

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Цифровые технологии в электроэнергетике

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Проектирование автоматизированной системы учета электроэнергии на ПС
110/35/6 кВ «Разряд»

Обучающийся

В.О. Марченков

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, А.Н. Черненко

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Консультант

А.В. Прошина

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2025

Аннотация

В бакалаврской работе была дана краткая характеристика подстанции Разряд. Дано описание существующей системы учёта электрической энергии, представляющей собой комплекс программно-технических средств, состоящих из первичных преобразователей и первичных средств учета, а также разработаны основные технические решения по организации автоматизированной системы учета электроэнергии.

Составлена структурная схема системы учёта электрической энергии. Определена этапность работ по расширению существующей системы учета и составлено описание автоматизируемых функций. Дана характеристика используемого информационного обеспечения. Определены классы точности измерительных трансформаторов тока и напряжения, выбрано место для размещения новых счётчиков электрической энергии. Рассмотрены вопросы метрологического обеспечения системы учета электрической энергии. Произведён расчёт нагрузок и потерь напряжения во вторичных цепях трансформаторов напряжения. Произведено обоснование выбора коэффициентов трансформации трансформаторов тока и выполнен расчёт нагрузок вторичных цепей ТТ. Составлены ведомость вновь устанавливаемого оборудования и кабелей, применяемых в автоматизированной системе учета электроэнергии подстанции.

Рассмотрены вопросы электроснабжения собственных нужд ОРУ 35 кВ после реконструкции. Выбраны кабельные линии и защитные аппараты, применяемые в системе собственных нужд, а также составлен перечень необходимого оборудования и материалов для реконструкции СН ПС.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объёмом 53 страницы, содержит 12 таблиц и 3 рисунка. Список используемых источников содержит 26 наименований, в том числе 5 на английском языке.

Графическая часть работы состоит из шести листов, выполненных на формате А1.

Annotation

The bachelor's thesis provided a brief description of the Razryad substation. It describes the existing electric energy metering system, which is a set of software and hardware consisting of primary converters and primary metering devices, and develops the main technical solutions for organizing an automated electricity metering system.

A structural diagram of the electric energy metering system was compiled. The stages of work on expanding the existing metering system were determined and a description of the automated functions was compiled. The characteristics of the information support used were given. The accuracy classes of the current and voltage measuring transformers were determined, and a location for the placement of new electric energy meters was selected. The issues of metrological support for the electric energy metering system were considered. The loads and voltage losses in the secondary circuits of voltage transformers were calculated. The choice of transformation ratios of current transformers was justified and the loads of the secondary circuits of CTs were calculated. A list of newly installed equipment and cables used in the automated electricity metering system of the substation was compiled. The issues of power supply of auxiliary needs of 35 kV switchgear after reconstruction are considered. Cable lines and protective devices used in the auxiliary needs system are selected, and a list of necessary equipment and materials for reconstruction of the SN PS is compiled.

The bachelor's thesis consists of an explanatory note of 53 pages, contains 12 tables and 3 figures. The list of sources used contains 26 titles, including 5 in English.

The graphic part of the work consists of six sheets, made in A1 format.

Содержание

Введение.....	6
Перечень сокращений и обозначений.....	11
1 Проектирование автоматизированной системы учета электроэнергии ПС 110/35/6 кВ Разряд.....	12
1.1 Описание процесса деятельности.....	12
1.1.1 Состав существующей системы.....	12
1.1.2 Функционирование существующей системы.....	12
1.2 Основные технические решения.....	12
1.2.1 Решения по структуре системы.....	12
1.2.2 Решения по комплексу технических средств, его размещение на объекте.....	16
1.2.3 Электропитание оборудования.....	16
1.3 Этапы работ по расширению существующей СУЭ ПС 110 кВ Разряд.....	16
1.4 Описание автоматизируемых функций.....	18
1.5 Описание информационного обеспечения.....	19
1.5.1 Состав информационного обеспечения.....	19
1.5.2 Организация информационного обеспечения.....	19
1.5.3 Организация внутримашинной информации.....	20
1.6 Описание комплекса технических средств.....	20
1.7 Описание программного обеспечения.....	23
1.7.1 Состав программного обеспечения.....	23
1.7.2 Функции программного обеспечения.....	23
1.8 Метрологическое обеспечение СУЭ.....	23
1.8.1 Обоснование выбора классов точности.....	23
1.8.2 Расчет нагрузки и потерь напряжения во вторичных цепях ТН ...	24
1.8.3 Обоснование выбора коэффициентов трансформации трансформаторов тока.....	31
1.8.4 Расчет нагрузки вторичных цепей ТТ.....	32

1.8.5 Контроль точности результатов измерений.....	36
1.9 Ведомость оборудования.....	37
2 Электроснабжение собственных нужд ОРУ 35 кВ ПС Разряд.....	42
2.1 Выбор конструктивных и инженерно-технических решений.....	42
2.2 Собственные нужды ОРУ 35 кВ.....	42
2.3 Этапность реконструкции собственных нужд ОРУ 35 кВ	43
Заключение	48
Список используемой литературы	51

Введение

ПС 110/35 кВ Разряд предназначена для приема и распределения электрической энергии напряжением 110, 35 и 6 кВ по территории Сургутского района Ханты-Мансийский автономного округа.

«Внешнее электроснабжение ПС №172 Разряд осуществляется по ВЛ 110 кВ Новософрино - Разряд I цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Новософрино - Разряд II цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Разряд - Перемилово, ВЛ 110 кВ Разряд - Дмитров ВЛ 35 кВ Разряд - Тяговая-З, ВЛ 35 кВ Разряд - Тяговая-В, ВЛ 35 кВ Разряд - Инженерная, ВЛ 35 кВ Разряд - Подъячево, ВЛ 110 кВ Разряд - Икша II.

В настоящее время на ПС 110 кВ № 172 Разряд в эксплуатации находится:

- два трехфазных трансформатора типа ТДТН-25000/110/35/6, напряжением 110/35/6 кВ, мощностью 25000 кВ·А.
- открытое распределительное устройство 110 кВ выполнено на базе типовой схемы № 110-12 «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин».
- открытое распределительное устройство 35 кВ выполнено на базе типовой схемы № 110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» [11].

Существующее высоковольтное оборудование ОРУ 35 кВ представлено выключателями С-35М-630-10 1983 г.в. с приводом на постоянном токе ШПЭ-12; разъединителями РДЗ II 35/1000 2001 г.в., РЛНД 35/600 с ручными приводами управления; выносными трансформаторами тока ТОЛ-35 III-II 2019 г.в., ТФН-35, вентильными разрядниками РВС-35, трансформаторами напряжения ЗНОМ-35 кВ.

На рисунке 1 приведена существующая электрическая схема ОРУ 35 кВ ПС Разряд.

При выполнении реконструкции ПС 110 кВ Разряд, демонтажу подлежит оборудование и порталы ОРУ 35 кВ, опорные конструкции высоковольтного оборудования.

Оборудование ОРУ 35 кВ введено в эксплуатацию более 30 лет назад, морально и физически устарело.

На данный момент ПС 110 кВ №172 Разряд частично реконструирована. В 2015 году на ОРУ 35 кВ в ячейках Т-1 и Т-2 было заменено высоковольтное оборудование на выключатели элегазовые баковые ВГБ-35 12,5/630 УХЛ1 с электромагнитным приводом на постоянном токе, разъединители РГП-35/1000-20 УХЛ1 с электродвигательными приводами ПД-14П на постоянном токе.

На территории ПС 110 кВ №172 Разряд, в непосредственной близости от ОРУ 35 кВ расположено здание ОПУ, из которого осуществляется питание, обогрев и управление оборудованием ОРУ 35 кВ.

«Оперативный ток на подстанции - постоянный, напряжение - 220 В и 110 В.

Щиты собственных нужд постоянного и переменного тока, аккумуляторная батарея, панели защит расположены в существующем здании ОПУ.

Питание нагрузок собственных нужд осуществляется от двух трансформаторов собственных нужд мощностью по 1000 кВ·А каждый» [1].

Решения по замене оборудования выполняются поэтапно для бесперебойного электроснабжения потребителей.

На основании задания на ОРУ 35 кВ ПС №172 Разряд предусматривается:

- «замена выключателей масляных типа С-35 на выключатели элегазовые баковые – 5 шт.;
- замена разъединителей трехполюсных с ручным приводом типа РЛНД-35 на разъединители трехполюсные с двигательным приводом для главных и заземляющих ножей – 16 шт.;

- замена трансформаторов напряжения масляных 35 кВ типа ЗНОМ-35 У1 на трансформаторы напряжения с литой изоляцией – 6 шт.;
- замена разрядников 35 кВ на ограничители перенапряжений нелинейные 35 кВ – 6 шт» [20].

В работе предусматривается замена системы шин ОРУ 35 кВ, замена ошиновки и спусков к оборудованию с аппаратными зажимами.

Вновь проектируемые аппараты 35 кВ, устанавливаются вместо демонтируемого оборудования.

В связи с установкой выключателей со встроенными трансформаторами тока, существующие трансформаторы тока в линейных ячейках демонтируются. Вновь устанавливаемое электротехническое оборудование поставляется высокой заводской готовности с опорными стойками заводского изготовления. Опорная стойка под выключатель с площадкой обслуживания изготавливается дополнительно.

На ПС 110 кВ №172 Разряд для защит присоединений 110 кВ установлены шкафы защиты производства ОАО «ЧЭАЗ». Учитывая это, в целях унификации вторичного оборудования, что приводит к экономии средств по обслуживанию оборудования, в данной работе рекомендуется установка шкафов ОАО «ЧЭАЗ». В рамках данных работ предусматривается оснащение устройствами РЗА следующих присоединений ПС 110 кВ №172 Разряд:

- ВЛ 35 кВ Разряд-Инженерная;
- ВЛ 35 кВ Разряд-Подъячево;
- ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-3;
- ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-В;
- ШСВ 35 кВ;
- ТН 1 СШ 35 кВ;
- ТН 2 СШ 35 кВ.

Для реконструируемых присоединений на ОРУ 35 кВ устанавливаются шкафы зажимов вторичной коммутации (ШЗВ, ШЗТН, ШОБР).

В настоящее время на ПС 110 кВ Разряд функционирует комплекс телемеханики «Elcomtech». Комплекс осуществляет сбор телесигнализации положения коммутационных аппаратов и АПТС, вывод команд управления выключателями, измерение параметров сети 110 кВ, 35 кВ, 6 кВ, измерение температуры воздуха и т.п. Комплекс телемеханики располагается в напольном шкафу MST. Для сбора, обработки, хранения и передачи информации предусмотрены два сервера, размещенные в серверном шкафу телемеханики.

В рамках отдельных работ предусматривается модернизации телемеханики в части реконструкции ОРУ 110 кВ.

ТМ на реконструируемом объекте представляет собой иерархичную трехуровневую систему: нижний, средний и верхний уровень.

Проектируемый нижний уровень представляет собой комплекс технических средств, в который входят:

- модули дискретных входов 110 В;
- модули дискретных выходов 110 В;
- микропроцессорные преобразователи измерений;
- терминалы МП РЗА.

Система учета электроэнергии (СУЭ) ПС 110 кВ Разряд предназначена для организации автоматизированного измерения и учета электроэнергии и мощности. В настоящее время на ПС 110 кВ Разряд функционирует система учета электроэнергии на базе счетчиков СЭТ- 4ТМ.03М, Меркурий 230 и СЭТ3а.

«Целью модернизации СУЭ ПС 110 кВ Разряд является измерение количества электрической энергии, позволяющее определить величины учетных показателей и обеспечение своевременной, полной и достоверной информацией, необходимой для расчетов, об объемах поступившей и отпущенной электроэнергии в технологическом процессе функционирования ПС 110 кВ Разряд, сведение баланса по ПС» [21].

«Система представляет собой комплекс программно-технических средств, состоящих из:

- первичных преобразователей - трансформаторов тока и напряжения;
- первичных средств учета - цифровых счетчиков электроэнергии.

Счетчик электрической энергии производит непрерывную цифровую обработку входных аналоговых сигналов, поступающих от измерительных трансформаторов тока и напряжения. Полученные данные хранятся в энергонезависимой памяти счетчика» [24].

Считывание информации со счетчиков производится визуально с дисплея счетчика.

Предусмотрено расширение существующей СУЭ ПС 110 кВ Разряд в рамках реконструкции ОРУ 35 кВ. В рамках выполнения работ предусматривается установка счетчиков электрической энергии на присоединениях 35 кВ. Всего проектируется 6 точек учёта.

Целью бакалаврской работы является обеспечения достоверного учета поступившей и отпущенной электроэнергии по ПС 110/35/6 кВ Разряд после проведения реконструкции ОРУ 35 кВ.

Перечень сокращений и обозначений

ГЩУ – главный щит управления;
ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
ИИК – информационно-измерительный комплекс;
ИК – измерительный канал;
МО – метрологическое обеспечение;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
«ПО – программное обеспечение;
ПС – подстанция;
ПУЭ – правила устройства электроустановок;
РЗА – релейная защита и автоматика;
РЭ – руководство по эксплуатации;
СИ – средство измерения;
СМР – строительно-монтажные работы;
СОЕВ – система обеспечения единого времени;
СУЭ – система учета электроэнергии;
ТН – трансформатор напряжения;
ТТ – трансформатор тока;
УСПД – устройство сбора и передачи данных;
ЩСН – щит собственных нужд» [11].

1 Проектирование автоматизированной системы учета электроэнергии ПС 110/35/6 кВ Разряд

1.1 Описание процесса деятельности

1.1.1 Состав существующей системы

«Система представляет собой комплекс программно-технических средств, состоящих из:

- первичных преобразователей - трансформаторов тока и напряжения;
- первичных средств учета - цифровых счетчиков электроэнергии» [23].

1.1.2 Функционирование существующей системы

«Счетчик электрической энергии производит непрерывную цифровую обработку входных аналоговых сигналов, поступающих от измерительных трансформаторов тока и напряжения. Полученные данные хранятся в энергонезависимой памяти счетчика» [8].

1.2 Основные технические решения

1.2.1 Решения по структуре системы

В настоящее время на ПС 110 кВ Разряд функционирует система учета электроэнергии на базе счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, Меркурий 230 и СЭТ3а. В соответствии с заданием предусмотрено расширение существующей СУЭ ПС 110 кВ Разряд в рамках реконструкции ОРУ 35 кВ. В рамках работы предусматривается установка счетчиков электрической энергии на присоединениях 35 кВ. Всего проектируется 6 точек учёта.

Реконструкция ОРУ 35 кВ производится в восемь этапов, предусматривающих последовательную замену существующего оборудования на новое без перерыва электроснабжения потребителей. Описание распределения по этапам реконструкции ОРУ 35 кВ приведено во 2

разделе данной работы. Этапность установки и подключения оборудования системы учета электроэнергии приведено в графической части работы, на схеме однолинейной с распределением точек учета электроэнергии.

Перечень проектируемых точек учета приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень и состав проектируемых точек учета

№ ИИ К	Наименование присоединения	Счетчик		Трансформатор тока		Трансформатор напряжения	
		Тип учета	Кл. точн.	Ктт	Кл. точн.	Ктн	Кл. точн.
1	Ввод 35 кВ Т-1	техн.	0,2S/0,5	200-300-600/5	0,2S	$35000/\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ /100/3	0,5
2	Ввод 35 кВ Т-2	техн.	0,2S/0,5	200-300-600/5	0,2S	$35000/\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ /100/3	0,5
3	ВЛ 35 кВ Разряд - Инженерная	комм.	0,2S/0,5	200-300-600/5	0,2S	$35000/\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ /100/3	0,5
4	ВЛ 35 кВ Разряд - Подъячево	комм.	0,2S/0,5	200-300-600/5	0,2S	$35000/\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ /100/3	0,5
5	ВЛ 35 кВ Разряд - Тяговая-3	комм.	0,2S/0,5	200-300-600/5	0,2S	$35000/\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ /100/3	0,5
6	ВЛ 35 кВ Разряд - Тяговая-В	комм.	0,2S/0,5	200-300-600/5	0,2S	$35000/\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ /100/3	0,5

СУЭ является одноуровневой автоматизированной системой.

«Уровень ИИК (информационно-измерительные комплексы точек учета электроэнергии (проведение измерения)) состоит из счетчиков электрической энергии по каждой точке учета и трансформаторов тока и напряжения, подключенных к счетчикам» [6].

Считывание информации со счетчиков производится визуально с дисплея счетчика. Существующие и проектируемые трансформаторы тока и проектируемые трансформаторы напряжения располагаются на ОРУ-35 кВ. Для цепей учета предусмотрены отдельные обмотки на проектируемых трансформаторах тока и напряжения с классом точности 0,2S и 0,5 соответственно. Существующие трансформаторы тока имеют класс точности обмотки учета 0,2S.

Существующие счетчики электроэнергии располагаются на панелях 26, 36 и на ЩСН в ГЩУ. Проектируемые счетчики электроэнергии устанавливаются на существующую панель 36.

«В качестве счетчиков электроэнергии выбраны счетчики для номинального напряжения $3 \times 57,7/100$ В, класс точности 0,2S/0,5, номинальный ток 5А.

Счетчики электроэнергии предусмотрены для учета активной и реактивной энергии в двух направлениях и имеют два интерфейса связи RS-485» [7].

Подключение цепей ТТ и ТН осуществляется через испытательные коробки типа Тв6.672.112.

Структурная схема СУЭ ПС 110 кВ Разряд в части реконструкции ОРУ 35 кВ приведена на рисунке 1.

На рисунке 1 утолщенными линиями показаны проектируемые контрольные кабели и оборудование.

Питание счетчиков осуществляется от измерительных цепей [26].

Измерительные трансформаторы и счетчики на момент ввода в эксплуатацию должны иметь действующие сертификаты об утверждении типа средств измерений, свидетельства о поверке и/или отметки в паспортах о первичной поверке.

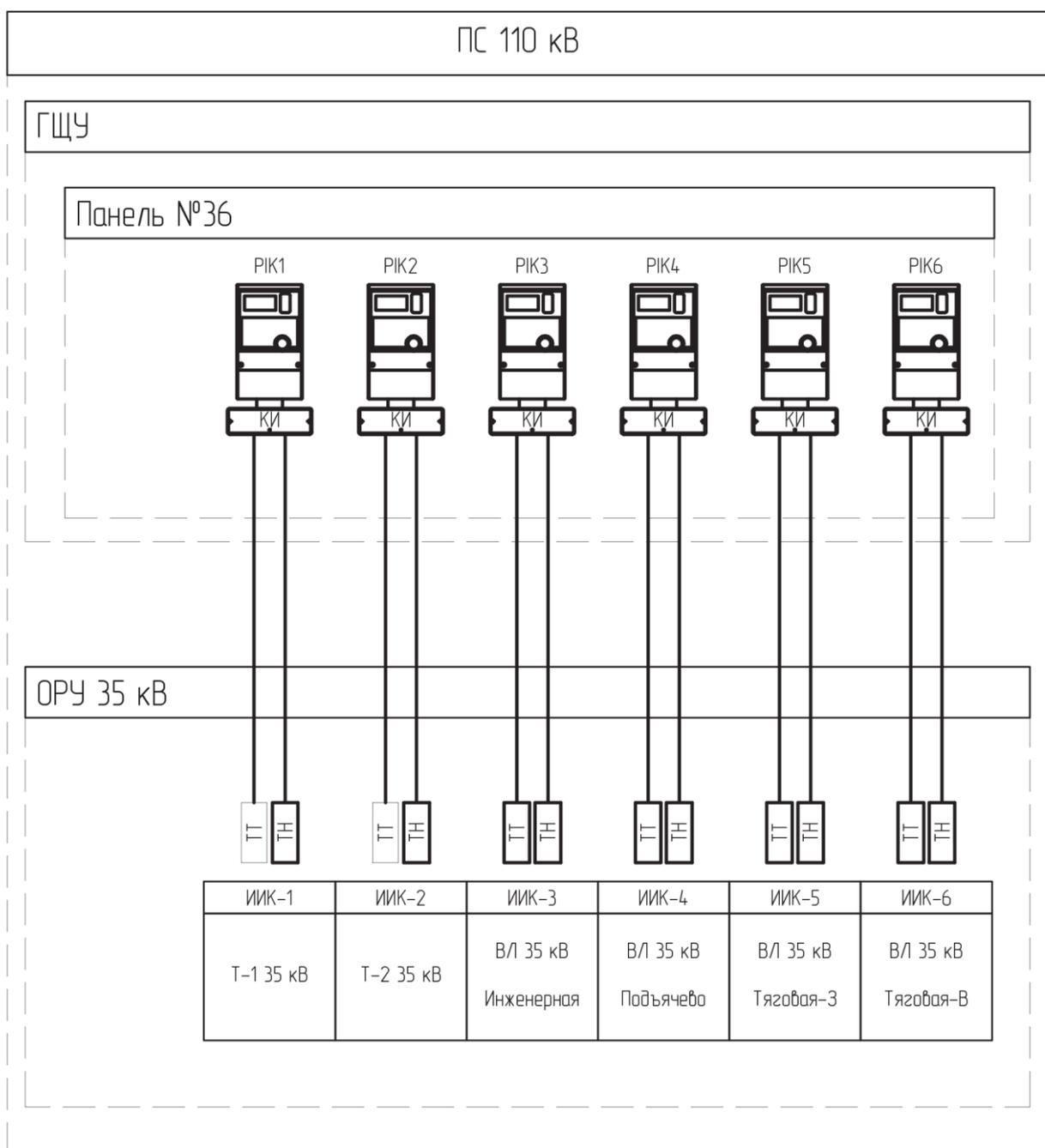


Рисунок 1 - Структурная схему СУЭ ПС 110 кВ Разряд в части реконструкции ОРУ 35 кВ

В работе применяются кабельные изделия, не распространяющие горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением (нг(А)-LS), в соответствии с требованиями ГОСТ 31565-2012 таблица 2. «Класс пожарной опасности П1б.8.2.2.2 по ГОСТ 31565-2012. Предусмотрена

огнезащитная обработка кабельных линий, проложенных в кабельных каналах и лотках огнезащитным покрытием» [5].

Вся документация разрабатывается в соответствии с ГОСТ 34.201-89 [2].

1.2.2 Решения по комплексу технических средств, его размещение на объекте

Существующие счетчики СУЭ располагаются на панелях 26 и 36 в ГЩУ.

Проектируемые счетчики устанавливаются на существующую панель 36 в ГЩУ.

План расположения оборудования в релейном зале показан на рисунке 2.

Для защиты от несанкционированного доступа в работе предусмотрена установка механических пломб на счетчики и коробки испытательные.

Установка счетчиков производится в соответствии с гл. 1.5, 1.6 ПУЭ [16].

1.2.3 Электропитание оборудования

Основное электропитание проектируемых счетчиков осуществляется от измерительных цепей. Организация резервного электропитания проектируемых счётчиков в рамках данной работы не предусматривается.

1.3 Этапы работ по расширению существующей СУЭ ПС 110 кВ Разряд

Выполнение работ по расширению СУЭ производится в объеме:

- изготовление и поставка оборудования;
- монтажные работы;
- пусконаладочные работы;
- разработка эксплуатационной документации;
- проведение испытаний для приемки СУЭ в опытную эксплуатацию;
- приемка в опытную эксплуатацию;
- приемка СУЭ в постоянную эксплуатацию.

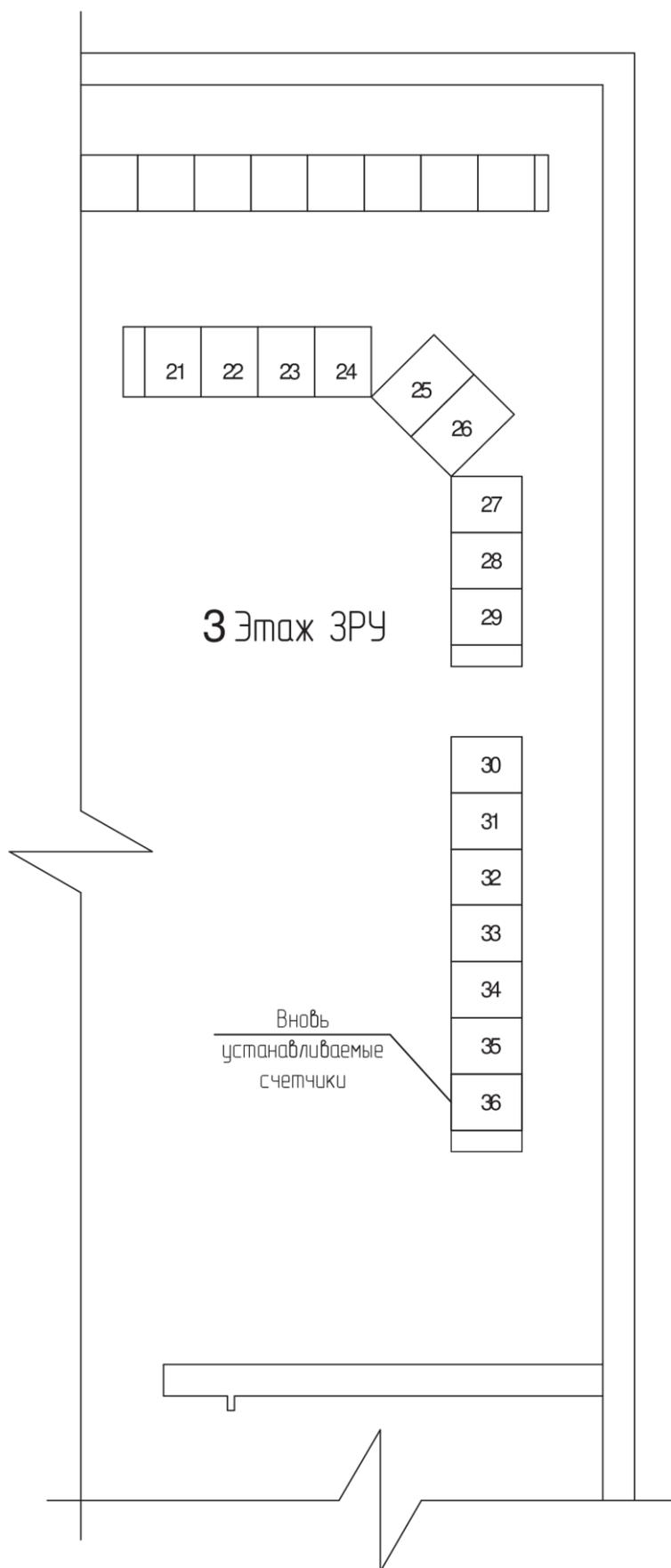


Рисунок 2 - План расположения оборудования в релейном зале

1.4 Описание автоматизируемых функций

Перечень автоматизируемых функций, выполняемых существующей СУЭ ПС 110 кВ Разряд, представлен в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень автоматизируемых функций существующей СУЭ

Наименование функции	Наименование функциональной задачи	Регламент выполнения
Контроль электроэнергии и мощности	Автоматическое измерение электроэнергии и мощности на уровне информационно- измерительного комплекса точек измерений (ИИК)	С периодичностью 30 минут
	Формирование профиля нагрузки, включающего все 30-минутные значения за сутки на уровне ИИК	С периодичностью одни сутки
Предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированной информации	Предоставление доступа к отчетным и другим документам в визуальной форме	По мере необходимости
	Ручной ввод данных, кроме данных учета	По мере необходимости
	Формирование документов	С периодичностью одни сутки
«Формирование архивов информации	Формирование электронного архива измеренных величин	С периодичностью одни сутки
	Формирование архива нормативно-справочной информации	По вводу данных
	Формирование архива технической и служебной информации	С периодичностью одни сутки» [10]
Ведение журналов событий	Ведение журналов событий ИИК	По факту события
Организация доступа к информации СУЭ	Организация доступа к данным коммерческого учета	С периодичностью одни сутки
Диагностика функционирования СУЭ	Контроль работоспособности программно- технических средств ИИК	Постоянно, с записью в журнал событий
Функции по защите информации	Защита от несанкционированного доступа	Постоянно, с записью в журнал событий

1.5 Описание информационного обеспечения

1.5.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение СУЭ ПС 110 кВ Разряд имеет следующий состав:

- информационные массивы, содержащие данные измерений и расчетные данные по энергопотреблению;
- информационные массивы, содержащие данные о состоянии технических средств системы;
- информационные массивы, предназначенные для хранения конфигурации системы.

1.5.2 Организация информационного обеспечения

Принципы организации информационного обеспечения системы.

В основе разработки информационного обеспечения системы лежат следующие принципы:

- использование алгоритмов контроля корректности данных;
- сохранение информационных массивов на энергонезависимых носителях;
- многоуровневая защита данных от умышленных или ненамеренных попыток разрушения и несанкционированного доступа;
- протоколирование событий счетчика и действий персонала, приводящих к изменению данных.

Описание массива информации.

В работе предусмотрен учет электроэнергии на шести присоединениях: Ввод 35 кВ Т-1, Ввод 35 кВ Т-2, ВЛ 35 кВ Разряд-Инженерная, ВЛ 35 кВ Разряд-Подъячево, ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-3 ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-В.

Объем получаемой информации определяется количеством контролируемых системой точек учета. Помимо проектируемых точек учета, в состав СУЭ ПС 110 кВ Разряд также входят 8 существующих точек учета.

Общий объем проектируемых и существующих измерений составляет: 14 точек измерений.

«Лингвистическое обеспечение.

Лингвистическое обеспечение СУЭ удовлетворяет потребности пользователей в языковых средствах:

- техническая документация СУЭ разработана на русском языке;
- диагностические сообщения, сообщения о несанкционированных действиях пользователей, а также сообщения при запуске, решении задач специального программного обеспечения и при работе пользователей с информационным обеспечением унифицированы;
- программное обеспечение имеет русифицированный интерфейс пользователя.

СУЭ обеспечивает:

- текстовый способ общения пользователей со средствами автоматизации;
- защиту от ошибок и некорректных действий пользователей» [9].

1.5.3 Организация внутримашинной информации

«Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования СУЭ и выполнения всех возложенных на нее функций» [10]. Внутримашинная информация состоит из данных конфигурации, информационных массивов (хранящихся в энергонезависимой памяти), текущих параметров и данных счетчиков. К информационным массивам счетчика относятся архивы измерений активной и реактивной электроэнергии, журналы событий.

1.6 Описание комплекса технических средств

Технические средства СУЭ ПС 110 кВ Разряд обеспечивают аппаратную реализацию функциональной структуры системы и выполнение всех задач, возложенных на СУЭ.

К техническим средствам СУЭ ПС 110 кВ Разряд относятся технические средства ИИК:

- трансформаторы тока и напряжения, счетчики электрической энергии.

«Структура технического обеспечения.

Технические средства ИИК включают в свой состав:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- счетчик электрической энергии;
- вторичные измерительные цепи от измерительных трансформаторов до счетчиков электрической энергии» [25].

Существующие и проектируемые трансформаторы тока и проектируемые трансформаторы напряжения располагаются на ОРУ-35 кВ. Согласно СТО 56947007-29.240.10.248-2017 класс точности вторичной обмотки для цепей учета измерительных трансформаторов должен быть:

- ТТ 35 кВ – не хуже 0,5S;
- ТН 35 кВ – не хуже 0,5.

Для цепей учета предусмотрены отдельные обмотки на проектируемых трансформаторах тока и напряжения с классом точности 0,2S и 0,5 соответственно. Существующие трансформаторы тока имеют класс точности обмотки учета 0,2S.

В качестве счетчиков электроэнергии выбраны счетчики для номинального напряжения $3 \times 57,7/100$ В, класс точности 0,2S/0,5, номинальный ток 5А.

Счетчики электроэнергии предусмотрены для учета активной и реактивной энергии в двух направлениях.

Существующие счетчики электрической энергии располагаются на панелях 26 и 36 в ГЩУ. Проектируемые счетчики электрической энергии также устанавливаются на существующую панель 36 в ГЩУ.

Все применяемые средства измерений на ПС внесены в Государственный реестр СИ, имеют свидетельства об утверждении типа средств измерений и должны быть с первичной поверкой [14].

Счетчики электрической энергии.

Счетчики предназначены для измерения и многотарифного учета активной и реактивной электроэнергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии.

В работе предусмотрена установка счетчиков класса точности 0,2S/0,5 с номинальным напряжением $3 \times 57,7/100$ В и номинальным (максимальным) током 5(10) А.

Счетчик ведет архивы тарифицированной учтенной энергии и не тарифицированной энергии с учетом потерь (активной, реактивной прямого и обратного направления и четырехквadrантной реактивной энергии), а также учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровым входам:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 30 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 30 дней;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и двенадцати предыдущих месяцев;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года.

1.7 Описание программного обеспечения

1.7.1 Состав программного обеспечения

Программное обеспечение СУЭ ПС 110 кВ Разряд функционирует на уровне программного обеспечения счетчиков, входящих в состав ИИК.

К программному обеспечению ИИК относится встроенное ПО счетчиков электроэнергии.

1.7.2 Функции программного обеспечения

«Программное обеспечение счетчиков электроэнергии обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение и вычисление данных о потреблении электроэнергии и мощности;
- самодиагностика и ведение журнала событий;
- дистанционное конфигурирование;
- защита от несанкционированного доступа;
- хранение и передача на вышестоящий уровень измерительной и диагностической информации» [25].

1.8 Метрологическое обеспечение СУЭ

1.8.1 Обоснование выбора классов точности

«В соответствии с СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ», класс точности счетчиков электрической энергии должен быть следующим:

- для ЛЭП и Т (АТ), ШР (УШР) напряжением 110 кВ и выше - не хуже 0,2S;
- для остальных присоединений - не хуже 0,5S.

Класс точности счетчиков реактивной электроэнергии может быть на одну ступень ниже соответствующего класса точности счетчиков активной электроэнергии.

Согласно СТО 56947007-29.240.10.248-2017 класс точности обмоток ТТ и ТН для целей учета электроэнергии должен быть:

- ТТ 110 кВ и выше – не хуже 0,2S;
- остальные ТТ – не хуже 0,5S;
- ТН 110 кВ и выше – не хуже 0,2;
- остальные ТН - не хуже 0,5.

Класс точности счетчиков электрической энергии для присоединений 35 кВ на ПС 110 кВ №127 «Разряд» был принят 0,2S» [19].

Для ПС 110 кВ №127 «Разряд» в качестве измерительных трансформаторов используются измерительные трансформаторы тока и трансформаторы напряжения класса точности 0,2S и 0,5 соответственно.

1.8.2 Расчет нагрузки и потерь напряжения во вторичных цепях ТН

Для обеспечения работы ТН в своем классе согласно ГОСТ 1983-2015 проверяем, что бы минимальная загрузка вторичной обмотки ТН составляла 25 %. В случае несоответствия указанному условию, выполняем нормализацию нагрузки вторичных цепей ТН согласно методическим указаниям МИ 3023-2006 [13]. Так как оптимальные значения метрологических характеристик трансформаторов напряжения находятся в диапазоне от 40 % до 60 % от номинального значения мощности нагрузки, выполним нормализацию мощности нагрузки трансформатора до уровня 40 % при нормальной фиксации присоединений.

В результате анализа фактического состояния вторичных цепей напряжения, а также в соответствии с требованиями ко вторичным цепям, производится расчет сечений и выбор типа кабелей во вторичных цепях напряжения. «Кроме того, производится расчет потерь напряжения в измерительных цепях от ТН до счетчика по выбранному сечению жилы кабеля

и сравнение расчетного значения потерь в цепях напряжения с допустимым значением 0,25% номинального напряжения согласно ПУЭ п.1.5.19» [15].

«В уточненных расчетах определение нагрузки ТН ведется по наиболее нагруженной фазе ТН (по которой проходит наибольший ток). Потребляемые мощности (нагрузки от приборов и реле) выражаются в Вольт-Амперах. Суммирование нагрузок в практических расчетах производится арифметически без учета коэффициентов мощности отдельных нагрузок (за исключением отдельных случаев, когда $S_{расч} > S_{ном.ТН}$). Неравномерность нагрузок по фазам учитывается приближенно в зависимости от схемы соединения.

Классы точности характеризуются наибольшими допускаемыми по ГОСТ 1983-2015 погрешностями напряжения и угловой при условии, что вторичная нагрузка может изменяться в пределах $(0,25 - 1,0) \cdot S_{ном}$ при активно-индуктивном коэффициенте мощности $\cos\phi$ не менее 0.8, первичном напряжении $U_{1Н} \pm 10\%$, частоте 50 Гц. Для ТН установлены четыре класса точности: 0.2; 0.5; 1; 3. Цифра означает предельно допустимую погрешность по напряжению в процентах.

Расчетная мощность ТН в требуемом классе точности ВА должна быть в пределах» [3]:

$$0,25 \cdot S_{ном} \geq S_{расч} = \sum (S_{приб} + S_{реле}) \geq S_{ном}. \quad (1)$$

«В отдельных случаях, когда $S_{расч} > S_{ном}$, во избежание необоснованного завышения мощности ТН следует учитывать $\cos\phi$ нагрузки, считая по формуле» [3]:

$$S_{расч} = \sqrt{(\sum P_2)^2 + (\sum Q_2)^2}, \quad (2)$$

где « $\sum P_2, \sum Q_2$ – сумма активных и реактивных мощностей нагрузок ТН» [3].

«Потери напряжения в линии ТН – счетчик рассчитываются для максимально нагруженной фазы ТН» [3].

Для определения потерь напряжения в проводах определяется фазный ток, протекающий во вторичных цепях трансформатора напряжения:

$$I_{\text{втор.ТН}} = \frac{S_{\text{приб}}}{U_{\text{втор.ТН}} \cdot \sqrt{3}}, \quad (3)$$

для схемы включения двухэлементного прибора в трехпроводную сеть (фаза U_b ТН заземлена);

$$I_{\text{втор.ТН}} = \frac{S_{\text{приб}}}{U_{\text{втор.ТН}}}, \quad (4)$$

для схемы включения трехэлементного прибора в трехпроводную или четырехпроводную сеть («земля» с ТН идет отдельным проводом).

В формулах 3 и 4 используются следующие обозначения: $S_{\text{приб}}$ – мощность (ВА) потребляемая измерительными приборами, подключенными к максимально нагруженной фазе ТН; $U_{\text{втор.ТН}}$ – номинальное вторичное напряжение ТН.

Сопротивление проводов рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{пр}} = \frac{l \cdot \rho}{s}, \quad (5)$$

где l – длина провода (м) идущего от ТН до счетчика электроэнергии;

« ρ – удельное сопротивление (Ом·мм²)/м (0,0175 и 0,0286 для меди и алюминия соответственно);

s – сечение провода (мм²)» [22].

«Потери напряжения во вторичных проводах ТН определяются из следующего выражения» [3]:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{втор.ТН}} \cdot R_{\text{пр}}}{U_{\text{втор.тн}}} \cdot 100\% . \quad (6)$$

«Согласно требованиям ПУЭ, потери напряжения в цепи трансформатор напряжения - электросчетчик не должны превышать 0,25 % номинального вторичного напряжения ТН» [16].

Приборы в цепях измерения ТН приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Приборы в цепях измерения ТН

№ ИИК	Присоединение	Наименование ТН	Прибор				Полная нагрузка Sp, В·А
			Тип прибора	Потребляемая мощность S, В·А	Количество, шт.	Суммарная нагрузка, ВА для 1-фаз. ТН	
1	Ввод 35 кВ Т-1	ТН-1-35	Счетчик	1,20	1	1,20	4,80
4	ВЛ 35 кВ Разряд-Подъячево		Счетчик	1,20	1	1,20	
5	ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-3		Счетчик	1,20	1	1,20	
6	ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-В		Счетчик	1,20	1	1,20	
2	Ввод 35 кВ Т-2	ТН-2-35	Счетчик	1,20	1	1,20	5,40
			Догрузочный резистор	3,00	1	3,00	
3	ВЛ 35 кВ Разряд-Инженерная		Счетчик	1,20	1	1,20	

Расчет нагрузок измерительных цепей ТН в нормальном режиме приведен в таблице 4.

Таблица 4 - Расчет нагрузок измерительных цепей ТН в нормальном режиме

№ И И К	Присоединение	Наименование ТН	Место установки ТН	Место установки и счетчика	ТН			Расчетная нагрузка $S_{расч}, В \cdot А$	$S_{ном} \geq S_{расч}$	$S_{расч} \geq 0,2 \cdot S_{ном}$
					Тип	Класс точности	$S_{ном}, В \cdot А$			
1	Ввод 35 кВ Т-1	ТН-1-35	ОРУ-35кВ	ГЩУ. Панель №36	Не определен	0,5	15,0	4,80	да	да
4	ВЛ 35 кВ Разряд-Подъячево									
5	ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-З									
6	ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-В									
2	Ввод 35 кВ Т-2	ТН-2-35				0,5	15,0	5,40	да	да
3	ВЛ 35 кВ Разряд-Инженерная									

Расчет нагрузок измерительных цепей ТН в ремонтном режиме приведен в таблице 5.

Исходя из расчета, вторичная нагрузка трансформаторов напряжения на присоединениях 35 кВ составляет более 25% от номинальной, что соответствует требованиям ГОСТ 1983-2015.

Расчет потерь напряжения во вторичных цепях ТН до счетчика приведен в таблице 6.

Таблица 5 - Расчет нагрузок измерительных цепей ТН в ремонтном режиме

№ ИИ К	Присоединение	Наименование ТН	Место установки ТН	Место установки счетчика	ТН			Расчетная нагрузка $S_{расч}, В \cdot А$	$S_{ном} \geq S_{расч}$	$S_{расч} \geq 0,25 \cdot S_{ном}$
					Тип	Класс точн.	$S_{ном}, В \cdot А$			
1	Ввод 35 кВ Т-1	ТН-1-35	ОРУ-35кВ	ГЩУ. Панель №36	Не определен	0,5	15,0	10,20	да	да
4	ВЛ 35 кВ Разряд-Подъячево									
5	ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-3									
6	ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-В									
2	Ввод 35 кВ Т-2	ТН-2-35				0,5	15,0	10,20	да	да
3	ВЛ 35 кВ Разряд-Инженерная									

Таблица 6 - Расчет потерь напряжения во вторичных цепях ТН до счетчика

№ ИИК	Присоединение	Место установки ТН	Место установки и счетчика	Контакты	Кабель №1							
				$R_{конт}$	Марка	L	S	ρ	$R_{к1}+R_{конт}$	$S_{расч.}$	$I_{вт. расч.}$	ΔU_1
				Ом	Марка	м	мм ²	Ом мм ² /м	Ом	В·А	А	%
1	Ввод 35 кВ Т-1	ОРУ-35 кВ	ГЩУ. Панель №36	0,1	КВВГЭнг	10	4	0,0175	0,144	4,8	0,083	0,021
4	ВЛ 35 кВ Разряд-Подъячево			0,1	КВВГЭнг	10	4	0,0175	0,144	4,8	0,083	0,021
5	ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-3			0,1	КВВГЭнг	10	4	0,0175	0,144	4,8	0,083	0,021
6	ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-В			0,1	КВВГЭнг	10	4	0,0175	0,144	4,8	0,083	0,021
2	Ввод 35 кВ Т-2			0,1	КВВГЭнг	10	4	0,0175	0,144	5,4	0,094	0,023
3	ВЛ 35 кВ Разряд-Инженерная			0,1	КВВГЭнг	10	4	0,0175	0,144	5,4	0,094	0,023

Продолжение таблицы 6

№ И И К	Присоединение	Место установки ТН	Место установки счетчика	Контакты	Кабель №2								
				R _{конт}	Марка	L	S	ρ	R _{к2}	S _{потр.сч.}	Кол.сч-ков	I _{вт. расч.}	ΔU ₂
				Ом	Марка	м	мм ²	Ом мм ² /м	Ом	В·А	шт	А	%
1	Ввод 35 кВ Т-1	ОРУ-35 кВ	ГЩУ. Панель №36	0,1	КВВГЭнг	90,0	4	0,0175	0,394	1,2	1	0,021	0,0142
4	ВЛ 35 кВ Разряд-Подъячево			0,1	КВВГЭнг	90,0	4	0,0175	0,394	1,2	1	0,021	0,0142
5	ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-3			0,1	КВВГЭнг	90,0	4	0,0175	0,394	1,2	1	0,021	0,0142
6	ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-В			0,1	КВВГЭнг	90,0	4	0,0175	0,394	1,2	1	0,021	0,0142
2	Ввод 35 кВ Т-2			0,1	КВВГЭнг	110,0	4	0,0175	0,481	1,2	1	0,021	0,0173
3	ВЛ 35 кВ Разряд-Инженерная			0,1	КВВГЭнг	110,0	4	0,0175	0,481	1,2	1	0,021	0,0173

Продолжение таблицы 6

№ И И К	Присоединение	Место установки ТН	Место установки счетчика	Контакты	Кабель №3									ΔU, %	ΔU ≤ 0,25%
				R _{конт}	Марка	L	S	ρ	R _{к3}	S _{потр.сч.}	Кол.сч-ков	I _{вт. расч.}	ΔU ₃		
				Ом	Марка	м	м мм ²	Ом мм ² /м	Ом	В·А	шт	А	%		
1	Ввод 35 кВ Т-1	ОРУ-35 кВ	ГЩУ. Панель №36	0,1	ПУГВ	2	2,5	0,0175	0,014	1,2	1	0,021	0,0005	0,0354	да
4	ВЛ 35 кВ Разряд-Подъячево			0,1	ПУГВ	2	2,5	0,0175	0,014	1,2	1	0,021	0,0005	0,0354	да
5	ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-3			0,1	ПУГВ	2	2,5	0,0175	0,014	1,2	1	0,021	0,0005	0,0354	да
6	ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-В			0,1	ПУГВ	2	2,5	0,0175	0,014	1,2	1	0,021	0,0005	0,0354	да
2	Ввод 35 кВ Т-2			0,1	ПУГВ	2	2,5	0,0175	0,014	1,2	1	0,021	0,0005	0,0411	да
3	ВЛ 35 кВ Разряд-Инженерная			0,1	ПУГВ	2	2,5	0,0175	0,014	1,2	1	0,021	0,0005	0,0411	да

В результате расчетов сечений и выбора типов кабелей во вторичных цепях напряжения, а также определения потерь напряжения в измерительных цепях от ТН до измерительного преобразователя установлено, что расчетное значение потерь в цепях напряжения меньше максимально допустимого.

1.8.3 Обоснование выбора коэффициентов трансформации трансформаторов тока

Согласно требованиям ГОСТ 7746-2015, метрологические характеристики трансформатора тока нормируются при значениях первичного тока, находящихся в пределах от 1 до 120% от номинального первичного тока трансформатора.

На основании замеров тока на присоединениях 35 кВ за 2021-2024 годы произведена проверка первичных токов присоединений электроподстанции в граничных режимах. Результаты расчета сведены в таблицу 7.

Таблица 7 - Расчет нагрузки вторичных цепей счетчиков в максимальном и минимальном режимах

№ ИИК	Присоединение	U _{ном} , кВ	I _{ном.тт} , А	I _{2ном.тт} , А	I _{ном.сч} , А	Макс. режим			Мин. режим			Нагрузка присоединения		Соответствие треб. ПУЭ	
						I _{ном.сч. при 40%} , А	I _{сч. в max режиме} , А	I _{сч. в max режиме} , %	I _{ном.сч. при 5%} , А	I _{сч. в min режиме} , А	I _{сч. в min режиме} , %	I _{тт max режим} , А	I _{тт min режим} , А	макс. режим	мин. режим
1	Ввод 35 кВ Т-1	35	300	5	5	2	2,97	59,33	0,25	1,03	20,67	178,00	62,00	да	да
2	Ввод 35 кВ Т-2	35	300	5	5	2	3,05	61,00	0,25	1,33	26,67	183,00	80,00	да	да
3	ВЛ 35 кВ Разряд-Инженерная	35	300	5	5	2	3,10	62,00	0,25	1,33	26,67	186,00	80,00	да	да
4	ВЛ 35 кВ Разряд-Подъячево	35	75	5	5	2	0,08	1,60	0,25	0,02	0,40	1,20	0,30	нет	нет

Продолжение таблицы 7

№ ИИК	Присоединение	U _{ном} , кВ	I _{1ном.тт} , А	I _{2ном.тт} , А	I _{ном.сч.} , А	Макс. режим			Мин. режим			Нагрузка присоединения		Соответствие треб. ПУЭ	
						I _{ном.сч. при 40%, А}	I _{сч. в max режиме, А}	I _{сч. в max режиме, %}	I _{ном.сч. при 5%, А}	I _{сч. в min режиме, А}	I _{сч. в min режиме, %}	I _{1 ТТ max режим, А}	I _{1 ТТ min режим, А}	макс. режим	мин. режим
5	ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-З	35	300	5	5	2	1,48	29,67	0,25	0,52	10,33	89,00	31,00	нет	да
6	ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-В	35	300	5	5	2	1,50	30,00	0,25	0,52	10,33	90,00	31,00	нет	да

1.8.4 Расчет нагрузки вторичных цепей ТТ

«Сечения жил кабелей токовых цепей ТТ выбираются исходя из выполнения следующего условия (согласно ГОСТ 7746-2015)» [4]:

$$0,25Z_{доп} \leq Z_n \leq Z_{доп}, \quad (7)$$

где « Z_n – полная нагрузка вторичной обмотки ТТ, ВА;

$Z_{доп}$ – допустимая (номинальная) нагрузка вторичной обмотки ТТ, ВА» [4].

«Полная нагрузка складывается из сопротивлений, подключенных к ТТ приборов, контрольных кабелей и переходных контактов» [4]:

$$Z_n = \frac{S_{сч}}{I_{2ном}^2} + R_{каб} + R_{пр} + R_{перех}, \quad (8)$$

где « $S_{сч}$ – потребление токовой цепи счетчика, ВА;

$I_{2ном}$ – номинальный вторичный ток ТТ, А;

$R_{каб}$ – сопротивление контрольного кабеля токовых цепей, Ом;
 R_{np} – суммарное сопротивление измерительных приборов, Ом;
 $R_{перех}$ – суммарное сопротивление переходных контактов, Ом» [4].

$$R_{каб} = \frac{k_1 \cdot L \cdot \rho}{F}, \quad (9)$$

где « L - длина кабеля, м;

ρ - удельное сопротивление материала кабеля, Ом·мм² /м;

F - сечение жилы кабеля, мм²;

k_1 – коэффициент схемы включения ТТ» [4].

$$R_{np} = \frac{S_{np}}{I_{2ном}^2}, \quad (10)$$

где « S_{np} – суммарная мощность, потребляемая измерительными приборами, ВА» [4].

«В случае, если полная нагрузка вторичной цепи ТТ составляет менее $0,25Z_{дон}$, необходимо провести догрузку цепи догрузочными резисторами с целью выполнения условия (7)» [4]. Расчеты нагрузки вторичных цепей ТТ остальных ИИК выполняется аналогично; результаты расчетов сведены в таблицы 8-10.

Таблица 8 - Перечень приборов во вторичных цепях трансформаторов тока

№ ИИК	Присоединение	Прибор	Нагрузка ф. А, В-А	Нагрузка ф. В, ВА	Нагрузка ф. С, В А	ΣS ф. А, ВА	ΣS ф.В, ВА	ΣS ф. С, ВА	Smax, ВА
1	Ввод 35 кВ Т-1	Счетчик	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
2	Ввод 35 кВ Т-2	Счетчик	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
3	ВЛ 35 кВ Разряд- Инженерная	Счетчик	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
4	ВЛ 35 кВ Разряд- Подъячево	Счетчик	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
5	ВЛ 35 кВ Разряд- Тяговая-3	Счетчик	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
6	ВЛ 35 кВ Разряд- Тяговая-В	Счетчик	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100

Таблица 9 - Расчет сопротивления проводов и кабелей от трансформаторов тока до счетчиков

№ ИИК	Присоединение	Место установки ТТ	Место установки счетчика	Кабель №1					Кабель №2					ΣR _{пров} , Ом
				Марка	L, м	S, мм ²	ρ, Ом·мм ² /м	R _{пров} , Ом	Марка	L, м	S, мм ²	ρ, Ом·м/м ²	R _{пров} , Ом	
1	Ввод 35 кВ Т-1	ОРУ-35 кВ	ГЩУ. Панель №36	КВВГЭнг	145	4,0	0,0175	0,634	ПВ	2	2,5	0,0175	0,014	0,648
2	Ввод 35 кВ Т-2	ОРУ-35 кВ		КВВГЭнг	105	4,0	0,0175	0,459	ПВ	2	2,5	0,0175	0,014	0,473
3	ВЛ 35 кВ Разряд- Инженерная	ОРУ-35 кВ		КВВГЭнг	75	2,5	0,0175	0,525	ПВ	2	2,5	0,0175	0,014	0,539
4	ВЛ 35 кВ Разряд- Подъячево	ОРУ-35 кВ		КВВГЭнг	120	4,0	0,0175	0,525	ПВ	2	2,5	0,0175	0,014	0,539
5	ВЛ 35 кВ Разряд- Тяговая- 3	ОРУ-35 кВ		КВВГЭнг	160	4,0	0,0175	0,700	ПВ	2	2,5	0,0175	0,014	0,714
6	ВЛ 35 кВ Разряд- Тяговая- В	ОРУ-35 кВ		КВВГЭнг	170	4,0	0,0175	0,744	ПВ	2	2,5	0,0175	0,014	0,758

Таблица 10 – Расчет нагрузок вторичных цепей ТТ

№ ИИ К	Присоединение	Тип ТТ	Кабели и провода	Приборы		Контакты	Полная нагр.	Схема включения счетчика	Полная нагр. для схемы	Z _{доп} , Ом	Полн. нагр. %	Z _{доп} ≥ Z _п	Z _п ≥ 25%
				R _{пров} , Ом	S _{пр} , ВА								
1	Ввод 35 кВ Т-1	не определен	0,648	0,100	0,004	0,050	0,702	3 ф., звезда	0,702	1	70,2	да	да
2	Ввод 35 кВ Т-2	не определен	0,473	0,100	0,004	0,050	0,527	3 ф., звезда	0,527	1	52,7	да	да
3	ВЛ 35 кВ Разряд-Инженерная	не определен	0,539	0,100	0,004	0,050	0,593	3 ф., звезда	0,593	1	59,3	да	да
4	ВЛ 35 кВ Разряд-Подъячево	не определен	0,539	0,100	0,004	0,050	0,593	3 ф., звезда	0,593	1	59,3	да	да
5	ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-3	не определен	0,714	0,100	0,004	0,050	0,768	3 ф., звезда	0,768	1	76,8	да	да
6	ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-В	не определен	0,758	0,100	0,004	0,050	0,812	3 ф., звезда	0,812	1	81,2	да	да

Таким образом, нагрузки ТТ, приведенные в таблице 10, удовлетворяют требованиям ГОСТ 7746-2015.

1.8.5 Контроль точности результатов измерений

«Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов СУЭ.

Задачами контроля точности являются проверки:

- наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы СУЭ;
- отсутствия несанкционированных изменений схем вторичных цепей ТТ и ТН;
- соблюдения условий применения СИ;
- соблюдения требований к параметрам контролируемых присоединений;
- погрешности из-за потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН;
- регламентированного алгоритма работы СУЭ;
- правильности вычисления результатов измерений» [18].

«После замены СИ в измерительном канале должны быть выполнены работы по проверке соответствия погрешности измерений нормам точности.

Оперативный контроль точности проводят:

- если фактический небаланс электроэнергии, определенный в соответствии с СО 153-34.09.101-94 по результатам измерений, больше допустимого небаланса, рассчитанного с учетом относительных погрешностей измерительных каналов;
- при расхождении результатов измерений по показаниям дублирующих счетчиков, установленных на границах раздела сети (по балансовой принадлежности);

- при выходе параметров контролируемого присоединения за допускаемые пределы;
- при отклонении рабочих условий применения СИ за установленные границы;
- при потерях напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН более установленных значений;
- после изменения схемы вторичных цепей трансформаторов;
- после замены СИ в измерительном канале или после замены его составных частей;
- после поверки (калибровки) СИ, входящих в измерительный канал» [18].

Периодический контроль проводится с периодичностью, равной минимальному межповерочному интервалу компонентов ИИК.

1.9 Ведомость оборудования

Ведомость вновь устанавливаемого оборудования и кабелей приведена в таблице 11).

Таблица 11 - Ведомость вновь устанавливаемого оборудования и кабелей

Наименование оборудования	Кол.	Примечание
2 этап 1 очередь		
Оборудование и материалы	-	-
Счетчик микропроцессорный 2А+2Р для РУ 35 кВ, с дополнительным питанием от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами (RS-485 3×57,7/100 В, 5 А, класс точности 0,2S, шт.	1	Для установки в ГЩУ. Панель №36
Коробка испытательная переходная (на каждый счетчик), шт.	1	
ЗИП	-	-
Счетчик микропроцессорный 2А+2Р для РУ 35 кВ, с дополнительным питанием от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами (RS-485 3×57,7/100 В, 5 А, класс точности 0,2S, шт.	1	-
Коробка испытательная переходная (на каждый счетчик), шт.	1	-
Кабели	-	-

Продолжение таблицы 11

Наименование оборудования	Кол.	Примечание
Кабель силовой КВВГЭнг(А)-LS 5×4, м	130	Цепи ТТ (1 кабель) Прокладка по ЗРУ-30 м, по ОРУ-100 м.
Кабель силовой КВВГЭнг(А)-LS 5×2,5, м	50	Цепи ТН (1 кабель) Прокладка по ЗРУ-50 м
ПУГВнг(А)-LS 1×2,5, м	10	Внутришкафно й монтаж
3 этап 2 очередь		
Оборудование и материалы	-	-
Счетчик микропроцессорный 2А+2Р для РУ 35 кВ, с дополнительным питанием от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами (RS-485 3×57,7/100 В, 5 А, класс точности 0,2S, шт.	3	Для установки в ГЩУ. Панель №36
Коробка испытательная переходная (на каждый счетчик), шт.	3	-
Кабели	-	-
Кабель силовой КВВГЭнг(А)-LS 5×4, м	390	Цепи ТТ (3 кабеля) Прокладка по ЗРУ-90 м, по ОРУ-300 м.
Кабель силовой КВВГЭнг(А)-LS 5×2,5, м	150	Цепи ТН (3 кабеля) Прокладка по ЗРУ-150 м
ПУГВнг(А)-LS 1×2,5, м	30	Внутришкафно й монтаж
5 этап 2 очередь		
Оборудование и материалы	-	-
Счетчик микропроцессорный 2А+2Р для РУ 35 кВ, с дополнительным питанием от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами (RS-485 3×57,7/100 В, 5 А, класс точности 0,2S, шт.	1	Для установки в ГЩУ. Панель №36
Коробка испытательная переходная (на каждый счетчик), шт.	1	-
Кабели	-	-
Кабель силовой КВВГЭнг(А)-LS 5×4, м	130	Цепи ТТ (1 кабель) Прокладка по ЗРУ-30 м, по ОРУ-100 м.
Кабель силовой КВВГЭнг(А)-LS 5×2,5, м	50	Цепи ТН (1 кабель) Прокладка по ЗРУ-50 м

Продолжение таблицы 11

Наименование оборудования	Кол.	Примечание
ПУГВнг(А)-LS 1×2,5, м	10	Внутришкафно й монтаж
7 этап 2 очередь		
Оборудование и материалы	-	-
Счетчик микропроцессорный 2А+2Р для РУ 35 кВ, с дополнительным питанием от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами (RS-485 3х57,7/100 В, 5 А, класс точности 0,2S, шт.	1	Для установки в ГЩУ. Панель №36
Коробка испытательная переходная (на каждый счетчик), шт.	1	-
Кабели	-	-
Кабель силовой КВВГЭнг(А)-LS 5×4, м	130	Цепи ТТ (1 кабель) Прокладка по ЗРУ-30 м, по ОРУ-100 м.
Кабель силовой КВВГЭнг(А)-LS 5×2,5, м	50	Цепи ТН (1 кабель) Прокладка по ЗРУ-50 м
ПУГВнг(А)-LS 1×2,5, м	10	Внутришкафно й монтаж

Выводы по разделу.

«Автоматизированная система учета электроэнергии ПС Разряд представляет собой комплекс программно-технических средств, состоящих из:

- первичных преобразователей - трансформаторов тока и напряжения;
- первичных средств учета - цифровых счетчиков электроэнергии с интерфейсом связи» [23].

«Счетчик электрической энергии производит непрерывную цифровую обработку входных аналоговых сигналов, поступающих от измерительных трансформаторов тока и напряжения. Полученные данные хранятся в энергонезависимой памяти счетчика» [8].

«В качестве счетчиков электроэнергии выбраны счетчики для номинального напряжения 3×57,7/100 В, класс точности 0,2S/0,5, номинальный ток 5А.

Счетчики электроэнергии предусмотрены для учета активной и реактивной энергии в двух направлениях и имеют два интерфейса связи RS-485» [7].

Существующие счетчики электроэнергии располагаются на панелях 26, 36 и на ЩСН в ГЦУ. Проектируемые счетчики электроэнергии устанавливаются на существующую панель 36.

Проектируемая автоматизированная система учета электроэнергии реализует следующие функции:

- контроль электроэнергии и мощности;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированной информации;
- формирование архивов информации;
- ведение журналов событий;
- организация доступа к информации СУЭ;
- диагностика функционирования СУЭ;
- функции по защите информации;
- передача информации на вышестоящий уровень.

Общий объем проектируемых и существующих измерений по ПС составляет: 14 точек измерений.

Согласно СТО 56947007-29.240.10.248-2017 класс точности вторичной обмотки для цепей учета измерительных трансформаторов должен быть:

- ТТ 35 кВ – не хуже 0,5S;
- ТН 35 кВ – не хуже 0,5.

Для цепей учета предусмотрены отдельные обмотки на проектируемых трансформаторах тока и напряжения с классом точности 0,2S и 0,5 соответственно.

Произведен расчет нагрузки и потерь напряжения во вторичных цепях ТН. Для обеспечения работы ТН в своем классе согласно ГОСТ 1983-2015 проверяем, что бы минимальная загрузка вторичной обмотки ТН составляла 25 %. Исходя из расчета, вторичная нагрузка трансформаторов напряжения на

присоединениях 35 кВ составляет более 25% от номинальной, что соответствует требованиям ГОСТ 1983-2015.

В результате расчетов сечений и выбора типов кабелей во вторичных цепях напряжения, а также определения потерь напряжения в измерительных цепях от ТН до измерительного преобразователя установлено, что расчетное значение потерь в цепях напряжения меньше максимально допустимого.

Выполнен выбор трансформаторов тока и расчет нагрузок во вторичных цепях ТТ. По результатам расчетов полная нагрузка вторичной цепи ТТ составляет более $0,25Z_{дон}$, что удовлетворяют требованиям ГОСТ 7746-2015.

Составлена ведомость вновь устанавливаемого оборудования и кабелей, необходимых для расширения системы учета электрической энергии на ПС Разряд.

2 Электроснабжение собственных нужд ОРУ 35 кВ ПС Разряд

2.1 Выбор конструктивных и инженерно-технических решений

«На ПС будет произведена установка шкафов обогрева приводов выключателей.

Конструктивно шкаф представляет собой металлический корпус напольного исполнения.

Степень защиты шкафа – не менее IP54. Габариты панелей (В×Ш×Г) – 1300×600×300 мм.

Питание шкафов обогрева (DQ) выполняется от существующего щита ЩСН 0,4 кВ.

Для сети обогрева переменного тока принято напряжение 400/230 В с заземленной нейтралью. Система заземления нейтрали TN-C-S. Заземление нейтралей выполняется в щите ЩСН 0,4 кВ, разделение PEN проводников на PE и N проводники выполняется в кабелях отходящих присоединений и на шинах силовых сборок.

Вводы в шкафы выполняются кабельными линиями ВВГнг(А)-LS 5×50 от автоматических выключателей ЩСН 0,4 кВ QF24 и QF31.

В качестве вводных аппаратов защиты применяются выключатели нагрузки номиналом 63 А.

Для отходящих линий применяются автоматические выключатели в модульном исполнении номинальным током 10А» [12].

2.2 Собственные нужды ОРУ 35 кВ

«Для обеспечения обогрева приводов разъединителей на ОРУ 35 кВ на ПС Разряд устанавливаются шкафы DQ.

Сборки выполнены из шкафов напольного исполнения одностороннего обслуживания. Шкаф конструктивно представляет собой металлический

корпус, в котором установлены электрические аппараты (вводной выключатель нагрузки, фидерные автоматические выключатели, шинки питания и заземления и пр.)» [17]

Схема принципиальная шкафа обогрева приводов ПР11 №5 в ячейке №5 ОРУ 35 кВ «ШСВ» приведена на рисунке 3.

2.3 Этапность реконструкции собственных нужд ОРУ 35 кВ

1 этап реконструкции собственных нужд ОРУ 35 кВ.

В рамках первого этапа реконструкции выполняется установка шкафов обогрева ПР11 №1, ПР11 №3, ПР11 №5, ПР11 №6.

В ячейке №1 «ВЛ 25 кВ Разряд-Инженерная» производится монтаж цепей обогрева приводов разъединителей ШР-1-35, ШР-2-35, ЛР-35 и привода выключателя В-35.

В ячейке №2 «Шинные аппараты 1 и 2 СШ» монтируются цепи обогрева для ШЗТН ТН- 1-35, ШЗТН ТН-2-35, провода разъединителей РТН-1-35, РТН-2-35.

В ячейке №3 «ВЛ 25 кВ Разряд-Подъячево» монтируются цепи обогрева привода разъединителя ЛР-35 и привода выключателя В-35.

В ячейке №5 «ШСВ» монтируются цепи обогрева привода разъединителя ШР-2-35 и привода выключателя В-35 ШСВ.

В ячейке №6 выполняется перемонтаж существующих цепей обогрева в проектируемый шкаф ПР11 №6.

В существующий ЩСН 0,4 кВ выполняется установка двух автоматических выключателей номиналом 100 А на первую и вторую секцию.

От первой секции ЩСН выполняется монтаж кабеля до шкафа ПР11 №1 длиной 80 м. От второй секции монтируется кабель длиной 90 м до шкафа ПР11 №3. Между шкафами ПР11 №1 и ПР11 №6, ПР11 №3 и ПР11 №5 выполняются кабельные связи. Между шкафами ПР11 №5 и ПР11 №6 выполняется временная кабельная связь.

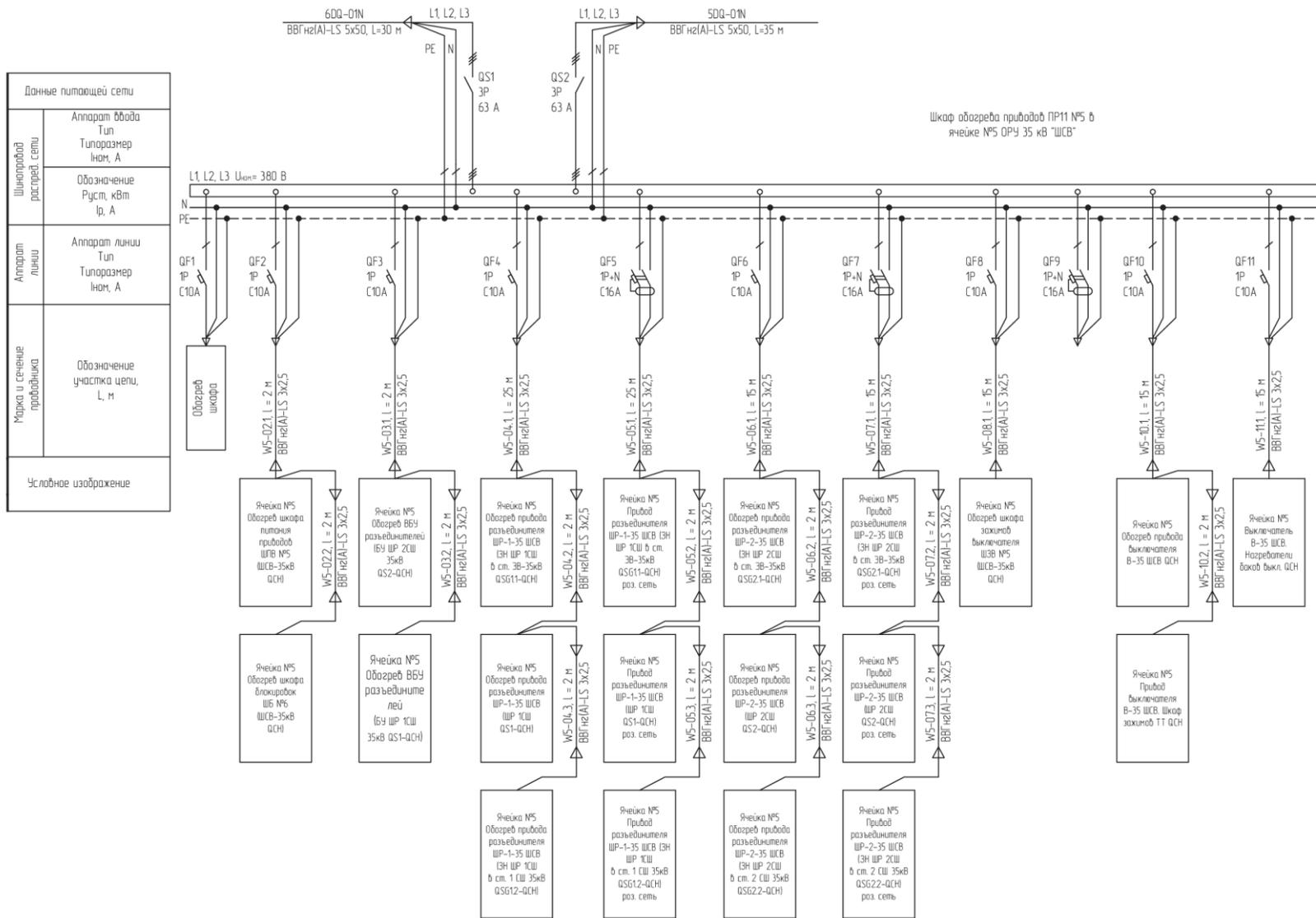


Рисунок 3 - Схема принципиальная шкафа обогрева приводов ПР11 №5 в ячейке №5 ОРУ 35 кВ «ШСВ»

2 этап реконструкции собственных нужд ОРУ 35 кВ.

В рамках первой очереди второго этапа выполняется монтаж шкафов обогрева ПР11 №9, ПР11 №10, ПР11 №11.

В ячейке №9 «ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-3» монтируются цепи обогрева привода разъединителя ЛР-35 и привода выключателя В-35 Тяговая -3.

Во второй очереди второго этапа в ячейке №3 «ВЛ 25 кВ Разряд-Подъячево» монтируются цепи обогрева привода разъединителя ШР-2-35.

В ячейке №11 «Трансформатор Т-1» выполняется монтаж цепей обогрева приводов выключателей и разъединителей.

Между шкафами ПР11 №5, ПР11 №9, ПР11 №10 ПР11 №11, ПР11 №6 выполняются кабельные связи. Выполняется демонтаж временного соединения между шкафами ПР11 №5 и ПР11 №6.

3 этап реконструкции собственных нужд ОРУ 35 кВ.

В первой очереди выполняется демонтаж силовой части ОРУ 35 кВ.

Во второй очереди третьего этапа в ячейке №3 «ВЛ 25 кВ Разряд-Подъячево» монтируются цепи обогрева привода разъединителя ШР-1-35. В ячейке №5 «ШСВ» монтируются цепи обогрева привода разъединителя ШР-1-35.

4 этап реконструкции собственных нужд ОРУ 35 кВ.

В первой очереди выполняется демонтаж силовой части ОРУ 35 кВ.

Во второй очереди четвертого этапа в ячейке №9 «ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-3» монтируются цепи обогрева привода разъединителя ШР-2-35.

5 этап реконструкции собственных нужд ОРУ 35 кВ.

В первой очереди выполняется демонтаж силовой части ОРУ 35 кВ.

Во второй очереди пятого этапа в ячейке №10 «ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-В» монтируются цепи обогрева привода разъединителя ШР-2-35, ЛР-35 и и привода выключателя В-35 Тяговая -В.

6 и 7 этапы реконструкции собственных нужд ОРУ 35 кВ.

На шестом этапе и первой очереди седьмого выполняется демонтаж силовой части ОРУ 35 кВ.

Во второй очереди седьмого этапа в ячейке №9 «ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-3» монтируются цепи обогрева привода разъединителя ШР-1-35.

В ячейке №10 «ВЛ 35 кВ Разряд-Тяговая-В» монтируются цепи обогрева привода разъединителя ШР-1-35.

Выполняется монтаж наружного освещения ОРУ 35 кВ. Установка светильников и шкафов освещения на мачты. Монтаж щита наружного освещения в ОПУ и прокладка кабеля [15].

В таблице 12 приведен общий перечень необходимого оборудования и материалов, которые потребуются для собственных нужд ПС в рамках реконструкции ОРУ 35 кВ.

Таблица 12 - Общий перечень оборудования собственных нужд ПС в рамках реконструкции ОРУ 35 кВ

Наименование оборудования и краткая техническая характеристика	Тип	Ед. изм.	Кол.	Примечание
Оборудование				
«Шкаф обогрева приводов разъединителей в составе: –выключатель нагрузки – 63А, 3Р – 2 шт. –автоматический выключатель модульный – 10 А, 1Р – 13 шт. –автоматический выключатель дифференциального тока модульный – 16 А, 1Р+N – 4 шт. –обогреватель для установки на DIN-рейку 230 В, 300 Вт – 1 шт.» [17]	-	компл.	5	ПР11 №1 ПР11 №3 ПР11 №5 ПР11 №9 ПР11 №10
«Шкаф обогрева приводов разъединителей в составе: –выключатель нагрузки – 63А, 3Р – 2 шт. –автоматический выключатель модульный – 10 А, 1Р – 12 шт. –автоматический выключатель модульный – 40 А, 1Р – 1 шт. –автоматический выключатель дифференциального тока модульный – 16 А, 1Р+N – 4 шт. –обогреватель для установки на DIN-рейку 230 В, 300 Вт – 1 шт.» [17]	-	компл.	2	ПР11 №6 ПР11 №11

Продолжение таблицы 12

Наименование оборудования и краткая техническая характеристика	Тип	Ед. изм.	Кол.	Примечание
Изделия и материалы				
«Кабель силовой с медными жилами с ПВХ изоляцией пониженной горючести, с числом и сечением жил» [17]:	ВВГнг(А)-LS-0,66 5×50	м	450	С учетом запаса 6%
	ВВГнг(А)-LS-0,66 3×2,5	м	1100	С учетом запаса 6%
Концевая кабельная муфта для кабелей «нг-LS» с пластмассовой изоляцией до 1кВ	5ПКТп-1-25/50(Б) нг-LS	шт	16	

Выводы по разделу.

«Для обеспечения обогрева приводов выключателей и разъединителей на ОРУ 35 кВ на ПС Разряд устанавливаются шкафы DQ.

Вводы в шкафы выполняются кабельными линиями ВВГнг(А)-LS 5×50 от автоматических выключателей ЩСН 0,4 кВ QF24 и QF31.

В качестве вводных аппаратов защиты применяются выключатели нагрузки номиналом 63 А.

Шкаф конструктивно представляет собой металлический корпус, в котором установлены электрические аппараты (вводной выключатель нагрузки, фидерные автоматические выключатели, шинки питания и заземления и пр.)» [17].

Заключение

Целью бакалаврской работы являлось обеспечение достоверного учета поступившей и отпущенной электроэнергии по ПС 110/35/6 кВ Разряд после проведения реконструкции ОРУ 35 кВ.

«Автоматизированная система учета электроэнергии ПС Разряд представляет собой комплекс программно-технических средств, состоящих из:

- первичных преобразователей - трансформаторов тока и напряжения;
- первичных средств учета - цифровых счетчиков электроэнергии с интерфейсом связи» [23].

«Счетчик электрической энергии производит непрерывную цифровую обработку входных аналоговых сигналов, поступающих от измерительных трансформаторов тока и напряжения. Полученные данные хранятся в энергонезависимой памяти счетчика» [8].

«В качестве счетчиков электроэнергии выбраны счетчики для номинального напряжения $3 \times 57,7/100$ В, класс точности 0,2S/0,5, номинальный ток 5А.

Счетчики электроэнергии предусмотрены для учета активной и реактивной энергии в двух направлениях и имеют два интерфейса связи RS-485» [7].

Существующие счетчики электроэнергии располагаются на панелях 26, 36 и на ЩСН в ГЩУ. Проектируемые счетчики электроэнергии устанавливаются на существующую панель 36.

Проектируемая автоматизированная система учета электроэнергии реализует следующие функции:

- контроль электроэнергии и мощности;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированной информации;
- формирование архивов информации;

- ведение журналов событий;
- организация доступа к информации СУЭ;
- диагностика функционирования СУЭ;
- функции по защите информации;
- передача информации на вышестоящий уровень.

Общий объем проектируемых и существующих измерений по ПС составляет: 14 точек измерений.

Согласно СТО 56947007-29.240.10.248-2017 класс точности вторичной обмотки для цепей учета измерительных трансформаторов должен быть:

- ТТ 35 кВ – не хуже 0,5S;
- ТН 35 кВ – не хуже 0,5.

Для цепей учета предусмотрены отдельные обмотки на проектируемых трансформаторах тока и напряжения с классом точности 0,2S и 0,5 соответственно.

Произведен расчет нагрузки и потерь напряжения во вторичных цепях ТН. Для обеспечения работы ТН в своем классе согласно ГОСТ 1983-2015 проверяем, что бы минимальная загрузка вторичной обмотки ТН составляла 25 %. Исходя из расчета, вторичная нагрузка трансформаторов напряжения на присоединениях 35 кВ составляет более 25% от номинальной, что соответствует требованиям ГОСТ 1983-2015.

В результате расчетов сечений и выбора типов кабелей во вторичных цепях напряжения, а также определения потерь напряжения в измерительных цепях от ТН до измерительного преобразователя установлено, что расчетное значение потерь в цепях напряжения меньше максимально допустимого.

Выполнен выбор трансформаторов тока и расчет нагрузок во вторичных цепях ТТ. По результатам расчетов полная нагрузка вторичной цепи ТТ составляет более $0,25Z_{дон}$, что удовлетворяют требованиям ГОСТ 7746-2015.

Составлена ведомость вновь устанавливаемого оборудования и кабелей, необходимых для расширения системы учета электрической энергии на ПС Разряд.

Определена этапность реконструкции собственных нужд ОРУ 35 кВ ПС 110/35/6 кВ Разряд.

«Для обеспечения обогрева приводов выключателей и разъединителей на ОРУ 35 кВ на ПС Разряд устанавливаются шкафы DQ.

Вводы в шкафы выполняются кабельными линиями ВВГнг(А)-LS 5×50 от автоматических выключателей ЩСН 0,4 кВ QF24 и QF31.

В качестве вводных аппаратов защиты применяются выключатели нагрузки номиналом 63 А.

Шкаф конструктивно представляет собой металлический корпус, в котором установлены электрические аппараты (вводной выключатель нагрузки, фидерные автоматические выключатели, шинки питания и заземления и пр.)» [17].

Список используемой литературы

1. Васильев А. А. Электрическая часть станций и подстанций. М.: Энергия. 2000. 608 с.
2. ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200006974> (дата обращения: 23.02.2025).
3. ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136398> (дата обращения: 17.10.2024).
4. ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136399> (дата обращения: 16.10.2024).
5. ГОСТ 31565-2012 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200101754> (дата обращения: 23.02.2025).
6. ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200098806> (дата обращения: 18.10.2024).
7. ГОСТ 31819.23-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200098807> (дата обращения: 18.02.2025).
8. ГОСТ 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,5S и 0,5. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200039104> (дата обращения: 07.02.2025).

9. ГОСТ Р 51275 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200057516> (дата обращения: 23.02.2025).
10. ГОСТ Р 52069.0 Защита информации. Система стандартов. Основные положения. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200102287> (дата обращения: 23.02.2025).
11. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции: учебное пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. 111 с.
12. Марков В.С. Главные электрические схемы и схемы питания собственных нужд электростанций и подстанций: учебное пособие. Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2020. 192 с. ISBN 978-5-9729-0403-7. URL: <https://znanium.com/catalog/product/1167711> (дата обращения: 15.02.2025).
13. МИ 3023-2006 Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения / Рекомендации по метрологии № 3023-2006. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200067858> (дата обращения: 20.02.2025).
14. Положение о порядке проведения ревизии и маркирования специальными знаками визуального контроля средств учета электрической энергии. URL: <https://docs.cntd.ru/document/901719833> (дата обращения: 09.02.2025).
15. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. URL: <https://docs.cntd.ru/document/901839683?marker=6540IN> (дата обращения: 26.09.2024).
16. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. Москва: ИНФРА-М, 2023. 832 с. ISBN 978-5-16-018172-1. URL: <https://znanium.com/catalog/product/1910868> (дата обращения: 12.02.2025).

17. РМ4-4-85 Системы автоматизации технологических процессов. Проектирование систем электропитания. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200057215> (дата обращения: 07.01.2025).
18. СО 153-34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200028852> (дата обращения: 23.02.2025).
19. СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.10.248-2017_.pdf (дата обращения: 17.01.2025).
20. Техническая информация о ПС 110 кВ Разряд URL: <https://energybase.ru/substation/ps-110356-kv-razrad#map> (дата обращения: 23.02.2025).
21. Технические требования к автоматизированным информационно-измерительным системам коммерческого учета электроэнергии (мощности) субъектов ОПЭ. URL: <http://petroenergocenter.ru/articles/avt2-2/> (дата обращения: 15.02.2025).
22. Chapman S.J. Instructor's Manual to accompany Electric Machinery and Power System Fundamentals, Second Edition. USA: McGraw-Hill, 2011. 307 p.
23. Hase Y. Handbook of Power System Engineering. England: John Wiley & Sons, 2011. 401 p.
24. Hickey R.B., Robert B. Electrical Engineer's Portable Handbook. USA: McGraw-Hill Companies, 2012. 575 p.
25. Whitaker J.C. AC power systems. 4rd ed. California: CRC Press is an imprint of Taylor & Francis Group, 2014. 428 p.
26. Khan S., Khan S., Ahmed G. Industrial power systems. Boca Raton: CRC Press, 2016. 488 p.