЭ КС-9 Тольяттинского ЛПУ с учетом критериев отказа

Модель структурной схемы ИИК и ИВКЭ КС-9 Тольяттинского ЛПУ будет представлена двумя основными блоками:

- ИИК – информационно – измерительный комплекс (минимальное время восстановления 2 часа, максимальное время восстановления 168 часов);
- ИВКЭ – информационно – вычислительный комплекс электроустановки (минимальное время восстановления 2 часа, максимальное время восстановления 24 часа);

5.4 Расчет подсистем ИИК и ИВКЭ КС-9 Тольяттинского ЛПУМГ

Для расчета показателей надежности системы ИИК и ИВКЭ КС-9 Тольяттинского ЛПУ необходима структурная схема.

Схема для расчета надежности АИИС «КС-9 Тольяттинского ЛПУМГ» представлена на рисунке 5.4.1

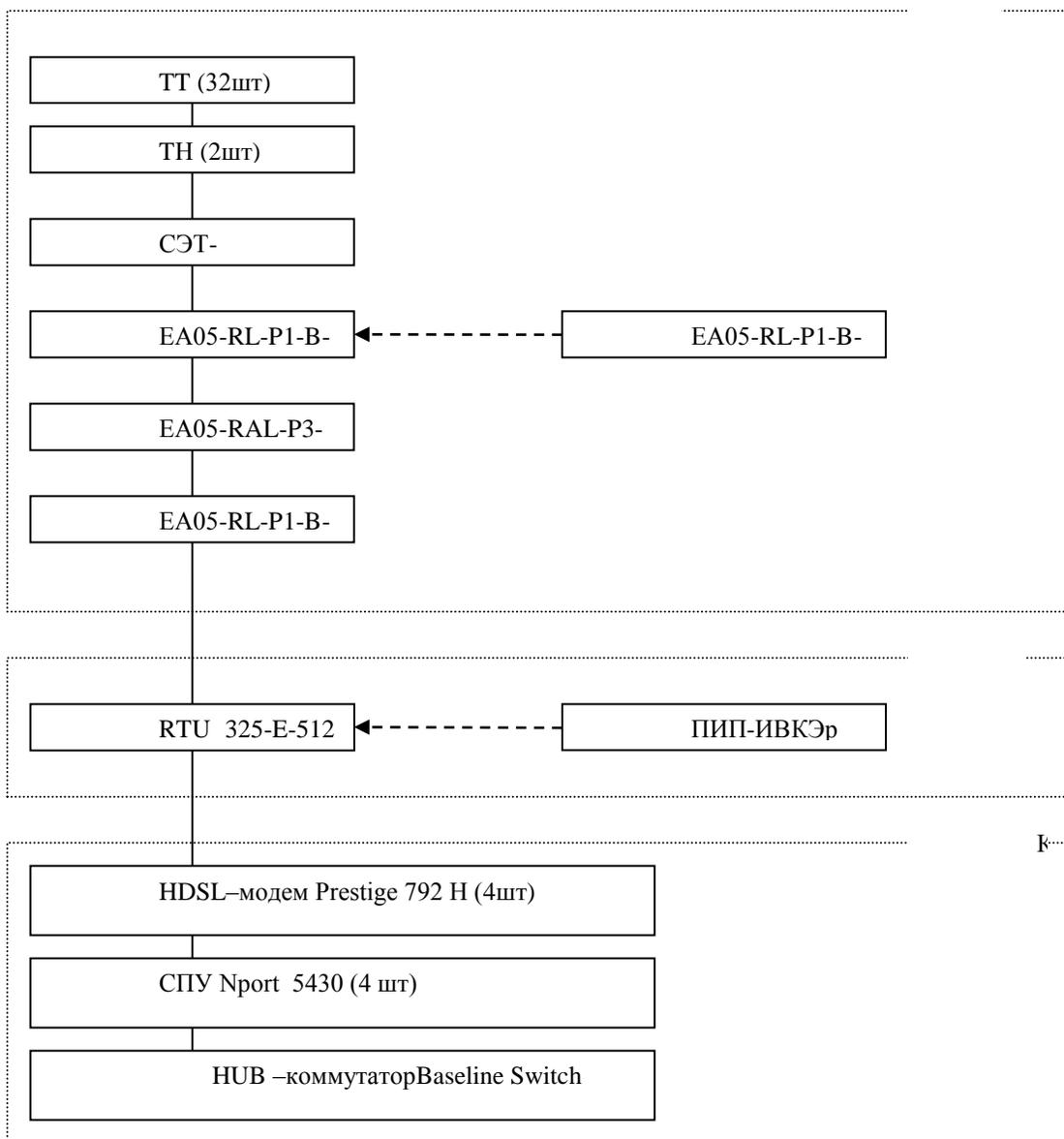


Рисунок 5.4.1- Схема расчета надежности ИИК и ИВКЭ «КС-9»

Пунктирные стрелки на рисунке 5.4.1 означают скользящее резервирование соответствующей группы элементов АИИС.

Согласно классификации системы по методике настоящего расчета и ГОСТ 27.003-90 в качестве показателей надежности системы выбираются:

Кг - коэффициент готовности;

То - среднее время наработка на отказ;

Tв - время восстановления;

λАИИС - интенсивность отказов.

Расчет показателей надежности системы произведен на основе ГОСТ 27.301 – 95 и СТО АТС 02-07-4-2003. При расчете берутся параметры надежности применяемых в системе компонентов, исходные данные которых приведены в таблице 5.4.1.

Таблица 5.4.1- Параметры надежности применяемых в системе компонентов

Устройство	Тип, марка	Производитель	Средняя наработка на отказ, То, час.	Кол -во	Резерв	Источник данных
ТТ	ТЛО-10	КЗТТ	4 000 000	6	0	Паспорт
ТТ	ТЛМ-10-2 У3	Самарский трансформатор	4 000 000	22	0	Паспорт
ТТ	Т-0,66	Самарский трансформатор	4 000 000	4	0	Паспорт
ТН	НТМИ-10-68 У3	СЗТТ	4 000 000	1	0	Паспорт
ТН	НАМИ-10-У2	РЭТЗ	4 000 000	1	0	Паспорт
Счетчик электроэнергии	EA05-RL-P1-B-4	ЭльстерМетроника	50 000	8	1	Описание типа №16666-97
Счетчик электроэнергии	EA05-RAL-P3-B-4	ЭльстерМетроника	50 000	3	0	Описание типа №16666-97
Счетчик электроэнергии	EA05-RL-P1-B-4-W	ЭльстерМетроника	50 000	2	0	Описание типа №16666-97
Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03	НЗиФ	90 000	2	0	ИЛГШ.41152.124 РЭ, описание типа №27524-04
УСПД RTU 325-E1	RTU 325-E1-512-M3-Q-I2-G	ЭльстерМетроника	40 000	1	0	Описание типа №19495-03

Продолжение таблицы 5.4.1

Инженерный пульт ПИП-ИВКЭр	Bliss 4020		40 000	1	0	Письмо поставщика оборудования
HDSL-модем	Prestige 792 H	ZyXEL	44 000	4	0	Письмо поставщика оборудования
HUB (16-ти портовый коммутатор)	Baseline Switch 2016	3 Com	200 000	2	0	Письмо поставщика оборудования
Сервер последовательных устройств	Nport 5430	MOXA	100 000	4	0	Тех. описание и инструкция по эксплуатации
УССВ	35 HVS	ЭльстерМетроника	70 000	1	0	Паспорт

5.5 Проверка соответствия показателей надежности ИИК и ИВКЭ требованиям ТЗ

Необходимые вычисления и сопоставление заявленных показателей надежности с требованиями ТЗ приведены в таблицах 5.5.1-5.5.2.

Таблица 5.5.1-Соответствие показателей надежности трансформаторов тока и напряжения требованиям ТЗ

Компонент	ТЗ		Заявлено		Соответствие	
	Тсл, лет	То, час	Тсл, лет	То, час	Тсл, лет	То, час
ИИК(Трансформаторы)	25	300 000	30	4 000 000	да	да

Таблица 5.5.2 - Соответствие показателей надежности счетчиков электроэнергии и ИВКЭ требованиям ТЗ

Компонент	ТЗ		Заявлено		Соответствие	
	T _В , час	T _О , час	T _В , час	T _О , час	T _В , час	T _О , час
ИИК (счетчики)	168	35 000	168	50 000	да	да
ИВКЭ	24	35 000	24	80 000	да	да

6 Место установки системы ИИК и ИВКЭ

Структура АИИС КУЭ КС-9 расположена внутри помещения КРУН-10 кВ КС-9 где происходит сбор информации со счетчиков электроэнергии в УСПД АИИС КУЭ КС-22А (находящегося в ЗРУ-10 кВ КС-22) по кабелю интерфейса RS-485, с приборов контроля качества электроэнергии (ПКЭ) – по кабелю интерфейса Ethernet.

Связь между КРУН-10 кВ КС-9 и ЗРУ-10 кВ КС-22 организовывается по телефонной линии с помощью SHDSL-модемов.

Передача данных из УСПД АИИС КУЭ КС-21А уровня ИВКЭ в ИВК осуществляется по основному каналу связи, а в случае необходимости по резервному, согласно проектной документации АУВП.411711.050.7 (проект СПД) с учетом модернизации (проект МРЕК.411711.108).

7 Экономическая эффективность АСКУЭ

Использование АСКУЭ и смысл создания заключается в постоянной экономии энергоресурсов и финансов предприятия при начальных минимальных денежных затратах. Величина экономии от использования АСКУЭ достигает на предприятии в среднем 15-30% от годового потребления энергоресурсов, а окупаемость затрат на создание АСКУЭ происходит за 2-3 квартала. На данный момент АСКУЭ на предприятии является тем необходимым механизмом, без которого невозможно решать проблемы цивилизованных расчетов за энергоресурсы с их поставщиками, непрерывной экономии энергоносителей и снижения доли энерго затрат в себестоимости продукции предприятия.

Современная автоматизированная система функционирует как измерительный инструмент, который позволяет с экономической точки зрения обоснованно разрабатывать, а также осуществлять целый комплекс задач по энергосбережению, а также вносить корректировки, при этом обеспечивая динамику оптимизацию затрат на энергоресурсы в условиях изменяющейся экономической среды, исходя из этого АСКУЭ является основой для системы по энергосбережению промышленных предприятий.

8 Процесс планирования электропотребления на Тольяттинском ЛПУМГ

Ежедневно в службе ЭТВС отслеживаются показания с АСКУЭ, данная операция проводится с целью контроля учета электроэнергии, а также планирования и создания ежемесячных, ежеквартальных, годовых отчетов по Тольяттинскому ЛПУМГ. В последующем этапе данные передаются в головной офис Газпром трансгаз Самара для составления заявленных заявок мощностей в сетевые организации.

Рассмотрим аналитическим способом отчеты для составления планирования электроэнергии.

8.1 Почасовое планирование

Данные формируются с АСКУЭ. Запускается Альфа центр, выбирается пункт потребление по промышленные площадки ТЛПУМГ, куда входят все потребители Тольяттинского ЛПУМГ, после чего автоматически формируется акт учета потребления, где указывается почасовое потребление за требуемый период. На рисунке 8.1.1 показано автоматическое формирования акта учета почасового планирования потребления по промышленной площадке ТЛПУМГ.

АКТ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ смещение по GMT 0

(для приведения к единому времени)

сформирован: 22-05-2017 15:53:2

Отчет составлен в соответствии с:
 "Регламент коммерческого учета эл.зн. ОРЭ переходного периода"
 Приложение № 10 к договору о присоединении к торговой системе ОРЭ (протокол НП "АТС" N36 от 31-10-2003)

Субъект ОРЭ **Подстанции**
КС-22А Тольятти

Руководитель _____
 тел. _____
 Энергетик _____
 тел. _____
 факс _____
 юр.адр. _____

Расчетный период: 05-2017

Группа точек учета: Промплощадка. Потребление прием АЭ (кВтч)

Исходные данные (в локальном времени)						В едином времени (с учетом GMT 0)					
час	Нараст.	Итог	Сальдо (кВт*ч)	д.б.	есть ст	Нараст.	Итог	час	д.б.	есть ст	
18	406 335.799		22 533.311	24	24 0	406 335.799		18			
19	428 882.719		22 546.920	24	24 0	428 882.719		19			
20	451 638.627		22 755.908	24	24 0	451 638.627		20			
21	474 269.141		22 630.514	24	24 0	474 269.141		21			
22	496 890.855		22 621.714	24	24 0	496 890.855		22			
23	519 454.581		22 563.726	24	24 0	519 454.581		23			
24	541 992.498		22 537.917	24	24 1	541 992.498		24			
541 992.498								541 992.498			
20-05-2017			22 557.499	24	24 0	22 557.499		20-05-2017			
1	45 102.177		22 544.678	24	24 0	45 102.177		1			
2	67 548.613		22 446.436	24	24 0	67 548.613		2			
3	89 945.847		22 397.234	24	24 0	89 945.847		3			
4	112 370.118		22 424.271	24	24 0	112 370.118		4			
5	134 843.971		22 473.853	24	24 0	134 843.971		5			
6	157 495.606		22 651.635	24	24 0	157 495.606		6			
7	180 139.647		22 644.041	24	24 0	180 139.647		7			
8	202 807.485		22 667.838	24	24 0	202 807.485		8			
9	225 528.323		22 720.838	24	24 0	225 528.323		9			
10	248 251.161		22 722.838	24	24 0	248 251.161		10			
11	271 137.996		22 886.835	24	24 0	271 137.996		11			
12	294 125.849		22 987.853	24	24 0	294 125.849		12			
13	317 138.120		23 012.271	24	24 0	317 138.120		13			
14	340 138.385		23 000.265	24	24 0	340 138.385		14			
15	363 172.259		23 033.874	24	24 0	363 172.259		15			
16	386 218.930		23 046.671	24	24 0	386 218.930		16			
17	409 209.909		22 990.979	24	24 0	409 209.909		17			
18	432 151.345		22 941.436	24	24 0	432 151.345		18			
19	455 021.151		22 869.806	24	24 0	455 021.151		19			
20	477 953.566		22 932.415	24	24 0	477 953.566		20			
21	500 908.578		22 955.012	24	24 0	500 908.578		21			
22	523 662.793		22 754.215	24	24 0	523 662.793		22			
23	546 381.002		22 718.209	24	24 1	546 381.002		23			
546 381.002								546 381.002			
21-05-2017			22 726.827	24	24 0	22 726.827		21-05-2017			
1	45 465.660		22 738.833	24	24 0	45 465.660		1			
2	68 200.108		22 734.448	24	24 0	68 200.108		2			
3	90 941.365		22 741.257	24	24 0	90 941.365		3			
4	113 829.281		22 887.916	24	24 0	113 829.281		4			
5	136 578.782		22 749.501	24	24 0	136 578.782		5			
6	159 496.686		22 917.904	24	24 0	159 496.686		6			
7	182 448.790		22 952.104	24	24 0	182 448.790		7			
8	205 427.082		22 978.292	24	24 0	205 427.082		8			
9	228 418.365		22 991.283	24	24 0	228 418.365		9			
10	251 396.254		22 977.889	24	24 0	251 396.254		10			
11	274 418.137		23 021.883	24	24 0	274 418.137		11			
12	297 548.823		23 130.686	24	24 0	297 548.823		12			
13	320 725.506		23 176.683	24	24 0	320 725.506		13			
14	343 833.389		23 107.883	24	24 0	343 833.389		14			
15	366 924.672		23 091.283	24	24 0	366 924.672		15			
16	390 042.958		23 118.286	24	24 0	390 042.958		16			
17	413 085.711		23 042.753	24	24 0	413 085.711		17			
18	436 122.663		23 036.952	24	24 0	436 122.663		18			
19	459 148.782		23 026.119	24	24 0	459 148.782		19			
20	482 154.755		23 005.973	24	24 0	482 154.755		20			
21	505 119.486		22 964.731	24	24 0	505 119.486		21			
22	528 053.665		22 934.179	24	24 0	528 053.665		22			
23	550 986.205		22 932.540	24	24 1	550 986.205		23			
550 986.205								550 986.205			
22-05-2017			22 908.355	24	24 0	22 908.355		22-05-2017			
1	45 846.221		22 937.866	24	24 0	45 846.221		1			
2	68 641.015		22 794.794	24	24 0	68 641.015		2			
3								3			

стр 9

Рисунок 8.1.1-Автоматическое формирование акта учета почасового потребления по промышленной площадке Тольяттинского ЛПУМГ.

Исходя, из этих данных планируется следующее почасовое планирование.

Отдел главного энергетика ▶ forma.xlsx

ФАЙЛ ОТКРЫТЬ В EXCEL ДАННЫЕ НАЙТИ

Планируемое и фактическое потребление электроэнергии в часовом разрезе за сутки										
Дата	Часы	Фактическое электропотреб			Планируемое электропотреб			Отклонения факта от		
		Серг.ЛП У	Гол.ЛПУ	Сумма	Серг.ЛП У	Гол.ЛПУ	Сумма	Серг.ЛП У	Гол.ЛПУ	Общее
21.05.201	1:00	183	22727	22910	400	22100	22500	-54,7	1,7	0,7
	2:00	180	22739	22919	400	22100	22500	-55,5	1,8	0,8
	3:00	180	22734	22914	400	22100	22500	-55,5	1,8	0,8
	4:00	179	22741	22920	400	22100	22500	-55,7	1,8	0,8
	5:00	171	22888	23059	400	22100	22500	-57,7	2,5	1,4
	6:00	161	22749	22910	400	22100	22500	-60,2	1,8	0,7
	7:00	208	22918	23126	400	22100	22500	-48,6	2,6	1,7
	8:00	238	22952	23190	400	22100	22500	-41,1	2,7	2,0
	9:00	250	22978	23228	400	22100	22500	-38,2	2,9	2,1
	10:00	220	22991	23211	400	22100	22500	-45,6	2,9	2,1
	11:00	231	22978	23209	400	22100	22500	-42,9	2,9	2,0
	12:00	226	23022	23248	400	22100	22500	-44,1	3,1	2,2
	13:00	210	23131	23341	400	22100	22500	-48,1	3,5	2,6
	14:00	180	23177	23357	400	22100	22500	-55,5	3,8	2,7
	15:00	218	23108	23326	400	22100	22500	-46,1	3,4	2,6
	16:00	246	23091	23337	400	22100	22500	-39,2	3,4	2,6
	17:00	203	23118	23321	400	22100	22500	-49,8	3,5	2,5
	18:00	218	23043	23261	400	22100	22500	-46,1	3,2	2,3
	19:00	225	23037	23262	400	22100	22500	-44,4	3,1	2,3
	20:00	230	23026	23256	400	22100	22500	-43,1	3,1	2,3
	21:00	200	23006	23206	400	22100	22500	-50,5	3,0	2,0
	22:00	218	22965	23183	400	22100	22500	-46,1	2,8	1,9
	23:00	237	22934	23171	400	22100	22500	-41,4	2,7	1,9
	0:00	254	22933	23187	400	22100	22500	-37,2	2,7	2,0
ИТОГО		5066	550986	556052	9600	530400	540000	-47,8	2,8	1,9
Ср. знач		211	22958	23169	209	22712				
Max		254	23177	23357	251	22929				
Min		161	22727	22910	159	22484				

17.05 18.05 19.05 20.05 **21.05** 22.05 23.05 24.05

Рисунок 8.1.2-Планируемое и фактическое потребление электроэнергии в часовом разрезе за сутки

В данном отчете формируется фактическое потребление, планируемое потребление исходя из фактического потребления, и отклонение от факта:

$(\text{Факт.план.} \cdot 0,9893 - \text{план.потр.}) \cdot 100\% / \text{план.потр.}$ (8.1.1)

На следующем этапе формируется отчет ежедневного энергопотребления.

8.2 Ежедневное энергопотребление

На основе данного отчета формируются ежемесячные, ежеквартальные, а также годовые отчеты.

Ежед.потребление 2017 [Режим совместимости] - Microsoft Excel

Главная Вставка Разметка страницы Формулы Данные Рецензирование Вид

Обычный Разметка страницы Во весь экран

Страничный режим Представления

Линейка Строка формул Сетка Заголовки

Масштаб 100%

Новое окно Разделить Упорядочить все Закрепить области

Разделить Скрыть Отобразить

Сохранить рабочую область Перейти в другое окно

Макросы

G17 20

Дата	КЦ-1						КЦ-2						КЦ-3																				
	АВО газа (СЭРБ) (Квт)	К-во АВО газа (18х30)	ПТН	ЛЧ	Прочие котельная, склад, столовая, СБ, ЛЭС, ЭТВС	Итого по КЦ-1	АВО газа (КТП) (65%)	К-во АВО газа (16х30кВт)	ПТН	ЛЧ	Прочие	Итого по КЦ-2	АВО газа (6х37кВт+8х30кВт)	К-во АВО газа (6х37кВт)	ПТН	ЛЧ	Прочие	Итого по КЦ-3	АВО газа (20 на СКЗ)	К-во АВО газа (32х37кВт)	ПТН	ЛЧ	Прочие	Итого по КЦ-3									
01.10.2016	8859	16	3000	1543	5143	20	450	14472	14002	490856	4112	9	711	20	17	496305	495679	0	0	0	139	139	20	430	589	139	461400	9785	8	1803	20	260	473268
02.10.2016	8988	17	3000	1573	5173	20	450	14631	14161	496601	4979	10	772	20	17	502935	502352	0	0	0	96	96	20	430	546	96	492997.0	11348	10	1865	20	260	506490
03.10.2016	9168	17	3000	2079	5679	20	1500	16367	14847	499142	6223	13	1029	20	17	506980	506394	0	0	0	99	99	20	430	549	99	499261	12831	11	2008	20	260	514380
04.10.2016	9184	17	3000	2122	5722	20	2000	16926	14906	500684	7334	15	1167	20	17	509750	509185	0	0	0	78	78	20	430	528	78	476226	16547	14	1953	20	260	495006
05.10.2016	9069	17	3000	2036	5636	20	2000	16725	14705	458028	6012	13	1017	20	16	466625	465057	0	0	0	82	82	20	430	532	82	353651	11384	10	1417	20	260	366732
06.10.2016	9097	17	3000	1989	5589	20	2000	16706	14686	424114	3602	8	1006	20	16	429305	428722	0	0	0	97	97	20	430	547	97	263242	7367	6	1175	20	260	272064
07.10.2016	9106	17	3000	1544	5144	20	3000	17270	14250	450521	5941	12	1138	20	16	461820	457600	2310	5	0	1424	1424	20	430	4184	3734	261566	7098	6	1168	20	260	270102
08.10.2016	8943	17	2400	1193	3593	20	3500	16056	12536	480725	7404	15	1079	20	16	497955	489208	5544	12	600	2117	2717	20	430	8711	8261	263222	7852	7	1148	20	260	272502
09.10.2016	8974	17	2400	1243	3643	20	2500	15137	12617	481179	6330	13	967	20	16	497175	488476	5544	12	600	2069	2069	20	430	8663	8213	264695	5834	5	1129	20	260	271938
10.10.2016	9055	17	2400	1125	3525	20	2500	15100	12580	480753	5089	11	1021	20	16	495230	486863	6082	11	600	2199	2799	20	430	8331	7881	267562	4868	4	1262	20	260	273972
11.10.2016	9378	17	2400	942	3342	20	2500	15240	12720	481405	4137	9	1046	20	16	494875	486588	4620	10	600	2581	3181	20	430	8251	7801	269140	4733	4	1193	20	260	275346
12.10.2016	9185	17	2400	702	3102	20	3000	15307	12287	483586	4786	10	1036	20	16	497590	489408	4620	10	600	2476	3076	20	430	8146	7696	270355	4800	4	1177	20	260	276612
13.10.2016	9209	17	2400	862	3262	20	3000	15491	12471	473218	4100	9	1032	20	16	486450	478350	4620	10	600	2394	2994	20	430	8064	7614	260854	4783	4	1269	20	260	267186
14.10.2016	8069	15	2400	965	3365	20	3000	14454	11434	473564	4045	8	968	20	16	486375	478577	4158	9	600	2554	3154	20	430	7762	7312	268792	4385	4	1187	20	260	274644
15.10.2016	8164	15	2400	956	3356	20	2500	14040	11620	481112	4497	9	852	20	16	494415	486461	4620	10	600	2248	2848	20	430	7918	7468	119674.0	1949	2	647	20	260	122550
16.10.2016	8856	16	2400	925	3325	20	2600	14801	12181	492824	4273	9	822	20	16	506080	497919	4620	10	600	2465	3065	20	430	8125	7675	0	0	0	1478	20	260	1758
17.10.2016	8690	16	2400	1074	3474	20	2800	14984	12164	487574	3940	8	1005	20	16	499920	492519	4620	10	600	1695	2295	20	430	7365	6915	0	0	0	1658	20	260	1938
18.10.2016	8830	16	2400	904	3304	20	2700	14854	12134	481779	3969	8	985	20	16	493890	486733	4620	10	600	1451	2051	20	430	7121	6671	0	0	0	1370	20	260	1650
19.10.2016	9031	17	2400	968	3368	20	2700	15119	12399	487231	4686	10	1054	20	16	499915	492971	4620	10	600	1238	1838	20	430	6908	6458	0	0	0	1484	20	260	1764
20.10.2016	9080	17	1800	1121	2921	20	3000	15021	12001	493554	4646	10	1068	20	16	506550	499268	4620	10	600	1576	2176	20	430	7246	6796	0	0	0	1586	20	260	1866
21.10.2016	9640	10	1800	938	2738	20	3900	12298	8378	493705	4390	9	975	20	16	505610	499070	4620	10	600	834	1434	20	430	6504	6054	0	0	0	1436	20	260	1716
22.10.2016	1872	3	1200	1166	2366	20	3900	8158	4238	494161	4121	9	853	20	16	505215	499135	3696	8	600	1298	1898	20	430	6044	5594	0	0	0	1250	20	260	1530
23.10.2016	1792	3	1200	1124	2324	20	4500	8636	4116	490762	4524	9	802	20	16	502075	496088	3696	8	600	1205	1805	20	430	5951	5501	0	0	0	1376	20	260	1656
24.10.2016	2066	4	1200	834	2034	20	4500	8620	4100	490373	4954	10	854	20	16	502190	496181	3234	7	600	1689	2289	20	430	5973	5523	0	0	0	1466	20	260	1746
25.10.2016	2151	4	1200	1039	2239	20	4500	8910	4390	493725	5291	11	926	20	16	505760	499942	3234	7	600	1498	2098	20	430	5782	5332	0	0	0	1568	20	260	1848
26.10.2016	2175	4	1200	1099	2299	20	4500	8994	4474	494592	4877	10	970	20	16	507410	500439	3696	8	600	2189	2789	20	430	6935	6485	0	0	0	1694	20	260	1974
27.10.2016	2227	4	1200	970	2170	20	4500	8917	4397	500211	5421	11	982	20	16	514120	506614	4158	9	600	2262	2862	20	430	7470	7020	0	0	0	1598	20	260	1878
28.10.2016	2104	4	1200	1135	2335	20	4500	8959	4439	500949	5716	12	959	20	16	515110	507624	4620	10	600	1780	2380	20	430	7450	7000	0	0	0	1514	20	260	1794
29.10.2016	2024	4	1200	1115	2315	20	4500	8859	4339	500468	4860	10	837	20	16	517965	510345	4158	9	600	2376	2976	20	430	7584	7134	0	0	0	1514	20	260	1794
30.10.2016	2271	4	1200	804	2004	20	4500	8795	4275	523194	4402	9	911	20	16	535435	528507	4158	9	600	1684	2284	20	430	6892	6442	0	0	0	1604	20	260	1884
31.10.2016	1674	3	1200	734	1934	20	4500	8361	3841	528160	4500	9	855	20	16	537040	534868	3770	8	600	1067	1667	20	430	6070	5620	0	0	0	1018	20	260	1308

Укажите ячейку и нажмите ВВОД или выберите "Вставить"

75%

Рисунок 8.2.1-Ежедневное потребление Тольяттинского ЛПУМГ за месяц

Запускается Альфа центр, выбираются соответственно те пункты, по которым нужны данные по энергопотреблению.

Расчеты по каждому цеху и его структуре производятся автоматически благодаря сформированным формулам в каждой графе.

Исходя из ежедневного потребления формируется отчет по учету потребления электроэнергии ТЛПУМГ, за месяц.

Учет потребл.электр.16_ [Режим совместимости] - Microsoft Excel

Главная Вставка Разметка страницы Формулы Данные Рецензирование Вид

Обычный Разметка страницы Во весь экран Режимы просмотра книги

Страничный режим Представления Показывать или скрывать

Линейка Строка формул Сетка Заголовки

Масштаб 100% Масштабировать выделенный фрагмент Масштаб

Новое окно Разделить Упорядочить все Закрепить области

Разделить Скрыть Отобразить

Сохранить Перейти в рабочую область другого окна

Макросы

H21 по приборам уч

Учет потребления электроэнергии ТЛПУМГ за ноябрь 2016 года									
№ п/п	Наименование потребителя эл.энергии	Наименование станции				Кол-во потребл.эл. энергии за месяц	Заявленная		Перебор (+) недобор (-) потребления
		№	Тип агрег.	Кол-во раб. агрег.	Ед. изм.		Способ учета	величина потреблен ия	
1.	Компрессорные станции								
1.1	Транспорт газа (ГПА)	КЦ-1	ГТК-10	4	т.кВт.ч	37,8	расчет		
1.2	АВО газа	КЦ-1		ср.5	т.кВт.ч	32,793	расчет	77,178	
1.3	Вспомогательное оборудование	КЦ-1			т.кВт.ч	39,378	расчет		
	Потери в трансформаторах					14,93			
1.4	Компримирование (ГПА)	КЦ-2	СТД-12500	1	т.кВт.ч	4786,556	по приборам уч		
1.5	АВО газа (компримирование)	КЦ-2		ср.2	т.кВт.ч	68,974	по приборам уч		
1.6	Вспомогательное оборудование	КЦ-2			т.кВт.ч	43,375	по приборам уч		
1.7.	Транспорт газа (ГПА)	ОЭГКЦ	ГПА-Ц-25	1	т.кВт.ч	14,925	расчет		
1.8.	АВО газа	ОЭГКЦ		ср.3	т.кВт.ч	41,373	расчет		
1.9.	Вспомогательное оборудование	ОЭГКЦ			т.кВт.ч	40,683	расчет		
1.10	Компримирование (ГПА)	КЦ-3	СТД-12500	2	т.кВт.ч	11269,275	по приборам уч		
1.11	АВО газа (компримирование)	КЦ-3		ср.4	т.кВт.ч	95,433	по приборам уч		
1.12	Вспомогательное оборудование	КЦ-3			т.кВт.ч	67,224	по приборам уч		
1.13	Пож.депо, рем. база,АТХ,СЭРБ, СБ,ТМиС, котельная, склад				т.кВт.ч	173,34	по приборам уч		
1.14	Средства ЭХЗ и ГРС				т.кВт.ч	48,412	по приборам уч		
	ИТОГО произв.потребление по КС				т.кВт.ч	16774,471			
2	АГНКС				т.кВт.ч	79,033	по приборам уч		
3	Коммунально-бытовое потребление				т.кВт.ч	8,069	по приборам уч		
4	Медпункт				т.кВт.ч	0,3	расчет		
5	СОК "Березка"				т.кВт.ч	18,908	по приборам уч		
6	ДООАО "Центрэнергогаз"				т.кВт.ч	0,2	расчет		
7	Отпуск на сторону				т.кВт.ч	0	по приборам уч		
	ИТОГО по ТЛПУ МГ без отпуска на сторону				т.кВт.ч	16880,981			

Октябрь Ноябрь Декабрь16 4 кв Год Январь16 (2)

Готово 100%

Рисунок 8.2.2- Учет потребления электроэнергии ТЛПУМГ, за месяц.

Так же, как и в ежедневном отчете, ежемесячный отчет вычисляется автоматически, благодаря имеющимся внутри таблицы формул, а также имеющимся данным о ежедневном потреблении.

В ежеквартальном отчете суммируются отдельно каждый потребитель за 3 месяца.

Соответственно в годовом отчете суммируются цифры за квартал.

8.3 Мероприятия по энергосбережению

Исходя из всех этих данных перед предприятием стоит задача по снижению затрат потребления на электроэнергию.

Рассмотрим расчеты мероприятия по энергосбережению:

- Сокращение количества работающих СТД-12500 (изменение режима работы) за счет оптимизации режима транспорта газа:

При оптимизации режимов работы электроприводных КЦ, КС энергосберегающий эффект выражается в уменьшении расхода электроэнергии на компримирование газа за счет изменения режима работы СТД-12500.

Таблица 8.3.1 – Расчет экономии электроэнергии за счет оптимизации режимов работы СТД-12500

КС	Цех	Тип ГПА	Норма расхода электроэнергии, кВт*ч /кВт*ч			Удельный расход электроэнергии кВт*ч./кВт*ч		
			Январь	Февраль	Март	Январь	Февраль	Март
КС «ТЛПУ МГ»	КЦ-2	СТД- 12500	0			0		
	КЦ- 3	СТД- 12500	1,511			1,293		

Таблица 8.3.2-Расчет экономии электроэнергии за счет оптимизации режимов работы СТД-12500

КС	Цеха	Тип ГПА	Расход электроэнергии на компримирование, тыс. кВт*ч			Коэффициент оптимизации			Экономия электроэнергии, тыс. кВт*ч		
			Январь	Февраль	Март	Январь	Февраль	Март	Январь	Февраль	Март
КС «Тольятти»	КЦ-2	СТД-12500				0			0		
	КЦ-3	СТД-12500	4117			0,145			2047		
Итого по Тольяттинскому ЛПУМГ									2047		

Экономия электроэнергии от мероприятия в Январе 2017 составляет 2 047 тыс. кВт.час.

Коэф. Оптимизации = (1-уд. расход факт/ уд.расход норма)

Экономия эл. энергии = коэф. Оптимизации * расход эл. энергии на компримирование.

- Очистка внутренней полости МГ очистными поршнями:

Экономия электроэнергии на компримирование в КЦ с ЭГПА достигается за счет снижения гидравлического сопротивления трубопровода после проведения очистки магистральных газопроводов очистными поршнями.

Величину планируемой (фактической) экономии электроэнергии на компримирование КЦ, тыс. кВт*ч, за расчетный период рассчитывают по формуле:

$$\Delta W_{эк(оч)}^{кц} = k_{оч} \cdot W_{эк}^{кц}, \quad (8.3.1)$$

где $k_{оч}$ - коэффициент эффективности очистки внутренней полости магистральных газопроводов;

$W_{эк}^{кц}$ - величина планируемого (фактического) потребления электроэнергии на компримирование газа КЦ за расчетный период, тыс. кВт·ч.

Величина экономии электроэнергии приведена в таблице 8.3.3

Таблица 8.3.3- Величина экономии электроэнергии

Номер КЦ	Потребление электроэнергии, тыс. кВт·ч.	Относительное изменение коэффициента гидравлической эффективности, δE	Коэффициент эффективности очистки газопровода, $k_{оч}$	Экономия электроэнергии, $\Delta Q_{mz(оч)}^{кц}$ тыс. кВт*ч
КЦ-2,3	14117	0,0002	0,0004	5,646

Экономия электроэнергии от мероприятия в Январе 2017 года составляет 5,646 тыс.кВт*ч.

- Оптимизация режимов работы АВО масла за счет частотного регулирования электродвигателей:

Энергосберегающий эффект достигается за счет повышения эффективности работы АВО масла путем регулировки частоты вращения вентиляторов в зависимости от температуры масла на выходе из АВО масла.

Фактическую величину экономии электроэнергии за счет частотного регулирования электродвигателей вентиляторов АВО масла $\Delta W_{\phi, ЧРП}^{АВОм}$, тыс. кВт·ч, за расчетный период рассчитывают по формуле:

$$\Delta W_{\phi, ЧРП}^{АВОм} = k_{ЧРП}^{АВОм} \cdot W_{АВОм}, \quad (8.3.2)$$

где $W_{АВОм}$ - фактическая величина электроэнергии, потребляемая АВО масла за расчетный период, тыс. кВт·ч.

Исходные данные и величина экономии электроэнергии за Январь 2017 года приведены в таблице 8.3.4

Таблица 8.3.4- Исходные данные и величина экономии электроэнергии за Январь 2017 года

Наименование ЛПУМГ	Коэффициент $k_{\text{ЧПП}}^{\text{АВОМ}}$	Потребление электроэнергии, $W_{\text{АВОМ}}$ тыс.кВт*ч	Экономия электроэнергии $\Delta W_{\text{рег,пл}}^{\text{АВО}}$ тыс. кВт*ч
		Сентябрь	Сентябрь
Тольяттинское	0,1	49,547	4,955

Экономия электроэнергии от мероприятия за Январь 2017 года составляет 4,955 тыс.кВт*ч.

- Чистка трубных пучков АВО масла от загрязнений:

Энергосберегающий эффект от внедрения мероприятия достигается за счет повышения гидравлической эффективности и улучшения теплопередачи АВО масла.

Величину фактической экономии электроэнергии за счет очистки трубных пучков АВО масла от загрязнений, тыс. кВт*ч, за расчетный период рассчитывают по формуле:

$$\Delta W_{\text{ф,АВО,м}} = k_{\text{очАВОм}} \cdot W_{\text{АВОм}} \quad (8.3.3)$$

где $k_{\text{очАВОм}} = 0,05$ - коэффициент эффективности очистки трубных пучков АВО масла от загрязнений.

Исходные данные и величина экономии электроэнергии за Январь 2017 приведены в таблице 8.3.5.

Таблица 8.3.5- Исходные данные и величина экономии электроэнергии за Январь 2017

Наименование ЛПУМГ	Коэффициент $k_{\text{очАВОм}}$	Потребление электроэнергии, $W_{\text{АВОм}}$ тыс. кВт*ч	Экономия электроэнергии $\Delta W_{\text{ф,АВО,м}}$ тыс. кВт*ч
		Сентябрь	Сентябрь

Тольяттинское	0,05	49,547	2,477
---------------	------	--------	-------

Экономия электроэнергии от мероприятия за Январь2016 года составляет 2,477 тыс. кВт*ч.

- Оптимизация режима работы АВО газа (за счет регулировки угла атаки лопастей).

Энергосберегающий эффект достигается за счет повышения эффективности работы АВО газа путем регулировки угла атаки лопастей вентиляторов.

Величину фактической экономии электроэнергии за счет регулировки угла атаки лопастей вентиляторов АВО газа $\Delta W_{рег,ф}^{ABO}$, тыс. кВт*ч, за расчетный период рассчитывают по формуле

$$\Delta W_{рег,ф}^{ABO} = k_{лон} \cdot W_{ABO} \quad (8.3.4)$$

где $k_{лон}$ - коэффициент эффективности регулировки угла атаки лопастей вентиляторов АВО газа.

Исходные данные и величина экономии электроэнергии за Январь2017г. приведены в таблице 8.3.6

Таблица 8.3.6- Исходные данные и величина экономии электроэнергии за Январь2017г.

Наименование ЛПУМГ	Коэффициент $k_{лон}$	Потребление электроэнергии, тыс.кВт*ч	Экономия электроэнергии $\Delta W_{рег,пл}^{ABO}$ тыс. кВт*ч
		Январь	Январь
Тольяттинское	0,01	101,828	1,018

Экономия электроэнергии от мероприятия за Январь2017 года составляет - 1, 018тыс.кВт*ч.

- Чистка трубных пучков АВО газа от загрязнений:

Экономия электроэнергии достигается за счет улучшения теплообмена при проведении промывки наружных и внутренних поверхностей теплообмена трубных пучков секций АВО газа.

Величину фактической экономии электроэнергии за счет очистки секций АВО газа $\Delta W_{ф.оч}^{ABO}$, тыс. кВт·ч, за расчетный период рассчитывают по формуле

$$\Delta W_{ф.оч}^{ABO} = k_{оч} \cdot W_{ABO} \quad (8.3.5)$$

где $k_{оч}$ - коэффициент эффективности очистки секций АВО газа рассчитывают в ГТДО на основании утвержденного НД.

Исходные данные и величина экономии электроэнергии в Январе 2017г. приведены в таблице 8.3.7.

Таблица 8.3.7- Исходные данные и величина экономии электроэнергии в Январе 2017г.

Наименование ЛПУМГ	Коэффициент $k_{оч}$	Потребление электроэнергии, тыс.кВт*ч	Экономия электроэнергии $\Delta W_{ф.оч}^{ABO}$ тыс. кВт·ч
		Январь	Январь
Тольяттинское	0,05	101,828	5,091

Экономия электроэнергии от мероприятия за Январь 2016 года составляет 5, 091 тыс.кВт*ч.

- Ревизия нащельников, исключение перетока воздуха через не плотности диффузора АВО газа:

В целях повышения эффективности охлаждения газа и исключения перетоков воздуха через не плотности проводится ревизия нащельников, установленных между трубными пучками теплообменников. При этом, за счёт повышения эффективности охлаждения, снижается количество работающих электродвигателей.

Величину фактической экономии электроэнергии за счет ревизии нацельников АВО газа $\Delta W_{ф,рев.}^{ABO}$, тыс. кВт·ч, за расчетный период рассчитывают по формуле:

$$\Delta W_{ф,рев.}^{ABO} = k_{рев.} \cdot W_{ABO} \quad (8.3.6)$$

где $k_{рев.}$ - коэффициент эффективности ревизии нацельников АВО газа при проведении работ не менее два раза в год.

Исходные данные и величина экономии электроэнергии за Январь 2017 года приведены в таблице 8.3.8

Таблица 8.3.8- Исходные данные и величина экономии электроэнергии за Январь 2017

Наименование ЛПУМГ	Коэффициент $k_{рев.}$	Потребление электроэнергии, тыс.кВт*ч	Экономия электроэнергии $\Delta W_{ф,рев.}^{ABO}$ тыс. кВт·ч
		Январь	Январь
Тольяттинско	0,02	101,828	2,036

Экономия электроэнергии от мероприятия за Январь 2016 года составляет 2,036тыс.кВт*ч.

- Отключение незагруженных трансформаторов:

Энергосберегающий эффект достигается за счет исключения потерь в трансформаторах при проведении ремонтных работ (или выводе в резерв) на АВО газа и в КЦ.

Величина годовой экономии электроэнергии, ΔW_{mp} , тыс. кВт·ч, рассчитывается по формуле:

$$\Delta W_{mp} = 10^{-3} \cdot \sum_{i=1}^n \Delta P_{xx_i}^{mp} \cdot \tau_i^{омк} \cdot \frac{U_i}{U_{ном_i}} \quad (8.3.7)$$

где n – количество отключаемых трансформаторов;

ΔP_{xvi}^{mp} – потери холостого хода i -го трансформатора, кВт·ч, определяются по паспортным данным трансформатора;

τ_i^{omk} – суммарная длительность отключения или ремонта i -го трансформатора в течение года, ч.

U_i – напряжение на высшей стороне i -го трансформатора, кВ

$U_{ном}$ – номинальное напряжение высшей обмотки i -го трансформатора, кВ

$$\Delta W_{mp} = 1 \cdot 1,3 \cdot 720 \cdot 10^{-3} = 0,936 \text{ тыс. кВт ч}$$

$$\Delta W_{mp} = 1 \cdot 1,7 \cdot 720 \cdot 10^{-3} = 1,224 \text{ тыс. кВт ч}$$

$$\Delta W_{mp} = 1 \cdot 2,4 \cdot 720 \cdot 10^{-3} = 1,728 \text{ тыс. кВт ч}$$

$$\Delta W_{mp} = 1 \cdot 1,3 \cdot 744 \cdot 10^{-3} = 0,967 \text{ тыс. кВт ч}$$

$$\Delta W_{mp} = 1 \cdot 1,7 \cdot 744 \cdot 10^{-3} = 1,265 \text{ тыс. кВт ч}$$

$$\Delta W_{mp} = 1 \cdot 2,4 \cdot 744 \cdot 10^{-3} = 1,786 \text{ тыс. кВт ч}$$

За Январь 2017 года $\Delta W_{mp} = 0,967 + (1,786 \cdot 2) = 4,539$ тыс. кВт·час

- Обеспечение рационального режима работы системы освещения с выделением дежурного освещения КС:

Энергосберегающий эффект достигается за счет снижения потребления электроэнергии при применении дежурного освещения.

Величина годовой экономии электроэнергии, $\Delta W_{\text{э\text{э}}}^{\text{реж}}$, кВт·ч, рассчитывается по формуле:

$$\Delta W_{\text{реж}} = (P_{po}^{\text{реж}} - P_{до}^{\text{реж}}) \tau_{до}^{\text{реж}} \quad (8.3.8)$$

где $P_{po}^{\text{реж}}$ – мощность системы рабочего освещения, кВт;

$P_{до}^{\text{реж}}$ – мощность системы дежурного освещения, кВт;

$\tau_{до}^{\text{реж}}$ – время работы дежурного освещения за период, ч.

За Январь 2017 года $\Delta W_{\text{э\text{э}}}^{\text{реж}} = (19,04 - 1,21) \text{ кВт} \cdot 372 \text{ час} = 6\,633 \text{ кВт} \cdot \text{ч} =$

6,633 тыс. кВт·час.

- Внедрение автоматических устройств управления системой наружного освещения ГРС, КС:

Энергосберегающий эффект достигается за счет сокращения времени работы ламп.

Величина квартальной экономии электроэнергии, $\Delta W_{\text{эп}}$, кВт·ч, рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{\text{авт}} = (k_{\text{эа}} - 1) \cdot P_{\text{оу}} \cdot \tau_{\text{оу}}, \quad (8.3.9)$$

где $P_{\text{оу}}$ - суммарная мощность осветительных установок, кВт;

$\tau_{\text{оу}}$ - планируемая (фактическая) длительность работы осветительных установок, ч;

$k_{\text{эа}}$ - коэффициент эффективности автоматизации управления освещением в соответствии с таблицей 8.3.9

Таблица 8.3.9 – Коэфф. эффективности автоматизации управления освещением

Управление освещением по уровню сложности автоматического управления	Коэффициент эффективности управлением автоматизированного освещения, $k_{\text{эа}}$
Контроль уровня автоматического отключения и включения системы освещения, а также освещенности при критическом значении освещенности	1,1
Отключение и включение освещения дискретно, от зависимости зонного распределения естественной освещенности	1,2
В зависимости от распределения естественной мощности плавное управление мощностью и световым потоком	1,3

Исходные данные и величина экономии электроэнергии в Январе 2016 года приведены в таблице 8.3.10.

Таблица 8.3.10 - Исходные данные и величина экономии электроэнергии в Январе 2017 года

Наименование ЛПУМГ	Кол-во ламп, шт.	Мощность установленных ламп кВт	Длительность работы, ч	Экономия электроэнергии ΔW_{ynp} тыс. кВт·ч
Тольяттинское	239	49,766	372	1,851

Экономия электроэнергии от мероприятия в Январе 2017 года составляет 1,851 тыс. кВт·час.

- Ремонт систем наружного и внутреннего освещения объектов КС:

Энергосберегающий эффект достигается за счет сокращения времени работы ламп после проведения ремонта наружного и внутреннего освещения.

Величина годовой экономии электроэнергии, ΔW_{ynp} , кВт·ч, рассчитывается по формуле:

$$\Delta W_{ynp} = n_l \cdot P_l \cdot \tau_{осв}, \quad (8.3.10)$$

где n_l – количество ламп;

P_l – средняя мощность одной лампы, кВт;

$\tau_{осв} = 5,5$ – длительность сокращения времени работы освещения, ч.

Исходные данные и величина экономии электроэнергии в марте 2017г. приведены в таблице 8.3.11.

Таблица 8.3.11- Исходные данные и величина экономии электроэнергии в марте 2017г

Наименование ЛПУМГ	Кол-во ламп, шт.	Средняя мощность лампы, кВт	Длительность сокращения времени работы, ч	Экономия электроэнергии ΔW_{ynp} тыс. кВт·ч
Тольяттинское	1808	0,10	5,5	0,994

Итого за Январь 2017 года экономия составила 1,0 тыс. кВт·час.

- Переход с более высокой светоотдачей на другой источник света :

Энергосберегающий эффект достигается за счет замены ламп меньшей мощностью с той же светоотдачей.

Величина годовой экономии электроэнергии ΔW_n , тыс. кВт·ч, рассчитывается по формуле:

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^{n_n} (P_{1_i}^n - P_{2_i}^n) \cdot \tau_i^n \quad (8.3.11)$$

где n_n – количество ламп;

P_1^n – мощность заменяемой лампы, кВт, определяют по паспортным данным;

P_2^n – мощность устанавливаемой лампы, кВт, определяют по паспортным данным;

τ_i^n – длительность работы i – ой лампы после замены, ч.

Внедрение данного мероприятия позволяет сократить количество электроэнергии, потребляемой для освещения объектов ЛПУМГ.

Таблица 8.3.12- Количество электроэнергии, потребляемой для освещения объектов ЛПУМГ

Наименование ЛПУМГ	Кол-во ламп, шт.	Мощность заменяемой лампы, кВт	Мощность устанавливаемой лампы, кВт	Длительность работы после замены, ч	Экономия электроэнергии, тыс. кВт·ч
Тольяттинское ЛПУМГ	20	0,2	0,025	372	1,3

В Январе не было заменены ламп мощностью 0,2 кВт на энергосберегающие лампы мощностью 0,025 кВт.

$$\Delta W_{\text{г}} = (0,2 - 0,025) * 310 * 20 = 1,085 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч.}$$

В результате проведённого мероприятия в Январе 2017 г. экономия составила 1,085 тыс. кВт·ч.

9 Расчет затрат на эксплуатацию

Так как данная автоматизированная система контроля учета электроэнергии выполнена на базе микропроцессорной техники, вводится в работу на 10 лет, то для техобслуживания системы необходимо наличие персонала из диспетчерской службы, состоящего из одного специалиста электротехника, инженера релейщика и инженера системщика САиМО. Таким образом, оплата труда будет состоять из трех диспетчеров.

Списочная численность диспетчерского персонала определяется по формуле:

$$\times_{\bar{n}} = \times_{\bar{y}} \cdot k_{\bar{r}}, \quad (9.1)$$

где $\times_{\bar{y}}$ – явочная численность диспетчерского персонала, чел.;

$k_{\bar{r}} = 1,62$ – коэффициент перевода явочная численность в списочную;

$$\times_{\bar{n}} = 3 \cdot 1,62 = 4,86 \approx 5 \text{ чел.}$$

Расчет фонда оплаты труда диспетчерского персонала определяется по формуле:

$$C_{\text{опл } \bar{o}} = 12 \cdot \times_{\bar{n}} \cdot C_{\text{ср } \bar{н} \bar{o}} \cdot (1 + k_{\text{соц}}), \quad (9.2)$$

где $C_{\text{ср } \bar{н} \bar{o}} = 15150$ – средняя заработная плата в газовой промышленности за 2017 год, руб. $k_{\text{соц}} = 0,356$ – единый социальный налог.

$$C_{\text{опл } \bar{o}} = 12 \cdot 5 \cdot 15150 \cdot (1 + 0,356) = 1\,232\,604 \text{ руб.}$$

Амортизационные отчисления для микропроцессорной техники определяется в размере 10% от стоимости оборудования:

$$\dot{A} = 0,1 \cdot \tilde{N}. \quad (9.3)$$

$$\dot{A} = 0,1 \cdot 1\,565\,884 = 156\,588 \text{ руб.}$$

Затраты на оплату за электроэнергию составят

$$C_{\text{э}} = k_{\text{э}} \quad (9.4)$$

где $k_{\text{э}} = 1,13$ – тариф за потребляемую электроэнергию, руб. за 1 кВт·ч;

$P_{\text{э}}$ – мощность потребляема аппаратными средствами автоматизированной системы, кВт;

h – число часов в году, ч.

$$C_{\text{э}} = 1,13 \cdot 7,115 \cdot 8760 = 58588 \text{ руб.}$$

Произведем следующий расчет для экономического эффекта. Эффект достигается за счет предотвращения ущерба у потребителей благодаря применению средств автоматизации и определяется по формуле:

$$\dot{Y} = \dot{Y}_{\text{э}} - \frac{C_{\text{э}}}{E} - C_{\text{у}}, \quad (9.5)$$

где $\dot{Y}_{\text{э}}$ – эффект от уменьшения ущерба у потребителей, руб.;

$C_{\text{э}}$ – единовременные капитальные затраты на средства автоматизации, руб.;

L – число лет использования автоматизированной системы, в течении которых система будет приносить экономический эффект;

$C_{\text{у}}$ – эксплуатационные затраты, руб.

В формуле (10.5) для расчета эффекта $\dot{Y}_{\text{э}}$ рассмотрим основные убытки потребителей связанные с отключениями электроэнергии, в следствие чего предприятие несет потери. Для газовой отрасли в переводе на цены текущего года данный показатель составляет 125 руб. на 1 кВт·ч. Для системы электроснабжения применяемой на Тольяттинском ЛПУМГ среднее время простоя системы $\dot{O}_{\text{а}}$, необходимое для выявления и устранения причины отказа, составляет 30,1 час в год. По исследованиям, проводимые в США время

устранение причины перерыва электроснабжения при применении автоматизированной системы учета снижается на 40%.

Таким образом, для определения среднего значения \dot{Y}_o можно воспользоваться формулой:

$$\dot{Y}_o = \dot{O}_o \cdot P \cdot \dot{O}, \quad (9.6)$$

где \dot{O}_o – удельный ущерб предприятия от не доотпуска электроэнергии, руб/1 кВт·ч;

P – значение отключаемой мощности, определяется как средняя мощность, потребляемая электроустановками предприятия, кВт;

$\dot{O} = 0,4 \cdot \dot{O}_a$ – время, на которое уменьшается, перерыв электроснабжения, час.

$$\dot{Y}_o = 125 \cdot 2112 \cdot 0,4 \cdot 30,1 = 3\,178\,368 \text{ руб.}$$

В соответствии с формулой (10.6) экономический эффект от применения АСУ-ЭС на КС-10 составит:

$$\dot{Y} = 3\,178\,368 - \frac{2\,516\,834}{10} - 1\,447\,780 = 1\,478\,904 \text{ руб.}$$

В таблице 9.1 приведены результаты расчета экономического эффекта от внедрения АСУ.

Таблица 9.1 – Результаты расчета экономического эффекта от внедрения АСУ

№	Наименование	Формулы	Сумма, руб.
1	Капитальные вложения с учетом НДС		2 516 834
2	Эксплуатационные затраты В том числе:		1 447 780
	Фонд оплаты труда		1 232 604
	Амортизационные отчисления		156 588

	Затраты на оплату электроэнергии		58 588
3	Эффект от предотвращения ущерба	$\dot{Y}_\delta = \dot{O}_0 \cdot D \cdot \dot{O}$	3 178 368
4	Эффект от применения АСУЭС	$\dot{Y} = \dot{Y}_\delta - \frac{C_{\Sigma}}{E} - C_{\Sigma}$	1 478 904

Необходимо отметить, что применяемый в формуле (10.6) эффект \dot{Y}_δ рассматривает снижение только одного ущерба, а именно ущерба от перерывов электроснабжения, вырабатываемый за счет быстрого разбора и выявления аварийных условий, при получении своевременной и полноценной информации для автоматических или ручных переключении (с системными подсказками для оператора).

Помимо этого, применение автоматизированной системы электроснабжения дает ряд других неявных эффектов:

- Благодаря автоматическому техническому учету, появляется возможность рационального использовать электрическую энергию, а также выявить потери и непроизводственные расходы.

- Диспетчеризация энергетическими объектами с помощью АСУ электроснабжения дает существенную экономию потребляемой электроэнергии за счет правильного планирования максимальной нагрузки и автоматического контроля и.

- Автоматическая диагностика режима работы оборудования, отслеживает выработку ресурса и соответственно своевременность ремонтных работ, а также ведет к увеличению срока работы оборудования, уменьшению выводов в ремонт и минимизировать затраты на капитальные работы.

- Уменьшение потерь от повреждения оборудования за счет предупреждения аварийных ситуаций.

Заключение

Экономический эффект от эксплуатации автоматизированной системы контроля учета электроэнергии на Тольяттинском ЛПУМГ достигается за счет предотвращения убытков от простоев при авариях электроснабжения, т.к. благодаря использованию средств автоматизации уменьшается время на обнаружение факторов аварий и их устранение.

По произведенным расчетам экономический эффект составляет 1,47 милл. руб. в год. Помимо этого, автоматизация электроснабжения имеет другие неявные эффекты.

Помимо выявления «невидимых» потерь и удобного потребления электрической энергии, АСКУЭ экономит электроэнергию и правильно планирует максимальные нагрузки.

Точный учет энергоносителей, который производит автоматизированная система учета электроэнергии, служит инструментом решения по возникающим спорам между энергосбытовыми компаниями, а также предоставляет возможность произвести максимально приближенный расчет энергопотребления, и произвести планирование по подключению своих энергообъектов с максимальной производительностью.

Имея автоматическую систему контроля электроэнергии, предприятие может воспользоваться дифференцированными тарифами по оплате электроэнергии, что, позволяет правильное планирование производительности таким образом, чтобы максимально направить работу энергоемких операций на время действия льготных тарифов.

Данный комплекс на предприятии, через который запитаны, субабоненты, имеет максимальную взаимосвязь, которая локализирует потери энергоносителей

при передаче их субабонентам, а также обеспечивает учет передаваемых энергоносителей и услуг на их передачу.

Одним из неперенных условий при выходе предприятия на оптовый рынок электроэнергии (ФОРЭМ, НП "АТС"), является наличие автоматизированной системы контроля учета электроэнергии, где тарифы значительно ниже тарифов, действующих внутри региональных энергосистем.

Список используемых источников

1. Основные положения по автоматизации объектов энергообеспечения ПАО «Газпром» – М.: Газавтоматика, 2015. – 77 с.
2. Вахнина, В. В. Требования к выпускной квалификационной работе бакалавров / В.В. Вахнина, Ю.В. Степкина, О.В. Самолина. Учеб.- метод. пособие. - Тольятти: ТГУ, 2012.
3. Дайнеко, В.А. Эксплуатация электрооборудования и устройств автоматики / В.А. Дайнеко, Е.П. Забелло, Е.М. Прищепова. Учебное пособие. - М.: Инфра-М, 2015.
4. РМГ 29-2013. ГСИ. Метрология. Основные термины и определения.
5. ГОСТ 21.002-2014. Система проектной документации для строительства. Нормоконтроль проектно-сметной документации.
6. «Техническое задание» АУВП.411711 ТЗ «Многоуровневая АСКУЭ ПАО «Газпром». АИИСКУЭ ООО «Газпромэнерго». Тольяттинское ЛПУ ООО «Самаратрансгаз» КС-9.
7. МРЕК.411711.107.ТРП.В «Ведомость технорабочего проекта».
8. МРЕК.411711.107.ТРП.С7 «План расположения оборудования и проводок (информационные и питающие цепи).
9. ГОСТ Р 27.301-2015. Надежность в технике. Управление надежностью. Техника анализа безопасности. Основные положения.
10. МРЕК.411711.107.ТРП.СО Спецификация оборудования и материалов.
11. Wireless Power Transfer.
12. Improving Power System Transient Stability Static Synchronous Series Compensator.
13. High-Power Transformer-Less Wind Energy Conversion System with Permanent Magnet Wind Generator.

14. Single phase AC-DC power factor corrected converter with high frequency isolation using buck converter.
15. Analog interfaces of microcontrollers.
16. McDonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. McDonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с.
17. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. – The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 с.
18. Computational methods for electric power systems, third edition / Mariesa L. Shelter, Taylor & Francis Group, LCC, 2016. – 333с.
19. Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 с.
20. Electrical Power Transmission System Engineering: Analysis and Design, Third Edition – CRC Press, New York, 2014.-320с.