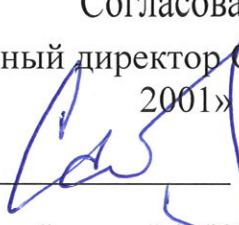
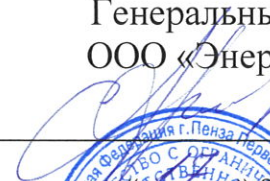


Согласовано:
Генеральный директор ООО «Энергетик-2001»



М.С. Сайков
«_____» апрель 2019

Утверждаю:
Генеральный директор
ООО «ЭнергоПартнер»



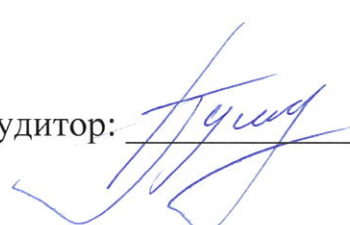
А.В. Морусенцев
«_____» апрель 2019



ОТЧЕТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПРОВЕДЕНИЯ ОБЯЗАТЕЛЬНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

Заказчик: Общество с ограниченной ответственностью
ПКФ «Энергетик-2001»

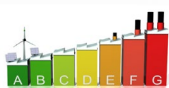
Объекты: энергосистемы ООО ПКФ «Энергетик-2001»

Энергоаудитор:  А.Н. Пустошкин

г. Пенза 2019

Содержание

Введение	3
1. Общие сведения об учреждении	4
2. Общие сведения об объекте энергетического обследования	5
3. Сведения об оснащённости приборами учета	7
4. Сведения о потреблении энергетических ресурсов и его изменениях	11
5. Сведения по балансу электрической энергии и его изменениях	13
6. Сведения по балансу потребления котельно-печного топлива	49
7. Потребление воды	55
8. Сведения по балансу потребления видов моторного топлива	57
9. Сведения об использовании вторичных энергетических ресурсов	57
10. Показатели использования электрической энергии на цели освещения	57
11. Основные технические характеристики и потребление энергетических ресурсов основными технологическими комплексами	58
12. Сведения о показателях энергетической эффективности	58
13. Описание линий передачи энергетических ресурсов и воды	59
14. Сведения о количестве и установленной мощности трансформаторов	59
15. Сведения об устройствах компенсации реактивной мощности	62
16. Сведения о величине потерь переданных энергетических ресурсов	62
17. Потенциал энергосбережения и оценка возможной экономии энергетических ресурсов	63
18. Перечень типовых мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности	64
19. Перечень должностных лиц, ответственных за обеспечение мероприятий по энергосбережению и повышению	66
20. Сведения о квалификации персонала, обеспечивающего реализацию мероприятий по энергосбережению	67
Список используемой литературы	68
<u>Приложение к техническому отчету «Комплексное энергетическое обследование»</u>	
<u>Приложение к техническому отчету «Мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности предприятия».</u>	



Введение

23 ноября 2009 года принят Федеральный закон Российской Федерации № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с последующими изменениями), целью которого является создание правовых, экономических организационных основ стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности производства.

Одним из мероприятий по повышению эффективности использования и экономии топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), установленных данным законом, является энергетическое обследование предприятий и составление до окончания 2012 г. на основании этих обследований энергетических паспортов.

Законодательством РФ установлено, что выполнять работу по проведению энергоаудита должна специализированная организация, отвечающая необходимым требованиям, в т.ч. к приборному обеспечению и персоналу.

ООО «ЭнергоПартнер» имеет допуск к работам по энергетическому обследованию СРО-Э-053-5836645410-011, выданный саморегулируемой организацией в области энергетического обследования «Энергоэффект», г. Саратов (регистрационный номер в Государственном реестре саморегулируемых организаций СРО-Э-044 от 10.02.2010 г.).

Настоящий отчет выполнен по результатам проведенного обязательного энергетического обследования ООО ПКФ «Энергетик-2001» в целях выявления непроизводительных потерь и выработки предложений (мероприятий) по сбережению используемых на объекте энергоресурсов. В отчете рассмотрено текущее состояние систем энергоснабжения объекта, а также даны рекомендации по уменьшению потребления энергетических ресурсов и снижению затрат на содержание объекта.

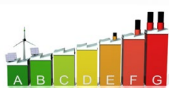
Основанием проведения обязательного энергетического обследования является п.1.5 статьи 16 261-ФЗ (организации, совокупные затраты которых на потребление природного газа, дизельного и иного топлива, мазута, тепловой энергии, угля, электрической энергии превышают десять миллионов рублей за календарный год).

В части мер экономии ТЭР представлены общие расходы по выполнению мероприятий, направленных на энергосбережение и повышение энергоэффективности, достигаемая экономия и сроки возврата инвестиционных вложений в данные мероприятия.

Энергоаудит производственного предприятия проводился по стандартной методике и состоит из анализа потребления ТЭР и условий функционирования основных систем жизнеобеспечения:

- системы электроснабжения;
- система газоснабжения;
- системы отопления;
- системы водоснабжения и водоотведения;
- объемы потребления горюче-смазочных материалов.

Предметом аудита являются строительные конструкции, энергогенерирующие и энергопотребляющие установки и оборудование, энергетические сети.



1. Общие сведения о предприятии.

Среднесписочная численность работников по категориям представлена в табл.1.1

Табл.1.1.

Категории работников	Среднесписочная численность по годам, чел.				
	2014	2015	2016	2017	2018
Производственный персонал	16	28	33	37	50
Всего по предприятию	31	45	54	59	75

«Общество с ограниченной ответственностью производственно-коммерческая фирма «Энергетик-2001». Компания зарегистрирована 12 февраля 2001 года. Основным видом деятельности является «Передача электроэнергии» и "Производство и распределение тепловой энергии". Организация также осуществляет деятельность по следующим неосновным направлениям: «Деятельность по обеспечению работоспособности электрических сетей», «Предоставление услуг по монтажу, ремонту и техническому обслуживанию электрической распределительной регулирующей аппаратуры».

На обслуживании у предприятия находится электроснабжение и теплоснабжения Город Спутник, а также электроснабжение предприятия ПУС.



Пензенская область, Пензенский район, с. Засечное, Город Спутник



440031, г. Пенза, ул. Силикатная, 18-37
 ОГРН 1115836001126, ИНН/КПП 5836645410/583701001
 Тел.: +7(8412)29 43 13, +7(963)107 68 53
www.epart58.ru, e-mail: info@epart58.ru, enpartner@yandex.ru





Предприятие ПУС Производственный проезд, ст2. Заречный, Пензенская область

2. Общие сведения об объекте энергетического обследования.

Годовой объем производства основной продукции ООО ПКФ «Энергетик-2001» складывается из ФОТ, отчислений в ПФР и ФСС, оплаты организационных расходов и энергетических ресурсов, необходимых для непосредственной деятельности предприятия.

Коды деятельности предприятия по классификаторам ОКВЭД и ОКП:

ОКВЭД 35.12 - Передача электроэнергии и технологическому присоединению к распределительным электросетям – основной вид деятельности;

Дополнительные заявленные виды деятельности, которые за период обследования не выполнялись:

ОКВЭД 33.14 – Ремонт электрического оборудования;

ОКВЭД 27.12 – Производство электрической распределительной и регулирующей аппаратуры;

ОКВЭД 33.20 – Монтаж промышленных машин и оборудования;

ОКВЭД 35.13- Распределение электроэнергии;

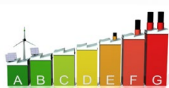
ОКВЭД 35.30.14 – Производство пара и горячей воды (тепловой энергии) котельными;

ОКВЭД 35.30.2 - Передача пара и горячей воды (тепловой энергии);

ОКВЭД 35.30.3 - Распределение пара и горячей воды (тепловой энергии);

ОКВЭД 35.30.4 – Обеспечение работоспособности котельных;

ОКВЭД 35.30.5 - Обеспечение работоспособности тепловых сетей;



440031, г. Пенза, ул. Силикатная, 18-37
ОГРН 1115836001126, ИНН/КПП 5836645410/583701001
Тел.: +7(8412)29 43 13, +7(963)107 68 53
www.epart58.ru, e-mail: info@epart58.ru, enpartner@yandex.ru



ОКВЭД 36.00.1 – Забор и очистка воды для питьевых и промышленных нужд;
 ОКВЭД 36.00.2 – Распределение воды для питьевых и промышленных нужд;
 ОКВЭД 41.20 – Строительство жилых и нежилых зданий;
 ОКВЭД 41.21 – Строительство инженерных коммуникации для водоснабжения и водоотведения, газоснабжения;
 ОКВЭД 41.22.1 – Строительство междугородних линий электропередачи и связи;
 ОКВЭД 41.22.2 – Строительство местных линий электропередачи и связи;
 ОКВЭД 43.12.3 – Производство земляных работ;
 ОКВЭД 43.21 – Производство электромонтажных работ;
 ОКВЭД 43.22 – Производство санитарно-технических работ, монтаж отопительных систем и систем кондиционирования воздуха;
 ОКВЭД 43.99.3 – Работы свайные и работы по строительству фундаментов;
 ОКВЭД 43.99.4 – Работы бетонные и железобетонные;
 ОКВЭД 43.99.5 – Работы по монтажу стальных строительных конструкций;
 ОКВЭД 43.99.6 – Работы каменные и кирпичные;
 ОКВЭД 43.99.7 – Работы по сборке и монтажу сборных конструкций.

Объем финансирования предприятия в 2018 году складывался из поступлений от за передачу электрической энергии по договору. Тариф за передачу электрической энергии в 2018 году составлял 5,38 руб/кВт*ч. Объем передачи электрической энергии по договору на передачу электрической энергии от 26.11.2013 №672 с учетом потерь и на собственные нужды в 2018 году составил $40151169 + 2784394 + 1554008 = 44489571$ кВт*ч. (без учета потерь 41705177 кВт*ч). Объем производства в стоимостном выражении в 2018 году 4338,40 тыс.руб.

Таблица 2.1. Потребление энергетических ресурсов всего по предприятию.

Наименование энергоресурса	Един. изм.	Коэф. пересчета в т.у.т.	Потребление по годам				
			2014	2015	2016	2017	2018
Электрическая энергия	Тыс.кВт*ч	0,132	852,70	2660,128	3671,71	3657,858	4338,40
	т у.т.		104,733	327,20	451,62	449,92	533,62
Природный газ	Тыс. м.куб	1,17	0	5284,765	6129,76	8586,74	10171,19
	т у.т.		0	6183,18	7171,82	10046,49	11900,29
Дизельное топливо	тонн	1,413	0	1050,272	1283,405	1637,748	1963,64
	т у.т.		0	1484,03	1813,45	2314,14	2774,62
Итого:	т у.т.		104,88	7927,274	9360,031	12700,413	15078,493

Таблица 2.2. Энергоемкость производства всего по предприятию.

Наименование показателя	Един. изм.	Период				
		2014	2015	2016	2017	2018
Объем финансирования	тыс. руб.	0	47156	72709	86672,7	137873,3
Энергоемкость предприятия	тыс.ту.т./ тыс.руб.	0,00268	0,0046	0,00788	0,00791	0,00504
Потребление воды	тыс. м ³	0	30,453	31,217	34,827	34,836

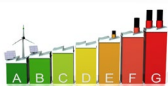


Таблица 2.3. Стоимость потребленных энергетических ресурсов и воды всего по предприятию, тыс.руб.

Наименование энергоресурса	Период				
	2014	2015	2016	2017	2018
Электрическая энергия	4085,12	12744,14	20276,63	22056,15	27541,91
Природный газ	0	32324,00	39447,18	56341,66	63324,73
Дизельное топливо	0	36549,47	46715,94	65346,15	89345,62
Итого:	4085,12	82261,91	107100,59	144569,57	181054,13

Тариф оплаты электрической энергии (потерь) по договору №672 от 26 ноября 2018 г. составлял в 2018 году $5,38 \times 1,18 = 6,35$ руб/ кВт*ч. Фактический объем потерь электрической энергии при ее передаче в 2018 году составил $1159796 + 1266048 + 35855 = 2784394$ кВт*ч., что в стоимостном выражении соответствует 17680,901 тыс.руб.

3. Сведения об оснащённости приборами учета.

3.1. Электроснабжение.

Гарантирующим поставщиком электроэнергии является ОАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Волги» по договорам №469 от 05.04.2013 г. и №672 от 26. 11.2013 г.

Технические потери электроэнергии в электрических сетях в соответствии с [28] состоят из потерь, не зависящих от величины передаваемой мощности (нагрузки) - условно-постоянных потерь, и потерь, объем которых зависит от величины передаваемой мощности (нагрузки) - нагрузочных (переменных) потерь.

На 2018 год нормативные значения технологических потерь, утвержденные РЭК, составили 6,2585%.

Технологические потери электроэнергии - сумма технологических потерь при транспортировке электроэнергии и потерь при реализации электроэнергии.

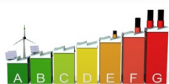
Технологические потери при транспортировке электроэнергии - сумма двух составляющих потерь:

- потерь в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленных физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования (технические потери);
- расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.



Табл. 3.1.2. Сведения об узлах учета электрической энергии

Узлы учета электрической энергии, отдаваемой на сторону						
Потребитель	Место установки	№,	Марка счетчика, Класс точн.	т/т	Интервал поверки	дата повер ки
ООО МПП "Калибр плюс"	ПС 35/6 "ПУС", ТП- 1С, яч.9, гр.4	020410	Кл.1/ СЭТ4-1/2	-	16 лет	2010
ИП Киселева Е.В.	ПС 35/6 "ПУС", ТП- 6с, яч.6, гр.3	009130030039360	Кл.1/ ЦЭ6803ВШ/1	-	16 лет	2010
	ПС 35/6 "ПУС", ТП- 6с, яч.6, гр.4 '	007878028004152	Кл.1/ ЦЭ6803В/1	200/5	16 лет	2010
ООО "Коникс"	ПС 35/6 "ПУС", ТП- 7с, яч.5, гр.3	05470907	0,5S/Меркурий 230 АМ-03	300/5	10 лет	2010
	ПС 35/6 "ПУС", ТП- 7с, яч.6, гр.3 (резерв)	05460672	0,5S/Меркурий 230 АМ-03	300/5	10 лет	2010
	ПС 35/6 "ПУС", ТП- 7с, яч.6, гр.3	08021162	0,5S/ПСЧ-4А.05	300/5	10 лет	2010
ООО «Мебельная компания «Лером»	ПС 35/6 "ПУС", яч.7 (резерв)	09046950	0,5S/Меркурий 230 АМ-00	100/5	10 лет	2011
	ПС 35/6 "ПУС" яч.12	09060231	0,5S/Меркурий 230 АМ-00	100/5	10 лет	2011
ООО "Восток"	ПС 35/6 "ПУС", ТП- 30, яч 8, гр 3, ВРУ- 0,4 кВ	048276508	Кл.1/ ТРИО 1А4ТВ5.2	200/5	8 лет	2008
ИП Козина О.В.	ПС 35/6 "ПУС", ТП- 3с, яч.7 гр2	011396609	Кл.1/ ТРИО 1А4ТВ	200/5	8 лет	2008
	ПС 35/6 "ПУС", ТП- 3с, яч.7 гр3	004324	Кл.1/ СЦЭТТ-31	-	8 лет	2008
Потребительск ий кооператив "Гаражный кооператив №8"	ПС 35/6 "ПУС", ТП- 4с, яч.1 ф.1 .	714854	Кл.1/ СЭТ4-1М	-	10 лет	2007
ОАО "Мегафон"	ПС 35/6 "ПУС", ТП- 4с, яч.3 гр. 1	03384126	Кл.1/ Меркурий 230 Арт-01	-	10 лет	2010
ГСК "Металлист"	ПС 35/6 "ПУС", ТП- 4с, яч.3, гр. 1	024722	Кл.1/ СЭТ4-1/1	200/5	16 лет	2012
ООО "Строительны й участок №2"	ПС 35/6 "ПУС", ТП- 4с, яч.3, гр.4	009082044000017	Кл.1/ ЦЭ6803ВМ	150/5	16 лет	2010
	ПС 35/6 "П УС", ТП- 7с, яч.6, гр. 1	08021552	Кл.1/ ПСЧ- 3А.05. 2М.301.1/Б	200/5	16 лет	2008
ООО "ПУС"	ПС 35/6 "ПУС", ТП-9с. РУ-0,4 кВ	009072055003195	Кл.1/ ЦЭ6803ВМ	600/5	12 лет	2016
		009072055003251	Кл.1/ ЦЭ6803ВМ	600/5	12 лет	2016
ООО "ПУС"	ПС 35/6 "ПУС", ТП-2к, РУ-0,4 кВ	009072055004239	Кл.1/ ЦЭ6803ВМ	1000/5	16 лет	2012
		009072055005805	Кл.1/ ЦЭ6803ВМ	1000/5	16 лет	2012
	ПС 35/6 "ПУС", ТП- 7с, яч.7 гр. 1	009072055003169	Кл.1/ ЦЭ6803ВМ	600/5	16 лет	2012
	ПС 35/6 "ПУС", ТП- 7с, яч.7 гр.2					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП- 7с, яч.7 гр.3					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП- 7с, яч.7 гр.4					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП- 7с, яч.6 гр.4					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП- 7с, яч.5 гр.1					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-					



	7с, яч.5 гр.2					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-7с, яч.5 гр.4					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-7с, яч.2 гр.1	009072055003140	Кл.1/ ЦЭ6803ВМ	600/5	16 лет	2012
	ПС 35/6 "ПУС". ТП-5с, РУ-0,4 кВ	009072055005819	Кл.1/ ЦЭ6803ВМ	600/5	16 лет	2012
		009072055005837	Кл.1/ ЦЭ6803ВМ	600/5	16 лет	2012
	ПС 35/6 "ПУС-ДЛ-Дс, яч.2 гр.2	009072055005352	Кл.1/ ЦЭ6803ВМ	600/5		2012
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-4с, яч.2 гр.3					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-4с, яч.2 гр.4					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-4с, яч.4 гр.2	009072055005845	Кл.1/ ЦЭ6803ВМ	600/5	16 лет	2012
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-1с, яч.2 гр.4	009072055005396	Кл.1/ ЦЭ6803ВМ	400/5	16 лет	2012
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-1с, яч.2 гр.2					
	ПС 35/6 "ПУС". ТП-1с, яч.2 гр. 1					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-1с, яч.5 гр.2	009072055005342	Кл.1/ ЦЭ6803ВМ	400/5	16 лет	2012
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-1с, яч.5 гр.1					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-1с, яч.5 гр.4					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-2с, РУ-0,4 кВ	009072055005385	Кл.1/ ЦЭ6803ВМ	1000/5	16 лет	2012
	ПС 35/6 "ПУС", КТП-20, РУ-0,4 кВ	009072055003259	Кл.1/ ЦЭ6803ВМ	300/5	16 лет	2012
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-3с, яч.7 гр.1	009072055004490	Кл.1/ ЦЭ6803ВМ	600/5	16 лет	2012
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-3с, яч.6 гр.1					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-3с, яч.6 гр.2					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-3с, яч.6 гр.3					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-3с, яч.6 гр.4					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-3с, яч.4 гр.1					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-3с, яч.4 гр.2					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-3с, яч.4 гр.3					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-3с, яч.4 гр.4					
ООО "ПУС"	ПС 35/6 "ПУС", ТП-3с, яч.2 гр.1	009072055005831	Кл.1/ ЦЭ6803ВМ	600/5	16 лет	
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-3с, яч.2 гр.2					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-3с, яч.2 гр.3					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-3с, яч.2 гр.4					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-6с, яч.7 гр.1	009072055004469	Кл.1/ ЦЭ6803ВМ	600/5	16 лет	
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-6с, яч.6 гр.1					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-6с, яч.6 гр.1					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-6с, яч.6 гр.1					



	бс, яч.4 гр.1					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-бс, яч.4 гр.2					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-бс, яч.4 гр.3					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-бс, яч.4 гр.4					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-бс, яч.2 гр.1	009072055003232	Кл.1/ ЦЭ6803ВМ	600/5	16 лет	
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-бс, яч.2 гр.2					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-бс, яч.2 гр.3					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-бс, яч.2 гр.4					
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-1к, РУ-0,4 кВ	009072055004237	Кл.1/ ЦЭ6803ВМ	600/5	16 лет	
		009072055004765	Кл.1/ ЦЭ6803ВМ	600/5	16 лет	
	ПС 35/6 "ПУС", КТП-12с, РУ-0,4 кВ	009072055003237	Кл.1/ ЦЭ6803ВМ	600/5	16 лет	
	ПС 35/6 "ПУС", КТП-17, РУ-0,4 кВ	620821	Кл.1/ СЭТ4-1/1М	200/5	10 лет	
	ПС 35/6 "ПУС", ТП-8с, РУ-0,4 кВ	009072055005697	Кл.1/ ЦЭ6803ВМ	1000/5	16 лет	
		019442	Кл.1/ СЭТ4-1/1	1000/5	16 лет	

Узлы учета электрической энергии, получаемой со стороны СН1

Потребитель	Место установки	№,	Марка счетчика, Класс точн.	т/т	Интервал поверки	дата поверки
Куйбышевская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго филиала ОАО "РЖД"	ПС 35/6 кВ "ПУС", КРУН-6 кВ, яч.№ 4	0301084939	0,5S/ ПСЧ-4ТМ.05.12	600/5	10 лет	2008
Куйбышевская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго филиала ОАО "РЖД"	ПС 35/6 кВ "ПУС", КРУН-6 кВ, яч.№ 14	0311071765	0,5S/ ПСЧ-4ТМ.05.12	600/5	10 лет	2008



4. Сведения о потреблении энергетических ресурсов и его изменениях.

4.1. Доли платежей за ТЭР в период 2014-2018 годы.



Рис. 4.1.1. Распределение платежей за энергоресурсы за 2014 год.



Рис. 4.1.2. Распределение платежей за энергоресурсы за 2015 год.

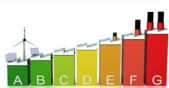




Рис. 4.1.3. Распределение платежей за энергоресурсы за 2016 год.



Рис. 4.1.4. Распределение платежей за энергоресурсы за 2017 год.





Рис. 4.1.5. Распределение платежей за энергоресурсы за 2018 год.

5. Сведения по балансу электрической энергии и его изменениях.

5.1 Общие сведения об электротехническом хозяйстве предприятия

Потери, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета

Коммерческие узлы учета на подстанциях 32 счетчика электрической энергии с классом точности 0,5s и 1.

Расчет технологических потерь, обусловленных допустимыми погрешностями приборов учета для 2018 года производим по формуле []

$$\Delta W_{\text{погр.Б}} = 0,01 \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^m \delta_i^2 \cdot W_i^2 + \sum_{j=1}^m \delta_j^2 \cdot W_j^2 + \frac{\delta_3^2}{k_3} \cdot W_3^2 + \frac{\delta_1^2}{k_1} \cdot W_1^2}$$

где δ_i и δ_j - погрешность измерительного канала принятой (отданной) активной электроэнергии по электрической сети, %;

δ_1 и δ_3 - погрешность измерительного канала 1-х и 3-фазных потребителей, %;
 W_i и W_j - приемлѐ (отдача) электроэнергии, зафиксированные измерительными каналами активной электроэнергии по электрической сети, тыс.кВт*ч;

W_1 - потребление электроэнергии однофазными потребителями, тыс.кВт*ч.;

W_3 - потребление электроэнергии трехфазными потребителями, тыс.кВт*ч;

k_1 и k_3 - соответственно количество точек учета однофазных и трехфазных потребителей, шт.

Расчет потерь производим в табличной форме:



Табл.5.1.1.

Место установки	Поступление электр. энергии, тыс.кВт*ч	Марка счетчика эл. энергии	Допустимая погрешность				Погрешность измерительного канала, $\delta_{ик}$	Квадрат погрешности измерительного канала $\delta^2_{ик}$	Квадрат поступления ЭЭ W^2	Произведение $\delta^2_{ик} * W^2$
			СЧ	ТТ	ТН	в линиях присоединения к ТН $\delta_{л}$				
ПУС										
ПС35/6	7942,707	2 шт ПСЧ-4ТМ.05.12	0,5	0,5	0,5	0,25	0,991527	0,983125	63086594,49	62022008,21
Итого СН1	7942,707	2 счетчика								62022008,21
КТП-17	81,08	ПСЧ-4ТМ 05МК.16	0,5	0,5		0,25	0,866025	0,749999	6573,9664	4930,468226
КТП-20	58,32	1 шт ПСЧ-4ТМ 05МК.16	0,5	0,5		0,25	0,866025	0,749999	3401,2224	2550,913399
ТП-1с	146,32	2 шт ПСЧ-4ТМ 05МК.16	0,5	0,5		0,25	0,866025	0,749999	21409,5424	16057,13539
ТП-6с	284,04	2 шт ПСЧ-4ТМ 05МК.16	0,5	0,5		0,25	0,866025	0,749999	80678,7216	60508,96052
ТП-7с	1293,52	2 шт ПСЧ-4ТМ 05МК.16	0,5	0,5		0,25	0,866025	0,749999	1673193,99	1254893,82
ТП-3с	669,2	2 шт ПСЧ-4ТМ 05МК.16	0,5	0,5		0,25	0,866025	0,749999	447828,64	335871,0322
ТП-4с	904,68	2 шт ПСЧ-4ТМ 05МК.16	0,5	0,5		0,25	0,866025	0,749999	818445,9024	613833,6084
ТП-5с	429,48	2 шт ПСЧ-4ТМ 05МК.16	0,5	0,5		0,25	0,866025	0,749999	184453,0704	138339,6183
ТП-9с	878,107	2 шт ПСЧ-4ТМ 05МК.16	0,5	0,5		0,25	0,866025	0,749999	771071,9034	578303,1565
ТП-1к	263,52	2 шт ПСЧ-4ТМ 05МК.16	0,5	0,5		0,25	0,866025	0,749999	69442,7904	52082,02336
ТП-12с	285,84	1 шт ПСЧ-4ТМ 05МК.16	0,5	0,5		0,25	0,866025	0,749999	81704,5056	61278,2975
ТП-2к	1234,8	2 шт ПСЧ-4ТМ 05МК.16	0,5	0,5		0,25	0,866025	0,749999	1524731,04	1143546,755

ТП-2с	293,2	1 шт ПСЧ-4ТМ 05МК.16	0,5	0,5		0,25	0,866025	0,749999	85966,24	64474,59403
ТП-8с	221,8	2 шт ПСЧ-4ТМ 05МК.16	0,5	0,5		0,25	0,866025	0,749999	49195,24	36896,3808
КТП-11	776	1 шт ПСЧ-4ТМ 05МК.16	0,5	0,5		0,25	0,866025	0,749999	602176	451631,3978
ТП-10	122,8	1 шт ПСЧ-4ТМ 05МК.16	0,5	0,5		0,25	0,866025	0,749999	15079,84	11309,86492
Спутник										
РП-1	32208,46	2шт	0,5	0,5		0,25	0,866025	0,749999	1037384896	778037634,3
Итого СН2	40151,17	32 шт								782864142,3



440031, г. Пенза, ул. Силикатная, 18-37
 ОГРН 1115836001126, ИНН/КПП 5836645410/583701001
 Тел.: +7(8412)29 43 13, +7(963)107 68 53
www.epart58.ru, e-mail: info@epart58.ru, enpartner@yandex.ru



*) по данным ООО «ПКФ Энергетик 2001»

Общее число коммерческих узлов учета – 26.

Итого в базовом 2018 году общие потери, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета электроэнергии, по ООО «ПКФ Энергетик 2001» составили 358,55 тыс.кВт*час., что составляет 0,8%

Общие потери, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета, составляют:

2017 год 0,008 * 39438,348 = 317,64 тыс.кВт*час.

2016 год 0,008 * 34909,885 = 300,66 тыс.кВт*час.

2015 год 0,008 * 24219,769 = 217,977 тыс.кВт*час.

2014 год 0,008 * 11753,8 = 109,9 тыс.кВт*час.

Потери, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета, за 2018 год:

СН1: $\Delta W_{\text{погр.Б}} = 0,01 \cdot \sqrt{(62022008,21)} = 78,75$ тыс.кВт*ч

СН2: $\Delta W_{\text{погр.Б}} = 0,01 \cdot \sqrt{(782864142,3)} = 279,80$ тыс.кВт*ч

Итого СН1 и СН2 $78,75 + 279,80 = 358,55$ тыс.кВт*ч

Условно-постоянные потери

Расчет условно-постоянных потерь электрохозяйства предприятия.

Они включают в себя [28]:

- потери на холостой ход силовых трансформаторов;
- потери на корону в воздушных линиях свыше 110 кВ – в электрохозяйстве предприятия отсутствуют;
- потери в синхронных компенсаторах, батареях статических конденсаторов, статических тиристорных компенсаторах, шунтирующих реакторах кВ – в электрохозяйстве предприятия отсутствуют;
- потери в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств ТП 6-20/0,4 кВ не рассчитываются);
- потери в системе учета электроэнергии (трансформаторах тока (далее - ТТ), трансформаторах напряжения (далее - ТН), счетчиках и соединительных проводах);
- потери в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений кВ;
- потери в устройствах присоединений высокочастотной связи кВ – в электрохозяйстве предприятия отсутствуют;
- потери в изоляции кабелей;
- потери от токов утечки по изоляторам ВЛ – в электрохозяйстве предприятия отсутствуют;
- расход электроэнергии на плавку гололеда кВ – в электрохозяйстве предприятия отсутствуют.

Условно постоянные потери 6-20 кВ включают:

потери на холостой ход трансформаторов;

потери в системе учета электроэнергии (трансформаторах тока (ТТ), трансформаторах напряжения (ТН), счетчиках и соединительных проводах);

потери в изоляции кабелей;

расход электроэнергии на собственные нужды (СН) подстанций (ПС);

Потери на холостой ход трансформаторов

Потери электроэнергии холостого хода в силовом трансформаторе на основе приведенных в паспортных данных оборудования потерь мощности холостого хода ΔP_x , по формуле:

$$\Delta W_x = \Delta P_x \sum_{i=1}^m T_{pi} (U_i/U_{ном})^2 \quad (1)$$

где: T_{pi} – число часов работы трансформатора в i -ом режиме, ч;

U_i – напряжение на высшей стороне трансформатора, кВт;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВт.

Табл. 5.2.1

ПУС Табл. 5.3.1. Потери на холостой ход трансформаторов за 2018 год:

Номер подстанции	Марка трансформатора	Характеристики трансформаторов				Напряжение, кВ		Нагрузка, кВт*час за период	Годовые потери XX ΔW_x , кВт·ч
		Кол-во	Мощность, кВА	Потери XX ΔP_x , кВт/час	Время работы, час	Измеренное U_i *)	Номинальное $U_{ном}$		
Напряжение 35 / 6,0 кВ									
ПС 35/6	ТМ	1	4000	6,7	8760	35,0	35,0	3983840	58692
	ТМ	1	4000	6,7	8760	35,0	35,0	3958866	58692
Итого СН1				13,4				7942707	117384
Напряжение 6,0 / 0,4 кВ									
ТП-8с	ТМЗ	1	1000	1,9	8760	6,1	6,0	71200	16094,748
		1	1000	1,9	8760	6,1	6,0	150600	16094,748
ТП-5с	ТМ	1	1000	1,9	8760	6,1	6,0	180600	16094,748
		1	630	1,25	8760	6,1	6,0	248880	10588,65
ТП-2к	ТМ	1	630	1,25	8760	6,1	6,0	563400	10588,65
		1	630	1,25	8760	6,1	6,0	671400	10588,65
ТП-9с (открытая)	ТМГ	1	630	1,25	8760	6,1	6,0	1062360	10588,65
		1	630	1,25	8760	6,1	6,0	185760	10588,65
КТП-12с	ТМ	1	630	1,25	8760	6,1	6,0	285840	10588,65
ТП-2с	ТМ	1	630	1,25	8760	6,1	6,0	293200	10588,65
ТП-1к	ТМ	1	400	0,9	8760	6,1	6,0	263520	7623,828
		1	400	0,9	8760	6,1	6,0	0	7623,828
ТП-7с	ТМ	1	400	0,9	8760	6,1	6,0	1054800	7623,828
		1	400	0,9	8760	6,1	6,0	188040	7623,828
ТП-4с	ТМ	1	400	0,9	8760	6,1	6,0	904680	7623,828
		1	400	0,9	8760	6,1	6,0	0	7623,828



ТП-3с	ТМ	1	400	0,9	8760	6,1	6,0	156000	7623,828
		1	400	0,9	8760	6,1	6,0	513200	7623,828
ТП-6с	ТМ	1	320	0,9	8760	6,1	6,0	274680	7623,828
		1	320	0,9	8760	6,1	6,0	9360	7623,828
ТП-1с	ТМ	1	250	0,61	8760	6,1	6,0	32080	5167,2612
		1	250	0,61	8760	6,1	6,0	114240	5167,2612
КТП-17	ТМ	1	250	0,61	8760	6,1	6,0	81080	5167,2612
КТП-20	ТМ	1	160	0,45	8760	6,1	6,0	58320	3811,914
КТП-11	ТМ	1	630	1,25	8760	6,1	6,0	77600	10588,65
ТП-10	ТМ	1	630	1,25	8760	6,1	6,0	12280	10588,65
Итого СН2		26	13420					7453120	239134,07 2
КТП-30 Справочно	ТМ	1	400	0,9	8760	6,1	6,0	24360	7623,828
Итого СН2		27	13820					74555480	246757,9

Город Спутник Табл. 5.3.2. Потери на холостой ход трансформаторов за 2018 год:

Номер подстанции	Марка трансформатора	Характеристики трансформаторов				Напряжение, кВ		Нагрузка, кВт*час за период	Годовые потери XX ΔW_x , кВт*ч
		Кол-во	Мощность, кВА	Потери XX ΔP_x , кВт/час	Время работы, час	Измеренное U_i *)	Номинальное $U_{ном}$		
Напряжение 10,0 / 0,4 кВ									
КТП №1	ТМГ	1	1000	1,6	8760	10,1	10,0	3148921	13739,83
		1	1000	1,6	8760	10,1	10,0	резерв	
КТП №2	ТМГ	1	1000	1,6	8760	10,1	10,0	2020959	13735,68
		1	1000	1,6	8760	10,1	10,0	резерв	
КТП №3	ТМГ	1	1000	1,6	8760	10,1	10,0	1849621	13735,68
		1	1000	1,6	8760	10,1	10,0	резерв	
КТП №4	ТМГ	1	1000	1,6	8760	10,1	10,0	3085487	13735,68
		1	1000	1,6	8760	10,1	10,0	резерв	
ТП №5	ТМГ	1	2500	3,1	8760	10,1	10,0	2146456	26612,88
		1	2500	3,1	8760	10,1	10,0	179	26612,88
ТП №6	ТМГ	1	1600	2,15	8760	10,1	10,0	451	18457,32
		1	1600	2,15	8760	10,1	10,0	1316730	18457,32
ТП №7	ТМГ	1	1600	2,15	8760	10,1	10,0	1047096	18457,32
		1	1600	2,15	8760	10,1	10,0	123	18457,32
ТП №8	ТМГ	1	1600	2,15	8760	10,1	10,0	552377	18457,32
		1	1600	2,15	8760	10,1	10,0	106268	18457,32
ТП №9	ТМГ	1	1600	2,15	8760	10,1	10,0	1241381	18457,32
		1	1600	2,15	8760	10,1	10,0	301827	18457,32
ТП №10	ТМГ	1	1600	2,15	8760	10,1	10,0	145	18457,32
		1	1600	2,15	8760	10,1	10,0	835225	18457,32
ТП №11	ТМГ	1	1600	2,15	8760	10,1	10,0	резерв	
		1	1600	2,15	8760	10,1	10,0	1054010	18457,32
ТП №12	ТМГ	1	1600	2,15	8760	10,1	10,0	1120825	18457,32



		1	1600	2,15	8760	10,1	10,0	51	18457,32
ТП №13	ТМГ	1	1600	2,15	8760	10,1	10,0	418096	18457,32
		1	1600	2,15	8760	10,1	10,0	251804	18457,32
ТП №14	ТМГ	1	2500	3,1	8760	10,1	10,0	1865009	26612,88
	ТМГ	1	2500	3,1	8760	10,1	10,0	4	26612,88
ТП №15	ТМГ	1	1000	1,6	8760	10,1	10,0	9067	13735,68
		1	1000	1,6	8760	10,1	10,0	496034	13735,68
ТП №16	ТМГ	1	1600	2,15	8760	10,1	10,0	486197	18457,32
		1	1600	2,15	8760	10,1	10,0	268585	18457,32
ТП №17	ТМГ	1	2500	3,1	8760	10,1	10,0	362085	26612,88
		1	2500	3,1	8760	10,1	10,0	973833	26612,88
ТП №18	ТМГ	1	2500	3,1	8760	10,1	10,0	1422201	26612,88
		1	2500	3,1	8760	10,1	10,0	резерв	
ТП №19	ТМГ	1	2500	3,1	8760	10,1	10,0	1508308	26612,88
		1	2500	3,1	8760	10,1	10,0	резерв	
ТП №20	ТМГ	1	2500	3,1	8760	10,1	10,0	1805853	26612,88
		1	2500	3,1	8760	10,1	10,0	резерв	
ТП №21	ТМГ	1	1600	2,15	8760	10,1	10,0	647267	18457,32
		1	1600	2,15	8760	10,1	10,0	резерв	
ТП №22	ТМГ	1	400	0,8	8760	10,1	10,0	273462	6867,84
ТП №23	ТМГ	1	2500	3,1	8760	10,1	10,0	1049160	26612,88
		1	2500	3,1	8760	10,1	10,0	резерв	13739,83
Итого СН2									680778,79

*) – регистрация фактического напряжения U_i по высокой стороне трансформатора в течение 24 часов (среднее значение).

Итого потери на холостой ход трансформаторов в 2018 году 1159,796 тыс. кВт*час

Потери электроэнергии в изоляции кабелей

Обобщенные сведения по сечению линий электропередач приведено в таб. 5.2.2.

Табл. 5.2.2

№ п/п	Наименование	Сечение, мм ²	Удельные потери электроэнергии в изоляции кабелей, тыс. кВтч/км	Длина L, км	Годовые потери в изоляции кабелей ΔW_k , тыс. кВт·ч
Город Спутник					
	АПвПг	1*630	1,28	52,898	67,70944
	АПвПг	1*120	1,28	1,336	1,71008
	АСБл	3*185	1,28	6,954	8,90112
	АСБ	3*240	1,67	7,376	12,31792
	АСБ	3*185	1,28	1,102	1,41056
	АСБ	3*120	1,08	9,397	10,14876
	ААБлу	3*185	1,28	2,2	2,816



	ААШВ	3*120	1,08	0,46	0,4968
	АСБ	3*95	0,99	1,336	1,32264
Итого				83,059	106,8333
ПУС					
	АСБ	3*120	0,6	7,03	4,218
	АСБ	3*95	0,55	1,336	0,7348
	ААБл	3*120	0,6	1,78	1,068
Итого				10,146	6,0208
Итого потери в изоляции кабелей				93,205	112,8541

Кабельные линии 6 и 10 кВ – 93,205 км.

Кабельные линии 0,4 кВ – 42,448 км.

Потери в вентильных разрядниках и измерительных трансформаторах тока и напряжения

ПУС

Расчет данного вида потерь производим в соответствии с методикой [28] по данным таблицы 3.

В базовом 2018 году в обследуемом предприятии имеется 12 вентильных разрядника (35 кВ – 6 шт и 6,0 кВ – 6 шт), а также 40 трансформаторов тока (4 по СН1 и 36 по СН2) и 4 трансформатора напряжения (СН1).

Потери в вентильных разрядниках за 2018 год:

СН1 $6 * 0,091 = 0,546$ тыс. кВт*ч / год

СН2 $6 * 0,009 = 0,054$ тыс. кВт*ч / год

Потери в трансформаторах тока за 2018 год:

СН1 $4 * 0,4 = 1,6$ тыс. кВт*ч / год

СН2 $36 * 0,06 = 2,16$ тыс. кВт*ч / год

Итого за 2018 год $1,6 + 2,16 = 3,76$ тыс. кВт*ч / год.

Потери в трансформаторах напряжения за 2018 год:

СН1 $4 * 3,6 = 14,4$ тыс.кВт*ч / год.

Потери в соединительных проводах и сборных шинах подстанций

Расчет данного вида потерь производим в соответствии с методикой [28] по данным таблицы 1.

Потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (СППС) для ПС 35/6 составляют 3,0 тыс. кВт*ч/год и ТП6/0,4 составляют 1,3 тыс.кВт*ч/год.

С учетом работы предприятия в 2018 году 246 дня:

СН1: $(246/365) * 3 = 2,021$ тыс.кВт*ч/год



Расчет нагрузочных потерь по методу средних нагрузок.

Нагрузочные потери электроэнергии в КЛ, или двухобмоточном трансформаторе за базовый период определяется по формуле:

$$\Delta W_n = k_k \times \Delta P_{cp} \times T \times k_{\phi}^2 (1)$$

где: ΔP_{cp} – потери мощности в КЛ, шинопроводе при средних за базовый период нагрузках, кВт, определяется по формуле (4);

k_{ϕ}^2 – квадрат коэффициента формы графика за базовый период;

k_k – коэффициент, учитывающий различие формы графиков активной и реактивной нагрузки (принимается равным 0,99);

T – число часов в базовом периоде.

Активное сопротивление обмоток трансформатора ПУС						
№ п/п	№ ТП	Мощность	Потери мощности короткого замыкания, $\Delta P_{кз}$, кВт.	Номинальное напряжение в высшей обмотки, $U_{В ном}$, кВт	Номинальная мощность трехфазного трансформатора, $S_{ном}$, МВ·А	Активное сопротивление 3-х фазного трансформатора, R_T , Ом/фазу
Напряжение 35/6,0 кВ						
1	п/с «ПУС»	ТМ-4000/35	32,6	35	4	2,49
2	п/с «ПУС»	ТМ-4000/35	32,6	35	4	2,49
Напряжение 6,0 / 0,4 кВ						
1	ТП-8с	ТМЗ-1000/6	12,2	6,0	1	0,439
		ТМЗ-1000/6	12,2	6,0	1	0,439
2	ТП-5с	ТМ-1000/6	12,2	6,0	1	0,439
		ТМ-630/6	7,60	6,0	0,63	0,689
3	ТП-2к	ТМ-630/6	7,60	6,0	0,63	0,689
		ТМ-630/6	7,60	6,0	0,63	0,689
4	ТП-9с	ТМГ-630/6	7,60	6,0	0,63	0,689
		ТМГ-630/6	7,60	6,0	0,63	0,689
5	КТП-12с	ТМ-630/6	7,60	6,0	0,63	0,689
6	ТП-2с	ТМ-630/6	7,60	6,0	0,63	0,689
7	ТП-1к	ТМ-400/6	5,5	6,0	0,4	1,238
		ТМ-400/6	5,5	6,0	0,4	1,238
8	ТП-7с	ТМ-400/6	5,5	6,0	0,4	1,238



		ТМ-400/6	5,5	6,0	0,4	1,238
9	ТП-4с	ТМ-400/6	5,5	6,0	0,4	1,238
		ТМ-400/6	5,5	6,0	0,4	1,238
10	ТП-3с	ТМ-400/6	5,5	6,0	0,4	1,238
		ТМ-400/6	5,5	6,0	0,4	1,238
11	ТП-6с	ТМ-320/6	6,07	6,0	0,32	2,134
		ТМ-320/6	6,07	6,0	0,32	2,134
12	ТП-1с	ТМ-250/6	3,7	6,0	0,25	2,131
		ТМ-250/6	3,7	6,0	0,25	2,131
13	КТП-17	ТМ-250/6	3,7	6,0	0,25	2,131
14	КТП-20	ТМ-160/6	2,65	6,0	0,16	3,727
15	КТП-11	ТМ-630/6	7,60	6,0	0,63	0,689
16	ТП-10	ТМ-630/6	7,60	6,0	0,63	0,689
Абонентские трансформаторы						
1	ТП-30	ТМ-630/6	7,60	6,0	0,63	0,689
		ТМ-630/6	7,60	6,0	0,63	0,689

Активное сопротивление обмоток трансформатора Город Спутник						
№ п/п	№ ТП	Мощность	Потери мощности короткого замыкания, $\Delta P_{кз}$, кВт.	Номинальное напряжение в высшей обмотки, $U_{В ном}$, кВТ	Номинальная мощность трехфазного трансформатора, $S_{ном}$, МВ·А	Активное сопротивление 3-х фазного трансформатора, R_T , Ом/фазу
Напряжение 10,0 / 0,4 кВ						
1	КТП №1	ТМГ-1000/10	11,0	10,0	1,0	1,100
		ТМГ-1000/10	11,0	10,0	1,0	1,100
2	КТП №2	ТМГ-1000/10	11,0	10,0	1,0	1,100
		ТМГ-1000/10	11,0	10,0	1,0	1,100
3	КТП №3	ТМГ-1000/10	11,0	10,0	1,0	1,100
		ТМГ-1000/10	11,0	10,0	1,0	1,100
4	КТП №4	ТМГ-1000/10	11,0	10,0	1,0	1,100
		ТМГ-1000/10	11,0	10,0	1,0	1,100
5	ТП №5	ТМГ-2500/10	18,15	10,0	2,5	0,290
		ТМГ-2500/10	18,15	10,0	2,5	0,290
6	ТП №6	ТМГ-1600/10	12,85	10,0	1,6	0,502
		ТМГ-1600/10	12,85	10,0	1,6	0,502
7	ТП №7	ТМГ-1600/10	12,85	10,0	1,6	0,502
		ТМГ-1600/10	12,85	10,0	1,6	0,502
8	ТП №8	ТМГ-1600/10	12,85	10,0	1,6	0,502
		ТМГ-1600/10	12,85	10,0	1,6	0,502
9	ТП №9	ТМГ-1600/10	12,85	10,0	1,6	0,502
		ТМГ-1600/10	12,85	10,0	1,6	0,502
10	ТП №10	ТМГ-1600/10	12,85	10,0	1,6	0,502
		ТМГ-1600/10	12,85	10,0	1,6	0,502



11	ТП №11	ТМГ-1600/10	12,85	10,0	1,6	0,502
		ТМГ-1600/10	12,85	10,0	1,6	0,502
12	ТП №12	ТМГ-1600/10	12,85	10,0	1,6	0,502
		ТМГ-1600/10	12,85	10,0	1,6	0,502
13	ТП №13	ТМГ-1600/10	12,85	10,0	1,6	0,502
		ТМГ-1600/10	12,85	10,0	1,6	0,502
14	ТП №14	ТМГ-2500/10	18,15	10,0	2,5	0,290
		ТМГ-2500/10	18,15	10,0	2,5	0,290
15	ТП №15	ТМГ-1000/10	11,0	10,0	1,0	1,100
		ТМГ-1000/10	11,0	10,0	1,0	1,100
16	ТП №16	ТМГ-1600/10	12,85	10,0	1,6	0,502
		ТМГ-1600/10	12,85	10,0	1,6	0,502
17	ТП №17	ТМГ-2500/10	18,15	10,0	2,5	0,290
		ТМГ-2500/10	18,15	10,0	2,5	0,290
18	ТП №18	ТМГ-2500/10	18,15	10,0	2,5	0,290
		ТМГ-2500/10	18,15	10,0	2,5	0,290
19	ТП №19	ТМГ-2500/10	18,15	10,0	2,5	0,290
		ТМГ-2500/10	18,15	10,0	2,5	0,290
20	ТП №20	ТМГ-2500/10	18,15	10,0	2,5	0,290
		ТМГ-2500/10	18,15	10,0	2,5	0,290
21	ТП №21	ТМГ-1600/10	12,85	10,0	1,6	0,502
		ТМГ-1600/10	12,85	10,0	1,6	0,502
22	ТП №22	ТМГ-400/10	4,2	10,0	0,4	2,625
23	ТП №23	ТМГ-2500/10	18,15	10,0	2,5	0,290
		ТМГ-2500/10	18,15	10,0	2,5	0,290

Активное сопротивление двухобмоточного трехфазного трансформатора определяется в соответствии с паспортными данными оборудования по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \times U_{В\text{ ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} \times 10^{-3}, \text{ Ом/фазу}$$

где: $\Delta P_{кз}$ – потери мощности короткого замыкания, кВт;

$U_{В\text{ ном}}$ – номинальное напряжение в высшей обмотки, кВт;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трехфазного трансформатора, МВ·А.

Активное сопротивление КЛ определяется в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$R_{\text{кл}} = r_0 \times L / n_{\text{ц}}, \text{ Ом},$$

где r_0 – удельное активное сопротивление на 1 км кабеля, Ом/км;

L – длина кабеля, км;

$n_{\text{ц}}$ – количество параллельных цепей, шт.

Для кабеля 3*120: $r_0 = 0,0273$ Ом/км; для медного кабеля 3*35: $r_0 = 0,54$ Ом/км (Табл. 5.3.2.4.)

Для ВЛ 35 кВ сечением 2*70: $r_0 = 0,42$ Ом/км

$$R_{\text{вл}} = 0,42 \times 0,06 / 2 = 0,0126 \text{ Ом}.$$

Табл. 5.3.2. Нагрузочные потери электроэнергии в КЛ за базовый период



КЛ и ВЛ		Потери мощности при средних за базовый период нагрузках, $\Delta P_{\text{ср}}$, тыс.кВт	Коэф., учитывающий различные формы графиков активной и реактивной нагрузки,	Число часов в 2018 году, Т, час	Коэф. формы графика за базовый период, k_f^2	Нагрузочные потери электроэнергии в КЛ за базовый период, ΔW_n , тыс.кВт*ч
от	до	(Табл. 5.3.2.4.)				
ПУС						
Уровень напряжения СН1						
ПС	ПС35/6	0,00013	0,5	8760	1,3	0,762996
ПС	ПС35/6					
Уровень напряжения СН2						
ПС 35	ТП-4с	0,004226	0,5	8760	1,3	24,0611358
ПС 35	ТП-2к	0,001639	0,5	8760	1,3	9,3301884
ПС 35	ТП-8с	0,000117	0,5	8760	1,3	0,6673368
ТП-2к	ТП-9с	5,82E-05	0,5	8760	1,3	0,3313908
ТП-2к	ТП-1к	0,000358	0,5	8760	1,3	2,0407296
ТП-2к	ТП-8с	2,61E-05	0,5	8760	1,3	0,1486134
ТП-1к	ТП-1с	0,000358	0,5	8760	1,3	2,0407296
ТП-1с	ТП-5с	0,001639	0,5	8760	1,3	9,3301884
ТП-9с	ТП-5с	0,00032	0,5	8760	1,3	1,8209412
ТП-9с	ТП-8с	0,000178	0,5	8760	1,3	1,0146708
ТП-5с	ТП-2с	0,000444	0,5	8760	1,3	2,5275666
ТП-2с	ТП-6с	4,52E-05	0,5	8760	1,3	0,2573688
ТП-6с	КТП-20	1,76E-05	0,5	8760	1,3	0,1002144
ТП-6с	ТП-3с	0,00136	0,5	8760	1,3	7,74384
ТП-3с	КТП-12с	0,000422	0,5	8760	1,3	2,4011598
КТП-12с	ТП-4с	0,004226	0,5	8760	1,3	24,0611358
ТП-4с	ТП-7с	0,005745	0,5	8760	1,3	32,709183
КТП-20	КТП-17	0,000034	0,5	8760	1,3	0,193596
КТП-11	КТП-10	7,79E-05	0,5	8760	1,3	0,4435626
Итого						120,78



Город Спутник						
РП-32	КТП-1	0,003114	0,5	8760	1,3	17,731116
КТП-1	КТП-2	0,001286	0,5	8760	1,3	7,3241922
КТП-2	КТП-3	0,001077	0,5	8760	1,3	6,1347156
РП-32	КТП-4	0,002998	0,5	8760	1,3	17,0689038
РП-1	КТП-5	0,001451	0,5	8760	1,3	8,2614246
		0	0,5	8760	1,3	0
РП-1	КТП-6	0	0,5	8760	1,3	0
		0,000546	0,5	8760	1,3	3,108924
РП-1	КТП-7	0,000345	0,5	8760	1,3	1,9655688
		0	0,5	8760	1,3	0
РП-1	КТП-8	9,61E-05	0,5	8760	1,3	0,5471934
		3,5E-06	0,5	8760	1,3	0,019929
РП-1	КТП-9	0,000485	0,5	8760	1,3	2,7627288
		2,87E-05	0,5	8760	1,3	0,1634178
РП-1	КТП-10	0	0,5	8760	1,3	0
		0,00022	0,5	8760	1,3	1,2509718
РП-1	КТП - 11	0,00035	0,5	8760	1,3	1,9923306
РП-1	КТП-12	0,000396	0,5	8760	1,3	2,2531158
		0	0,5	8760	1,3	0
	КТП-13	5,51E-05	0,5	8760	1,3	0,3137394
		0,00002	0,5	8760	1,3	0,11388
	КТП-14	0,001095	0,5	8760	1,3	6,2366382
		0	0,5	8760	1,3	0
	КТП-15	0	0,5	8760	1,3	0
		7,75E-05	0,5	3500	1,3	0,441285
	КТП-16	7,44E-05	0,5	8760	1,3	0,4236336
		2,27E-05	0,5	8760	1,3	0,1292538
	КТП-17	4,13E-05	0,5	8760	1,3	0,2351622
		0,000299	0,5	8760	1,3	1,699659
	КТП-18	0,000637	0,5	8760	1,3	3,6276474
	КТП-19	0,000716	0,5	8760	1,3	4,0774734
	КТП-20	0,001027	0,5	8760	1,3	5,8471686
	КТП-21	0,000132	0,5	8760	1,3	0,7510386
Итого СН2						94,4811114
						215,2611006



Табл. 5.3.3. Нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторах за базовый период

Место установки	Мощность трансформаторов, кВА	Нагрузочные потери мощности при средних за базовый период нагрузках в трансформаторе, $\Delta P_{\text{ср}}$, тыс.кВт (Табл. 5.3.2.5.)	Коэф., учитывающий различные формы графиков активной и реактивной нагрузки,	Число часов в 2018 году, Т, час	Коэф. формы графика за базовый период, $k_{\text{ф}}^2$	Нагрузочные потери электроэнергии в трансф. за период, $\Delta W_{\text{н}}$, тыс.кВт*ч
ПУС						
Уровень напряжения СН1						
п/с «ПУС»	ТМ-4000/35	2,875	0,5	350	0,475	238,984375
	ТМ-4000/35	2,875	0,5	350	0,475	238,984375
Уровень напряжения СН2						
ТП-8с	ТМЗ-1000/6	0,00041	0,5	350	0,475	0,03408125
	ТМЗ-1000/6	0,00182	0,5	350	0,475	0,1512875
ТП-5с	ТМ-1000/6	0,00262	0,5	350	0,475	0,2177875
	ТМ-630/6	0,0078	0,5	350	0,475	0,648375
ТП-2к	ТМ-630/6	0,03996	0,5	350	0,475	3,321675
	ТМ-630/6	0,05675	0,5	350	0,475	4,71734375
ТП-9с	ТМГ-630/6	0,14209	0,5	350	0,475	11,8112313
	ТМГ-630/6	0,00435	0,5	350	0,475	0,36159375
КТП-12с	ТМ-630/6	0,01029	0,5	350	0,475	0,85535625
ТП-2с	ТМ-630/6	0,01082	0,5	350	0,475	0,8994125
ТП-1к	ТМ-400/6	0,01571	0,5	350	0,475	1,30589375
	ТМ-400/6	0	0,5	350	0,475	0
ТП-7с	ТМ-400/6	0,25168	0,5	350	0,475	20,9209
	ТМ-400/6	0,008	0,5	350	0,475	0,665
ТП-4с	ТМ-400/6	0,18517	0,5	350	0,475	15,3922563
	ТМ-400/6	0	0,5	350	0,475	0
ТП-3с	ТМ-400/6	0,00551	0,5	350	0,475	0,45801875
	ТМ-400/6	0,05957	0,5	350	0,475	4,95175625
ТП-6с	ТМ-320/6	0,02943	0,5	350	0,475	2,44636875
	ТМ-320/6	0,00003	0,5	350	0,475	0,00249375
ТП-1с	ТМ-250/6	0,0004	0,5	350	0,475	0,03325
	ТМ-250/6	0,00509	0,5	350	0,475	0,42310625
КТП-17	ТМ-250/6	0,00256	0,5	350	0,475	0,2128
КТП-20	ТМ-160/6	0,00231	0,5	350	0,475	0,19201875
КТП-11	ТМ-630/6	0,00076	0,5	350	0,475	0,063175
ТП-10	ТМ-630/6	0,00002	0,5	350	0,475	0,0016625
Итого						548,0556
Город Спутник						
КТП №1	ТМГ-1000/10	1,254727	0,5	350	0,475	104,299182
	ТМГ-1000/10	0	0,5	350	0,475	0
КТП №2	ТМГ-1000/10	0,05183	0,5	350	0,475	4,30836875
	ТМГ-1000/10	0	0,5	350	0,475	0



КТП №3	ТМГ-1000/10	0,12079	0,5	350	0,475	10,0406688
	ТМГ-1000/10	0	0,5	350	0,475	0
КТП №4	ТМГ-1000/10	0,05846	0,5	350	0,475	4,8594875
	ТМГ-1000/10	0	0,5	350	0,475	0
ТП №5	ТМГ-2500/10	0	0,5	350	0,475	0
	ТМГ-2500/10	0,0058	0,5	350	0,475	0,482125
ТП №6	ТМГ-1600/10	0,00635	0,5	350	0,475	0,52784375
	ТМГ-1600/10	0	0,5	350	0,475	0
ТП №7	ТМГ-1600/10	0,00177	0,5	350	0,475	0,14713125
	ТМГ-1600/10	0,00007	0,5	350	0,475	0,00581875
ТП №8	ТМГ-1600/10	0,00892	0,5	350	0,475	0,741475
	ТМГ-1600/10	0,00053	0,5	350	0,475	0,04405625
ТП №10	ТМГ-1600/10	0	0,5	350	0,475	0
	ТМГ-1600/10	0,00404	0,5	350	0,475	0,335825
ТП №11	ТМГ-1600/10	0,00643	0,5	350	0,475	0,53449375
	ТМГ-1600/10	0	0,5	350	0,475	0
ТП №12	ТМГ-1600/10	0,00728	0,5	350	0,475	0,60515
	ТМГ-1600/10	0	0,5	350	0,475	0
ТП №13	ТМГ-1600/10	0,00101	0,5	350	0,475	0,08395625
	ТМГ-1600/10	0,00037	0,5	350	0,475	0,03075625
ТП №14	ТМГ-2500/10	0,01164	0,5	350	0,475	0,967575
	ТМГ-2500/10	0	0,5	350	0,475	0
ТП №15	ТМГ-1000/10	0	0,5	350	0,475	0
	ТМГ-1000/10	0,00312	0,5	350	0,475	0,25935
ТП №16	ТМГ-1600/10	0,00137	0,5	350	0,475	0,11388125
	ТМГ-1600/10	0,00042	0,5	350	0,475	0,0349125
ТП №17	ТМГ-2500/10	0,00044	0,5	350	0,475	0,036575
	ТМГ-2500/10	0,00317	0,5	350	0,475	0,26350625
ТП №18	ТМГ-2500/10	0,00677	0,5	350	0,475	0,56275625
	ТМГ-2500/10	0	0,5	350	0,475	0
ТП №19	ТМГ-2500/10	0,00761	0,5	350	0,475	0,63258125
	ТМГ-2500/10	0	0,5	350	0,475	0
ТП №20	ТМГ-2500/10	0,01091	0,5	350	0,475	0,90689375
	ТМГ-2500/10	0	0,5	350	0,475	0
ТП №21	ТМГ-1600/10	0,00243	0,5	350	0,475	0,20199375
	ТМГ-1600/10	0	0,5	350	0,475	0
ТП №22	ТМГ-400/10	0,00226	0,5	350	0,475	0,1878625
ТП №23	ТМГ-2500/10	0,00368	0,5	350	0,475	0,3059
	ТМГ-2500/10	0	0,5	350	0,475	0
Итого						131,5201256
Итого						679,575719

Потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств ТП 6-20 кВ не рассчитываются.



Коэффициент формы графика определяется по формуле:

$$k_{\phi}^2 = \frac{1+2 k_3}{3 k_3} \quad (2)$$

где: k_3 – коэффициент заполнения определяется по формуле:

$$k_3 = \frac{W_0}{P_{max}} = \frac{T_{max}}{T} = \frac{P_{cp}}{P_{max}} \quad (3)$$

где: W_0 – отпуск электроэнергии в сеть за время T , квт.ч;

T_{max} – число часов использования наибольшей нагрузки сети.

При отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика нагрузки допускается $k_3 = 0,5$

Нагрузочные потери мощности при средних за базовый период нагрузках в КЛ, или двухобмоточном трансформаторе определяется по формуле:

$$\Delta P_{cp} = 3 \times I_{cp}^2 \times R \times 10^{-3} \quad (4)$$

где: I_{cp} – среднее значение токовой нагрузки, А определяется по формуле (5);

R – активное сопротивление КЛ, Ом.

Табл. 5.3.3. Нагрузочные потери мощности в КЛ

Нагрузочные потери мощности в КЛ ПУС				
Наименование КЛ		Среднее значение токовой нагрузки, I _{ср} , А.	Активное сопротивление, R _{тр} , Ом	Нагрузочные потери мощности при средних за базовый период нагрузках в трансформаторе, ΔР _{ср} кВтч
от	до			
Напряжение 6,0 / 0,4 кВ				
ПС 35	ТП-4с	7,183	0,0273	0,0042257
ПС 35	ТП-2к	4,473	0,0273	0,0016386
ПС 35	ТП-8с	1,196	0,0273	0,0001172
ТП-2к	ТП-9с	0,843	0,0273	0,0000582
ТП-2к	ТП-1к	2,092	0,0273	0,0003584
ТП-2к	ТП-8с	0,565	0,0273	0,0000261
ТП-1к	ТП-1с	2,092	0,0273	0,0003584
ТП-1с	ТП-5с	4,473	0,0273	0,0016386
ТП-9с	ТП-5с	1,976	0,0273	0,0003198
ТП-9с	ТП-8с	1,475	0,0273	0,0001782



ТП-5с	ТП-2с	2,328	0,0273	0,0004439
ТП-2с	ТП-6с	0,743	0,0273	0,0000452
ТП-6с	КТП-20	0,463	0,0273	0,0000176
ТП-6с	ТП-3с	4,075	0,0273	0,0013600
ТП-3с	КТП-12с	2,269	0,0273	0,0004217
КТП-12с	ТП-4с	7,183	0,0273	0,0042257
ТП-4с	ТП-7с	8,375	0,0273	0,0057445
КТП-20	КТП-17	0,644	0,0273	0,0000340
КТП-11	КТП-10	0,975	0,0273	0,0000779
Нагрузочные потери мощности в КЛ Город Спутник				
РП-32	КТП-1	6,1662	0,0273	0,0031140
КТП-1	КТП-2	3,963	0,0273	0,0012863
КТП-2	КТП-3	3,627	0,0273	0,0010774
РП-32	КТП-4	6,050	0,0273	0,0029977
РП-1	КТП-5	4,209	0,0273	0,0014509
		0,000	0,0273	-
РП-1	КТП-6	0,001	0,0273	0,0000000
		2,582	0,0273	0,0005460
РП-1	КТП-7	2,053	0,0273	0,0003452
		0,000	0,0273	-
РП-1	КТП-8	1,083	0,0273	0,0000961
		0,208	0,0273	0,0000035
РП-1	КТП-9	2,434	0,0273	0,0004852
		0,592	0,0273	0,0000287
РП-1	КТП-10	0,000	0,0273	-
		1,638	0,0273	0,0002197
РП-1	КТП -11	2,067	0,0273	0,0003499
РП-1	КТП-12	2,198	0,0273	0,0003957
		0,000	0,0273	-
	КТП-13	0,820	0,0273	0,0000551
		0,494	0,0273	0,0000200
	КТП-14	3,657	0,0273	0,0010953
		0,000	0,0273	-
	КТП-15	0,018	0,0273	0,0000000
		0,973	0,0273	0,0000775
	КТП-16	0,953	0,0273	0,0000744
		0,527	0,0273	0,0000227
	КТП-17	0,710	0,0273	0,0000413
		1,909	0,0273	0,0002985
	КТП-18	2,789	0,0273	0,0006371



	КТП-19	2,957	0,0273	0,0007161
	КТП-20	3,541	0,0273	0,0010269
	КТП-21	1,269	0,0273	0,0001319
	КТП-22	0,536	0,0273	0,0000235
	КТП-23	2,057	0,0273	0,0003465

Табл. 5.3.4. Нагрузочные потери мощности в трансформаторах

Нагрузочные потери мощности в трансформаторах ПУС				
Наименование	Мощность, кВА	Среднее значение токовой нагрузки, I _{ср} , А.	Активное сопротивление, R _{тр} , Ом	Нагрузочные потери мощности при средних за базовый период нагрузках в трансформаторе, ΔР _{ср} кВтч
Напряжение 35/6,0 кВ				
п/с «ПУС»	ТМ-4000/35	26,327	2,49	5,1775
	ТМ-4000/35			
Напряжение 6,0 / 0,4 кВ				
ТП-8с	ТМ3-1000/6	0,556	0,439	0,00041
	ТМ3-1000/6	1,175	0,439	0,00182
ТП-5с	ТМ-1000/6	1,410	0,439	0,00262
	ТМ-630/6	1,942	0,689	0,00780
ТП-2к	ТМ-630/6	4,397	0,689	0,03996
	ТМ-630/6	5,240	0,689	0,05675
ТП-9с	ТМГ-630/6	8,291	0,689	0,14209
	ТМГ-630/6	1,450	0,689	0,00435
КТП-12с	ТМ-630/6	2,231	0,689	0,01029
ТП-2с	ТМ-630/6	2,288	0,689	0,01082
ТП-1к	ТМ-400/6	2,057	1,238	0,01571
	ТМ-400/6	0,000	1,238	0,00000
ТП-7с	ТМ-400/6	8,232	1,238	0,25168
	ТМ-400/6	1,468	1,238	0,00800
ТП-4с	ТМ-400/6	7,061	1,238	0,18517
	ТМ-400/6	0,000	1,238	0,00000
ТП-3с	ТМ-400/6	1,218	1,238	0,00551
	ТМ-400/6	4,005	1,238	0,05957
ТП-6с	ТМ-320/6	2,144	2,134	0,02943
	ТМ-320/6	0,073	2,134	0,00003
ТП-1с	ТМ-250/6	0,250	2,131	0,00040



	ТМ-250/6	0,892	2,131	0,00509
КТП-17	ТМ-250/6	0,633	2,131	0,00256
КТП-20	ТМ-160/6	0,455	3,727	0,00231
КТП-11	ТМ-630/6	0,606	0,689	0,00076
ТП-10	ТМ-630/6	0,096	0,689	0,00002
Нагрузочные потери мощности в трансформаторах город Спутник				
Наименование	Мощность, кВА	Среднее значение токовой нагрузки, I_{cp} , А.	Активное сопротивление, $R_{тр}$, Ом	Нагрузочные потери мощности при средних за базовый период нагрузках в трансформаторе, ΔP_{cp} кВтч
Напряжение 10,0 / 0,4 кВ				
КТП №1	ТМГ-1000/10	6,1662	1,100	1,254727
	ТМГ-1000/10	-	1,100	0,00000
КТП №2	ТМГ-1000/10	3,963	1,100	0,05183
	ТМГ-1000/10	-	1,100	0,00000
КТП №3	ТМГ-1000/10	6,050	1,100	0,12079
	ТМГ-1000/10	-	1,100	0,00000
КТП №4	ТМГ-1000/10	4,209	1,100	0,05846
	ТМГ-1000/10	0,000	1,100	0,00000
ТП №5	ТМГ-2500/10	0,001	0,290	0,00000
	ТМГ-2500/10	2,582	0,290	0,00580
ТП №6	ТМГ-1600/10	2,053	0,502	0,00635
	ТМГ-1600/10	0,000	0,502	0,00000
ТП №7	ТМГ-1600/10	1,083	0,502	0,00177
	ТМГ-1600/10	0,208	0,502	0,00007
ТП №8	ТМГ-1600/10	2,434	0,502	0,00892
	ТМГ-1600/10	0,592	0,502	0,00053
ТП №10	ТМГ-1600/10	0,000	0,502	0,00000
	ТМГ-1600/10	1,638	0,502	0,00404
ТП №11	ТМГ-1600/10	2,067	0,502	0,00643
	ТМГ-1600/10	-	0,502	0,00000
ТП №12	ТМГ-1600/10	2,198	0,502	0,00728
	ТМГ-1600/10	0,000	0,502	0,00000
ТП №13	ТМГ-1600/10	0,820	0,502	0,00101
	ТМГ-1600/10	0,494	0,502	0,00037
ТП №14	ТМГ-2500/10	3,657	0,290	0,01164
	ТМГ-2500/10	0,000	0,290	0,00000



ТП №15	ТМГ-1000/10	0,018	1,100	0,00000
	ТМГ-1000/10	0,973	1,100	0,00312
ТП №16	ТМГ-1600/10	0,953	0,502	0,00137
	ТМГ-1600/10	0,527	0,502	0,00042
ТП №17	ТМГ-2500/10	0,710	0,290	0,00044
	ТМГ-2500/10	1,909	0,290	0,00317
ТП №18	ТМГ-2500/10	2,789	0,290	0,00677
	ТМГ-2500/10	-	0,290	0,00000
ТП №19	ТМГ-2500/10	2,957	0,290	0,00761
	ТМГ-2500/10	-	0,290	0,00000
ТП №20	ТМГ-2500/10	3,541	0,290	0,01091
	ТМГ-2500/10	-	0,290	0,00000
ТП №21	ТМГ-1600/10	1,269	0,502	0,00243
	ТМГ-1600/10	-	0,502	0,00000
ТП №22	ТМГ-400/10	0,536	2,625	0,00226
ТП №23	ТМГ-2500/10	2,057	0,290	0,00368
	ТМГ-2500/10		0,290	0,00000

Среднее значение токовой нагрузки определяется по формуле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{W_T}{\sqrt{3} \times U_{\text{ср}} \times T \times \cos f}, \text{ А} \quad (5)$$

где: $U_{\text{ср}}$ – среднее напряжение элемента за базовый период T , кВ.

Табл. 5.3.5. Среднее значение токовой нагрузки в КЛ

Среднее значение токовой нагрузки в КЛ ПУС						
КЛ и ВЛ		W _T за 2018 год, тыс.кВт*ч	Среднее напря- жение элемента, U _{ср} , кВ	Число часов в 2018 году, Т, час	Коэф. мощн. cos f	Среднее значение токовой нагрузки, I _{ср} , А
от	до					
Уровень напряжения СН1						
ПС	ПС35/6	7942,707	35,0	1008	0,86	26,327
Уровень напряжения СН2						
ПС 35	ТП-4с	904,680	6,1	1008	0,86	7,183
ПС 35	ТП-2к	563,400	6,1	1008	0,86	4,473
ПС 35	ТП-8с	150,6	6,1	1008	0,86	1,196
ТП-2к	ТП-9с	106,236	6,1	1008	0,86	0,843
ТП-2к	ТП-1к	263,52	6,1	1008	0,86	2,092
ТП-2к	ТП-8с	71,20	6,1	1008	0,86	0,565
ТП-1к	ТП-1с	263,52	6,1	1008	0,86	2,092



ТП-1с	ТП-5с	563,40	6,1	1008	0,86	4,473
ТП-9с	ТП-5с	248,880	6,1	1008	0,86	1,976
ТП-9с	ТП-8с	185,760	6,1	1008	0,86	1,475
ТП-5с	ТП-2с	293,200	6,1	1008	0,86	2,328
ТП-2с	ТП-6с	93,6	6,1	1008	0,86	0,743
ТП-6с	КТП-20	58,320	6,1	1008	0,86	0,463
ТП-6с	ТП-3с	513,200	6,1	1008	0,86	4,075
ТП-3с	КТП-12с	285,840	6,1	1008	0,86	2,269
КТП-12с	ТП-4с	904,680	6,1	1008	0,86	7,183
ТП-4с	ТП-7с	1054,800	6,1	1008	0,86	8,375
КТП-20	КТП-17	81,08	6,1	1008	0,86	0,644
КТП-11	КТП-10	122,8	6,1	1008	0,86	0,975

Среднее значение токовой нагрузки в КЛ город Спутник

КЛ и ВЛ		W _T за 2018 год, тыс.кВт*ч	Среднее напря- жение элемента, U _{ср} , кВ	Число часов в 2018 году, T, час	Коэф. мощн. cos f	Среднее значение токовой нагрузки, I _{ср} , А
от	до					

Уровень напряжения СН2

РП-32	КТП-1	31448,921	10,1	8760	0,98	6,1662
КТП-1	КТП-2	2020,959	10,1	8760	0,98	3,963
КТП-2	КТП-3	1849,621	10,1	8760	0,98	3,627
РП-32	КТП-4	3085,487	10,1	8760	0,98	6,050
РП-1	КТП-5	2146,456	10,1	8760	0,98	4,209
		0,179	10,1	8760	0,98	0,000
РП-1	КТП-6	0,451	10,1	8760	0,98	0,001
		1316,73	10,1	8760	0,98	2,582
РП-1	КТП-7	1047,096	10,1	8760	0,98	2,053
		0,123	10,1	8760	0,98	0,000
РП-1	КТП-8	552,377	10,1	8760	0,98	1,083
		106,268	10,1	8760	0,98	0,208
РП-1	КТП-9	1241,381	10,1	8760	0,98	2,434
		301,827	10,1	8760	0,98	0,592
РП-1	КТП-10	0,145	10,1	8760	0,98	0,000
		835,225	10,1	8760	0,98	1,638
РП-1	КТП -11	1054,01	10,1	8760	0,98	2,067
РП-1	КТП-12	1120,825	10,1	8760	0,98	2,198
		0,051	10,1	8760	0,98	0,000
	КТП-13	418,096	10,1	8760	0,98	0,820
		251,804	10,1	8760	0,98	0,494
	КТП-14	1865,009	10,1	8760	0,98	3,657
		0,004	10,1	8760	0,98	0,000
	КТП-15	9,067	10,1	8760	0,98	0,018
		496,034	10,1	8760	0,98	0,973
	КТП-16	486,197	10,1	8760	0,98	0,953



		268,585	10,1	8760	0,98	0,527
	КТП-17	362,085	10,1	8760	0,98	0,710
		973,833	10,1	8760	0,98	1,909
	КТП-18	1422,201	10,1	8760	0,98	2,789
	КТП-19	1508,308	10,1	8760	0,98	2,957
	КТП-20	1805,853	10,1	8760	0,98	3,541
	КТП-21	647,267	10,1	8760	0,98	1,269
	КТП-22	273,462	10,1	8760	0,98	0,536
	КТП-23	1049,16	10,1	8760	0,98	2,057

Табл. 5.3.6. Среднее значение токовой нагрузки в трансформаторах

Среднее значение токовой нагрузки в трансформаторах ПУС						
Место установки	Мощность, кВА	Электроэнергия в узле за базовый период W_T , т. кВт ч	Среднее напряжение элемента за базовый период, $U_{ср}$, кВ	Число часов в базовом периоде, Т, час	Коэффициент мощности $\cos \phi$	Среднее значение токовой нагрузки, $I_{ср}$, А
Уровень напряжения СН1						
ПС-35/6	4000	7942,707	35,0	1008	0,96	24,918
Уровень напряжения СН2						
ТП-8с	1000	71,2	6,1	8760	0,89	0,556
	1000	150,6	6,1	8760	0,89	1,175
ТП-5с	1000	180,6	6,1	8760	0,89	1,410
	630	248,88	6,1	8760	0,89	1,942
ТП-2к	630	563,4	6,1	8760	0,89	4,397
	630	671,4	6,1	8760	0,89	5,240
ТП-9с (открытая)	630	1062,36	6,1	8760	0,89	8,291
	630	185,76	6,1	8760	0,89	1,450
КТП-12с	630	285,84	6,1	8760	0,89	2,231
ТП-2с	630	293,2	6,1	8760	0,89	2,288
ТП-1к	400	263,52	6,1	8760	0,89	2,057
	400	0	6,1	8760	0,89	0,000
ТП-7с	400	1054,8	6,1	8760	0,89	8,232
	400	188,04	6,1	8760	0,89	1,468
ТП-4с	400	904,68	6,1	8760	0,89	7,061
	400	0	6,1	8760	0,89	0,000
ТП-3с	400	156	6,1	8760	0,89	1,218
	400	513,2	6,1	8760	0,89	4,005
ТП-6с	320	274,68	6,1	8760	0,89	2,144
	320	9,36	6,1	8760	0,89	0,073
ТП-1с	250	32,08	6,1	8760	0,89	0,250
	250	114,24	6,1	8760	0,89	0,892
КТП-17	250	81,08	6,1	8760	0,89	0,633
КТП-20	160	58,32	6,1	8760	0,89	0,455
КТП-11	630	77,6	6,1	8760	0,89	0,606



ТП-10	630	12,28	6,1	8760	0,89	0,096
Среднее значение токовой нагрузки в трансформаторах город Спутник						
Место установки	Мощность, кВА	Электроэнергия в узле за базовый период $W_T, \text{т. кВт ч}$	Среднее напряжение элемента за базовый период, $U_{\text{ср}}, \text{кВ}$	Число часов в базовом периоде, $T, \text{час}$	Коэффициент мощности $\cos \phi$	Среднее значение токовой нагрузки, $I_{\text{ср}}, \text{А}$
Уровень напряжения СН2						
КТП-1	1000	31448,9	10,1	8760	0,98	6,1662
КТП-2	1000	2020,96	10,1	8760	0,98	3,963
КТП-3	1000	1849,62	10,1	8760	0,98	3,627
КТП-4	1000	3085,49	10,1	8760	0,98	6,050
КТП-5	2500	2146,46	10,1	8760	0,98	4,209
	2500	0,179	10,1	8760	0,98	0,000
КТП-6	1600	0,451	10,1	8760	0,98	0,001
	1600	1316,73	10,1	8760	0,98	2,582
КТП-7	1600	1047,1	10,1	8760	0,98	2,053
	1600	0,123	10,1	8760	0,98	0,000
КТП-8	1600	552,38	10,1	8760	0,98	1,083
	1600	106,27	10,1	8760	0,98	0,208
КТП-9	1600	1241,4	10,1	8760	0,98	2,434
	1600	301,83	10,1	8760	0,98	0,592
КТП-10	1600	0,145	10,1	8760	0,98	0,000
	1600	835,23	10,1	8760	0,98	1,638
КТП -11	1600	1054	10,1	8760	0,98	2,067
КТП-12	1600	1120,8	10,1	8760	0,98	2,198
КТП-13	1600	0,051	10,1	8760	0,98	0,000
	1600	418,1	10,1	8760	0,98	0,820
КТП-14	2500	251,8	10,1	8760	0,98	0,494
	2500	1865	10,1	8760	0,98	3,657
КТП-15	1000	0,004	10,1	8760	0,98	0,000
	1000	9,067	10,1	8760	0,98	0,018
КТП-16	1600	496,03	10,1	8760	0,98	0,973
	1600	486,2	10,1	8760	0,98	0,953
КТП-17	2500	268,59	10,1	8760	0,98	0,527
	2500	362,09	10,1	8760	0,98	0,710
КТП-18	2500	973,83	10,1	8760	0,98	1,909
	2500	1422,2	10,1	8760	0,98	2,789
КТП-19	2500	1508,3	10,1	8760	0,98	2,957
КТП-20	2500	1805,9	10,1	8760	0,98	3,541
КТП-21	1600	647,27	10,1	8760	0,98	1,269
КТП-22	400	273,462	10,1	8760	0,98	0,536
КТП-23	2500	1049,2	10,1	8760	0,98	2,057



Нагрузочные потери в сети 0,4 кВ

Метод оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети применяется для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях напряжением 0,4 кВ.

Нагрузочные потери электроэнергии в сети 0,4 кВ рассчитывается следующим методом:

Оценки потерь электроэнергии на основе зависимости потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

Потери электроэнергии в N линиях 0,4 кВ со средним сечением головных участков $F_{г\text{ ср}}$, мм², отпуском электроэнергии в линии $W_{0,4}$, т.кВ.ч, за период Д, дней, рассчитывается в соответствии с методом оценки потерь электроэнергии на основе зависимости потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети по формуле:

$$\Delta W = k_{0,4} \times \left(\frac{W_{0,4}}{N} \right) \times \frac{(1 - d_n)^2 \times (1 + \text{tg}^2) \times L_{\text{ЭКЕ}}}{F_{г\text{ ср}} \times Д} \times \frac{1 + 2 \times k_3}{3 \times k_3}$$

где: $L_{\text{ЭКЕ}}$ – эквивалентная длина линий, км;

tgf – средний коэффициент реактивной мощности;

$k_{0,4}$ – коэффициент, учитывающий характер распределения нагрузок по длине линии и неодинаковость нагрузок фаз;

d_n – доля электроэнергии, потребляемая на расстоянии 1-2 пролета от ТП, по отношению к суммарному отпуску в сеть 0,4 кВ.

Эквивалентная суммарная длина N линий принимаем равной 6,1 км.

При отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика и коэффициенте реактивной мощности, принимается $k_3=0,5$; $\text{tgf}=0,6$.

Табл. 5.4.1.

Отпуск электроэнергии в линии $W_{0,4}$, т.кВ.ч,	Коэффициент, $K_{0,4}$	Коэффициент, tgf	Число дней, Д, дней	Коэффициент заполнения графика, k_3	Длина линий, км, $L_{\text{ЭКЕ}}$	Средние сечением головных участков $F_{г\text{ ср}}$, мм ²	Нагрузочные потери электроэнергии в КЛ за базовый период, $\Delta W_{н, т. кВтч}$
1554,01	0,55	0,6	365	0,5	135,9	180	11,653

Коэффициент $k_{0,4}$ определяют по формуле:

$$k_{0,4} = k_u \times (15,54 - 2,67d_p - 1,48 \times d_p^2) \times (1,25 + 0,14 \times d_p)$$

где: d_p – доля энергии, отпускаемой населению к суммарному отпуску в сеть 0,4 кВ;

k_u – коэффициент, принимаемый равным 1 для линии 400/230 В.

Коэффициент $F_{г\text{ ср}}$ определяется по формуле:

$$F_{г\text{ ср}} = \frac{\sum_{i=1}^N F_{ri} \times L_{ri}}{\sum_{i=1}^N L_{ri}}$$

где: F_{ri} – сечение головного участка i-ой линии, мм²;

L_{ri} – длина головного участка i-ой линии, км.



Общие технологические потери

Табл. 5.5.1. Расчетные потери в базовом 2018 году

Расчетные потери						
U,кВ	Кабельные линии		Трансформаторы		Потери в измерительном комплексе	Суммарные потери
	Нагрузочные	Изоляция в КЛ	Нагрузочные	ХХ		
35	0,762	2,021	477,9688	117,384		
10	47,832	106,833	131,520126	680,779		
6	48,256	6,0208	548,0556	246,758	358,55	
0,4	11,653					
Итого:	108,503	114,875	1157,54453	1044,921	358,55	2784,39363

Итого в 2018 году условно-постоянные потери составили 1159,796 тыс.кВт*час, а нагрузочные потери 1266,048 тыс.кВт*час, потери, обусловленные погрешностью измерительных комплексов составили 358,55 тыс.кВт*час.

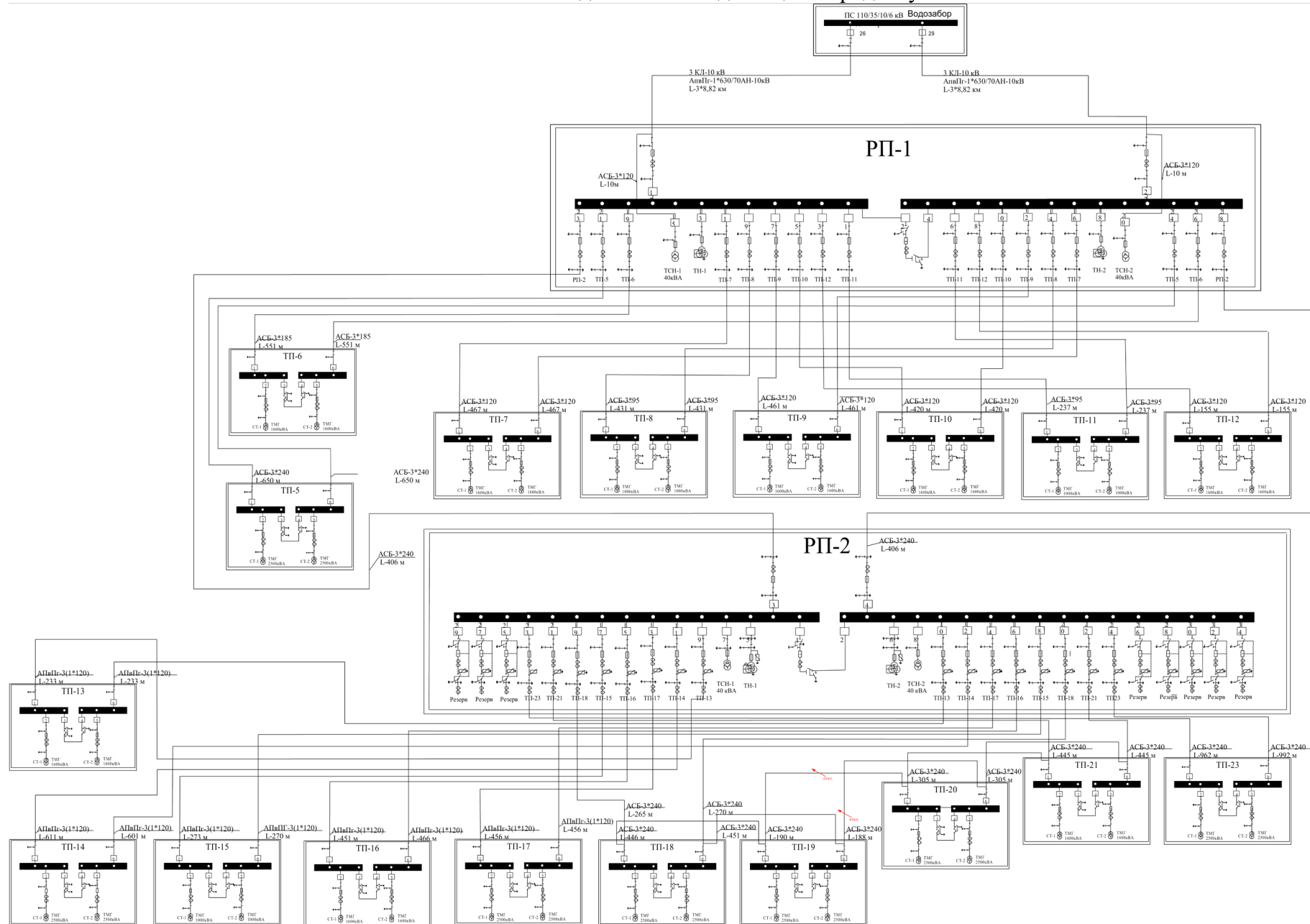
Размер технологических потерь в 2014 – 2018 годах приведен в таблице 5.5.2.

Табл. 5.5.2

Показатель	Значение по годам, тыс.кВт*час				
	2014	2015	2016	2017	2018
Отпуск электроэнергии в сеть	10901,1	21559,641	31238,178	35780,49	40151,169
Технологические потери					
Условно-постоянные	355,57	704,62	971,9	1026,79	1159,796
Нагрузочные	387,23	767,153	1058,136	1117,902	1266,048
Потери, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета	109,9	217,977	300,66	317,64	358,55
Технологические потери (отчетные) всего:	852,7	1689,75	2330,696	2462,332	2784,394



Рис. 5.1. Схема подключения подстанций Город Спутник.



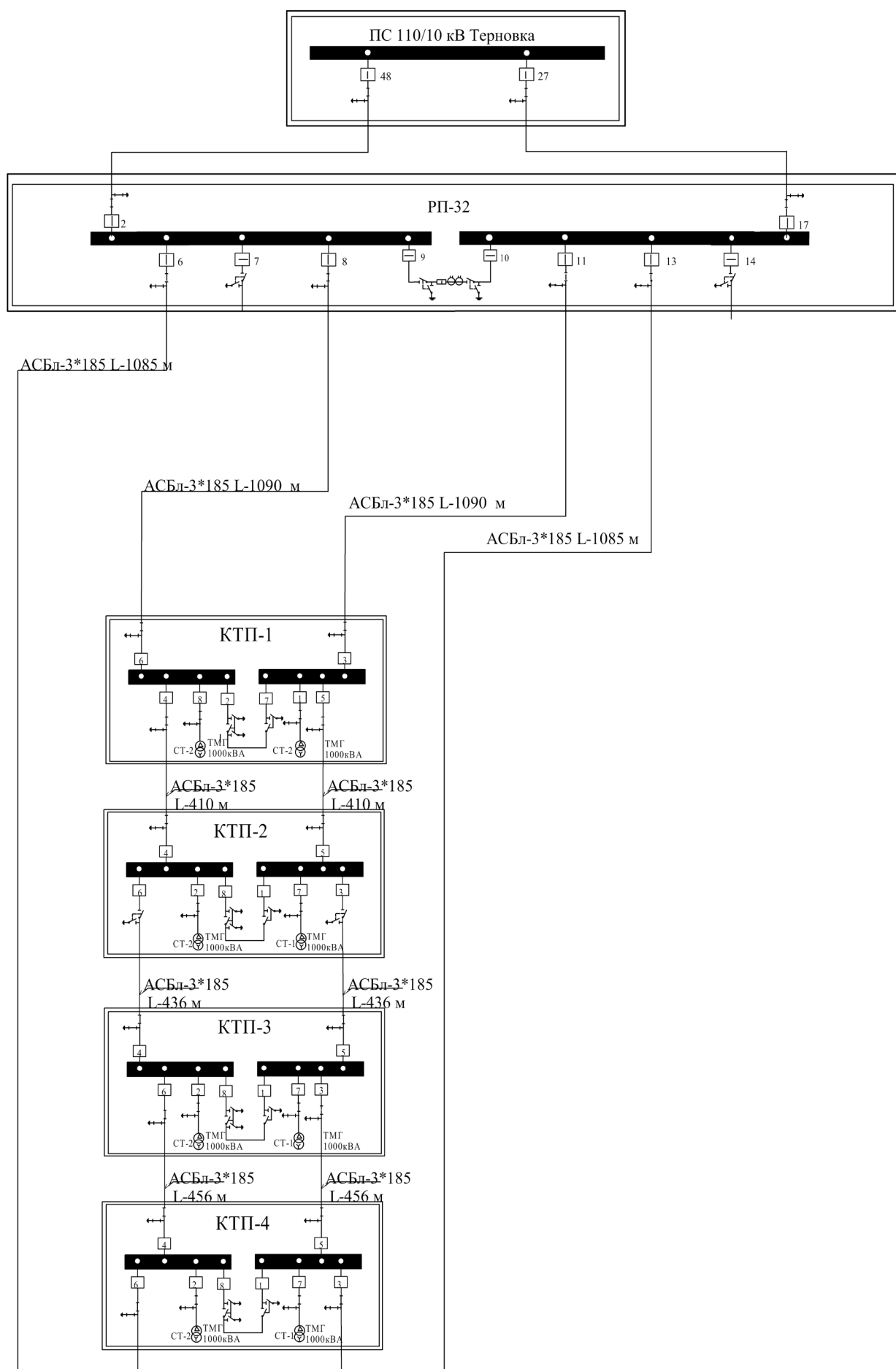


Рис. 5.2. Схема подключения подстанций Город Спутник.

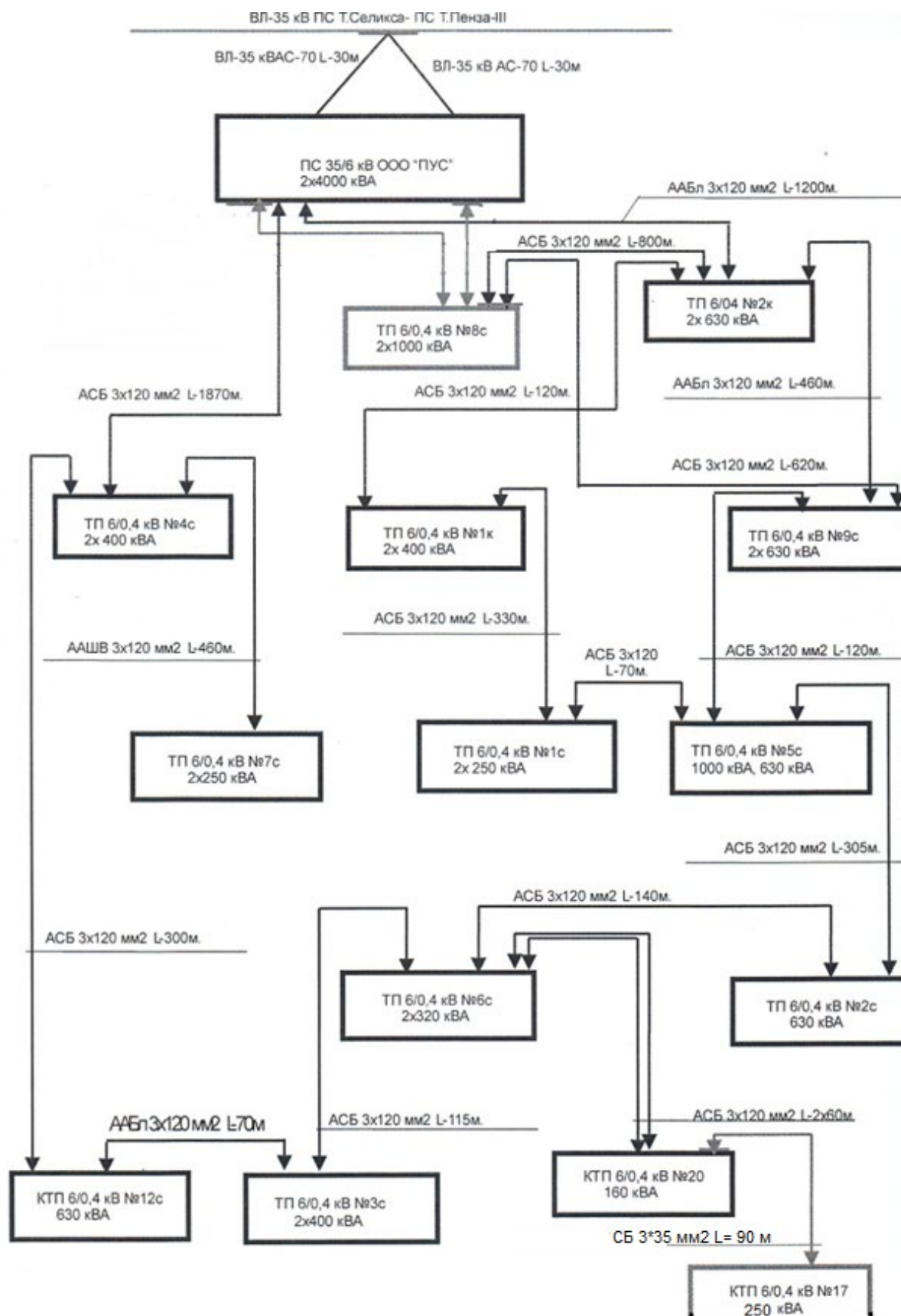


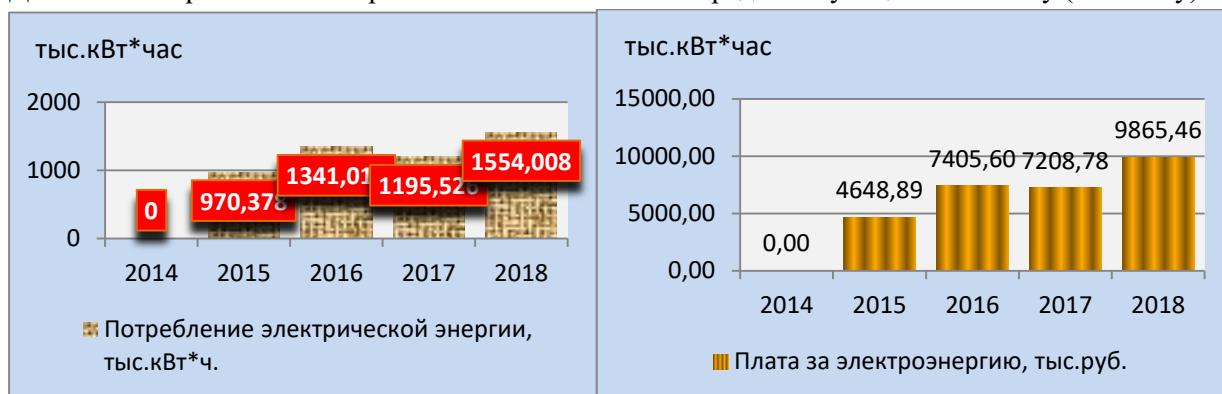
Рис. 5.3. Схема подключения подстанций.



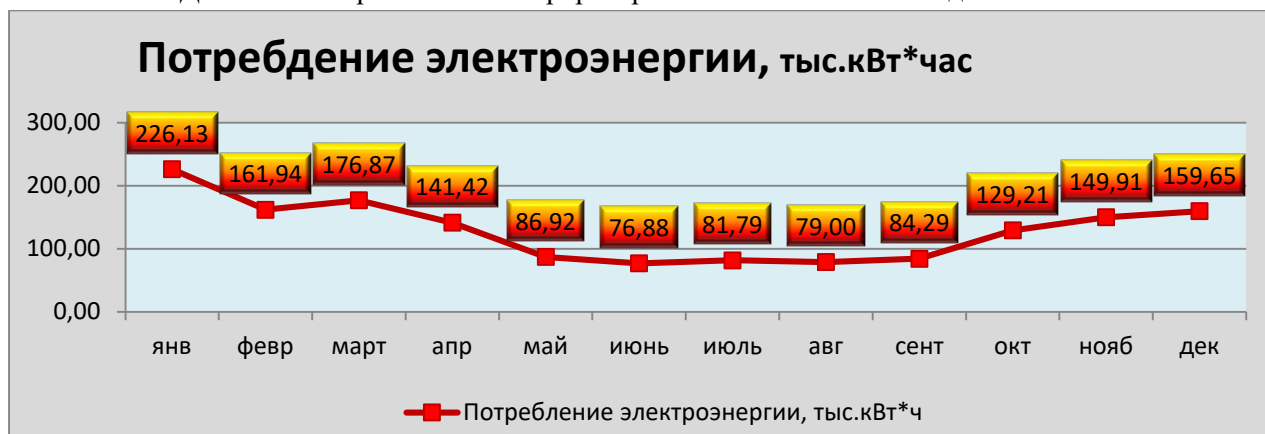


№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя за 2018 год, тыс. кВт*ч
1	Приход, тыс. кВт*ч	
1.1	Сторонний источник	44489,571
Итого суммарный приход, тыс. кВт*ч		44489,571
2	Расход, тыс. кВт*ч	
2.1	Технологический расход	
2.2	Расход на собственные нужды	1554,008
2.3	Субабоненты (сторонние потребители)	40151,169
2.4	Фактические (отчетные) потери	2784,394
2.5	Технологические потери всего, в том числе:	2784,394
	условно-постоянные	1159,796
	нагрузочные	1266,048
	потери, обусловленные погрешностями приборов учета	358,55
2.6	Нерациональные потери	0
Итого суммарный расход, тыс. кВт*ч		44489,571

Динамика потребления моторного топлива за 2018 г и предшествующие отчетному (базовому) годы.



Динамика потребления электроэнергии за отчётный 2018 год ежемесячно



6. Сведения по балансу потребления котельно-печного топлива.



Анализ договорных отношений на потребление котельно-печного топлива

Поставщик природного газа ООО «Газпром межрегионгаз Пенза» по договору №40-5-15235 от 24.12.14 для котельных Города Спутник

Фактическое потребление газового топлива в 2018 году составило 10 171,19 тыс.м.куб и дизельного топлива 1963,64.тонн.

Динамика потребления котельно-печного топлива энергии за 2018 г и предшествующие отчетному (базовому) годы

Баланс потребления котельно-печного топлива для нужд предприятия, с учетом фактического потребления за 2015 – 2018 годы.

Табл. 6.1 (в т.у.т.)

№	Статья	Предшествующие годы				Отчетный 2018
		2014	2015	2016	2017	
1	Приход					
1.1	Природный газ	—	6098,666	7073,797	9909,174	11737,643
1.2	Дизельное топливо	—	1501,878	1835,256	2341,963	2807,985
	Итого	—	7600,544	8909,053	12251,137	14545,629
2	Расход					
2.1	Технологическое использование, всего, в том числе:					
2.1.1	нетопливное использование (в виде сырья)	—	—	—	—	—
2.1.2	нагрев	—	—	—	—	—
2.1.3	сушка	—	—	—	—	—
2.1.4	обжиг (плавление, отжиг)	—	—	—	—	—
2.1.5	бытовое использование	—	—	—	—	—
2.2	На выработку тепловой энергии в котельной, всего, в том числе:					
2.2.1	В котельной	—	7600,544	8909,053	12251,137	14545,629
	Итого	—	7600,544	8909,053	12251,137	14545,629

Распределение выработки тепловой энергии по котельным отражено в таблице 6.2.

Табл. 6.2

№ п/п	Наименование котельной	Проектная мощность, Гкал/час	Усредненный КПД, %	Потребление котельно-печного топлива энергии за отчетный (базовый) год, тыс. т.у.т.	Выработка тепловой энергии за отчетный (базовый) год, Гкал
1.	БКУ-16, блочная котельная установка. Пензенская область, Пензенский район, с. Засечное, в районе дома №3 по ул. Светлая.	13,757	91,2	4 930,2	29 351,33
2.	Крышная котельная №30. Пензенская	2,27	91,4	431,9	2 692,917



№ п/п	Наименование котельной	Проектная мощность, Гкал/час	Усредненный КПД, %	Потребление котельно- печного топлива энергии за отчётный (базовый) год, тыс. т.у.т.	Выработка тепловой энергии за отчётный (базовый) год, Гкал
	область, Пензенский район, с. Засечное, ул. Светлая 7.				
3.	Крышная котельная №31. Пензенская область, Пензенский район, с. Засечное, ул. Радужная 8.	2,08	91,0	441,6	2 754,142
4.	Крышная котельная №32. Пензенская область, Пензенский район, с. Засечное, ул. Радужная 10.	2,06	92,	360,7	2 248,764
5.	Крышная котельная №33. Пензенская область, Пензенский район, с. Засечное, ул. Светлая 9.	2,15	91,1	366,5	2 285,559
6.	Крышная котельная №34. Пензенская область, Пензенский район, с. Засечное, ул. Радужная 12.	2,58	91,2	436,7	2 723,436
7.	Крышная котельная №35. Пензенская область, Пензенский район, с. Засечное, ул. Олимпийская 6.	2,58	91,85	457,6	2 852,551
8.	Крышная котельная №36. Пензенская область, Пензенский район, с. Засечное, ул. Олимпийская 8.	2,58	91,0	454,6	2 832,579
9.	Крышная котельная №37. Пензенская область, Пензенский район, с. Засечное, ул. Изумрудная 7.	2,15	91,3	309,1	1 927,359
10.	Крышная котельная №38. Пензенская область, Пензенский район, с. Засечное, ул. Светлая 11.	2,58	91,4	502,6	3 134,769
11.	Крышная котельная №39. Пензенская область, Пензенский район, с. Засечное, ул. Изумрудная 9.	2,58	91,1	433,8	2 703,981
12.	Крышная котельная №53. Пензенская область, Пензенский район, с. Засечное, ул. Светлая 12.	2,58	91,0	566,4	3 533,181
13.	Крышная котельная №57. Пензенская область, Пензенский район, с. Засечное, ул. Изумрудная 1.	2,58	91,0	444,2	2 769,57
14.	Крышная котельная №51. Пензенская область, Пензенский район, с. Засечное, ул. Радужная 6.	2,58	91,2	443,6	2 766,039
15.	Крышная котельная №62. Пензенская область, Пензенский район, с. Засечное, ул. Олимпийская 10.	2,58	91,3	348,7	2 174,419
16.	Крышная котельная №61. Пензенская область, Пензенский район, с. Засечное,	1,72	91,4	408,9	2 549,238



№ п/п	Наименование котельной	Проектная мощность, Гкал/час	Усредненный КПД, %	Потребление котельно-печного топлива энергии за отчётный (базовый) год, тыс. т.у.т.	Выработка тепловой энергии за отчётный (базовый) год, Гкал
	ул. Изумрудная 10.				
17.	Крышная котельная №64. Пензенская область, Пензенский район, с. Засечное, ул. Фонтанная 11.	2,58	91,2	773,2	4 820,372
18.	Крышная котельная №65. Пензенская область, Пензенский район, с. Засечное, ул. Фонтанная 9.	2,58	91,2	726,0	4 524,708
19.	Крышная котельная №58. Пензенская область, Пензенский район, с. Засечное, Прибрежный бульвар 3.	1,72	91,3	577,4	3 599,848
20.	Блочная котельная установка БКУ-6,6. Пензенская область, Пензенский район, в 6 очереди строительства в районе микрорайона №5 "Терновка".	5,68	91,4	734,3	4 533,742
21.	Крышная котельная №50. Пензенская область, Пензенский район, с. Засечное, Прибрежный бульвар 1.	2,15	91,0	436,7	2 722,759
Итого:		64,117		14584,7	89 501,263

Инструментальное обследование котельного оборудования

Измерение КПД котлов производилось газоанализатором дымовых газов Kane-425, внесенным в реестр СИ РФ под №35479-07, результаты измерений отражены в таблице.

Прибор позволяет измерять:

- содержание O₂, CO в дымовых газах;
- температуру дымовых газов, наружного воздуха;
- дифференциальное давление в газоходе.

Прибор производит вычисления:

- содержание CO₂
- соотношения CO/CO₂
- коэффициент эффективности горения
- коэффициент избытка воздуха

№ п/п	Наименование котельной установки	Значение фактического КПД, %
1	ELLPREX 4000 HT ELLPREX 4000 HT ELLPREX 4000 HT ELLPREX 4000 HT	91,2
2	ALLPHA E 1320 ALLPHA E 1320	91,4
3	ALLPHA E 1100	91,0



	ALLPHA E 1320	
4	ICI REX 120 ICI REX 120	92,
5	DUOTHERM 1000 DUOTHERM 1500	91,1
6	DUOTHERM 1500 DUOTHERM 1500	91,2
7	DUOTHERM 1500 DUOTHERM 1500	91,85
8	DUOTHERM 1500 DUOTHERM 1500	91,0
9	DUOTHERM 1500 DUOTHERM 1500	91,3
10	DUOTHERM 1000 DUOTHERM 1500	91,4
11	DUOTHERM 1500 DUOTHERM 1500	91,1
12	DUOTHERM 1500 DUOTHERM 1500	91,0
13	DUOTHERM 1500 DUOTHERM 1500	91,0
14	DUOTHERM 1500 DUOTHERM 1500	91,2
15	DUOTHERM 1500 DUOTHERM 1500	91,3
16	DUOTHERM 1000 DUOTHERM 1000	91,4
17	DUOTHERM 1500 DUOTHERM 1500	91,2
18	DUOTHERM 1500 DUOTHERM 1500	91,2
19	CUMUS MFH 4000 CUMUS MFH 4000	91,3
20	ELLPREX 2200 ELLPREX 2200	91,4
21	DUOTHERM 1500 DUOTHERM 1500	91,0
Среднее значение КПД, %		91,2

Расчёт сетевых потерь на теплотрассах

	Характеристики теплотрассы	Средняя	Тип	q _{из.н.}	Часовые
--	----------------------------	---------	-----	--------------------	---------



№				температура теплоносителя*)	прокладки	ккал/ч*м	потери		
	Условный диаметр, мм		Длина, м.				Утепление	Q _{из.н.год} ,	
								Гкал/ч	
	Подача	Обратка							
1	32		12,8	ППУ изоляция	Подземный	18	0,0002765		
		32				50	18	0,0002765	
2	45		65			19	0,0025445		
		45	50			19	0,0025445		
3	45		12,8			105	30	0,0004608	
		45				70	30	0,0004608	
4	57		734,3			65	22	0,0193855	
		57				50	22	0,0193855	
5	57		6,5			105	34	0,0002652	
		57				70	34	0,0002652	
6	76		371,6			65	25	0,011148	
		76				50	25	0,011148	
7	76		435,9			105	39	0,0204001	
		76				70	39	0,0204001	
8	89		782,4			65	27	0,0253498	
		89				50	27	0,0253498	
9	89		215,9			105	41	0,0106223	
		89				70	41	0,0106223	
10	108		455,7			65	29	0,0158584	
		108				50	29	0,0158584	
11	108		1416,2			105	52	0,0883709	
		108				70	52	0,0883709	
12	150		82,4			65	36	0,0035597	
		150				50	36	0,0035597	
13	133		427,5			105	52	0,026676	
		133				70	52	0,026676	
14	159		338			105	57	0,0221559	
		159				70	57	0,0221559	
15	325		119			105	90	0,0123165	
		325				70	90	0,0123165	
Итого по теплотрассе:								Общее	0,5187799
								Из них на ГВС	0,36254
								На отопление	0,15624

Расчет сетевых теплопотерь произведен в соответствии с методикой [10]. Тепловые сети спроектированы в период после 2004 года, поэтому пользуемся таблицами приложения №4 [10]. Продолжительность эксплуатации тепловых сетей системы отопления $181 \cdot 24 = 4344$ часов, то есть менее 5000 часов. Теплотрасса проложена при канальной прокладке (табл.4.3. приложения 4 [10]).

Продолжительность эксплуатации тепловых сетей системы ГВС $365 \cdot 24 = 8760$ часов, то есть более 5000 часов. Теплотрасса проложена при канальной прокладке (табл.4.3. приложения 4 [10]).



Определение значений часовых тепловых потерь, Гкал/ч, для среднегодовых (среднесезонных) условий эксплуатации трубопроводов тепловых сетей производится по формуле:

$$Q_{\text{из.н.год.}} = \Sigma(q_{\text{из.н.}} * L * \beta) 10^{-6},$$

где $q_{\text{из.н.}}$ - удельные часовые тепловые потери трубопроводами каждого диаметра, определенные пересчетом табличных значений норм удельных часовых тепловых потерь на среднегодовые (среднесезонные) условия эксплуатации, ккал/чм

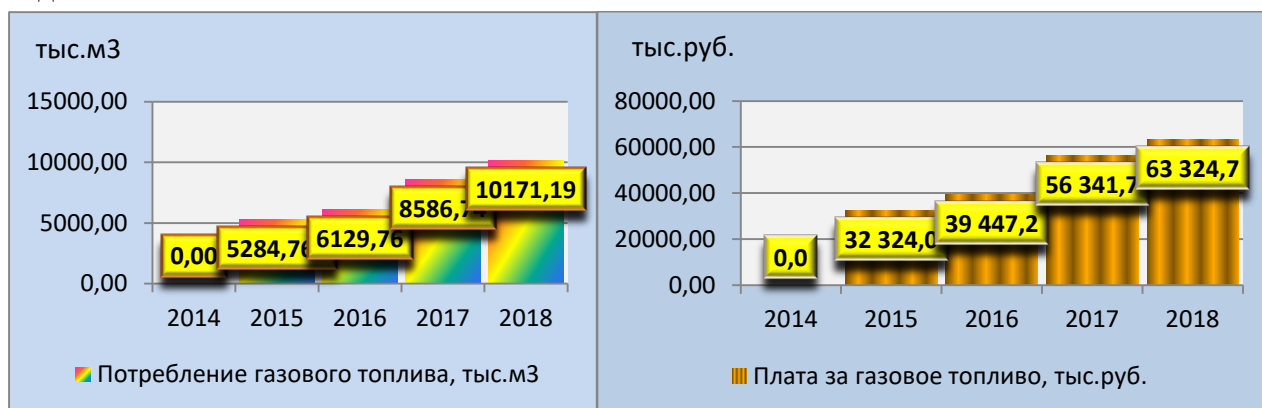
L - длина участка трубопроводов тепловой сети, м;

$\beta = 1,2$ - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери запорной и другой арматурой, компенсаторами и опорами (принимается 1,2 при диаметре трубопроводов до 150 мм и 1,15 - при диаметре 150 мм и более, а также при всех диаметрах трубопроводов бесканальной прокладки, независимо от года проектирования).

Годовые потери тепловой энергии для нужд отопления и ГВС в теплотрассе в 2018 году $Q_{\text{из.н.год.}} = 0,36254 * 24 * 181 + 0,15624 * 24 * 365 = 1574,85 + 1368,7 = 2943,56$ Гкал.

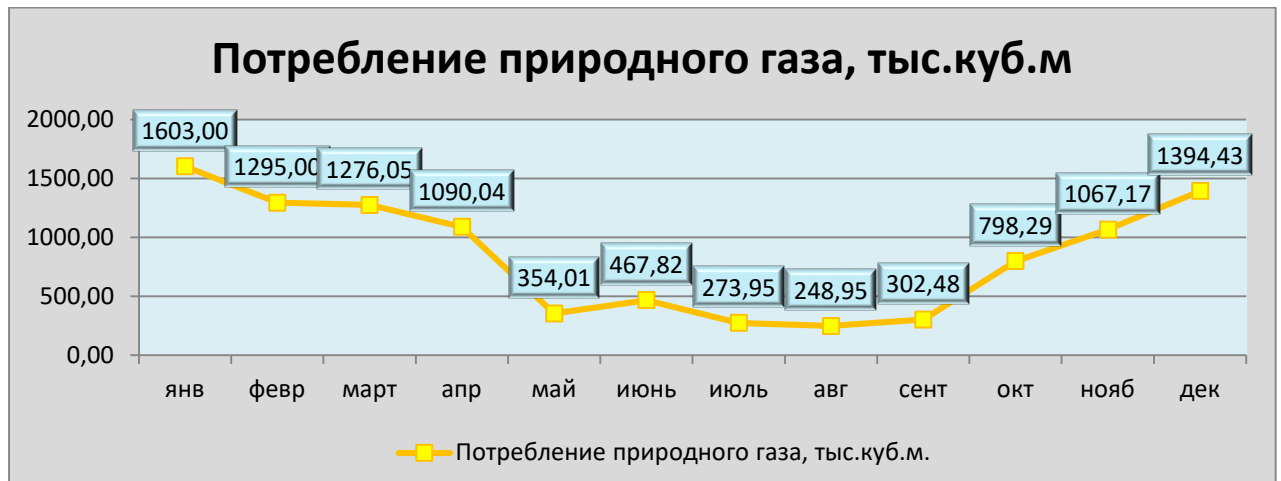
Что составляет 3,29% от передачи тепловой энергии на нужды отопления, ГВС.

Динамика потребления природного газа за 2018 г и предшествующие отчетному (базовому) годы.

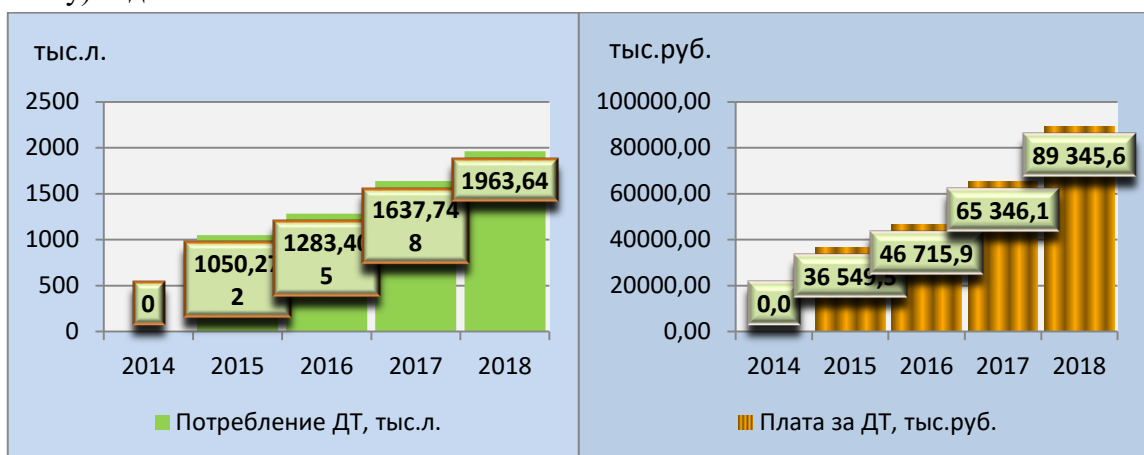


Динамика потребления природного газа за отчётный 2018 год ежемесячно

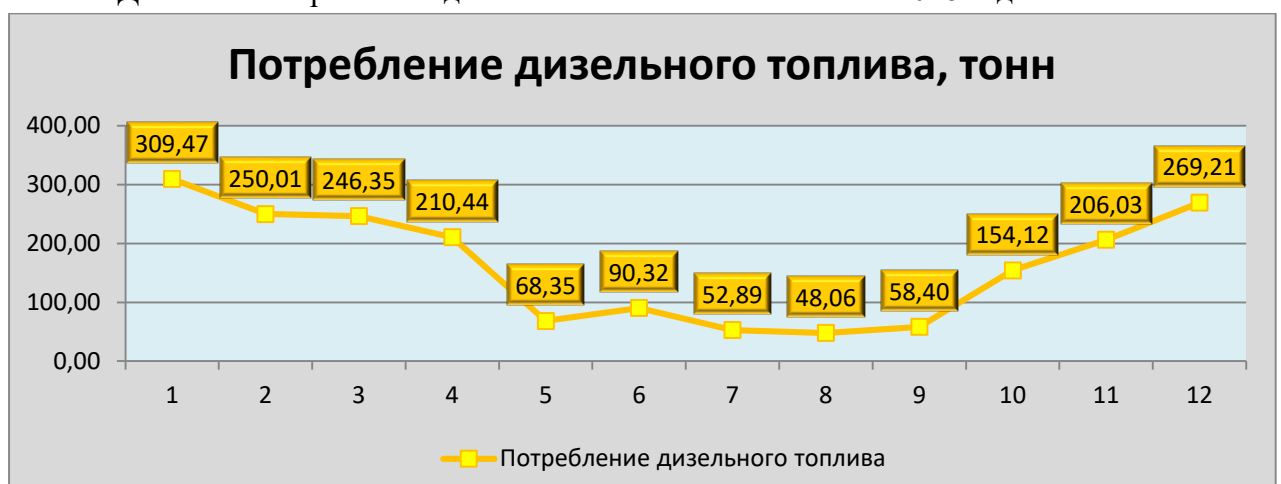




Динамика потребления дизельного топлива за 2018 г и предшествующие отчетному (базовому) годы.



Динамика потребления дизельного топлива за отчетный 2018 год помесечно



7. Потребление воды



Анализ договорных отношений

Поставщик воды ООО «Горводоканал» по договору:

Табл. 7.1

Реквизиты договора	Объект абонента	Договорной годовой объем, тыс. м ³	Прибор учёта
Договор №12264 от 14.11.14	Пензенская область, Пензенский р-он, с. Засечное, ул. Светлая (котельная БКУ-15), ул. Светлая, 7, ул. Радужная, 5.	144,944 67,283 44,975	ВД Х – 40, №12053190 ВСХН-50, №12589820 ВСХН-50, №13515102
Итого по предприятию		257,202	

Гарантийный срок эксплуатации счетчика составляет 5 лет.

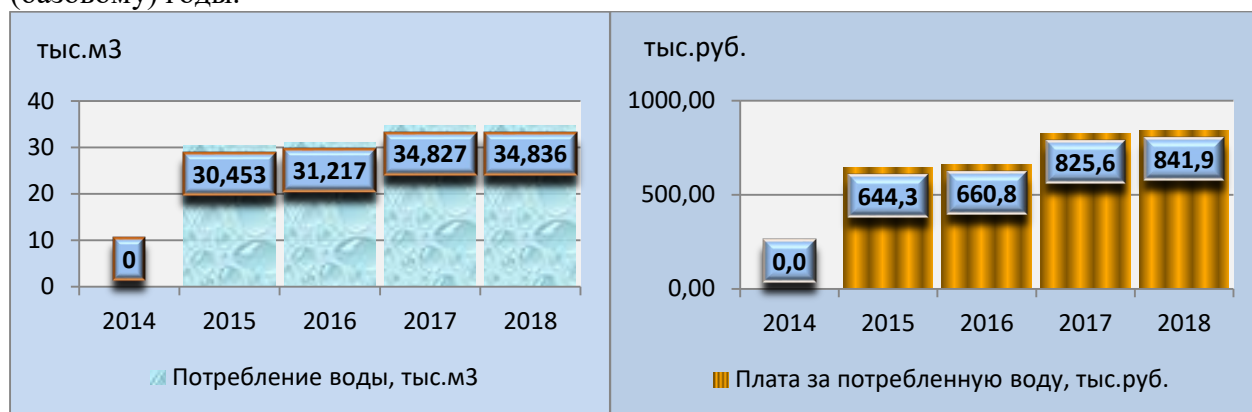
Согласованный договором годовой объем поставки воды составляет **257,202** тыс.м.куб.

Фактическое потребление воды в 2018 году составило 34,836 тыс.м.куб.

Динамика потребления воды

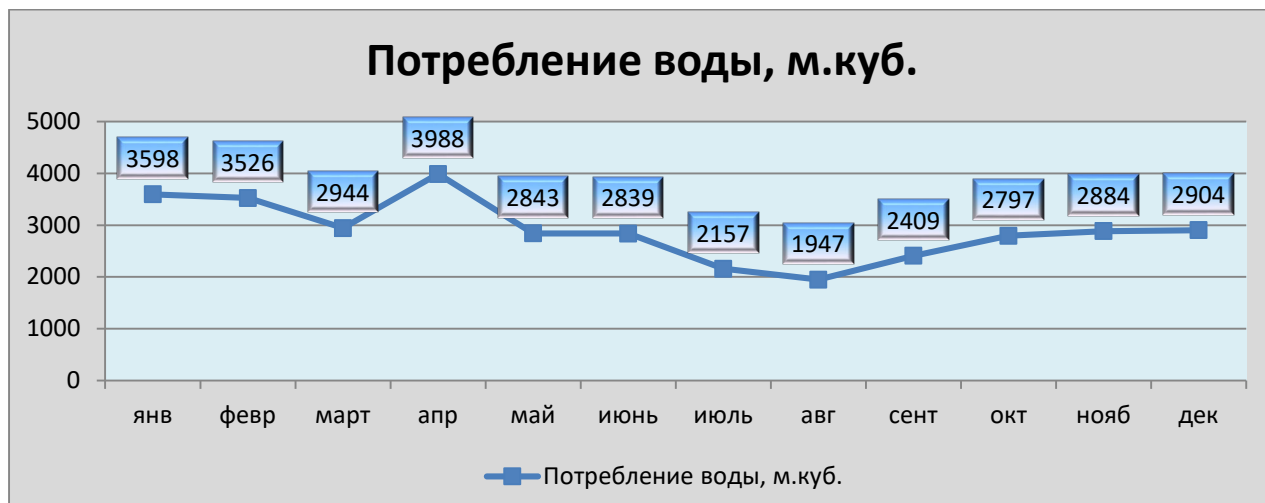
Вид потребления	Потребление, тыс.м ³ , по годам				
	2014	2015	2016	2017	2018
Технологический расход на производство основной продукции	-	30,453	31,217	34,827	34,836
Хозяйственно питьевые нужды	-	-	-	-	-
Итого расход	-	30,453	31,217	34,827	34,836

Динамика потребления моторного топлива за 2018 г и предшествующие отчетному (базовому) годы.



Динамика месячного потребления воды в базовом (отчётном) 2018 году





8. Сведения по балансу потребления видов моторного топлива.

Моторное топливо предприятие не потребляет и не учитывает.

9. Сведения об использовании вторичных энергетических ресурсов.

Вторичные тепловые энергетические ресурсы, а также альтернативные (местные) и возобновляемые виды ТЭР на предприятии не используются.

10. Показатели использования электрической энергии на цели освещения.

В ходе энергетического обследования произведен подсчет фактического количества светильников внутреннего и определена их установленная мощность. Определение параметров освещения производилось отдельно для энергосберегающих ламп и ламп накаливания.

Сводная ведомость приборов освещения приведена в таблице 10.1.

Табл. 10.1. Сводная ведомость освещения в 2018 году

Объект	Количество и установленная мощность светильников		Потребление, кВт*ч (базисный год)
	со световой предшествующие годы отдачей менее 35 лм/Вт		
	шт.	кВт	
Крышные котельные	76	7,22	1768,9
Котельные БКУ	52	3,12	764,4



ЦТП	24	1,44	352,4
РП	20	1,2	294
ТП	226	21,5	5267,5
Всего:	398	34,48	8447,2

Определение эффективности замены 270 ламп накаливания с общей установленной мощностью 26,8 кВт на светодиодные лампы Bellight E27 10 Вт с общей установленной мощностью 2,7 кВт см. Приложение 3.

11. Основные технические характеристики и потребление энергетических ресурсов основными технологическими комплексами.

Основные технические характеристики ресурсов

№ п.п	Наименование (марка) вида основного технологического комплекса	Тип	Основные технические характеристики			
			установленная мощность по электрической энергии, МВт	установленная мощность по тепловой энергии, Гкал/ч	производительность	
					единица измерения	значение
1	Котельные	БКУ	0,205	19,5	Гкал	33885,1
2	Котельные	Крышные	0,209	44,68	Гкал	55616,2
3	ЦТП	Модульные	0,1021	0	м.куб/час	345,23

Потребление ресурсов основными технологическими комплексами

№ п.п	Наименование (марка) вида основного технологического комплекса	Тип	Сведения о потреблении энергетических ресурсов			
			№ п.п	Вид энергетического ресурса	объем потребления за отчетный (базовый) год	
					единица измерения	значение
1	Котельные	БКУ	1	Вода	тыс. куб. м	0,288
			2	Дизельное топливо	тонн	1963,64
			3	Природный газ	н. куб. м	2441,317
			4	Электрическая энергия	кВт·ч	531,074
2	Котельные	Крышные	1	Природный газ	н. куб. м	3218,935
			2	Электрическая энергия	кВт·ч	255,71
3	ЦТП	Модульные	1	Вода	тыс. куб.	34,548



					М	
			2	Электрическая энергия	кВт·ч	236,15

12. Сведения о показателях энергетической эффективности.

На предприятии программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности принималась.

Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности ООО ПКФ "Энергетик-2001" в сфере услуг по передаче электрической энергии на 2016-2018. Дата утверждения 27.04.2015.

Оценка соответствия фактических показателей паспортным и расчетно-нормативным значениям

Показатель	Ед. изм.	Фактическое значение		Расчетно-нормативный показатель	
		Потребл. 2018 г.	Значение пок-ля	Потребл. 2018 г.	Значение пок-ля
Общая величина потерь электрической энергии при ее передаче.	%	2784,394 тыс. кВт*ч	6,2585	2817,8 тыс. кВт*ч	7,35
Оснащенность предприятия приборами учета электрической энергии по уровням напряжения СН1 и СН2	%		100		100
Общая величина потерь электрической энергии при ее передаче.	%	4252 Гкал	4,5	1359 Гкал	1,5

13. Описание линий передачи энергетических ресурсов и воды.

На предприятии имеются внешние сети теплоснабжения и ГВС.

Диаметр, мм	Длина в 2-х трубном исчислении, м		Вид прокладки	Тип утепления
	отопление	гвс		
325	118,78		подземный	Скорлупа ППУ
159	337,9		подземный	Скорлупа ППУ
133	427,5		подземный	Скорлупа ППУ
150		82,4	подземный	Скорлупа ППУ
108	1416,2	455,7	подземный	Скорлупа ППУ
89	215,9	782,4	подземный	Скорлупа ППУ
76	435,9	371,6	подземный	Скорлупа ППУ
57	6,5	734,3	подземный	Скорлупа ППУ
45	12,8	111,6	подземный	Скорлупа ППУ
32		12,8	подземный	Скорлупа ППУ

14. Сведения о количестве и установленной мощности трансформаторов.



На предприятии имеется 26 силовых трансформатора (СН1 – 2 шт.; СН2 – 24 шт) общей установленной мощностью 20160 кВА (СН1 – 8000 кВА; СН2 – 12160 кВА) и в городе Спутник 49 силовых трансформаторов (СН2 – 49 шт) общей установленной мощностью 77560 кВА

Табл. 15.1.

Сведения по Городу Спутник					
Номер подстанции	Марка трансформаторов	Характеристики трансформаторов			Присоединенная к подстанции нагрузка
		Кол-во	Мощность, кВА	2018 год, кВт*ч	
Напряжение 10,0 / 0,4 кВ					
КТП №1	ТМГ	1	1000	3148921	КНС-1; ЦТП-1; ТЦ «Луна»; ТЦ «Радужный»; Котельная; Д/сад; ж/дом «Лунная,5»; ж/дом «Светлая,8»; ж/дом «Радужная,9»; НО
		1	1000		
КТП №2	ТМГ	1	1000	2020959	ЦТП-2; офис «Термодом»; ж/дом «Радужная,5»; ж/дом «Радужная,7»; ж/дом «Радужная,3»; ж/дом «Радужная,2»; ж/дом «Лунная,1»; ж/дом «Лунная,2»; Артскважина (домик охр.)
		1	1000		
КТП №3	ТМГ	1	1000	1849621	ж/дом «Светлая,2»; ж/дом «Светлая,4»; ж/дом «Светлая,6»; ж/дом «Лунная,1а»; ж/дом «Лунная,3»; маг. Стройматериалов; маг. Пиротехники; НО
		1	1000		
КТП №4	ТМГ	1	1000	3085487	Общежитие столовая стр.№25 «Светлая,3»; ж/дом «Светлая,5»; ж/дом «Радужная,13»; ж/дом «Радужная,15»; ж/дом «Радужная,17»; ж/дом «Звездная,2»; ж/дом «Звездная,4»; ж/дом «Олимпийская,2»; ЦТП-3; НО; Поликлиника
		1	1000		
ТП №5	ТМГ	1	2500	2146456	ж/дом «Светлая,7»; ж/дом «Радужная,8»; НО
		1	2500	179	
ТП №6	ТМГ	1	1600	451	Дет/сад Спутник; ж/дом «Радужная,10»; НО
		1	1600	1316730	
ТП №7	ТМГ	1	1600	1047096	ж/дом «Радужная,12»; ж/дом «Радужная,14»; НО
		1	1600	123	



ТП №8	ТМГ	1	1600	552377	ж/дом «Светлая,9»; НО
		1	1600	106268	
ТП №9	ТМГ	1	1600	1241381	ж/дом «Светлая,11» НО
		1	1600	301827	
ТП №10		1	1600	145	ж/дом «Олимпийская,4»; ж/дом «Олимпийская,6»;
		1	1600	835225	
ТП №11		1	1600	0	ж/дом Олимпийская,8
		1	1600	1054010	
ТП №12		1	1600	1120825	ж/дом Изумрудная,7; ж/дом Изумрудная,9
		1	1600	51	
ТП №13		1	1600	418096	ж/дом Светлая,12; КНС-2; НО
		1	1600	251804	
ТП №14		1	2500	1865009	ж/дом Радужная, 6; Стройка ж/дом стр. №52; КНС-1; НО
		1	2500	4	
ТП №15		1	1000	9067	ж/дом Изумрудная,3 ж/дом Изумрудная,5. НО
		1	1000	496034	
ТП №16		1	1600	486197	ж/дом Бульвар Прибрежный, 3; ж/дом Изумрудная,1 НО
		1	1600	268585	
ТП №17		1	2500	362085	Котельная ФОК Радужная,4 дет/сад Радужная, ба; ж/дом Прибрежный бульвар,1; бассейн Дельфин; НО
		1	2500	973833	
ТП №18		1	2500	1422201	Котельная школы; Стройка ж/дом стр. №67; ж/дом Светлая 13
		1	2500		
ТП №19		1	2500	1508308	Школа; Пищеблок Школы; ж/дом Изумрудная,10
		1	2500		
ТП №20		1	2500	1805853	ж/дом Олимпийская,10; ж/дом Фонтанная,11; ж/дом Фонтанная,13
		1	2500		
ТП №21		1	1600	647267	ж/дом Фонтанная,7; ж/дом Фонтанная,9
		1	1600		
ТП №23		1	2500	1049160	Ресторан; Фонтан, Набережная Освещение набережной
		1	2500		
РП-1		1	40		Собственные нужды
		1	40		
РП-2		1	40		Собственные нужды
		1	40		
Напряжение 10,0 / 0,4 кВ					
ТП №22		1	400	273462	Набережная, Колесо обозрения
Итого		49	77560		

Сведения по ПУС			
Номер подстанции	Марка трансфор-	Характеристики трансформаторов	Присоединенная к подстанции нагрузка



	маторов	Кол- во	Мощность, кВА	2018 год, кВт*ч	
Напряжение 35 / 6,0 кВ					
ПС 35/6	ТМ	1	4000	3983840	
	ТМ	1	4000	3958866	
Итого		2	8000	7942707	
Напряжение 6,0 / 0,4 кВ					
ТП-8с	ТМЗ	1	1000	71200	ДСК-2 (стенные панели)
		1	1000	150600	
ТП-5с	ТМ	1	1000	180600	Цех сыпучих материалов и компрессорный цех.
		1	630	248880	
ТП-2к	ТМ	1	630	563400	Завод силикатного кирпича и мастерские.
		1	630	671400	
ТП-9с (открытая)	ТМГ	1	630	1062360	Склад готовой продукции и компрессорная станция
		1	630	185760	
КТП-12с	ТМ	1	630	285840	Арматурный цех.
ТП-2с	ТМ	1	630	293200	Формовочный цех, полигон.
ТП-1к	ТМ	1	400	263520	Транспортный цех и цех производства извести
		1	400	0	
ТП-7с	ТМ	1	400	1054800	АБЗ и завод Коникс (фактич. 1 трансф.)
		1	400	188040	
ТП-4с	ТМ	1	400	904680	Котельная ПУС
		1	400	0	
ТП-3с	ТМ	1	400	156000	Арматурный цех.
		1	400	513200	
ТП-6с	ТМ	1	320	274680	Столярный и арматурный (мало) цех.
		1	320	9360	
ТП-1с	ТМ	1	250	32080	Ж/д участок и формовочный цех.
		1	250	114240	
КТП-17	ТМ	1	250	81080	Столярный цех.
КТП-20	ТМ	1	160	58320	Арматурный цех, лаборатория и столовая.
КТП-11	ТМ	1	630	77600	Цех оцилиндровки бревен
ТП-10	ТМ	1	630	12280	
Итого		26	13420	7453120	
КТП-30	ТМ	1	400	24360	Абоненская ООО «Лером»
Итого		26	13190	24360	

15. Сведения об устройствах компенсации реактивной мощности.

На предприятии устройства компенсации реактивной мощности отсутствуют.

16. Сведения о величине потерь переданных энергетических ресурсов.



Предприятие передает электрическую энергию сторонним потребителям.
Размерпотерь при ее передаче за 2014-2018 год приведен в табл.17.1.

Табл.17.1

Показатель	Един. измер.	Значение показателя по годам				
		2014	2015	2016	2017	2018
Прием электроэнергии в сеть, всего	тыс. кВт*ч	11753,8	24219,769	34909,885	39438,348	44489,571
Технологический расход Предприятия (учреждения)	тыс. кВт*ч					
Расход на собственные нужды	тыс. кВт*ч	-	970,378	1341,011	1195,526	1554,008
Объем (количество) переданной потребителям электроэнергии	тыс. кВт*ч	10901,1	21559,641	31238,178	35780,49	40151,169
Фактические (отчетные) потери электроэнергии	тыс. кВт*ч	852,7	1689,75	2330,696	2462,332	2784,394
	процент	7,2546	6,9767	6,6763	6,2435	6,2585
Потери электроэнергии, утвержденные в РЭК	тыс. кВт*ч	859,9	1156,7	1555,4	2106,8	2817,8
	процент	8,54	7,715	7,69	7,526	7,35
Реквизиты приказа об утверждении норматива		Приказ ФСТ от 28.11.2013г. №220-э/1	Приказ ФСТ от 30.01.2015г. №101-э	Приказ ФАС России от 30.11.2015г. №1184/15- ДСП	Приказ ФАС России от 17.11.2016 г. №1601/16- ДСП	Приказ ФАС России от 30.11.2017г.

17. Потенциал энергосбережения и оценка возможной экономии энергетических ресурсов.



440031, г. Пенза, ул. Силикатная, 18-37
ОГРН 1115836001126, ИНН/КПП 5836645410/583701001
Тел.: +7(8412)29 43 13, +7(963)107 68 53
www.epart58.ru, e-mail: info@epart58.ru, enpartner@yandex.ru



(эффективность мероприятий рассчитана в приложении)

Табл. 18.1.

№ п/п	Расчетные показатели предлагаемых к реализации энергосберегающих мероприятий					
	Наименование мероприятий по видам энергетических ресурсов	Затраты, тыс. руб. (план)	годовая экономия ТЭР (план)			средний срок окупаемости (план), лет
			в натуральн. выражен.	единица измерения	в стоимостном выражении (тыс. руб.)	
1	По электрической энергии	30,375	5,909	тыс.кВт*ч	37,52	0,81
1.1	На объектах предприятия замена 270 ламп накаливания с общей установленной мощностью 26,8 кВт на светодиодной лампы с общей установленной мощностью 2,7 кВт.	30,375	5,909	тыс.кВт*ч	37,52	0,81
2	По тепловой энергии	3131,771	24021,86	Гкал	37004,466	0,0846
2.1	Модернизация существующих ступенчатых на модулируемые горелки.	2723	20759,7	Гкал	31919,486	0,0846
2.2	Промывка системы теплоснабжения.	276,13	2685,03	Гкал	4136,2	0,149
2.3	Изоляция трубопроводов систем теплоснабжения.	132,641	577,13	Гкал	888,78	0,149
8	ИТОГО:	3162,146	24027,77		37041,99	0,8946

18. Перечень типовых мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.
(эффективность мероприятий рассчитана в приложении)

Табл. 19.1.

№	Наименование мероприятия, вид энергетического ресурса	Годовая экономия энергетических ресурсов			Затраты, тыс.руб.	Согласованный срок внедрения
		в натуральном выражении		По стоимости, тыс. руб.		
		Един. измер.	Кол-во			
1	Наладка сетей теплоснабжения, приведение гидравлических параметров в соответствии с расчетными нагрузками и оптимальной температурой внутри помещений, Тепловая энергия	Тыс.руб	552,88	-	120	4 квартал 2019 г.
2	Провести обучение специалиста предприятия по программе энергосбережения и повышения энергетической эффективности.	Тыс.руб	30	-	15	3 квартал 2019 года
1	На объектах предприятия замена 270 ламп накаливания с общей	тыс. кВт·ч	- 0,005	-37,52	20,25	3 квартал 2019 года



	установленной мощностью 26,8 кВт на светодиодной лампы с общей установленной мощностью 2,7 кВт.		91			
	Изоляция трубопроводов систем теплоснабжения. Природный газ	тыс. н. куб. м	- 345,7 5	- 2154,02	276,1 3	3 квартал 2019 г.
	Промывка системы теплоснабжения. Природный газ	тыс. н. куб. м	-74,31	-463	132,6 41	2 квартал 2019 г.
1	Модернизация существующих ступенчатых на модулируемые Горелки. Природный газ	тыс. н. куб. м	-2,673	- 31979,4 86	2787, 1	2 квартал 2019 г.
	Котельно-печное топливо	т у.т.		- 34634,0 26	3216, 121	
	Тепловая энергия	Гкал				
	Электроэнергия	тыс. кВт·ч	- 0,005 91			
	Моторное топливо	тыс. т				
	Смазочные материалы	тыс. т				
	Природный газ	тыс. м³	- 487,8 38			
	Вода	м³				
	Общий экономический эффект от реализации мероприятий	тыс. руб./год		34634,026		

19. Перечень должностных лиц, ответственных за обеспечение мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Приказом по ООО ПКФ «Энергетик-2001» № 01 от 17.01.14 г. ответственными за обеспечение мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности назначен:

Табл. 20.1.

№ п/п	Ф.И.О.	Наименование должности	Контактная информация (номера телефонов, факсов, адреса электронной почты)	Основные функции и обязанности по обеспечению мероприятий
1	Степанов Антон Михайлович	Исполнительный директор	Тел. 89273752771	Обеспечение рационального использования энергетических ресурсов. Планирование мероприятий по повышению энергетической эффективности учреждения. Реализация плана мероприятий по энергосбережению.



2	Косенков Алексей Алексеевич	Главный инженер	Тел. 89273962622	Обеспечение рационального использования энергетических ресурсов. Планирование мероприятий по повышению энергетической эффективности учреждения. Реализация плана мероприятий по энергосбережению.
3	Фоканов Александр Сергеевич	Начальник электросетевого района	Тел. 89631029966	Обеспечение рационального использования энергетических ресурсов. Планирование мероприятий по повышению энергетической эффективности учреждения. Реализация плана мероприятий по энергосбережению.

20. Сведения о квалификации персонала, обеспечивающего реализацию мероприятий по энергосбережению.

Персонал предприятия, обеспечивающий реализацию мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, не проходил повышение квалификации (обучение) по учебным программам энергосбережения и повышения энергетической эффективности.



Список используемой литературы.

1. ОКОПФ Общероссийский классификатор организационно-правовых форм (в ред. изменения N1/99) ОК 028-99. Дата введения 2000-01-01
2. ОКВЭД Общероссийский классификатор видов экономической деятельности ОК 029-2001 (КДЕС Ред.1) введен в действие постановлением Госстандарта РФ от 6 ноября 2001 г. N 454-ст Дата введения 2003-01-01
3. ОКП Общероссийский классификатор продукции (ОКП Регистрационный номер: ОК 005-93. Введен в действие Постановлением Госстандарта России от 30 декабря 1993 г. N 301 с 1 июля 1994 г.
4. ОКУН Общероссийский классификатор услуг населению. ОК 002-93. Дата начала действия: 01.12.1998
5. ОКАТО. Общероссийский классификатор объектов административно-территориального деления. ОК 019-95 Дата введения 01.01.1997г.
6. Постановление правительства Российской Федерации от 31 августа 2006 г. N 530 «Об утверждении правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики».
7. "Правила учета тепловой энергии и теплоносителя", Москва, 1995г.
8. "Об утверждении Правил технической эксплуатации нефтебаз" (Приказ Минэнерго) РФ от 19 июня 2003 г. N 232).
9. Инструкция по учету нефтепродуктов на магистральных нефтепродуктопроводах (РД 153-39-011-97).
10. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 325 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».
11. «Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения», М.; ЗАО «Роскоммунэнерго», 2003 г.
12. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»
13. СН 23-101-2004 «Проектирование тепловой защиты».
14. СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий».
15. СНиП 23-01-99* «Строительная климатология»
16. СНиП 31-03-2001 "Производственные здания"
17. ГОСТ 30494 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях».
18. СНиП 41-01-2003 "Отопление, вентиляция и кондиционирование"
19. Постановление Правительства РФ от 15 мая 2010 г. №340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности».
20. Приказ Министерства регионального развития Российской Федерации от 07 июня 2010 г. № 273.
21. Методические рекомендации "Нормы расхода топлив и смазочных материалов на автомобильном транспорте" (утверждены Распоряжением Минтранса РФ от 14 марта 2008 г. N АМ-23-р)
22. О порядке пересчета количества нефтепродуктов из объемных единиц в весовые, письмо ФНС РФ от 24 марта 2005 г. N 03-3-09/0412/23
23. Строительная климатология / НИИ строит, физики. - М.: Стройиздат, 1990. - (Справочное пособие к СНиП).



24. Научно-прикладной справочник по климату СССР. - Серия 3. Многолетние данные. -Ч. 1-6. - СПб.: Гидрометеиздат, 1989-1998. - Вып. 12.
25. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 325 "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии".
26. Приказ Федеральной службы государственной статистики Министерства экономического развития РФ от 20 июля 2009 г. N146 «Об утверждении указаний по заполнению форм федерального статистического наблюдения № 11-ТЭР «Сведения об использовании топлива, теплоэнергии и электро энергии на производство отдельных видов продукции, работ (услуг)» и приложения к форме № 11-ТЭР «Сведения об использовании вторичных энергетических ресурсов», № 4-ТЭР «Сведения об остатках, поступлении и расходе топлива и теплоэнергии, сборе и использовании отработанных нефтепродуктов».
27. Приказ Министерства экономического развития РФ от 17.02.2010 г. №61 «Об утверждении примерного перечня мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, который может быть использован в целях разработки региональных и муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности».
28. Приказ Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 г. N 326 "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям"
29. СНиП 2.04.01-85* «Внутренний водопровод и канализация зданий»
30. Расчет, нормирование и снижение потерь электрической энергии при ее передачи по электрическим сетям. Учебно-методическое пособие. – М., 2006. В.Э. Воротницкий, С.В. Заслонов, М.А. Калинкина.
31. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. Ю.С. Железко, А.В. Артемьев.
32. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей, В. И. Манюк, Я. И. Каплинский, Э. Б. Хиж и др., М.: Стройиздат, 1988 г.
33. Рекомендации по расходу топлива машинами для содержания, ремонта автомобильных дорог и объектов внешнего благоустройства поселений., Постановление Госкомитета РФ по строительству и жилищно-коммунальному комплексу от 09.03.2004 г. №36.
34. Инструкция по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям
35. ТСН-23-332-2002 Пензенской области «Энергетическая эффективность жилых и общественных зданий. Нормативы по энергопотреблению и теплозащите»

