

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)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

Энергосбережение и энергоэффективность
(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Контроль параметров электросетей подстанции 110/10 кВ «Северная» при использовании цифровых программно-технических средств

Студент

А.В. Космыль

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., доцент В.А. Шаповалов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Содержание

Введение.....	3
1 Анализ объекта исследования.....	7
1.1 Анализ сети высокого напряжения ПС 110/10 кВ «Северная».....	7
1.2 Анализ сети среднего напряжения ПС 110/10 кВ «Северная».....	11
1.3 Анализ сети низкого напряжения ПС 110/10 кВ «Северная»	17
2 Исследование наблюдаемости сети.....	20
2.1 Сетевая инфраструктура Жигулевского ПО	20
2.2 Процесс передачи электроэнергии.....	27
2.3 Существующие методы контроля параметров сети	30
2.4 Критический анализ существующих методов контроля параметров сети.....	33
2.5 Контроль потерь в сети 110/10/0,4 кВ.....	37
2.6 Контроль величины потерь в трансформаторе и линии	51
3 Применение мониторинга параметров сети на практике	55
3.1 Применение расчета потерь по методу оперативных данных	55
3.2 Компенсация реактивной мощности.....	59
3.3 Интеллектуальная АЧР.....	62
3.4 Использование мониторинга при технологическом присоединении	63
3.5 Алгоритм определения нетехнических потерь	68
3.6 Неравномерная нагрузка в сетях 0,4–0,22 кВ.....	77
3.7 Контроль показателей качества электроэнергии	78
3.8 Контроль температуры приборов учета.....	79
Заключение	81
Список используемых источников.....	83

Введение

Из-за растущего технического прогресса умные системы все чаще используются в различных сферах деятельности человека. Умные системы позволяют техническим специалистам, администраторам и менеджерам наблюдать и контролировать производительность и работу устройств с безопасного расстояния. Область энергетики в этом не исключение. Распределительные электросетевые компании должны управлять распределительной сетью, которая является одной из наиболее важных частей энергосистемы [11].

В настоящее время необходимы преобразования в энергетике для общего развития промышленности страны. Задача цифровизации энергетики поставлена на самом высшем уровне Президентом Российской Федерации в рамках программы «Цифровая экономика» [35], [36].

Умные счетчики предоставляют больше функциональных возможностей, чем просто передача потребителю данных о потреблении в режиме реального времени. Признавая, что электрические сети меняются, переходя от традиционных однонаправленных потоков электроэнергии к двунаправленным потокам, интеллектуальные счетчики способны помочь согласовать спрос и выработку.

Традиционно, емкость сети определялась на основе пикового использования. Это использование может отражать потребление энергии только в течение нескольких часов в году; например, поздно вечером в середине зимы. Можно избежать дорогостоящего усиления сети в будущем, если эти пики энергопотребления могут быть смещены. Это начинает происходить по мере того, как структура производства энергии меняется и становится все более зависимой от возобновляемых источников энергии, а не от традиционных электростанций. Кроме того, домохозяйства имеют потенциал стать автономными за счет увеличения доступности внутренних накопителей и генерации энергии [32]. Учитывая отсутствие исторических

данных и, следовательно, ограниченное текущее понимание моделей потребления и экспорта, ожидается, что интеллектуальные счетчики могут помочь согласовать спрос с генерацией и указать, где на поведение потребителей можно повлиять с помощью ценовых сигналов и определенных уровней автоматизации. Эта автоматизация может включать в себя включение или выключение незначительного оборудования потребителей в зависимости от того, что происходит в остальной сети. Ожидается, что, предоставляя потребителям информацию об их потреблении энергии, они смогут определить, где существуют возможности для сокращения их использования.

Чтобы максимизировать часть энергии, которая используется из низкоуглеродных источников, необходимо обеспечить точное соответствие спроса и выработки [9]. Это включает изменение уровня спроса по мере изменения экспорта генерации. При рассмотрении традиционного использования энергии трудно представить, как это возможно, т.е. потребитель должен находиться дома, чтобы пользоваться своими электрическими приборами. Однако по мере того, как мы переходим в мир с низким уровнем выбросов углерода, где люди хотят заряжать свои электромобили или аккумуляторы, можно увидеть, как интеллектуальные счетчики могут помочь согласовать генерацию и нагрузку; независимо от времени суток, когда это происходит [17]. Ожидается, что интеллектуальные счетчики принесут дополнительные преимущества тем, кто сосредоточен на энергоэффективности. Устранение необходимости посещать объект клиента для снятия показаний счетчика дает огромную экономию времени и ресурсов. Неточные данные и выставление счетов приводят к значительным расходам для поставщиков и потребителей, вызывая споры по счетам и проблемы со сменой процесса поставщика, что потенциально препятствует конкуренции и ухудшает качество обслуживания клиентов в целом.

Умные счетчики будут уведомлять сетевую организацию о сбоях в передаче электроэнергии, что поможет улучшить обслуживание

потребителей. Вместо того, чтобы ждать, пока первый потребитель уведомит их, сетевые организации смогут ответить, как только будет получено первое предупреждение о сбое интеллектуального счетчика. Интеллектуальные счетчики также будут уведомлять субъектов рынка электроэнергетики, если качество электроснабжения, например уровень напряжения, выходит за пределы заранее установленных уровней. Это поможет сетевым организациям лучше понять качество их поставок и устранить недостатки [12], [41].

Таким образом, интеллектуальный учет является технологией, которая поможет решить ряд проблем на пути к интеллектуальным энергетическим системам. Развитие интеллектуальных сетей в значительной степени зависит от данных и информации, а интеллектуальные счетчики будут предоставлять данные о потреблении из низковольтных сетей, где раньше этих данных было очень мало.

Умная сеть будет состоять из миллионов элементов – элементов управления, компьютеров, линий электропередач и новых технологий и оборудования. Интеллектуальные электронные устройства (IED), внедренные сегодня на подстанциях, содержат ценную информацию, как оперативную, так и нерабочую, необходимую многим группам пользователей внутри коммунального предприятия [8]. IED – это любое устройство, которое включает в себя один или несколько процессоров, способных принимать или отправлять данные/управление от или к внешнему источнику (например, электронные многофункциональные измерители, цифровые реле, контроллеры). Технология IED может помочь коммунальным службам повысить надежность, повысить эффективность работы и реализовать программы управления активами, включая профилактическое обслуживание, продление срока службы и улучшенное планирование [22].

Потребуется некоторое время для того, чтобы все технологии были доведены до совершенства, установлено оборудование и проверены системы, прежде чем он будет полностью введен в эксплуатацию. И это произойдет не

сразу – умная сеть будет развиваться по частям в течение следующего десятилетия или около того [5]. Когда умная сеть достигнет зрелости, она, скорее всего, претерпит те же изменения, которые Интернет уже привел к тому, как мы живем, работаем, играем и учимся.

Целью диссертационного исследования ставится разработка алгоритмов использования параметров сети для повышения эффективности процесса передачи электроэнергии в электросетевом комплексе ПС 110/10 кВ «Северная».

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- анализ существующей сети ПС 110/10 кВ «Северная»
- повышение наблюдаемости сети;
- использование данных мониторинга для повышения эффективности сети.

1 Анализ объекта исследования

1.1 Анализ сети высокого напряжения ПС 110/10 кВ «Северная»

Сеть высокого напряжения ПС 110/10 кВ «Северная» условно можно разделить на два уровня:

Первый уровень – воздушные линии электропередач, питающие подстанцию:

- ВЛ-110кВ «Промкомзона – Северная»;
- ВЛ-110кВ «Западная – 1».

Линия электропередачи 110 кВ «Промкомзона – Северная» показана на рисунке 1.

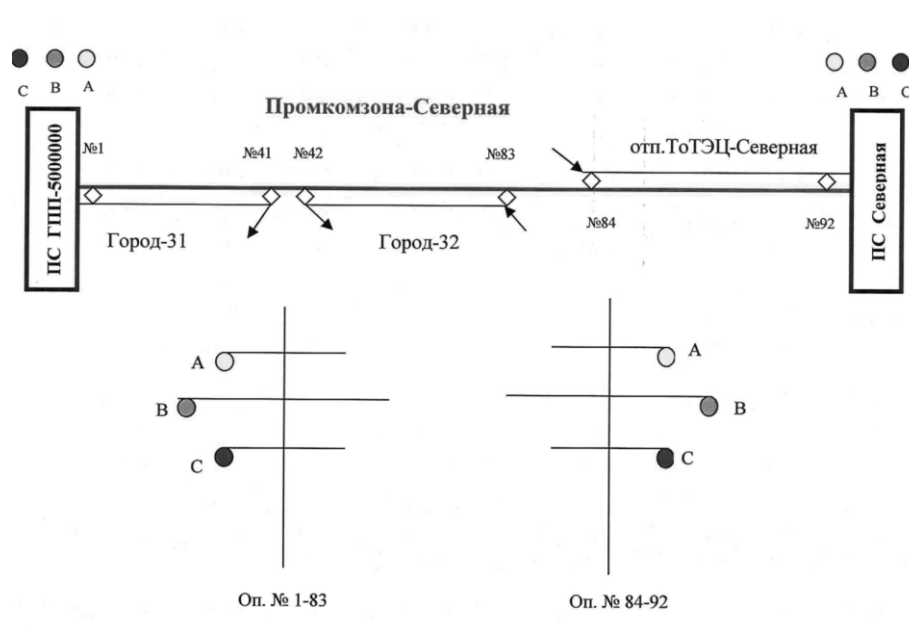


Рисунок 1 – Схем линии электропередачи 110кВ «Промкомзона – Северная»

Год постройки воздушной линии – 1997 г., дата ввода в эксплуатацию – 1998 г.

Основным условием безопасной эксплуатации линий, помимо очевидных ограничений, вытекающих из допустимой температуры проводящей части для данного проводника, является поддержание

безопасного расстояния до земли и наземных объектов, расположенных под линией электропередачи. Это расстояние устанавливается действующими стандартами, а для линии с номинальным напряжением 110 кВ оно составляет 5,74 м [4], [42]. Техническая реализация такого требования сводится к определению максимального тока в линии, который в данных погодных условиях не приведет к недопустимой близости к находящимся под ним объектам. Ток, обозначенный таким образом, называется динамическим током линии (нагрузка), чтобы подчеркнуть, что его значение изменяется с изменением погодных условий.

Второй уровень – электрическая подстанция и ее оборудование:

- закрытое распределительное устройство 110 кВ;
- два силовых трансформатора 110/10 кВ;
- закрытое распределительное устройство 10 кВ.

Схема электрических соединений ПС 110/10 кВ «Северная» приведена на рисунке 2.

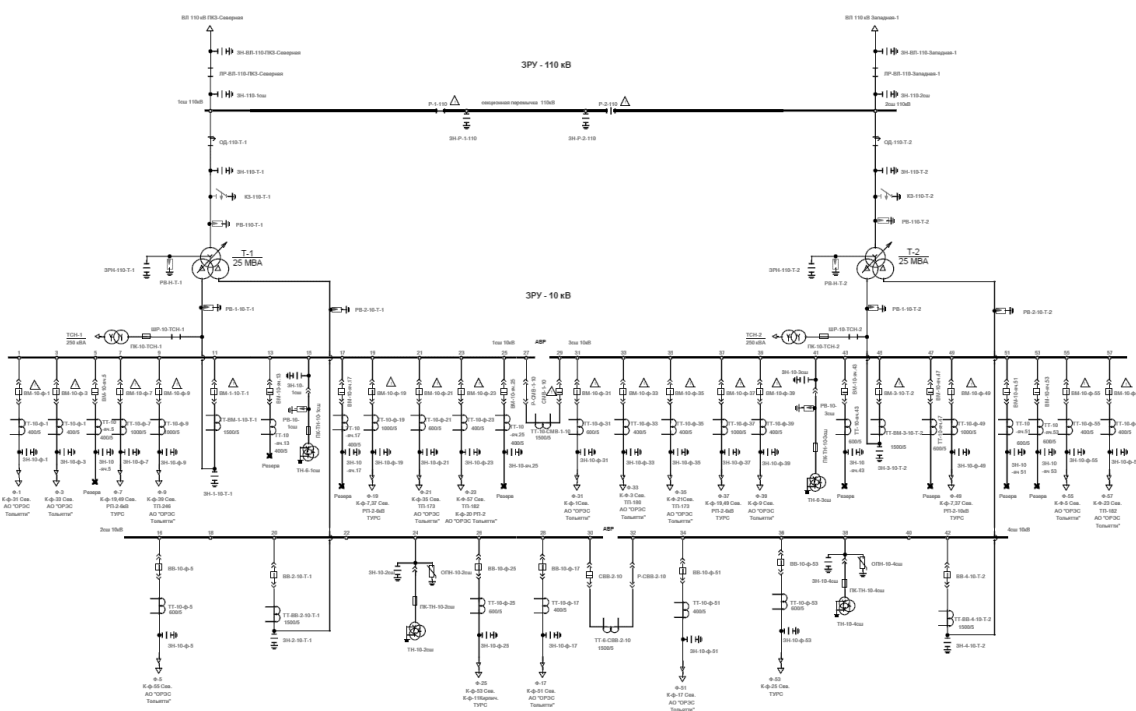


Рисунок 2 – Схема ПС 110/10 кВ «Северная»

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/10 кВ типа ТРДН–25000/110. Параметры силового трансформатора Т–1 приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Параметры силового трансформатора Т–1

Параметр	Значение
Завод изготовитель	ОАО "Тольяттинский трансформатор"
Номинальная мощность, МВА	25
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	115
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	6,6
Номинальный ток обмотки ВН, А	125,5
Номинальный ток обмотки НН, А	1146
Напряжение короткого замыкания, %	10,5
Потери короткого замыкания, кВт	121
Потери холостого хода, кВт	25
Ток холостого хода, %	0,75
Диапазон регулирования напряжения, %	1,5
Схема и группа соединения обмоток.	Y _н /Δ-Δ-11-11

Сведения о потребителях и нагрузках по присоединениям приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Сведения о потребителях и нагрузках по присоединениям

Наименование присоединения	Средняя потребляемая мощность, МВт		Количество ПС, ТП		Кол-во населения (чел)	Социально-значимые объекты (количество штук)						Населенные пункты	Потребители
	Зима	Лето	Наши	Абон.		Котел	вдз/оч ист.	в/ч/бо льн.	связь	д/сады	школы		
1 СШ 10 кВ	4,89	4,98	1	19	4450		/1						
Ф-1	0,62	0,49	1	6	1900		/1					п.Загородный	АО "ОРЭС Тольятти"
Ф-3	0,58	0,28		3	855							г.Тольятти	АО "ОРЭС Тольятти"
Ф-7	0,72	1,4		3								г.Тольятти	МОЛ "Парк-Хаус"
Ф-9	0,36	0,5		2	225							г.Тольятти	АО "ОРЭС Тольятти"
Ф-19	2,04	1,82		2								г.Тольятти	МОЛ "Парк-Хаус"
Ф-21	0,14	0,09		1	380							г.Тольятти	АО "ОРЭС Тольятти"
Ф-23	0,43	0,4		4	1090							с.Тимофеевка	АО "ОРЭС Тольятти"
2 СШ 10кВ	6,21	3,21	5	25	8290	1	2/	/4		1			
Ф-5	2,74	1,46		1	2975		1/	/3				г.Тольятти	АО "ОРЭС Тольятти"
Ф-17	1,37	0,96		5	3990							г.Тольятти	АО "ОРЭС Тольятти"
Ф-25	2,1	0,79	5	19	1325		1/	/1		1		с.Тимофеевка	Быт, водозабор, АЗС
3 СШ 10 кВ	6,88	4,58	0	18	9886		/1	/3					
Ф-31	1,8	1,14		6	3706		/1					г.Тольятти	АО "ОРЭС Тольятти"
Ф-33	0,24	0,24		2	872							г.Тольятти	АО "ОРЭС Тольятти"
Ф-37	1,8	1,22		1								г.Тольятти	МОЛ "Парк-Хаус"
Ф-39	0,14	0,09		2	445							г.Тольятти	АО "ОРЭС Тольятти"
Ф-49	2,16	1,18		2								г.Тольятти	МОЛ "Парк-Хаус"
Ф-55	0,58	0,3		1	3526			/3				г.Тольятти	АО "ОРЭС Тольятти"
Ф-57	0,02	0,02		3	1000							г.Тольятти	АО "ОРЭС Тольятти"
4 СШ 10 кВ	2,69	2,04	4	30	5578	1	1/						
Ф-51	1,73	1,3		6	4253							г.Тольятти	АО "ОРЭС Тольятти"
Ф-53	0,96	0,74	4	24	1325	1	1/					с.Тимофеевка	Быт, АЗС, МТФ, АГЭС

Для сбора данных с приборов учета на подстанции установлено устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа ЭКОМ–3000. УСПД соединено со всеми счетчиками интерфейсным кабелем. В качестве интерфейса связи используется RS–485 [28], [39].

УСПД собирает и хранит данные о мощности, токе, напряжении и количестве электроэнергии на интервале усреднения 30 минут.

Передача данных осуществляется по двум каналам связи: основному и резервному.

Основной канал связи представляет собой оптическое волокно.

Резервный канал связи осуществляет передачу данных по GSM сети через модем.

1.2 Анализ сети среднего напряжения ПС 110/10 кВ «Северная»

Сеть среднего напряжения в основном состоит из отходящих фидеров напряжением 10 кВ принадлежащие потребителю и нескольких фидеров находящихся на балансе сетевой организации.

Наибольший интерес для исследования представляют присоединения Ф–25 и Ф–53 принадлежащих сетевой организации и питающих село Тимофеевка.

Параметры ВЛ–10 кВ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Параметры ВЛ–10 кВ Ф–25 и Ф–53

	Наименование	Напряжение, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Протяженность ЛЭП, км	Количество опор, шт.	Дата последнего капитального ремонта	Количество отпаяк	Нормативный срок службы
1	ВЛ–10 кВ Ф–25 от ПС 110/10 кВ «Северная»	10	01.01.2004	6,38	95	01.06.2016	6	35
2	ВЛ–10 кВ Ф–53 от ПС 110/10 кВ «Северная»	10	01.01.2004	8,085	160	01.06.2016	7	35

Нормальная схема распределительной сети ВЛ–10 кВ Ф–25 ПС 110/10 кВ «Северная» представлена на рисунке 3.

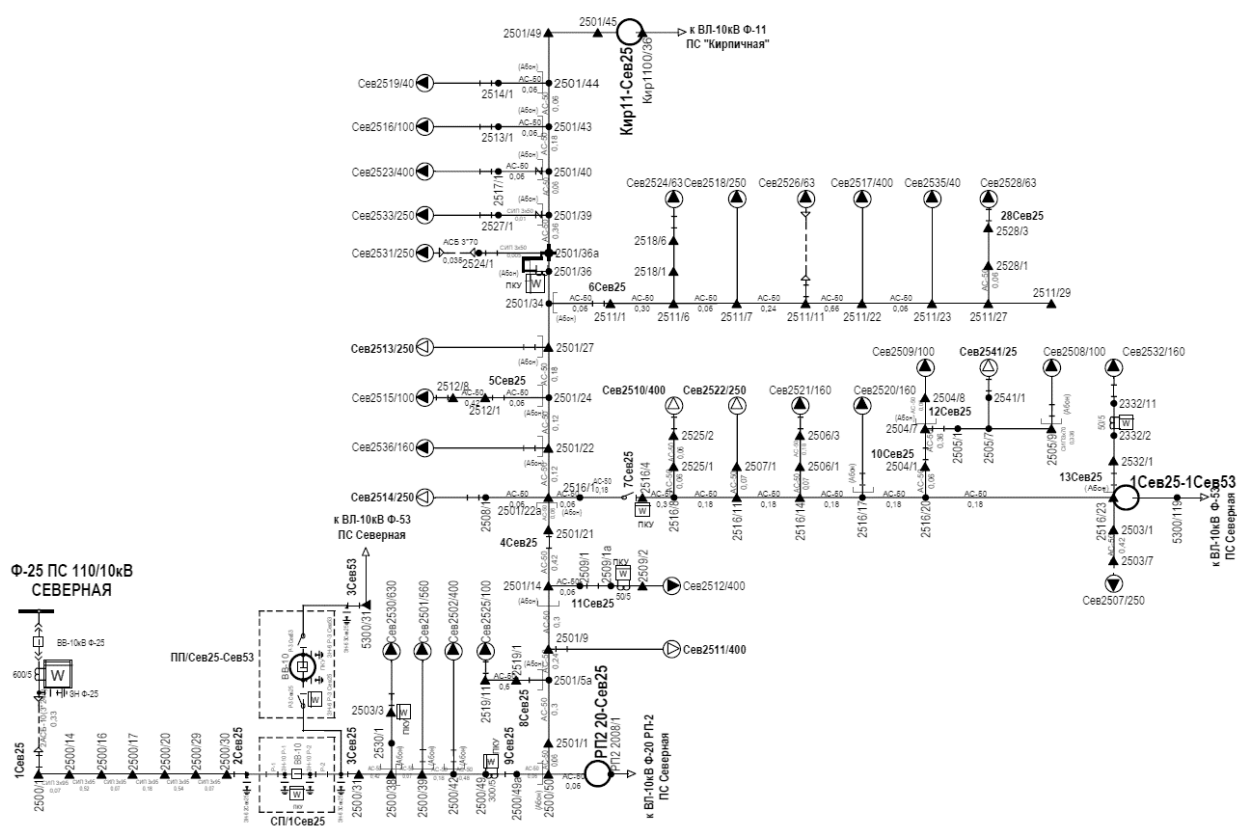


Рисунок 3 – Схема ВЛ–10 кВ Ф–25

Таблица 5 – Параметры ТП 10/0,4 кВ на балансе сетевой организации

	Наименование	Класс напряжения	Год ввода в эксплуатацию	Мощность ТП, МВА	Дата последнего капитального ремонта	Дата последнего текущего ремонта	Нормативный срок службы, лет
1	КТП–10/0,4 кВ Сев5339 с. Тимофеевка	10/0,4 кВ	01.01.2018	0,025	–	–	25
2	КТП–10/0,4 кВ Сев2513 с. Тимофеевка (Б/П)	«то же»	01.01.1990	0,25	30.06.2017	28.06.2019	25
3	КТП–10/0,4 кВ Сев5337 с. Тимофеевка	«то же»	01.01.2013	0,025	–	28.06.2019	25
4	КТП–10/0,4 кВ Сев5305 с. Тимофеевка	«то же»	01.01.1977	0,4	01.06.2013	28.06.2019	25
5	КТП–10/0,4 кВ Сев2511 с. Тимофеевка	«то же»	01.01.1977	0,16	01.06.2013	28.06.2019	25
6	КТП–10/0,4 кВ Сев5304 с. Тимофеевка	«то же»	01.01.1980	0,4	01.06.2013	28.06.2019	25
7	КТП–10/0,4 кВ Сев5303 с. Тимофеевка	«то же»	01.01.1985	0,4	01.06.2013	28.06.2019	25
8	КТП–10/0,4 кВ Сев2510 с. Тимофеевка	«то же»	01.01.2012	0,16	01.06.2013	28.06.2019	25
9	КТП–10/0,4 кВ Сев2514 с. Тимофеевка (Б/П)	«то же»	01.01.1990	0,25	01.06.2013	28.06.2019	25
1	КТП–10/0,4 кВ Сев2522 с. Тимофеевка (Б/П)	«то же»	01.01.1984	0,25	01.06.2013	28.06.2019	25

РП–2 10 кВ получает питание по четырем кабелям с изоляцией из сшитого полиэтилена марки NA2XS(F)2Y. Кабель проложен в земле.

Характеристики кабельных линий питающих РП–2 10 кВ приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристики кабельной линии 10 кВ

	Марка	Сечение жила/экран, мм ²	Материал жилы	Ток 1с КЗ, кА	Допустимая токовая нагрузка (в воздухе), А	Допустимая токовая нагрузка, (в земле), А	Удельная индуктивность, мГн/км	Длина, км
1	NA2XS(F)2Y	1x500/35	Ал.	47	767	602	0,306	1,6
2	NA2XS(F)2Y	1x500/36	Ал.	47	767	602	0,306	1,6
3	NA2XS(F)2Y	1x500/37	Ал.	47	767	602	0,306	1,6
4	NA2XS(F)2Y	1x500/38	Ал.	47	767	602	0,306	1,6

Кабель NA2XS(F)2Y среднего напряжения для прокладки в местах, внутри и снаружи объектов, на открытом воздухе, в кабельных каналах, в сухих помещениях или в воде. Полиэтиленовая оболочка обеспечивает повышенную механическую прочность во время и после укладки. Набухающая лента блокирует распространение воды по кабелю [17]. Благодаря очень низкому коэффициенту диэлектрических потерь, который остается постоянным в течение всего срока эксплуатации, а также благодаря отличным изоляционным свойствам материала из сшитого полиэтилена, прочно сращенного в продольном направлении с внутренним и внешним экраном из полупроводящего материала (экструдированного за один проход). Кабель обладает высокой эксплуатационной надежностью. Чтобы избежать воздействия внешних факторов, полупроводящий слой, экструдированный между проводником и изоляцией, наряду с концентрическим медным проводником, обеспечивает ограничение электрического поля и сопротивление частичным разрядам.

Схема электрических соединений РП–2 10 кВ представлена на рисунке

5.

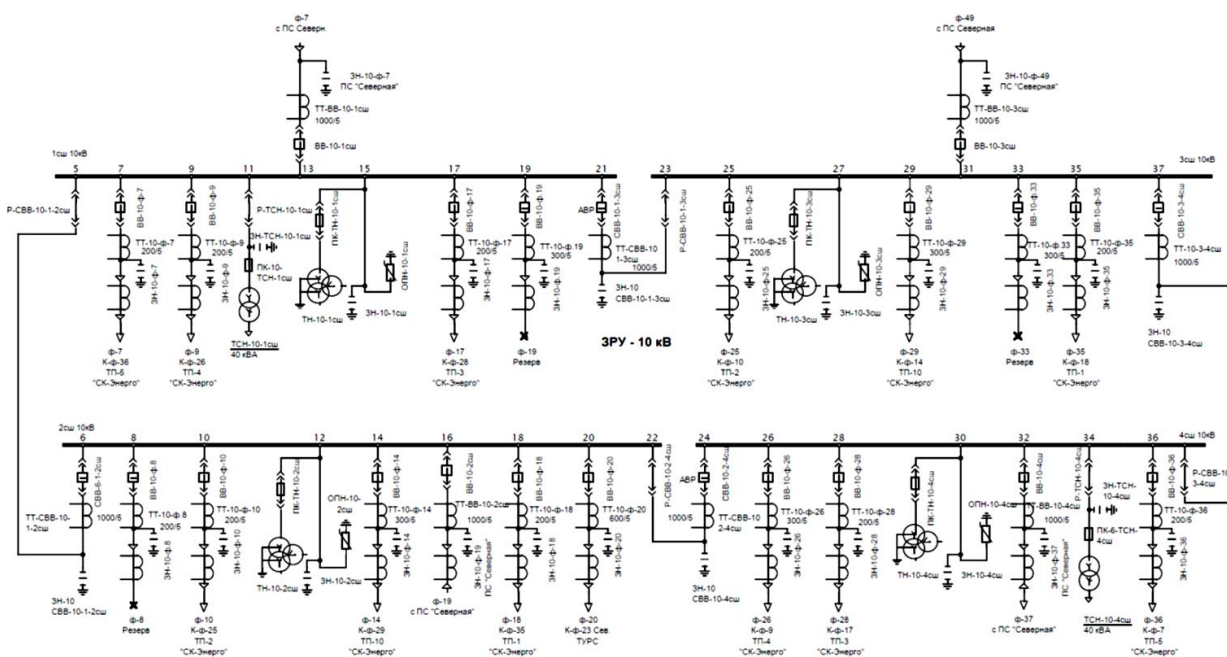


Рисунок 5 – Схема РП–2 10 кВ

В настоящее время контроль параметров сети ПС 110/10 кВ «Северная» сводится к телесигнализации и автоматизированной системе коммерческого учета (АСКУЭ). Телесигнализация обеспечивает контроль положения коммутационных аппаратов, замыкание на землю на присоединении и пожар в помещении. Данные телесигнализации передаются на диспетчерский пульт. Приборы учета входящие в АСКУЭ установлены на всех присоединениях 10 кВ ПС 110/10 кВ «Северная».

1.3 Анализ сети низкого напряжения ПС 110/10 кВ «Северная»

Сеть низкого напряжения представлена потребителями, присоединяемыми на напряжение 0,4–0,22 кВ. К ним относятся частный сектор где потребляемая максимальная мощность составляет десятки кВт и юридические лица (ЮЛ) где мощность может достигать сотен кВт.

Характеристики ВЛ–0,4 кВ отходящих от трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, принадлежащих сетевой организации, приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Параметры ВЛ–0,4 кВ от ТП Ф–25 и Ф–53

	Комплексный объект	Класс напряжения, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Протяженность ЛЭП, км	Количество опор, шт.	Дата последнего капитального ремонта	Нормативный срок службы, лет
1	ВЛ–0,4 кВ Ф.2 от КТП Сев2513 с. Тимофеевка	0,4	31.05.2015	0,01	1	–	35
2	ВЛ–0,4 кВ Ф.3 от КТП Сев2513 с. Тимофеевка	0,4	31.05.2015	0,01	1	–	35
3	ВЛИ–0,4 кВ Ф.1 от КТП Сев5339 с. Тимофеевка	0,4	30.09.2018	0,01	1	–	35
4	ВЛ–0,4 кВ Ф.1 от КТП Сев2522 с. Тимофеевка	0,4	31.05.1987	0,1	4	05.04.2010	35
5	ВЛ–0,4 кВ Ф.3 от КТП Сев2522 с. Тимофеевка	0,4	31.05.1987	0,345	12	04.04.2010	35
6	ВЛ–0,4 кВ Ф.2 от КТП Сев2522 с. Тимофеевка	0,4	31.05.1987	0,585	20	05.04.2010	35
7	ВЛ–0,4 кВ Ф.1 от КТП Сев2514 с. Тимофеевка	0,4	31.05.2013	0,372	13	–	35
8	ВЛ–0,4 кВ Ф.1 от КТП Сев2513 с. Тимофеевка	0,4	31.05.2013	2,115	71	–	35

Продолжение таблицы 7

	Комплексный объект	Класс напряжения, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Протяженность ЛЭП, км	Количество опор, шт.	Дата последнего капитального ремонта	Нормативный срок службы, лет
9	ВЛ-0,4 кВ Ф.1 от КТП Сев2511 с. Тимофеевка	0,4	01.11.1977	1,065	36	31.05.2010	35
10	В-0,4 кВ Ф.3 от КТП Сев2511 с. Тимофеевка	0,4	01.11.1977	0,345	12	31.05.2010	35
11	ВЛ-0,4 кВ Ф.1 от КТП Сев2510 с. Тимофеевка	0,4	31.05.1991	0,165	6	07.04.2010	35
12	ВЛ-0,4 кВ Ф.2 от КТП Сев2510 с. Тимофеевка	0,4	31.05.1991	0,674	23	08.04.2016	35
13	ВЛ-0,4 кВ Ф.3 от КТП Сев2510 с. Тимофеевка	0,4	31.05.1991	0,795	27	11.04.2010	35
14	ВЛ-0,4 кВ Ф.2 от КТП Сев2511 с. Тимофеевка	0,4	01.01.1977	0,075	3	31.05.2010	35
15	ВЛ-0,4 кВ Ф.4 от КТП Сев2511 с. Тимофеевка	0,4	01.05.1977	0,495	17	31.05.2010	35
16	ВЛ-0,4 кВ Ф.2 от КТП Сев2514 с. Тимофеевка	0,4	31.05.2014	0,015	1	–	35

Потери в сети 0,4 кВ достигают достаточно высоких значений порядка 20–30 %. Основной причиной в настоящее время можно считать не технические потери. Они возникают вследствие неуплаты потребителем по выставленному счету, умышленного вмешательства в прибор учета, потребления электроэнергии в отсутствие договора или исправного прибора учета.

Большое количество потребителей не позволяет своевременно осуществлять сбор показаний с приборов учета и корректно рассчитывать баланс электроэнергии по отходящим от ТП фидерам, а следовательно и по сети 10 кВ.

Выводы по разделу 1

Воздушные линии напряжением 110 кВ питающие ПС 110/10 кВ «Северная» не имеют технических средств контроля токовой нагрузки провода, так же полностью отсутствуют какие либо средства контроля параметров на стороне напряжения 110 кВ.

Наблюдение за состоянием линии возможно только посредством выезда бригады и осуществления ею фото-видео фиксации текущего состояния линии и арматуры. Данный способ не обеспечивает своевременного и соответствующего фактическому состоянию линии принятия решения по изменению ее эксплуатационного состояния.

Большинство приборов учета установленных у потребителей имеют простую конструкцию и производят измерение только потребленной энергии. Применение счетчиков такой конструкции не позволяет проводить анализ параметров сети и выявлять очаги возникновения как коммерческих, так и технических потерь.

2 Исследование наблюдаемости сети

2.1 Сетевая инфраструктура Жигулевского ПО

Сетевая инфраструктура Жигулевского производственного отделения (ЖПО) построена преимущественно на базе оборудования Cisco. Сетевое взаимодействие ЖПО с Самарским производственным отделением (СПО) осуществляется через г. Тольятти по собственным волоконно-оптическим линиям связи (ВОЛС), пропускная способность канала связи 1Gb/s.

Сетевое взаимодействие площадки ЖПО с центр управления сетями (ЦУС) осуществляется через СПО по собственным ВОЛС (канал от ЖПО до СПО 1 Gb/s через г. Тольятти, далее от СПО до ЦУС 10 Gb/s) [28].

Сетевое взаимодействие ЖПО с РЭС осуществляется по собственным каналам связи. Шигонский район распределительных сетей (РЭС) – подключен к КСПД по арендованному каналу Ростелеком (L2VPN 10 Mb/s).

Между ЖПО и ЦУС организован канал передачи данных систем диспетчерского и технологического управления.

В составе сети ЖПО функционируют основные серверы информационных систем КСПД.

Подключение к сети Интернет пользователей ЖПО осуществляется через ЦУС, в котором организован централизованный выход пользователей Филиала в сеть Интернет.

В ЖПО для организации внешней цифровой связи по ВОЛС, для передачи корпоративной и технологической информации, а также внутриобъектной связи установлен оптический мультиплексор «Alcatel–Lucent AMU». Для обеспечения диспетчерских каналов связи с Самарским РДУ, ЦУС, ПС в Жигулевском ПО установлены первичные мультиплексоры МП–2 [28].

Для сбора информации телеизмерений (ТИ), телесигнализации (ТС) с ПС используется основной и резервный комплект оборудования,

включающий в себя 2 сервера телемеханики (ТМ) и два ЦППС. Информация с ПС по протоколу МЭК–60870–5–104 поступает на сервер с программным обеспечением «Zerver» по ВОЛС через мультиплексор «Alcatel-Lucent» и основной и резервный коммутаторы «Cisco 2960». Информация с ПС по протоколам отличным от МЭК-60870-5-104 поступает сначала на канальный адаптер в ЦППС с программным обеспечением «Zemon» и уже оттуда по протоколу МЭК-60870-5-104 поступает на сервер с программным обеспечением «Zerver».

Информация на ЩИТ поступает с сервера по СОМ порту.

В виду того, что на РЭС, относящихся к ЖПО (кроме Сызранского РЭС), нет серверов и ЦППС, которые производят сбор информации ТИ, ТС с ПС которые им подчиняются, то эта информация им транслируется с серверов, находящихся на ЖПО для мониторинга событий, происходящих на этих ПС. Информация с ЖПО транслируется в РЭС на сервер, на котором установлено программное обеспечение «Zerver». Данная информация отображается на АРМ щита, на котором установлено программное обеспечение «Gred», для отображения полученной информации [28].

Часть информации с ПС и РЭС, которая не собирается напрямую с ЦУС и РДУ запрашивается ими отдельно. Эта информация передается им через основной и резервный маршрутизаторы 2911.

Для быстрого реагирования, на возникающие внештатные ситуации на ПС и РЭС, кроме того, что информация по ним выводится на щит управления, так же в ПО предусмотрен АРМ Диспетчера, на который выводится информация ТС, ТИ с ПС и РЭС, данные берутся с серверов ТМ с программным обеспечением «Zerver».

Есть АРМ Часы для отображения точного времени.

В серверном помещении на сервер РМС-2150 и сервер «Энергосфера» приходит информация с РЭС, с УСПД и с потребительских приборов учета. На сервер РМС-2150 собирается информация с потребительских приборов учета РИМ. Со всех других видов приборов учета информация поступает на

сервер «Энергосфера». Информация приходит по КСПД и по GSM каналам. В РЭС, информация с потребительских приборов учета, которая собрана при помощи МТ, переносится на АРМ оператора АИИС КУЭ. Далее эта информация, при помощи ответственного за это сотрудника, переписывается в специальную папку на сервер АИИС КУЭ в ЖПО. После этого, данная информация переписывается непосредственно в то место, откуда программа подхватывает эти данные для консолидации со всеми данными.

Так же в ЖПО есть сервер «НЕВА», на который приходит информация в виде осциллограмм предаварийных, аварийных и послеаварийных процессов, которые содержат в себе срабатывания защит линии, ДЗЛ, трансформатора, дискретные сигналы положения выключателей, аналоговые величины тока и напряжения. с подстанций, на которых введен в эксплуатацию «НЕВА». Данная информация собирается для ее хранения в виде архивов в течении какого-то времени и для анализа внештатных событий.

На некоторых ПС, относящихся к Жигулевскому ПО, установлены системы видеонаблюдения, которые имеют ограниченный объем хранилища для ведения видео фиксации событий на ПС, которая необходима для анализа различных ситуаций. По завершению места на хранилище происходит перезапись новой информации поверх старой. На этот случай в ЖПО есть два сервера видеонаблюдения с системой хранения данных (СХД) к каждому из серверов. Сервера подключены в сеть по витой паре, а СХД, на которые происходит запись видео информации подключены в сеть через высокоскоростной интерфейс «Fibre Channel».

Схема организации каналов связи представлена на рисунке 6.

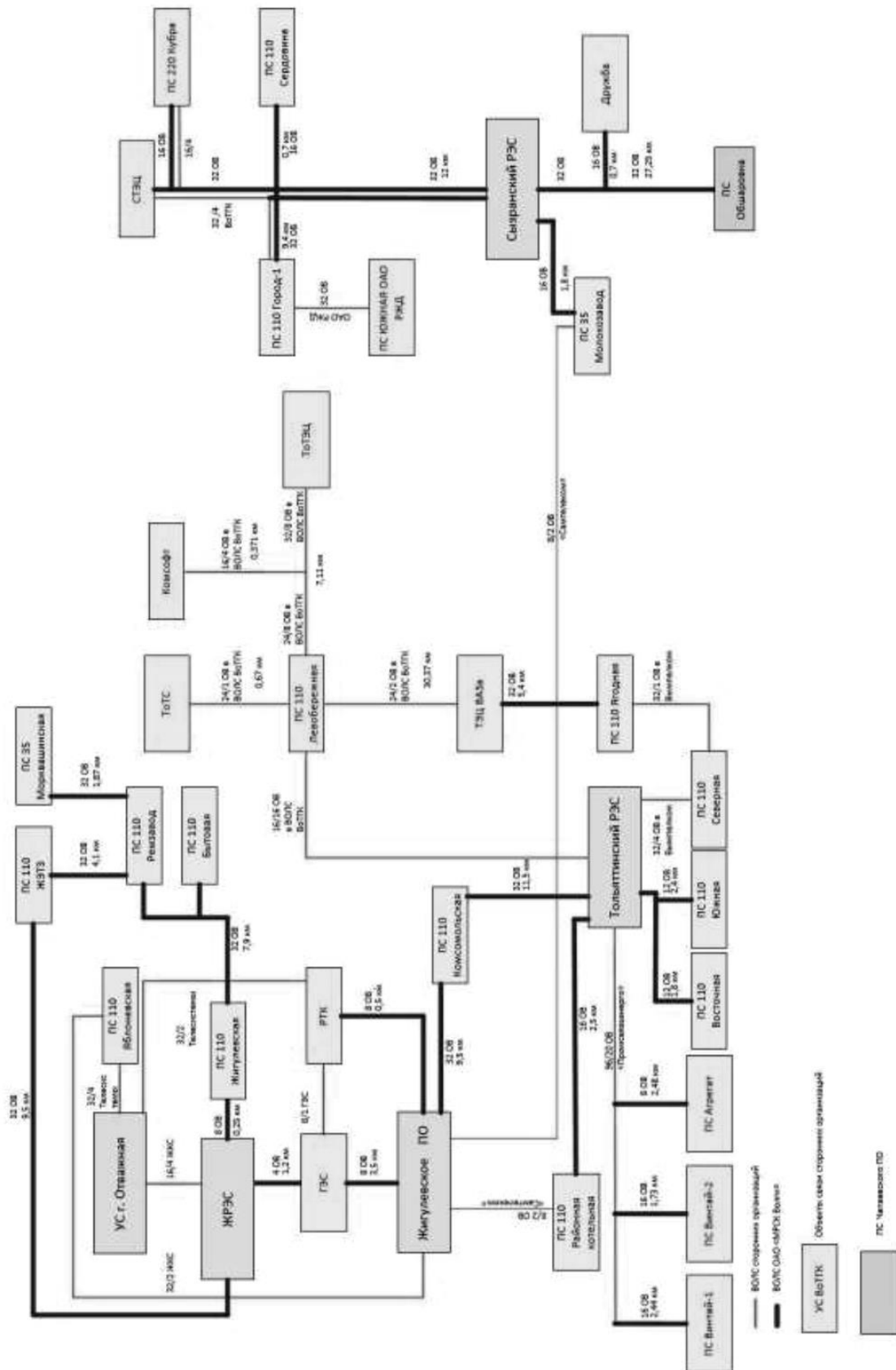


Рисунок 6 – Схема организации каналов связи ЖПО

Как видно из рисунка 6 большинство ПС имеют связь по ВОЛС, что обеспечивает быструю передачи больших объемов информации.

Сведения об информационных потоках в ЖПО представлены в Таблице 8.

Таблица 8 – Сведения об информационных потоках

	Наименование процесса, с которым происходит взаимодействие	Входящий/исходящий поток	Состав передаваемой информации
1	Получение метки точного времени серверами АИИС КУЭ	входящий	Метка точного времени
2	Получение данных с потребительских приборов учета на сервера АИИС КУЭ	входящий	Показания приборов учета, профили мощности, векторные диаграммы, журнал событий
3	Конфигурация УСПД и приборов учета	исходящий	Конфигурационные данные УСПД, приборов учета, установка тарифного расписания на приборах учета, управление размыкателем нагрузки на приборах учета
4	Получение метки точного времени на сервера ТМ, ЦППС ТМ, АРМ Часы посредством сервера точного времени ЦУС	входящий	Метка точного времени
5	Получение данных ТС, ТИ по основному и резервному каналу с ПС и РЭС на сервера и ЦППС ТМ	входящий	ТС, ТИ
6	Передача данных ТС, ТИ по основному и резервному каналу в ЦУС, РДУ, РЭС	исходящий	ТС, ТИ
7	Конфигурационные данные для УСПД МТ	исходящий	Конфигурационная информация для УСПД МТ
8	РАС НЕВА получение и хранение осциллограмм с РАС НЕВА находящихся на ПС	входящий	Осциллограммы
9	Конфигурирование РАС НЕВА находящихся на ПС	исходящий	Конфигурационная информация для РАС НЕВА

ЦУС оснащен сервером БД ПК «Энергосфера».

Аппарат управления оснащен сервером опроса и АРМ АИИС КУЭ отдела АСКУЭ.

Каждое производственное отделение оснащено собственным сервером опроса и АРМ АИИС КУЭ.

ПК «Энергосфера» предназначен для сбора, хранения и обработки данных АИИС КУЭ и обеспечивает автоматизацию критического процесса «Деятельность в области реализации услуг и учета электроэнергии». На рисунке 7 представлена схема информационного обмена АИИС КУЭ на ПС.

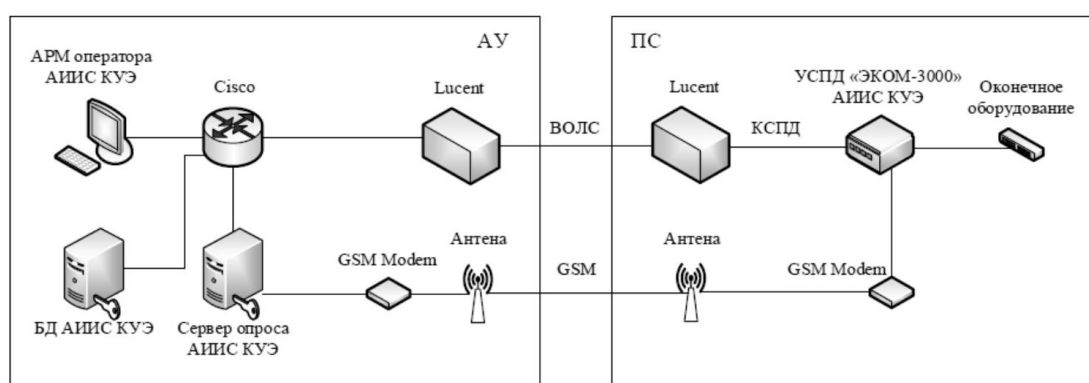


Рисунок 7 – Схема информационного обмена АИИС КУЭ на ПС

Информация с оконечного оборудования собирается на УСПД, далее по основному каналу КСПД или если его нет, то по резервному GSM каналу, передается в АУ в группу учета. В группах учета АУ и ПО эта информация анализируется при помощи программного обеспечения «Энергосфера».

На РЭС предусмотрены АРМ оператора АИИС КУЭ группы учета РЭС, состоящие из ПК, радио или GSM модема, ПО «РиМ 099.1». Предусмотрены мобильные терминалы АИИС КУЭ, представляющие из себя ноутбук с подключённым радиомодемом или GSM модемом и установленным ПО «РиМ 099.1».

В ПО предусмотрены АРМ АИИС КУЭ группы учета ПО, состоящие из ПК, радио или GSM модема, ПО «РиМ 099.1».

УСПД производит опрос приборов учета РиМ, которые находятся на стороне потребителя. Каждый прибор учета РиМ имеет свой внутренний номер, по которому он и распознается. Опрос приборов учета происходит по радиоканалу (RF) и каналу PLC [28]. Так как дальность радиоканала ограничена, то опрос самых удаленных приборов учета происходит по ближним к УСПД приборам учета. УСПД опрашивает самый ближний к нему прибор учета и далее опрашивается следующий прибор учета, который находится в досягаемости радиоканала первого прибор учета и так по цепочке можно опрашивать самые дальние прибор учета. На рисунке 8 представлена схема обмена АИС КУЭ бытовых потребителей.

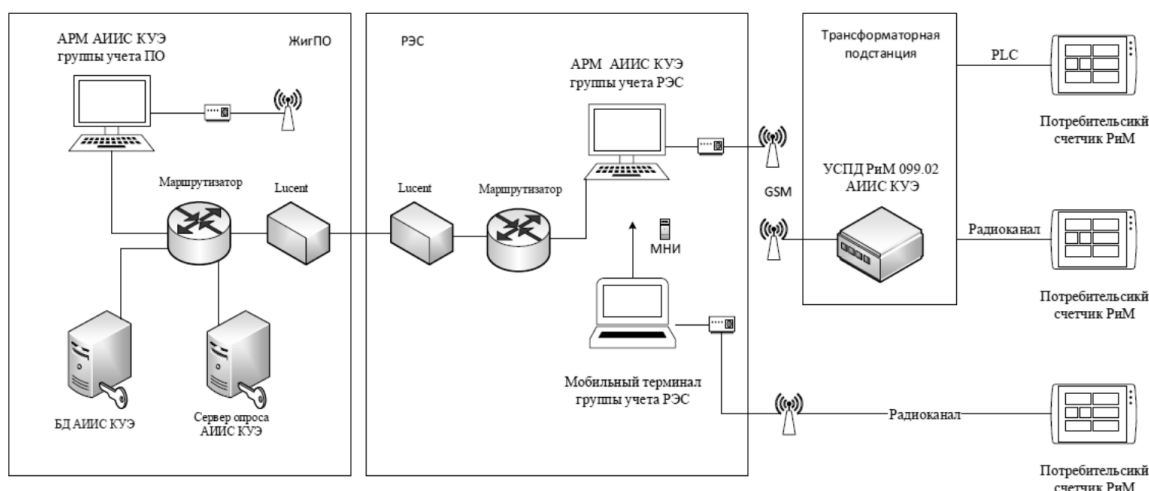


Рисунок 8 – Схема информационного обмена АИИС КУЭ бытовых потребителей

Прибор учета, находящиеся вне досягаемости УСПД, опрашиваются при помощи мобильных терминалов (МТ). Оператор с МТ должен находится от потребительского прибор учета на расстоянии действия радиоканала. Данные с МТ передаются на АРМ оператора АИИС КУЭ посредством носителя.

Диагностика, настройка приборов учета, отключение и включение потребителей осуществляется сотрудниками при помощи МТ, АРМ АИИС КУЭ, либо через УСПД.

Информация, полученная при помощи МТ, передается в РЭС на АРМ оператора АИИС КУЭ. Информация с УСПД «РиМ 099.02» по GSM каналу так же собирается на АРМ оператора АИИС КУЭ. Далее эта информация передается в ПО, в группу учета, по внешнему каналу связи.

2.2 Процесс передачи электроэнергии

Процесс передачи электроэнергии объединяет множество процессов и людей. Электроэнергия вырабатывается на электростанциях различных типов в зависимости от источника энергии. С электростанции по высоковольтным линиям электропередач 110 кВ и выше энергия поступает на понижающие подстанции. С подстанции энергия поступает в распределительные сети 6–10 кВ где она уже распределяется между трансформаторными подстанциями класса напряжения 6–10/0,4 кВ.

Электроэнергия является особым товаром: ее производство и потребление совпадает во времени. В процессе передачи энергии участвуют различные субъекты рынка электроэнергии с принадлежащими им объектами электросетевого хозяйства (территориальные сетевые организации) и осуществляющие покупку и продажу электроэнергии (гарантирующий поставщик, энергоснабжающие организации). Для выполнения своих функций и определения взаимных обязательств, важную роль играет получение своевременно достоверной информации о передаваемой энергии всеми субъектами рынка электроэнергии.

Эксплуатация прибора учета заключается в выполнении действий, обеспечивающих его функционирование и иного оборудования, используемого для обеспечения коммерческого учета электроэнергии в

соответствии с его назначением на всех стадиях его жизненного цикла включающих, в том числе осмотры и техническое обслуживание прибора учета и иного оборудования.

В состав иного оборудования, которое используется для коммерческого учета электрической энергии (мощности), входят:

- измерительные трансформаторы;
- коммутационное оборудование и оборудование защиты прибора учета от токов короткого замыкания;
- материалы и оборудование для монтажа прибора учета (измерительного комплекса) в месте его установки;
- материалы и оборудование для организации вторичных цепей измерительного комплекса;
- устройства, предназначенные для удаленного сбора, обработки, передачи показаний приборов учета электрической энергии, обеспечивающие информационный обмен, хранение показаний приборов учета электрической энергии, удаленное управление ее компонентами, устройствами и приборами учета электрической энергии.

Деятельность сетевой организации включает в себя процессы передачи электроэнергии потребителю, подключение новых абонентов и техническое обслуживание задействованного при этом оборудования.

Эта деятельность влечет за собой затраты на покупку потерь электроэнергии возникающих при ее передаче и различные производственные затраты (ГСМ, зарплата персонала, ремонты).

При передаче электроэнергии по ВЛ серьезную угрозу представляют гололедно-ветровая нагрузка, опасные погодные явления - гроза, ливень, град, снегопад, высокая температура воздуха.

Подобные явления спровоцировали такие аварии как:

- 29 декабря 2009 года, более 230 населенных пунктов Белоруссии было обесточено из-за сильного снегопада. Основной причиной перебоев с

электроснабжением стали обрывы под тяжестью снега линий электропередачи.

– московской системной аварии 25 мая 2005 года когда из-за взрыва измерительного трансформатора на ПС «Чагино» произошло отключение нескольких ВЛ с резким увеличением нагрузки на других ВЛ и последующего их отключения из-за провисания проводов и замыкания на деревья [18], [37]. Провисание провода произошло из-за его удлинения в следствие повышения его температуры этому способствовали увеличение нагрузки и высокая температур наружного воздуха.

На уровне распределительных сетей остро стоит проблема потерь электроэнергии и соблюдения требуемого режима работы ТП 6-10/0,4. Потери возникают из-за старения оборудования, что сопровождается изменением его технических характеристик и отклонением от номинальных параметров; не соблюдения со стороны потребителей соотношения активной и реактивной мощности, что приводит дополнительным потерям энергии и снижению пропускной способности сети.

В сети 0,4 кВ одной из проблем является низкий уровень напряжения у потребителей, который в не редких случаях значительно превышает допустимые нормы. В свою очередь это приводит к нарушениям в работе электрооборудования потребителей.

Все эти факторы отрицательно сказываются на имидже сетевой организации. У людей возникает вопрос, зачем им платить за не качественную электроэнергию, что может послужить поводом к воровству электроэнергии.

2.3 Существующие методы контроля параметров сети

Для обеспечения необходимого уровня качества предоставляемых услуг, передачи электроэнергии, специалисты ПАО «Россети Волга» используют следующие методы и приемы:

- контроль состояния ВЛ–110 кВ производится визуально с выездом на местность с осмотром;

- ремонты и техническое обслуживание оборудования ТП–10/0,4 кВ выполняется в плановом порядке;

- контроль параметров качества сети 0,4 кВ производится по жалобе потребителя с выездом на место бригады метрологии для выполнения замера;

- баланс электроэнергии по ВЛ–110 кВ, ВЛ–35 кВ и ПС 110–35 кВ рассчитывается с использованием средств автоматизированной системы учета электроэнергии (АСУЭ) в программном комплексе «Энергосфера» и «Пирамида Сети»;

- расчет технических потерь выполняется в программном комплексе РАП–10.

- замеры параметров электрических режимов работы объектов электросетевого комплекса ПАО «Россети Волга» выполняется в рамках замерного дня два раза в год (в июне и в декабре).

Процент потерь в Ф–53 и Ф–25 в разные месяцы может варьироваться от 10 до 40 %.

Потребляемый объем электроэнергии на собственные нужды носит сезонный характер, например потребление по Тольяттинскому району в летние месяцы падает до 40 тыс. кВт·ч. Но даже в этом случае годовое потребление составляет порядка 1500 тыс. кВт·ч только по одному району электрических сетей Жигулевского производственного отделения.

Для контроля параметров электросетевого комплекса необходимо разместить датчики на каждом уровне системы [15]. Это позволит не только

получать данные, но и хранить, анализировать и предоставлять к ним доступ другим субъектам рынка электроэнергии в режиме реального времени.

Мониторинг в реальном времени таких ситуаций, позволит при первом нарушении принять меры для выяснения причин и их ликвидацию. Тем самым не допустить последующие изменения.

Установка интеллектуальных приборов учета на границе балансовой принадлежности даст необходимые данные о параметрах качества электроэнергии в данной точке. Постоянный контроль параметров и ведение их трендов с сохранением на сервере даст возможность определить виновника в их ухудшении и сделает попытки повлиять на результат измерений бесполезными.

Для снижения рисков связанных с атмосферными явлениями необходимо рассмотреть возможность организации плавки гололеда и мониторинга параметров гололедообразования в реальном времени с ведением трендов параметров на ВЛ–110 кВ.

Совокупность данных полученных в процессе измерения и их обработки в программном комплексе позволяют строить вероятностную модель распределения интенсивности гололедообразования и прогноз гололедообразования в границах сетевого района.

При транспортировке электроэнергии через конкретную линию электропередачи регламентированы допустимые токовые нагрузки. При этом используются предельные значения тока, определяющие провис проводов выше критического[7] . Эти данные соответствуют самым экстремальным условиям, которые более чем в 90 % времени эксплуатации линию электропередачи не встречаются. Следовательно, имеется ресурс для пропускания больших мощностей без нарушения регламента. То есть можно передавать дополнительную мощность (15–30 %) практически в 90 % времени эксплуатации. Наличие системы мониторинга позволяет без уменьшения регламента по надежности использовать этот дополнительный ресурс.

Расчет технических потерь электроэнергии в программном комплексе РАП–10 достаточно субъективен. Невозможно учесть все факторы, влияющие на характеристики оборудования, такие как холостой ход трансформаторов, потери короткого замыкания, сопротивление проводов, переходное сопротивление контактов и т.п. Напряжение и нагрузка в разных точках сети постоянно изменяются, тем самым изменяя и величину потерь, возникающих в элементах комплекса.

При расчете потерь электроэнергии в линии 6–10 кВ отходящей от ПС 110–35 кВ, в виду отсутствия данных об отпуске электроэнергии на конкретную ТП, РАП–10 распределяет объем электроэнергии, заданный на входе в линию, между всеми ТП пропорционально их мощности, что приводит к недостоверному расчету. Аналогичная ситуация происходит и с расчетом потерь в линиях 0,4 кВ.

Выходом из данной ситуации может стать не расчет потерь, а их измерение. В настоящее время измерительный комплекс (счетчик, трансформатор тока, трансформаторы напряжения, оборудование для передачи данных) способны обеспечить необходимую точность и скорость предоставления данных. Необходимо разбить сеть на отдельные элементы, такие как линия, ТП, потребитель и обеспечить каждый из них измерительным комплексом [6]. В пользу этого метода говорит и то, что в конечном итоге объем энергии все равно определяется по показаниям приборов учета так почему же не расширить границы их использования.

Оснатив каждого потребителя на стороне 0,4–0,22 кВ интеллектуальными приборами учета, мы получим полностью контролируемую сеть. Данные по мощности, напряжению, току, коэффициенту мощности больше не нужно будет рассчитывать, достаточно просто запросить данные через пользовательский интерфейс.

Современный подход к оценке потерь позволяет сетевой организации с большей точностью определять эксплуатационные расходы на поддержание снабжения потребителей.

Для контроля параметров трансформаторов ТП достаточно оснастить их системами мониторинга маслонаполненных силовых трансформаторов «TDM–10/0,4». Система позволяет контролировать в режиме реального времени до 6 параметров: температура масла трансформатора; влагосодержание в масле бака, уровень масла, вибрация бака, разрядная активность в баке. Информация собирается, и храниться на серверах и может быть представлена в виде трендов значений [3]. За счет такого подхода сократятся трудозатраты персонала, расходы на ГСМ. За счет ведения тренда измеряемых параметров и их анализа программным обеспечением возможно создание стратегии управления эксплуатацией трансформатора.

Получение такого рода данных позволяет сделать шаг на пути к цифровизации и внедрения искусственного интеллекта в отрасли. Компьютер способен обрабатывать несравнимо больший объем информации, чем человек и на основании множества расчетов предоставлять человеку готовое решения, но для этого ему нужно предоставить информацию в том виде, в котором он ее поймет, то есть в цифровом.

2.4 Критический анализ существующих методов контроля параметров сети

В настоящее время контроль температуры проводов не осуществляется вообще, а величина гололедной нагрузки определяется визуальным осмотром с выездом бригады по линии. Это влечет за собой дополнительные эксплуатационные расходы и не позволяет своевременно принять меры и минимизировать ущерб.

В сети 10 кВ при обслуживании ТП работы выполняются по тех картам. Работы однотипные и повторяются, что может притупить бдительность персонала и выполнить работу формально, упустив дефект,

который может повлечь серьезную аварию, увеличение потерь энергии и увеличить эксплуатационные расходы в дальнейшем.

При расчете технических потерь в качестве исходных данных принимают номинальные параметры сети и оборудования. Номинальные параметры оборудования установлены заводом при нормальном режиме работы, что в реальной эксплуатации практически никогда не встречается. На работу сети и оборудования влияет множество факторов: температура окружающей среды, режим работы, износ оборудования и сетей, переходное сопротивление в контактных соединениях [21], [38]. Расчет, выполненный по номинальным параметрам, может значительно расходиться с реальными показателями.

При расчете технических потерь и величины падения напряжения по фидерам 6–10 кВ за отправную точку берут номинальное напряжение 10 кВ или 10 кВ соответственно. Но в реальных условиях напряжение на шинах ПС изменяется в широких пределах. Устройство регулировки напряжения как правило не используются из-за существования шанса возникновения аварийной ситуации обусловленной ненадежностью конструкцией данного устройства. Переключение положений РПН выполняют, как правило, при снятой нагрузке, хотя сама суть данного устройства предполагает переключение ответвлений обмоток под нагрузкой.

Не постоянство напряжения на шинах ПС в реальных условиях можно проиллюстрировать на примере отходящего фидера ПС «Лопатино». На рисунке 9 представлен график изменения напряжения на шинах ПС «Лопатино».

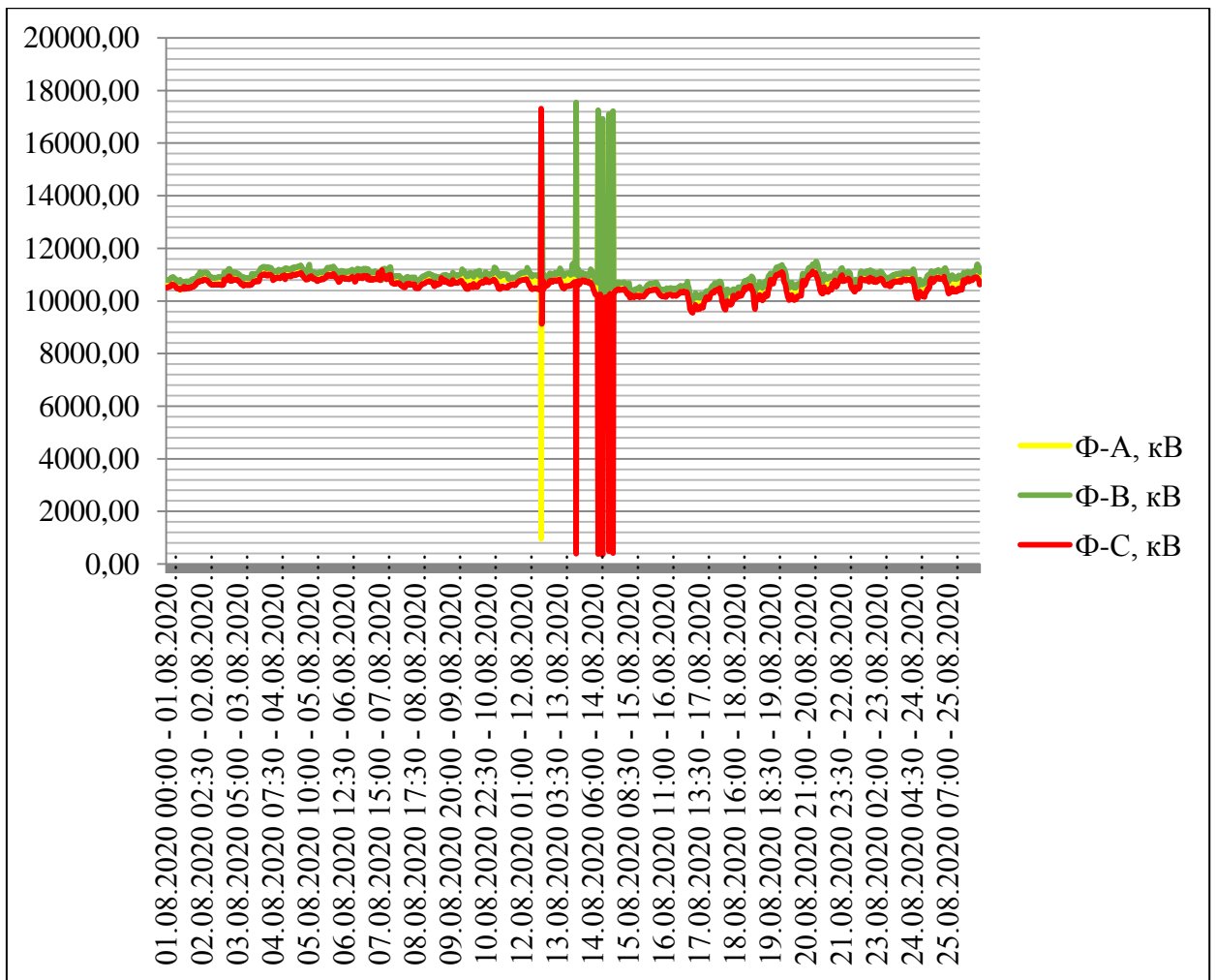


Рисунок 9 – График изменения напряжения на отходящем фидере ПС «Лопатино»

Наименьшее напряжение зафиксировано на Ф–«С» и составляет 9549 В, наибольшее напряжение на Ф–«В» составило 11499 В. Диапазон изменения составляет порядка 16 %. Выставить РПН в такое положение, чтобы он удовлетворял требованиям по отклонению в 10 % затруднительно особенно учитывая то, что нам не известны уровни падения напряжения на участках фидера и напряжение которое приходит на ввода КТП 10/0,4 кВ, а так же положения ПБВ на этих подстанциях.

Приборами зафиксированы аномальные отклонения напряжения:

– 12.08.2020 в период с 15–30 по 16–00 напряжение Ф–«А» 956 В, Ф–«В» 17095 В, Ф–«С» 17313 В;

– 13.08.2020 Ф–«А» 17481 В, Ф–«В» 17552 В, Ф–«С» 387 В.

Данные изменения напряжения сигнализируют о ненормальном режиме работы сетевого комплекса и могут отрицательно сказаться как на работе сетевого оборудования, так и оборудования потребителей, что в свою очередь повлечет материальные затраты.

Существующая методика контроля показателей качества электроэнергии (ПКЭ) не позволяет оперативно реагировать на изменения в сети.

Замер показателей ПКЭ, как правило, ограничивается только измерением напряжения, что не позволяет определить источник и виновника в ухудшении ПКЭ.

Процедура проведения замера качества электроэнергии инициируется по жалобе абонента или в случае производственной необходимости [9]. По сути, установка прибора качества происходит постфактум и полной уверенности в том, что в период замера прибора зафиксирует ухудшение показателей, нет.

В случае если прибор необходимо установить на объекте потребителя, который может являться виновником в ухудшении ПКЭ, такой потребитель может и вовсе ограничить доступ к своей электроустановке или отключить ее на время проведения замера.

Гармоники определяются как содержание сигнала, частота которого является целым кратным системной частоте основной гармоники [9]. Искажение напряжения, как правило, очень вредно, поскольку оно может увеличить действующее значение, а также среднеквадратичный ток в некоторых устройствах, подключенных к сети.

Гармоники определяются как составляющие сигнала, частота которого является целым кратным системной частоте основных частот. Ток гармоник, генерируемый любой нелинейной нагрузкой, течет от нагрузки в энергосистему. Эти гармонические токи ухудшают характеристики и надежность энергосистемы, а также могут вызвать проблемы с

безопасностью. Необходимо четко определить местонахождение гармоник, выявить источники и принять меры по их предотвращению.

Трансформаторы: гармоники в трансформаторах вызывают увеличение потерь в железе и меди. Искажения напряжения увеличивают потери из-за гистерезиса и вихревых токов и вызывают перегрузку используемого изоляционного материала. Другие проблемы включают возможный резонанс между индуктивностью трансформатора и емкостью системы, тепловую усталость из-за циклического изменения температуры и возможные колебания сердечника [26].

Двигатель и генераторы: Гармонические напряжения и ток вызывают повышенный нагрев во вращающихся машинах из-за дополнительных потерь в железе и меди на гармонических частотах. Это снижает эффективность машины и влияет на развиваемый крутящий момент. Поток гармонических токов в статоре вызывает протекание тока в роторе. Это приводит к нагреву ротора и пульсации или снижению крутящего момента. Нагрев ротора снижает эффективность и срок службы оборудования, тогда как пульсирующий или пониженный крутящий момент приводит к механическим колебаниям, вызывающим усталость вала и повышенное старение механических деталей.

2.5 Контроль потерь в сети 110/10/0,4 кВ

Такие параметры как ток, напряжение, мощность (активная и реактивная), коэффициент мощности изменяются во времени в достаточно широких пределах. Эти изменения зависят от множества факторов. Расчет технических потерь в сетях 6–10/0,4 кВ выполняется в программном комплексе «РАП–10».

Исходными данными для «РАП–10» служит расход электроэнергии отпущенной в фидер 6–10 кВ с ПС 110 кВ. Этот расход делится между ТП–6–

10/0,4 кВ пропорционально их мощности. Объем энергии отпущенной в сети 0,4 кВ определяется расчетным способом как доля от энергии, отпущенной в фидер 6–10 кВ за вычетом энергии потребленной на абонентских ТП и рассчитанных технологических потерь в сети 6кВ. Расчет производится за период один месяц.

Данные об уровнях напряжения в центре питания и коэффициенте мощности, как правило, остаются неизменными и переходят из одного месяца на другой. При таком подходе распределение потоков мощности, а равно, как и создаваемые ими потери в элементах сетевого комплекса будут далеки от истинных значений. Распределение энергии происходит пропорционально и это не гарантирует, что более мощная ТП будет загружена сильнее, чем ТП меньшей мощности, но которая находится на гораздо большем расстоянии от центра питания. Нагрузочные потери в линии и трансформаторе, создаваемые более загруженной ТП будут больше чем у более мощной ТП.

Приведенные выше недостатки, возникающие при расчете технологических потерь в программном комплексе «РАП–стандарт» можно устранить путем перехода к прямому измерению потерь и мониторингу параметров электрических сетей.

В настоящее время на уровне правительства приняты нормативные акты регламентирующие установку сетевыми организациями интеллектуальных приборов учета электроэнергии у потребителей и на границе с другими субъектами электроэнергетики. Точность измерения электрических величин варьируется от класса 1,0 до класса 0,2 s в зависимости от конфигурации. Приборы учета прямого включения, как правило, имеют класс 1,0 приборы косвенного и полукосвенного включения от 0,5 s до 0,2 s.

Такие приборы позволяют вести измерение текущих значений параметров электрической сети таких как:

– активная мощность;

- реактивная мощность;
- полная мощность;
- фазное напряжение;
- межфазное напряжение;
- ток;
- коэффициент мощности;
- частота сети.

Время интегрирования таких параметров составляет от доли секунды до нескольких секунд.

В зависимости от конфигурации интеллектуальные приборы учета могут измерять показатели качества электроэнергии:

- коэффициент искажения синусоидальности кривой токов;
- коэффициент не симметрии токов по нулевой и обратной последовательности;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой фазных и межфазных напряжений;
- коэффициент не симметрии напряжения по нулевой и обратной последовательности.

Наибольший интерес при задаче измерения потерь энергии представляют тренды параметров с программируемым временем интегрирования и привязкой к дате и времени.

Интеллектуальные приборы учета фиксируют и хранят в памяти, данные о среднем значении активной и реактивной мощности, напряжении за интервал от 1 до 60 минут [11]. Интервал программируется в зависимости от требуемой точности и влияет на глубину его хранения (чем меньше период интегрирования, тем короче будет тренд). При включении прибора в АИИС КУЭ данное ограничение не актуально, так как в случае величины периода в 1 минуту длина тренда составит порядка 3 дней, а опрос сервером производится каждый день.

Оснастив средствами измерения каждую ТП и каждого потребителя, имея в распоряжении такие массивы данных можно увидеть распределение потоков мощности в реальных условиях эксплуатации с привязкой ко времени.

Учитывая тот факт, что объемы взаимных обязательств между субъектами рынка электроэнергетики производится на основании показаний приборов учета, потери электроэнергии в сети, полностью оснащенной интеллектуальными приборами учета, могут быть определены путем их прямого измерения.

В настоящее время информация о параметрах сети, таких как токи, фазные напряжения, мощности активная/реактивная в основном могут быть собраны при выполнении замерного дня, специального выезда, при осуществлении осмотров или ремонта оборудования.

Замерный день проводится два раза в год в июне (летний максимум) и в декабре (зимний максимум). Специальные выезды ради замера тока или нагрузки производятся очень редко, только в особых случаях, например по жалобе абонента.

Если на ПС 110 и 35 кВ нагрузки определяются в замерные дни, то на ТП 6–10/0,4 кВ таких замеров не производят. Информацию о нагрузке можно получить только по результатам выезда, что затруднительно выполнить по причине большого количества ТП. Даже в тех случаях, когда выезд был произведен, полученные данные дадут представление о параметрах нагрузки в конкретный день и час. В большинстве случаев нагрузка на ТП не постоянна и полученные данные по результатам одного замера не будут отражать реальной картины.

Мониторинг параметров сети – это метод энергоэффективности гласящий что «вы не можете управлять тем, что не можете измерить» [12].

Мониторинг позволяет получать обратную связь при эксплуатации сети и давать рекомендации по уровню энергопотребления за любой промежуток времени. Важно отметить, что он также заблаговременно

предупреждают о неожиданном избыточном потреблении, вызванном неисправностями оборудования, ошибками оператора, нежелательным поведением потребителей, отсутствием эффективного обслуживания и т.п.

В основе мониторинга лежит определение нормальных отношений между потреблением энергии и соответствующими факторами (коэффициент активной мощности, коэффициент загрузки, природные факторы, не симметрия нагрузок),

Мониторинг позволяет следующее:

- выявить и объяснить чрезмерное потребление энергии;
- обнаружить случаи, когда потребление неожиданно выше или ниже, чем обычно;
- визуализировать тенденции энергопотребления (ежедневное, еженедельное, сезонное);
- прогнозировать нагрузки в будущем и увеличение в связи с этим затрат;
- диагностировать конкретные участки сети, создающие наибольшие потери;
- выявлять зависимость энергоэффективности от изменения воздействующих на оборудование внешних факторов;
- разработать целевые показатели для программ энергоэффективности;
- управлять потреблением электроэнергии.

Конечная цель – снизить затраты на электроэнергию за счет повышения энергоэффективности и контроля управления энергопотреблением.

Современные интеллектуальные приборы учета способны предоставить необходимые данные для контроля.

Используя результаты прямых измерений параметров, мы получаем значения их величин в конкретные даты и время непосредственно в интересующих нас точках сети: на подстанции, КТП, у потребителя.

На основании этих измерений можно провести анализ и выяснить, как часто происходит их изменение, выход за предельные значения или приближение к ним.

На рисунке 10 представлена распределительная сеть Ф–4 10 кВ ПС 35/10 кВ «Санаторная».

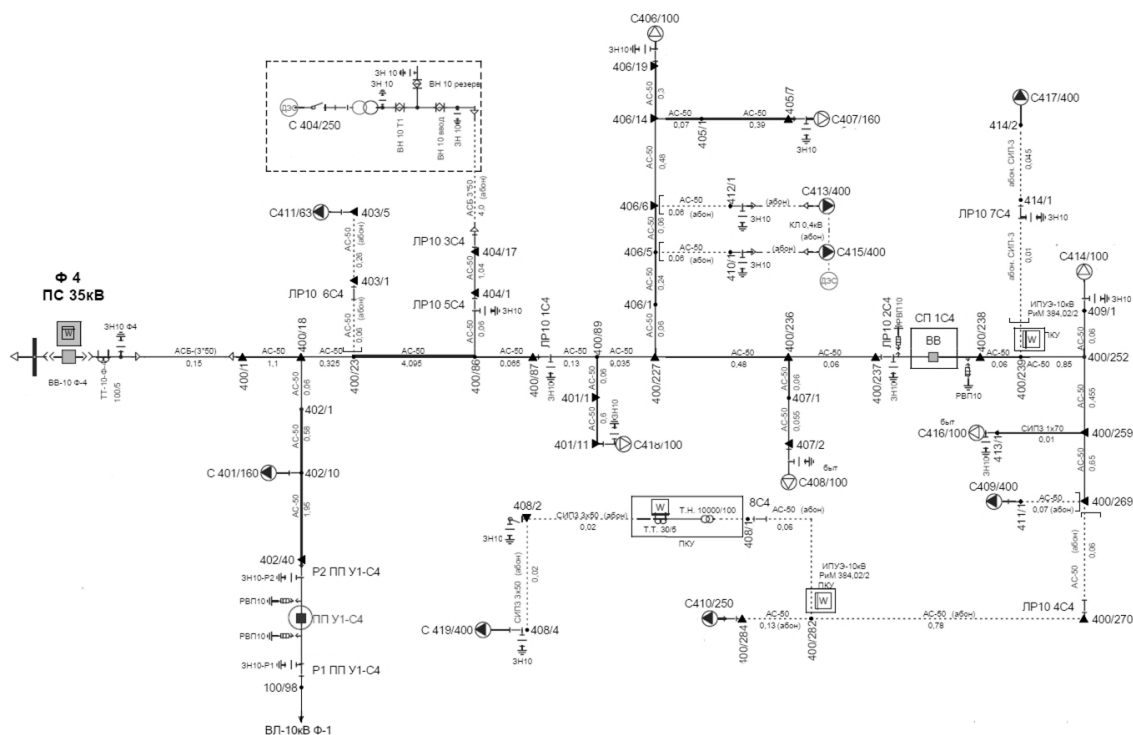


Рисунок 10 – Распределительная сеть 10 кВ

Контроль параметров осуществляется приборами учета, установленными на отходящем от ПС 35/10 кВ «Санаторная» фидере, на вводах 0,4 кВ ТП и на отпайках в сторону ТП. Приборы учет формируют и хранят тренды данных об электрических параметрах, усредненных на интервале времени 30 мин и журналы событий.

На рисунке 11 представлен график контроля активной мощности.

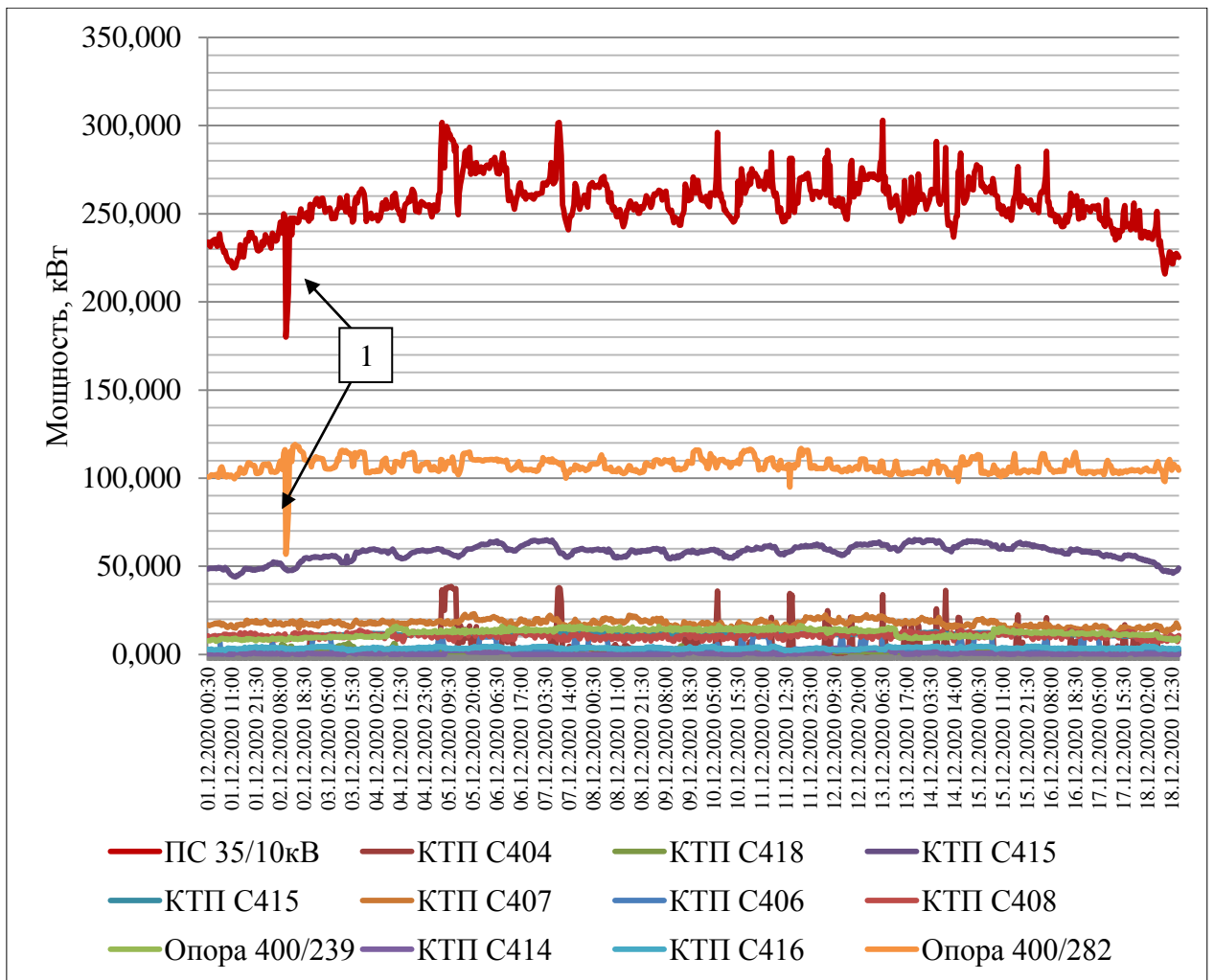


Рисунок 11 – График контроля активной мощности на Ф–4 10 кВ ПС «Санаторная» и каждой КТП 10/0,4 кВ

На рисунке 11 в левой части графика видно резкое изменение мощности на одном из потребителей цифра 1. Аналогичное изменение можно обнаружить и на графике фидера. При этом величина потерь на этом промежутке не изменяется, что позволяет сделать вывод о том, что это вызвано характером нагрузки и не требует действий персонала.

В случае превышения нормируемых величин производится анализ параметров сети. Например, при увеличении потерь мощности и отклонения напряжения по графику определяются участки сети, на которых произошло увеличение нагрузки, изменение соотношения активной и реактивной мощности, других параметров фиксируемых приборами учета. По измеренным данным производится определение расчетных величин

контролируемых параметров. По результатам анализа всей информации делается заключение: имеет ли превышение нормируемых параметров техническое обоснование или нарушение носит нетехнический характер.

На рисунке 12 представлен график сравнения расчетных значений потерь с измеренными.

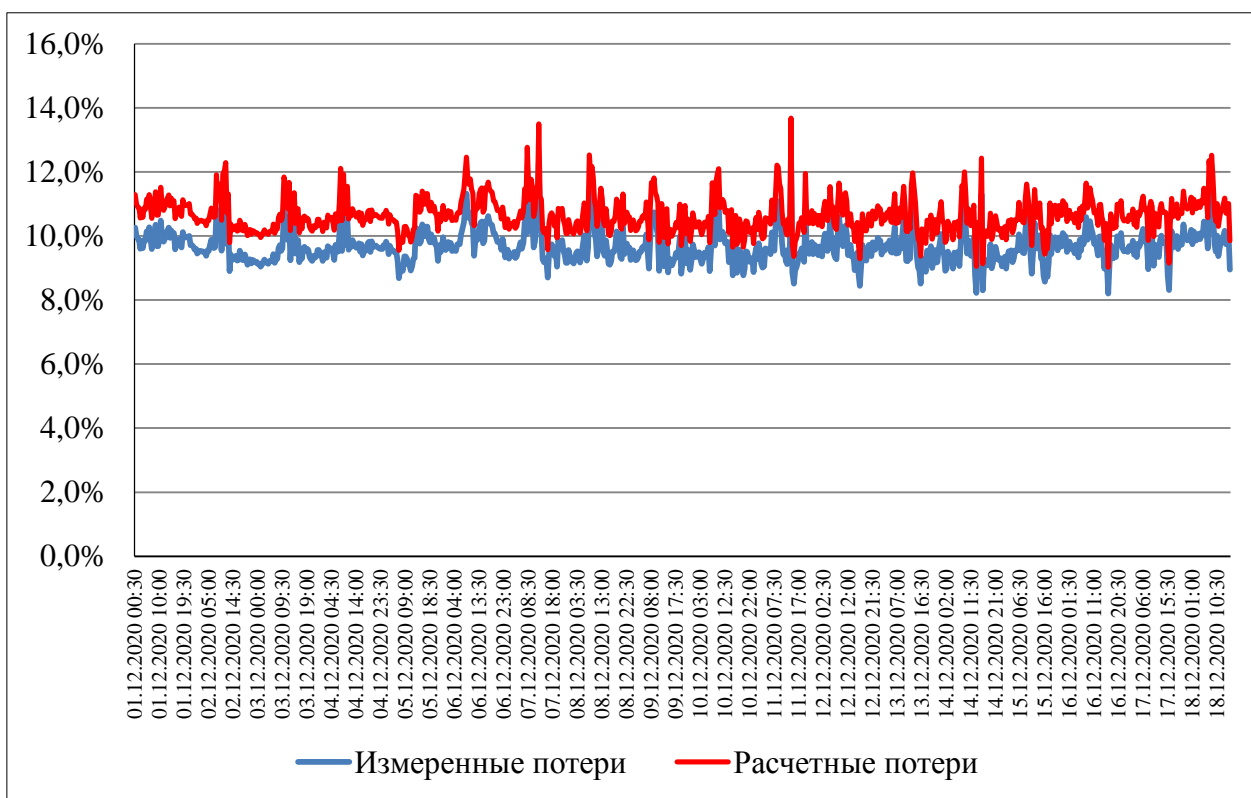


Рисунок 12 – График сравнение расчетных потерь мощности с измеренными в Ф–4 ПС «Санаторная»

На графике рисунок 12 видно, что в момент резкого снижения мощности указанного на рисунке 11 величина потерь на этом промежутке находится в тех же пределах что и в другие аналогичные моменты времени. На этом основании можно сделать вывод, что сеть работает в штатном режиме.

Пример не технического изменения мощности на фидере 6 кВ приведен на рисунке 13.

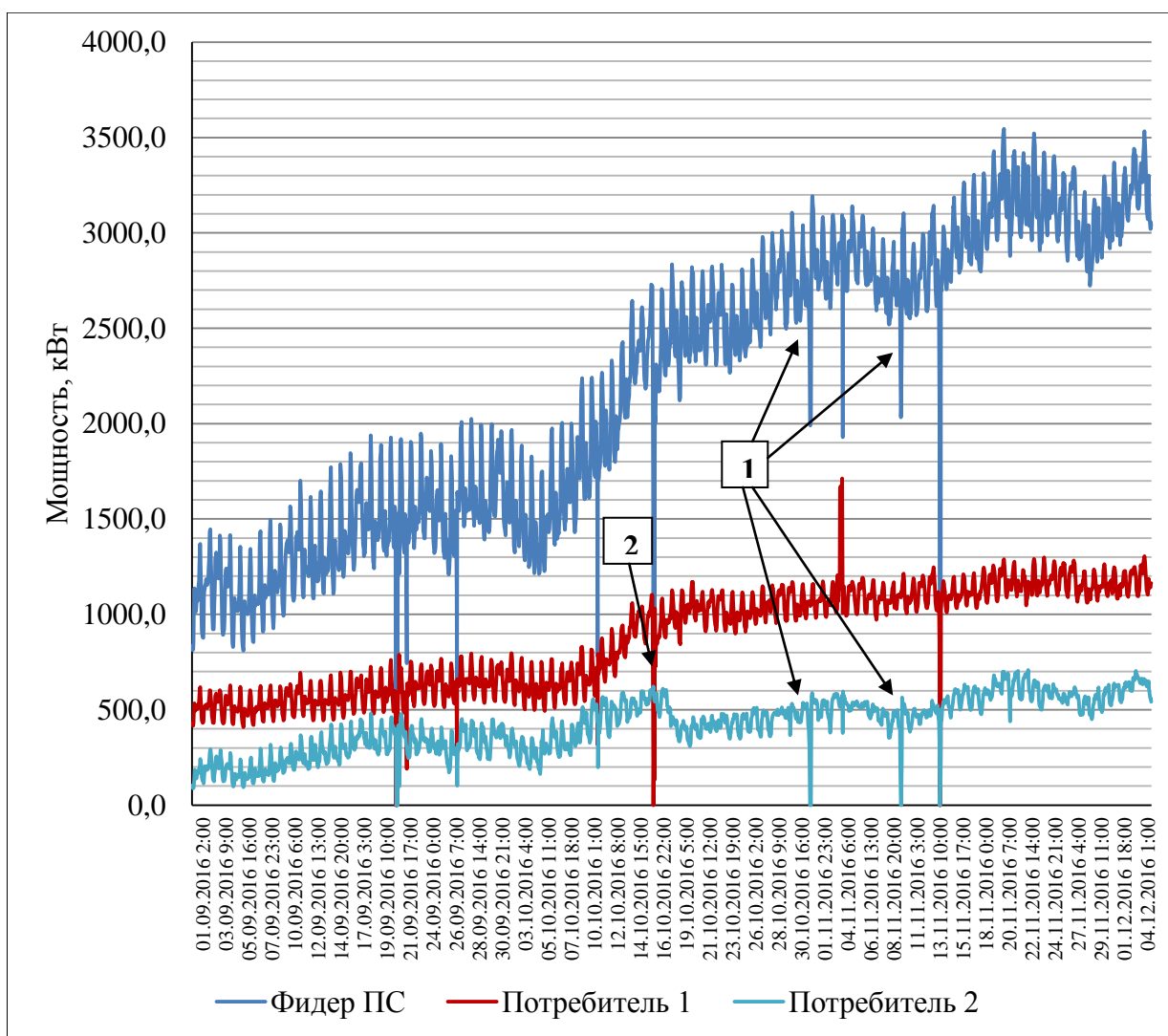


Рисунок 13 – График контроля мощности по фидеру 6 кВ

Потребитель 1 и 2 являются самыми мощными на фидере поэтому, каждое изменение потребляемой им мощности хорошо заметно на графике фидера. На графике видно, что при изменении мощности Потребителя 2 вместе с ним на такую же величину изменяется мощность на отходящем от ПС фидере стрелка 1.

В свою очередь при изменении нагрузки на Потребителе 1 мощность на фидере так же изменяется, но уже на большую величину.

На рисунке 14 приведен увеличенный фрагмент рисунка18.

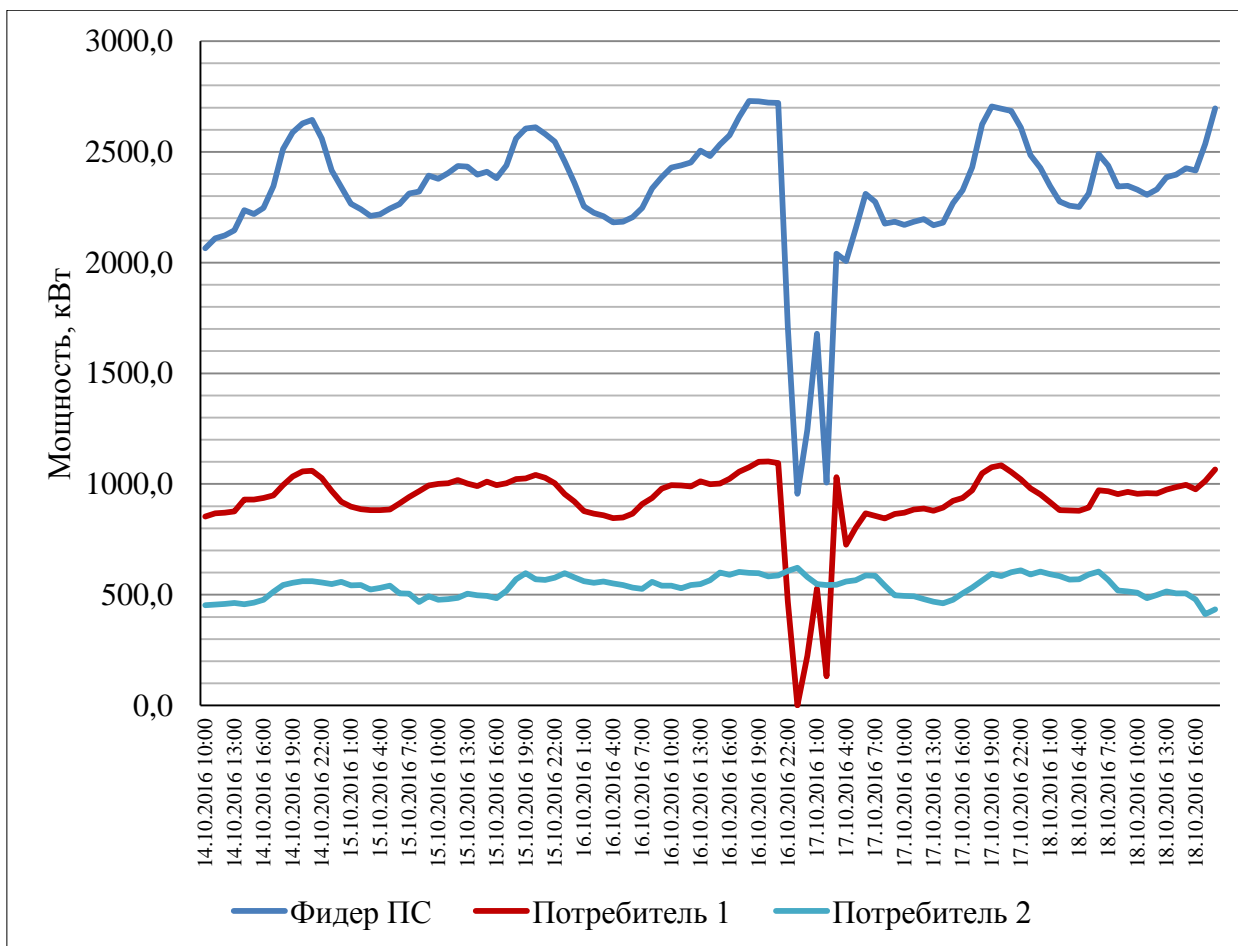


Рисунок 14 – График контроля мощности фидера 6 кВ

При увеличении масштаба отчетливо видно, что при уменьшении мощности потребителя – 1 с 1 МВт до нуля, мощность на фидере уменьшается на 1,5 МВт. Мощность потребителя – 2 остается неизменной.

Этот факт позволяют сделать вывод о возможном коммерческом характере потерь (воровство)

В качестве еще одно примера контроля параметров сети рассмотрим узле ВЛ–110кВ «Восточная–1» который состоит из четырех ПС соединенных ВЛ–110кВ «Восточная–1» Рисунок 20. На ПС «Левобережная», ПС «Восточная» приборы учета установлены на стороне ВН на отходящих линиях, на ПС «ГПП–2» и ПС «Южная» учет установлен на стороне НН на вводе трансформатора и на всех отходящих фидерах.

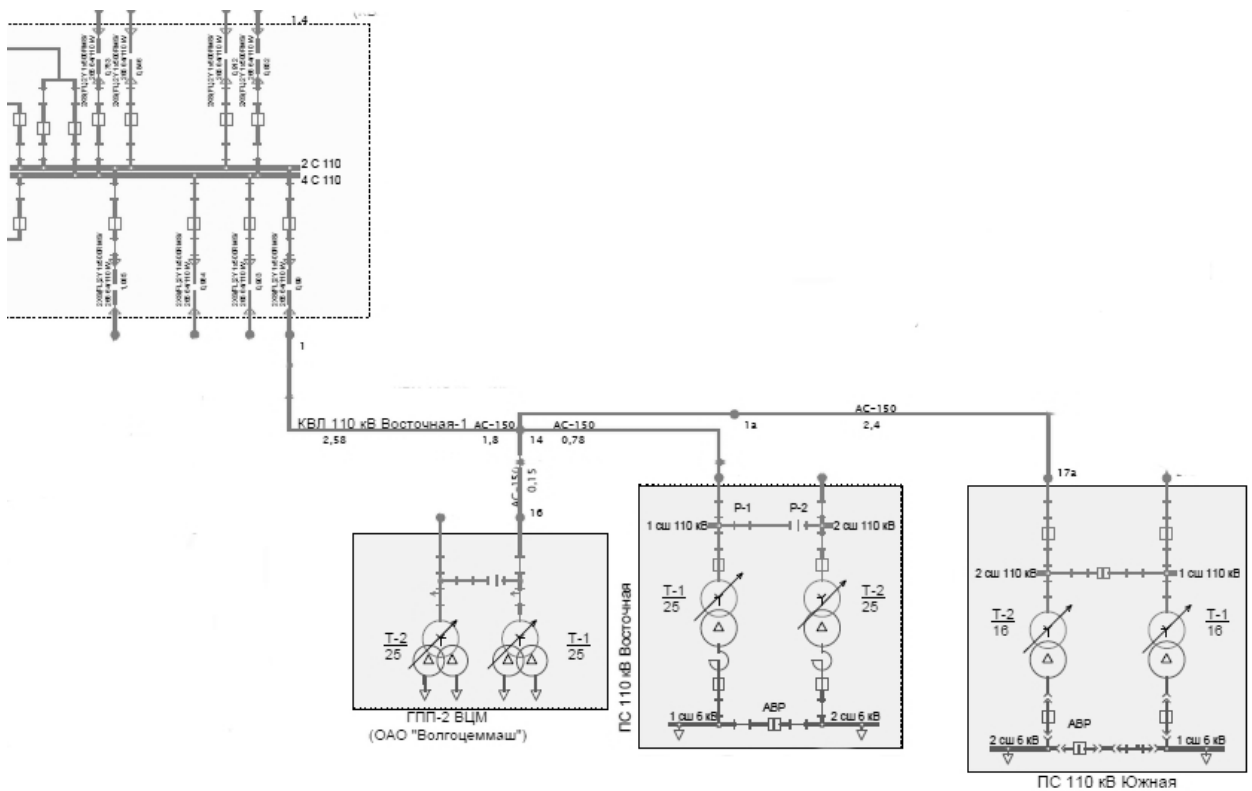


Рисунок 15 – Узел ВЛ-110кВ «Восточная-1»

В узле сети представленном на рисунке 15 было выявлено резкое увеличение потерь. Потери не превышали допустимых значений по узлу и на шинах напряжения НН всех ПС признаки увеличения потерь отсутствовали.

Когда объем потерь в течении трех месяцев превышал дельту потерь за предыдущие периоды при аналогичном режиме работы и характере нагрузки была было принято решение о проведении выездной проверки узлов учета.

В результате проверки было выявлено, что после производства технического обслуживания трансформатора напряжения тележка в ячейку была вкачена неполностью и на контактных соединениях на стороне 6 кВ образовалось переходное сопротивление на Ф–А и Ф–В. Это привело к падению напряжения на Ф–А и Ф–В во вторичных цепях по всей секции шин 6 кВ. Векторная диаграмма с прибора учета приведена на рисунке 21.

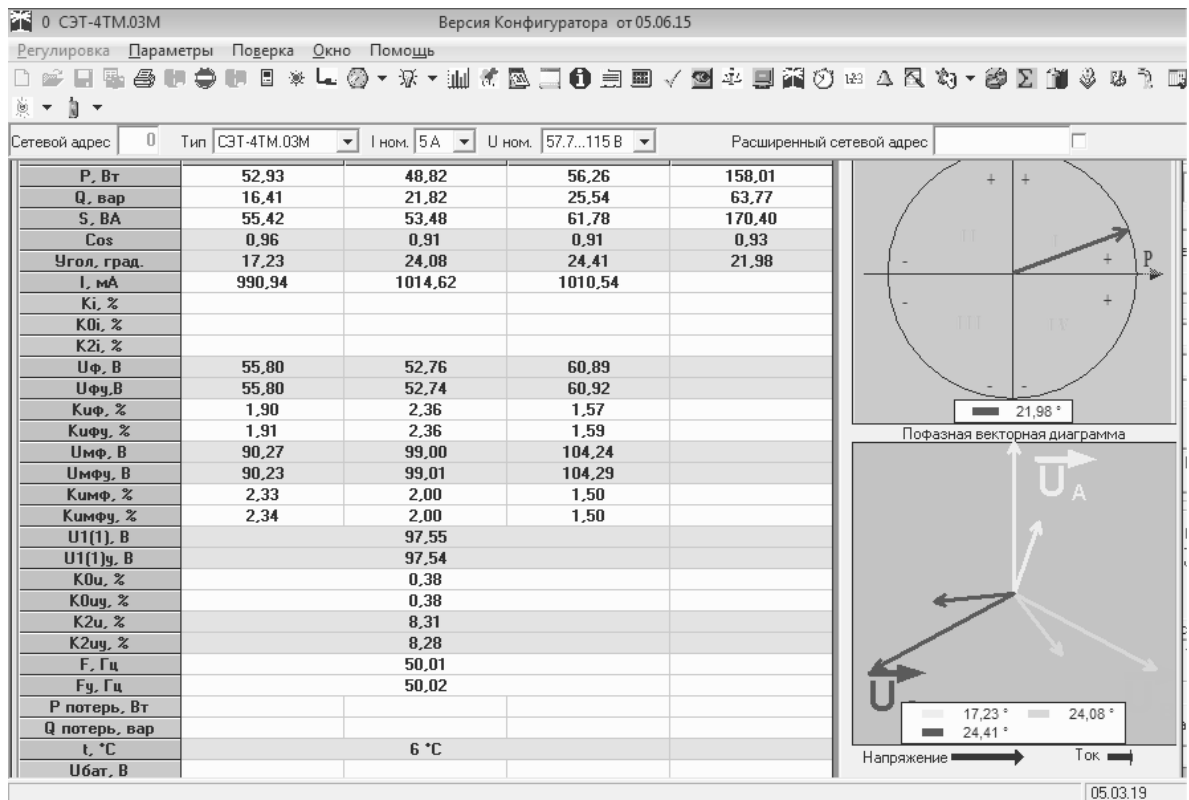


Рисунок 16 – Векторная диаграмма и параметры сети

Как видно из векторной рисунок 16 диаграммы напряжение и мощность по фазам отличается незначительно и по стрелочным приборам на ПС персонал просто не смог обнаружить данное нарушение. Диаграмма тоже не вызывала сомнений в правильности схемы учета так как дистанционно передаются только показатели тока, напряжения, мощности, коэффициента мощности. Вследствие, падения напряжения по всей секции величина мощности снизилась как на вводе, так и на отходящих фидерах, что не привело к увеличению потерь на секции шин 6 кВ.

На рисунке 17 представлен график контроля мощности в узле ВЛ–110кВ «Восточная–1» на интервале усреднения 30 мин за 3 месяца.

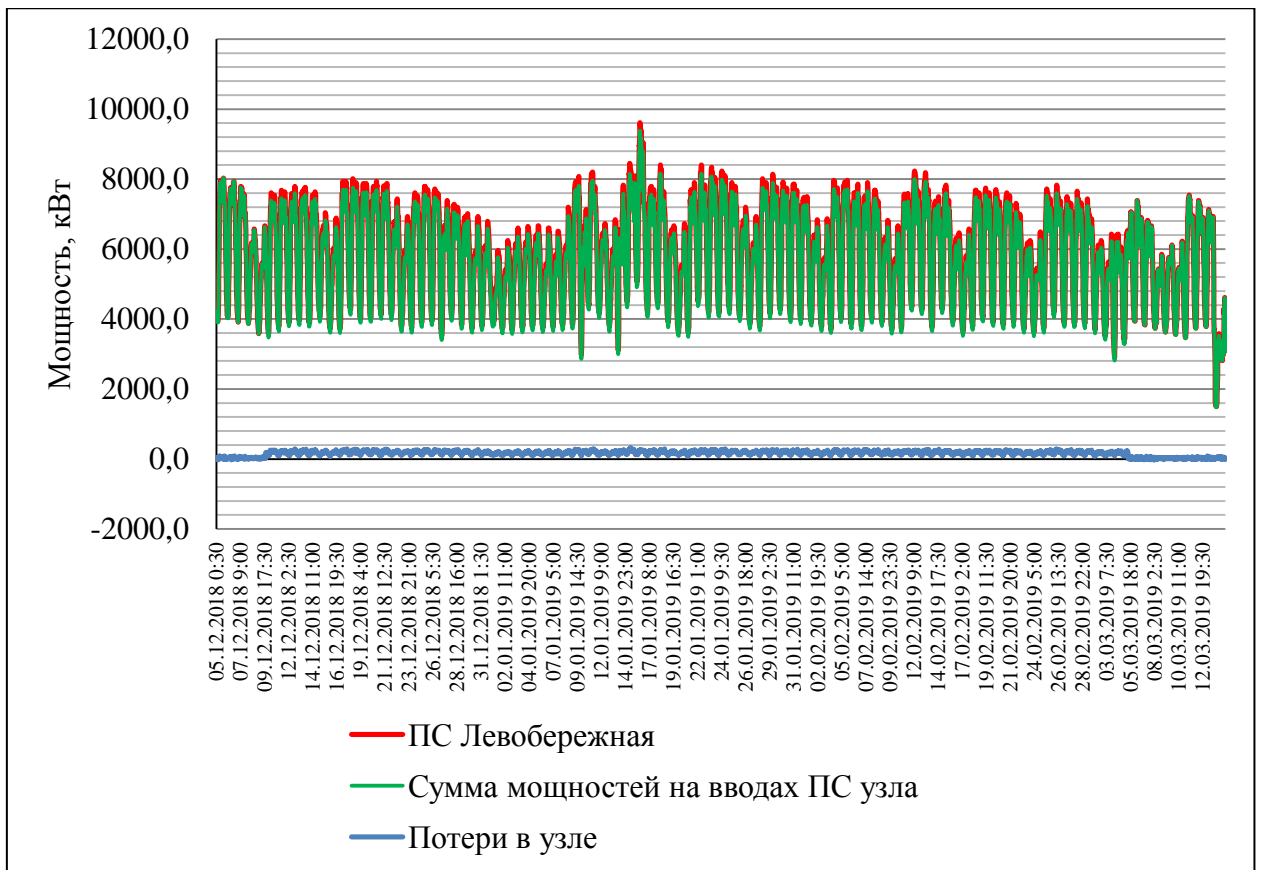


Рисунок 17 – График контроля мощности в узле ВЛ–110 кВ «Восточная–1»

На рисунке 18 приведен увеличенный масштаб непосредственно величины потерь мощности.

Увеличение потерь составило порядка 80% от дельты предыдущих периодов. В результате этого нарушения недоучет электроэнергии составил порядка 400 тыс. кВт·ч.

Этот случай выявил недостаточный объем данных существующей системы мониторинга для анализа работы сети и оперативного принятия решения.



Рисунок 18 – График потерь мощности в узле ВЛ–110кВ «Восточная–1»

Устранить данный недостаток позволит повышение уровня контроля электросетевого комплекса. Для этого предлагается условное разделение сети на контролируемые участки, состоящие из линий и трансформаторов. В данном случае в зону контроля попала как линия ВЛ–110 кВ «Восточная–1» так и трансформаторы на ГПП–2 и ПС «Южная». Дополнительный узел учета на стороне 110 кВ на ПС «Южная» позволит контролировать напряжение на высшей стороне трансформатора и производить его сравнение с напряжением на шинах 6 кВ, что в свою очередь позволит подтвердить неисправность в цепях напряжения, своевременно локализовать причину и принять меры к ее устранению.

В распределительных сетях 6–10 кВ это так же будет актуально. Раздельный контроль параметров линейного участка и трансформаторов позволит быстрее и точнее идентифицировать источник нарушения. Зная, фактическое напряжение на стороне ВН и НН трансформатора это позволит учитывать изменение потерь холостого хода, которые зависят от квадрата напряжения на стороне ВН и потерь короткого замыкания которые зависят от сопротивления обмотки. Фиксация исторического тренда мощности на

выбранном интервале усреднения от 1 до 30 минут позволит контролировать суммарные потери в трансформаторе. Анализируя профиль параметров каждого отдельного трансформатора [26], [27]. Сравнивая его с аналогичными данными трансформаторов, по всей сети, можно своевременно обнаружить признаки развивающегося дефекта.

2.6 Контроль величины потерь в трансформаторе и линии

На ПС 110/6 кВ «Восточная» установлены два трансформатора мощностью 25 МВА. На стороне 110 кВ и 6 кВ установлены измерительные комплексы, состоящие из измерительных трансформаторов тока и напряжения, соединительной проводки и приборов учета. На стороне ВН установлены счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М, а на стороне НН ЦЭ6850.

На рисунке 19 приведен график изменения потерь в трансформаторе на основе измеренных данных о получасовых значениях мощности за октябрь месяц в 2014, 2017, 2019 гг.

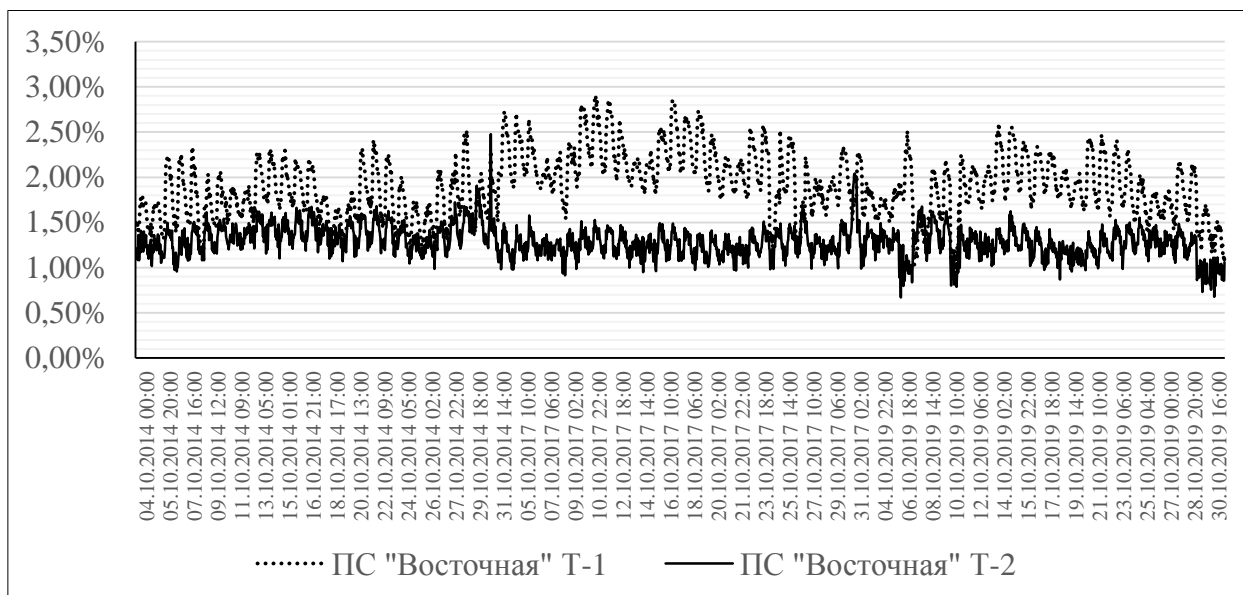


Рисунок 19 – График изменения потерь в Т-1 и Т-2 ПС 110/6 кВ «Восточная» за октябрь в 2014, 2017, 2019 гг.

Из графика на рисунке 19 видно, что потери находятся в определенных пределах и за 6 лет практически не изменились. Этого говорит о нормальной работе трансформатора [2].

На рисунке 20 представлен график контроля мощности потерь по линиям ВЛ–35 кВ «ГНС-1» и «ГНС-2» ПС 110/35/10 кВ «Совхозная».

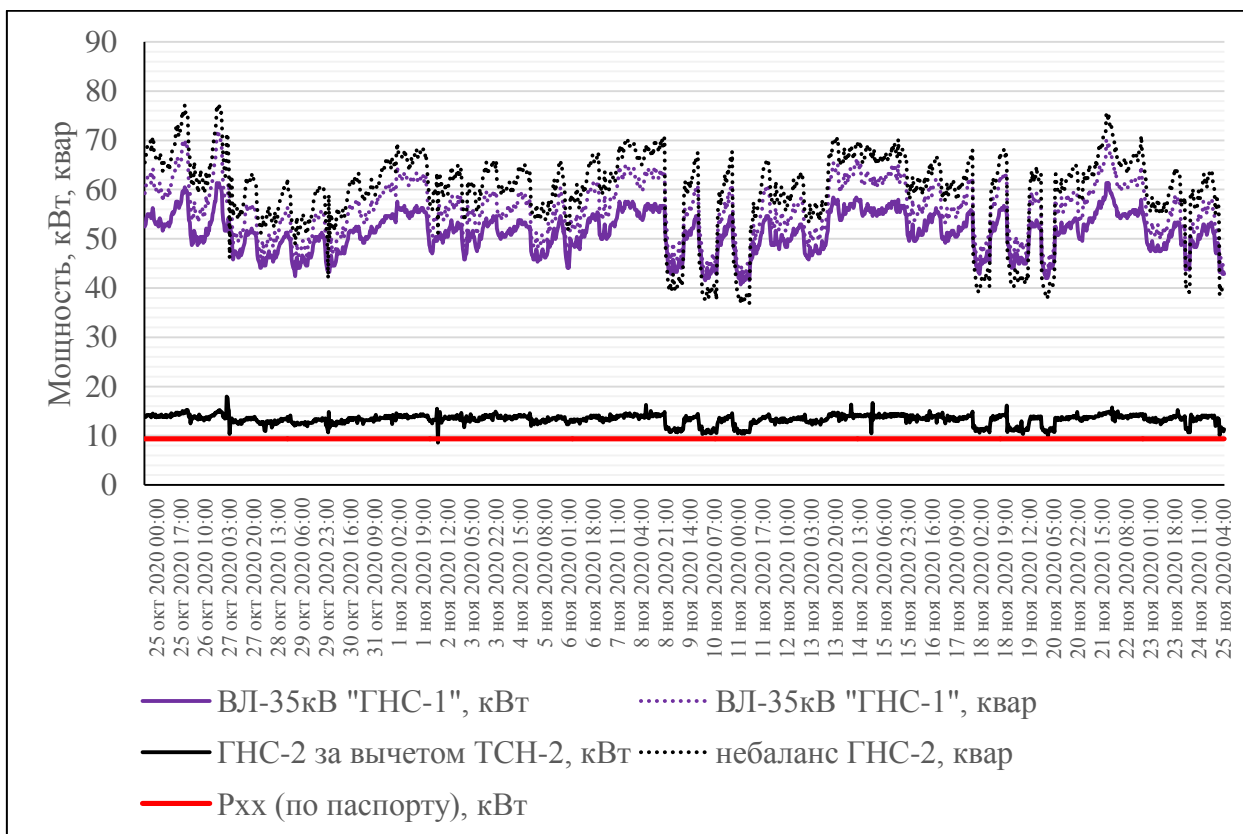


Рисунок 20 – График контроля мощности ВЛ-35кВ ГНС-1 и ГНС-2

На графике рисунок 20 видна работа трансформатора Т–1 на холостом ходу и Т–2 под небольшой нагрузкой создаваемой трансформатором насосной станции с установленной мощностью 160 кВА. При этом мощность потерь холостого хода Т–1 значительно превышает номинальную мощность холостого хода [3], [4]. Из этого можно сделать вывод о необходимости проверки и Т–1 на предмет дефекта.

На рисунке 21 представлен график контроля мощности в кабельной линии Ф–19 от ПС «Северная» до РП–2.

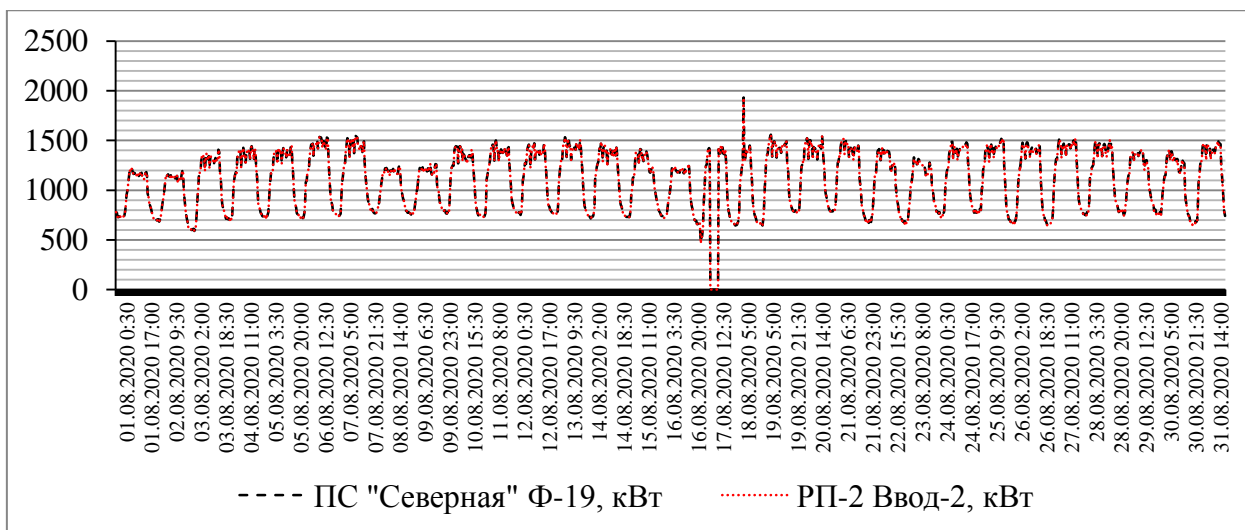


Рисунок 21 – График контроля мощности Ф-19 от ПС «Северная» до РП-2

Из графика на рисунке 21 видно, что потери активной мощности в линии очень малы, и анализировать состояние линии в абсолютных значениях затруднительно [15].

На рисунке 22 представлен график баланса мощности Ф-19 ПС «Северная» в процентах.

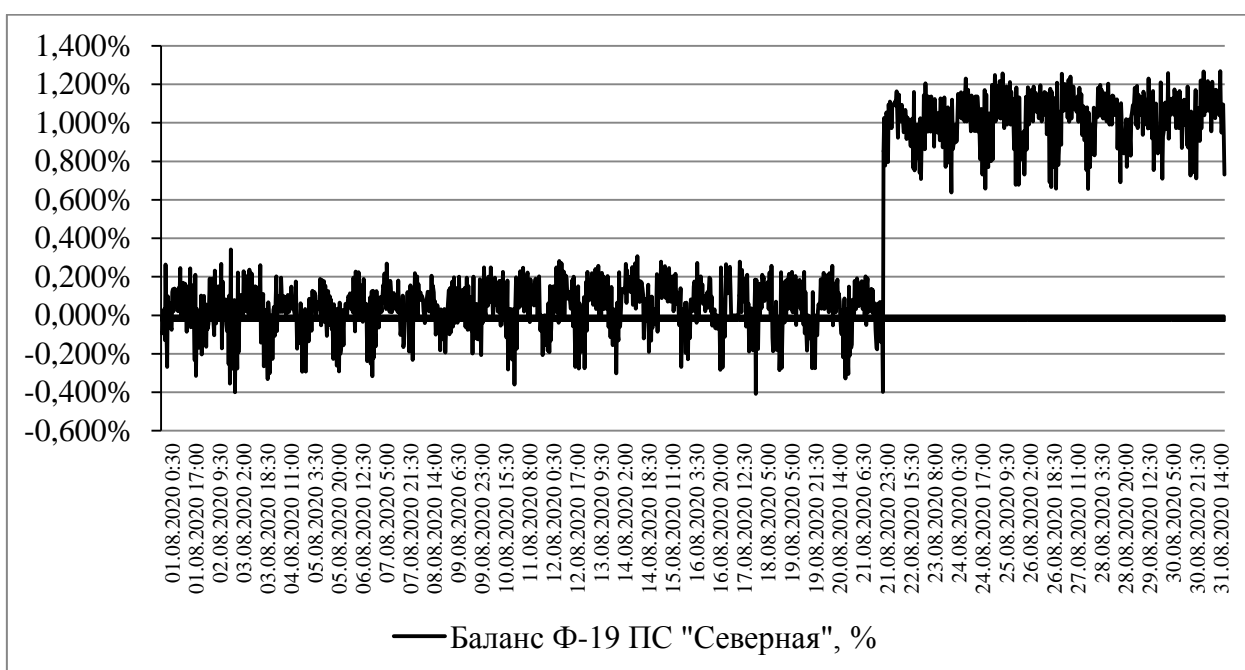


Рисунок 22 – График баланса мощности в Ф-19 ПС «Северная»

Проанализировав график на рисунке 22 в относительных величинах видно, что он корректно отражает зависимость потерь от проходящей нагрузки. Процесс цикличен и полностью подтверждается графиком мощности на рисунке 19. При искусственном увеличении мощности потерь в линии на 1 % на графике в абсолютной величине этого просто невозможно заметить, но на графике относительной величине это хорошо заметно [10], [23]. Таким образом, персонал сетевой организации сможет принять необходимые меры на начальном этапе развития дефекта в электросетевом оборудовании.

Выводы по разделу 2

Установлено, что необходимо оснастить сеть ПС 110/10 кВ «Северная» средствами дистанционного мониторинга параметров на всех уровнях.

Получены данные для мест расположения средств контроля.

Определены факторы, влияющие на снижение эффективности процесса передачи электроэнергии по электросети.

Контроль состояния ВЛ-110 кВ при визуальном осмотре не позволяет точно оценить степень угрозы возникающих от климатических воздействий на провода. Техническое обслуживание ТП-0,4 кВ выполняется в плановом порядке и не исключает развитие необнаруженных или скрытых дефектов в работе оборудования. Существующая методика контроля ПКЭ имеет высокие трудозатраты и не позволяет оперативно реагировать на изменения в сети.

Проведено исследование по мониторингу параметров трансформатора по средствам установки измерительных комплексов как со стороны ВН так и со стороны НН. По измеренным данным построен график потерь в трансформаторе.

3 Применение мониторинга параметров сети на практике

3.1 Применение расчета потерь по методу оперативных данных

При ТП новых потребителей или при переоформлении Акта ТП в случае, когда расчетный счетчик установлен не на границе балансовой принадлежности в Акт ТП включают потери электроэнергии, возникающие в электросетевом хозяйстве принадлежащем потребителю. Расчет ведется методом средних нагрузок (МСН).

С учетом изменений в ПП РФ №442, а так же с учетом требований Ф3 №522 сетевая организация обязана установить потребителю интеллектуальный прибор учета. Помимо остальных функций такой прибор учета хранит профили по таким параметрам как: активная/реактивная мощность, напряжение (активная реактивная на интервале 30мин.).

В связи с этим целесообразно вести расчет потерь в линии и трансформаторе потребителя по измеренным параметрам сети методом оперативных данных (МОД).

Потери на холостой ход трансформатора на интервале усреднения 30 минут (0,5 ч.) определяются по формуле:

$$\Delta P_{xx,i} = \Delta P_{xx} \sum_{i=1}^m \Delta t_i \left(\frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2 \quad (1)$$

где Δt_i – период усреднения, час;

ΔP_{xx} – потери холостого хода, кВт;

U_i – напряжение на стороне ВН на интервале i , кВ;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение ВН, кВ

Потери в трансформаторе и линии, зависящие от нагрузки, определяются по следующей формуле:

$$\Delta P_j = 3 \cdot R \cdot \sum_{j=1}^m (I_j^2 \cdot \Delta t_j) \cdot 10^{-3} \quad (2)$$

где R – активное сопротивление элемента сети, Ом;

I_j - ток нагрузки, А;

Расчет потерь производим для схемы, приведенной на рисунке 23.

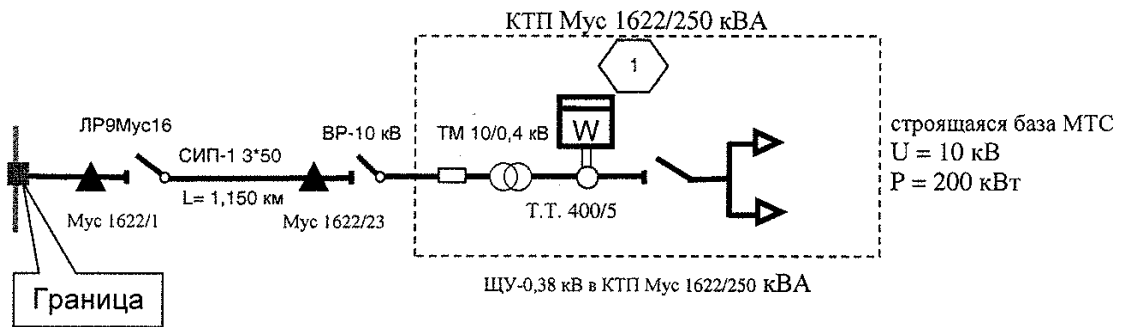


Рисунок 23 – Схема подключения абонента

Расчет выполнен для потребителя с графиком нагрузки усредненных значений мощности на интервале 30 мин рисунок 24.

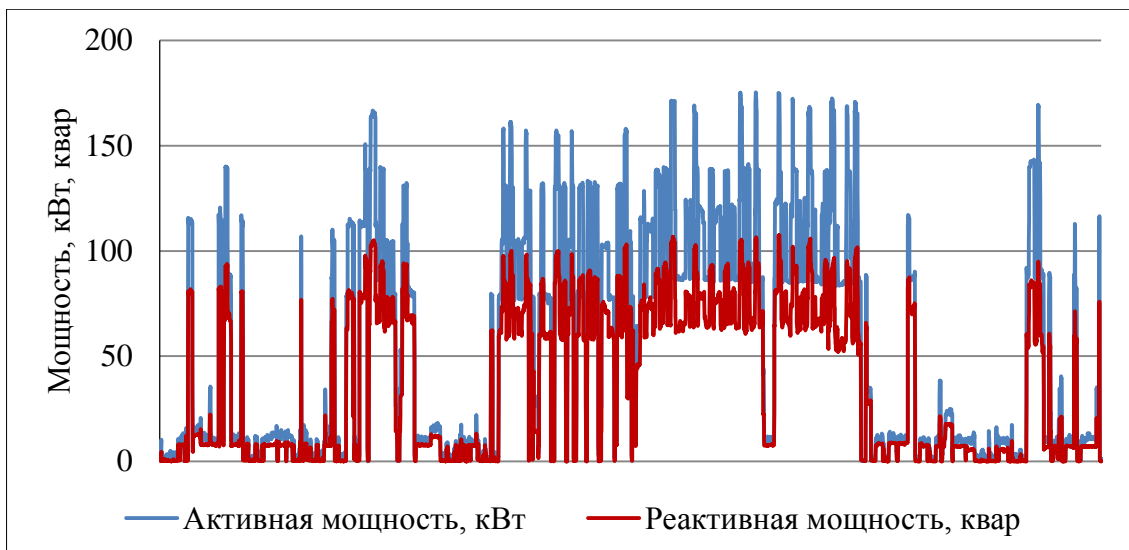


Рисунок 24 – График мощности потребителя КТП 250 кВА

Как видно из графика рисунок 24 нагрузка не постоянная, присутствуют как периоды с практически постоянной нагрузкой, так и падение потребления практически до нуля.

Технические характеристики трансформатора и линии для расчета потерь приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристики линии и трансформатора

Длина линии, км	1,15
Марка провода	СИП-1 3x35
Активное сопротивление на 1 км, Ом	0,641
Тип трансформатора	ТМ-250
Потери хх, кВт	0,47
Потери кз, кВт	3,7
Полная мощность, кВА	250

Результаты расчета представлены на рисунке 25 и 26.

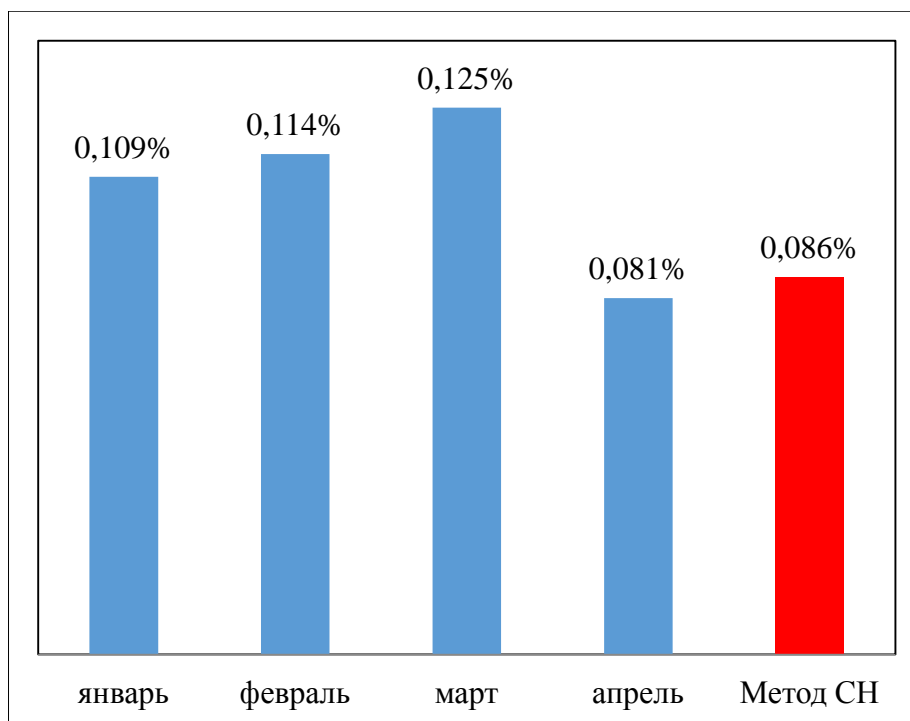


Рисунок 25 – Сравнение результатов расчета потерь в линии по МОД и МСН

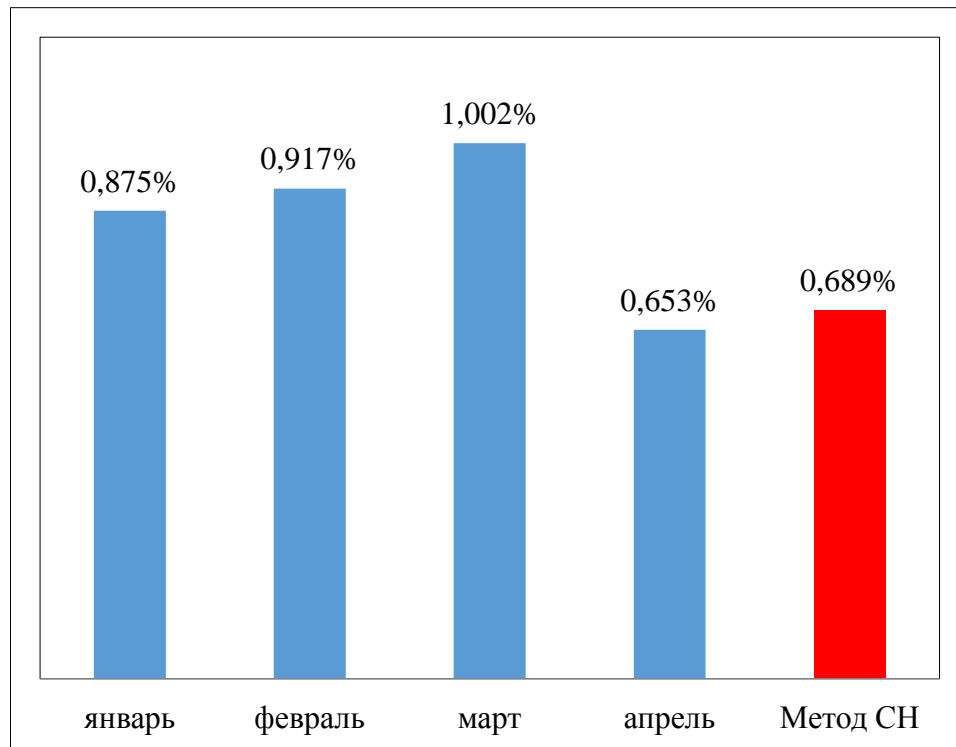


Рисунок 26 – Сравнение результатов расчета потерь в трансформаторе по МОД и МСН

По результатам расчетов рисунок 16, рисунок 17 видно, что в случае определения потерь по методу средних нагрузок процент потерь соответствует апрелю, в котором зафиксирован самый низкий объем потребления. Если использовать постоянный процент рассчитанный таким образом, то часть потерь придется оплачивать сетевой организации.

Динамический процент потерь, который предоставляет нам метод расчета по фактическим параметрам сети, более точно отражает зависимость потерь от режима работы электроустановки.

Этот факт может оказать влияние на расчет технических потерь в программном комплексе РАП-10, где в оборудовании потребителя расчет потерь не производится, а оно учитывается как оплаченный объем, то есть объем энергии по счетчику увеличенный на процент потерь из договора.

3.2 Компенсация реактивной мощности

Проблема компенсации реактивной мощности в распределительных сетях приобретает все большую актуальность в связи с износом сетей и оборудования, отсутствием контроля за соблюдением регламентированного соотношения активной и реактивной мощности, отсутствием реконструкции сетей [28].

Участие в регулировании коэффициента мощности на данный момент носит добровольный характер. Потребитель вправе потребовать убрать этот пункт из Акта о технологическом присоединении.

По Ф–53, Ф–25 от ПС 110/10 кВ «Северная» и по Ф–20 от РП–2 10 кВ получает питание с Тимофеевка.

На рисунке 27 приведена схема Ф–20.

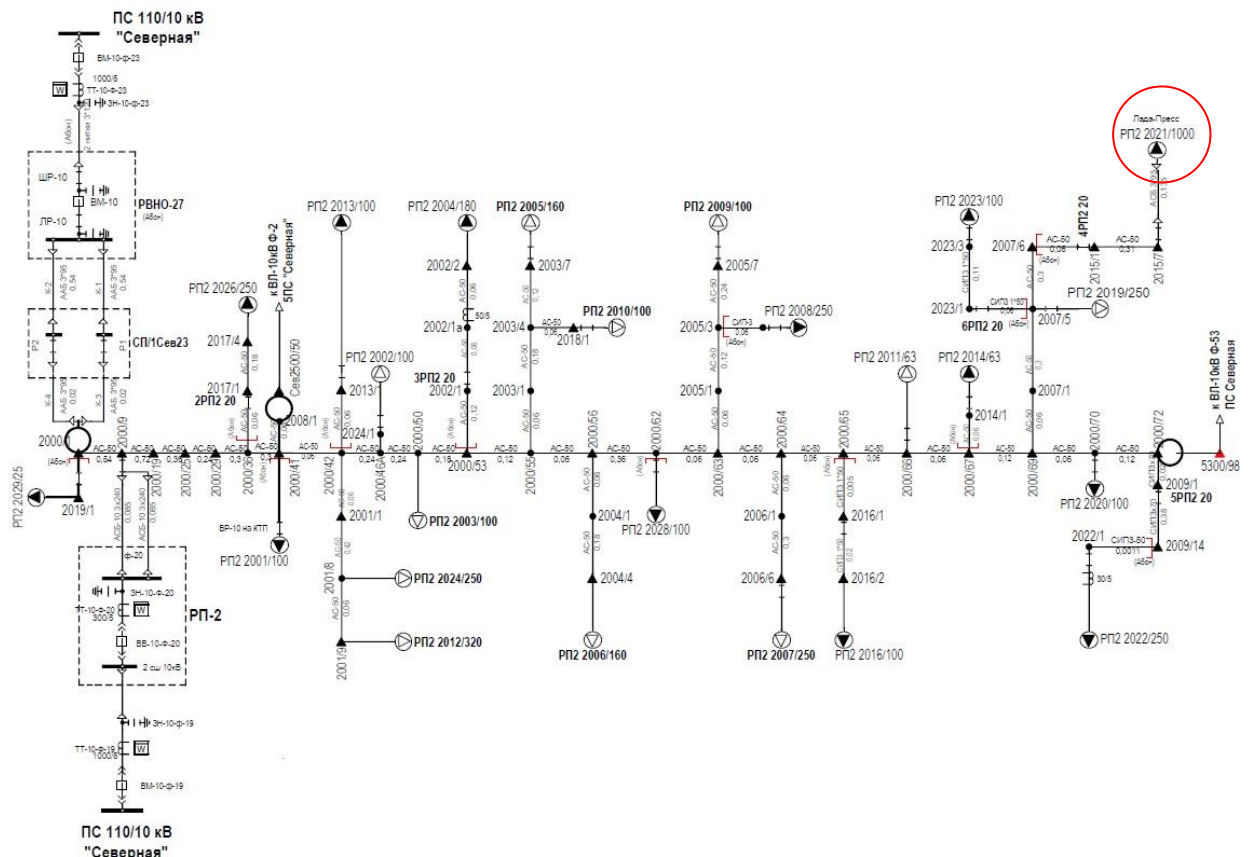


Рисунок 27 – Схема распределительной сети Ф-20

На Ф–20 присутствуют все виды нагрузки от бытовых потребителей до промышленных производств. Подобное соседство негативно сказывается на качестве электроэнергии в данном населенном пункте [18].

Наибольший интерес представляет ТП РП2–2021/1000 пресовое производство. Данная подстанция установлена в конце Ф–20.

На рисунке 28 представлен дневной график активной и реактивной мощности с периодом усреднения мощности 30 мин.

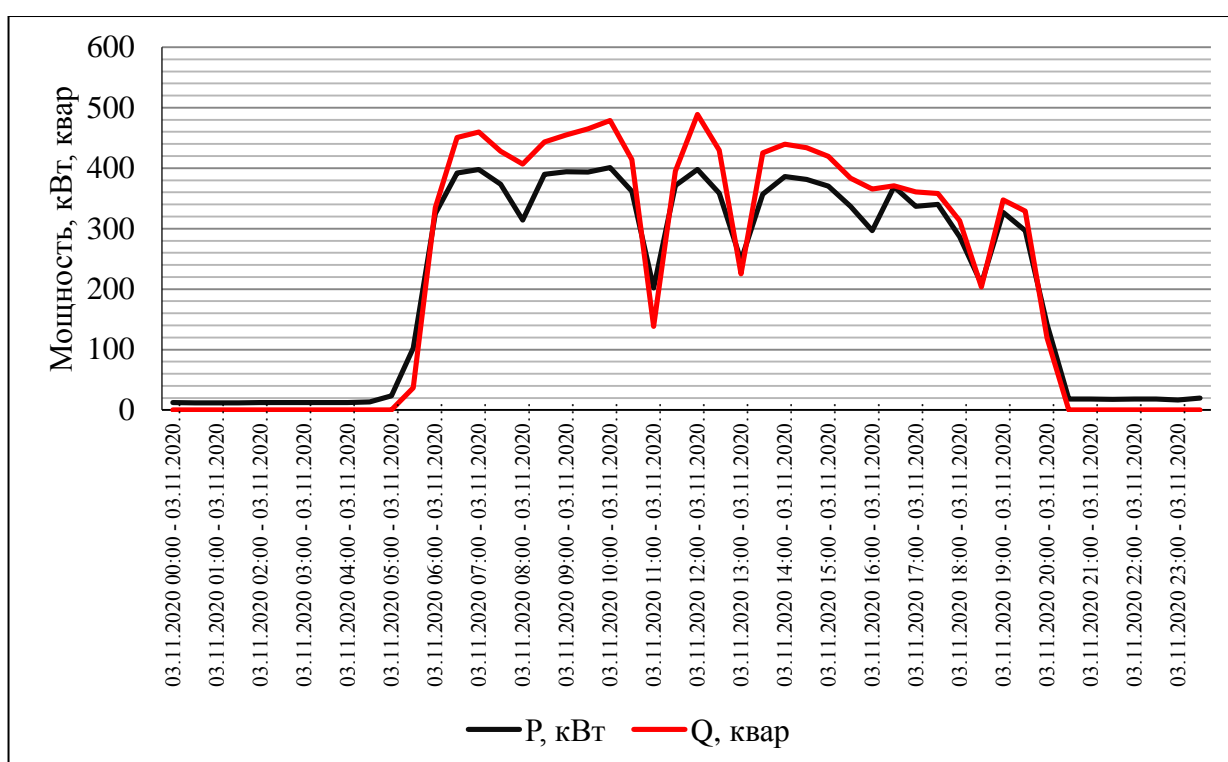


Рисунок 28 – График мощности на вводе 0,4 кВ КТП РП2–2021/1000

На рисунке 20 видно как изменяется нагрузка в течении дня, характер нагрузки и соотношение активной и реактивной мощности. При этом у потребителя в Акте о технологическом присоединении отсутствует пункт о соблюдении значения $tg\varphi = 0,4$.

Ток, потребляемый данным потребителем, проходит по всей длине фидера, что приводит к возникновению потерь в линии и падению

напряжения на всей ее протяженности. Это обстоятельство негативно сказывается на каждом потребителе данного фидера. Большую часть нагрузки создает реактивная энергия, которая не выполняет полезной работы и не оплачивается потребителем.

В данном случае вариантом решения может стать установка компенсирующего устройства с автоматическим регулированием непосредственно на границе балансовой принадлежности, опоре 2007/6. Это мероприятие позволит разгрузить участок сети от опоры 2007/6 в сторону ПС 110/10 кВ «Северная». При этом сама ТП потребителя не будет разгружена от реактивной мощности и потери активной мощности, создаваемые полной мощностью в трансформаторе, останутся на счету потребителя.

График снижения загрузки после установки компенсации представлен на рисунке 29.

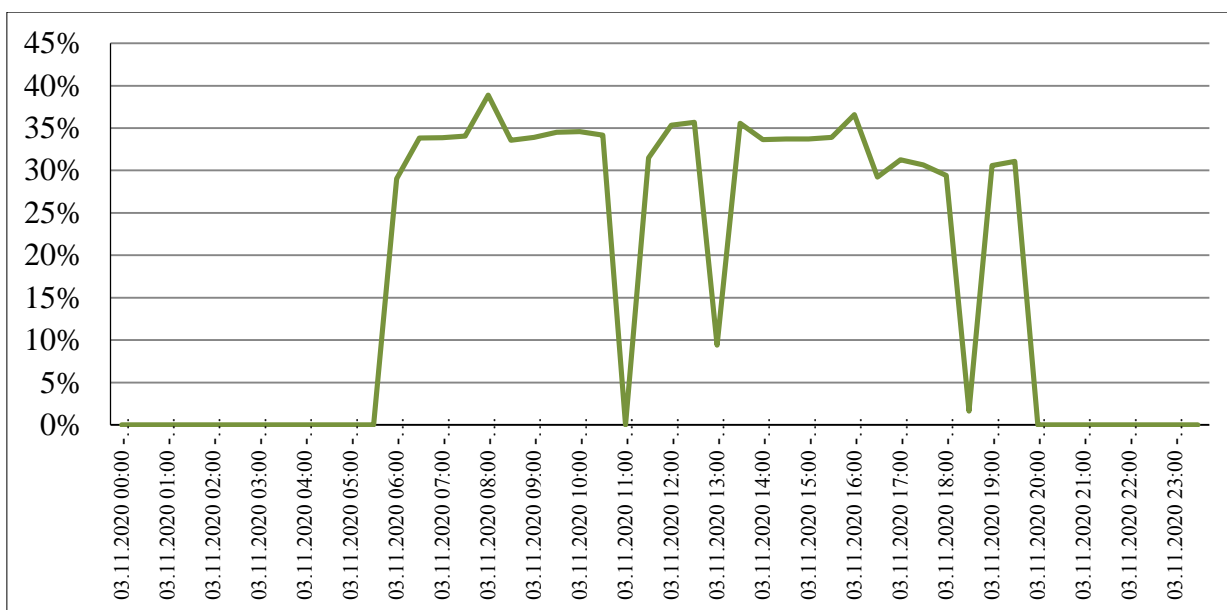


Рисунок 29 – График снижения тока в оборудовании сетевой организации при установке компенсации реактивной мощности

За счет компенсации реактивной мощности появляется возможность подключения к сети дополнительных потребителей суммарной мощностью

порядка 150 кВт при условии соблюдения ими требований по $tg\varphi = 0,4$ или уменьшить технические потери в линии в наиболее загруженные часы.

3.3 Интеллектуальная АЧР

Система автоматической частотной разгрузки на ПС настроена таким образом, чтобы отключать фидера (потребителей) при снижении частоты в сети и не дать ей снизиться ниже предельной 46,6 Гц. АЧР состоит из очередей, каждая из которых отключает определенное количество фидеров, тем самым компенсируя дефицит активной мощности.

При настройке АЧР под каждым фидером понимается определенная мощность, которая должна быть отключена. Как было описано в главе 2, параметры сети не постоянны и потребление по фидеру изменяется с течением времени.

При действии АЧР фидера начинают отключаться достаточно быстро, выдержка между ступенями 0,5 с, что может привести к отключению лишних ступеней и соответственно к потерям от реализации электроэнергии потребителю и скачку частоты (перерегулирование) [24], [40].

Интеллектуальные приборы учета способны измерять и передавать данные о параметрах сети практически в реальном времени это служит основой для алгоритма действия интеллектуальной АЧР.

При обеспечении дистанционного сбора данных с каждого фидера каждой ПС можно определить баланс активной мощности в сети. В случае возникновения отключения связи с одной из систем, программное обеспечение, воспользовавшись, имеющимися данными за период до аварии произведет расчет баланса электроэнергии, определит нагрузку, создающую наибольшие потери в сети и возникший дефицит активной мощности. Затем передаст сигнал на отключение соответствующих фидеров на подстанциях и

восстановит баланс активной мощности и частоту в сети одним отключением [25].

Запрос данных измерения по параметрам P (4), Q (4), S (4), Uф (3), I (3), F (1) (19 параметров) может быть произведен одним фреймом запроса и данные получены в одном фрейме ответа. Одна транзакция (запрос-ответ) занимает время 120–130 мс на скорости 9600 бит/с и 33–40 мс на скорости 38400 бит/с. Это измеренные времена опроса одного счетчика. Опрос двух и десяти счетчиков в пересчете на один дает те же результаты. Если в счетчиках установить конфигурационный флаг «Запретить автоматическое закрытие канала связи», то они будут всегда готовы к обмену. При этом опрос 50-ти счетчиков объекта будет занимать время от 1,65 до 2 с на скорости 38400. Что бы время опроса не превышало 1 секунды целесообразно одним сервером опроса (одним контроллером) осуществлять опрос не более 25 счетчиков на скорости 38400.

Применение алгоритма интеллектуальной АЧР на основе контроля параметров сети в реальном времени становится возможным использовать мощность потерь и реальную нагрузку на фидерах, что позволит сохранить в работе большее количество потребителей и используемой ими активной мощности.

3.4 Использование мониторинга при технологическом присоединении

Сетевая организация не может отказать обратившемуся к ней лицу в подключении. Ресурс сети не безграничен и потери энергии увеличиваются с каждым новым потребителем. Если в случае с подключением какого-либо крупного промышленного потребителя еще возникают вопросы о необходимости реконструкции, то в случае с бытовым сектором нет [31].

Узнать о фактической загрузке ТП и уровне падения напряжения на вводе 0,4 кВ и у самого дальнего абонента на ней можно лишь по замерам оперативной выездной бригады. Но результат такого замера не будет объективно отражать то, в каком режиме работает оборудование. Замер будет только один только в один день и час. Как было отмечено в главе 2 и 3 нагрузка а, следовательно, и потери мощности и напряжения достаточно сильно изменяются в течение дня, месяца, года [30].

Зная мощность и напряжение на всех участках сети и их изменение во времени можно произвести расчет того, как они изменятся при подключении нового потребителя [5]. Связав программные комплексы обеспечивающие мониторинг параметров, такие как «Пирамида сети», «Энергосфера» с базами, содержащими данные по технологическому присоединению, например величину запрашиваемой мощности из программ 1С и программой для расчета параметров такой как «РАП–стандарт» или «Вольт–эксперт». Мощность каждого потребителя будет учтена, спрогнозировано ее влияние на параметры сети в будущем и скорректированы мероприятия по реконструкции.

В случае, когда потребитель намерен присоединить свои энергопринимающие устройства к электрической сети, он обращается в сетевую организацию с заявкой о технологическом присоединении. В заявке потребитель указывает необходимую ему величину максимальной активной мощности. Сетевая организация берет на себя обязанность обеспечить данную мощность к одномоментному использованию, а потребитель в свою очередь обязуется ее не превышать.

Таким образом, увеличивается объем передаваемой электроэнергии и как следствие доход сетевой организации. Увеличение объемов присоединенной мощности, сопряжено с увеличением потерь электроэнергии возникающих в элементах сети, таких как трансформаторы и линии электропередач.

Количество вновь подключаемых потребителей и присоединяемой мощности достаточно велико и способно оказать заметное влияние на режим работы оборудования.

Значительная часть приходится на потребителей до 15 кВт подключаемых на стороне НН.

Для обеспечения требуемого уровня потерь и качества электроэнергии необходимо увеличивать мощность трансформаторов и строить новые подстанции, проводить реконструкцию линий. Эти мероприятия должны выполняться своевременно, препятствием на пути к этому является отсутствие оперативных данных о фактической загрузке элементов сети [14].

При подключении абонентов на напряжении 0,4 кВ мощностью до 15 кВт, а это чаще всего физические лица, влияние новых потребителей на режим работы оборудования в частности увеличение нагрузки на трансформатор не учитывается в связи с количеством заявок и их «незначительности» и становится невозможным вовремя запланировать реконструкцию сети.

Процесс подключения новых потребителей может занимать продолжительное время и уследить за всеми, новыми точками и на каком этапе они находятся затруднительно [34].

Для решения этой задачи разработан алгоритм технологического присоединения новых потребителей с учетом присоединяемой и фактической нагрузки.

С вводного прибора учета на КТП и приборов учета установленных у потребителей в сети 0,4 кВ дистанционно собираются данные о потреблении (значения активной, реактивной и полных мощностей) за период усреднения 30 мин. Данные попадают на сервер и записываются в базу данных программного комплекса «Пирамида сети». Данные о технологическом присоединении (дата, мощность, точка присоединения) заносятся в программный комплекс 1С «Предприятие» и записываются в ее базу данных. Между двумя базами данных осуществляется обмен информации по

скоростным каналам связи. При подключении потребителя с максимальной мощностью 5 кВт из базы данных 1С «Предприятие» запрашивается информация об аналогичных потребителях в том же районе, определяется номер прибора учета таких потребителей. Затем из базы «Пирамида сети» запрашиваются профили параметров по этим номерам (в данном случае активная мощность, усредненная на интервале 30 мин) и данные усредняются и мы получаем среднестатистический профиль потребителя с максимальной мощностью 5кВт из того же района где происходит подключение. В результате суммирования двух профилей мы получаем прогнозируемое значение мощности. Аналогичным образом осуществляется присоединение потребителей с максимальной мощностью 10 и 15 кВт.

Как только потребитель будет фактически присоединен к сети и его счетчик передаст на сервер «Пирамида сети» свои первые показания, то данные такого потребителя перестанут суммироваться с данными вводного прибора учета, а будут использоваться уже реальные показания его счетчика.

Аналогичным образом произойдет замена среднестатистических данных на реальные показания остальных потребителей.

Так как компьютер будет держать в памяти всех потребителей и вести график нагрузки, можно будет более точно планировать затраты на реконструкцию электросетевого хозяйства.

В данном примере разобран только трансформатор, но данный алгоритм может быть применен и для ВЛ где за каждый период усреднения может быть рассчитано прогнозируемое падение напряжения и потери на проводах с учетом новых потребителей.

На рисунке 30 представлен график изменения мощности на вводе 0,4 кВ КТП при использовании алгоритма технологического присоединения новых потребителей с учетом фактических графиков нагрузки.

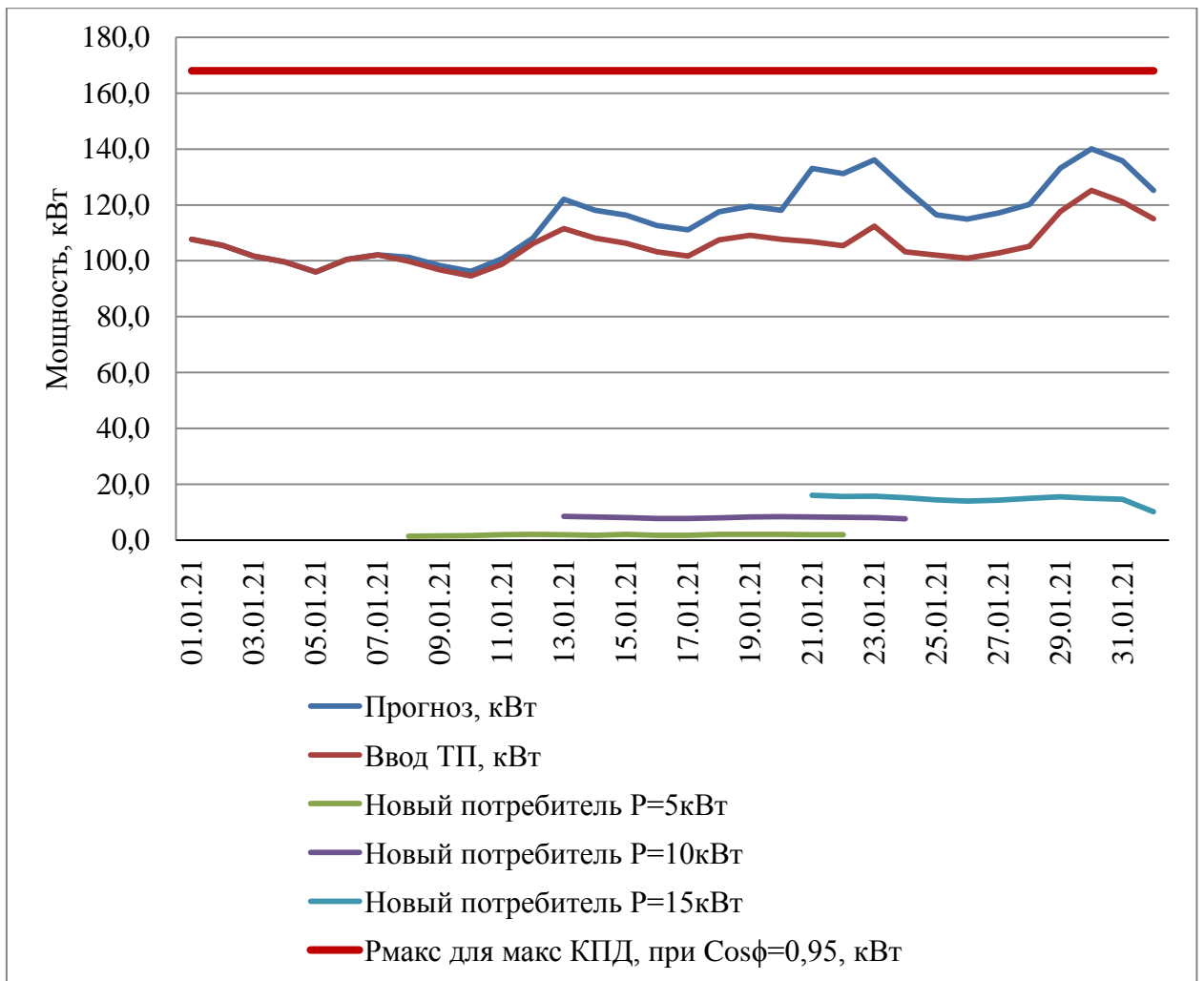


Рисунок 30 – График работы алгоритма технологического присоединения новых потребителей с учетом присоединяемой и фактической мощностью

В связи с вышеописанным необходимо внести изменения в методику определения потерь в элементах сети принадлежащих потребителю следующим образом:

- расчет производить по фактическим данным за каждый расчетный период (месяц);

- убрать из Акта раздела границ фиксированный процент потерь и заменить его согласованием метода расчета по фактическому режиму.

3.5 Алгоритм определения нетехнических потерь

Эффективное использование электроэнергии является важным фактором. Это также включает в себя то, как электроэнергия снабжает потребителей, по крайней мере, с точки зрения экономической эффективности. Принимая во внимание этот аспект, сетевые компании сосредотачивают внимание на факторах, влияющих на потери электроэнергии в распределительных сетях, рассматриваемые как технические или коммерческие потери.

Технические потери возникают естественным образом и вызваны рассеиванием электроэнергии в линиях электропередач и в оборудовании, используемом для производства, транспортировки и распределения электроэнергии. Наиболее значительные потери (около 90% от общих потерь) возникают в цепях питания из-за нагрева проводников за счет эффекта Джоуля при протекании электрического тока через электрические цепи, но есть и потери, вызванные эффектом короны, а также из-за несовершенной изоляции проводников и оборудования [6]. Эти потери могут быть выявлены путем составления балансов электроэнергии, которые основаны на измерениях, предоставляемых системами АСКУЭ, или могут быть оценены с помощью алгоритмических процедур.

Важная роль в снижении собственного технологического потребления, которое является результатом разницы между энергией, переданной в сеть, энергией, распределенной потребителям и энергией потерь [13]. Нетехнические потери можно уменьшить за счет повышения безопасности распределительных устройств, в частности, путем частой проверки групп измерений, как для бытовых, так и особенно для промышленных потребителей.

Кража электроэнергии представляет собой незаконный способ получения электроэнергии для различных целей, что приводит к значительным потерям для сетевых компаний. Нетехнические потери,

которые обычно связываются с воровством электроэнергии путем самовольного подключения к сетям или установки шунтов в токовых цепях или внедрением стороннего оборудования в счетчик электроэнергии.

Помимо экономических потерь, воровство электроэнергии также является серьезной проблемой с точки зрения безопасности людей (люди, живущие поблизости от населенных пунктов, где воровство электроэнергии имеет высокий процент случаев).

Эффективным методом предотвращения несанкционированного вмешательства на объектах распределения электроэнергии является замена обычных счетчиков интеллектуальными счетчиками, которые могут более точно определять потребление электроэнергии, а также фиксировать события, связанные с качеством электроэнергии или несанкционированные вмешательства в электрические установки [13]. В интеллектуальных счетчиках реализован ряд функций, которые полезны как для оператора сети (обеспечивая точный учет поставленной электроэнергии в реальном времени), так и для потребителя (с целью оптимизации собственного потребления электроэнергии). Среди потребителей, которые внедрили интеллектуальные системы учета, есть люди, которые имеют определенные возражения в отношении интеллектуальных счетчиков из-за возможности раскрытия конфиденциальных данных потребителей, что не является этически жизнеспособным; некоторые страны, такие как Нидерланды или Великобритания, даже отказались от реализации проектов интеллектуальных измерительных систем из-за проблем с конфиденциальностью данных. Более того, некоторые потребители «заявляют», что интеллектуальные счетчики являются источником опасного излучения для жизни человека. Принимая во внимание практические аспекты, сообщалось о случаях, когда умные счетчики создают помехи радиочастотам, которые нарушают радиотелевизионное вещание, или о случаях нарушения связи на радиопередвижных станциях, используемых полицией, которые общаются на тех же частотных волнах, что и умный радиомодуль счетчика. Чтобы

исключить эмиссию излучения, можно использовать системы измерения, в которых используются средства проводной связи (токовая петля), которые намного более безопасны и надежны с точки зрения передачи данных. Гибридные системы с беспроводными путями связи (радиоволны) также доступны и могут использоваться, но эти системы трудно реализовать с экономической точки зрения, поскольку оборудование, используемое в гибридной системе связи, имеет довольно высокую стоимость. Чтобы обеспечить конфиденциальность потребителя, может использоваться удаленная система, в которой каждый интеллектуальный счетчик идентифицируется уникальным идентификатором, который можно найти только в базе данных системы удаленного управления, где будет производиться сопоставление между этим идентификатором и серией счетчиков, а также расположение устройства. Другой вариант - использование решений, основанных на алгоритмах шифрования.

Функция мониторинга потребления уже реализована в случае интеллектуального учета, но система учета может сопровождаться определенными дополнительными модулями, которые могут своевременно сигнализировать о возможных сбоях напряжения или тока во вторичных цепях.

В случае бытовых потребителей и энергосбытовых компаний основные нетехнические потери возникают из-за выхода из строя счетчиков электроэнергии или обхода их вышеописанными способами.

Для обнаружения этих проблем используется ряд методов, таких как проверка измерительного комплекса вместе с соединительным кабелем у каждого потребителя, или мониторинг в реальном времени параметров сети и нагрузки потребителя.

Мониторинг очень эффективен с точки зрения обнаружения в реальном времени возможных ошибок измерения, которые могут возникнуть из-за отказа измерительного комплекса или из-за несанкционированного вмешательства в электрическую сеть.

Анализ потребления электроэнергии для различных типов потребителей важен для энергоснабжающих организаций, чтобы принять оптимальные решения по оперативному управлению и снижению затрат, нацеленных на выявление несанкционированных хищений электроэнергии и улучшения качества поставляемой электроэнергии [19].

Обычно потребление электроэнергии неоднородно, оно варьируется от одного типа потребителя к другому в зависимости от: географического района, сезона, погодных условий, продолжительности суток. Если мы говорим об обнаружении мошенничества с потреблением электроэнергии, в научной литературе сообщается о существовании реализаций, основанных на серии алгоритмов для анализа кривой нагрузки каждого отдельного потребителя. Такое решение основано на количествах энергии, записанных за периоды (выборки) по 15 минут, которые сравниваются со стандартной кривой нагрузки, адаптированной к местности и группе потребителей, частью которой является упомянутый потребитель энергии. Этот алгоритм сравнения кривых нагрузки бытовых потребителей на основе анализа данных точно определяет места потребления, где электроэнергия регистрируется ошибочно [33]. Но для реализации указанного алгоритма необходимо получать данные с периодом усреднения меньше 15 мин. К сожалению, большинство интеллектуальных счетчиков спроектированы и запрограммированы на запись кривой нагрузки только ежечасно, а не каждые четверть часа [1].

Важным фактором снижения мошеннического потребления электроэнергии является обнаружение аномалий, возникающих в процессе учета электроэнергии. Аномалии представляют собой значительные различия между количеством энергии, потребленной в заданной временной последовательности, и пороговым значением, установленным для выбранного типа потребителя.

Интеллектуальные счетчики электроэнергии предлагают ряд преимуществ как сетевым компаниям, энергосбытовым, так и потребителю электроэнергии, которые кратко изложены в Таблице 17.

Таблица 17 – Преимущества внедрения интеллектуального учета.

Сетевая компания	Энергосбытовая компания	Потребитель электроэнергии
Точное измерение потребления электроэнергии	Доступ к трендам данных в реальном времени	Визуализация кривой почасовой нагрузки
Уведомление о различных событиях в режиме реального времени	Уменьшение количества ошибок при выставлении счетов	Ежемесячная оплата
Точный прогноз потерь	Точный прогноз спроса на электроэнергию на следующий день	Оценка и улучшение потребления электроэнергии

Умные счетчики значительно упрощают процесс измерения и сбора данных для каждого потребителя, но они также подвержены вмешательству на программном уровне, поскольку большинство интеллектуальных счетчиков производятся и программируются в соответствии с требованиями кода OBIS, поэтому они имеют компоненты с низким сопротивлением при работе как с аппаратным, так и с программным обеспечением.

В случае, если счетчик электроэнергии подвергся такому вмешательству, он больше не отправляет сетевой организации фактическое потребление энергии, а отправляет записи, которые намного меньше реальных, поэтому энергия, на которую не выставлен счет, регистрируется как потери сетевой организации. Для возмещения соответствующих потерь электроэнергии сетевая организация применяет ряд мер, с помощью которых она определяет точки потребления со значительными потерями энергии.

Метод, чтобы идентифицировать дефектные или подвергшиеся вмешательству приборы учета, заключается в сведении ежегодных энергетических балансов на каждом уровне сети. После определения областей потребления с высоким процентом потерь каждый отдельный потребитель в этой области должен быть проверен индивидуально, операция, которая подразумевает высокие расходы для сетевой организации и неудобства для потребителей.

Один из эффективных методов обнаружения потребителей, ворующих электроэнергию, - классифицировать их с помощью исторических данных, связанных с потреблением электроэнергии и событиями, зарегистрированными интеллектуальной системой измерения.

В настоящее время идентификация коммерческих потерь электроэнергии осуществляется путем анализа, заключающегося в различиях между энергией, доставленной потребителю, и переданной в сеть [10]. Сравнение производится за расчетный период равный календарному месяцу, что не позволяет своевременно отреагировать. Эта процедура, основанная на выявлении несоответствий в энергетическом балансе, указывает на наличие ошибок измерения, которые необходимо исследовать и идентифицировать индивидуально и вручную.

Эта процедура требует больших затрат и времени, а также доставляет неудобства для потребителей. Для устранения этих недостатков предлагается алгоритм, который на основе данных, предоставленных системой интеллектуального учета и модели потребления, будет определять узлы, в которых зарегистрированы аномалии.

Алгоритм основывается на записанных данных, связанных с потреблением, и технических данных, соответствующих электрической сети.

На I этапе производится анализ потерь мощности в сети и сопоставление измеренных данных с расчетными потерями. В случае превышения допустимого уровня потерь переходим к II этапу.

На II этапе производится вычисление значения падения напряжения, относящегося к каждому потребителю.

На III этапе значения расчетного падения напряжения сравниваются со значениями зафиксированными прибором учета. В случае регистрации большой разницы между этими значениями можно сделать предположение о неправильной фиксации данных прибором учета. Это может быть вызвано как хищением электроэнергии, так и неисправностью счетчика или несоответствия его классу точности.

В качестве примера, алгоритм протестирован на небольшой КТП С416.

Схема КТП С416 с указанием технических характеристик линии приведена на рисунке 31.

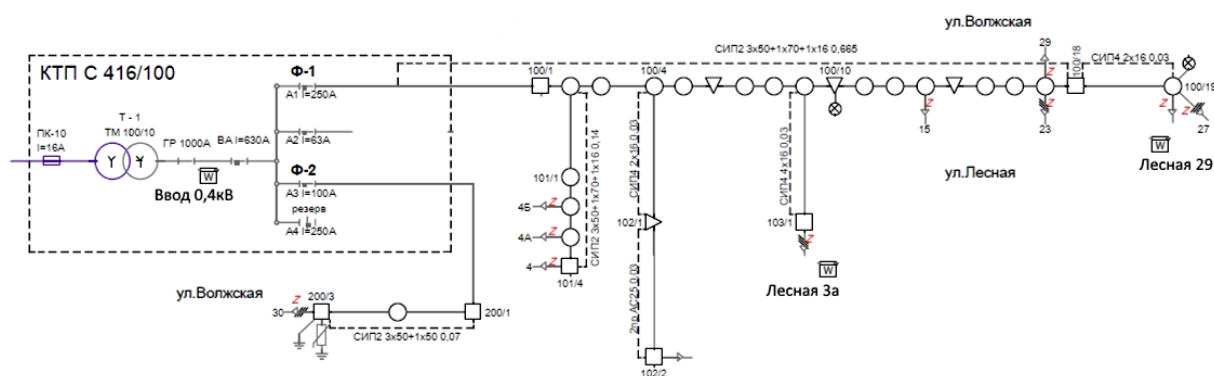


Рисунок 31 – Схема КТП С416

Сеть КТП С416 полностью оборудована средствами контроля и передачи данных измерений. На вводе установлен прибор учета, фиксирующий параметры сети на интервале усреднения 30 мин. У каждого потребителя установлен аналогичный по объему собираемой информации прибор. В данном случае расход электроэнергии осуществляется только потребителями по адресу Лесная За и Лесная 29.

График потерь мощности в Ф-1 0,4 кВ от КТП С416 приведен на рисунке 32.

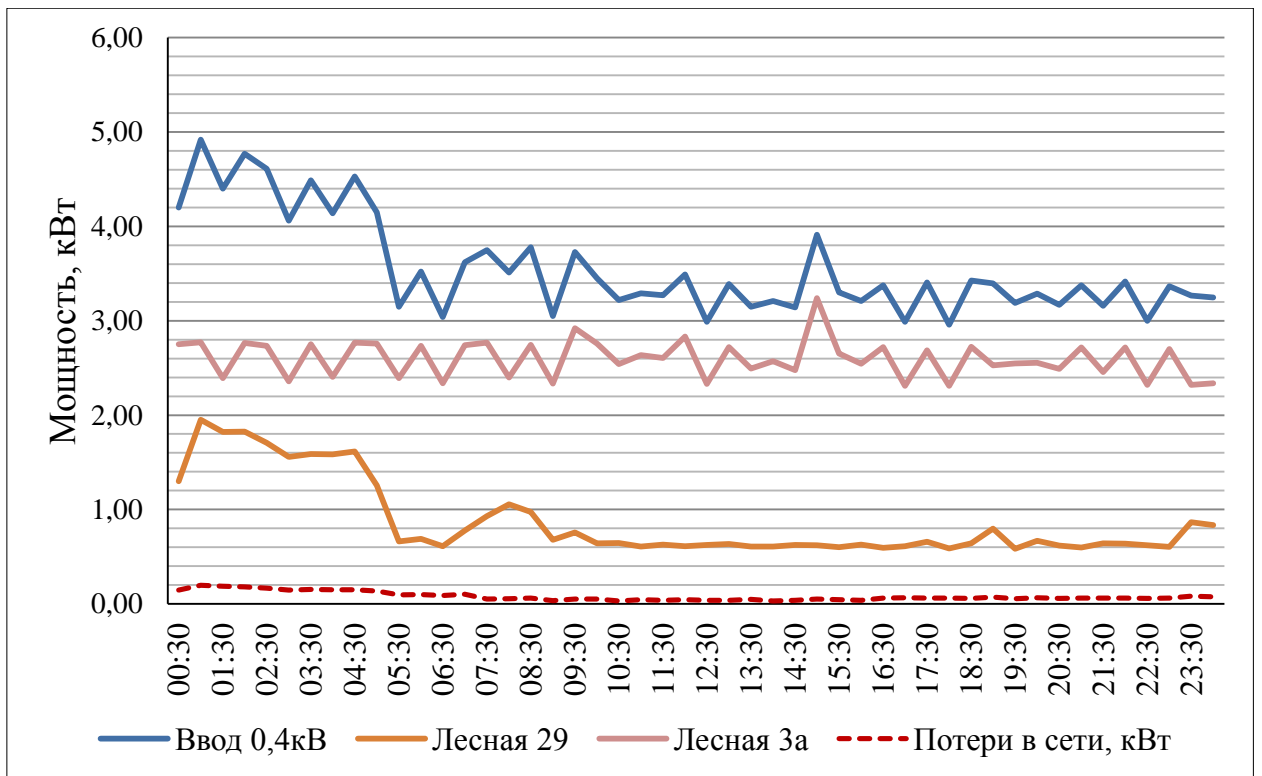


Рисунок 32 – График потерь мощности в сети КТП С416

На графике рисунок 32 видно, что величина мощности потерь зависит от изменения мощности нагрузки на потребителях. Мощность, потребляемая Лесная 3а практически не изменяется, а мощность Лесная 29 изменяясь в начале нового дня, влечет изменение величины потерь.

На рисунке 33 представлен график потери мощности в сети КТП С416 в относительных величинах и нормируемый уровень потерь.



Рисунок 33 – График потерь мощности в сети КТП С416 в %

По графику, изображенному на рисунке 33, потери в сети КТП С416 не превышают установленного уровня. В таком случае для проверки и практического показа работы алгоритма рассчитаем падение напряжения до самого удаленного потребителя Лесная 29.

Расчет падения напряжения до однофазного потребителя производится по формуле:

$$\Delta U = 2 \cdot I \cdot (R \cdot \cos\varphi \cdot l + X \cdot \sin\varphi \cdot l) \quad (3)$$

где I – ток нагрузки, А;

R – удельное активное сопротивление линии, Ом/км;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности, о.е.;

l – длина линии, км;

X – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

$\sin\varphi$ – коэффициент реактивной мощности, о.е.

Результаты расчет и пример работы алгоритма представлены на рисунке 34.

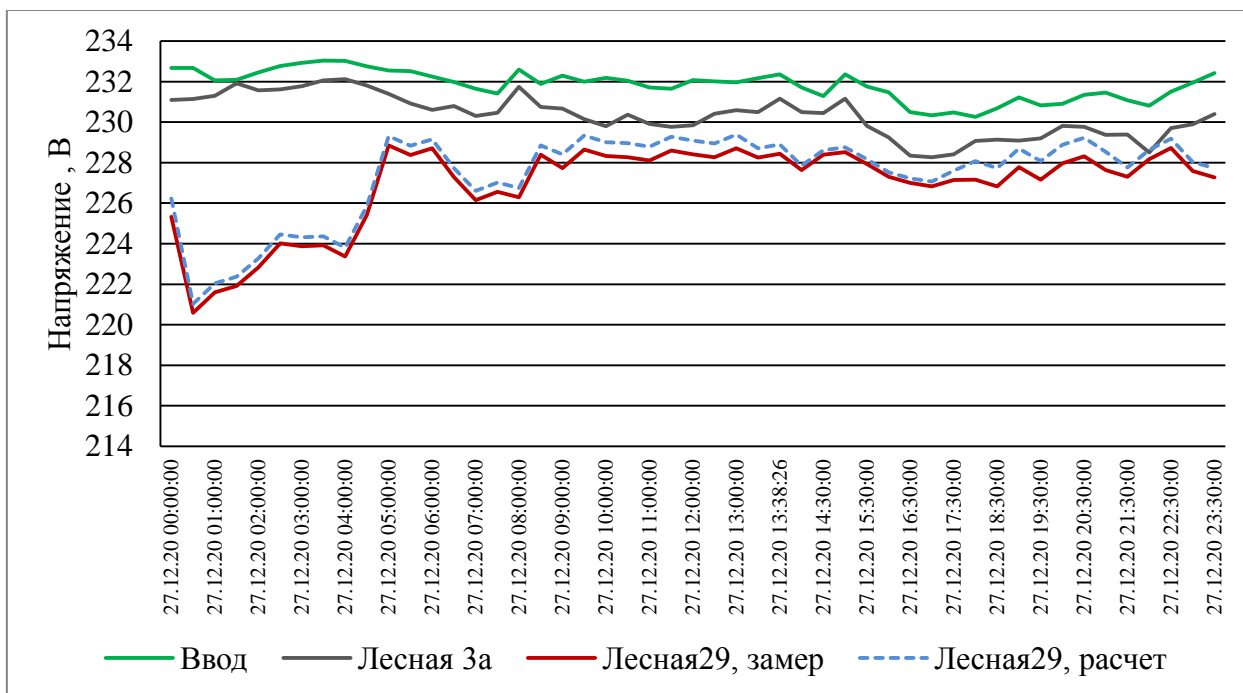


Рисунок 34 – Результат работы алгоритма.

По результатам, представленным на рисунке 34 можно сделать вывод, что потери мощности, приведенные на графике рисунка 33, действительно имеют технический характер. Разница между измеренным и расчетным значением напряжения у потребителя Лесная 29 составляет порядка 0,2%.

3.6 Неравномерная нагрузка в сетях 0,4–0,22 кВ

Неравномерность нагрузки – обычное явление в трехфазных распределительных сетях. Однако это может нанести вред работе сети, ее надежности и безопасности [7]. Кроме того, измерения показывают, что потери реальной мощности увеличиваются из-за несбалансированной нагрузки. Таким образом, феномен несбалансированности распределительной системы был в центре внимания исследований в

последние десятилетия [8]. Эта проблема в распределительных сетях существует как в трех проводных, так и в четырех проводных системах из-за того, что нагрузки включаются и выключаются конечными пользователями.

Профили параметров, такие как напряжение, токи, мощности по фазам собираются интеллектуальными приборами учета и передаются на сервер «Пирамида Сети». Эти параметры точно показывают загрузку каждой фазы сети во времени. Проанализировав изменения этих параметров во времени не составит труда перераспределить потребителей по фазам и обеспечить оптимальную загрузку обеспечивающую симметрию нагрузок большую часть времени [5].

3.7 Контроль показателей качества электроэнергии

Современные интеллектуальные приборы учета, такие как ТЕ–3000 обладают широкими возможностями по измерению и фиксации значений показателей качества электроэнергии. В настоящее время, при обращении потребителя в сетевую организацию с жалобой на качество электроэнергии. Служба метрологии должна установить непосредственно на оборудовании потребителя или на ближайшем к нему оборудовании сетевой организации, прибор для выполнения замера ПКЭ [14].

Современные электронные устройства и промышленное оборудование являются сильными источниками помех и способны ухудшать качество электроэнергии. В случае с небольшими производствами при новом технологическом присоединении прибор учета, как правило, должен устанавливаться на границе раздела, которой является опора [16]. Для этого применяются пункты коммерческого учета (ПКУ). Высоковольтный шкаф устанавливается на опоре ВЛ–6–10кВ, а внизу устанавливается низковольтный шкаф, в котором размещается прибор учета.

Установка потребителям счетчиков ТЕ–3000 с дистанционной передачей данных позволит контролировать ПКЭ постоянно без выезда специалистов и установки дополнительного оборудования на месте.

При внедрении такого подхода, если в сетевую организацию обратится потребитель с жалобой или сетевая организация сама зафиксирует у такого потребителя превышение допустимого уровня ПКЭ, то не будет необходимости выезжать для замера [29]. Если виновник потребитель, то он может не включать оборудование, которое является источником помех в период, когда будет производиться измерение параметров стандартным оборудованием и методом. В случае же установки интеллектуального прибора непосредственно на границе с таким абонентом, у сетевой организации уже будут тренды данных ПКЭ. Используя известные методики и полученные путем измерений данные о параметрах сети, можно определить виновника в ухудшении качества электроэнергии дистанционно [12].

3.8 Контроль температуры приборов учета

Интеллектуальные приборы учета помимо электрических величин измеряют температуру внутри корпуса. Температура, как и профиль мощности, фиксируется в трендах данных за период усреднения от 1 до 30 мин. На первый взгляд этот параметр не несет полезной информации относящейся к потреблению электроэнергии и им часто пренебрегают [21].

Значения температуры каждого счетчика из тысячи предоставляет важные данные, о том в каких условиях он эксплуатируется. Частыми случаям выхода счетчика из строя бывает слабо затянутый контакт в клемной колодке. Со временем в месте контакта алюминиевого провода с клемником счетчика, при недостаточной затяжке сила контакта слабеет и возникает увеличивающееся переходное сопротивление [20]. Так как количество теплоты, выделяемое в атмосферу, зависит от квадрата тока и сопротивления

то счетчик может сильно нагреваться и в результате сгореть. Сопоставляя температуры всех счетчиков с температурой наружного воздуха и их нагрузками, то такой мониторинг позволит определять аномально горячие приборы и своевременно производить их техническое обслуживание.

Выводы по разделу 3

Разработаны алгоритмы на основе данных мониторинга и их применение на практике для повышения эффективности передачи электроэнергии по сетям.

Алгоритм контроля мощности вновь присоединяемых потребителей и ее учет при расчете загрузки КТП учитывает текущую загрузку подстанции и прогнозирует нагрузку с учетом новых потребителей на основе анализа профилей мощности.

Алгоритм определения не технических потерь в сети. Основан на расчете падения напряжения до каждого потребителя, где по текущим параметрам сети в случае превышения расчетного уровня потерь мощности над фактическим измеренным уровнем на интервале времени 30 мин.

Сбор значений параметров сети по фазам позволяет обнаружить наличие не симметрии нагрузок, что вызывает дополнительные потери в электросетевом оборудовании.

Заключение

Использование перспективных систем мониторинга параметров объектов электросетевого хозяйства в последнее время стало особенно актуальным, поскольку, во-первых, существенно возросла стоимость ущерба при крупных авариях, а во-вторых – в связи с уменьшением надежности энергосистем вследствие сильного износа, как используемого оборудования, так и проводных линий.

Внедрение технических решений и использование разработанных алгоритмов, приведенных в данной работе, позволит повысить энергетическую эффективность не только электросетевого комплекс ПС 110/10 кВ «Северная» но и всей инфраструктуры ПАО «Россети».

Разделение электрической сети посредством установки измерительных комплексов на всех присоединениях каждой отдельной электроустановки позволит осуществлять мониторинг и контроль состояния данного элемента сети. При каждом отклонении от заданного режима работы персонал сетевой организации будет располагать всей необходимой информацией для принятия оптимального решения. Следует бороться не с последствиями, а с причинами возникновения потерь электроэнергии.

Непосредственное измерение параметров электроэнергии на конечном оборудовании позволит понять, где находятся слабые места сети и оборудование работает с низким КПД. Применение данных мониторинга параметров сети при расчетах потерь электроэнергии в элементах электросетевого комплекса позволит рационально планировать реконструкцию и модернизацию оборудования.

Разработанный алгоритм учета нагрузки новых потребителей при технологическом присоединении обеспечит контроль над загрузкой оборудования и поддержание его работы с максимальной эффективностью.

Внедрение приборов учета электроэнергии устанавливаемых и измеряющих параметры сети непосредственно на границе балансовой

принадлежности позволит оперативно реагировать на ухудшение качества электроэнергии и минимизировать финансовые убытки сетевой организации от штрафов в связи с жалобами потребителей.

Измерение и фиксация с привязкой ко времени нагрузок по каждой фазе в сетях 0,4 кВ позволит перераспределить их наиболее оптимальным образом, что снижает дополнительные потери в оборудовании из-за несимметричного режима.

Снижение потерь в элементах распределительной сети – это легкодоступный вариант повышения КПД процесса передачи электроэнергии и снижения выбросов, связанных с производством электроэнергии.

Достижения в области технологий и понимания сделали возможным значительный прирост эффективности за счет инвестиций в улучшенные компоненты сети. Основное ограничение этой стратегии носит экономический, а не технический характер. Важно, чтобы в новых сборках системы использовались более эффективные компоненты. Однако модернизация и замена существующей обширной инфраструктуры распределения электроэнергии останется серьезным препятствием. Изменения в электроэнергетике, снижение спроса на электроэнергию во многих областях и все более конкурентоспособные альтернативы распределенной генерации могут затруднить финансирование новой, более эффективной сетевой инфраструктуры.

Список используемых источников

1. Андреева Л.В. Коммерческий учет электроэнергии на оптовом и розничном рынках / Л.В. Андреева, Л.К. Осика // АВОК-ПРЕСС – Москва, 2010 – 338 с.
2. Грачева Е.И. Учет потерь холостого хода трансформаторов в период эксплуатации при расчете потерь электроэнергии в распределительных сетях / Е.И. Грачев, О.В. Наумов, Р.Р. Садыков // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2016. № 1–2. С. 53–63.
3. Галимова А.А. Выбор мощности трансформатора при проектировании систем электроснабжения / А.А. Галимова // Состояние и перспективы развития электротехнологии: матер. Междунар. Науч.техн. конф. (XVII Бенардосовские чтения), 29-31 мая 2013 г. Иваново: Электроэнергетика, 2013. Т. I. С. 245–248.
4. Галимова А.А. Критерии выбора коэффициента загрузки силового трансформатора при проектировании подстанций распределительных сетей / А.А. Галимова // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2013. № 5-6. С. 66-71.
5. Дед А.В. Дополнительные потери мощности в электрических сетях при не симметричной нагрузке / А.В. Дед, В.Ю. Зайцев, Е.С. Сухов // Динамика систем, механизмов и машин. 2012. № 1. С. 123–126.
6. Дед А.В. Разработка алгоритма расчета потерь мощности в четырех проводной трехфазной сети при несимметричной нагрузке / А.В. Дед // Омский научный вестник. Сер. Приборы, машины и технологии. 2016. № 5 (149). С. 101–104.
7. Дед А. В. Дополнительные потери мощности при не симметрии напряжения в электрических машинах / А.В. Дед, А.В. Паршукова // Роль технических наук в развитии общества: сб. ст. Междунар. научпракт. конф. Уфа: Аэтерна, 2014. С. 10–13.

8. Дед А.В. Дополнительные потери активной мощности в силовых трансформаторах при несимметричных режимах / А.В. Дед, А.В. Паршукова // Современное состояние и перспективы развития: сб. ст. Междунар. науч.практ. конф. Уфа: Аэтерна, 2014. С. 13–16.

9. Дубенко Ю.В. Прогнозирование потерь электроэнергии в энергосистеме России / Ю.В. Дубенко // Научный журнал КубГАУ [Электронный ресурс]. – 2015. – №109. – Режим доступа: <http://ej.kubagro.ru/2015/05/pdf/64.pdf> (Дата обращения: 30.05.2020).

10. Космыль А.В. Применение систем мониторинга ЛЭП / А.В. Космыль, Д.Ю. Романович, С.А. Коростелева, П.А. Чепухина, С.М. Чеканаускене // V Всероссийская научно-техническая конференция студентов, магистрантов, аспирантов (Тольятти, 12–13 ноября 2019 года) : сборник трудов / отв. за вып. В.В. Вахнина. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2019. – 1 оптический диск. / Стр.89-95

11. Космыль А.В. Бытовая система оптимизации и контроля энергопотребления / А.В. Космыль, С.А. Коростелева, С.М. Чеканаускене // «Молодеж. Наука. Общество – 2020»: Всероссийская студенческая научно–практическая междисциплинарная конференция (Тольятти, 25 декабря 2020 – 29 января 2021 года) : электронный сборник студенческих работ / отв. За вып. С.Х. Петерайтис. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2021. – 1 оптический диск.

12. Космыль А.В. Суммарные гармонические искажения в энергосистеме / А.В. Космыль, А.Н. Шкляев, Д.Ю. Романович // «Студенческие Дни науки в ТГУ» : научно–практическая конференция (Тольятти, 13 апреля – 29 мая 2021 года) : сборник студенческих работ / отв. За вып. С.Х. Петерайтис. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2021. – 1 оптический диск.

13. Крянев А.В. Метрический анализ и обработка данных / А.В. Крянев, Г.В. Лукин, Д.К. Удумян // М. : Физматлит, 2012. 308 с.

14. Карташев И.И. Управление качеством электроэнергии: учебное пособие / И.И. Карташев, В.Н. Тульский // М. : Издательский дом МЭИ, 2017. – 347 с.
15. Киш Л. Нагрев и охлаждение трансформаторов / Л. Киш // М.: Энергия, 1980. 208 с.
16. Копылов И.П. Электрические машины: учебник для вузов / И.П. Копылов // 5-е изд. М.: Высшая школа, 2006. 607 с.
17. Макаров А.А. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина // ИНЭИ РАН – Московская школа управления СКОЛКОВО – Москва, 2019. – 210 с.
18. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ / Е.Ф. Макаров // М.: Папирус Про, 2004. Т. II. 688 с.
19. Осика Л.К. Операторы коммерческого учета на рынках электроэнергии / Л.К. Осика // Москва, 2007 – 192 с.
20. Петрова Е.В. Расчет погрешностей определения потерь электрической энергии в проводах повышенной пропускной способности из-за не учета атмосферных и режимных факторов / Е.В. Петрова, А.Я. Бигун, В.Н. Грюнов и др. // Омский научный вестник. Сер. Приборы, машины и технологии. 2013. № 2 (120). С. 191–197.
21. Петрова Е.В. Учет температурной зависимости сопротивления неизолированного провода при выборе мероприятий по снижению потерь энергии на примере компенсации реактивной мощности / Е.В. Петрова, В.Н. Грюнов, С.С. Гришин, Д.Е. Христич // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. 2013. № 1. С. 284–291.
22. Половинкин В.Н. Самый важный источник энергии будущего – энергия экономии / В.Н. Половинкин // Энергетика региона. – 2004. – №1. – С. 15 – 18.
23. Романович Д.Ю. «Холодный» ток: использование сверхпроводящих кабелей для передачи электричества в городах / Д.Ю. Романович, А.В. Космыль, А.Н. Шкляев // «Студенческие Дни науки в

ТГУ» : научно–практическая конференция (Тольятти, 13 апреля – 29 мая 2021 года) : сборник студенческих работ / отв. За вып. С.Х. Петерайтис. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2021. – 1 оптический диск.

24. Самарин А.В. Современные технологии мониторинга воздушных электросетей ЛЭП / А.В. Самарина, Д.Б. Рыгали, А.А. Шкляев // Естественные и технические науки. – 2012. – №1, 2.

25. Тихомиров М.М. Приборы учета электрической энергии: учебное пособие для средних специальных учебных заведений / М.М. Тихомиров // Волгоград: Ин–Фолио, 2001 г. – 162 с.

26. Тульчинская Я.И. Оценка эффективности применения трансформаторов с низким коэффициентом загрузки / Я.И. Тульчинский // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. № 5. С. 580–590. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Tulchinskaya/Tulchinskaya_4.pdf.

27. Тульчинская Я.И. Оценка эффективности применения трансформаторов с низким коэффициентом загрузки / Я.И. Тульчинская // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело» [Электронный ресурс]. – 2012. №05. – Режим доступа: <http://ogbus.ru/article/view/ocenka-effektivnosti-primeneniya-transformatorov-s-nizkim-koefficientom-zagruzki> (Дата обращения: 30.05.2020).

28. Хальясмаа А.И. Диагностика электрооборудования электрических станций и подстанций / А.И. Хальясмаа // Урал.ун-та, 2015. – 64с

29. Чеканаускене С.М. Технологии интеллектуальных сетей в системах электроснабжения / С.М. Чеканаускене, А.В. Космыль, С.А. Коростелева // «Молодеж. Наука. Общество – 2020»: Всероссийская студенческая научно–практическая междисциплинарная конференция (Тольятти, 25 декабря 2020 – 29 января 2021 года) : электронный сборник студенческих работ / отв. За вып. С.Х. Петерайтис. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2021. – 1 оптический диск.

30. Шкляев А.Н. Причины появления потерь и методы их расчета и предотвращения при технических подключениях / А.Н. Шкляев, А.В. Космыль, С.П. Севостьянов, Д.Ю. Романович // «Студенческие Дни науки в ТГУ»: научно–практическая конференция (Тольятти, 13 апреля – 29 мая 2021 года) : сборник студенческих работ / отв. За вып. С.Х. Петерайтис. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2021. – 1 оптический диск.

31. Ящура А.И. Система технического обслуживания и ремонта общепромышленного оборудования : справочник. / А.И. Ящура // М.: Энас, 2012.

32. Экономически обоснованный уровень потерь электроэнергии. [Электронный ресурс] URL: <http://kvar.su/ekonomicheskii-obosnovannyi-uroven->
[p/](http://kvar.su/ekonomicheskii-obosnovannyi-uroven-) (дата обращения 07.10.2019).

33. Баланс электроэнергии и потери [Электронный ресурс] URL: https://www.mrskcp.ru/for_consumers/electric_power_transmission/electric_capacity_balance/ (дата обращения 07.10.2019).

34. Об электроэнергетике: Федеральный закон № 35-ФЗ // [принят Государственной думой 21 февраля 2003 года]: (с изменениями и дополнениями). – Доступ из справ.-правовой системы Гарант. – Текст: электронный.

35. Концепция цифровая трансформация 2030/ ПАО «Россети» - Москва, 2019. – 31 с.

36. J.P Navani, N.K. Sharma and S. Sapra “Technical and Non-Technical Losses in Power System and its Economic Consequence in Indian Economy”, International Journal of Electronics and Computer Science Engineering, Vol.1, No. 2, pp. 757-761, 2012.

37. A. Vojdani, “Smart Integration,” IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 6, pp. 71-79, Nov. 2008.

38. H.O. Bansal, S. Mohan and H.P. Agrawal, “A Critical Analysis of Distributed Generation and its Implications”, International Conference on Renewable Energy, Jaipur, 2011.

39. Impact & Mitigation of Icing on Power Network Equipment. Authors: *Masoud Farzaneh* // INMR. – 2019. [Electronic resource]. Access mode: <https://www.inmr.com/impact-mitigation-icing-power-network-equipment/> (data of visit: 25.05.2020).

40. Monitoring and Fault Location Sensor Network for Underground Distribution Lines. Authors: Antonio Parejo, Enrique Personal, Diego Francisco Larios, Juan Ignacio Guerrero, Antonio García and Carlos León // *Sensors — Open Access Journal*. – 2019. - 19(3). – 576. [Electronic resource]. Access mode: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC6387093/> (data of visit: 25.05.2020).

41. Alsibai, M.H.; Siang, H.M. A smart driver monitoring system using android application and embedded system. In Proceedings of the 5th IEEE International Conference on Control Systems, Computing and Engineering. ICCSCE 2015, Penang, Malaysia, 27–29 November 2015; pp. 242–247.

42. Short-Term Load Forecasting in Smart Grids: An Intelligent Modular Approach. Authors: Ashfaq Ahmad, Nadeem Javaid, Abdul Mateen, Muhammad Awais, Zahoor Ali Khan // *Energies* 2019, 12(1), 164. [Electronic resource]. Access mode: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/1/164> (data of visit: 25.05.2020).