

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение выс-
шего образования
«Тольяттинский государственный университет»
Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Техническое и информационное обеспечение интеллектуальных систем элек-
троснабжения

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Модернизация существующей системы технического учета электри-
ческой энергии на объектах ТЭЦ ВАЗа

Студент

М.И. Ващенко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., А.Е. Бурмутаев

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

Тольятти 2020

Содержание

Введение.....	3
1 Сравнительный анализ и выбор подходящей автоматизированной системы для последующего внедрения	5
1.1 Описание ТЭЦ ВАЗа	5
1.2 Питание С.Н. на ТЭЦ ВАЗа.....	16
1.3 Основные составляющие автоматизированных систем	25
1.4 Рассмотрение существующих автоматизированных систем	27
1.5 Описание выбранной системы.....	30
1.6 Преимущества и недостатки автоматизированных систем	33
1.7 Выводы по разделу.....	33
2 Разработка методик по оптимизации технического учета	36
2.1 Учет электроэнергии на ТЭЦ ВАЗа.....	36
2.2 Причины необходимости внедрения автоматизированной системы	40
2.3 Функционал отдела ПТО	47
2.4 Эксплуатация счетчиков учета на ТЭЦ ВАЗа.....	49
2.5 Неудачная попытка внедрения автоматизированной системы	52
2.6 Выводы по разделу.....	52
3 Техничко-экономическое обоснование предлагаемых мероприятий по модернизации существующей системы технического учета.....	64
3.1 Основные устройства выбранной автоматизированной системы, с последующей возможностью внедрения в другие цеха ТЭЦ ВАЗа.....	64
3.2 Решения по численности, квалификации и функциям персонала в связи с внедрением новой автоматизированной системы	65
3.3 Расчет затрат на внедрение автоматизированной системы на ТЭЦ.....	68
3.4 Расчеты экономии посредством внедрения автоматизации.....	70
3.5 Выводы по разделу.....	72
Заключение.....	74
Список используемых источников	76

Введение

На станциях, производящих электроэнергию, огромную роль занимает правильный учет её потребления. ТЭЦ ВАЗа становится не исключением, а так как, станция является еще и самой крупной, по Самарской области, и существует более 50 лет, за оборудованием требуется максимально-точный контроль. Для уменьшения потерь электроэнергии, возможности рационально использовать оборудование, грамотного распределения времени оперативного персонала, возможности точно контролировать все потребление энергоресурсов.

В современном мире люди все больше понимают и приходят к тому, что точный учет электроэнергии отражается не только на финансовой составляющей любой организации, а также экономит время выяснения, на что и в каком объеме расходуется электроэнергия. Что, в свою очередь, помогает существенно уменьшить расход потребляемой электроэнергии, оптимизировать производство.

В ситуации если необходимо уменьшить потребление, связанное с энергоресурсами и повысить качество контроля, за интересующими параметрами, самым разумным решением, для промышленных предприятий и частных объектов, на данном этапе развития, будет использование автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии. Такая система, может, во-первых, сэкономить энергопотребление, а во-вторых, что немаловажно, значительно улучшить и упростить систему учета потребления электроэнергии. Кроме того, вышеуказанная система, может осуществить максимально подробный контроль по потреблению электроэнергии, за необходимый расчетный период, на производстве, вплоть до разделения по цехам, каждому потребителю, по каждому участку и так далее. Хочется отметить и ситуации, в которых предприятию необходимо находиться в режиме большой нагрузки, для выдачи максимальной мощности, так вот, данная система будет отлично осуществлять подробнейший контроль, даже в таком режиме.

Также, на данный момент времени, одной из главных целей в сфере энергетики является точный учет энергетических ресурсов, связано это с возможностью обеспечить энергосбережение и повышение энергетической эффективности на производящих и потребляющих электрическую энергию предприятиях.

Целью данной работы является повышение надежности и эффективности функционирования системы технического учета.

Задачами работы являются:

- Сравнительный анализ и выбор подходящей автоматизированной системы для последующего внедрения;
- Разработка методик по оптимизации технического учета;
- Технико-экономическое обоснование предлагаемых мероприятий по модернизации существующей системы технического учета.

1 Сравнительный анализ и выбор подходящей автоматизированной системы для последующего внедрения

1.1 Описание ТЭЦ ВАЗа

ТЭЦ ВАЗа является настолько большой станцией что берет на себя практически одну треть по выработке тепловой и электроэнергии (если точнее: электроэнергия 40%, тепловая-30%) относительно Самарского региона.

Рассматриваемая станция осуществляет несколько видов снабжения города, а именно, горячее водоснабжение, энергоснабжение и отопление, следующих частей Тольятти: Автозаводского района, коммунальной зоны, и конечно же, АвтоВАЗа.

Оборудование станции, работающее на постоянной основе с частичной или полной нагрузкой: 11 турбогенераторов, ПВК (пиковые водогрейные котлы) их на станции 14, ПЭК (паровые энергетические котлы) их тоже 14.

ТЭЦ ВАЗа связана с Единой европейской энергосистемой России, за счет линий электропередачи, их напряжение составляет 220000 вольт. Так как станция может производить в два раза больше энергии, чем нужно, тем частям города, которые она питает, с помощью этих линий, возможна передача избыточной мощности в единую энергосистему.

На территории ТЭЦ Ваза находится большое количество зданий, все эти здания расположены на достаточно больших расстояниях друг от друга, кроме того, в должностных инструкциях оперативного персонала прописаны и прорисованы подробные маршруты следования, с которыми сотрудник обязан ознакомиться и подробно их изучить перед вступлением в должность, от которых нельзя отклоняться, так как станция, во все времена года, обрабатывает именно необходимые маршруты следования для тех или иных действий.

Задействованные в данной работе здания: корпус машинного зала, НГВ, РУСН ОВК, Пиковые котельные, Щиты защит.

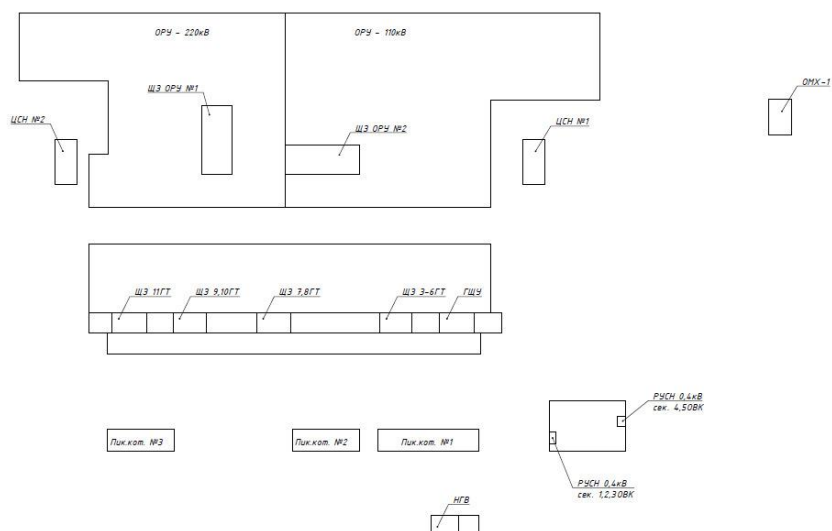


Рисунок 1 – Расположение зданий на ТЭЦ ВАЗа

Согласно расстоянию ТЭЦ ВАЗа, оперативный персонал уходит на длинный обход, со списанием показаний необходимых счетчиков на длительное время, рабочий телефон персоналу, производящему обход, не выдается, следовательно, дозвониться до него практически невозможно, а если даже это сделать по личному телефону получается, то преодолеть расстояние от своего места нахождения, на момент списания показаний, до основного рабочего места занимает большое количество времени. Подробное описание данной проблемы рассмотрено далее.

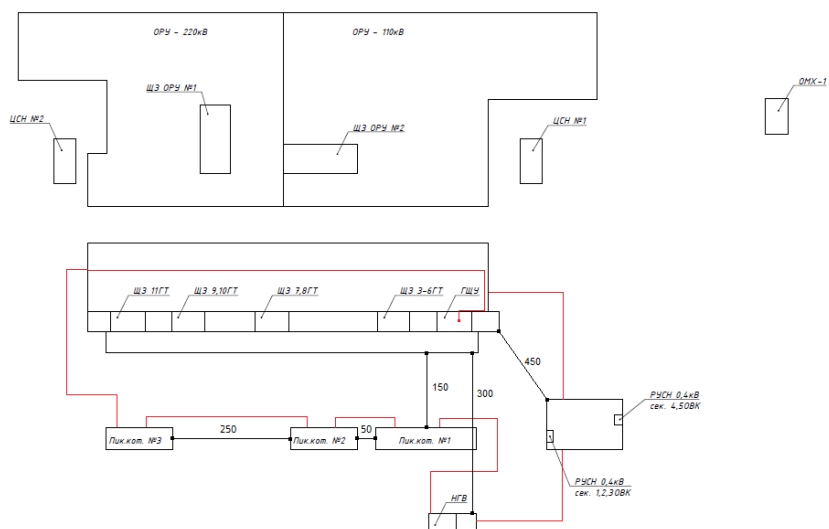


Рисунок 2 – Маршрут обхода дежурного персонала по счетчикам, согласно расположению зданий

Любое отклонение от заданного маршрута является нарушением должностной инструкции, техники безопасности и представляет угрозу здоровью и жизни персонала. Поэтому за счет невозможности сокращения пути маршрута, время, потраченное на обход, увеличивается. А если происходит аварийная ситуация, в которой необходимо вернуться на рабочее место в срочном порядке, это возможно сделать тоже только по маршруту следования, без его нарушения.

Кроме вышесказанного хочется отметить количество рабочих счетчиков собственных нужд на станции ТЭЦ ВАЗа и их месторасположение.

Таблица 1 – Перечень счетчиков собственных нужд ТЭЦ ВАЗа

№	Наименование присоединения	Месторасположение присоединения	№	Наименование присоединения	Месторасположение присоединения
1	ОВ 2ГТ	ГрЩУ-1	151	ПСН-5А	нулевая отметка маш.зала
2	ОВ 3ГТ	ЩЗ 3-6 ГТ	152	ПСН-5Б	нулевая отметка маш.зала
3	ОВ 8ГТ	ЩЗ 7,8 ГТ	153	ПСН-5В	нулевая отметка маш.зала
4	ОВ 10ГТ	ЩЗ 9,10 ГТ	154	ПСН-6А	нулевая отметка маш.зала
5	ПЭН-1	нулевая отметка маш.зала	155	ПСН-6Б	нулевая отметка маш.зала
6	ПЭН-2	нулевая отметка маш.зала	156	ПСН-7А	нулевая отметка маш.зала
7	ПЭН-3	нулевая отметка маш.зала	157	ПСН-7Б	нулевая отметка маш.зала
8	ПЭН-4	нулевая отметка маш.зала	158	ПСН-8А	нулевая отметка маш.зала
9	ПЭН-5	нулевая отметка маш.зала	159	ПСН-8Б	нулевая отметка маш.зала
10	ПЭН-6	нулевая отметка маш.зала	160	ПСН-9А	нулевая отметка маш.зала
11	ПЭН-7	нулевая отметка маш.зала	161	ПСН-9Б	нулевая отметка маш.зала
12	ПЭН-8	нулевая отметка маш.зала	162	ПСН-10А	нулевая отметка маш.зала
13	ПЭН-9	нулевая отметка маш.зала	163	ПСН-10Б	нулевая отметка маш.зала
14	ПЭН-10	нулевая отметка маш.зала	164	ПСН-11А	нулевая отметка маш.зала
15	ПЭН-11	нулевая отметка маш.зала	165	ПСН-11Б	нулевая отметка маш.зала
16	ПЭН-12	нулевая отметка маш.зала	166	НРД-1	нулевая отметка маш.зала
17	Д-1А 2ск	нулевая отметка маш.зала	167	НРД-2	нулевая отметка маш.зала
18	ДВ-1А 2ск	нулевая отметка маш.зала	168	ЦН-1	нулевая отметка маш.зала

Продолжение таблицы 1

№	Наименование присоединения	Месторасположение присоединения	№	Наименование присоединения	Месторасположение присоединения
19	РПЭН-1	нулевая отметка маш.зала	169	ЦН-2	нулевая отметка маш.зала
20	Д-1Б 2ск	нулевая отметка маш.зала	170	ЦН-3	нулевая отметка маш.зала
21	ДВ-1Б 2ск	нулевая отметка маш.зала	171	ЦН-4	нулевая отметка маш.зала
22	Д-2А 2ск	нулевая отметка маш.зала	172	ЦН-5	нулевая отметка маш.зала
23	ДВ-2А 2су	нулевая отметка маш.зала	173	ЦН-6	нулевая отметка маш.зала
24	Д-2Б 2ск	нулевая отметка маш.зала	174	ЦН-7	нулевая отметка маш.зала
25	ДВ-2Б 2ск	нулевая отметка маш.зала	175	ЦН-8	нулевая отметка маш.зала
26	Д-3А 2ск	нулевая отметка маш.зала	176	ЦН-9	нулевая отметка маш.зала
27	ДВ-3А 2ск	нулевая отметка маш.зала	177	ЦН-10	нулевая отметка маш.зала
28	Д-3Б 2ск	нулевая отметка маш.зала	178	РВ-1	нулевая отметка маш.зала
29	ДВ-3Б 2ск	нулевая отметка маш.зала	179	РВ-2	нулевая отметка маш.зала
30	МВ-1ТРА	нулевая отметка маш.зала	180	РВ-3	нулевая отметка маш.зала
31	МВ-1ТРБ	нулевая отметка маш.зала	181	НЧОВ-1	нулевая отметка маш.зала
32	Д-4А 2ск	нулевая отметка маш.зала	182	НЧОВ-2	нулевая отметка маш.зала
33	ДВ-4А 2ск	нулевая отметка маш.зала	183	НЧОВ-3	нулевая отметка маш.зала
34	Д-4Б 2ск	нулевая отметка маш.зала	184	СН-3А	нулевая отметка маш.зала
35	ДВ-4Б 2ск	нулевая отметка маш.зала	185	СН-3Б	нулевая отметка маш.зала
36	Д-5А 2ск	нулевая отметка маш.зала	186	СН-3В	нулевая отметка маш.зала
37	ДВ-5А 2ск	нулевая отметка маш.зала	187	СН-4А	нулевая отметка маш.зала

Продолжение таблицы 1

№	Наименование присоединения	Месторасположение присоединения	№	Наименование присоединения	Месторасположение присоединения
38	Д-5Б 2ск	нулевая отметка маш.зала	188	СН-4Б	нулевая отметка маш.зала
39	ДВ-5Б 2ск	нулевая отметка маш.зала	189	СН-4В	нулевая отметка маш.зала
40	Д-6А 2ск	нулевая отметка маш.зала	190	СН-5А	нулевая отметка маш.зала
41	ДВ-6А 2ск	нулевая отметка маш.зала	191	СН-5Б	нулевая отметка маш.зала
42	Д-6Б 2ск	нулевая отметка маш.зала	192	СН-5В	нулевая отметка маш.зала
43	ДВ-6Б 2ск	нулевая отметка маш.зала	193	СН-6А	нулевая отметка маш.зала
44	Д-7А 2ск	нулевая отметка маш.зала	194	СН-6Б	нулевая отметка маш.зала
45	ДВ-7А 2ск	нулевая отметка маш.зала	195	СН-6В	нулевая отметка маш.зала
46	Д-7Б 2ск	нулевая отметка маш.зала	196	СН-7А	нулевая отметка маш.зала
47	ДВ-7Б 2ск	нулевая отметка маш.зала	197	СН-7Б	нулевая отметка маш.зала
48	Д-8А 2ск	нулевая отметка маш.зала	198	СН-7В	нулевая отметка маш.зала
49	ДВ-8А 2ск	нулевая отметка маш.зала	199	СН-8А	нулевая отметка маш.зала
50	Д-8Б 2ск	нулевая отметка маш.зала	200	СН-8Б	нулевая отметка маш.зала
51	ДВ-8Б 2ск	нулевая отметка маш.зала	201	СН-8В	нулевая отметка маш.зала
52	Д-9А 2ск	нулевая отметка маш.зала	202	СН-9А	нулевая отметка маш.зала
53	ДВ-9А 2ск	нулевая отметка маш.зала	203	СН-9Б	нулевая отметка маш.зала
54	Д-9Б 2ск	нулевая отметка маш.зала	204	СН-9В	нулевая отметка маш.зала
55	ДВ-9Б 2ск	нулевая отметка маш.зала	205	СН-10А	нулевая отметка маш.зала
56	МВ-2ТРБ	нулевая отметка маш.зала (Сетка)	206	СН-10Б	нулевая отметка маш.зала

Продолжение таблицы 1

№	Наименование присоединения	Месторасположение присоединения	№	Наименование присоединения	Месторасположение присоединения
57	МВ-2ТРА	нулевая отметка маш.зала (Сетка)	207	СН-10В	нулевая отметка маш.зала
58	ДРГ-10	нулевая отметка маш.зала	208	СНП-1	нулевая отметка маш.зала
59	РПЭН-2	нулевая отметка маш.зала	209	СНП-2	нулевая отметка маш.зала
60	ДВ-10 2ск	нулевая отметка маш.зала	210	СНП-3	нулевая отметка маш.зала
61	ДВ-10 1ск	нулевая отметка маш.зала	211	СНП-4	нулевая отметка маш.зала
62	ДРГ-11	нулевая отметка маш.зала	212	КН-3А	нулевая отметка маш.зала
63	ДВ-11 2ск	нулевая отметка маш.зала	213	КН-3Б	нулевая отметка маш.зала
64	ДВ-11 1 ск	нулевая отметка маш.зала	214	КН-3В	нулевая отметка маш.зала
65	ДВ-12 2ск	нулевая отметка маш.зала	215	КН-4А	нулевая отметка маш.зала
66	ДРГ-12	нулевая отметка маш.зала	216	КН-4Б	нулевая отметка маш.зала
67	ДВ-13 1ск	нулевая отметка маш.зала	217	КН-4В	нулевая отметка маш.зала
68	Д-13	нулевая отметка маш.зала	218	КН-5А	нулевая отметка маш.зала
69	ДРГ-13	нулевая отметка маш.зала	219	КН-5Б	нулевая отметка маш.зала
70	ДВ-14 2ск	нулевая отметка маш.зала	220	КН-5В	нулевая отметка маш.зала
71	ДРГ-14	нулевая отметка маш.зала	221	КН-6А	нулевая отметка маш.зала
72	ДВ-14 1ск	нулевая отметка маш.зала	222	КН-6Б	нулевая отметка маш.зала
73	ТР-Р Т-1 ОВК	нулевая отметка маш.зала	223	КН-6В	нулевая отметка маш.зала
74	ТР-Р ОМХ Т-1М	нулевая отметка маш.зала	224	КН-7А	нулевая отметка маш.зала
75	ТР-Р ОМХ 10ТМ	нулевая отметка маш.зала	225	КН-7Б	нулевая отметка маш.зала

Продолжение таблицы 1

№	Наименование присоединения	Месторасположение присоединения	№	Наименование присоединения	Месторасположение присоединения
76	ТР-Р Т-2 ОВК	нулевая отметка маш.зала	226	КН-7В	нулевая отметка маш.зала
77	ТР-Р Т-3 ОВК	нулевая отметка маш.зала	227	КН-8А	нулевая отметка маш.зала
78	ТР-Р Т-3ПК	нулевая отметка маш.зала	228	КН-8Б	нулевая отметка маш.зала
79	ТР-Р Т-1ПК	нулевая отметка маш.зала	229	КН-8В	нулевая отметка маш.зала
80	ТР-Р Т-2ПК	нулевая отметка маш.зала	230	КН-9А	нулевая отметка маш.зала
81	ТР-Р Т-5ПК	нулевая отметка маш.зала	231	КН-9Б	нулевая отметка маш.зала
82	ТР-Р Тепл.хоз. 1	нулевая отметка маш.зала	232	КН-9В	нулевая отметка маш.зала
83	ТР-Р Тепл.хоз. 2	нулевая отметка маш.зала	233	КН-10А	нулевая отметка маш.зала
84	ТР-Р ОВК 100Т	нулевая отметка маш.зала	234	КН-10Б	нулевая отметка маш.зала
85	ТР-Р ОМХ Т-2М	нулевая отметка маш.зала	235	КН-10В	нулевая отметка маш.зала
86	СГН-1	ПК-1	236	КН-11А	нулевая отметка маш.зала
87	СГН-2	нулевая отметка маш.зала	237	КН-11Б	нулевая отметка маш.зала
88	СГН-3	ПК-1	238	КН-11В	нулевая отметка маш.зала
89	СГН-4	нулевая отметка маш.зала	239	2МН-1	нулевая отметка маш.зала
90	СГН-5	нулевая отметка маш.зала	240	2МН-2	нулевая отметка маш.зала
91	СГН-6	нулевая отметка маш.зала	241	2МН-3	нулевая отметка маш.зала
92	СГН-7	нулевая отметка маш.зала	242	2МН-4	нулевая отметка маш.зала
93	СГН-8	ПК-3	243	2МН-5	нулевая отметка маш.зала
94	СГН-9	ПК-3	244	2МН-6	нулевая отметка маш.зала

Продолжение таблицы 1

№	Наименование присоединения	Месторасположение присоединения	№	Наименование присоединения	Месторасположение присоединения
95	СГН-10	ПК-2	245	2МН-7	нулевая отметка маш.зала
96	СГН-11	ПК-2	246	МВ-1НГВ	нулевая отметка маш.зала
97	СГН-12	ПК-2	247	МВ-2НГВ	нулевая отметка маш.зала
98	СГН-13	ПК-2	248	РН-1	ПК-1
99	НПТС-1	нулевая отметка маш.зала	249	РН-2	нулевая отметка маш.зала
100	НПТС-2	нулевая отметка маш.зала	250	РН-3	нулевая отметка маш.зала
101	НПТС-3	нулевая отметка маш.зала	251	РН-4	ПК-3
102	НПТС-4	нулевая отметка маш.зала	252	РН-5	ПК-3
103	НПТС-5	нулевая отметка маш.зала	253	РН-6	ПК-3
104	НПТС-6	нулевая отметка маш.зала	254	РН-7	ПК-3
105	НПТС-7	нулевая отметка маш.зала	255	РН-8	ПК-3
106	НПТС-8	нулевая отметка маш.зала	256	Т4-ПК	нулевая отметка маш.зала
107	НПТС-9	нулевая отметка маш.зала	257	Т3-ОМХ	нулевая отметка маш.зала
108	НПТС-10	нулевая отметка маш.зала	258	Т4-ОВК	нулевая отметка маш.зала
109	НТХВ-1	ПК-1	259	ПК-2,ВК-1	ОВК
110	НТХВ-2	нулевая отметка маш.зала	260	УКС ВА3 6КВ	нулевая отметка маш.зала
111	НТХВ-3	ПК-1	261	УКС ВА3 0,4КВ	нулевая отметка маш.зала
112	НТХВ-4	нулевая отметка маш.зала	262	Т-4М	нулевая отметка маш.зала
113	НТХВ-5	нулевая отметка маш.зала	263	2МН-4	нулевая отметка маш.зала
114	НТХВ-6	нулевая отметка маш.зала	264	Т-6ПК	ПК-3

Продолжение таблицы 1

№	Наименование присоединения	Месторасположение присоединения	№	Наименование присоединения	Месторасположение присоединения
115	НТХВ-7	нулевая отметка маш.зала	265	Т-7ПК	ПК-3
116	НТХВ-3А	нулевая отметка маш.зала	266	Т5-ОВК	нулевая отметка маш.зала
117	НТХ-2	нулевая отметка маш.зала	267	УКС ВАЗ 0,4КВ рез.	нулевая отметка маш.зала
118	НТХ-1	нулевая отметка маш.зала	268	КНПБС-1	нулевая отметка маш.зала
119	ПЗН-1	нулевая отметка маш.зала	269	КНПБС-2	нулевая отметка маш.зала
120	ПЗН-2	нулевая отметка маш.зала	270	РСЦ	ПК-3
121	ПЗН-3	нулевая отметка маш.зала	271	СТО	ПК-3
122	ПЗН-4	нулевая отметка маш.зала	272	ГСК-71	ПК-3
123	ПЗН-5	нулевая отметка маш.зала	273	Гараж	ПК-3
124	ПЗН-6	нулевая отметка маш.зала	274	Колобок	ПК-3
125	ПЗН-7	нулевая отметка маш.зала	275	Кузница	ОВК
126	ВК-6,ВК-9	нулевая отметка маш.зала	276	Муж.раздевалка	ОВК
127	КНБ-3А	нулевая отметка маш.зала	277	Розеточные сети	ОВК
128	КНБ-3Б	нулевая отметка маш.зала	278	Освещение 3,4 эт.	ОВК
129	КНБ-3В	нулевая отметка маш.зала	279	Столовая ввод 1	ОВК
130	КНБ-4А	нулевая отметка маш.зала	280	Столовая ввод 2	ОВК
131	КНБ-4Б	нулевая отметка маш.зала	281	Мастерские ЭЦ и ОВК	ОВК
132	КНБ-4В	нулевая отметка маш.зала	282	Освещение проходной	ОВК
133	КНБ-5А	нулевая отметка маш.зала	283	РМО станоч.отделение	ОВК

Продолжение таблицы 1

№	Наименование присоединения	Месторасположение присоединения	№	Наименование присоединения	Месторасположение присоединения
134	КНБ-5Б	нулевая отметка маш.зала	284	Сварка РМО	ОВК
135	КНБ-5В	нулевая отметка маш.зала	285	Освещение 1,2 эт.	ОВК
136	КНБ-6А	нулевая отметка маш.зала	286	Кузница РМО	ОВК
137	КНБ-6Б	нулевая отметка маш.зала	287	Арматурный участок РМО	ОВК
138	КНБ-6В	нулевая отметка маш.зала	288	Сборка ЭВМ	ОВК
139	КНБ-7А	нулевая отметка маш.зала	289	Старое здание РСЦ	НГВ
140	КНБ-7Б	нулевая отметка маш.зала	290	Комната мастеров	ПК-1
141	КНБ-7В	нулевая отметка маш.зала	291	Душевые 2 эт.	ПК-1
142	КНБ-8А	нулевая отметка маш.зала	292	Сборка насосной №1,2	ОМХ
143	КНБ-8Б	нулевая отметка маш.зала	293	Сборка строительной столовой	ОМХ
144	КНБ-8В	нулевая отметка маш.зала	294	ГСК-71 ЭНЕРГИЯ	ПК-1
145	ПСН-3А	нулевая отметка маш.зала	295	Сборка нового здания РСЦ	ПК-1
146	ПСН-3Б	нулевая отметка маш.зала	296	Сборка нового гаража	ПК-1
147	ПСН-3В	нулевая отметка маш.зала	297	Мегафон	нулевая отметка маш.зала
148	ПСН-4А	нулевая отметка маш.зала	298	МТС	нулевая отметка маш.зала
149	ПСН-4Б	нулевая отметка маш.зала	299	Билайн	нулевая отметка маш.зала
150	ПСН-4В	нулевая отметка маш.зала			

Для понимания масштаба расстояний и времени, затраченного на обход, необходимо знать примерные расстояния от строений, в которых находятся счетчики, до машинного зала (точка начала обхода, согласно утвержденным маршрутам следования, прописанным в должностных инструкциях).

Приблизительное расстояние от главного корпуса до:

- РУСН ОВК (450 м);
- НГВ (300 м);
- Пиковые котельные (150 м).

Также, рассмотрены примерные расстояния между остальными корпусами, задействованными в обходе:

- от РУСН ОВК до НГВ (450 м)
- от НГВ до Пиковой котельной №1 (350 м)
- от Пиковой котельной №1 до Пиковой котельной №2 (50 м)
- от Пиковой котельной №2 до Пиковой котельной №3 (250 м)
- от Пиковой котельной №3 до ГЩУ (1500 м)

Так как в данной работе рассматривается именно технический учет ТЭЦ, следовательно, необходимо рассмотреть, как происходит обеспечение питания собственных нужд.

1.2 Питание С.Н. на ТЭЦ ВАЗа

Обеспечение питания С.Н. станции - важнейшая и ответственная задача начальника смены станции (НСС) и начальника смены электроцеха (НСЭ) как в нормальных, так и в аварийных условиях.

Ответственность за обеспечение питания С.Н. ТЭЦ лежит в полной мере на НСС; НСЭ наравне с НСС несет ответственность за бесперебойное снабжение С.Н.

Распоряжения руководителей ТЭЦ и эл. цеха по вопросам, входящим в компетенцию оперативного персонала, должны выполняться лишь по согласованию с НСС (НСЭ).

Ни один элемент питания С.Н. не должен быть выведен из работы или резерва без разрешения НСС, кроме случаев явной опасности для людей и оборудования.

Если распоряжение вышестоящего оперативного персонала, не угрожающее безопасности людей и сохранности оборудования, представляется подчиненному оперативному персоналу ошибочным, дежурный обязан указать на это вышестоящему лицу. В случае подтверждения распоряжения дежурный обязан его выполнить.

Распоряжения вышестоящего оперативного персонала, угрожающие жизни людей и сохранности оборудования, а также распоряжения, которые могут привести к полному останову электростанции и потере С.Н., не выполняются ни при каких обстоятельствах.

Общие указания по обеспечению надежности питания С.Н.

Схема питания эл. оборудования С.Н. ТЭЦ ВАЗ построена по блочному принципу: питание секций 6 кВ блока осуществляется от фидера-отпайки данного блока, фидеры 1Р - 4Р, 7Р - 11Р находятся в работе только при работающих генераторах, фидеры 5Р и 6Р находятся в работе при включенных автотрансформаторах 5ГТ и 6ГТ.

Понижающий трансформатор с расщепленной обмоткой низкого напряжения, т.е. от одного трансформатора С.Н. питаются секции С.Н. 6 кВ разных котлов: от фидера 7Р питаются секции 7Р и 8Р, от фидера 8Р питаются секции 9Р, 1РО; от фидера 9Р - секции 11РА, 10РБ; от фидера 10Р - секции 13РА, 12РБ и от фидера 11Р - секции 14РА и 14РБ, т.е. блочный принцип питания С.Н. строго выдерживается. Рабочее питание секций 0,4 кВ блока осуществляется от тр-ра 6/0,4 кВ, подключенного к секции 6 кВ.

Достоинствами схемы С.Н. 6 кВ и 0,4 кВ блоков является:

- секционные схемы (дублирующие механизмы С.Н. блока питаются с 2-х секций 6 кВ и 0,4 кВ);

- наличие индивидуальных вводов рабочего питания;

- наличие индивидуальных вводов резервного питания - явный резерв в схеме питания блочных секций С.Н. 6 кВ обеспечивается двумя резервными трансформаторами 110/6 - 6 кВ 1ТР и 2ТР, в схеме 0,4 кВ - 40Т и 50Т, 100Т, 60Т, 109Т, 10ТМ;

Секционирование резервных шинопроводов блочных секций 6 кВ (1ТРА и 2ТРА, 1ТРБ и 2ТРБ), секционирование резервных шинопроводов секций 0,4 кВ (1сек., 2сек. и 3сек. резервных шинопроводов) наличие 2-х независимых источников резервного питания (тр-ры 1ТР и 2ТР - в схеме С.Н. 6 кВ; трансформаторы 40Т и 50Т, 100Т, 60Т, 109Т, 10ТМ - в схеме С.Н. 0,4 кВ); наличие двухстороннего автоматического ввода резерва (АВР) на секционных выключателях (СМВ-12ТРА, СМВ-12ТРБ) резервных шинопроводов блочных секций 6 кВ.

Секционирование и явный резерв осуществлено в схеме питания С.Н. 0,4 кВ объединенного вспомогательного корпуса (ОВК), насосной горячей водоснабжения (НГВ) пиковых котельных №1, №2 и №3 (рез. тр-ры 6/0,4 кВ 100Т, 109Т), а также в схеме 0,4 кВ основного мазутохозяйства № 1, 2 ОМХ-1, 2, 3, 4 (рез. тр-р 6/0,4 кВ 10ТМ). Секции С.Н. 6 кВ пиковых котельных №1, №3 и НГВ, секции 0,4 кВ ОРУ-110/220 кВ имеют неявный резерв.

В целях ограничения токов к.з. параллельное включение рабочих фидеров (трансформаторов) С.Н. и резервных трансформаторов нормально недопустимо и разрешается только на время перевода питания секций С.Н.

При исчезновении напряжения на секциях С.Н. 6 кВ и 0,4 кВ (в том числе и при отключении рабочего ввода по любой причине, кроме КЗ на секции) устройство автоматического включения резерва - АВР - подключает резервный источник питания. Устройства АВР постоянно находятся в работе.

Как показала практика, требуют особого внимания следующие участки элементов С.Н.: кабельные каналы под ОВК, пиковыми котлами № 1,2,3, под

энергетическими котлами №№ 1-6 из-за частой обводненности; кабели 6 кВ (прежде всего - концевые кабельные муфты) тр-ра 2ТР, каб. трассы на ОМХ из-за местных просадок грунта. обводненности каб.тоннеля у ЦНС; приводы МВ-6 кВ ВМП-10К тягодутьевых механизмов котлов; реакторы на отпайке С.Н. т/генераторов 1ГТ и 2ГТ, не допускающие перегрузок и работающие в условиях высокой температуры охлаждающего воздуха.

Кроме того, при полной разгрузке секции 0,4 кВ 1НО (2НО) - общестанционная нагрузка - возможен перегруз трансформаторов Т-1НО (Т-2НО). В последнем случае оперативный персонал должен контролировать величину, длительность перегрузки, следить за работой трансформаторов.

Эл. приемники С.Н. эл. станции относятся к 1 категории; перерыв питания их допустим только на время автоматического ввода резервного питания.

Особую роль в работе эл. станции играют ответственные механизмы С.Н., т.к. их отключение приводит:

- к аварийному отключению основного оборудования;
- повреждению оборудования при пусках-остановах основных агрегатов;
- к разгрузке станции.

По ТТЦ - мазутные насосы 1-го и 2-го подъема.

По котельному отделению - дымососы, дутьевые вентиляторы, регенеративные воздухоподогреватели энергетических котлов; насосы запаса чистого конденсата; насосы технологической воды НТХВ; маслонасосы дутьевых вентиляторов К-10, 11, 12, 13,14.

По турбинному отделению - питательные (в комплексе с маслоэлектронасосами), циркуляционные, конденсатные насосы турбин, масло насосы турбин и уплотнений генераторов, валоповоротные устройства, насосы дистиллята.

В отопительный период к ответственным механизмам С.Н. относятся подпорные сетевые и сетевые насосы, подпиточные "зимние" насосы НГВ,

насосы тепличного хозяйства НТХ, сетевые городские насосы - СГН, сетевые подпорные насосы СПН, СНП-1-4.

По электроцеху - резервные возбудители, п/зарядные устройства АБ-1, АБ-2, АБ-3, насосы и вентиляторы системы охлаждения трансформаторов 2ГТ-11ГТ, компрессоры ОРУ-110/220 кВ.

По химическому цеху - насосы частично обессоленной воды, осветленной воды, химочищенной воды, насосы обессоленной воды на ВАЗ.

В целях обеспечения надежного самозапуска ответственных электродвигателей 6 кВ на секциях С.Н. 1Р-9Р, 1РО, 10РБ, 11РА, 12РБ, 13РА, 14Р выполнена групповая защита минимального напряжения, действующая на отключение менее ответственных электродвигателей при глубоком и затяжном снижении напряжения 6 кВ.

1 ступень (- 0,5") отключает НПТС-1-4; ПН-1, 2; НРД-1, 2; КНБ-3-8; СН-3-10; ПСН-3-10; СПН-1-3.

2 ступень (- 9") отключает ДВ-1-8; НТХВ-2; ПЭН-1; дымососы автоматически переходят на первую скорость.

Не отключаются этой защитой (т.е. остаются на самозапуске) следующие электродвигатели: дымососы энергетических котлов

1 скорость: ПМН-1-11; 2МН-1, 2, 3, 4, 5, 6, 7; ЦН-1-10; ПЭН-1Р, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 2Р; КН-3-11; не отключаются также тр-ры С.Н. 6/0,4 кВ.

Для улучшения условий самозапуска эл. двигателей С.Н. при работе АВР или внешних К.З. рекомендуется на секциях резервного питания 6 кВ поддерживать напряжение возможно близким к 1,05 Уном 6,3 кВ, а резервные трансформаторы С.Н. 1ТР,2ТР,40Т,50Т,60Т,100Т,109Т,10ТМ держать, как правило, без нагрузки на Х.Х.

От резервной сборки 10ТМ питается эл. двигатель 1МН-2, от резервного шинпровода 1ТРА питается эл. двигатель РПЭН-1, от резервного шинпровода 2ТРА питается фидер 4ПК.

При пуске и включении в сеть генераторов питания секций 6 кВ С.Н. блока переводится на рабочую отпайку сразу же после синхронизации генераторов (при отсутствии замечаний за турбиной, генератором и другим оборудованием блока, грозящих останом блока). При этом повышается надежность работы системы С.Н. станции и данного блока за счет восстановления нормальной схемы АВР и освобождения резервного трансформатора.

При плановом останове генераторов 1ГТ-4ГТ, 7ГТ-11ГТ питание С.Н. блока должно быть переведено на резервный источник непосредственно перед отключением ВВ-110/220 кВ (для сохранения АВР С.Н. блока на возможно длительное время).

При переходе генератора в двигательный режим (при закрытии автоматического затвора турбины) питание секций С.Н. данного блока должно быть немедленно переведено на резервный источник питания, т.к. через 3-3,5 мин. происходит отключение ВВ-110/220 кВ генератора, гашение поля ротора и отключение рабочих вводов питания секций С.Н. 6 кВ по цепи технологической защиты турбины.

При аварийном отключении ВВ-110/220 кВ блоков 1ГТ-4ГТ, 7ГТ-11ГТ (от ДЗШ-110/220 кВ, от первых ступеней резервных максимально-токовых защит блоков) и при отсутствии замечаний за оборудованием блока генератор должен продолжать работать на С.Н.; персонал принимает меры к немедленной синхронизации генератора. При наличии повреждения оборудования блока и необходимости срочного его останова секции С.Н. блока необходимо немедленно запитать от резервного источника только с перерывом питания ввиду несинхронности напряжений.

Ввиду особой важности для ликвидации аварий и правильных действий по обеспечению бесперебойного питания С.Н. знания баланса мощностей на ТЭЦ в каждый момент времени НСС, НСЭ и ДЩУ должен четко представлять:

- величину генерируемой мощности;

- нагрузку С.Н. ТЭЦ ВАЗ (полную, по фидерам 1Р-11Р и в отдельности по секциям 6 кВ;
- нагрузку потребителей 110 кВ (полную и по секциям 110 кВ в отдельности);
- переток активной мощности в систему 220 кВ или из системы 220 кВ;
- переток реактивной мощности в систему 220 кВ или из системы 220 кВ;
- наличие резерва мощностей по состоянию основного оборудования ТЭЦ ВАЗ;
- состояние противоаварийной автоматики на ТЭЦ ВАЗ.

При рапорте на момент приема смены эти данные должны сообщаться дежурной ГЩУ начальнику смены электроцеха, а последний сообщает их при рапорте НСС.

При анализе ремонтного режима необходимо решать следующие вопросы (с точки зрения резервирования С.Н.):

- правильность выбора режима делительной автоматики (ДА) по частоте;
- достаточность пропускной способности фидеров С.Н. для подхвата части (полной) нагрузки С.Н. ТЭЦ;
- порядок автоматического (ручного) резервирования С.Н. блоков при возникновении аварий, затрагивающих крупные узлы схемы (погашение блока, секции 110 кВ, резервного трансформатора С.Н., работа ДА).

С учетом сказанного оперативно-ремонтные схемы предусматривают, что на одной секции 110 кВ с рез. тр-ром С.Н. находится не менее одного блока генератор-трансформатор; на С.Н. ТЭЦ выделяются, как правило, оба рез. тр-ра 1ТР и 2ТР (поскольку в период максимальных нагрузок одного резервного трансформатора недостаточно для питания С.Н. ТЭЦ).

При аварийном выходе из работы сразу обоих резервных трансформаторов 1ТР и 2ТР резервные шинопроводы запитываются: 1ТРА и 2ТРА - от сек.6РА (Т-6Р), 1ТРБ и 2ТРБ - от сек.5РБ (Т-5Р).

При питании резервных шинопроводов от рабочих секций не необходимо учитывать (для обеспечения селективности) выдержки времени максимально-токовых защит МВ рабочих и резервных вводов. Например, при запитке рез. шинопроводов 1ТРА и 2ТРА от сек.6РА обеспечивается полная селективность рел.защиты. При запитке резервных шинопроводов 1ТРБ и 2ТРБ от сек. 5РБ полной селективности добиться не удастся: при питании секции 3РБ (4РБ) от резервного шинопровода и при К.З. на этой секции возможно неселективное отключение МВР-5РБ. В этом случае персонал должен отключить МВР-3РБ (МВР-4РБ) и подать напряжение на резервный шинопровод от сек.5РБ, затем выяснить и устранить причину погашения секции 3РБ (4РБ). В каждом конкретном случае персонал должен определиться, как будет работать релейная защита вводов при к.з. на резервном шинопроводе, на резервируемой секции.

При выводе в ремонт блоков 1ГТ-4ГТ,7-11ГТ автотрансформаторов 5ГТ,6ГТ (при сохранении в резерве фидеров С.Н. 1Р-11Р МВ рабочих вводов на секциях 6 кВ С.Н. 1Р-14Р должны находиться в резерве (схема собрана) для возможности запитки секции через переемычку рабочих вводов при аварийной потере питания от одного резервного ввода. (Схема головного выключателя фидера С.Н. разобрана - откл. линейный разъединитель, выкачены тележки МВ-1Р,2Р). Ключ ПБ АВР данного фидера должен быть в положении "деблокировано".

При одновременном выводе в ремонт (на проверку р.з.) головного МВ необходимо исключить цепи отключения рабочих вводов от МТЗ головного МВ (выполняется совместно с персоналом МС РЗАИ).

При погашении резервного шинопровода 6 кВ и погашении запитанной от него секции разрешается однократная подача напряжения на секцию через переемычку рабочих вводов (после отключения МВ резервного ввода от погашения резервного шинопровода). При К.З. на погасшей секции возможна неселективная работа защит МВ рабочих и резервных вводов и погашение

"здоровой" секции. При этом необходимо отключить МВ рабочих вводов и включить МВ резервного ввода "здоровой" секции.

При отключении от защиты МВ рабочего ввода АВР на секции С.Н. не работает. Подача напряжения производится на освобожденные сб. шины только после осмотра секции и при отсутствии повреждения сборных шин, масляных выключателей или после устранения повреждений. Шины опробуются от резервного источника питания.

При отказе в работе АВР (если отключение рабочего источника произошло не от МТЗ) необходимо однократно попытаться поставить под напряжение погасшую секцию С.Н. КРУ 6 кВ дистанционно от резервного источника.

При отказе во включении резервного выключателя, попытаться вручную (дистанционно) еще раз включить рабочий источник.

При отсутствии резервного источника питания (или выводе его в ремонт) и отключении рабочего ввода секции С.Н. 6 кВ необходимо немедленно однократно попытаться дистанционно включить МВ рабочего ввода.

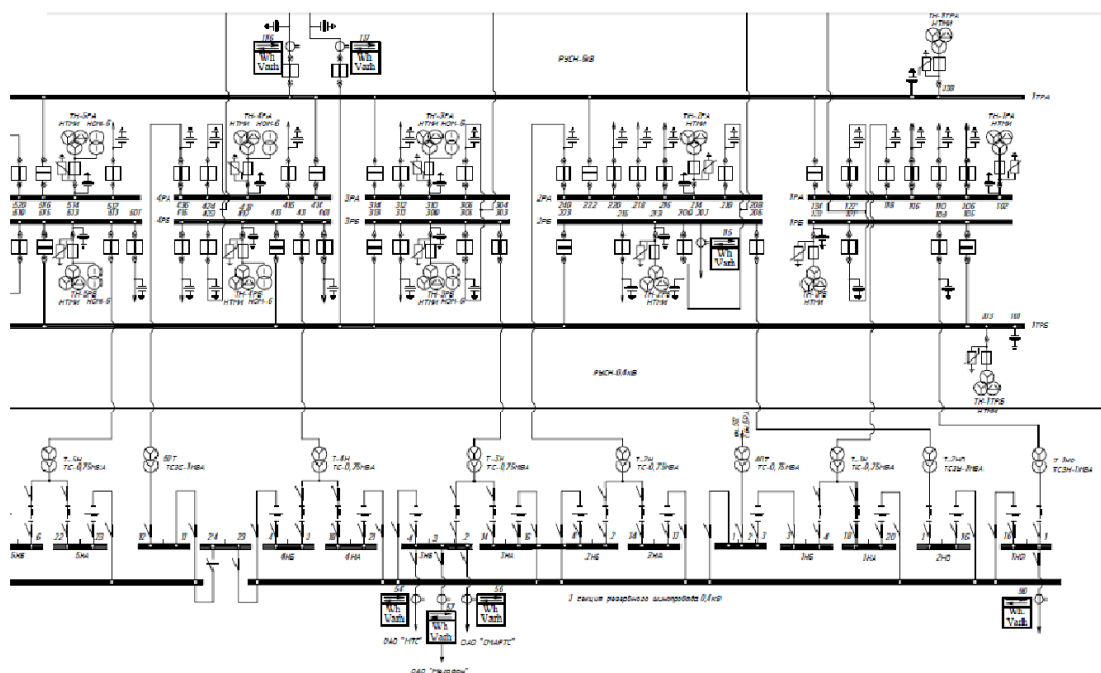


Рисунок 3 – Часть однолинейной схемы ТЭЦ ВАЗа питания С.Н.

1.3 Основные составляющие автоматизированных систем

Для грамотной автоматизации и оптимизации энергопотребления на собственные нужды, на данной станции, рассмотрены несколько вариантов беспроводных систем, для более удобного и качественного сбора информации.

Задачи, которые решает автоматизированная система:

- организации сбора, архивирования, резервного копирования информации от различных систем учета электроэнергии в различных форматах в едином информационном поле;
- расчёта показателей на основании информации по точкам учёта, учётным показателям и любых математических формул;
- обработки полученной информации в режиме реального времени;
- отображение необходимой информации в любых разрезах и за любой временной период;
- формирование и выдача управляющих сигналов (тревожных сообщений);
- формирование и представление аналитической и статистической отчетности в любой требуемой форме;
- подготовка данных для автоматической передачи;
- экспорт информации в биллинговые системы;
- построение многоуровневой распределённой информационной системы;

Принцип работы автоматизированной системы учета и потребления электроэнергии:

Такая система представляет из себя автоматизированную систему учёта электрической энергии. Состоит эта система из трех уровней.

1. Первый уровень называется нижним и включает в себя, так называемые умные счётчики, или интеллектуальные приборы учёта эл.

энергии. Кроме постоянного измерения параметров потребления эл. энергии, во всех точках, происходит самостоятельная передача данных на второй уровень, за счет автоматизированной системы, без третьих лиц (например обходчиков). Чтобы обслуживать данную систему и держать все показания под контролем нужен всего один человек, умеющий работать с данной системой.

2. Второй уровень-средний. Состоит из передачи информации. Т.е. устройства и приборы постоянно снимают данные со счетчиков, в режиме реального времени, далее передавая собранную информацию на третий(верхний) уровень.

3. Третий уровень (верхний) представляет собой центральный узел, в котором собирается и обрабатывается информация со всех устройств, задействованных в системе, для передачи информации собранной с оборудования. На верхнем уровне используется личный кабинет программного обеспечения. Благодаря этой системе можно наглядно видеть и анализировать полученную информацию, сформировать отчетную документацию.

Небольшие объемы информации передаются по каналам (проводным или беспроводным) за счет протоколов пересылки. Если упростить для наглядности принцип работы системы, он будет выглядеть как следующий алгоритм:

1. Электрические счетчики, далее, передающие все сигналы на устройства, предназначенные для сбора данных;
2. Данные, собранные со всех приборов учета, далее уходящие на сервер, для последующего сбора и обработки полученной информации;
3. Информация обрабатываемая операторами, за счет специального разработанного программного обеспечения.

Данные, полученные с помощью автоматизированной системы, используются для корректного вывода, касаясь потребления электроэнергии. Т.е. возможность максимально точно оценить потребление на данный мо-

мент, а далее составить графики для сокращения потребления с минимальными потерями.

Самое первое и важное звено, с которого берет начало любая автоматизированная система, за счет чего подобные автоматизации и стали возможными, это вывод электронных (умных или интеллектуальных) счетчиков на рынок. Такой прибор учёта является электронным базовым компонентом, а, следовательно, первичным источником, с которого и собирается информация для последующей передачи на высшие уровни автоматизированных систем.

Независимо от выбора производителя приборов учёта или разработчиков автоматизированной системы, счётчики, интегрируемые в автоматизированные системы, должны соответствовать требованиям ГОСТ 31819.21–2012 (62053–21:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21» и быть внесёнными в государственный реестр средств измерений, а их применение необходимо согласовать.

1.4 Рассмотрение существующих автоматизированных систем

При рассмотрении возможных автоматизированных систем, с последующим выбором самой подходящей для данной станции, были выявлены преимущества и недостатки систем, существующих, на данный момент.

Один из самых популярных вариантов автоматизированных систем представляет собой сбор и дальнейшую передачу информации с установленных устройств, при помощи кабеля, такой вариант является самым популярным, в силу своей давности и элементарного процесса установки, но также является самым затратным и трудоемким при внедрении.

Такая кабельная система, чаще всего использует кабель, называемый витой парой, возможно даже использование оптоволоконного кабеля, но оптоволоконный кабель есть смысл устанавливать при передаче уже непосредственно на верхних уровнях автоматизированных систем, например, от

базы, на которую поступают все данные до сервера, где эти же данные хранятся и обрабатываются.

Особенность установки витой пары заключается в том, что витую пару необходимо брать не меньше четырех пар, так как установка происходит через стандартный разъем RS – 485, используемой для передачи данных по сети.

При существовании нескольких видов витой пары UTP, FTP, U/STP, STP и так далее, для данной станции подойдет вид S/FTP (этот кабель представляет собой максимально экранированный и изолированный: изоляция каждой жилы, экранирование каждой жилы фольгой, изоляция всех жил совместно, экранирование общее фольгой, с медной сеткой, и еще один внешний слой изоляции ПВХ), так как рассматривается производство, где подключено большое количество оборудования. Опять же, на ТЭЦ ВАЗа, данный кабель, не смотря на свою максимальную степень защиты, будет подвержен электромагнитным наводкам и иметь большой сигнал затухания.

Лучшее расстояние для проведения такого кабеля будет составлять не более 50 метров, для максимальной пользы и с минимальными потерями данных.

Что касается расстояний, на которых находятся все счетчики, к которым необходимо будет провести кабель, они довольно большие, это можно увидеть из схемы, на которой проведен маршрут следования. За счет таких дальних расстояний, стоимость подобной системы увеличивается в разы, по сравнению с беспроводными автоматизированными системами, а эффективность находится под сомнением.

Хочется отметить что далее будет рассмотрена попытка внедрения автоматизированной системы на станции.

Далее сравниваются автоматизированные системы, создающиеся на беспроводной основе.

Автоматизированные системы, созданные при помощи GSM, являются системами, передающими данные по сети, с помощью мобильного интернета.

Такие системы подходят для установки автоматизированной системы в доме (например, как помощь в контроле и обслуживании ЖКХ), являются достаточно скоростными и могут работать на дальнее расстояние.

Основной минус данного варианта заключается в том, что при его установке необходимо внедрение сим-карты в каждое устройство, за счет чего и будет происходить передача данных, кроме необходимости инсталляции сим-карты в каждый прибор учёта, высокую стоимость модемов, существует нестабильность сигнала при размещении счётчиков внутри железобетонных зданий или металлических шкафов.

В этом и заключается проблема установки данной системы на производстве, так как, этот способ не предоставляет возможности передачи данных через столь толстые бетонные стены, как на станции, а как следствие такое решение получается совершенно не эффективным.

На это накладывается и тот факт, что операторы мобильной связи частенько сталкиваются с проблемами различного характера, например, загруженность сети (в праздничные дни), попытки DDOS атак и так далее. Следовательно, система, созданная при помощи GSM, не может являться достаточно защищенной.

Следующие возможные для внедрения системы, созданы с помощью ZigBee. Смысл таких систем заключается в том, что в них используются координаторы, роутеры и конечные устройства (в случае автоматизированных систем учета, для сбора данных). Такие системы могут подойти для использования, например, в умном доме, но точно не на производстве, так как дальность их действия (до 50 м) требует подключения дополнительных ретрансляторов, что увеличивает стоимость установки, и окупаемость системы в целом. Но не затрагивая высокую цену, данная система не подойдет, т.к. на ТЭЦ ВАЗа довольно большие расстояния, и плотные бетонные стены.

Оптимальным выбором для решения поставленной задачи стала система на основе технологии LPWAN (Low-power Wide-area Network — «энергоэффективная сеть дальнего радиуса действия») — беспроводная техноло-

гия передачи небольших по объёму данных на дальние расстояния, разработанная для сетей телеметрии.

Таблица 2 – Сравнение автоматизированных систем

Название системы	Проникающая способность	Дальность	Ограничения адресации
GSM LTE	Низкая, сигнал не проходит из шкафов и подвалов	1-2 км	Неограниченное количество счетчиков

Продолжение таблицы 2

ZeegBee	Низкая, сигнал плохо преодолевает препятствия	50-100 м	250 счетчиков
LPWAN	Высокая, узкополосный сигнал	10-50 км	Неограниченное количество счетчиков

Система, работающая на данной технологии LPWAN включает в себя производство всех необходимых составляющих для установки данной системы на производство.

1.5 Описание выбранной системы

Начинается система, разумеется, со счетчиков. Счетчики производит сама компания и включают они в себя 2 функции, одна из которых - это считывание потребляемой энергии (функционал обычного счетчика), вторая - беспроводная передача информации на следующий уровень (функционал модема). Получается, что для таких счетчиков не нужен дополнительно модем, т.к. в них уже встроен модуль, позволяющий сразу после подключения передавать информацию. Такое соединение двух функций в одном устройстве, дает возможность сэкономить на установке, плюс позволяет за сутки произвести все работы по установке данной системы из-за своей простоты. Систе-

ма, построенная, на данных счетчиках является самой дешевой на данный момент, по сравнению с традиционными, например, как, ZigBee. Разумеется, нельзя не отметить дальность связи (более 10 км). Еще счетчики имеют дистанционное управление и двухстороннюю связь. Оповещают при каких-либо проникновениях, отключениях, поломках с точностью во времени и месте. Имеют большой диапазон температур, при которых возможна нормальная работа (-40...+70°C), высокую степень защиты, что очень важно, при установке таких счетчиков на производстве.



Рисунок 4 – Трехфазный счетчик

Кроме вышесказанного хочется обратить внимание на наличие встроенной батареи, в данном приборе учета, чтобы была возможность ведения внутреннего таймера, и сохранялись внутренние запрограммированные параметры. Так же, получение возможности большого рабочего радиуса происходит у данных счетчиков за счет встраиваемого модуля. Такой модуль легко монтируется под клеммную крышку счетчика и обеспечивает передачу всех данных на следующий уровень системы. На следующем рисунке отображаются подробные технические характеристики выбранного счетчика.

Тип включения цепей напряжения/тока	Непосредственное или трансформаторное
Класс точности при измерении активной электрической энергии для модификаций	0,5S – 1
Класс точности при измерении реактивной электрической энергии для модификаций (по ГОСТ 31819.23-2012)	0,5 – 2
Номинальное напряжение $U_{ном}$, В	3×230/400 3×57,7/100
Предельный рабочий диапазон напряжений, В	от $0,8 \cdot U_{ном}$ до $1,2 \cdot U_{ном}$
Базовый ток I_b , А	5, 10, 20
Номинальный ток $I_{ном}$, А	1, 2, 5, 10
Максимальный ток $I_{макс}$, А	2, 10, 60, 80, 100, 120
Номинальное значение частоты сети, Гц	50±0,5
Диапазон измерения фазного / линейного напряжения переменного тока, В	от $0,8 \cdot U_{ном}$ до $1,2 \cdot U_{ном}$
Диапазон измерения силы переменного тока, А	от $0,01 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$
Количество тарифов	4
Степень защиты по ГОСТ 14254-96, для счетчиков в модификаций:	
• в обычном корпусе, не менее	IP54
• в корпусе наружной установки, не менее	IP65
Габаритные размеры (высота × длина × ширина), мм, не более:	
• для счетчиков в обычном корпусе	190 × 64 × 214
• для счетчиков в корпусе наружной установки	211 × 65 × 216
Масса счетчиков, кг, не более:	
• в обычном корпусе	1,8
• в корпусе наружной установки	2,0
Напряжение питания от встроенного источника постоянного тока, В, не менее	2
Срок службы встроенного источника постоянного тока, лет, не менее	16
Длительность хранения информации при отключении питания, лет	30
Средняя наработка счетчика на отказ, ч, не менее	280000
Средний срок службы, лет, не менее	30
Условия эксплуатации:	
– температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +70
– относительная влажность воздуха при температуре окружающего воздуха +25 °С, %, не более	95

Рисунок 5 – Характеристики счетчика

Далее, система, включает в себя беспроводную базовую станцию. Такой прибор принимает информацию, собирает ее, обрабатывает, и передает по сети. Устройство является компактным, с хорошими техническими характеристиками, пределы рабочих температур – 40°...+60°С, высокая степень защиты, удобство установки, маленькие габариты, переносимость влажности, гарантийный срок эксплуатации - 12 месяцев со дня ввода в эксплуатацию.



Рисунок 6 – Базовая станция

После базовой станции собранная информация попадает в личный кабинет, через сервер, которые разработаны также одной компанией. Данный личный кабинет очень прост в использовании, и удобен, именно своим оформлением. На нем обозначен каждый счетчик, с подписью, к какой установке он присоединен. Значит можно легко просмотреть нужное оборудование, на данный момент времени или за какой-то интервал. Сбор может происходить со многих точек одновременно, плюс данный сервер может делать выгрузку во многие программы (например, такие как 1С). Существует возможность настройки степени управления личным кабинетом и устройствами учета, в зависимости от разрешений составленной для определенной учетной записи. Что касается оплаты личного кабинета, она производится один раз, при установке всей системы. Если делается большой запрос, как в рассматриваемом случае, личный кабинет дается в подарок и обслуживается бесплатно, по горячей линии на протяжении всего гарантийного срока. А сервер, в свою очередь представляет небольшой бокс, и необходим для разворачивания собственной LPWAN-сети в масштабах предприятия. Называется такой небольшой сервер «BOX».

Сервер для развертывания сети в масштабе предприятия для сбора и хранения данных от устройств .

- Опрос до 10 базовых станций
- Ёмкость ~10 000 устройств
- Хранение данных — свыше 5 лет



Рисунок 7 – Сервер «BOX»

1.6 Преимущества и недостатки автоматизированных систем

Для реального снижения потерь электроэнергии и возможности решать проблемы достоверного получения данных с приборов учета дистанционно, подойдет автоматизированная система учета. Кроме вышесказанного такая система имеет ряд преимуществ, по сравнению, с классическим способом получения данных с приборов учета.

В чём преимущества автоматизированной системы по сравнению с традиционным энергоучётом

Автоматизированная система учёта электроэнергии позволяет обеспечить точность, а также реализует:

- достоверное получение данных потребления энергоресурса, за счет измерения;
- бесперебойный сбор данных, автоматически со всех приборов учета, с последующей передачей на сервер и возможностью визуализации, в специально разработанном личном кабинете;
- непрерывный контроль за энергопотреблением, в любых самостоятельно заданных временных интервалах;
- постоянное накопление и долгосрочное хранение данных даже при выключенном электропитании приборов учёта;
- быструю диагностику данных с возможностью выгрузки информации за текущий и прошлый периоды;
- анализ структуры энергопотребления с возможностью её корректировки и оптимизации;
- оперативное выявление несанкционированных подключений к сети энергоснабжения или безучётного потребления;
- фиксацию даже незначительных отклонений всех контролируемых параметров;
- возможность прогнозирования значений величин энергоучета на кратко-, средне- и долгосрочный периоды;

- удалённое отключение устройств от сети с возможностью обратного включения.

1.7 Выводы по разделу

Как следствие из вышеназванных факторов, внедрение автоматизированной системы способствует энергосбережению, благодаря чему система в среднем окупает себя около 18 месяцев.

Кроме того, на данный момент времени существует действительно рабочая система, созданная на основе современных технологий, полностью удовлетворяющая потребности станции, связанные с грамотным учетом энергопотребления на собственные нужды, возможностью дальнейшей оптимизации и внедрения данной системы в другие цеха.

2 Разработка методик по оптимизации технического учета

2.1 Учет электроэнергии на ТЭЦ ВАЗа

Основной целью учета электроэнергии является получение достоверной информации о количестве производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии:

- финансовые (коммерческие) расчеты за электроэнергию;
- управление режимами электропотребления;
- определение и прогнозирование всех составляющих баланса электроэнергии (выработка, отпуск с шин, потери и т.д.);
- определение и прогнозирование удельных расходов топлива;
- определение стоимости и себестоимости производства электроэнергии и мощности;
- контроль технического состояния и соответствия требованиям нормативно-технических документов систем учета электроэнергии в электроустановках.

Система учета должна обеспечивать определение количества электроэнергии (и в необходимых случаях средних для заданных интервалов значений мощности):

- выработанной генераторами электростанции;
- потребленной на собственные нужды электростанции;
- отпущенной (переданной) потребителям по линиям, отходящих от шин электростанции непосредственно к потребителю;
- переданной в сети других собственников или полученной от них;
- поступившей в электрические сети различных классов напряжения.

Счетчики электроэнергии на электростанции установлены для учета электроэнергии, выработанной генераторами, потребленной на собственные нужды, отпущенной в сети других собственников, а также для учета средних

значений мощности (нагрузки), отпускаемой электростанцией в сети за установленный интервал времени по соответствующим присоединениям станции.

Классы точности и количество расчетных счетчиков электроэнергии должны соответствовать указанному в Правилах устройства электроустановок (ПУЭ).

На электростанции расчетные счетчики обеспечивают учет выработанной и переданной электроэнергии через станционную электросеть за границу балансовой принадлежности и установлены:

- на генераторах;
- на трансформаторах собственных нужд;
- на линиях, присоединенных к шинам основного напряжения собственных нужд;
- у потребителей электроэнергии на хозяйственные нужды;
- на линиях, принадлежащих потребителям и другим собственникам, присоединенным непосредственно к шинам электростанции;
- на основном возбудителе;
- на резервных возбудителях.

Для учета электроэнергии, счетчики установлены на каждой линии, отходящей к потребителю в соответствии с ПУЭ. Места установки и классы точности счетчиков технического учета электроэнергии, а также измерительных трансформаторов должны соответствовать требованиям, изложенным в ПУЭ.

Инспекторский персонал первого числа каждого месяца производит активацию эл. энергии на эл. станции на основании показаний эл. счетчиков.

Величина фактического небаланса определяется по составляющим ежемесячного баланса электроэнергии и рассчитывается по формуле:

$$\text{НБфэ} = \frac{(W_{\Gamma} + W_n) - (W_{\text{сн}} + W_{\text{он}}) - W_{\text{сс}}}{(W_{\Gamma} + W_n)} \cdot 100\% \quad (1)$$

где W_{Γ} -выработка электроэнергии генераторами;

W_n - поступление электроэнергии;

$W_{сн}$ - расход электроэнергии на собственные нужды $W_{снТЭЦ} + W_{опсн}$;

$W_{опсн}$ - отпуск электроэнергии потребителям из сети собственных нужд;

$W_{снТЭЦ}$ - отпуск электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ;

$W_{оп}$ - отпуск электроэнергии с шин 110 кВ, отпуск электроэнергии с шин 220 кВ в сети АО-энерго или других собственников;

$W_{сс}$ - потери электроэнергии в стационарной электросети.

Все составляющие баланса электроэнергии, за исключением потерь электроэнергии в стационарной электросети, следует принимать на основании измерений счетчиков.

Значения допустимого небаланса рассчитываются по формуле:

$$\text{НБд} = \pm \sqrt{\sum_{i=1}^k \delta_{ni}^2 \cdot d_{oi}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_a \cdot d_{oi}^2} \cdot 100\% \quad (2)$$

где n_i (o_i) - суммарная относительная погрешность измерительного комплекса, состоящего из трансформатора напряжения (ТН), трансформатора тока (ТТ) и счетчика, учитывающего поступившую (отпущенную) электроэнергию;

d_{ni} (d_{oi}) - доля электроэнергии, поступившей (отпущенной) через измерительный комплекс;

k – число, измерительных комплексов, учитывающих электроэнергию, поступившую (отпущенную) на шины (с шин) электростанции;

m – число, измерительных комплексов, учитывающих отпущенную (поступившую) электроэнергию (в том числе, на собственные нужды электростанции).

Долю электроэнергии, учтенной измерительным комплексом, следует определять по формуле:

$$d1 = \frac{W1}{Wn(o)} \quad (3)$$

где W_1 - количество электроэнергии, учтенной i -м измерительным комплексом за отчетный период;

$W_{n(o)}$ - суммарное количество электроэнергии, поступившей (отпущенной) на шины (с шин) электростанции за отчетный период.

Для анализа и обеспечения достоверности учета эл. энергии необходимо определять и сравнивать значения фактического небаланса ($НБ_{фэ}$) и допустимого ($НБ_{д}$) небалансов. Значение фактического небаланса должно быть меньше или равно значению допустимого небаланса, т.е. $НБ_{фэ} \leq НБ_{д}$.

Если значение $НБ_{фэ}$ больше значения $НБ_{д}$, необходимо выявить причины и принять меры по их устранению.

На электростанции должны быть составлены утвержденные в установленном порядке схемы размещения приборов расчетного и технического учета электроэнергии. Каждый измерительный комплекс расчетного учета электроэнергии должен иметь технический паспорт-протокол. Расчетные счетчики находятся на балансе энергоснабжающей организации. Расчетные счетчики подлежат поверке. Электросчетчики технического учета подлежат калибровке. Графики калибровки находятся на участке измерений эл. Цеха. Допустимые классы точности расчетных и технических счетчиков активной электроэнергии для различных энергообъектов определены в Правилах устройства электроустановок. Проверенные счетчики должны иметь на креплении кожухов пломбы Госстандарта России, а также пломбу энергоснабжающей организации на крышке колодки зажимов расчетного счетчика.

Нарушение пломбы на счетчике лишает законной силы учет электроэнергии, осуществляемый данным счетчиком.

Персонал энергообъекта несет ответственность за сохранность счетчика, его пломб и за соответствие цепей учета электроэнергии установленным требованиям.

Периодичность и объем поверки счетчиков должны соответствовать требованиям действующих нормативно-технических документов.

Положительные результаты поверки счетчика удостоверяются поверительным клеймом.

Калибровка не заменяет поверку. Если при калибровке установлено, что погрешность счетчика или превышает допустимую, счетчики должны быть заменены. Результаты калибровки и замены электросчетчиков оформляются актом.

2.2 Причины необходимости внедрения автоматизированной системы

На ТЭЦ ВАЗа существует целый ряд причин необходимости внедрения новой автоматизированной системы учета потребления электроэнергии. Начнем с того, что на станции более 300 счетчиков, каждый подключен к оборудованию такому как (обходные выключатели, насосы различного назначения, вытяжная система, и так далее), функционирование которого необходимо для станции. Для снятия показаний составлены маршруты обходов, установленные внутренним порядком производства, непосредственно по этим маршрутам перемещается сотрудник, в должностную инструкцию которого включен данный обход, с фиксацией показаний, всех, указанных счетчиков.

В данном случае, также возможно рассмотреть какое расстояние необходимо пройти сотруднику за обход, передвигаясь по маршруту. Получается расстояние обхода равно около 2600 м.

Если принять за среднюю скорость человека, при ходьбе, 3 км/ч, то 2600 км, обычный человек пройдет за 52 минуты.

Средняя скорость человека может быть и больше, но стоит учитывать факт рисков, прописанных в Охране труда (обязательной к исполнению), точное соблюдение маршрута следования и лишний вес, добавляющий сотрудникам оперативного персонала их комплект спец. одежды, в которую входит:

- нательное хлопчатобумажное белье, предназначенное для уменьшения рисков и невозможности прилипания к телу верхнего слоя одежды, при внешнем термическом воздействии;

- комплект из куртки и штанов для защиты от термических рисков электрической дуги, общепроизводственных загрязнений и механических воздействий;

- ботинки с маслобензостойкой подошвой;

- каска с забралом.

Хочется дополнить, что комплект, прописанный выше, актуален только в теплое время года. В зимнее время года необходимо носить дополнительно куртку с комбинезон, с утепление, а также утепленные ботинки.

Общий вес такого комплекта составляет около 5-6 кг, следовательно, средняя скорость становится меньше, кроме этого теряется и выносливость.

Кроме вышесказанного, занимает время и снятие показаний, т.к. в него входит подробное переписывание показаний.

Учитывая количество счетчиков технического учета, можно рассчитать, что обход занимает около 120 минут.

Можно сделать вывод о том, что 2 часа времени оперативный персонал находится не на своем основном рабочем месте, кроме этого, данная ситуация отсутствия Дежурной ГЩУ, заставляет правилами находиться на Главном щите управления НСЭ, следовательно, при аварийной ситуации он не может покинуть ГЩУ.

Если вернуться к расстояниям и посмотреть насколько быстро оперативный персонал сможет добраться до рабочего места, при аварийной ситуации, в зависимости от места его нахождения, то становится понятно, что процесс его возвращения на основное рабочее место займет большое количество времени. С учетом вероятности установления связи с человеком, ушедшим на выполнение обхода, так как средств связи не предусмотрено для данного оперативного персонала, кроме личного.

Кроме этого обходы производятся по мере возможности, т.е. в зависимости от сложившейся на смене ситуации. Следовательно, проверить насколько точны эти показания практически невозможно, кроме того, если произойдет поломка того или иного оборудования, узнать об этом можно будет только путем осмотра и проверки оборудования, а отследить в какой момент это произошло, так же невозможно. Далее хочется отметить человеческий фактор или поломку счетчика, что может привести к избыточному потреблению или же наоборот. Опять же, выяснить это довольно тяжело. Как следствие, произвести расчет точного потребления не получается.

Существует производственно-технический отдел, куда и идут все показания счетчиков. Данный отдел обрабатывает информацию, после чего строит графики, по которым вычисляется, когда, насколько и какое оборудование должно быть включено в сеть для максимальной производительности с минимальными потерями. Значит можно сделать вывод о том, что эти расчеты составлены с огромными погрешностями, а возможно вообще не являются истинными. Кроме того, с каждым цехом работает отдельный человек, иногда не один, цехов, как минимум три: электрический отвечает за различные двигатели и другие, турбинный и котельный, отвечающие за различные насосы, дымоотводы и так далее. Среднее количество людей составляет 6-7 человек в отделе ПТО. Следовательно, если ввести автоматизированную систему учета потребления электроэнергии, можно будет провести оптимизацию данного отдела.

Помимо всего вышеперечисленного, необходимо отметить, что на станции существуют инструкции (как должностные, так и общепроизводственные), соблюдение которых обязательно, в соответствии с подписанным трудовым договором. Например, такие как:

- Инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электрической части операционной зоны;

- Инструкции по оперативным переключениям электрической части ТЭЦ ВАЗа;

С учетом требований ПТЭ и иных директивных материалов, таких как:

- Оперативная ликвидация технологических нарушений;

- Отделение поврежденного оборудования от участка действующей схемы;

- Предотвращение развития технологических нарушений;

- Обеспечение нормальной работы оборудования, не затронутого технологическим нарушением;

- Устранение опасности для персонала и оборудования, не затронутого технологическими нарушениями;

- Восстановление в кратчайший срок питания собственных нужд, потребителей и нормального качества электрической энергии;

- Создание надежной послеаварийной схемы;

- Выяснение состояния аварийно отключенного оборудования и возможности ввода его в работу;

- Вывод поврежденного оборудования в ремонт и организация вызова ремонтного персонала;

- Ликвидация локальных технологических нарушений на отдельных видах электрооборудования (т/генераторы, трансформаторы, электрические двигатели, и т.п.).

Следовательно, являются необходимостью, на подобного рода, производствах.

Ответственность, прописанная в «Должностной инструкции ДЩУ», персонала в обязанности которого входят обходы, со снятием показаний счетчиков:

- Работник несёт ответственность за надлежащее и своевременное выполнение своих должностных обязанностей, изложенных в разделе настоящей должностной инструкции;

- Работник несёт ответственность за рациональное использование своего рабочего времени, соблюдение трудовой дисциплины, невыполнение приказов, указаний, распоряжений и поручений руководства филиала, действующего законодательства;

- Работник в случае неисполнения должностных обязанностей несёт ответственность в соответствии с трудовым законодательством, трудовым договором, правилами внутреннего трудового распорядка, иными локальными актами.

Должностные обязанности ДЩУ, согласно «Должностной инструкции», в отношении снятия показаний электросчетчиков:

- Производить запись показаний электрических счетчиков в ведомости СН и в суточной ведомости ГЩУ.

- Переносить данные записи показаний электрических счетчиков на ПК для ПТО.

- Передавать данные о фактической выработке электрической энергии за сутки оператору, отправлять данные в ПТО.

Местонахождение оперативного персонала, согласно «Инструкции по ликвидации аварий»:

- При ликвидации технологических нарушений в электрической части НСС и ДЩУ обязаны, как правило, находиться на ГЩУ. Местонахождение НСЭ в этом случае определяется НСС.

Примечание: Во время технологических нарушений на ГЩУ могут находиться, кроме участвующих в ликвидации технологических нарушений,

лишь лица, список которых утвержден директором-главным инженером ТЭЦ.

- При ликвидации технологических нарушений дежурный персонал, непосредственно обслуживающий оборудование, должен находиться на своих рабочих местах.

Оставлять рабочее место можно только:

- при явной опасности для жизни людей;
- для оказания помощи пострадавшему при несчастном случае;
- для принятия мер по сохранению целостности оборудования
- по команде или с разрешения руководителя ликвидации технологических нарушений.

Взаимодействие ДЩУ с другим оперативным персоналом, согласно «Должностной инструкции ДЩУ»

ДЩУ взаимодействует со следующими должностными лицами:

С начальником цеха (НЭЦ):

- все распоряжения по вопросам, входящим в компетенцию вышестоящего оперативного персонала, должен выполнять их только с согласия последнего.

С заместителем начальника цеха по эксплуатации оборудования:

- все распоряжения по вопросам, входящим в компетенцию вышестоящего оперативного персонала, должен выполнять их только с согласия последнего.

С начальником смены электростанции (НСС).

- Работник выполняет его распоряжения оперативного характера, докладывает о неполадках в работе оборудования ЭЦ, согласовывает переключения, отключения и вывод в резерв или ремонт оборудования ЭЦ, получает разрешение на подготовку рабочих мест и допуск к работам по нарядам и распоряжениям, сдает рапорт в начале смены и получает разрешение на сдачу смены. Все оперативные вопросы, разногласия между начальником, сме-

ны электрического цеха и начальниками смен других цехов решаются через начальника смены электростанции.

С начальником смены цеха (НСЭ).

- Работник выполняет его распоряжения оперативного характера, докладывает ему об их выполнении. При первой возможности докладывает НСЭ о заданиях полученных от НСС.

- Докладывает ему о состоянии оборудования, обнаруженных нарушениях и принятых мерах;

- Докладывает обо всех обнаруженных неисправностях, отказах в работе оборудования ЭЦ, нарушениях ПТЭ, ПТБ, ППБ ремонтным персоналом, выполняющим работы на оборудовании ЭЦ. Получает от него разрешение на приемку и сдачу смены.

С оперативным персоналом других цехов:

- Принимает и передает оперативные заявки от персонала других цехов.

А так как инструкции основываются на правила и нормативные документы, в них прописывается правило невозможности единоличного производства работ, касаемых включений, отключений и перевода на резерв линий потребителей. При этом на Главном щите управления находится оперативный персонал, в количестве трех, а именно ДЩУ, НСЭ и НСС, человек, согласно внутреннему порядку. Если у одного из оперативных сотрудников (ДЩУ) входит в должностную инструкцию обход со снятием показания счетчиков, хотя бы один раз за смену, ему необходимо покинуть помещение. При возникновении же аварийной ситуации, в момент отсутствия одного из сотрудников, на Главном щите управления остается 2 сотрудника (НСС и НСЭ). Если же, одному из них, а именно НСЭ приходится удалиться в срочном порядке, так как большинство аварий связаны с эл. цехом и согласно его должностной инструкции он должен в срочном порядке прибыть на место происшествия с монтерами эл. цеха, из-за сложившейся аварийной ситуации, сотрудник, оставшийся один на щите управления, значит, НСС не имеет пра-

во производить какие-либо манипуляции, связанные с электрооборудование, так как он находится один, и в его обязанности не входят манипуляции ключами, согласно должностной инструкции.

Но тут в силу вступает инструкция, связанная с устранением аварийной ситуации, в которой прописано, что за считанные секунды необходимо принимать решения, в отношении переключений электрооборудования (значит манипулировать ключами управления), а значит при предотвращении аварийной ситуации может произойти нарушение одной из инструкций или других нормативных документов.

2.3 Функционал отдела ПТО

Потери электроэнергии в электрических сетях являются самым важным показателем того, насколько энергетически эффективным является производство. Кроме того, это самый верный индикатор того, в каком состоянии находится система учета электроэнергии, является ли эффективной данная деятельность, идет ли оптимальное развитие обслуживания (ремонтного, оперативного, эксплуатационного).

Так как собственные нужды являются важнейшей и ответственной частью станции существует отдел, осуществляющий контроль и обработку данных, собранных со всех счетчиков, включая весь технический учет ТЭЦ ВАЗа, отдел ПТО.

Основные задачи отдела ПТО, который непосредственно занимается сбором, хранением и анализом показаний счетчиков, установленных на собственных нуждах ТЭЦ ВАЗа, описаны далее.

Производственно-технический отдел на производстве представляет собой отдельное самостоятельное подразделение предприятия, занимающееся самостоятельной деятельностью и находящееся под подчинением у главного инженера производства.

Задачи, решаемые отделом ПТО:

- Организация потребления собственных нужд, ввод и вывод объектов в эксплуатацию, экономия затрат на производстве;
- Необходимость принимать участие во внедрении различных ресурсов и технологий, способствующих энергосбережению;
- Разрабатывать планы действий краткосрочные и долгосрочные, направленные на уменьшение трат эл. энергии на собственные нужды;
- Разработка методик для максимально эффективного использования мощностей, потраченных на собственные нужды;
- Составление расчетных графиков за различные периоды, по каждому цеху, по всем установленным счетчикам собственных нужд, показания которых передаются согласно утвержденным графикам, опирающихся на внутренний распорядок станции;
- Анализ, составленный на основе графиков, самостоятельно построенных, вручную, с последующим составлением вывода, направленного на энергоэффективность и энергосбережение;
- Изучение и рассмотрение возможности применения современных систем на станции, экономические составляющие затрат на данный момент времени, окупаемость возможно применимой системы.

Штат и структура производственно-технического отдела определяется главным руководителем производства и зависят от аппарата управления, также определяется количеством (нормативным) численности сотрудников в зависимости от объема работ.

Обязанности и их распределение составляются руководителем отдела посменно или на длительный период, или заместителем руководителя (при отсутствии руководителя), в соответствии с должностными инструкциями.

На рассматриваемой станции, в отделе ПТО среднее количество работников 6-7 человек, каждый из сотрудников является дневным административно-техническим персоналом и график работы аналогичен общепринятому дневному, с понедельника по пятницу, с 8:00 до 17:00.

Так как в данной работе рассматривается модернизация системы технического учета электроэнергии, персонал для обслуживания и контроля за этой системой нужен в постоянном режиме, как например оперативный персонал.

2.4 Эксплуатация счетчиков учета на ТЭЦ ВАЗа

Кроме эксплуатации и постоянного контроля новой автоматизированной системы технического учета, в организации, происходит постоянная эксплуатация всех приборов учета электроэнергии.

На станции должны быть составлены утвержденные в установленном порядке схемы размещения приборов технического учета электроэнергии.

Каждый измерительный комплекс учета электроэнергии должен иметь технический паспорт-протокол.

Счетчики учета подлежат проверке.

Электросчетчики технического учета подлежат калибровке. Графики калибровки находятся на участке измерений эл. цеха.

Допустимые классы точности расчетных и технических счетчиков активной электроэнергии для различных энергообъектов определены в Правилах устройства электроустановок.

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

Нагрузка вторичных обмоток измерительных трансформаторов напряжения, к которым присоединяются счетчики, не должна превышать номинальных значений.

Подключение токовых обмоток счетчиков к вторичным обмоткам трансформаторов тока следует выполнять, как правило, отдельно от цепей релейной защиты и совместно электроизмерительными приборами. Если раздельное их присоединение требует установки дополнительных трансформаторов тока, допускается совместное присоединение токовых цепей, если это не приведет к снижению класса точности и надежности цепей трансформаторов тока и обеспечит необходимые характеристики устройств релейной защиты.

Использование промежуточных трансформаторов тока для включения расчетных счетчиков запрещается.

Периодичность и объем поверки счетчиков должны соответствовать требованиям действующих нормативно-технических документов.

Положительные результаты поверки счетчика удостоверяются поверительным клеймом.

Калибровка счетчика и автоматизированной системы учета электроэнергии (при необходимости) на месте его эксплуатации проводится без нарушения поверительного клейма аттестованным представителем энерго-снабжающей организации в присутствии персонала электроцеха.

Если при калибровке установлено, что погрешность счетчика или автоматизированной системы учета электроэнергии превышает допустимую, счетчик или автоматизированная система учета должны быть заменены. Результаты калибровки и замены электросчетчиков оформляются актом.

Персонал энергоснабжающей организации выполняет работы по проведению калибровки счетчиков и автоматизированной системы учета электроэнергии (если такая есть) на электростанции с соблюдением требований безопасности, изложенных в ГОСТ, а также в действующих «Межотраслевых правилах по охране труда при эксплуатации электроустановок».

Границы обслуживания:

- Вторичные цепи трансформаторов тока и напряжения обслуживает участок РЗА главной схемы;

- Каналы связи, проложенные кабелем (связь между счетчиками и УСД и телемеханикой, связь между компьютером и УСД) в части обслуживания телефонного кабеля (ремонт, прокладка) обслуживает СДТУ;

- Проверка правильности подключения и целостности кабеля – участок по ремонту средств измерений и учета;

-Обслуживание компьютера и решение вопросов с программным обеспечением выполняет служба АСУ цеха ТАИ;

-Устройство УСД, программное обеспечение, электрические счетчики, аттестация каналов связи.

Границы раздела:

-Границей раздела между участком РЗА главной схемы и участком средств измерений являются клеммы панелей, на которых установлен электросчетчик;

-Границей раздела средств учета между Энергосбытом и участком по ремонту средств измерений и учета являются клеммник расчетного счетчика.

Запись показаний электросчетчиков, по которым составляется баланс электроэнергии, производится оперативным персоналом электроцеха:

-по маршруту № 1 ежедневно на 24 часа (время московское);

-по маршруту № 2 в последний день каждой декады.

По требованию ПТО сроки записи показаний отдельных счетчиков, участвующих в расчете технико-экономических показаний станции, могут быть применены.

Представители Энергосбыта имеют право доступа к приборам учета электроэнергии, измерительным комплексам и системе учета в целом на электростанции, расположенных в зоне их обслуживания, для выполнения инспекционных и регламентных работ с участием персонала электроцеха ТЭЦ ВАЗа.

Представители Энерготехнадзора имеют право доступа к системам учета в целом для выполнения инспекционных работ в пределах своих полномочий.

Таблица 3 – Сроки обслуживания счетчиков

Вид техобслуживания	Периодичность проведения	Выполняемые работы	Примечание
1. Плановое обслуживание: технический осмотр	Раз в 6 месяцев	Проверка надежности крепления линий связи и питающих цепей в зажимах на кроссовом блоке	
2. Внеплановое обслуживание при возникновении неисправностей	Во время гарантийного срока По истечении гарантийного срока	Вызов представителя предприятия- изготовителя Выполнение ремонта, включающего в себя поиск, устранение неисправности и проверку технического состояния	По отдельным договорам

2.5 Неудачная попытка внедрения автоматизированной системы

На данный момент, из всей возможной автоматизации, единственная попытка была проведена и существует по сей день на ТЭЦ ВАЗа и является мягко говоря неудачной. Данная автоматизация была внедрена при помощи автоматизированной системы, на основе кабельной передаче данных, с приборов учета.

Данное внедрение было разработано для следующих целей:

- предоставление возможности пользователям иметь доступ к оперативной информации;
- хранение данных на сервере с их последующей обработкой.

Центральный пункт сбора информации рассматриваемого устройства должен был позволить получать:

- отчет о средней потребляемой мощности;
- баланс по станции;
- ведомость установленных договорных величин;
- эквиваленты показаний счетных механизмов счетчиков по состоянию на момент опроса, за прошедшие сутки и прошедший месяц.

Данная программа могла бы иметь довольно широкий круг пользователей, (если бы не ряд недостатков), однако, в данной работе будет рассмотрена только та ее часть, которая представляет интерес для работы дежурных Главного Щита Управления (далее – ГЩУ).

Учитывая специфику работы дежурных ГЩУ, из всего списка задач выделим следующие:

1. схемы объектов;
2. диспетчерская часовая ведомость;
3. список переключений;
4. оперативные суточные данные;
5. контроль за выработкой, потреблением.

В программе должны быть представлены:

- сводные данные по нагрузкам на СН;
- нагрузка на присоединениях шин 110 и 220кВ;

- перетоки по автотрансформаторам;
- фактическая и планируемая нагрузки;
- электрическая схема станции.

В разделах «диспетчерская часовая ведомость» и «оперативные суточные данные» должны быть сведены за каждый час и за каждые сутки соответственно следующие данные:

- нагрузка станции P;
- нагрузка станции Q;
- нагрузка по генераторам;
- расход на СН;

Так же в данной программе должен быть список переключений. Раздел отражает все произведенные переключения с указанием даты и времени их выполнения. Данный раздел довольно удобен для пользования, т.к. позволяет быстро найти искомые сведения в случае необходимости.

Выработка электроэнергии и расход на СН. Наиболее используемый в повседневной деятельности дежурных Главного Щита Управления раздел. Он являет собой сводные данные по выработке генераторов, расходу на СН по сменам и те же параметры с начала месяца. Может быть использован как возможность контроля за правильностью рассчитанных выработки станции и расхода э/э на СН.

Хочется отметить алгоритм действия для работников (пользователей), исходя из которого видно всю сложность управления программой, кроме того, необходимость держать под рукой инструкцию, для использования программы:

- Для запуска задач на локальной ПЭВМ необходимо войти на сервере в директорию и запустить программу. На экране отобразится главное меню;
- Используя клавиши управления курсором или "мышь", выбрать нужную строчку меню и нажмите клавишу "ENTER" или левую клавишу "мыши". На экране появится или дополнительное меню, или форма с отображаемыми данными;

- Для возврата назад в меню нажмите клавишу F2 или правую клавишу "мыши". После отображения формы с данными ПЭВМ переходит в директивный режим общения.

В нижней строке экрана высвечивается подсказка по использованию функциональных клавиш:

- F1-HELP, F2-МЕНЮ, ESC-СТИРАНИЕ, PGDN/UP-ЛИСТАНИЕ, ALT+P-ПЕЧАТЬ, F10-ВЫХ;

- КЛАВИШИ МЫШИ: ЛЕВАЯ - ВЫПОЛНИТЬ, ПРАВАЯ - ВОЗВРАТ В ПРЕДЫДУЩЕЕ МЕНЮ;

- F2-ПЕРЕХОД В РЕЖИМ МЕНЮ;

- F3-F9-ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ КЛАВИШИ ДИРЕКТИВ В ДИАЛОГОВОМ РЕЖИМЕ;

- PGUP, PGDN-ЛИСТАНИЕ СТРАНИЦ В ЗАДАЧЕ ПО ПЕРВОМУ ПАРАМЕТРУ (АТС-/);

- CTRL-PGUP, PGDN-ЛИСТАНИЕ СТРАНИЦ В ЗАДАЧЕ ПО ВТОРОМУ ПАРАМЕТРУ (ДИП-1-/);

- ALT+P-ПЕЧАТЬ КАДРА /ШИРОКИЙ ФОРМАТ;

- ALT+P-ПЕЧАТЬ КАДРА /УЗКИЙ ФОРМАТ;

- ALT+W-ЗАПИСЬ КАДРА В ФАЙЛ /С АТТРИБУТАМИ;

- ALT+R-ЧТЕНИЕ КАДРА ИЗ ФАЙЛА;

- ALT+T-ЗАПИСЬ КАДРА В ТЕКСТОВЫЙ ФАЙЛ;

- ALT+F1-F10-УСТАНОВКА АТТРИБУТОВ СИМВОЛОВ /ЦВЕТ, МИГАНИЕ;

- SHIFT+F9-ВКЛЮЧЕНИЕ ПСЕВДОГРАФИКИ;

- F10-ВЫХОД ИЗ ПРОГРАММЫ;

- ALT+G-ОТОБРАЖЕНИЕ НАБОРА СИМВОЛОВ ПСЕВДОГРАФИКИ;

- ALT+C-УСТАНОВКА РЕЖИМА ЭКРАНА.

При этом:

- <- ->-ИЗМЕНЕНИЕ ЦВЕТА ФОНА ЭКРАНА;

- ^-ИЗМЕНЕНИЕ ТОЛЩИНЫ ЛИНИЙ ПСЕВДОГРАФИКИ;
- NIFT+F10-НАСТРОЙКА НА ТИП ДИСПЛЕЯ;
- S-СОХРАНИТЬ ТЕКУЩУЮ НАСТРОЙКУ РЕЖИМА.

Как следует из подсказки, пользователь может вывести копию экрана на принтер (печать производится в графическом режиме принтера, поэтому можно печатать и схемы), а также в файл на диске.

По клавише ALT-W запись в файл происходит с атрибутами цвета, эту копию потом можно прочитать по клавише ALT-R.

По клавише ALT-T запись происходит без атрибутов цвета, эту копию потом можно обработать любым текстовым редактором.

При нажатии левой клавиши "мыши" в конце первой строке экрана, где отображается текущая дата, на экране появится календарь на 3 месяца. Подгоните маркер к нужной дате и нажмите левую клавишу "мыши" дата перенесется в поле директивы и задача выполнится с указанной датой.

При нажатии левой клавиши "мыши" в конце первой строке экрана, где отображается текущее время, на экране появится шкала времени.

Подгоните маркер к нужной точке шкалы и нажмите левую клавишу "мыши" значение времени перенесется в поле директивы и задача выполнится с указанным временем.

Директивный язык общения:

- Зона директивы занимает с 1 по 40 позиции первой строки экрана. Директива, выходящая за эти пределы, является ошибочной;

- Директива набирается пользователем согласно синтаксической структуре, однако при наборе директивы допускаются умолчания и отклонения, упрощающие действия пользователя.

Элементы директивы:

- Имя директивы. Состоит из трех букв;
- Адресные параметры директивы;

- Поле времени начинается с буквы "В" и состоит из 3-х чисел, каждое из которых может содержать от одной до двух цифр. Числа обозначают часы, минуты, секунды внутри суток;

- Поле даты начинается с буквы "Д" и состоит из 3-х чисел, каждое из которых может иметь от одной до двух цифр. Числа обозначают день месяца (число), месяц (1-12), год (две последние цифры номера года);

- Поле дополнительных параметров. Директива может использовать до 2-х дополнительных параметров, которые представляют собой числа без знака из 2-х или 3-х цифр.

Разделители директивы:

- Директива имеет несколько видов разделителей. Адресный параметр может оканчиваться разделителями "-", "/", "\". Два последних разделителя означают листание вперед и назад соответственно по ограничиваемому ими адресному параметру. Буквы "В" и "Д" являются разделителями, обозначающими начало полей времени и даты соответственно. Внутри полей времени (даты) между числами используются разделители ".", "/", "\" , причем, два последних означают листание по параметрам времени (даты);

- Дополнительные параметры отделяются от поля времени (даты), а также между собой разделителями "-", но при отсутствии полей времени и даты в директиве наличие какой-либо из букв "В" или "Д" перед дополнительными параметрами обязательно.

Пример директивы:

- ДСВ-1 В10 Д15.01

Графическое отображение параметров:

- В виде графиков можно отобразить данные часовой диспетчерской ведомости -директива ДСВ и данные ретроспективы параметров - директива ДИП;

- После отображения соответствующей формы на экране нажмите клавишу F12 или левую клавишу "мыши" (курсор "мыши" при этом не должен находиться на первой и последней строках экрана). На экране отобразится

шапка формы и до 8 разноцветных графиков. Цвет параметра определяется цветным квадратиком в 5 строке формы. Любой график можно убрать с экрана, для этого необходимо подогнать курсор к соответствующему квадратику и нажать клавишу "пробел" или левую клавишу "мыши". При повторном нажатии этих клавиш график вновь появится на экране.

Для перемещения графиков по оси времени используются клавиши:

- CTRL-PgDn листание вперед;
- CTRL-PgUp листание назад.

Если подогнать курсор "мыши" к слову "время" в нижней строке экрана и нажать левую клавишу, то на экране появится шкала времени. Подгоните курсор к началу требуемого интервала времени и нажмите левую клавишу, при перемещении курсора на экране появится рамочка, очертите этой рамочкой нужный вам интервал времени повторно нажмите левую клавишу "мыши". Программа подберет оптимальный масштаб и интервал между замерами и отобразит графики.

Для вызова следующей формы нажмите PgDn, предыдущей формы - PgUp.

Имеется возможность изменения масштаба отображения графиков как по вертикали, так и по горизонтали.

При первоначальном вызове масштаб по горизонтали для ДИП берется 8:1, т.е. между соседними замерами на экране отводится 8 точек (у ДСВ – 16, а временной интервал между замерами (ИМЗ) берется равным интервалу записи в архив (в настоящий момент он равен 1 мин. у ДИП и 1 час у ДС

Для изменения масштаба по горизонтали используются клавиши:

- "CTRL->" увеличение;
- "CTRL-<" уменьшение масштаба.

ИМЗ изменяется клавишами "+" и "-".

Для изменения масштаба по вертикали используются клавиши:

"CTRL- ^" увеличение, "CTRL- \/" уменьшение масштаба.

Ось времени можно передвинуть вверх клавишей "\/", вниз "\/".

Более удобный способ изменения масштаба с помощью "мыши".

Для этого подгоните курсор к нужному участку графика и нажмите левую клавишу, этим вы фиксируете начало зоны. При перемещении курсор на экране появится рамочка, очертите этой рамочкой нужную вам зону графика и повторно нажмите левую клавишу "мыши". На экране отобразится отмеченная зона в увеличенном масштабе.

При нажатии на "мыши" левой клавиши на экране появится вертикальная черта, а в пятой строке экрана числовые значения параметров и времени соответствующие данному "срезу". Перемещая "мышь" вправо или влево можно снять значения с графиков для нужной точки. Для отмены режима сканирования нажмите правую клавишу "мыши".

У графиков ретроспективных параметров можно убрать высокочастотные колебания. Для этого необходимо подобрать значение коэффициент фильтрации при помощи клавиш "ALT +" и "ALT -".

Вывод графиков на принтер производится по нажатию клавиш:

- ALT-P узкий формат;
- ALT-R (лат.) широкий формат.

В среде Windows не гарантируется печать графической информации, т.к. сама задача написана под DOS.

Для выхода из графического режима нажмите клавишу "ESC" или правую клавишу "мыши".

Для выхода из программы используйте клавишу F10.

Так как счетчики должны автоматически измерять время, в них установлены внутренние таймеры. При синхронизации с единым календарным временем, за счет часов, которые встроены в счетчики, так же происходит нормирование отклоняющихся величин.

Синхронизация времени в сервере ИВК осуществляется автоматически по сигналам точного времени, принимаемым через GPS/ГЛОНАСС-приемник устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Синхронизация времени в УСПД осуществляется по каналам связи от сервера уров-

ня ИВК. Синхронизация времени в счетчиках происходит в каждый сеанс связи, при этом выполняется контроль расхождения времени счетчика и времени ИВКЭ.

Алгоритм синхронизации времени счетчика:

1) в начале очередного опроса УСПД получает из счетчика дату и текущее время;

2) сравнивает дату и время, полученные из счетчика, с внутренними датой и временем

УСПД;

3) в случае расхождения времени счетчика со временем УСПД на величину более ± 5 секунд формирует команду на коррекцию, которая в конце текущего опроса поступает на счетчик.

Наличие факта коррекции времени в счетчике фиксируется в Журнале событий УСПД.

Все функции, выполняемые в такой системе, можно разделить на автоматические и выполняемые по командам персонала.

В автоматическом режиме выполняются следующие основные функции:

- измерение и сбор приращений активной и реактивной электроэнергии с заданной цикличностью (1, 3, 30 и 60 минут, 1 раз в сутки, 1 раз в месяц);
- передача измеренных данных на вышестоящие уровни АИИС;
- контроль достоверности измерительной информации;
- формирование архивов измерительной, технической и диагностической информации;
- измерение и синхронизация времени.

По командам персонала выполняются следующие функции АИИС:

- формирование отчетных электронных документов;
- передача отчетных документов.

При всех выраженных вышеописанных преимуществах данная программа имеет ряд весьма серьезных недостатков.

Так, например, неудобство работы с программой состоит в разбросанности и непоследовательном расположении присоединений на секциях 110кВ: присоединения расположены в порядке увеличения индексов присоединений: «...ВАЗ-11, ВАЗ-13, ВАЗ-21...», в то время как пользователю ДЩУ удобнее было бы работать с расположенными последовательно согласно схеме фиксации присоединений индексами.

Кроме того, программа постоянно дает сбои, не фиксирует необходимые данные, как заверено в возможных её функциях. Также подключено маленькое количество счетчиков, основными из них являются счетчики коммерческого учета. Программа абсолютно неудобна в использовании, из-за чего приходится постоянно рядом держать инструкцию, для осуществления каких-либо операций.

Учитывая вышеизложенное, можно сделать вывод, что программа обладает довольно широкими возможностями и обширным кругом пользователей, однако, применительно к нашей трудовой деятельности по должности дежурной ГЩУ имеет существенные недоработки. Также, в связи с этим, программа практически не используется или используется далеко не в тех объемах, на которые, видимо, рассчитывал разработчик. Из всех существующих счетчиков на станции (технического/коммерческого) учета, которых более 400, данная система установлена менее чем на 100, относящихся к коммерческому учету.

Для автоматизации учета электроэнергии и мощности на электростанции необходимо внедрить систему, которая обеспечивает решение следующих задач:

- сбор и формирование данных на энергообъекте для использования их при любых расчетах;
- сбор и передачу информации на верхний уровень управления и формирование на этой основе данных для проведения коммерческих расчетов между субъектами рынка;

- формирование баланса производства и потребления электроэнергии по отдельным узлам и эл. станции в целом;
- оперативный контроль и анализ режимов потребления мощности и электроэнергии основными потребителями;
- формирование статистической отчетности;
- контроль достоверности показаний электросчетчиков при визуальном снятии персоналом станции.

В состав комплекса технических средств системы, потенциально устанавливаемой на энергообъекте, входят:

- a) Многотарифные счетчики, трехфазные, включающие в себя счетчик и модем, для моментального счета информации, передачи её, на удаленной основе;
- b) Базовая станция, на которой происходит сбор всей информации, с каждого счетчика;
- c) Сервер;
- d) Программное обеспечение с помощью которого происходит хранение, обработка информации.

Базовая станция обеспечивает одновременность снятия показаний со всех контролируемых счетчиков и оснащено встроенной системой точного астрономического времени с индикацией года, месяца, числа, часа, минут и секунд с автоматической его коррекцией по сигналам точного времени.

База защищена от несанкционированного доступа и изменения констант данных.

При исчезновении основного питания, переходит на резервное питание с сохранением накопленных данных.

Система сбора и передачи информации должна иметь иерархическую структуру.

В случае резкого увеличения фактического небаланса производит внеочередную проверку электросчетчиков и автоматизированной системы учета электроэнергии по нарядам Энергосбыта с привлечением работников элек-

тростанции, а также с работниками электростанции проводит проверку цепей учета электроэнергии. Персонал станции обязан своевременно предоставлять в необходимые организации сведения об изменении ТТ, схем включения и места установки измерительных трансформаторов, связанных с учетом электроэнергии.

2.6 Выводы по разделу

Есть все основания для необходимости внедрения автоматизированной системы учета электроэнергии с долгосрочной перспективой.

Данные методики позволят значительно разгрузить оперативный персонал предоставят возможность в кратчайшие сроки разрешать аварийные ситуации, без угрозы нарушения должностных инструкций и прочих документов.

3 Технико-экономическое обоснование предлагаемых мероприятий по модернизации существующей системы технического учета

3.1 Основные устройства выбранной автоматизированной системы, с последующей возможностью внедрения в другие цеха ТЭЦ ВАЗа

Что касается технико-экономического обоснования данной работы. Система, необходимая для внедрения данной автоматизированной системы включает в себя следующие обязательные приборы:

1) Счетчики трехфазные многотарифные, со встроенным модемом, для возможности беспроводной передачи на информации на базу, с высокой степенью защиты, для возможности последующей установки данных счетчиков в местах производственных помещений, с возможностью подвержения внешним воздействиям таким как пыль, влажность и так далее.

2) Базовая станция, предназначенная для сбора информации со всех счетчиков, в достаточно широком радиусе (10 км), с дальнейшей передачей на следующий уровень всей системы, также имеет высокую степень защиты, для возможной установки в производственных помещений, кроме того имеет компактные размеры, в следствие чего облегчает установку и дает возможность разместиться в любом месте, не занимая большое пространство.

3) Сервер, на котором происходит сбор и последующее хранение всей собранной информации, откуда возможно вытащить информацию за любой период времени.

4) Личный кабинет пользователя, в котором видна вся информация, существует возможность фильтрации по времени, удаленных включений и отключений установок, подробное описание на какой точке учета, потрачено какое количество эл. энергии и что питает данная точка учета. Возможность поставить оповещение на отклонения от нормального потребления и т. д.

Удобство системы, выбранной в данной работе, заключается в том, что все необходимые элементы системы можно приобрести у одного поставщика

Так как организация, чьи услуги возможно задействовать при осуществлении данной работы прорабатывают многие направления систем учета и предоставляют возможность воспользоваться ими не только на производящих электроэнергию предприятиях, но и во многих других сферах, охватывают очень большой рынок по производству всех возможных составляющих для сбора и оперативного подключения данной системы учета.

Кроме вышесказанного данная система дает возможность взаимодействовать с другими цехами, и в дальнейшем разработать проекты по установке водяных счетчиков, датчиков температур и так далее. Создаваемая система строится на базе современных технических средств и имеет возможность дальнейшего развития и расширения без существенной реконструкции и ухудшения технических характеристик. При разбросе собственной сети на производстве одна базовая станция способна собрать информацию с большого количества точек учета, следовательно, потребуется установка только первого уровня автоматизированной системы.

3.2 Решения по численности, квалификации и функциям персонала в связи с внедрением новой автоматизированной системы

Для эксплуатации системы на предприятии должен быть сформирован оперативный персонал.

Оперативный персонал разделяется на пользователей системы и эксплуатационный персонал.

Пользователями системы являются лица из числа оперативного и административно-технического персонала

В состав эксплуатационного персонала входят:

- Системный администратор, осуществляющий сопровождение информационного и программного обеспечения автоматизированной системы. Обеспечивает целостность, достоверность и сохранность циркулирующей в системе информации (существует оперативный персонал у цеха ТАИ, отве-

чающий за всю автоматизированную часть ТЭЦ ВАЗа, также на ТЭЦ 2 раза в месяц, в выходные дни оперативного персонала, проводят дни технической учебы, на которых, как раз, и можно производить обучение оперативного персонала работе с новой автоматизированной системой);

- Инженер по обслуживанию оборудования, поддерживающий работоспособность технических средств автоматизированной системы (инженерами электрического цеха является дневной персонал, который тоже постоянно задействован в новых проектах, изучении новых технологий, данную обязанность можно включить в их должностную инструкцию);

- Ремонтный персонал, обеспечивает техническое обслуживание и ремонт компонентов автоматизированной системы (ремонтный персонал тоже является дневным и в их обязанности можно добавить техническое обслуживание данной автоматизированной системы).

Исходя из вышесказанного можно определить, что затрат на персонал, для обслуживания и использования данной системы не придется производить никаких.

Для модернизации и ввода системы в промышленную эксплуатацию необходимо:

- смонтировать новое оборудование в соответствии с рабочей документацией;

- подключить новые каналы связи к счетчикам;

- обеспечить подключение к сети;

- в местах установки оборудования обеспечить условия эксплуатации в соответствии с техническими характеристиками используемого оборудования (температура окружающей среды, влажность воздуха, отсутствие агрессивных сред, отсутствие в местах установки сильных электромагнитных полей и радиоизлучений);

- предусмотреть места для хранения внешних носителей информации;

- выполнить ввод модернизированной системы в опытную эксплуатацию;

- демонтировать заменяемое оборудование в соответствии с рабочей документацией.

Данные мероприятия можно осуществить силами сотрудников ТЭЦ ВАЗа, с помощью персонала, предоставляемого, для помощи в установке и внедрения системы, компанией производителем.

Обслуживание технических компонентов заключается в поддержании их в рабочем состоянии.

Измерительные компоненты системы подлежат периодической проверке, сроки очередной проверки указаны в соответствующей документации.

Ремонтные работы производятся при отказе следующих составляющих:

- отказ в работе электросчетчика;
- отказ в работе линий связи;
- отказ в работе аппаратных средств;
- отказ в работе программных средств.

При отказе в работе (выдаче неправильных или недостоверных значений) электросчетчика, проводится его замена на аналогичный, имеющий клеймо, с разрешения системного оператора, с последующей сверкой показаний нового счетчика с данными.

При отказе в работе связи производится восстановление технических возможностей связи.

Ремонтные работы, связанные с вышеперечисленными отказами, производятся силами технических служб предприятия, по согласованию с заинтересованными организациями.

Отказ в работе аппаратно-программных средств может быть устранен силами пользователей, а при их невозможности – силами разработчика.

Возможные варианты работы предоставляемые производителем данной автоматизированной системы:

- консультации посредством телефонной связи или электронной почты;
- по договору на техническое обслуживание.

В состав договора на техническое обслуживание могут входить:

- проверка сохранности пароля, контроль количества сбоев системы;
- просмотр и анализ протокола работы системы;
- проверка вывода учетной информации;
- проверка работоспособности модемов, проверка связи;
- осмотр элементов на предмет физических повреждений;
- проверка работы специального программного обеспечения, устранение замечаний, высказанных пользователем и т.д.

Регламентные работы производятся в соответствии с технической политикой, принятой на предприятии, и в соответствии с инструкциями по эксплуатации на используемые технические и программные средства. Техническое обслуживание УСПД (Устройство сбора и передачи данных) заключается в систематическом наблюдении за правильностью его работы, регулярном техническом осмотре и устранении возникающих неисправностей.

Очень важно понимать, что данная систем не является сложной, в части эксплуатации, так как в ней не задействованы никакие кабели, а все вышедшее из строя оборудование возможно заменить по браку у производителя (если это гарантийный случай) или просто заказать у того же производителя.

3.3 Расчет затрат на внедрение автоматизированной системы на ТЭЦ

Для ТЭЦ ВАЗа потребуется всего одна базовая станци, один сервер, и около 300 счетчиков для технического учета:

$$S \cdot n + C + BS = 10160 \cdot 300 + 43220 + 86000 \quad (4)$$

где S - Счетчики (3-фазные, многотарифные), стоимость: 10160 рублей/шт

C - Сервер (BOX), стоимость: 43220 рублей;

BS - Базовая станция, стоимость: 86000 рублей;

n - Количество счетчиков.

Итого общая стоимость оборудования, при учете замены 300 единиц счетчиков, установки базовой станции и сервера составит 3177000 рублей.

При условии того что данные счетчики могут устанавливаться обычным штатным электриком за 10-15 минут, дополнительные затраты на монтаж оборудования не нужен.

Кроме того, хочется отметить, что при таком крупном заказе, организация у которой можно приобрести все необходимое оборудование готова предоставить бесплатный личный кабинет и полное обучение штатных сотрудников станции.

У организации, предоставляющей данное оборудование есть круглосуточная горячая линия и тех поддержка с которой можно связаться в любое время.

Региональные представители от выбранной организации находятся в Самаре, следовательно, никаких проблем с заключением договора, организацией и помощью в установке и доведении до грамотного использования не составит проблем.

Также хочется отметить существование данной организации на рынках России с 2014 года и более 240 успешных, введенных в работу проектов.

Так как всё производство находится в России не будет проблем с заказом или заменой различных частей системы, в плане времени. Кроме всего перечисленного данная система является дешевой по сравнению с европейскими аналогами.

Гарантия предоставляется на все оборудования, условия гарантии стандартные, процедуры по замене или ремонту стандартные.

Если происходит поломка счетчика или базовой станции, происходит моментальное оповещение, а все данные сохраняются в облаке с возможностью дальнейшего восстановления.

Возможность после внедрения данной системы оптимизировать отдел ПТО, с сокращением 3 рабочих мест.

3.4 Расчеты экономии посредством внедрения автоматизации

Расчет годовой экономии:

$$ZP \cdot N \cdot 12 = 43000 \cdot 3 \cdot 12 \quad (5)$$

где ZP - средняя заработная плата сотрудника отдела ПТО;

N - количество сокращенных рабочих мест.

Экономия составляет 1548000 рублей в год.

Если исходить из данных экономии оптимизации отдела, такая система окупит себя не более чем за 24 месяца.

Минимальный гарантийный срок оборудования составляет 10 лет, следовательно если представить самый худший расклад возможных событий с учетом поломок всего оборудования через 10 лет и один день (т.е. После гарантийного срока) при восстановлении всей системы за все эти 10 лет работы автоматизированной системы производство сэкономит 9126000 рублей.

Если произвести такой же расчет с сокращением 4 рабочих мест,

Расчет годовой экономии:

$$ZP \cdot N \cdot 12 = 43000 \cdot 4 \cdot 12$$

где ZP - средняя заработная плата сотрудника отдела ПТО,

N - количество сокращенных рабочих мест

то автоматизированная система окупит себя менее чем за 18 месяцев, а экономия за 10 лет работы, с учетом замены всей системы после окончания гарантийного срока, составит 14286000 рублей.

Расчет экономии на основании оптимизации произведен без налоговой нагрузки на работодателя.

Если произвести расчет экономии с учетом всех налоговых отчислений, приходящихся на каждого работника, то получится еще более приятный результат и скорейшая окупаемость.

Начнем с того что общая налоговая нагрузка за одну единицу сотрудника составляет около 43% сверх выплаченной заработной платы, процент зависит от того к какой категории относится организация, в которые входит НДФЛ, пенсионное страхование, медицинское страхование, временная нетрудоспособность и так далее.

Следовательно, если произвести расчеты повторно, с экономией налогов, при сокращении 3-х рабочих мест:

$$(ZP+43\%)\cdot N\cdot 12=43000\cdot 3\cdot 12$$

где ZP - средняя заработная плата сотрудника отдела ПТО,

N - количество сокращенных рабочих мест

то автоматизированная система окупит себя менее чем за 18 месяцев, а экономия за 10 лет работы, с учетом замены всей системы после окончания гарантийного срока, составит 15782000 рублей.

Кроме всего вышеперечисленного данное внедрение системы поможет экономить время оперативного персонала в среднем на 120 минут в смену. Снизит риски нарушений должностных инструкций и риски производственного характера, связанные с нахождением оперативного персонала, в должностные обязанности которого входят обходы по устаревшим счетчикам, на улице в любое время года и при любых погодных условиях, так как несмотря на Охрану Труда и наличие во всех документах упоминаний про аккуратность обходов и отказ от выполнения работы, если это представляет опасность жизни или здоровью, оперативный персонал находится на смене в любое время, в которое может не вписываться уборочная или обрабатывающая техника проходящая по маршрутам следования.

Также новейшая система позволит счетчикам находиться в бесперебойном режиме работы. Так как одна из часто встречающихся проблем, при выполнении обхода, это отключение табло счетчика, с последующим включение исключительно после перезагрузки, при нажатии на кнопку, но при всем вышеперечисленном при обходе оперативных персонал, согласно Охране Труда, не имеет право дотрагиваться до счетчиков и вообще осуществлять какие-либо манипуляции с установками и приборами.

При внедрении автоматизированной системы доступ в личном кабинете можно разделить, в зависимости от назначения, установить доступ администратора начальнику отдела ПТО с подключением и оповещением на личное устройство, с возможностью установки любого рода ограничений, а сотрудникам отдела ПТО установить доступ в пользовательском режиме, для просмотра любой точки учета, за любой период времени, с составлением визуализации потребления в виде графиков и выгрузкой отчетности в любую удобную программу, такую как 1С, Excel и другие. Это поможет составлять точные графики потребления (они вообще будут составляться автоматически), рационально распределять план включения и отключения оборудования, экономить время большого количества сотрудников.

ТЭЦ является производителем не только в сфере электроэнергетики, но и занимается снабжением отопления и горячей воды большей части города, так как оборудование должно постоянно находиться под наблюдением и контролем, на сэкономленные деньги, без ущерба для бюджета станции, на основе данной автоматизированной системы и при использовании услуг производителя указанного в данной работе, возможно перевести всю станцию (абсолютно все цеха) на автоматизированную систему диспетчеризации, что в дальнейшей перспективе поможет производить регулярную оптимизацию режимов работы оборудования и отделов в целом.

При аналогичной автоматизированной системе, но проводной используется в основном кабель, называемый Витой парой, например, UTF и FTP. Нужен кабель, с минимальным количеством пар-4. При учете всех рас-

стояний на станции длина подобного кабеля составит около 100 км, при оптовой покупке, среднего качества, цена за 1 км такого кабеля составит 15 рублей. Следовательно, дополнительных затрат потребуется примерно на 1500000 рублей. Это если соединение счетчиков произойдет напрямую с сервером, что мало вероятно, так как кабель Витой пары рекомендуют прокладывать не более 100м, если расстояние будет больше может произойти затухание сигналов или скорость станет низкой. В таком случае есть два варианта, один из них ставить базовую станцию, от которой скорее всего придется использовать оптоволоконный кабель чтобы избежать потерь, либо прокладывать кабель Витая пара 7 категории. В прочем и тот и другой вариант увеличит стоимость автоматизированной системы в 2 раза, следовательно, срок окупаемости будет увеличен вдвое.

3.5 Выводы по разделу

Несмотря на свою относительную затратность, система быстро себя окупает, предоставляет возможность максимально быстрого внедрения, простой системы, в части использования, также, если рассмотреть экономию, представленную выше, за счет частичного сокращения отдела ПТО, станция в целом, не несет никаких затрат, получает огромную выгоду, в виде экономии затрат на заработные платы, и, самое главное, автоматизацию производства с дальнейшей перспективой.

Заключение

Как следствие из вышеназванных факторов, внедрение автоматизированной системы способствует энергосбережению. Система в среднем окупает себя около 18 месяцев.

Кроме того, на данный момент времени существует действительно рабочая система, созданная на основе современных технологий, полностью удовлетворяющая потребности станции, связанные с грамотным учетом энергопотребления на собственные нужды, возможностью дальнейшей оптимизации и внедрения данной системы в другие цеха.

Очень важно понимать, что данная система не является сложной, в части эксплуатации, так как в ней не задействованы никакие кабели, а все вышедшее из строя оборудование возможно заменить по браку у производителя (если это гарантийный случай) или просто заказать у того же производителя.

Несмотря на свою относительную затратность, система быстро себя окупает, предоставляет возможность максимально быстрого внедрения.

Из всего вышесказанного, можно сделать вывод о том, что автоматизированная система является хоть и затратным, касаясь установки, способом учета электроэнергии. Однако, для конкретно рассматриваемой станции ТЭЦ ВАЗа безусловно лидером среди систем учета. Более того, срок окупаемости системы не слишком велик, относительно такого масштабного производства. Так же, если рассмотреть, оптимизацию производственно-технического отдела, можно сказать, что окупаемость займет еще меньше времени. Зато позволит вовремя устранять неполадки на оборудовании, экономить потребление электроэнергии, проводить точный анализ, составляя дальнейшие правильные графики работы оборудования, с минимальными потерями. Появится возможность рассмотреть дальнейшую перспективу перевода всей станции на автоматизированный режим учета, являющаяся, однозначно, положительным результатом внедрения подобной системы.

Список используемых источников

1. Анчарова Т. В., Рашевская М. А., Стебунова, Е. Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. М.: Форум, 2014. 416 с.
2. Вагин Г. Я., Мамонов А. М. Учет энергоресурсов: комплекс учебно-методических материалов. Нижний Новгород, 2014. 107 с.
3. Варварин В. К. Выбор и наладка электрооборудования: Справочное пособие. М.: Форум, 2015. 240 с.
4. Ващенко М. И., Малик И. А. Способы организации генерации электрической энергии альтернативным способом физическими лицами Германии // Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов (ЭЭПП-2019): V Всероссийская научно-техническая конференция студентов, магистрантов, аспирантов (Тольятти, 12–13 ноября 2019 года): сборник трудов / отв. за вып. В. В. Вахнина. Тольятти: Изд-во ТГУ, 2019
5. Гельфанд А. М., Горожанкин П. А., Наровлянский В. Г., Фридман Л. И. Перспективы создания цифровых программно-аппаратных комплексов подстанций ЕНЭС // Электрические станции. 2012. № 5. С. 55-58.
6. Грунтович Н. В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования. М.: Инфра-М, 2015. 271 с.
7. Гужов Н. П., Ольховский В. Я., Павлюченко Д. А. Системы электроснабжения. М.: Новосибирск: НГТУ, 2015. 258 с.
8. Дайнеко В. А., Забелло Е. П., Прищепова Е. М. Эксплуатация электрооборудования и устройств автоматики. М.: Гриф МО РФ. М.: Инфра-М, 2015. 333 с.
9. Ерошенко Г. Н., Кондратьева Н. П. Эксплуатация электрооборудования: Учебник. М.: Инфра-М, 2014. 336 с.
10. Кабышев А. В. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб. Пособие. М.: Инфра-М, 2015.

11. Киреева Э. А., Цырук С. А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: Учебное пособие учреждений сред. проф. образования. 2016. 287 с.
12. Коробов Г. В., Картанцев В. В., Черемисинова Н. А. Электроснабжение. Курсовое проектирование: Учебное пособие, 2-е изд. испр. и доп. М.: Лань, 2011. 192 с.
13. Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий. М.: Интермет Инжиниринг, 2012.
14. Левин М. А. Автоматизированная система учета электрической энергии: Краткий курс лекций. М.: Саратов, 2016. 69 с
15. Малик И. А., Ващенко М. И. Умные энергосистемы в Испании // «Студенческие Дни науки в ТГУ»: научно-практическая конференция (Тольятти, 1–30 апреля 2019 года): сборник студенческих работ / отв. за вып. С.Х. Петерайтис. Тольятти: Изд-во ТГУ, 2019.
16. Маряхин Е.В., Канаев Д.Г., Черненко Ю.В. Система мониторинга и прогнозирования потребления электрической энергии // Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии: V Всероссийская научно-техническая конференция, 2017. № 2. С. 258-263.
17. Моржин Ю. И., Попов С.Г. Цифровая подстанция ЕНЭС. Энерго Эксперт. 2011. 42 с.
18. Радкевич В.Н. Электроснабжение промышленных предприятий: Учеб. Пособие. Минск: ИВЦ Минфина, 2015.
19. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов: Учебное пособие. М.: Форум, 2015. 384 с.
20. Степкина Ю. В., Вахнина В. В. Высоковольтное оборудование станций и подстанций: Учеб. пособие. Тольятти: ТГУ, 2006. 49 с.
21. Хорольский В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения: Учебник. М.: Инфра-М, 2013 г.

22. Янукович Г. И. Электроснабжение сельского хозяйства. Курсовое и дипломное проектирование: Учеб. пособие: 3-е изд., доп. и исправ. Минск: ИВЦ Минфина, 2016.

23. Tyler Johnson. Explain about 3 Basic Types of Energy Meters?: WatElectrical.com. URL: <https://www.edgefx.in/introduction-on-energy-meter-different-types-of-energy-meters> (дата обращения: 8 Марта, 2019).

24. Daniel Iton. 10 Things to Know About Your Electricity Meter. : Callmepower.com. URL: <https://callmepower.com/useful-information/electricity-meter> (дата обращения: 6 Декабря, 2018).

25. Henry Binlen. Compare 5 Major Retail Energy Providers: Callmepower.com. URL: <https://callmepower.com/suppliers/compare/major-retail-energy-providers> (дата обращения: 3 Декабря, 2019).

26. John Wilson. Using microcomputers for lighting appliance control using a DALI bus: MATEC Web of Conferences. URL: https://www.matec-conferences.org/articles/mateconf/abs/2016/39/mateconf_cscc2016_03011/mateconf_cscc2016_03011.html (дата обращения: 21 Октября, 2019).

27. Sebastian Ernst. Prediction of Traffic Intensity for Dynamic Street // Prediction of Traffic Intensity for Dynamic Street Lighting. URL: https://www.researchgate.net/publication/320012884_Prediction_of_Traffic_Intensity_for_Dynamic_Street_Lighting (дата обращения: 2 Октября, 2018).

28. Jaime Andres. 11 Methodologies and tools for evolving DSO roles for renewable energy integration in distribution networks: Engerati.com. URL: <https://www.engerati.com/article/methodologies-and-tools-evolving-dso-roles-renewable-energy-integration-distribution-networks> (дата обращения: 29 Сентября 2019).

29. Violet Ross. Smart Thermostats: Callmepower.com. URL: <https://callmepower.com/useful-information/smart-thermostats> (дата обращения:

13 Января, 2020).

30. Chowdhury Hasan Ibne Obayed, Tropa Mahmood, Mahmudur Rahman. Automated Electricity Billing System for Bangladesh: University of Toronto Department of Computer Science. URL:

<http://library.mist.ac.bd:8080/bitstream/handle/123456789/108/LaTeX1.pdf?sequence=1> (дата обращения: 13 Декабря, 2019).

31. Salvi Sagar, Amte Anuradha. Theft Detection and Disconnection in Electricity: International Journal for Research in Applied Science & Engineering Technology. URL: <https://ru.scribd.com/document/383637215/Theft-Detection-and-Disconnection-in-Electricity-Energy-Meter-using-IoT> (дата обращения: 1 Мая 2020).

32. Chaitali Khisti, Bhagyashri Kene, Shantanu Kene. Automatic Electrical Meter Reading System and Remote Monitoring Using Zigbee: E & TC department. URL: http://www.irdindia.in/journal_ijeecs/pdf/vol2_iss10/6.pdf (дата обращения: 15 Января 2019).