



## **Аннотация**

В выпускной квалификационной работе бакалавра рассчитано и обосновано снижение потерь электрической энергии в сетях 0,4 кВ микрорайона малоэтажной застройки. Снижение потерь достигается путем замены существующих линий, выполненных голыми проводами, на провода типа СИП-2А, что позволит повысить качество электроэнергии, поставляемой потребителям за счет увеличения пропускной способности линий. Применение СИП позволит повысить уровень электробезопасности и экологичности. Будет обеспечено соблюдение норм, действующих на территории РФ и будет обеспечена безопасность жизни и здоровья людей. Внедрение мероприятий, предложенных в работе в будущем позволит снизить затраты на проведение ремонтов и технического обслуживания элементов системы электроснабжения, снизить объемы недоотпущенной электрической энергии потребителям из-за unplanned отключений и вывода в ремонт элементов системы электроснабжения, а также позволит создать резерв пропускной способности на перспективу.

ВКР бакалавра состоит из записки объемом 52 листа и графической части, включающей в себя 6 листов формата А1.

## Содержание

	стр
Введение	4
1 Характеристика объекта проектирования и существующей системы электроснабжения	6
1.1 Система электроснабжения жилого микрорайона до реконструкции воздушных линий	7
1.2 Система электроснабжения жилого микрорайона после проведения реконструкции воздушных линий	13
1.3 Выбор оборудования для монтажа воздушных линий электропередач, выполненных изолированными проводниками	19
1.4 Расчет значений токов КЗ	23
1.5 Выбор и проверка электроаппаратов на стороне 0,4 кВ	28
2 Внедрение Smart IMS для автоматизации учета электрической энергии	31
2.1 Состав системы	31
2.2 Преимущества при использовании АИИСКУЭ	33
2.3 Аппаратная часть системы учета	33
3 Модернизация системы наружного освещения	38
4 Расчет защитного заземления трансформаторной подстанции	41
5 Оценка экономической эффективности реконструкции системы электроснабжения коттеджного поселка	44
Заключение	49
Список использованных источников	50

## Введение

При построении системы электроснабжения следует учитывать требуемую надежность электроснабжения электроприемников, требуемое качество электрической энергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 [1-3].

Проектирование систем электроснабжения включает в себя целый комплекс вопросов: определение расчетных электрических нагрузок, построение схемы внешнего и внутреннего электроснабжения, выбор электрооборудования, компенсация реактивной мощности и качество электрической энергии и др.

Оптимальное построение системы электроснабжения зависит от многих факторов: наличия необходимой документации и ее соответствия современным требованиям, характеристик проектируемого объекта, структуры объекта и его установленной мощности, территориального расположения структурных элементов и т.д.

В настоящее время наблюдается снижение надёжности электроснабжения потребителей, снижение качества электрической энергии и увеличение потерь в распределительных сетях. Эти проблемы возникают и в относительно новых микрорайонах с малоэтажной застройкой. Примером может послужить жилой микрорайон «Царское село». С каждым годом растет число построенных коттеджей, что приводит к росту нагрузки в воздушных сетях выполненных «голым» проводом. Для решения этой проблемы планируется провести реконструкцию воздушных линий с целью снижения потерь электроэнергии в сети 0,4 кВ.

Целью выпускной квалификационной работы является снижение потерь электрической энергии в сетях 0,4 кВ жилого микрорайона «Царское село».

Задачами работы являются: анализ системы электроснабжения жилого микрорайона до реконструкции воздушных линий; разработка системы электроснабжения жилого микрорайона после проведения реконструкции воздушных линий; выбор оборудования для монтажа воздушных линий

электропередач, выполненных изолированными проводниками; расчет значений токов КЗ; выбор и проверка электроаппаратов на стороне 0,4 кВ; внедрение Smart IMS для автоматизации учета электрической энергии; модернизация системы наружного освещения; расчет защитного заземления трансформаторной подстанции; оценка экономической эффективности реконструкции системы электроснабжения коттеджного поселка.

# 1 Характеристика объекта проектирования и существующей системы электроснабжения

Жилой микрорайон «Царское село» располагается между Автозаводским и Центральным районами города Тольятти. Схема расположения 149 коттеджей представлена на рисунке 1.

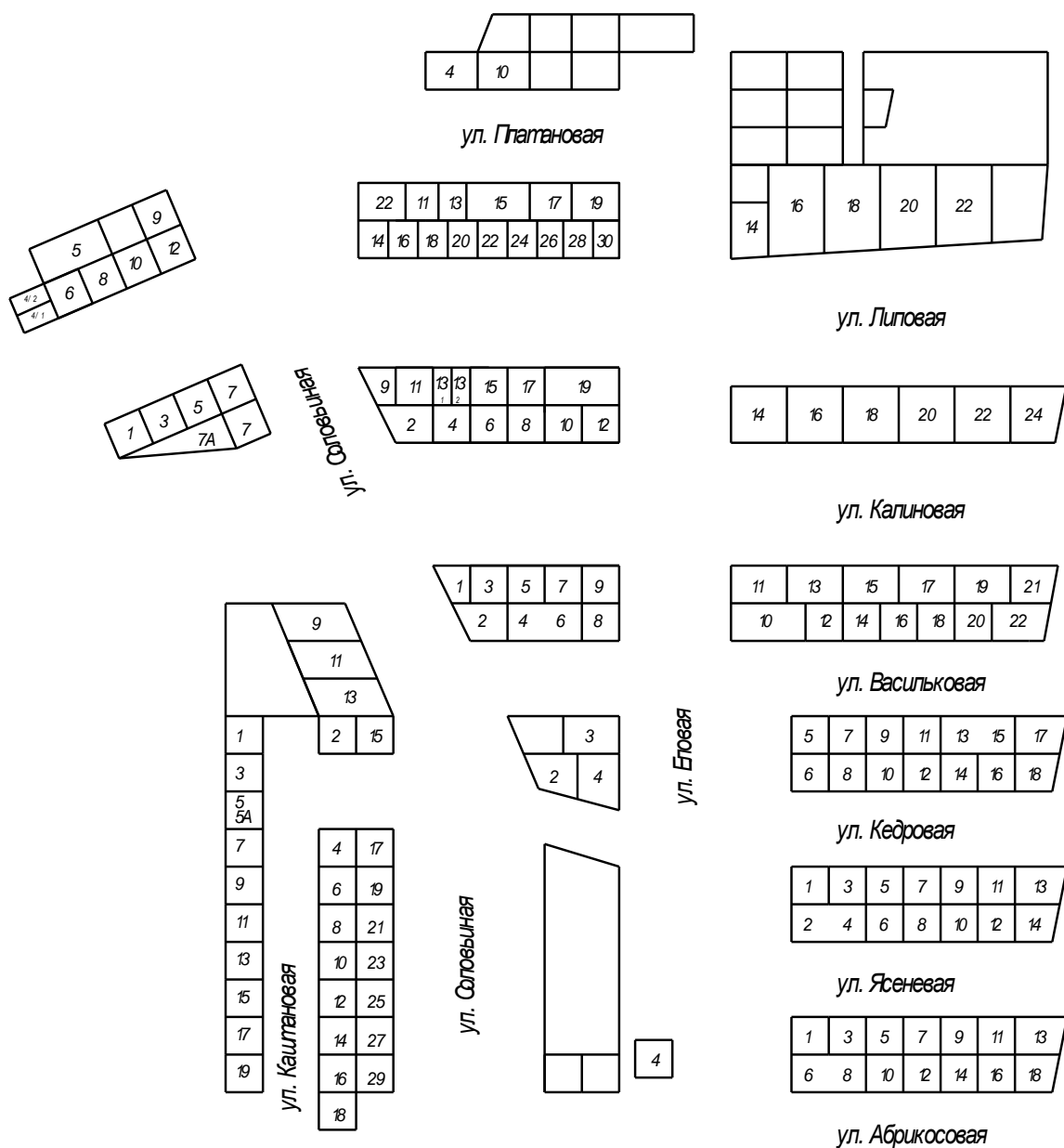


Рисунок 1 – Схема расположения коттеджей в жилом микрорайоне «Царское Село»

## 1.1 Система электроснабжения жилого микрорайона до реконструкции воздушных линий

Электроснабжение жилого микрорайона осуществляется по воздушным линиям электропередачи номинальным напряжением 0,4 кВ, выполненным голыми проводами марки А, от двух КТП напряжением 6/0,4 кВ.

Разобьем коттеджи на группы для вычисления годовых потерь электрической энергии. Исходные данные сведем в таблицу 1.

Таблица 1 – Исходные данные по группам коттеджей

№ группы коттеджей	$n_{кот}$ , шт	$F$ , мм <sup>2</sup>	$l$ , км	$I_p$ , А	$r_0$ , Ом/км
1	21	35	0,545	170	0,91
2	7 (+21)	50	0,24	215	0,63
3	2	35	0,046	170	0,91
4	36	35	1,27	170	0,91
5	2 (+2+36)	50	0,25	215	0,63
6	9	35	0,181	170	0,91
7	6	35	0,168	170	0,91
8	10 (+9+6)	50	0,293	215	0,63
9	5	35	0,273	170	0,91
10	12	35	0,283	170	0,91

Определим годовое потребление электрической энергии группой коттеджей №1 [4]

$$W = W_1 \cdot n, \quad (1)$$

$$W = 5600 \cdot 21 = 117600 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определим годовое потребление электрической энергии группой коттеджей №2

$$W = 5600 \cdot 28 = 156800 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определим годовое потребление электрической энергии группой коттеджей №3

$$W = 5600 \cdot 2 = 11200 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определим годовое потребление электрической энергии группой коттеджей №4

$$W = 5600 \cdot 36 = 201600 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определим годовое потребление электрической энергии группой коттеджей №5

$$W = 5600 \cdot 37 = 240800 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определим годовое потребление электрической энергии группой коттеджей №6

$$W = 5600 \cdot 9 = 50400 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определим годовое потребление электрической энергии группой коттеджей №7



$$W = 5600 \cdot 6 = 33600 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определим годовое потребление электрической энергии группой коттеджей №8

$$W = 5600 \cdot 25 = 140000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определим годовое потребление электрической энергии группой коттеджей №9

$$W = 5600 \cdot 5 = 28000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определим годовое потребление электрической энергии группой коттеджей №10

$$W = 5600 \cdot 12 = 67200 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Суммарное годовое потребление электрической энергии жилым микрорайоном составляет 1047200 кВт·ч.

1.1.1 Расчет годовых потерь активной мощности и электрической энергии в воздушных линиях электропередачи

Определим годовые потери активной мощности и электрической энергии в воздушных линиях электропередачи напряжением 0,4 кВ для группы коттеджей №1.

Найдем суммарное значение годовых потерь электрической энергии в ЛЭП

$$\Delta W = \Delta P \cdot T_g, \quad (2)$$

где  $T_g = 8760$  ч.

$$\Delta W = 1,018 \cdot 8760 = 8917,68 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определим значение средних потерь активной мощности

$$\Delta P = 3I_{ск}^2 \cdot R \cdot 10^{-3}, \quad (3)$$

$$\Delta P = 3 \cdot 26,159^2 \cdot 0,496 \cdot 10^{-3} = 1,018 \text{ кВт}.$$

Определим значение среднеквадратичного тока в ЛЭП

$$I_{ск} = k_\phi \cdot I_{cp}, \quad (4)$$

$$I_{ск} = 1,08 \cdot 24,221 = 26,159 \text{ А}.$$

Определим значение среднего тока в ЛЭП

$$I_{cp} = \frac{W}{T_g \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi_{срв}}, \quad (5)$$

$$I_{cp} = \frac{117600}{8760 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,8} = 24,221 \text{ А}.$$

Найдем активное сопротивление ЛЭП

$$R = r_0 \cdot l, \quad (6)$$

$$R = 0,91 \cdot 0,545 = 0,496 \text{ Ом/км}.$$

Найдем стоимость потерь электрической энергии в ЛЭП

$$C = C_0 \cdot \Delta W, \quad (7)$$

$$C = 2,55 \cdot 8917,68 = 22740,1 \text{ руб / год.}$$

Результаты расчетов для других группы коттеджей сведем в таблицу 2.

Таблица 2 - Годовые потери активной мощности и электрической энергии в воздушных линиях электропередачи

№ группы	$R, \text{ ом / км}$	$I_{cp}, A$	$I_{ск}, A$	$\Delta P, \text{ кВт}$	$\Delta W, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$	$C, \text{ руб / год}$
1	0,496	24,221	26,159	1,018	8919,485	22744,686
2	0,151	32,295	34,878	0,551	4827,391	12309,848
3	0,151	2,307	2,491	0,003	24,630	62,805
4	1,156	41,522	44,844	6,974	61091,718	155783,881
5	0,158	49,595	53,563	1,360	11912,790	30377,615
6	0,165	10,380	11,211	0,062	544,990	1389,724
7	0,153	6,920	7,474	0,026	224,602	572,735
8	0,185	28,835	31,141	0,538	4714,887	12022,961
9	0,248	5,767	6,228	0,029	252,820	644,691
10	0,258	13,841	14,948	0,173	1514,962	3863,153
Итого				10,734	94028,274	239772,099

## 1.2 Система электроснабжения жилого микрорайона после проведения реконструкции воздушных линий

Предлагается выполнить реконструкцию воздушных линий электропередачи напряжением 0,4 кВ с заменой голых проводов на самонесущие изолированные провода типа СИП-2А [5, 6].

Структура провода типа СИП-2А приведена на рисунке 2.

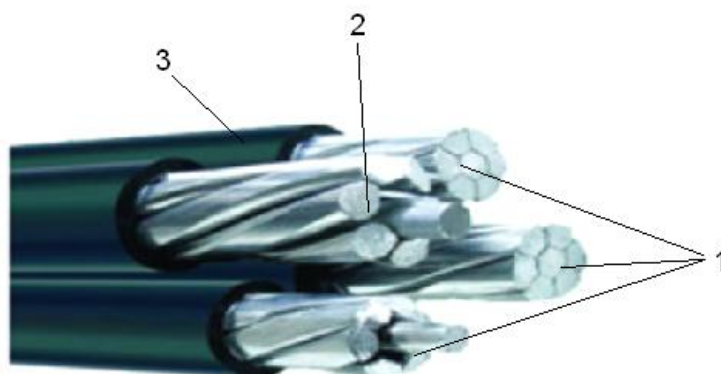


Рисунок 2 – Внешний вид провода СИП-2А. Цифрами обозначены  
1 – токопроводящая алюминиевая жила; 2 - нулевой несущий проводник;  
3-изоляция из светостабилизированного сшитого полиэтилена

На рисунке 3 приведены отличительные особенности фазных и нулевого проводников СИП-2А.

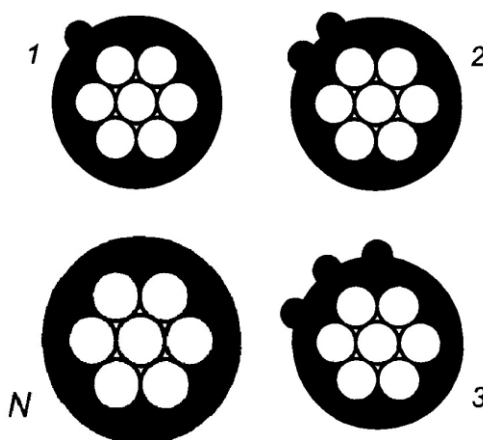


Рисунок 3 – Отличительные особенности фазных и нулевого проводников СИП-2А

Основные особенности ВЛ 0,4 кВ выполненной при помощи СИП-2А, по сравнению ВЛ, выполненными голыми проводами заключаются в:

- наличии изоляции токоведущих проводников;
- отсутствии траверс и изоляторов;
- малом реактивном сопротивлении изолированной воздушной линии.

После реконструкции системы электроснабжения питание коттеджей будет осуществляться от одной трансформаторной подстанции ТП-200 по восьми фидерам (таблица 3).

Таблица 3 – Система электроснабжения коттеджного поселка после реконструкции с применением СИП-2А

Фидер	$F_{\text{фазн.}},$ мм <sup>2</sup>	$F_{\text{нул.}},$ мм <sup>2</sup>	$l,$ км	$I_p,$ А	$r_0,$ Ом/км
2	95	95	0,214	300	0,493
	70	70	0,285	240	0,493
4	95	95	0,104	300	0,493
	70	70	0,73	180	0,493
6	120	95	0,297	340	0,363
	70	70	0,154	180	0,493
			0,207		
10	120	95	0,275	250	0,363
	95	95	0,224	300	0,363
	70	70	0,16	180	0,493
			0,115		
			0,061		
12	120	95	0,25	250	0,363
	70	70	0,129	240	0,493
			0,123		
			0,217		
			0,046		

Продолжение таблицы 3

Фидер	$F_{\text{фазн.}},$ мм <sup>2</sup>	$F_{\text{нул.}},$ мм <sup>2</sup>	$l,$ км	$I_p,$ А	$r_0,$ Ом/км
13	95	95	0,078	220	0,363
	70	70	0,168	180	0,493
			0,415		
14	120	95	0,71	340	0,363
	70	70	0,29	180	0,493
16	120	95	0,178	340	0,363
	95	95	0,146	220	0,363
	70	70	0,255	180	0,493
			0,105		

Электрическая схема РУ 0,4 кВ КТП ТП-200 изображена на рисунке 4.

### 1.2.1 Определение потерь мощности и электрической энергии в воздушных линиях электропередачи после реконструкции

Определим потери мощности и электрической энергии в воздушных линиях электропередачи выполненных с применением СИП-2А. Полученные результаты сводим в таблицу 4.





Таблица 4 – Результаты определения потерь мощности и электрической энергии в воздушных линиях электропередачи выполненных с применением СИП-2А

Фидер	Провода	$L$ , км	$R$ , Ом / км	$I_{cp}$ , А	$I_{ск}$ , А	$\Delta P$ , кВт	$\Delta W$ , кВт·ч	$C$ , руб / год
		0,214	0,0778	15,378	16,609	0,064	563,141	1436,01
	3x70+1x70+2x16	0,285	0,126	8,202	8,858	0,03	260,341	663,87
4	3x95+1x95+2x16	0,104	0,038	21,53	23,252	0,061	536,405	1367,833
	3x70+1x70+2x16	0,73	0,323	21,53	23,252	0,525	4594,938	11717,091
6	3x120+1x95+2x16	0,297	0,075	14,353	15,501	0,0542	474,512	1210,006
	3x70+1x70+2x16	0,154	0,068	6,151	6,643	0,009	79,13	201,782
		0,207	0,092	7,177	7,751	0,017	144,772	369,169
10	3x120+1x95+2x16	0,275	0,07	18,454	19,93	0,083	726,294	1852,05
	3x95+1x95+2x16	0,224	0,081	15,378	16,609	0,067	589,456	1503,114
	3x70+1x70+2x16	0,16	0,071	5,126	5,536	0,007	57,092	145,586
		0,115	0,051	7,177	7,751	0,009	80,429	205,094
		0,061	0,027	3,076	3,322	0,0009	7,836	19,982

Продолжение таблицы 4

Фидер	Провода	$L, км$	$R, Ом / км$	$I_{cp}, A$	$I_{ск}, A$	$\Delta P, кВт$	$\Delta W, кВт \cdot ч$	$C, руб / год$
12	3x120+1x95+2x16	0,25	0,063	22,555	24,36	0,113	986,326	2515,131
	3x70+1x70+2x16	0,129	0,057	5,126	5,536	0,005	46,031	117,378
		0,123	0,054	4,101	4,429	0,003	28,089	71,628
		0,217	0,096	6,151	6,64325	0,013	111,501	284,329
		0,046	0,02	2,05	2,214	0,0003	2,626	6,697
13	3x95+1x95+2x16	0,078	0,028	20,505	22,145	0,042	364,904	930,499
	3x70+1x70+2x16	0,168	0,074	6,151	6,643	0,01	86,324	220,125
		0,415	0,184	14,353	15,501	0,133	1160,974	2960,483
14	3x120+1x95+2x16	0,71	0,18	14,353	15,501	0,129	1134,356	2892,608
	3x70+1x70+2x16	0,29	0,128	12,303	13,287	0,068	596,045	1519,913
16	3x120+1x95+2x16	0,178	0,045	19,479	21,038	0,06	523,796	1335,68
	3x95+1x95+2x16	0,146	0,053	7,177	7,751	0,01	83,67	213,359
	3x70+1x70+2x16	0,255	0,113	7,177	7,751	0,02	178,342	454,773
		0,105	0,047	9,227	9,965	0,014	121,393	309,551
Итого						1,546	13538,72	34523,741

Итоговые значения по фидерам занесем в таблицу 5.

Таблица 5 – Итоговые значения потерь активной мощности и электроэнергии по фидерам

№	$\Delta P, \text{кВт}$	$\Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$C, \text{руб} / \text{год}$
2	0,094	823,482	2099,88
10	0,167	1461,107	3725,826
12	0,134	1174,573	2998,163
13	0,185	1612,202	4111,107
14	0,197	1730,401	4412,521
16	0,104	907,201	2313,363
Итого	0,881	7708,966	19660,86

Результаты сравнения значений суммарных потерь активной мощности и электроэнергии до и после реконструкции представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Результаты сравнения значений суммарных потерь активной мощности и электроэнергии до и после реконструкции

	$\Delta P, \text{кВт}$	$\Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$C, \text{руб} / \text{год}$
До	10,734	94028	239772
После	0,881	7709	19661

По результатам вычислений было установлено, что реконструкция ВЛ электропередачи позволит уменьшить потери электрической энергии 12 раз.

### **1.3 Выбор оборудования для монтажа воздушных линий электропередач, выполненных изолированными проводниками**

Для установки на территории коттеджного поселка выбираем самонесущие изолированные провода СИП-2А, которые указаны в таблице 7.

Дополнительно к каждому проводу СИП-2А прокладывается 2 провода сечением по 16 мм<sup>2</sup> для системы наружного освещения поселка [7].

Таблица 7 – Самонесущие изолированные провода СИП-2А для реконструкции распределительной сети

Количество x Сечение проводников	<i>L, м</i>	<i>C, руб / м</i>	<i>C<sub>Σ</sub>, руб.</i>
3x120+1x95+2x16	1071	291,4	312100,1
3x95+1x95+2x16	766	258,3	197819,5
3x70+1x70+2x16	3457	178,3	616417,7
Итого	5294	-	1126337,3

При реконструкции распределительной сети требуется дополнительно установить девять опор типа СВ-95, внешний вид которых изображен на рисунке 5. Суммарная стоимость опор составляет 36,9 тыс. рублей.



Рисунок 5 – Внешний вид опор типа СВ-95

Для монтажа ВЛИ будет использоваться различная арматура. Внешний вид комплектующих ленточного узла крепления изображен на рисунке 6.

Перечень необходимой при реконструкции арматуры сведем в таблицу 8.



Рисунок 6 – Внешний вид комплектующих ленточного узла крепления

Таблица 8 – Перечень необходимой при реконструкции крепежной арматуры

Арматура	<i>n</i> , <i>шт.</i> или <i>м.</i>	<i>C</i> , <i>руб./ шт</i> или <i>руб./ м</i>	<i>C<sub>Σ</sub></i> , <i>руб.</i>
ЛМ 20	1500	52	78000
NB 20	105	18	1890
СМ 20	160	12	1920
ЕА 2200	95	550	52250
ES 2000E	150	420	63000
CSB	250	6	1500
МЈРТ 70	60	195	11700
МЈРТ 95	20	189	3780
МЈРТ 120	20	210	4200
Итого	-	-	218240

Для защиты от перенапряжений выбираем ОПН типа LVA 440В СL производства фирмы TУСО, внешний вид которых представлен на рисунке 7.



Рисунок 7 – Внешний вид ограничителя перенапряжений LVA 440B CL

Для обеспечения защиты сетей 0,4 кВ используем мачтовые рубильники дополняемые предохранителями. Данные аппараты объединяют в себе функции предохранителя, выключателя и разъединителя. Внешний вид мачтового рубильника представлен на рисунке 8.



Рисунок 8 – Внешний вид мачтового рубильника с предохранителями

Перечень применяемого на линиях оборудования для защиты от перенапряжений и для заземления сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Перечень применяемого на линиях оборудования для защиты от перенапряжений и для заземления

Название оборудования	<i>n, шт.</i>	<i>C, руб./шт</i>	<i>C<sub>Σ</sub>, руб.</i>
LVA 440B CL	30	1250	37500
ЗПЛ 1	40	2700	108000
SZ 41	2	10200	20400
SZ 152	17	8205	139485
Итого	-	-	305385

Перечень применяемой арматуры для обустройства вводов к силовым трансформаторам ТП заносим в таблицу 10.

Таблица 10 – Перечень применяемой арматуры для обустройства вводов к силовым трансформаторам ТП

Название арматуры	<i>n, шт.</i>	<i>C, руб./шт</i>	<i>C<sub>Σ</sub>, руб.</i>
EA 2200	8	550	4400
SF 50	50	75	3750
СТ 360	50	20	1000
Итого	-	-	9150

#### 1.4 Расчет значений токов КЗ

В электрических установках возможно появление различных видов КЗ, которые сопровождаются скачкообразным ростом тока [8, 9]. Из-за этого электрооборудование, применяемое в системах электроснабжения, должно быть проверено на стойкость к токам КЗ.

Существуют следующие основные виды коротких замыканий: трехфазное, когда все три фазы образуют соединение друг с другом; двухфазное – когда две из трех фаз образуют соединение друг с другом, но при

этом не соединяются с землей; однофазное – когда одна из трех фаз образует соединение с нейтральной точкой источника питания через землю; двойное замыкание фаз на землю – когда две фазы из трех образуют соединение друг с другом и с землей.

Одними из основных причин появления таких КЗ являются: повреждение изоляции частей электроустановок; ошибочные действия персонала; перекрытия неизолированных токоведущих частей электроустановки.

Короткие замыкания приводят к:

- прекращению электроснабжения потребителей электроэнергии, подключенных за местом возникновения КЗ;

- нарушению нормального функционирования остальных электроприемников, запитанных от неповрежденных участков сети из-за недопустимого снижения напряжения;

- нарушению нормального режима работы системы электроснабжения.

Для предотвращения появления КЗ и минимизации их последствий могут быть приняты следующие меры:

- устранение причин, приводящих к КЗ;

- сокращение времени действия защиты при возникновении КЗ;

- применение быстродействующих выключателей;

- правильное определение значений токов КЗ и выбор по ним электрических аппаратов, защит и средств, ограничивающих токи КЗ.

На рисунке 9 представлены расчётная схема для определения значений токов КЗ (а) и ее схема замещения (б).



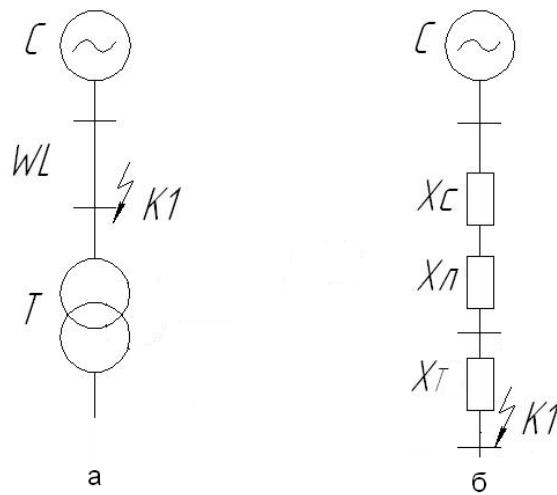


Рисунок 9 – расчётная схема для определения значений токов КЗ (а) и ее схема замещения (б)

Определим реактивное сопротивление системы

$$x_{* \bar{b},c} = \frac{S_{\bar{b}}}{S_K}, \quad (8)$$

$$x_{* \bar{b},c} = \frac{100}{1000} = 0,1.$$

Определим реактивное сопротивление силового трансформатора

$$x_{* \bar{b},T} = \frac{U_{K,в}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{S_{номT}}, \quad (9)$$

$$x_{* \bar{b},T} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{100}{630} = 0,00873.$$

Определим реактивное сопротивление высоковольтной линии электропередачи

$$x_{* \bar{b},л} = x_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{U_{\bar{e}}^2}, \quad (10)$$

$$x_{* \bar{b}, \bar{l}} = 0,4 \cdot 8 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 8,062.$$

Определим реактивное суммарное реактивное сопротивление до точки КЗ:

$$x_{* \text{рез}(\bar{b})} = x_{* \bar{b}, \bar{c}} + x_{* \bar{b}, \bar{l}} + x_{* \bar{b}, \bar{T}}, \quad (11)$$

$$x_{* \text{рез}(\bar{b})} = 0,1 + 0,00873 + 8,062 = 8,063.$$

Определим значение базисного тока:

$$I_{\bar{b}} = \frac{S_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{b}}}, \quad (12)$$

$$I_{\bar{b}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,16 \text{ кА.}$$

Определим действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени.

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{* \bar{b}}^{//}}{x_{* \text{рез}(\bar{b})}} \cdot I_{\bar{b}}, \quad (13)$$

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{8,063} \cdot 9,16 = 1,14 \text{ кА.}$$

Определим значение ударного тока короткого замыкания

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta}, \quad (14)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,14 \cdot 1,8 = 2,9 \text{ кА.}$$

Определение значения тока однофазного короткого замыкания.

Определим общее сопротивление элементов обратной последовательности:

$$x_{*2\Sigma} = x_{*b,c} + x_{*b,l} + x_{*b,T}, \quad (15)$$

$$x_{*2\Sigma} = 0,1 + 0,00873 + 8,062 = 8,063.$$

Определим общее сопротивление элементов нулевой последовательности:

$$x_{*0\Sigma} = x_{*b,c} + 5,5 \cdot x_{*b,l} + x_{*b,T}, \quad (16)$$

$$x_{*0\Sigma} = 0,1 + 5,5 \cdot 8,062 + 0,00873 = 44,45.$$

Определим значение суммарного сопротивления до точки короткого замыкания:

$$\Delta x^1 = x_{*2\Sigma} + x_{*0\Sigma}, \quad (17)$$

$$\Delta x^1 = 44,45 + 8,063 = 52,51.$$

Определим значение модуля фазного тока

$$I_{\kappa}^1 = m^n \frac{E''}{x_{*\Sigma 1} + \Delta x^1}, \quad (18)$$

$$I_{\kappa}^1 = 3 \cdot \frac{1}{8,063 + 52,51} = 0,05.$$

Определим значение однофазного тока короткого замыкания:

$$I_{n,o}^1 = I_{\kappa}^1 \cdot I_{\sigma}, \quad (19)$$

$$I_{n,o}^1 = 0,05 \cdot 9,16 = 0,46 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты определения значений токов короткого замыкания

Точка КЗ	$U_n$ , кВ	$K_{y\partial}$	$I_{n,o}^3$ , кА	$I_{n,o}^1$ , кА	$i_{y\partial}$ , кА
1	6	1,8	1,14	0,46	2,9

### 1.5 Выбор и проверка электроаппаратов на стороне 0,4 кВ

Проверка автоматического выключателя ВА 55-43.

Автоматический выключатель выбирается и проверяется по:

1) Значению номинального напряжения:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном},$$

$$U_{ном} = 0,4 \text{ кВ} \leq U_{сет.ном} = 0,4 \text{ кВ}.$$

2) Значению номинального тока:

$$I_{ном.дл} \leq I_{ном},$$

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot 2} = 1,4 \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 2} = 637 \text{ А},$$

$$I_{ном} = 1600 \text{ А},$$

$$I_{ном.дл} = 637 \text{ А} \leq I_{ном} = 1600 \text{ А}.$$

3) Коммутационной способности:

а) на отключение симметричного тока КЗ:

$$I_{n,\tau} \leq I_{откл.ном},$$

$$I_{n,\tau} = 1,14 \text{ кА} \leq I_{откл.ном} = 1,6 \text{ кА}.$$

б) на возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор} / 100) \cdot I_{откл.ном},$$

$$\tau = t_{pз} + t_{св} = 0,01 + 0,1 = 0,11 \text{ с},$$

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,2 \cdot 1,6 = 0,45 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 1,14 \cdot e^{-0,11/0,12} = 0,65 \text{ кА}.$$

в) по полному току короткого замыкания:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \beta_{ном} / 100),$$

$$(\sqrt{2} \cdot 1,14 + 0,65) \leq \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot (1 + 0,2),$$

$$2,26 \text{ кА} \leq 3,46 \text{ кА}.$$

Автоматический выключатель ВА 55-43 прошел проверку по указанным выше параметрам.

Проверка разъединителя РЕ19-41.

Выполним проверку разъединителя по:

1) Значению номинального напряжения:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном},$$

$$U_{ном} = 0,4 \text{ кВ} \leq U_{сет.ном} = 0,4 \text{ кВ}.$$

2) Значению номинального тока:

$$I_{ном.дл} \leq I_{ном},$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot 2} = 1,4 \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 2} = 637 A,$$

$$I_{ном} = 1000 A,$$

$$I_{ном.дл} = 637 A \leq I_{ном} = 1000 A.$$

Выбранный разъединитель PE19-41 прошел проверку.

## **2 Внедрение Smart IMS для автоматизации учета электрической энергии**

АИИСКУЭ Smart IMS - это автоматизированная информационно-измерительная система для организации коммерческого учета электрической энергии на базе комплекса программных и аппаратных средств, выполненных по технологии ADDAX. Система ориентирована на решение следующих задач:

- организация дистанционного учета потребленных энергоресурсов;
- организация дистанционного управления потреблением электрической энергии;
- управление системой наружного освещения.

Система ориентирована в первую очередь на применение в частном секторе. Система Smart IMS поддерживает обмен данными в стандартных форматах и может быть интегрирована в другие системы учета, например, иметь связь с внешней системой выставления счетов.

### **2.1 Состав системы**

Для АИИСКУЭ используется трехуровневая система, структура, которой приведена на рисунке 10.

Комплекс представляет собой трехуровневую систему:

- Нижний уровень составляют приборы учета электроэнергии и другие устройства сбора и передачи информации;
- Средний уровень системы состоит из маршрутизатора (устройства сбора и передачи информации) и сети для передачи данных. С верхним уровнем роутер обменивается информацией одним из следующих способов: GSM, GPRS, Ethernet. Основным интерфейсом передачи данных с устройств в распределенной сети является LV.
- Верхний уровень представляет собой Центр сбора, хранения и обработки поступающих от системы данных.

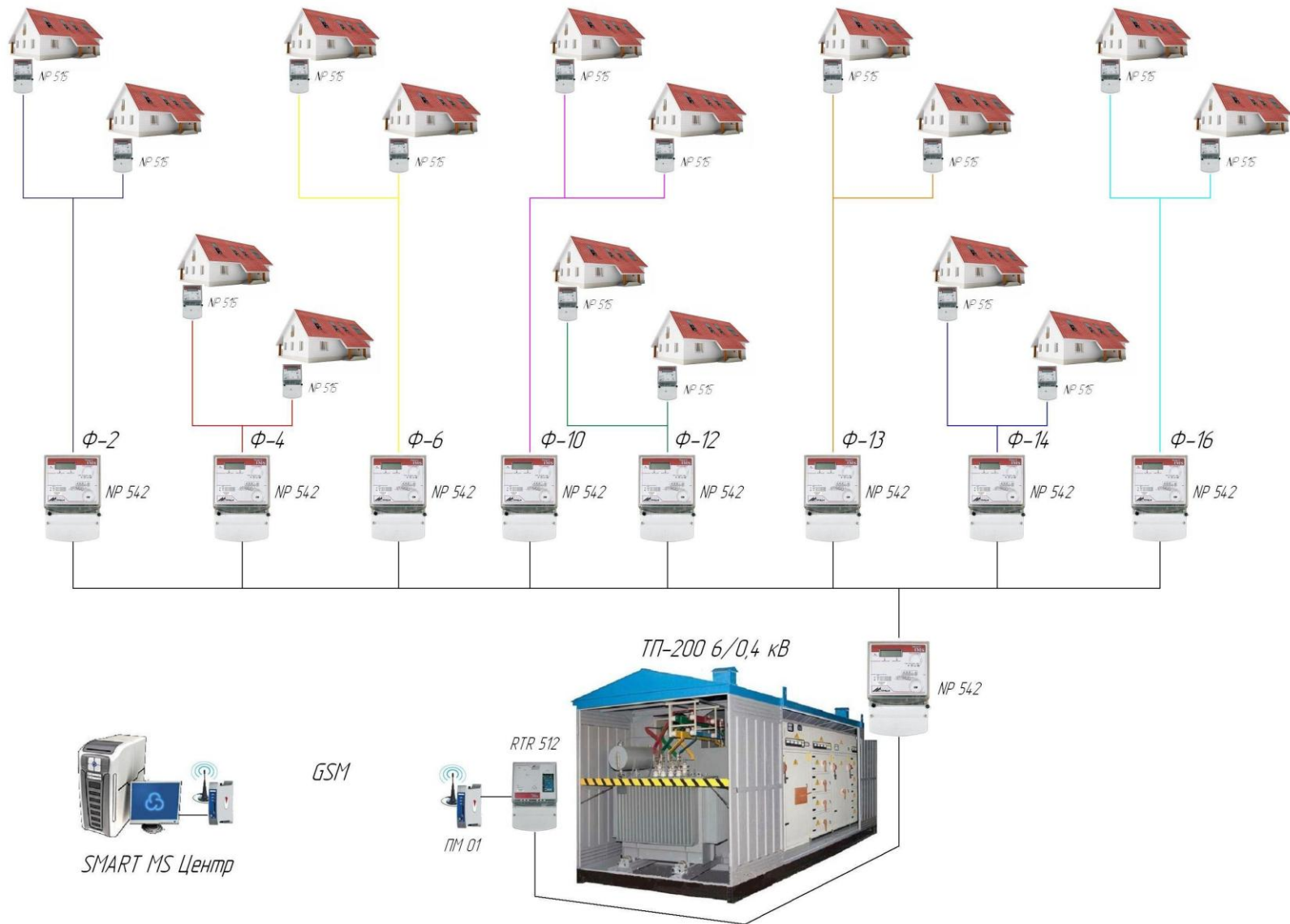


Рисунок 10 – Структура выбранной системы АИИСКУЭ



## **2.2 Преимущества при использовании АИИСКУЭ**

К основным преимуществам АИИСКУЭ Smart IMS можно отнести:

- Организация надежного обмена данными при их передаче непосредственно по силовой сети.
- Снижение потерь электроэнергии до уровня технических после установки АИИСКУЭ.
- Встроенное управляемое силовое реле, которое позволяет дистанционно отключить потребителя в случае несоблюдения условий договора.
- Наличие в счетчиках датчика дифференциального тока, что вместе с силовым реле позволяет использовать как эффективное защитное устройство от аварийных режимов и несанкционированного хищения электроэнергии.
- Отсутствие возможности сговора абонентов с персоналом обслуживающей организации с целью занижения информации о реальном электропотреблении.
- Возможность многотарифного учета. До 6 тарифов.
- Обмен роутера (устройства сбора и передачи информации) с Центром сбора информации по GSM или GPRS каналу связи.
- Устойчивость и возможность нормального функционирования при низких температурах.
- Организация автоматизированного обмена данными со сторонними билинговыми системами.
- Минимальный набор необходимого оборудования для запуска в эксплуатацию системы АИИСКУЭ.

## **2.3 Аппаратная часть системы учета**

Однофазные счётчики NP515.

Внешний вид счетчика NP515 представлен на рисунке 11.



Рисунок 11 – Внешний вид однофазного счетчика NP515

Однофазный счетчик электрической энергии является интеллектуальным электронным устройством для учета активной и реактивной электрической энергии. Однофазный счетчик используется для измерения значений мгновенной мощности и потребляемой активной и реактивной электроэнергии в цепях однофазного переменного тока. Счетчик используется у маломощных абонентов мелкомоторного сектора. Счетчик накапливает в себе информацию, а затем передает ее в Центр сбора и обработки при помощи встроенного в него PLC-модема.

Счетчик снабжен датчиками для предотвращения попыток доступа посторонними лицами. Датчики реагируют на:

- вскрытие корпуса счетчика и крышки клеммника;
- сильное внешнее магнитное поле;
- дифференциальный ток.

Отличительными особенностями счетчиков является дистанционное обновление внутреннего ПО счетчика и усиленное шифрование передаваемых данных.

Трёхфазные счётчики NP 542.

Внешний вид счетчика NP542 представлен на рисунке 12.



Рисунок 12 - Внешний вид трехфазного счетчика NP542

Такой счетчик используется у трехфазных абонентов в частных домах жилого сектора, а также у трехфазных абонентов небольшой мощности в мелкомоторном секторе.

Благодаря встроенному модулю FSK-132 трехфазный счетчик может использоваться совместно с пользовательским дисплеем CIU7 (рисунок 13) напрямую, без использования устройства сбора и передачи информации.



Рисунок 13 – Внешний вид пользовательского дисплея потребителя

Роутер (Маршрутизатор) RTR512.

Внешний вид роутера RTR512 представлен на рисунке 14.



Рисунок 14 – Внешний вид роутера RTR 512

Маршрутизаторы/концентраторы (УСПД) EXTRA предназначены для обмена данными со счетчиками по PLC (S-FSK/OFDM), с Центром по каналам Ethernet и GPRS:

- Автоматическое обнаружение, регистрация и поддержка конечных устройств сети;
- Долговременное хранение данных;
- Поддержка до 1000 конечных устройств;
- Удаленное обновление ПО;
- Поддержка 2-х фидерного питания.

Маршрутизаторы/концентраторы (УСПД) EXTRA представляют собой устройство, которое может функционировать как маршрутизатор, так и как концентратор данных, в зависимости от выбранного режима.

Список основного оборудования, которое потребуется для внедрения системы АИИСКУЭ сведем в таблицу 12.

Таблица 12 – Список оборудования для внедрения системы АИИСКУЭ

№	Оборудование	<i>n, шт.</i>	<i>C, руб./шт</i>	<i>C<sub>Σ</sub>, руб.</i>
1	NP 515	149	2800	417200
2	NP 542	12	6950	83400
3	RTR512	8	31000	248000
4	RUD 512	2	1550	3100
5	AIU 512.3	8	2840	22720
6	ННУ 51А/1-FC/U	1	22210	22210
7	LCU	8	3120	24960
8	КПП	1	75225	75225
9	ПМ01	1	3000	3000
	Итого	-		899815

### 3 Модернизация системы наружного освещения

Главными характеристиками источников света (ИС) для наружного освещения являются: тип; мощность; световой поток; световая отдача; уменьшения светового потока со временем; цветопередача; нормативный срок службы; геометрические размеры; тип цоколя; время зажигания и повторного включения; температура среды при эксплуатации. Для наружного освещения важное значение имеет единичная мощность, так как в основном светильник находится на большом расстоянии от освещаемой поверхности и для обеспечения нужного уровня яркости или освещенности необходим большой световой поток. Естественно, что при этом из соображений экономичности ИС должен обладать также высокой световой отдачей и длительным сроком службы. Очень важно, при какой температуре работает ИС. Для объектов, где недопустимо длительное отсутствие освещения, например в производственных помещениях, отсутствие освещения в которых может привести к травме, необходимо использовать ИС с быстрым зажиганием и перезажиганием или предусматривать устройства бесперебойного электрического питания. Цветопередача в условиях утилитарного наружного освещения менее важна, чем для внутреннего освещения, однако для освещения пешеходных зон, архитектурного, декоративного и ландшафтного освещения требования к цветопередаче повышаются. Какой именно источник выбрать, зависит от замысла проектировщика, объекта, который надо осветить, энергетических возможностей и выделяемых на это средств. Анализ показывает, что в наружном освещении наибольшее применение получили ИС со световым потоком от 5,0 до 10,0 клм (их доля составляет 41 %), доля ИС с потоком от 2,5 до 5,0 клм равна 27 %, с потоком от 10,0 до 20,0 клм - 9 %, а на лампы со световым потоком больше 20,0 клм приходится всего 3 %. Эти данные соответствуют высококачественным ОУ, полностью отвечающим условиям обеспечения необходимого уровня видимости для водителей механизированного транспорта и пешеходов. К сожалению, в ряде случаев

потребность не только определяется нормами и качеством освещения, но и ограничивается финансовыми возможностями потребителя. Для освещения скверов, парков и бульваров, а также пешеходных зон наиболее подходящими ИС являются МГЛ, СД. Лампы ДРЛ неплохо передают цвет зелени, однако искажают цвет человеческого лица, поэтому нежелательно использовать их для пешеходных зон. Во многих странах в наружном освещении широко применяются натриевые лампы низкого давления, однако в нашей стране они распространения не получили. По-видимому, используют их там, где они были освоены давно, еще до появления НЛВД, и население успело адаптироваться к их специфической цветопередаче при высоких экономических характеристиках. Во многих странах эти ИС используются также для выделения цветом перекрестков. Не применяются в России для наружного освещения и традиционные ЛЛ. Объясняется это тем, что большая часть Российской Федерации расположена в холодной климатической зоне, а эти ИС, за редким исключением, плохо работают при отрицательных температурах. При этом большая длина ламп приводит к увеличению материалоемкости светильников и усложняет их уплотнение. В последние годы в наружном освещении намечается использование различных типов КЛЛ, так как некоторые из них, имея хорошую цветопередачу совместно с высокой световой отдачей могут функционировать при температуре внешней среды ниже нуля. Так как эти лампы обладают малой мощностью, то они находят применение чаще для освещения объектов в парках, скверах, и дворах жилых домов.

После реконструкции система наружного освещения жилого микрорайона будет выполнена с использованием отдельного жгута изолированных проводов.

Для системы наружного освещения выбираем светильники типа STREET 2 с натриевыми лампами типа ДНАТ мощностью 125 Вт каждый. Внешний вид светильника STREET 2 представлен на рисунке 15.

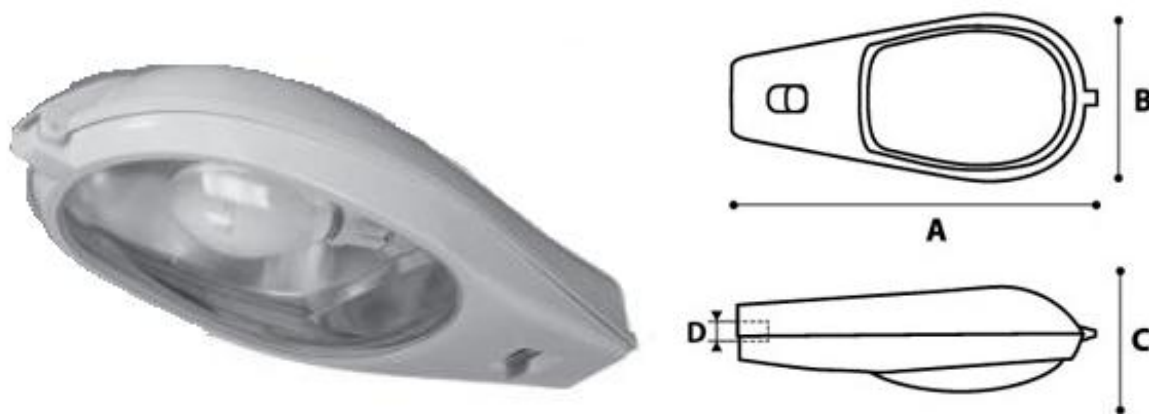


Рисунок 15 – Внешний вид уличного светильника STREET 2

Автоматическое управление системой наружного освещения в зависимости от уровня освещенности будет выполняться при помощи фотореле ФР-2Э, которое размещается на ТП и подает сигнал на пускатель, чем достигается автоматизация включения/отключения уличного освещения в зависимости от времени суток.



#### 4 Расчет защитного заземления трансформаторной подстанции

Заземляющее устройство должно надежно защищать от поражения электрическим током при возникновении потенциалов на открытых проводящих частях электроустановок, как в нормальных, так и аварийных режимах работы.

Основной характеристикой электробезопасности является предельно допустимое значение напряжения прикосновения которое должно быть обеспечено при всех условиях эксплуатации объекта.

При разработке заземляющих устройств необходимо обеспечить:

- защиту естественных заземлителей и коммуникаций от их повреждения при протекании токов в аварийном режиме;
- взрыво- и пожаробезопасность установок, оборудования и сооружений путем недопущения перегрева заземляющего устройства (ЗУ), появления электрической дуги и искр;
- надежное срабатывание релейных защит при замыканиях на землю.

Надежность обеспечения функций заземляющего устройства достигается выполнением нормируемых параметров ЗУ.

Максимально допустимое сопротивление ЗУ в сети до 1000 В при номинальной мощности силового трансформатора > 100 кВА равно 4 Ома.

Определим сопротивление растеканию тока для одиночного стержневого заземлителя

$$R_B = \frac{\rho_z}{2 \cdot \pi \cdot l} \left( \ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right), \quad (20)$$
$$R_B = \frac{50}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left( \ln \frac{2 \cdot 3}{0,012} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) \text{ Ом.}$$

Определим примерное количество стержней

$$n' = \frac{R_B}{R_{II}}, \quad (21)$$

$$n' = \frac{17,39}{4} = 4,34.$$

Округляем до ближайшего целого значения 4.

Найдем длину соединительной полосы

$$l_2 = 1,05 \cdot a \cdot n, \quad (22)$$

$$l_2 = 1,05 \cdot 3 \cdot 4 = 12,6 \text{ м.}$$

где

$$a = k \cdot l_e, \quad (23)$$

$$a = 1 \cdot 3 = 3 \text{ м.}$$

Определим сопротивление растеканию тока горизонтального заземлителя:

$$R_r = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot l_r} \ln \frac{2 \cdot l_r^2}{b \cdot t}, \quad (24)$$

$$R_r = \frac{20}{2 \cdot 3,14 \cdot 12,6} \ln \frac{2 \cdot 12,6}{0,05 \cdot 0,825} = 5,65 \text{ Ом.}$$

По справочным таблицам в зависимости от значения отношения

$$\frac{a}{l_B} = \frac{3}{3} = 1 \text{ определяем}$$

$$\eta_2 = 0,77;$$

$$\eta_e = 0,69.$$

Определим суммарное эквивалентное сопротивление растеканию тока ЗУ

$$R_{\text{тр}} = \frac{R_{\text{в}} R_{\text{г}}}{R_{\text{в}} \eta_{\text{г}} + R_{\text{г}} \eta_{\text{в}} \cdot n}, \quad (25)$$

$$R_{\text{тр}} = \frac{17,39 \cdot 5,65}{17,39 \cdot 0,77 + 5,65 \cdot 0,69 \cdot 4} = 3,39 \text{ Ом.}$$

Проверяем на соответствие нормам

$$R_{\text{сп}} \leq R_{\text{у}}, \quad (26)$$

$$3,39 < 4.$$

Разработанное ЗУ удовлетворяет условиям.

Найденные параметры ЗУ заносим в таблицу 13.

Таблица 13 - Найденные параметры ЗУ

$r$ , Ом·м	$l_{\text{в}}$ , м	$k$	$n$ , шт	$l_{\text{г}}$ , м	$h_{\text{в}}$	$h_{\text{г}}$	$R_{\text{в}}$ , Ом	$R_{\text{г}}$ , Ом	$R_{\text{сп}}$ , Ом	$R_{\text{у}}$ , Ом
50	3	1	4	12,6	0,69	0,77	17,39	5,65	3,39	4

## 5 Оценка экономической эффективности реконструкции системы электроснабжения коттеджного поселка

До реконструкции воздушные линии электропередач с номинальным напряжением 0,4 кВ были выполнены голыми проводами типа А. Итоговые значения потерь активной мощности и электроэнергии до реконструкции по группам потребителей сведем в таблицу 14.

Таблица 14 – Итоговые значения потерь активной мощности и электроэнергии до реконструкции по группам потребителей

№	$\Delta P, \text{кВт}$	$\Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$C, \text{руб} / \text{год}$
1	1,018	8919,485	22744,686
2	0,551	4827,391	12309,848
3	0,003	24,630	62,805
4	6,974	61091,718	155783,881
5	1,360	11912,790	30377,615
6	0,062	544,990	1389,724
7	0,026	224,602	572,735
8	0,538	4714,887	12022,961
9	0,029	252,820	644,691
10	0,173	1514,962	3863,153
Итого	10,734	94028,274	239772,099

В денежном выражении годовые потери электроэнергии в голых проводах составляют 239772 рублей в год.

Итоговые значения потерь активной мощности и электроэнергии по фидерам после замены голых проводов на СИП-2А занесем в таблицу 15.

Таблица 15 – Итоговые значения потерь активной мощности и электроэнергии по фидерам после замены голых проводов на СИП-2А

№	$\Delta P, \text{кВт}$	$\Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$C, \text{руб} / \text{год}$
2	0,094	823,482	2099,88
10	0,167	1461,107	3725,826
12	0,134	1174,573	2998,163
13	0,185	1612,202	4111,107
14	0,197	1730,401	4412,521
16	0,104	907,201	2313,363
Итого	0,881	7708,966	19660,86

В денежном выражении годовые потери электроэнергии в изолированных проводах СИП-2А большего сечения составляют 19661 рублей в год.

Результаты сравнения значений суммарных потерь активной мощности и электроэнергии до и после реконструкции представлены в таблице 16.

Таблица 16 - Результаты сравнения значений суммарных потерь активной мощности и электроэнергии до и после реконструкции

	$\Delta P, \text{кВт}$	$\Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$C, \text{руб} / \text{год}$
До	10,734	94028	239772
После	0,881	7709	19661

По данным из таблицы 16 построим сравнительные графики (рисунки 16 и 17).

Экономический эффект от снижения потерь электрической энергии после реконструкции составит 220111 руб.

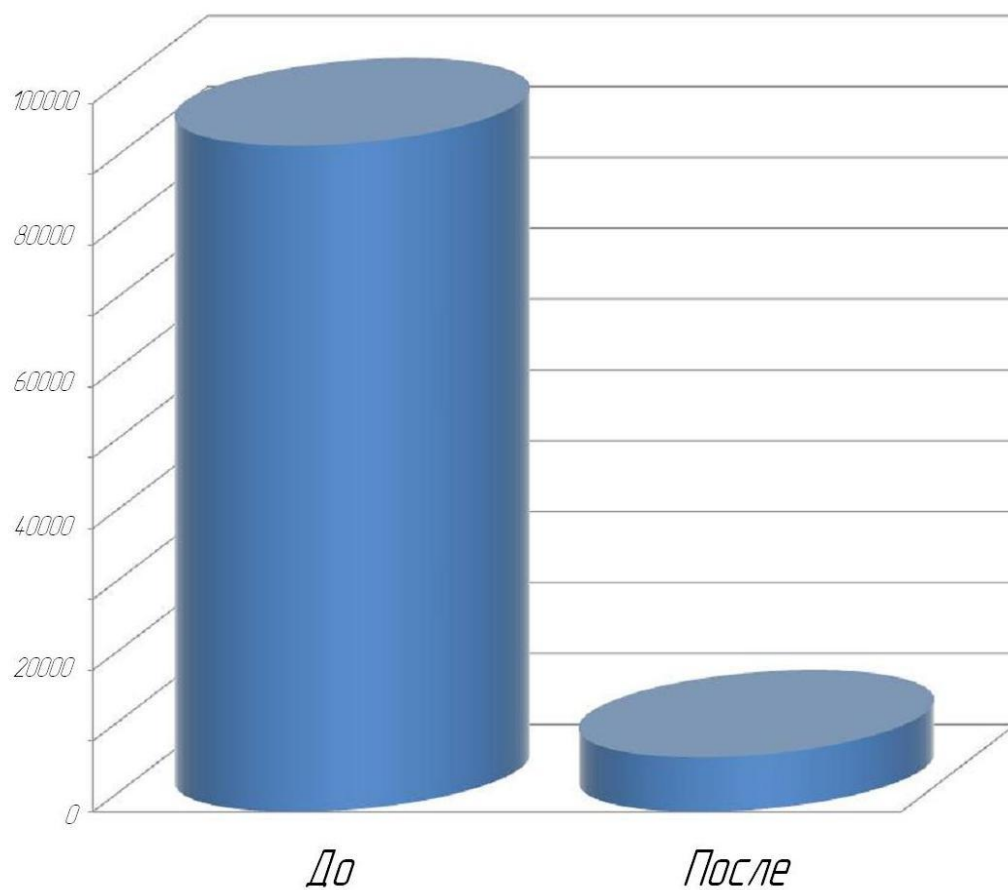


Рисунок 16 – Потери электрической энергии до и после реконструкции

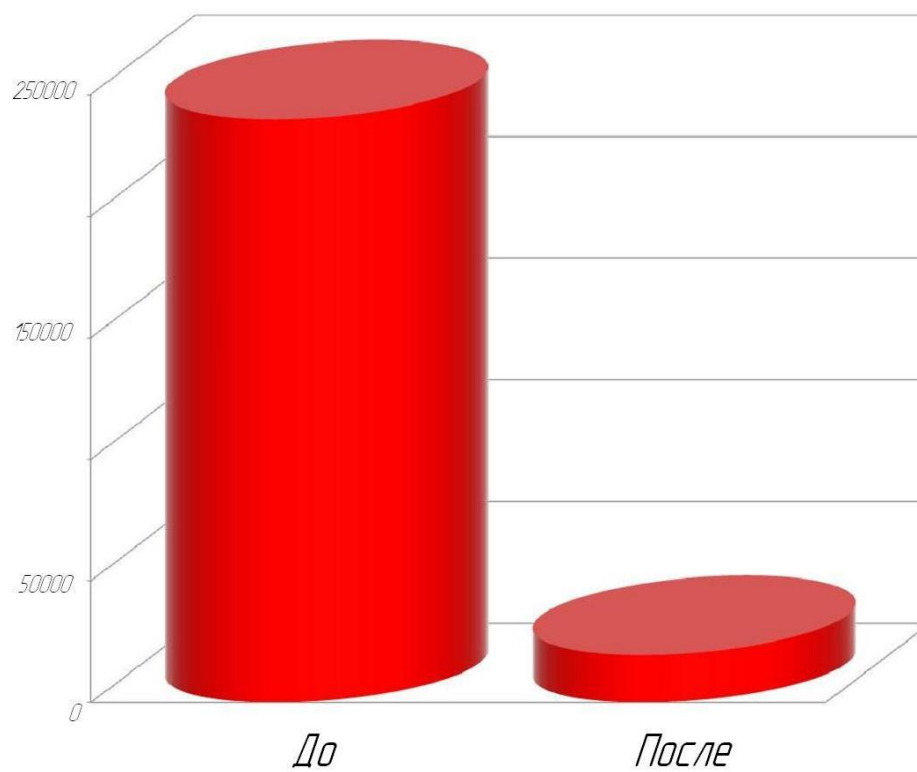


Рисунок 17 – Стоимость потерь электрической энергии до и после реконструкции

Для установки изолированных воздушных линий электропередач в жилом микрорайоне применим СИП суммарной стоимостью 1130000 руб. и арматуру стоимостью 570000 руб.

Определим значение суммарных ежегодных издержек

$$I = I_{\text{ПОГ.ВЛ}} + I_{\text{аморт.ВЛ}} + I_{\text{экспл.ВЛ}}, \quad (28)$$

$$I = 19,66 + 68 + 5,1 = 92,76 \text{ тыс. руб.}$$

Определим значение амортизационных отчислений

$$I_{\text{аморт.ВЛ}} = K_{\text{ВЛ}} \cdot H_{\text{аморт.ВЛ}}, \quad (29)$$

$$I_{\text{аморт.ВЛ}} = 1700 \cdot 4\% = 68 \text{ тыс. руб.}$$

Определим значение эксплуатационных издержек

$$I_{\text{экспл.ВЛ}} = K_{\text{ВЛ}} \cdot H_{\text{экспл.ВЛ}}, \quad (30)$$

$$I_{\text{экспл.ВЛ}} = 1700 \cdot 0,3\% = 5,1 \text{ тыс. руб.}$$

Определим значение приведенных затрат

$$Z = K \cdot E_H + I, \quad (31)$$

$$Z = 1700 \cdot 15\% + 92,76 = 347,76 \text{ руб.}$$

Затраты на внедрение системы АИИСКУЭ для 149 абонентов составят 900000 руб.

Для реконструкции системы наружного освещения выбрали светильники STREET 2 в количестве 158 штук на общую сумму 198000 руб. При этом стоимость комплектующих и элементов автоматики включения составит 50000 руб.

Суммарная стоимость работ монтажной бригады на протяжении 2 месяцев составит 170228 руб.

Финансовые составляющие проекта по реконструкции воздушных линий поселка представлены на рисунке 18.

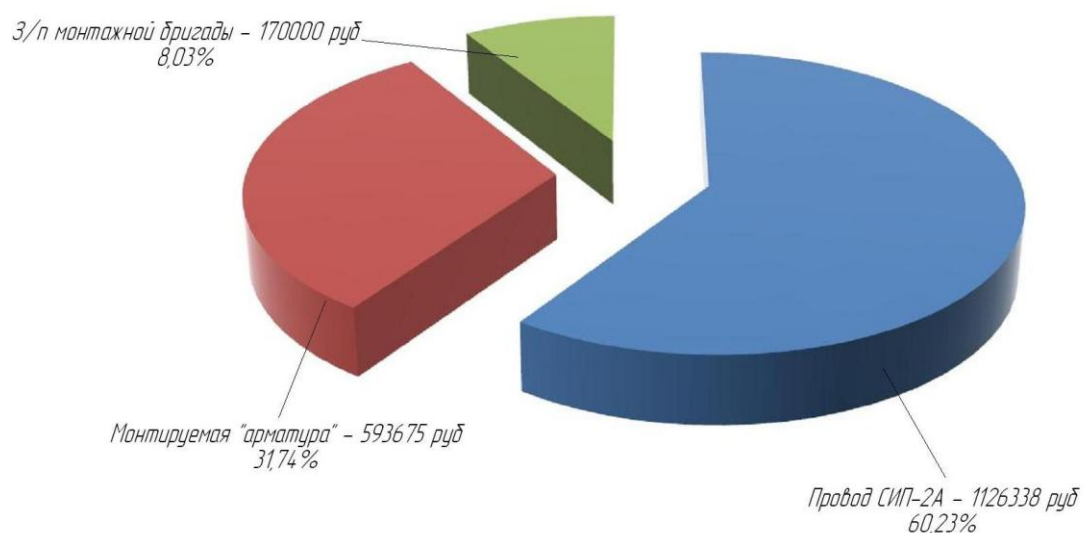


Рисунок 18 – Финансовые составляющие проекта по реконструкции воздушных линий поселка

При этом период окупаемости проекта составит

$$\text{Период окупаемости} = \frac{\text{Финансирование проекта}}{\text{Экономический эффект}} = \frac{1889 \text{ тыс.руб.}}{220 \text{ тыс.руб.}} = 8,5 \text{ лет.}$$



## Заключение

При разработке проекта был предложен ряд мероприятий. Замена существующих линий, выполненных голыми проводами, на провода типа СИП-2А большего сечения позволит снизить потери электрической мощности и энергии, повысить качество электроэнергии, поставляемой потребителям. Экономический эффект от снижения потерь электрической энергии после реконструкции составит 220111 руб. Внедрение системы АИИСКУЭ Smart IMS позволит: организовать дистанционный учет потребленных энергоресурсов и дистанционное управление потреблением электрической энергии; управлять системой наружного освещения. Для модернизации системы наружного освещения были выбраны светильники типа STREET 2 с натриевыми лампами типа ДНАТ мощностью 125 Вт с системой автоматического управления освещением.

Для трансформаторной подстанции был произведен расчет системы заземления. Выполнена оценка экономической эффективности реконструкции системы электроснабжения.

## Список использованных источников

- 1 Правила устройства электроустановок. Раздел 6. Электрическое освещение. Раздел 7. Электрооборудование специальных установок. - 7-е изд. - Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2014.
- 2 Вахнина, В.В. Системы электроснабжения. Электрон. учеб.-метод. пособие / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко - Тольятти: ТГУ, 2015.
- 3 Вахнина, В.В. Проектирование систем электроснабжения. Электрон. учеб.-метод. пособие / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко - Тольятти: ТГУ, 2016.
- 4 Электроэнергетика. Учебное пособие / под ред. Ю.В. Шарова. – М.: Форум, 2013.
- 5 Шлейников, В.Б. Электроснабжение силовых электроприемников цеха промышленного предприятия: учеб. пособие / В.Б. Шлейников, Т.В. Сазонова. - Оренбург : ОГУ, 2014.
- 6 Юндин, М.А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению: учеб. пособие / М.А. Юндин, А.М. Королев. - Изд. 2-е, испр. и доп. - Санкт-Петербург: Лань, 2014.
- 7 Рекомендации по проектированию ВЛЭП напряжением 0,38 кВ с СИП. Книга 1. Система самонесущих изолированных проводов без несущего элемента.: ENSTO, 2013 г.
- 8 Электроснабжение: расчет токов короткого замыкания: метод. указания к практ. и курсов. работам / Липецкий государственный технический университет; сост. Т. В. Синюкова. - Липецк: ЛГТУ, 2014.
- 9 Сивков, А.А. Основы электроснабжения. Учебное пособие / А.А. Сивков, Д.Ю. Герасимов, А.С. Сайгаш – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012.
- 10 Шеховцов, В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению / В.П. Шеховцов – Москва: Форум, 2014.
- 11 Шукуров, И.С. Инженерные сети: учебник / И.С. Шукуров, И.Г. Дьяков, К.И. Микири. - Москва : МГСУ : ЭБС АСВ, 2016.

12 Ковалев, И.Н. Электроэнергетические системы и сети: учебник / И. Н. Ковалев. - Москва : Учеб.-метод. центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2015.

13 Электроснабжение: методические указания к курсовой работе для студентов очной и очно-заочной форм обучения / сост. Т. В. Синюкова. - Липецк: ЛГТУ, 2013.

14 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. Учебник / Т.В. Анчарова – Москва: Форум, 2014.

15 Шаповалов, В.А. Организация эксплуатации и ремонта электрооборудования. Практикум / В.А. Шаповалов – Тольятти: ТГУ, 2016.

16 Полуянович, Н.К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий: учеб. пособие / Н.К. Полуянович. - Изд. 3-е, стер. - Санкт-Петербург: Лань, 2017.

17 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин – М.: Academia, 2015.

18 Ушаков, В.Я. Современные проблемы электроэнергетики: учеб. пособие / В.Я. Ушаков ; Томский политехнический университет. - Томск : ТПУ, 2014.

19 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промыш. предприятий / Э.А. Киреева - М.: КноРус, 2013.

20 Электроснабжение: выбор и проверка токоведущих частей и коммутационных аппаратов: метод. указания к практ. и курсов. работам / Липецкий государственный технический университет ; сост. Т.В. Синюкова. - Липецк: ЛГТУ, 2014.

21 Титков, В.В. Перенапряжения и молниезащита: учеб. пособие / В.В. Титков, Ф.Х. Халилов. - Изд. 2-е, стер. - Санкт-Петербург: Лань, 2016.

22 Фомина, В.Н. Экономика электроэнергетики Учебник для ВУЗов/ В.Н. Фомина; ИПК госслужбы; 2015.

23 Neagu, B.C. The influence of harmonics on power losses in urban distribution networks / B.C. Neagu, G. Grigoras, F. Scarlatache. – 2016 International Symposium on Fundamentals of Electrical Engineering, ISFEE 2016.

24 Hase, Y. Handbook of Power System Engineering / Y. Hase. – England: John Wiley & Sons, 2011.

25 Kuffel, E. High Voltage Engineering. Fundamentals / E. Kuffel, W.S. Zaengl, J. Kuffel. – Oxford: Newnes, 2010.

26 Khan, S. Industrial power systems / S. Khan, S. Khan, G. Ahmed. – Boca Raton: CRC Press, 2016.

27 Moghaddami, M. An algorithm for fast calculation of short circuit forces in high current busbars of electric arc furnace transformers based on method of images / M. Moghaddami, A. Moghadasi, A. I. Sarwat. - Electric Power Syst. Res., vol. 136, pp. 173-180, 2016.