



Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Магнитогорский государственный технический университет им. Г. И. Носова»

К.В. Исмагилов
В.С. Великанов

**ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
КАРЬЕРОВ И ШАХТ**

*Утверждено редакционно-издательским советом
университета в качестве учебного пособия*

Магнитогорск
2014

УДК 622.271:621.31.3.012
ББК 31.29-5
И 877

Рецензенты:

кандидат технических наук, электротехнический отдел ООО "ВЕЛД"

М. Ю. Гуров

кандидат технических наук, ООО "МагОценка"

Д. В. Доможиров

Исмагилов К. В., Великанов В.С.

Электротехнические расчеты электроснабжения карьеров и шахт:
[Электронный ресурс] : учебное пособие / Кагарман Валиахметович Исмагилов, Владимир Семенович Великанов; ФГБОУ ВПО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова». – Электрон. дан. (1,83 Мб). – Магнитогорск : ФГБОУ ВПО «МГТУ», 2014. – 1 электрон. опт. диск (CD-R). – Систем. требования : IBM PC, любой, более 1 GHz ; 512 Мб RAM ; 10 Мб HDD ; MS Windows XP и выше ; Adobe Reader 7 и выше; CD/DVD-ROM дисковод ; мышь. – Загл. с титул. экрана.

Систематизированы требования к системам электроснабжения действующих и проектируемых горных предприятий, приведены способы математического представления систем электроснабжения, общий алгоритм выбора рациональной системы и методики расчета параметров системы в тесной связи с механизацией и горной технологией, а также методические материалы по расчету экономии электроэнергии на горных разработках. Весь необходимый справочно-информационный материал приведен в приложении.

Учебное пособие предназначено для студентов вузов, инженерно-технических работников горных предприятий и проектных организаций при проектировании, эксплуатации и реконструкции систем электроснабжения горных предприятий.

Табл. 106, ил.46, лит. 54 наим.

УДК 622.271:621.31.3.012
ББК 31.29-5

© Исмагилов К.В., Великанов В.С., 2014
© ФГБОУ ВПО «Магнитогорский
государственный технический
университет им. Г.И. Носова», 2014

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1. ОБЩАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ РАСЧЕТА	19
СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ	19
1.1. Общий алгоритм расчетов систем электроснабжения	19
1.2. Условия присоединения карьера к источникам	19
питания и исходные данные для проектирования	19
1.3. Требования к системам электроснабжения	21
горных предприятий	21
1.4. Рекомендации по разработке вариантов системы	22
электроснабжения горных предприятий (СЭС ГП)	22
1.5. Методы оптимизации систем электроснабжения	23
Критерий оптимальности	23
1.6. Математическое представление системы	28
электроснабжения горного предприятия	28
электроснабжения горных предприятий*	31
1.8. Обоснование проектных решений	37
методом экономических интервалов	37
1.9. Светотехнические расчеты и определение	41
осветительных нагрузок карьеров	41
2. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ	49
НАГРУЗОК ГОРНЫХ РАЗРАБОТОК	49
2.1. Математические предпосылки метода	49
2.2. Технологические удельные расходы электроэнергии	50
2.3. Определение расхода электроэнергии	54
2.4. Параметры нагрузок линий и подстанций	58
3. РАСЧЕТ И ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ	67
ПОНИЗИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ	67
3.1. Общие положения	67
3.2. Выбор трансформаторов главных	68
понижительных подстанций (ГПП)	68
3.4. Выбор передвижных (ПКТП) и стационарных (КТП)	74
комплектных трансформаторных подстанций	74
карьера, отвала и промплощадки	74
3.5. Выбор схем трансформации при различных	76
напряжениях электроприемников	76
3.6. Выбор трансформаторов с учетом динамики	77
электрических нагрузок	77
4. МЕТОДЫ РАСЧЕТА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	83

4.1. Определение координат условного центра электрических нагрузок	83
4.2. Определение удельных приведенных затрат.....	85
4.3. Построение минимальной сети трех пунктов	89
4.4. Выбор рациональных номинальных напряжений	91
и рационального числа ступеней трансформации *	91
4.5. Выбор сечения ЛЭП.....	98
4.6. Расчет электрических сетей по потере напряжения	102
4.7. Регулирование напряжения в системе.....	106
электроснабжения карьеров	106
4.8. Расчет установок продольной емкостной.....	114
компенсации (УПЕК)	114
4.9. Расчет длины экскаваторного кабеля	117
4.10. Расчет оптимального шага перемещения передвижных	119
комплектных трансформаторных подстанций.....	119
5. РАСЧЕТ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....	122
6. РАСЧЕТ И ВЫБОР ЗАЩИТНЫХ И.....	126
КОММУТАЦИОННЫХ УСТРОЙСТВ	126
6.1. Расчет защитного заземления	126
6. 2. Расчет токов короткого замыкания	131
6.3. Расчеты по выбору электрооборудования.....	145
7. РАСЧЕТЫ ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	159
НА КАРЬЕРАХ	159
7.1. Экономические обоснования мероприятий.....	159
по экономии электроэнергии.....	159
7.2. Основные направления работ по экономии	160
электроэнергии на горных предприятиях	160
7.3. Экономия электроэнергии в системе.....	162
электроснабжения горных предприятий.....	162
7.4. Экономия электроэнергии на основных	180
технологических операциях открытых горных разработок.....	180
7.5. Экономия электроэнергии на электрифицированном	191
железнодорожном транспорте.....	191
7.6. Экономия электроэнергии в осветительных установках	198
7.7. Экономия электроэнергии на вспомогательных	202
технологических процессах.....	202
П Р И Л О Ж Е Н И Я	222
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	312

ВВЕДЕНИЕ

Высокоэффективная работа горного предприятия (ГП) не в последнюю очередь определяется свойствами его системы электроснабжения как энергетической основы всех основных и вспомогательных технологических процессов разработки месторождения полезных ископаемых.

Поэтому одной из основных задач выполнения электротехнической части проектов новых и реконструкции действующих горных разработок является выбор и расчет параметров рациональной системы электроснабжения карьера, шахты и предприятия (горнопромышленного района) в целом. Ввиду сложности и изменчивости параметров объекта проектирования (как карьера или шахты, так и системы его электроснабжения), до настоящего времени нет единого научного подхода к решению этой задачи оптимизации. Актуальность задачи возрастает в последнее время в связи с увеличением доли расходов ГП на электроэнергетические ресурсы, необходимостью усиления режима экономии, разработки и внедрения систем автоматизированного проектирования.

В книге с единой позиции изложены методики расчета электрического освещения и системы электроснабжения горных предприятий, позволяющие осуществлять расчеты параметров графиков электрических нагрузок и расхода электроэнергии, выбор рациональных параметров элементов и системы электроснабжения с учетом большого количества влияющих горно-технологических и природных факторов и различных ограничений в связи с особенностями горных разработок.

Методики предназначены также для создания компонентов методического обеспечения при разработке и внедрении системы автоматизированного проектирования электроснабжения и решения задач расчета параметров и выбора рациональной структуры и конфигурации системы электроснабжения, расчета величины экономии электроэнергии от разработанных мероприятий.

Книга может быть использована в вузах при подготовке горных инженеров-электриков, горных инженеров-электромехаников, бакалавров и магистров в процессе курсового и дипломного проектирования, а также инженерно-техническими работниками горных предприятий и проектных организаций при проектировании, эксплуатации и реконструкции систем электроснабжения горных предприятий.

Определения и принятые сокращения

В книге в соответствии с [1, 2] приняты следующие определения и сокращения.

Электроустановка - совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другие виды энергии.

Открытые или наружные электроустановки - электроустановки, не защищенные зданием от атмосферных воздействий.

Электроустановки, защищенные только навесами, сетчатыми ограждениями и т.п., рассматриваются как наружные.

Закрытые или внутренние электроустановки - электроустановки, размещенные внутри здания, защищающего их от атмосферных воздействий.

Энергетическая система (энергосистема) - совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режимов в непрерывном процессе производства, преобразования, передачи и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом.

Электрическая часть энергосистемы - совокупность электроустановок электрических станций и электрических сетей энергосистемы.

Электроэнергетическая система - электрическая часть энергосистемы и питающиеся от нее приемники электрической энергии, объединенные общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии.

Электроснабжение - обеспечение потребителей электрической энергией.

Система электроснабжения - совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией.

Централизованное электроснабжение - электроснабжение потребителей электрической энергии от энергосистемы.

Электрическая сеть - совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории.

Приемник электрической энергии (элек-

троприемник) - аппарат, агрегат и др., предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии.

Потребитель электрической энергии - электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и (или) размещенных на определенной территории.

Нормальный режим потребителя электрической энергии - режим, при котором обеспечиваются заданные значения параметров его работы.

Послеаварийный режим - режим, в котором находится потребитель электрической энергии в результате нарушения в системе его электроснабжения до установления нормального режима после локализации отказа.

Независимый источник питания - источник питания, на котором сохраняется напряжение в послеаварийном режиме в регламентированных пределах при исчезновении его на другом или других источниках питания.

К числу независимых источников питания относятся две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении следующих двух условий:

1) каждая из секций или систем шин в свою очередь имеет питание от независимого источника питания;

2) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций (систем) шин.

Электрической подстанцией называется электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии.

Распределительным устройством называется электроустановка, служащая для приема и распределения электроэнергии и содержащая коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.), а также устройства защиты, автоматики и измерений.

Система электроснабжения горного предприятия разделяется условно на систему внешнего (от шин подстанции энергосистемы до ввода на главную понизительную подстанцию предприятия) и систему внутреннего электроснабжения. Горнопромышленный район с точки зрения снабжения электроэнергией состоит из объектов, имеющих самостоятельные системы внутреннего электроснабжения - карьера, шахты, отвала, ремонтно-механической мастерской (цеха), рудного (усреднительного) склада, промплощадки и т. п.

Принятые сокращения:

- ГП - горное предприятие (шахта, карьер);
- РПЭ - районная подстанция энергосистемы;
- ЛСЭ - линия связи с энергосистемой (питающие линии электропередачи);
- МЭС - местная электростанция;
- АИП - автономный источник питания;
- ГПП - главная понизительная подстанция;
- ЦРП - центральная распределительная подстанция;
- ПКТП - передвижная комплектная трансформаторная подстанция;
- ПКРП - передвижная комплектная распределительная подстанция;
- СКРП - стационарная комплектная распределительная подстанция;
- МКТП - мачтовая комплектная трансформаторная подстанция;
- КТП - комплектная трансформаторная подстанция;
- ППП - передвижной приключательный пункт;
- ПП - приключательный пункт;
- ВЛ - воздушная линия электропередачи;
- ПВЛ - передвижная воздушная линия;
- СВЛ - стационарная воздушная линия;
- КЛ - кабельная линия электропередачи;
- КЭ - кабель гибкий экскаваторный;
- КБ - кабель гибкий бурового станка;
- ЗРУ - закрытое распределительное устройство;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- СЭС - система электроснабжения;
- КС - кратчайшая электрическая сеть;
- МС - минимальная электрическая сеть;
- УМС - условно-минимальная сеть;
- ПЗ - приведенные затраты;
- ГПЗ - годовые приведенные затраты;
- УПЗ - удельные годовые приведенные затраты;
- ЦЭН - центр электрических нагрузок;
- ЦЭНО - ЦЭН объекта электроснабжения;
- ЦЭНР - ЦЭН горнопромышленного района;
- ИП - источник питания;
- ЦП - центр питания;
- КРМ - компенсация реактивной мощности;
- БСК - батарея статических конденсаторов;
- УПЕК – установка продольной емкостной компенсации.
- СЭСШ - система электроснабжения шахты;
- СЭСГ - система электроснабжения горизонта;

ГППШ - главная понизительная подстанция на поверхности шахты;
РПП6 - распределительный пункт поверхностный (подземный)
напряжением 6 кВ;
ЦППГ - центральная подземная подстанция горизонта;
РППУ - участковый распределительный пункт подземный;
КРУШ – комплектное распределительное устройство шахтное;
ПУПП - передвижная участковая подземная подстанция;
СУПП - стационарная участковая подземная подстанция;
ПрПП - преобразовательная (тяговая) подземная подстанция;
ПКС6 - подземная кабельная сеть напряжением 6 кВ;
ПКЛ6 - подземная кабельная линия напряжением 6 кВ;
КПИ6 - кабель питающий напряжением 6 кВ - от шин ГПП или вы-
шележащей УПП до УПП данного горизонта;
КФи - кабель фидерный от шин УПП до РПП;
КМа - кабель магистральный;
КОт - кабель ответвительный;
КЭп - кабель электроприемника;
ЭПС - электроприемник (потребитель электроэнергии) силовой;
ЭПТ - электроприемник (потребитель электроэнергии) тяговый;
ЭПО - электроприемник осветительный (светильник, агрегат);
МКВ - муфта кабельная высоковольтная 6 кВ;
АФВ - автоматический фидерный выключатель;
МСУ – магнитная станция управления;
ПМВ - пускатель магнитный взрывобезопасный;
УКИ - устройство контроля изоляции и защитного отключения;
АПШ - агрегат пусковой шахтный 380/123 В;
БРП – блочный распределительный пункт.

Поскольку в государственных стандартах условные обозначения элементов электроснабжения горных предприятий полностью отсутствуют, а в технической литературе эти обозначения приводятся в разрозненном и разнотипном виде, испытываются определенные затруднения при составлении схем электроснабжения на плане горных работ и однолинейных принципиальных схем электроснабжения.

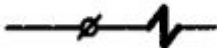
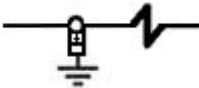
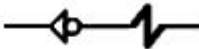
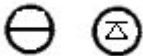
В целях внесения единообразия в условных обозначениях и повышения «читаемости» схем электроснабжения горных предприятий ниже приведены условные обозначения основных технологических машин и электросетевых устройств карьеров и шахт.

Таблица В.1

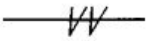
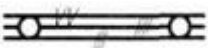
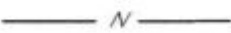
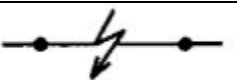
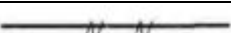
Обозначения условные графические горных машин и элементов систем электроснабжения на плане горных работ

№ п/п	Наименование электромеханического оборудования	Условное обозначение
1	Экскаватор - механическая лопата	
2	Экскаватор шагающий - драглайн	
3	Экскаватор роторный	
4	Станок буровой	
5	Конвейер ленточный	
6	Отвалообразователь	
7	Перегружатель	
8	Самоходный бункер	
9	Передвижная компрессорная установка	

10	Передвижная насосная установка	
11	Стационарная насосная установка	
12	Скважина с погружным насосом	
13	Передвижная РММ на шасси автомобиля	
14	Передвижная РММ на ж/д ходу	
15	Передвижная(переносная) вентиляторная установка, например, ВМП-12	
16	Электроприемник. Общее обозначение, например, скреперная лебедка	
16	Стационарная трансформаторная подстанция, например, ГПП	
17	Стационарная тяговая подстанция с полупроводниковым выпрямителем	
18	Стационарная трансформаторная подстанция, совмещенная с тяговой подстанцией	
19	Распределительный пункт 6 - 10 кВ	
20	Передвижная комплектная трансформаторная подстанция, например, ПУПП	
21	Передвижной приключательный пункт с вакуумным или масляным выключателем	
22	Передвижной приключательный пункт с выключателем нагрузки	
23	Передвижной приключательный пункт с разъединителем	

24	Передвижной распределительный пункт	
25	Передвижная конденсаторная установка	
26	Кран-укосина для прокладки кабеля с уступа на уступ	
27	Передвижной или навесной кабельный барабан, самоходный кабельный передвижник	
28	Соединительная кабельная муфта стационарная, передвижная низковольтная	
29	Стационарная осветительная, стационарная, передвижная ответвительная кабельная муфта низковольтная	
30	Трансформаторная подстанция на опоре ВЛ-6кВ	
31	Трехполюсный разъединитель на опоре ВЛ-6кВ	
32	Комплект (3 шт.) разрядников на опоре ВЛ-6кВ	
33	Концевая кабельная муфта на опоре ВЛ-6кВ	
34	Осветительная установка с лампой ДКсТ	
35	Одиночный прожектор	
36	Светильник на опоре с лампой накаливания	
37	Светильник на опоре с люминесцентной или светодиодной лампой	
38	Светильник на опоре с лампой ДРЛ	
39	Несколько светильников на опоре	

40	Светильник, например, с лампой наклонивания, на кронштейне на стене	
41	Светильник, например, с лампой наклонивания, на тросе	
42	Опора ВЛ промежуточная, угловая, концевая	
43	Стационарная опора	
44	Передвижная прожекторная опора	
45	Передвижная телескопическая опора	
46	Переносная опора (тренога) с прожектором	
47	Направление проекции осевого прожектора или осветительной установки с ДКСТ: а - мощность, кВт ; б - угол наклона, в град.; в - обозначение фазы, питающей лампу; г - угол разворота от направления «Север», град	
48	Маркировка фаз	<i>A, B, C</i>
49	Маркировка нулевого провода	<i>N (0)</i>
50	Питающий пункт	
51	Пункт управления	
52	Пускатель, контактор	
53	Ящик однофидерный с автоматом	
54	Ящик однофидерный с рубильником	
55	ВЛ до 1000 В. Линия сети стационарная	
56	ВЛ до 1000 В. Линия наружного освещения передвижная	
57	ВЛ до 1000 В. Линия силовой сети	

58	ВЛ до 1000 В. Линия сети внутреннего освещения	
59	Совместная подвеска на опорах линий различного назначения	
60	Передвижная воздушная линия ВЛ - 6 кВ	
61	Стационарная ВЛ выше 1000 В. Линия 6-10 кВ	
62	Стационарная ВЛ выше 1000 В. Линия 35 кВ	
63	Стационарная ВЛ выше 1000 В. Линия 110 кВ	
64	Гибкий кабель до 1000 В	
65	Гибкий кабель 6-10 кВ	
66	КЛ до и выше 1000 В. КЛ в траншее	
67	КЛ до и выше 1000 В. КЛ в трубе	
68	КЛ до и выше 1000 В. КЛ в канале	
69	КЛ до и выше 1000 В. КЛ в блоках	
70	КЛ до и выше 1000 В. КЛ на эстакаде	
71	КЛ до и выше 1000 В. КЛ в тоннеле	
72	КЛ до и выше 1000 В. Кабельный колодец	
73	КЛ до и выше 1000 В. Кабельный люк	
74	Заземление. Линия, магистраль заземления	

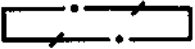
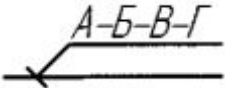
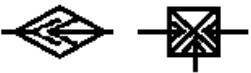
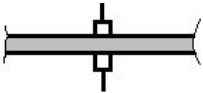
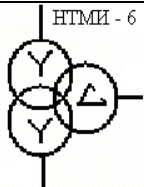
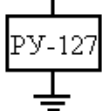
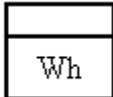
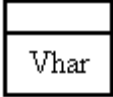
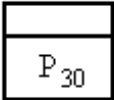
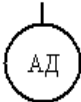
75	<i>Заземление. Контур заземления</i>	
76	<i>Заземление. Повторный, местный заземлитель</i>	
77	<i>Заземление. Трос заземления</i>	
78	<i>Надписи на линии осветительной сети А - номер линии, соответствующий номеру автомата на питающем пункте; Б - марка кабеля или провода; В - сечение кабеля или провода; Г - способ прокладки</i>	
79	<i>Число проводов линии электропередачи (указываются числом косых черточек, например, трехпроводная ЛЭП)</i>	
80	<i>Разъем высоковольтный штепсельный, то же тройниковый</i>	
81	<i>Защита гибкого кабеля, проложенного под автотороной или ж. д. путями</i>	

Таблица В.2

Обозначения условные графические элементов
однолинейных схем электроснабжения (основные)

№ n/n	Наименование электромеханического оборудования	Условное обозначение
1	Разъединитель высоковольтный. Общее обозначение, разъединитель трехполюсный	
2	Разъединитель с заземляющими ножами	
3	Выключатель высоковольтный. Общее обозначение, выключатель выкатной	
4	Трансформатор силовой трехфазный двухобмоточный, например, первичная и вторичная обмотки соединены в звезду с изолированной нейтралью	
5	Трансформатор силовой трехфазный трехобмоточный, например, обмотки высшего и низшего напряжения соединены в звезду, а обмотка среднего напряжения соединена в треугольник	
6	Разрядник вентильный	
7	Разрядник трубчатый	
8	Секция шин подстанции	
9	Измерительный трансформатор тока	

10	Измерительный трансформатор напряжения (например, НТМИ – 6: средняя обмотка соединена в разомкнутый треугольник для измерения напряжения нулевой последовательности)	
11	Силовой контакт контактора с дугогашением	
12	Автоматический выключатель	
13	Максимальная токовая защита. Общее обозначение	
14	Тепловая защита	
15	Дифференциальная защита	
16	Трансформатор тока нулевой последовательности	
17	Защита от однофазных замыканий на землю, РУ-127	
18	Счетчик активной электроэнергии	
19	Счетчик реактивной электроэнергии	

20	<i>Амперметр показывающий</i>	
21	<i>Вольтметр показывающий</i>	
22	<i>Измерительный прибор совмещенного получасового максимума нагрузки ГПП</i>	
23	<i>Машина электрическая. Общее обозначение</i>	

1. ОБЩАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ РАСЧЕТА СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

1.1. Общий алгоритм расчетов систем электроснабжения

Процесс проектирования электроснабжения ГП представляет собой последовательное решение отдельных задач и выбора параметров и исполнения элементов и всей системы электроснабжения во взаимосвязи с внешними и внутренними (как правило, в виде ограничений по правилам безопасности, технической эксплуатации и т.п.) факторами. Общий алгоритм расчетов представлен на рис.1.1.

1.2. Условия присоединения карьера к источникам питания и исходные данные для проектирования

Источниками питания электроэнергией ГП являются районные подстанции или транзитные ВЛ энергосистем (энергоснабжающих организаций). В местностях, удаленных от сетей энергосистем, ГП могут получать электроэнергию от местных или собственных электростанций.

Все необходимые для проектирования СЭС ГП исходные данные подразделяются по источникам их получения:

1. Электроэнергетические исходные данные – это технические условия присоединения предприятия к энергосистеме:

- точки присоединения к шинам или транзитным линиям энергосистемы, или автономным источникам питания;
- возможные номинальные напряжения, на которых энергосистема может обеспечить электроснабжение предприятия;
- токи короткого замыкания $I_{кз}$ (или разрывная мощность отключения выключателей $S_{отк}$ на ячейках присоединения к энергосистеме или сопротивление системы X_c) для расчета токов к. з. СЭС;
- требования к релейной защите и автоматике;
- требования к компенсации реактивной мощности;
- система коммерческого учета электроэнергии и 30-минутного максимума нагрузки;
- мероприятия по регулированию суточного графика нагрузки предприятия;
- мероприятия по усилению сетей энергосистемы из-за присоединения предприятия;

2. Горно-технологические исходные данные – это фактические или проектные параметры и оборудование основных и вспомогательных технологических процессов ГП:

- план горных работ карьера или план горизонта шахты с размещением электромеханического оборудования;
- генплан горнопромышленного района.

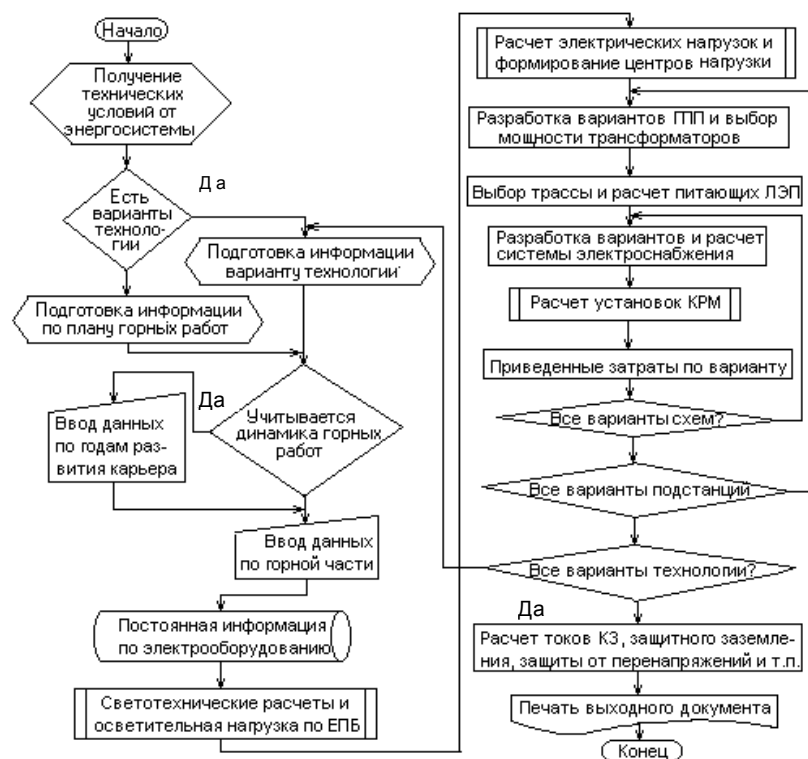


Рис. 1.1. Общий алгоритм проектирования системы электроснабжения горного предприятия

3. Справочно-информационный фонд по проводниковым материалам, трансформаторам, электросетевым устройствам и т.п.

1.3. Требования к системам электроснабжения горных предприятий

На основе анализа опыта проектирования и эксплуатации можно сформулировать следующие основные требования к СЭС горных разработок.

1. Обеспечение требуемых стандартами показателей качества электроэнергии на зажимах ЭП, в основном по уровню напряжения и частоте трехфазного переменного тока, при наиболее тяжелых режимах работы ГП и энергосистемы.

2. Обеспечение необходимого количества электроэнергии с учетом нормального и послеаварийного режимов работы ЭП и перспектив развития предприятия.

3. Обеспечение оптимальной надежности СЭС и ее элементов с учетом рационального сочетания вновь сооружаемых электрических сетей с действующими линиями и элементами.

4. Ограничение токов короткого замыкания разрывной способностью коммутационных аппаратов, выбранных с учетом перспективных нагрузок.

5. Обеспечение возможности расширения предприятия и подключения сторонних потребителей электроэнергии без существенных переделок СЭС с учетом возможного отпуска электроэнергии субабонентам.

6. Обеспечение минимума приведенных затрат на всю СЭС и ее экономичности на весь период эксплуатации данной очереди освоения месторождения.

7. Соблюдение требуемого уровня компенсации реактивной мощности во всех режимах работы СЭС и горного предприятия с учетом плавного или ступенчатого регулирования генерируемой мощности БСК и СД приводов крупных горных машин и установок.

8. Обеспечение требований [7] в части размещения подстанций и электросетевых устройств на территории горного предприятия с учетом глубокого ввода высокого напряжения и рационального дробления подстанций.

9. Соблюдение условий электробезопасности применением горного электромеханического оборудования соответствующего исполнения.

10. Обеспечение удобства совместной эксплуатации как самой системы электроснабжения, так и горно-транспортного и электромеханического оборудования горного предприятия.

1.4. Рекомендации по разработке вариантов системы электроснабжения горных предприятий (СЭС ГП)

Для технико-экономического сравнения разрабатываются варианты, отличающиеся:

1. Количеством, исполнением, трассой и напряжением внешних (питающих) линий от районных подстанций или транзитных линий сетей энергосистемы до ГПП предприятия.

2. Количеством, исполнением, местоположением и мощностью ГПП, ПГВ, ПКТП, КРП:

- а) наличием ГПП, ПГВ, ПКТП, КРП и их комбинаций;
- б) количеством, типом и расположением подстанций;
- в) ступенями и числом трансформации напряжения;
- г) степенью разукрупнения подстанций;
- д) использованием двух- или (и) трехобмоточных трансформаторов;
- е) количеством, мощностью и типом трансформаторов;
- ж) степенью резервирования питания потребителей;
- з) степенью мобильности подстанций;
- и) использованием автономных (собственных) источников электроэнергии.

3. Наличием, исполнением и расположением карьерных передвижных ЛЭП относительно фронта горных работ:

- а) типом передвижных опор;
- б) продольным, поперечным и комбинированным расположением ЛЭП;
- в) воздушными, кабельными линиями.

4. Способом канализации электроэнергии на территорию ведения горных работ:

- а) использованием транспортных коммуникаций – трасс наклонных скиповых подъемников, конвейерных линий, капитальных траншей авто- или ж.д. транспорта;
- б) использованием выходов подземных горных выработок (дренажных или добычных шахт) на дневную поверхность на территории карьера;
- в) произвольно по борту карьера.

5. Наличием, исполнением и расположением карьерных стационарных ЛЭП:

- а) типом стационарных опор;
- б) схемой – магистральные, радиальные, бортокольцевые, комбинированные.

6. Способом питания электроприемников карьера:
а) с односторонним питанием;
б) с двусторонним питанием – по замкнутой или разомкнутой схеме.

Варианты системы электроснабжения наносятся на план горных работ для определения длин участков линий, координат подстанций и других параметров, необходимых для дальнейших расчетов.

1.5. Методы оптимизации систем электроснабжения.

Критерий оптимальности

Оптимизация систем электроснабжения (СЭС) вообще, открыток и подземных горных работ в особенности, является одной из сложных и актуальных научно-технических проблем. В вычислительном плане оптимизационные задачи электроснабжения горных предприятий на порядок более трудоемки, чем все те задачи, с которыми до сих пор сталкивались исследователи и проектировщики СЭС. Среди многочисленных идей, возникших в связи с проблемами отыскания экстремумов функций и функционалов, следует выделить идеи линейного программирования, принцип максимума Понтрягина и теория локальных экстремумов. Последняя теория дает наиболее общий подход к решению экстремальных задач.

Наряду с идеями оптимизации, которые своими корнями уходят в классический анализ, развиваются и идеи последовательного анализа вариантов, их отбраковки, последовательного сужения множества, которому должно принадлежать решение. Они восходят еще к Маркову, получили развитие в работах Вальда, Беллмана и привели к современному принципу динамического программирования.

СЭС как объект оптимизации относится к разряду сложных динамических систем. В настоящее время нет единой методологии решения таких задач. Поэтому актуальным является разработка новых методов, учитывающих специфические особенности проектируемых СЭС. При всем многообразии решаемых задач оптимизации СЭС можно выделить следующие основные направления:

- создание рационального освещения рабочих мест по требованиям ЕПБ и СНиП;
- правильное определение параметров электрических нагрузок ЭП и элементов СЭС предприятия;
- выбор оптимальных параметров СЭС (решение задач выбора оптимального числа и мощности трансформаторов подстанций, напряжения, токов, сечений и исполнения элементов КРС с учетом районных и климато-метеорологических условий эксплуатации проектируемого ГП,

расчет оптимальной длины экскаваторного кабеля и др.);

- проектирование оптимальной конфигурации питающей и распределительной сети как основы построения оптимальной СЭС;

- обеспечение оптимальной надежности электроснабжения при соблюдении требований ПУЭ и ЕПБ в соответствии с категориями ЭП;

- решение вопроса обеспечения показателей качества электрической энергии в соответствии с требованиями ГОСТ 13109;

- совершенствование методов расчета параметров установившихся и переходных режимов электрической сети, расчета устройства продольной емкостной компенсации (УПЕК) и др.;

- решение вопросов электробезопасности при проектировании СЭС;

- учет технологических особенностей формирования графиков нагрузок ЭП, передвижного характера их работы, использование на ГП электромеханического оборудования большой единичной мощности;

- учет динамики электрических нагрузок в соответствии с динамикой горных работ.

В наиболее общем виде задача оптимизации представляется как нахождение экстремума функции

$$\text{ext}_{x \in S} f(\bar{x}),$$

где $f(\bar{x})$ - наиболее важный из выходных параметров системы, представляющий собой целевую функцию;

$\bar{x}$ - вектор независимых переменных, определяющих состояние проектируемой системы;

S – область допустимых значений переменных $\bar{x}$.

Целевая функция в простейшем случае может быть задана аналитически (задача оптимизации решается, например, методом перебора вариантов) или в более сложных случаях – алгоритмически (решается как задача отыскания условного экстремума при известных ограничениях).

В практике проектирования СЭС ГП могут быть использованы оба метода, а в настоящее время наблюдается тенденция к сочетанию методов путем использования внутри общей оценочной модели проектируемого объекта отдельных оптимизирующих блоков для решения частных задач электроснабжения [13].

Указанная выше задача формулируется следующим образом: найти такие значения параметров $\bar{X} = \{X_1, X_2, \dots, X_n\}$, при которых целевая функция $f(\bar{X})$ принимает минимальное (максимальное) значение при выполнении ограничений (условий связи) $\bar{\Psi} = \Psi_j(\bar{X}) = 0, j = 1, \dots, m$ и областных ограничений $\bar{l} = l_k(\bar{X}) \leq \bar{L}, k = 1, \dots, p$.

Для решения таких задач используются классические методы (неопределенных множителей Лагранжа и др.), численные методы (одномерного поиска, крутого спуска, Монте-Карло и др.), а также методы линейного программирования.

Если целевая функция или ее ограничения имеют нелинейный характер, то используются методы нелинейного программирования, а если коэффициенты целевой функции или ограничений зависят сами от какого-либо параметра – методы динамического программирования и т.п.

Определенные перспективы в решении некоторых задач электроснабжения открывает использование методов планирования эксперимента, например, для поиска и нахождения оптимальных напряжений в СЭС и сечений проводников ЛЭП, идей теории подобия и геометрического программирования – например, для разработки алгоритмов определения оптимальных параметров СЭС, функция затрат которых может быть представлена суммой степенных многочленов. При этом возможно обоснование проектных решений методом экономических интервалов.

Отличительной особенностью работы электроприемников карьера и шахты является переменной характер их работы при большой разбросанности их на территории ведения горных работ. К сожалению, в ряде работ это вообще не принимается во внимание или, наоборот, на эту особенность делается основной акцент и решаются частные задачи, например, по определению оптимального шага передвижки передвижных комплектных трансформаторных подстанций и воздушных ЛЭП для питания отдельных узлов нагрузки или особо мощных горных машин и комплексов, оптимальной длины экскаваторного кабеля и т.п.

Математическая постановка задачи в наиболее общем виде формулируется следующим образом. Критерием оптимальности в данной работе принимается годовые приведенные затраты (ГПЗ) на варианты системы электроснабжения горного предприятия и требуется минимизировать функцию ГПЗ [6]

$$Z = E_n \sum_{t=1}^T K_t (1+E_{nn})^{\tau-t} + \sum_{t=t_9}^T \Delta I_t (1+E_{nn})^{\tau-t} + \sum_{t=t_9}^T \Delta U_t (1+E_{nn})^{\tau-t}$$

при ограничениях в СЭС согласно ПУЭ и ЕПБ [1,2]

$$\begin{aligned} I_{pi} + \Delta I_i &\leq I_{don} ; \\ \Sigma \Delta U_i + \Delta U_i &\leq \Delta U_{don} ; \\ \Sigma \Delta U_i + \Delta U_{ni} &\leq \Delta U_{n.don} ; \\ 25 &\leq s_{na} \leq 120 ; \\ 16 &\leq s_{nac} \leq 95 ; \\ 16 &\leq s_{cac} \leq 185 ; \\ s_n &\leq s_c ; \\ N &\leq N_{don} , \end{aligned} \tag{1.1}$$

где K_t - капитальные затраты K на варианты системы электроснабжения в t -й год, тыс. р;

ΔI_t - изменение эксплуатационных расходов I на содержание СЭС в t -ом году, тыс. р/год;

ΔU_t - изменение убытка U от аварийных перерывов электроснабжения в t -ом году, тыс. р/год;

E_n - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, $E_n = 0,15$;

E_{nn} - нормативный коэффициент приведения разновременности затрат к расчетному году, $E_{nn} = 0,08$;

τ - год приведения разновременных затрат;

t_9 - год начала эксплуатации данной очереди;

T - срок эксплуатации данной очереди карьера;

I_{pi} - расчетный ток линии, А;

ΔI_{pi} - приращение расчетного тока линии, А;

$\Sigma \Delta U_t$ - суммарная потеря напряжения в элементах СЭС от шин источника питания (подстанции) до потребителя, В;

ΔU_t - приращение потери напряжения от приращения тока (при расчете потери напряжения от пускового тока дополнительно ставят ин-

декс n), В;

$I_{\text{доп}}$ - длительно допустимый ток линии, А;

$\Delta U_{\text{доп}}$ - допустимая потеря напряжения в нормальном режиме работы, В;

$\Delta U_{n.\text{доп}}$ - допустимая потеря напряжения в пусковом режиме, В;

S_c, S_n - сечение стационарной и передвижной линии, мм²;

N – количество электроприемников на линии.

$N_{\text{доп}}$ - допустимая комбинация электроприемников на линии.

При расчете СЭС горных разработок на конкретный момент развития горных работ допускается [8] пользоваться упрощенной формулой без дисконтирования затрат

$$Z = E_n K + I + Y. \quad (1.2)$$

Учет динамики горных работ в таком случае производится путем расчета Z и построения СЭС на характерные периоды развития горных работ (этапы реконструкции карьера).

При построении и расчете вариантов системы внутреннего электроснабжения ГП величина годовых приведенных затрат также определяется с учетом математического ожидания убытка от аварийных перерывов электроснабжения горных электроприемников [4, 5, 6, 8].

Этот же критерий минимума ГПЗ используется при необходимости принятия решения из некоторого множества возможных при расчете локальных задач электроснабжения открытых разработок. Так, при решении вопроса обеспечения требуемого уровня напряжения ЭП возможны варианты: установки трансформаторов большей мощности, простого повышения сечений линий, применения установок продольной емкостной компенсации потерь напряжения в элементах СЭС, использования проводников повышенной пропускной способности и т.д.

При выборе решения среди равнозначных по главному критерию используют дополнительные критерии, в качестве которых принимаются минимум потерь электроэнергии, минимум расхода цветного металла, рациональная загрузка электроустановок и т.п.

1.6. Математическое представление системы электроснабжения горного предприятия

Пусть система электроснабжения имеет схему сети вида рис.1.2а. Как видно из схемы, потребители 1 и 2 получают питание от узла нагрузки, потребитель 4 – от узла 4. Узлы 5 и 6, а также потребитель 3 подключены к узлу питания 7 (шинам подстанции), который в свою очередь присоединен к источнику питания 8 (шинам районной подстанции энергосистемы).

Во многих электротехнических задачах нужно найти произвольное остовное дерево в сети G (например, для определения, связная ли сеть G , при вычислении потерь напряжения или пройти каждое ребро G хотя бы по одному разу при расчете токов линий).

Представление сети в виде связного списка по [18] приведено на рис.1.2. Чтобы определить, какие вершины связаны с данной, например, с 5 – ой вершиной, смотрим на пятую строчку колонки I и по указателю $N2(I = 5)$, равному 15, находим, что в 15 -ой строке элемент $N1(I = 15)$ содержит вершину 2 (т.е. с вершиной 5 связана вершина 2). Далее при $I = 15$ элемент $N2(15)$ указывает на строку 13. По $I = 13$ находим $N1(13) = 1$ (т.е. с вершиной 5 связана и вершина 1), а $N2(13)$ указывает на строку 12. В 12 – ой строке находим $N1(12) = 7$ (т.е. с вершиной 5 связана еще вершина 7), а $N2(12)$ указывает на 0, т.е. вершина 5 больше не связана ни с какой другой вершиной.

Тарьян предложил простые рекурсивные алгоритмы для этих двух задач [18]. Первый алгоритм называется поиском в глубину. Проиллюстрируем работу этого алгоритма (алгоритм DFS) с сетью на рис. 1.2, представленной списком смежности.

Алгоритм DFS требует в качестве начальных данных сеть G (вершины которой пронумерованы 1, 2, ..., M), произвольную начальную вершину V (это, как правило, точка присоединения к энергосистеме или узел нагрузки) и начальные значения $I = 0$, $T = 0$.

Алгоритм DFS

Шаг 1. [Просмотр вершины] Set $I \leftarrow I+1$; and Visit(V) $\leftarrow 1$.

Шаг 2. [Поиск непросмотренной вершины, смежной с V] For всех вершин W , смежных с V , do шаг 3 od; and RETURN.

Шаг 3. [Просмотрена ли вершина W ?]

if Visit(W) не определена then Set $T \leftarrow T+(V, W)$; and CALL DFS (W) fi

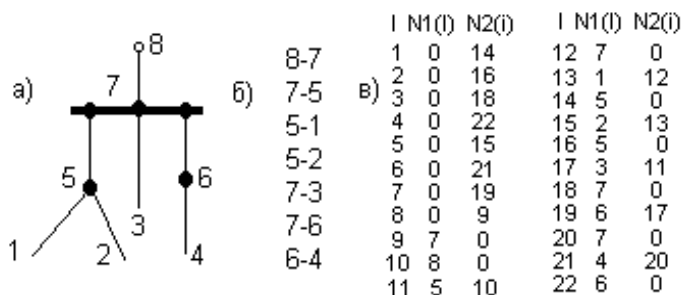


Рис. 1. 2. Схема сети (а), участки линий (б) и список смежности (в)

Алгоритм BFS начинает работу с произвольно принятой вершины V и добавляет к списку $LIST$ все смежные (еще не просмотренные) с V , отмечая каждую из них «просмотрена» ($Vizit(W) = 1$) в момент, когда она прибавляется к массиву $List$. На каждой из последовательных итераций алгоритма для следующей вершины W из $List$ проверяется, нет ли непросмотренных смежных с ней вершин, которые можно добавить к $List$. Как только к $List$ добавляется новая вершина, ребро от нее к текущей уже проверенной вершине добавляется к остовному дереву.

Алгоритм BFS

Шаг 0. [Инициализация] $Set\ I \leftarrow 1; J \leftarrow 1; \text{for } K \leftarrow 1 \text{ to } M \text{ do } Set\ List(K) \leftarrow 0$ and $Vizit(K) \leftarrow 0$ od;
 $Set\ List(1) \leftarrow U; Vizit(U) \leftarrow 1; \text{ and } T \leftarrow 0$.

Шаг 1. [Проверка всех вершин] While $List(J) \neq 0$
 Do through Шаг 3 od; and STOP.

Шаг 2. [Следующая вершина] $Set\ V \leftarrow List(J);$
 And $J \leftarrow J + 1$.

Шаг 3. [Поиск всех непросмотренных смежных с V вершин] For всех вершин W , смежных с V , do шаг 4 od.

Шаг 4. [Добавление непросмотренной вершины в $List$, а ребра – к T] if $Vizit(W) = 0$ then
 $Set\ I \leftarrow I + 1; List(I) \leftarrow W; Vizit(W) \leftarrow 1;$
 And $T \leftarrow T + (V, W)$ fi.

По приведенным выше алгоритмам нами разработана программа SPISOK, результатом работы которой является компьютерное представление электрической сети карьера в виде связного списка. При этом имеется возможность просмотра участков сети от источника питания до любого электроприемника и от электроприемника до источника питания по алгоритму DFS, а также определения смежных вершин по алгоритму BFS с помощью созданных массивов T и Tr.

Для сети рис.1.2 результатом работы являются массив T

I	1	2	3	4	5	6	7
T(I)	5	5	7	6	7	7	8

и два массива Tr1 и Tr2

I	1	2	3	4	5	6	7
Tr1	8	7	6	7	7	5	5
Tr2	7	6	4	3	5	2	1,

показывающие связи узлов схемы.

По массиву T можно узнать путь от произвольной вершины вверх до конечной вершины (источника питания). Например, 1 – й электроприемник ($I = 1$) питается от 5 – го узла $T(I = 1) = 5$, который в свою очередь (см. $I = 5$) питается от узла 7, а по $I = 7$ доходим до конечной вершины $T(I = 7)$ с номером 8 (ИП).

Массивы Tr1 и Tr2 показывают полный путь от ИП (вершины 8) до всех конечных (нижних) вершин, однако можно проследить спуск из любой произвольной вершины, например, из 6 –ой: $Tr1(3) = 6$, тогда $Tr2(3)$ указывает на вершину 4 и, так как среди $Tr1(I)$ больше нет вершины 4, то она является конечной.

Массив T используется для определения токов разветвленных линий суммированием токов отдельных электроприемников и приодиненных линий с учетом параметров графиков их электрических нагрузок. Расчеты ведутся от электроприемников (конечных вершин сети) в сторону источника питания.

Массивы Tr1 и Tr2 используются при определении суммарной потери напряжения от ИП до всех ЭП системы электроснабжения.

1.7. Общий алгоритм выбора рациональной системы электроснабжения горных предприятий*

Выбор рациональной СЭС ГП производится путем многократного построения минимальной электрической сети систем внешнего и внутреннего электроснабжения, т.е. целенаправленного поиска оптимального по ГПЗ сочетания параметров, исполнения элементов и конфигурации СЭС ГП, удовлетворяющих техническим ограничениям (учет требований резервирования производится в дальнейшем для уже построенной МС). По существу это синтез СЭС по минимуму ГПЗ и производится в следующей последовательности.

1. Определяются электрические нагрузки отдельных электроприемников и объектов электроснабжения в целом согласно [6, 19, 20, 21]. Примерный план расположения объектов и ЭП приведен на рис.1.3 .

2 . Определяются координаты условных ЦЭНО и ЦЭНР по п.4.1.

3. Рассчитываются и выбираются оптимальные параметры и исполнение ЛЭП по критерию

$$Z = \min z_i \quad (1.3)$$

путем перебора из числа имеющихся типовых конструкций (воздушная или кабельная), типов опор для ВЛ, материалов и марок проводов ВЛ, способов прокладки КЛ, сочетаний проводов или жил кабелей, удовлетворяющих требованиям действующих НТД в следующей последовательности:

- задается материал провода (А или АС), конструкция и способ прокладки линии;

- определяется допустимое стандартное сечение по нагреву расчетным током по п.4.5. Токовая нагрузка высоковольтных электроприемников рассчитывается по их номинальному напряжению. Это напряжение, как правило, принимается в качестве напряжения распределительной сети ГП. Токовая нагрузка низковольтных ЭП (буровых станков, водоотлива и т.д.) определяется по первичному напряжению КТП (ПКТП), т. е. напряжению распределительной сети;

- рассчитывается значение УПЗ для линии с выбранным по нагреву сечением проводника и линии с большими сечениями (в пределах верхней границы допустимых сечений) и выбирается экономически целесообразное сечение по минимуму ГПЗ с учетом длины линии.

* - в параграфе использованы материалы, подготовленные с участием инж. Савельева В.И.

Повторяются расчеты по п.п.2 и 3 для условий 1;
- принимается (предварительно без учета потерь напряжения) тип и сечение провода, конструкция и способ прокладки линии.

В случаях, когда ГПЗ отличаются не более чем на 5%, (такие варианты считаются экономически равноценными), решение принимается по дополнительным критериям (более высокое напряжение, перспективная конструкция ЛЭП, удобство эксплуатации, минимальный расход цветного металла), задаваемым проектировщиком по степени их важности.

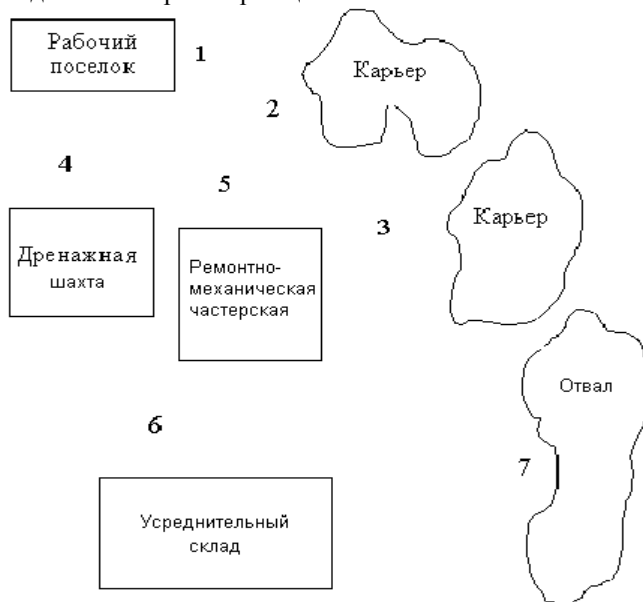


Рис. 1.3. Объекты электроснабжения горнопромышленного района

В последующем выбранное сечение проверяется на потерю напряжения в нормальном (длительном) и пусковом режимах, а также на термическую стойкость по нагреву токами к. з. (для кабельных ЛЭП) после построения МС. При необходимости оно корректируется в сторону увеличения на основе системного подхода по критерию минимума ГПЗ.

4. Построение МС в целом для промышленного района на первом шаге итерационного процесса начинается с проектирования системы внешнего электроснабжения. В качестве исходной принимается радиальная лучевая схема с центром питания ЦП, расположенным в ЦЭНР (рис.1.4), и производится построение условной минимальной сети УМС (МС без учета ограничений по трассе).

Под ЦП в данном случае понимается узел электрической сети, в котором сходятся более чем 2 участка ЛЭП, причем один из них непосредственно связан с ИП. Для каждого отдельного ЭП (потребителя) при отсутствии ограничений по прокладке трассы ЛЭП минимальной сетью является кратчайшая сеть, т.е. отрезок прямой, соединяющий ЦП с потребителем.

Тогда для всей совокупности потребителей получим радиальную сеть. Однако для двух приемников и одного ИП, находящегося в данном случае в ЦП, согласно [3] минимальной будет в общем случае трехлучевая сеть. Построение МС ведется по методике, изложенной в п.4.3.

Полученная сеть отличается от радиальной сети тем, что здесь образуются дополнительные узлы и сокращается число радиальных линий, отходящих от ЦП.

Местоположение дополнительных узлов определяется в зависимости от соотношения УПЗ по участкам трехлучевой сети и взаимного расположения двух потребителей и ЦП. В частном случае этот узел может совпадать с местоположением одного из потребителей выбранной пары (получится магистральный тип присоединения) или с местоположением ЦП (радиальный тип присоединения), т.е. по существу отсутствовать. В последнем случае рассматривается возможность объединения таких потребителей с другими соседними потребителями или дополнительными узлами, полученными на предыдущих шагах.

Рассматривая полученные дополнительные узлы в качестве эквивалентных потребителей с суммарной расчетной нагрузкой соответствующей группы приемников (потребителей), можно в последовательности, изложенной выше, получить новые дополнительные узлы и т.д.

При этом на каждом из последующих этапов построения УМС заданного множества потребителей относительно ЦЭН количество рассматриваемых пунктов значительно сокращается. Этот процесс, очевидно, будет завершен, когда для всей совокупности дополнительных узлов, а также не рассмотренных на предыдущих шагах ЭП не могут быть введены новые дополнительные узлы (сеть условно минимизирована).

Описанный порядок построения УМС заданного множества потребителей электроэнергии и ЦП позволяет минимизировать значение суммарных ГПЗ на сеть в сравнении с исходной радиальной лучевой схемой, однако он не гарантирует получение единственного, наиболее рационального решения по выбору конфигурации и схемы электрической сети. Для разрешения этой проблемы необходимо, чтобы порядок построения УМС был строго формализован.

Порядок построения сети и выбора очередного дополнительного узла или одного потребителя из множества оставшихся ЭП формализован

как порядок их присоединения к уже построенной на предыдущих шагах минимальной сети по аналогии с построением кратчайшей сети [8]

С целью иллюстрации дальнейших этапов построения УМС предположим, что на последнем шаге было получено два ближайших к ЦЭН дополнительных узла и все потребители были эквивалентированы раньше (два обобщенных эквивалентных потребителя П1 и П2). На рис. 1.5 изображены источник питания (ИП), а также два эквивалентных потребителя П1 и П2 с суммарной расчетной нагрузкой соответствующих групп приемников электроэнергии.

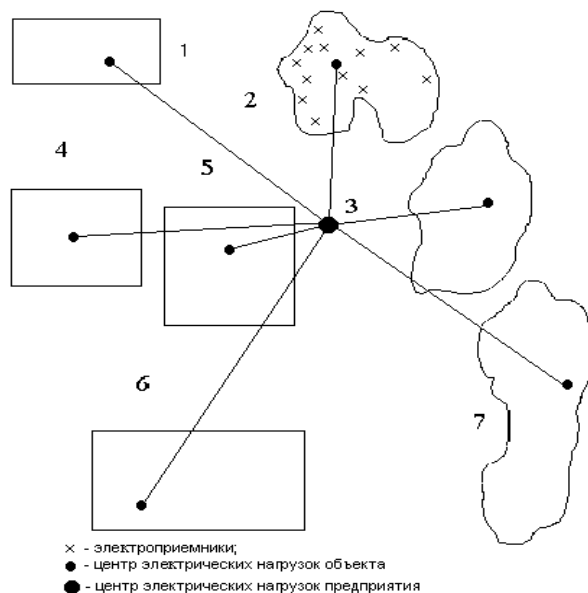


Рис. 1.4. К построению системы внешнего электроснабжения

Строим МС для П1, П2 и ИП, в результате получим новое положение ЦП, которое, как видно из рис. 1.5, смещается в сторону ИП. Поэтому при дальнейшем построении УМС необходимо корректировать местоположение дополнительных узлов.

Процесс коррекции местоположения дополнительных узлов выполняется в последовательности, изложенной ниже, и показан на рис. 1.6.

В связи с тем, что изменилось положение узла, из которого получают питание приемники 1 и 2 (см. 01, а не 0), участок сети 01-0-1 и 2 уже не является МС трех пунктов (01, 1 и 2). Поэтому выполняется коррекция местоположения дополнительного узла 0 (рис. 1.6, а) и дополни-

тельного узла 01 (рис. 1.6, б). Итерация производится до тех пор, пока не будет обеспечена необходимая точность расчетов.

Таким образом, на каждом шаге построения УМС выбираются такие конфигурация и параметры электрической сети, которые обеспечивают минимальные ГПЗ.

5. При построении МС системы внутреннего электроснабжения карьера используются основные положения методики построения МС системы внешнего электроснабжения, изложенной в п.5. В качестве ИП для приемников карьера принимаются ближайшие к ним ЦП объектов, полученные при построении МС внешней СЭС.

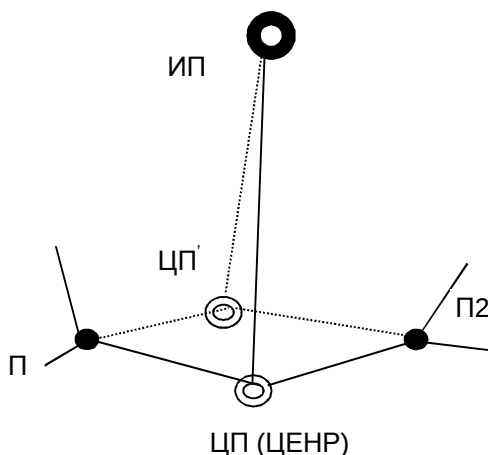


Рис. 1.5. К построению сети источника питания и двух эквивалентных потребителей

В результате построения МС внутренней СЭС карьера местоположение ЦП приемников карьера смещается, что приводит к необходимости коррекции внешней СЭС, а это в свою очередь требует коррекции внутренней СЭС. Такая итерация заканчивается при стабилизации координат ЦП.

Указанная последовательность по пп.4 и 5 имеет целью выбор рационального варианта схемы при проектировании новых систем электроснабжения. При реконструкции существующих схем электроснабжения или проектировании отдельных очередей развития СЭС указанный алгоритм существенно упрощается.

6. Выбор рациональных номинальных напряжений и числа ступеней трансформации производится по п.4.4. Выбор трансформаторов под-

станций производится по методике, изложенной в главе.3.

Вследствие изменения УПЗ отдельных линий в процессе расчета (за счет несовпадения величины рационального напряжения линии с ранее выбранной по п.3) необходимо повторить расчеты по пп.3...5.

7. Построенная по пп.1...6 СЭС усиливается с учетом требований надежности и категории электроприемников. Алгоритм усиления сети предусматривает двойное резервирование элементов, осуществляется в направлении от источника питания к потребителям и заканчивается на том этапе расчетов, когда затраты на резервирование превышают возможный ущерб от перерывов в электроснабжении.

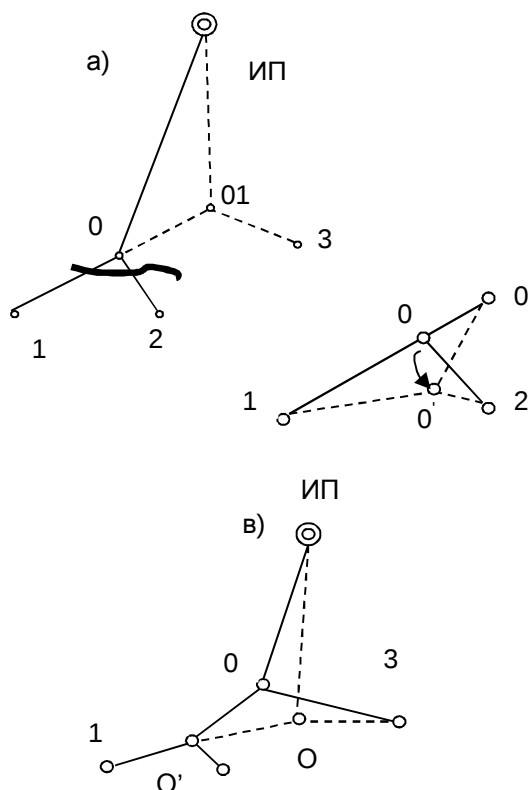


Рис. 1.6. Коррекция местоположения дополнительных узлов

8. Производится учет ограничений по трассам ЛЭП и местоположению подстанций и определяются фактические длины ЛЭП с учетом

коэффициентов трассы (третьей координаты).

9. Определяются оптимальные длины кабелей передвижных электроприемников карьера (п.4.9) и оптимальный шаг передвижки ПКТП и ПКРП (п.4.10).

10. Производится расчет электрических сетей на потерю напряжения в максимальных, минимальных, пиковых и пусковых режимах потребителей согласно п.4.6. Определение пусковых и пиковых нагрузок производится по методике, изложенной в п.2.4, а также при необходимости выполняется расчет УПЕК по п.4.8.

11. Устанавливаются окончательные параметры, исполнение и типы элементов и конфигурация системы электроснабжения предприятия.

12. При необходимости учета динамики горных работ или вводе предприятия в строй отдельными очередями построение СЭС ведется для этих очередей с учетом перспективы развития и изменения электрических нагрузок предприятия.

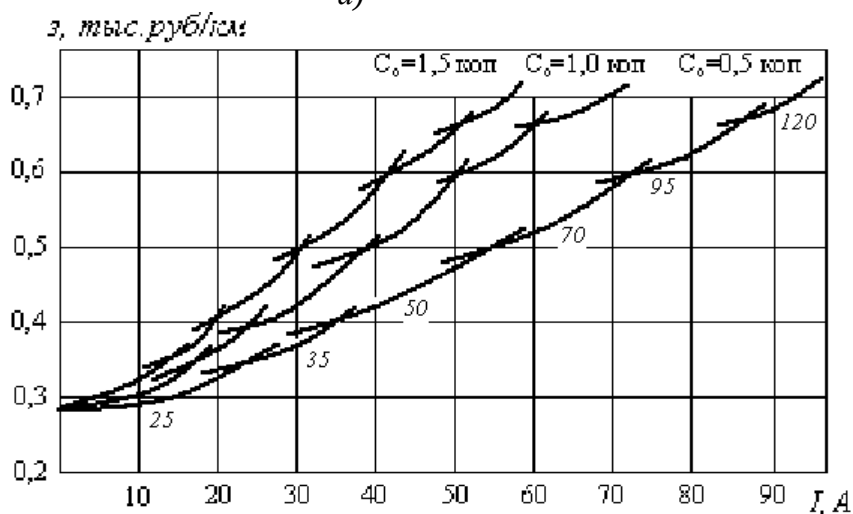
1.8. Обоснование проектных решений методом экономических интервалов

Для построения экономико-математической модели системы электроснабжения нами получены зависимости удельных приведенных затрат на линии от тока $z = f(I)$ и трансформаторы от мощности $z = f(S)$ при различных сечениях, типах опор, материалах проводов ВЛ, номинальной мощности трансформаторов и стоимости электроэнергии, характерные графики которых приведены на рис. 1.7.

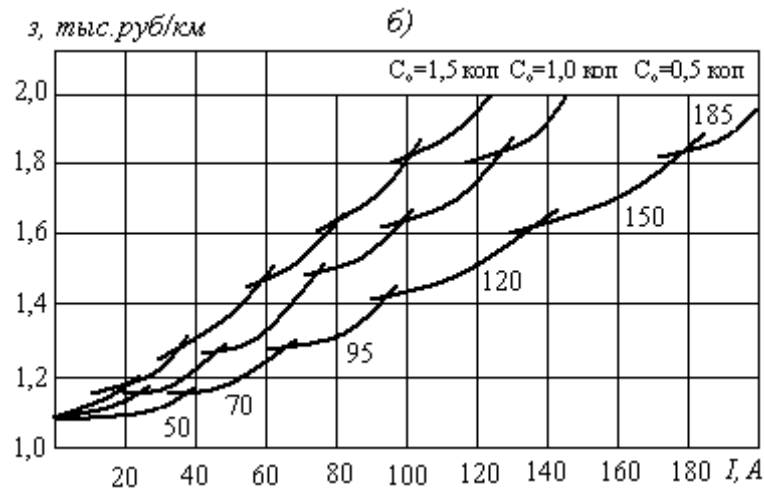
Как видно из графиков рис. 1.7, ширина экономических интервалов для различных сечений различна, что объясняется непропорциональным изменением стоимости 1 км линии при росте сечения проводов из-за несовершенства ценообразования. Кроме того, характерно соответствие экономически целесообразных сечений условию их неполной загрузки, что обеспечивает снижение потерь электроэнергии в ВЛ. Отмечается смещение границ экономических интервалов с ростом стоимости C_o в сторону меньших нагрузок при постоянных значениях z .

Для трансформаторов (рис.1.8) экономический интервал коэффициента загрузки лежит в пределах от 0,4-0,5 до 0,8-0,9 при различных значениях C_o и времени работы. С учетом перегрузочной способности трансформаторов указанные экономические интервалы соответствуют нормальному тепловому режиму трансформатора и обеспечивает прохождение получасового максимума нагрузки потребителей карьера.

a)



б)



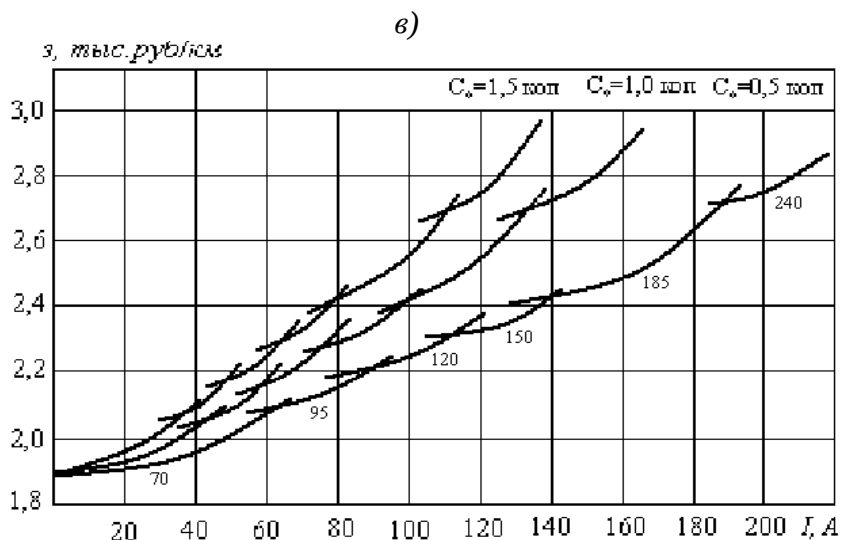


Рис.1.7. Зависимости $z=f(I)$: а) ВЛ - 6 кВ, опоры деревянные с ж/б приставками, провод марки А, сечения 25 – 120 мм²; б) ВЛ – 35 кВ, опоры ж/б, одноцепные, провод марки АС, сечения 50 – 240 мм²; в) ВЛ-110 кВ, опоры ж.б одноцепные, провод АС. сечения 70-240 мм²

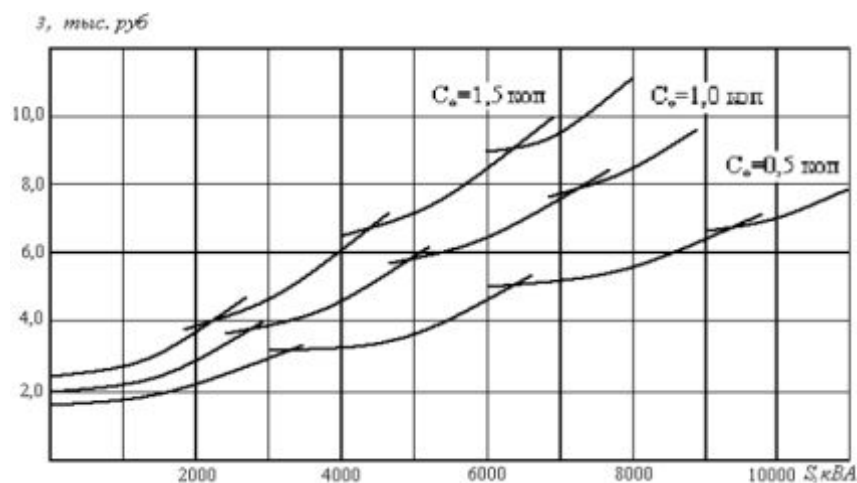


Рис.1.8. Зависимости $z=f(S)$ для двухобмоточных масляных трансформаторов без РПН, диапазон мощности 4000 – 10000 кВА

Полученные графические зависимости могут быть непосредственно использованы в проектной практике, для чего они должны регулярно корректироваться при изменении стоимостных данных на электрооборудование и электроэнергию.

Для удобства использования таких графиков в системах автоматизированного проектирования графики $z=f(I)$ и $=f(S)$ аппроксимированы квадратичными зависимостями

$$z = A_0 + A_1 + c_0 A_2 I^2. \quad (1.4)$$

Коэффициенты уравнения (1.4) получены математической обработкой огибающей кривых z для всего диапазона стандартных сечений и приведением этих коэффициентов к единице стоимости электроэнергии по предприятию c_0 (коп/кВт.ч) и приведены в табл.1.1.

Таблица 1.1

Значения коэффициентов аппроксимации зависимостей
удельных приведенных затрат от токовой нагрузки

Напряжение кВ	Количество цепей	Марка провода	Опоры	Коэффициенты		
				A_0	$A_1 10^{-2}$	$A_2 10^{-4}$
6-10	1	А	Деревянные	0,36	0,18	0,40
			Деревянные с железобетонными приставками	0,27	0,24	0,88
		АС	Железобетонные	0,18	0,34	0,60
			Деревянные с железобетонными приставками	0,28	0,30	1,5
35	1	А	Железобетонные	1,07	0,18	0,40
			Стальные	1,42	0,30	0,32
		АС	Железобетонные	1,07	0,18	0,40
			Стальные	1,42	0,30	0,26
110	1	А	Железобетонные	1,16	0,38	0,37
			Стальные	1,85	0,25	0,30
		АС	Железобетонные	1,37	0,26	0,30
			Стальные	1,89	0,25	0,30
	2	А	Железобетонные	2,37	0,23	0,15
			Стальные	2,82	0,25	0,12

1.9. Светотехнические расчеты и определение осветительных нагрузок карьеров

Светотехнические расчеты предшествуют всем электротехническим расчетам СЭС карьера.

Для расчета общей освещенности больших пространств (карьеров, промплощадок и т.п.) с помощью мощных осветительных приборов (СКсН, ОУКсН, ИСУ и т.п.) применяется **метод относительных изолюкс**.

Имея графики или таблицы изолюкс на условной плоскости (рис. П.1.1 – П.1.10), задаются высотой h установки прибора над освещаемой поверхностью и углом наклона светового потока к горизонтали θ . Для различных значений координаты X (ось X совмещается с направлением максимальной силы света светового прибора) определяется координата Y по следующим уравнениям:

$$\xi = \frac{\cos \theta - \frac{X}{h} \sin \theta}{\rho}, \quad (1.4)$$

где коэффициент отражения ρ

$$\rho = \sin \theta + \frac{X}{h} \cos \theta. \quad (1.5)$$

При заданной (требуемой по нормам ЕПБ) горизонтальной освещенности E_n (табл.П.1.1) определяется величина относительной освещенности (клк)

$$\varepsilon = E_n \rho^3 h^2 k_3. \quad (1.6)$$

Зная значения ξ и ε , по кривым относительной освещенности для предварительно выбранного светового прибора находится величина η . Интерполяционные формулы для определения η при промежуточных значениях ξ и ε имеют вид:

- интерполяция по ξ при данных ε_1 и ε_2

$$\eta_{1,2} = \eta_{i-1} + \frac{(\eta_i - \eta_{i-1})(\xi_i - \xi_{i-1})}{(\xi_i - \xi_{i-1})}; \quad (1.7)$$

- интерполяция по ε при данных η_1 и η_2

$$\eta = \eta_1 + \frac{(\eta_2 - \eta_1)(\varepsilon_j - \varepsilon_{j-1})}{(\varepsilon_j - \varepsilon_{j-1})}. \quad (1.8)$$

Задаваясь рядом значений X при фиксированных h и θ вычисляют соответствующие значения Y

$$Y = \rho \eta H, \quad (1.9)$$

и по значениям (X, Y) строится половина кривой изолуксы в масштабе плана освещаемой поверхности. Вторая половина кривой строится путем зеркального отражения первой половины относительно оси X .

Площадь половины изолуксы (m^2) определяется по формуле трапеций

$$S = \int_{X_1}^{X_n} f(X) dX = \frac{X_n - X_1}{n} \left(\frac{Y_1 + Y_n}{2} + Y_2 + \dots + Y_{n-1} \right), \quad (1.10)$$

тогда площадь полной изолуксы составит $S_o = 2S$.

По мере необходимости можно повторить расчеты при других углах наклона θ светильника (при уменьшении угла θ увеличивается общая площадь S).

Далее вычерчивается шаблон данной изолуксы и накладывается на план освещаемой поверхности (карьера, отвала и т.п.) так, чтобы не оставалась неосвещенная площадь, устанавливаются места расположения осветительных приборов и их количество.

Для уменьшения количества осветительных приборов и повышения точности расчетов рекомендуется строить сразу две изолуксы на E_z и $E_z / 2$ для учета совмещения световых пятен от соседних приборов.

Расчет прожекторного освещения производится по **методу светового потока** [4] и сводится к определению количества, точек размещения, высоты установки и угла наклона оптической оси прожекторов для создания заданной освещенности. Требуемое число n предварительно выбранного типа прожектора по табл.П.1.7

$$n = \frac{E_z k_z S}{\Phi_{\lambda} \eta_n k_u z}, \quad (1.11)$$

где k_z – коэффициент запаса, принимаемый в пределах 1,5 – 1,7; S – площадь освещаемой поверхности, m^2 ; Φ_{λ} – световой поток принятой лампы прожектора, лм; η_n – к.п.д. прожектора, равный для прожекторов ПЗС

0,2-0,3; ПСМ 0,35-0,4; ПКН 0,6; ОУКсН и др. 0,7; k_u - коэффициент использования светового пятна прожекторов, равный 0,4-0,95; z - отношение минимальной освещенности к средней, принимается равным 0,75.

Высоту установки мощных осветительных приборов и прожекторов определяют из условия ограничения слепящего действия, устранения тенеобразования и т.п. Минимальная высота, ограничивающая слепящее действие, определяется осевой силой света I_{max}

$$h = 0.058 \sqrt{I_{max}}. \quad (1.12)$$

Оптимальный угол наклона определяется по формуле

$$\Theta = \arcsin \sqrt{m + n(E_p h^2)^{2/3}}, \quad (1.13)$$

где m , n - эмпирические коэффициенты для выбранного типа прожектора (табл. П.1.7);

$E_p = E_n k_3$ - расчетная освещенность, если вся площадь освещается одним прожектором, или $E_p = E_n k_3 / 2$.

При освещении вертикальных поверхностей

$$\theta = \arctg \sqrt{\frac{I_{max}}{E_{\delta d} h^2}}, \quad (1.14)$$

где E_{pv} - значение расчетной вертикальной освещенности.

Точечный метод применяют в случаях, когда необходимо определить максимальную и (или) минимальную освещенность для обеспечения требуемой равномерности освещения и расчете освещения протяженных выработок и рабочих мест.

Этот метод не учитывает отраженного светового потока, однако его применение оказывается вполне допустимым для расчетов освещения поверхностей с низкими коэффициентами отражения, что является характерным для горных разработок (автодорог, ж.д. путей, пешеходных дорог, переездов, шьреков, квершлагов и т.п.).

Пусть источник света S освещает нормально расположенную к лучу I_α плоскость AB (рис. 1.7).

Тогда освещенность (лк) в точке K горизонтальной плоскости от светильника, расположенного на высоте h :

$$E_{\Gamma} = \frac{F_{\lambda} \cdot I_{\alpha} \cdot \cos^3 \alpha}{1000 k_3 \cdot h^2}, \quad (1.15)$$

а освещенность на вертикальной плоскости:

$$E_B = E_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg} \alpha. \quad (1.16)$$

где I_{α} - сила света лампы под углом α , определяемая из кривой светораспределения предварительно выбранного по условиям установки светильника или из таблиц распределения силы света (табл. П.1.6 и П.1.9).

F_{λ} - световой поток лампы, лм (табл.П.1.2);

K_3 - коэффициент запаса, принимается по данным табл.П.1.3.

h - высота подвеса светильника, принимается не менее 5 м, а расстояние между светильниками $2a$ - не более 5 м.

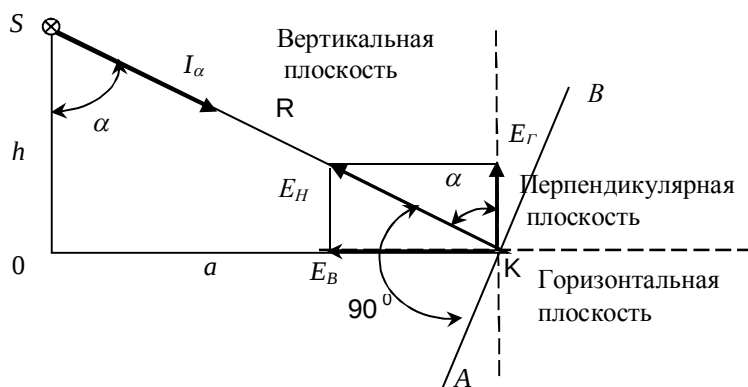


Рис. 1.7. Схема к расчету освещенности точечным методом

Следует отметить, что в обычных расчетах, если это не оговорено нормами [2], освещенность определяется на уровне рабочей поверхности, которая условно принимается на высоте 1 м от пола или почвы.

При расчете освещения штрехов, пешеходных переходов, галерей или подобных им помещений, когда светильники подвешены в линию невысоко над освещаемой поверхностью, т.К принимают в середине расстояния между свельниками и учитывают влияние соседних светильни-

ков. При невыполнении условия $E > E_n$ уменьшают $2a$, принимают более мощный светильник и т.п.

Пользуясь этим методом можно решить обратную задачу определения освещенности любой точки освещаемой поверхности при известной силе света всех установленных вблизи светильников.

Для некоторых светильников в технических характеристиках приводится не сила света I_α , а относительная освещенность ε , тогда определяют световой поток (лм) лампы предварительно выбранного светильника по видоизмененному точечному методу

$$F_{\lambda} = \frac{1000 E_{\min} k_3 h^2}{\sum \varepsilon_i}, \quad (1.17)$$

где ε_i – относительная освещенность от i – ой лампы в зоне расчетной точки K . Значение ε_i определяют по специальным кривым, приведенным на рис.П.1.11 в зависимости от высоты установки светильника h и горизонтальной проекции расстояния от светильника до расчетной точки a .

Если значения h и a выходят за пределы графика, то обе координаты нужно увеличить (уменьшить) в n раз, а определенное по графику значение ε увеличить (уменьшить) в n^2 раз.

При отсутствии изолюкс для данного светильника можно воспользоваться графиком для излучателя, имеющего по всем направлениям силу света 100 кд (рис.П.1.12 [53]). По углу α и кривой светораспределения находится значение I_α , тогда $\varepsilon = \varepsilon_{100} I_\alpha / 100$.

По значению F_λ выбирается ближайшая стандартная лампа с $F_{\lambda n}$. Если $F_{\lambda n} < 0,9 F_\lambda$, или $F_{\lambda n} > 1,2 F_\lambda$, то корректируется расстояние между светильниками или (и) количество ламп в светильнике и расчеты повторяются.

Расчет освещения по **методу коэффициента использования светового потока** учитывает не только поток, падающий на данную рабочую поверхность непосредственно от светильника, но и поток, отраженный от стен и потолка при данной их окраске, заданных размерах помещения и типе светильника путем введения так называемого коэффициента использования осветительного прибора.

Коэффициентом использования осветительной установки η называется отношение светового потока, падающего на расчетную поверхность, к суммарному световому потоку всех источников света, размещенных в данном помещении.

При расчете по методу коэффициента использования светового потока, потребный поток ламп в каждом светильнике F_{λ} находится по формуле:

$$F_{\lambda} = \frac{E \cdot k_3 \cdot S \cdot z}{N \cdot \eta}, \quad (1.18)$$

где E – заданная минимальная освещенность по ЕПБ, лк;

k_3 – коэффициент запаса;

S – освещаемая площадь, м²;

z – коэффициент, учитывающий неравномерность освещения (для рудничных светильников $z=1.25$);

N – число светильников (как правило, заранее намечаемых для расчета);

η – коэффициент использования светового потока осветительной установки, в долях единицы (% в табл.П.1.5.).

В таких помещениях, как насосные камеры, конторы, чертежные и некоторые другие, где положение работающего или оборудования строго фиксировано и создает частичное затенение, следует вводить в знаменатель формулы (1.18.) коэффициент затенения 0,8.

По F выбирается ближайшая стандартная лампа, поток которой не должен отличаться от F больше чем на (10-20%). При невозможности выбора лампы с таким приближением потока, корректируется N . При однозначно заданном F (люминесцентные светильники, предназначенные для определенных ламп, маломощные светильники, использование которых целесообразно с лампами наибольшей возможной мощности) формула решается относительно N . При всех заданных других величинах формула может быть использована для определения ожидаемой E .

При расчете люминесцентного освещения чаще всего первоначально намечается число рядов n , которое подставляется в (1.13.) вместо N . Тогда под F следует подразумевать поток ламп одного ряда.

При выбранном типе светильника и спектральном типе ламп поток ламп в каждом светильнике F_1 может иметь всего 2-3 различных значения. Число светильников в ряду определяется, как отношение $N = F/F_1$. Суммарная длина N светильников сопоставляется с длиной помещения, причем возможны следующие случаи:

а) суммарная длина светильников превышает длину помещения: необходимо или применить более мощные лампы (у которых поток на

единицу длины больше), или увеличить число рядов, или компоновать ряды из сдвоенных, строенных и т.д. светильников;

б) суммарная длина светильников равна длине помещения: задача решается устройством непрерывного ряда светильников;

в) суммарная длина светильников меньше длины помещения: принимается ряд с равномерно распределенными вдоль него разрывами λ между светильниками.

Из нескольких возможных вариантов на основе технико-экономических соображений выбирается наилучший. Рекомендуется, чтобы λ не превышала примерно 0,5 расчетной высоты (кроме многоламповых светильников в помещениях общественных и административных зданий).

Входящий в (1.18.) коэффициент Z , характеризующий неравномерность освещения, является функцией многих переменных и в наибольшей степени зависит от отношения расстояния между светильниками к расчетной высоте (L/h), с увеличением которого сверх рекомендуемых значений Z резко возрастает. При L/h , не превышающем рекомендуемых значений, можно принимать Z равным 1,25 для ламп накаливания и ДРЛ и 1.1 для люминесцентных ламп при расположении светильников в виде светящихся линий. Для отраженного освещения можно считать $Z = 1,0$; при расчете на среднюю освещенность Z не учитывается.

Для определения коэффициента использования η находится индекс помещения i и предположительно оцениваются коэффициенты отражения (табл.П.1.4) поверхностей помещения: потолка – ρ_n , стен – ρ_c , расчетной поверхности или пола – ρ_p . Индекс i находится по формуле:

$$i = \frac{AB}{h \cdot (A + B)}, \quad (1.19)$$

где A – длина помещения, м; B – его ширина, м; h – расчетная высота подвески светильника, м.

Для помещений практически неограниченной длины можно считать $i = B/h$.

Во всех случаях i округляется до ближайших табличных значений; при $i > 5$ принимается $i = 5$.

Расстояние a между лампами в нормальных помещениях обычно принимается равным

$$a = (1,5 \div 2)h.$$

Недостатком метода светового потока является невозможность определения максимальной и минимальной величин освещенности. Поэтому при определении средней освещенности по методу светового потока проверка в случае необходимости на минимальную освещенность производится по **точечному методу**.

Необходимо учесть, что расчет по методу светового потока целесообразно применять в помещениях со светлыми стенами и потолками, когда отраженный свет играет существенную роль. При освещении негоризонтальных рабочих поверхностей, помещений с низким коэффициентом отражения, при наружном и местном освещении данный метод не применим. В этих случаях более целесообразно производить расчет по точечному методу.

При предварительных расчетах систем электроснабжения и выборе трансформаторов в ряде случаев целесообразно пользоваться приближенным **методом удельной мощности** p ($\text{кВт}/\text{м}^2$), позволяющим непосредственно определить осветительную нагрузку $P_{\text{осв}}$ (кВт) по площади помещения (м^2), минуя светотехнические расчеты

$$P_{\text{осв}} = 10^{-3} p S. \quad (1.20)$$

В самом первом приближении для достаточно больших помещений, освещаемых прямым светом, значения удельной мощности p , $\text{Вт}/\text{м}^2$, можно принимать из соотношения

$$p = E_{\text{min}} / (3 \div 4) \quad (1.21)$$

или по данным, приведенным в приложении (табл.П.1.10).

2. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ГОРНЫХ РАЗРАБОТОК

2.1. Математические предпосылки метода

Основным параметром графика электрических нагрузок является расчетная нагрузка, под которой понимают такую неизменную нагрузку, которая вызывает ту же максимальную температуру нагрева проводника, что и реальная переменная во времени нагрузка.

Как индивидуальные, так и групповые электрические нагрузки карьерных подстанций и линий электропередачи, являясь суммой случайных индивидуальных графиков нагрузки не связанных жесткой технологической зависимостью электроприемников, подчиняется нормальному закону [6, 19, 21] с функцией распределения

$$F(p) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^{\frac{P_p}{\sigma}} e^{-\frac{\beta^2}{2}} d\beta.$$

В данном уравнении аргумент функции β представляет собой отношение

$$\beta = \frac{P_p - P_c}{\sigma} = \frac{P_p - P_c}{\sqrt{P_p^2 - P_c^2}},$$

где P_p - искомая расчетная нагрузка;

P_c - математическое ожидание нагрузки (средняя нагрузка);

P_p - среднеквадратическая (эффективная) нагрузка;

σ - среднеквадратическое отклонение нагрузки.

Интегральная функция распределения определяется по приведенным ниже таблицам нормированного нормального распределения, по которым легко можно определить вероятность появления искомой нагрузки и, наоборот, задавшись вероятностью появления нагрузки заданной продолжительности, можно определить величину этой нагрузки.

При практическом применении этого метода упорядоченных диаграмм необходимо знать коэффициент максимума нагрузки в зависимости от коэффициента использования и эффективного числа электроприемников и среднюю мощность электроприемника или группы электроприемников (см. п. 2. 4).

2. 2. Технологические удельные расходы электроэнергии

Технологический удельный расход электроэнергии для экскаватора $\omega_{эi}$ (кВт·ч/м³) определяется по уравнению индивидуальной энергетической характеристики [24]

$$\omega_{эi} = a + b / P_{эi}, \quad (2.1)$$

где $P_{эi}$ - сменная эксплуатационная (за наиболее загруженную 8-часовую смену) или фактическая производительность данного экскаватора, м³. При отсутствии данных $P_{эi}$ можно принимать по статистическим данным табл. П. 2.1 - П. 2.4 [23];

a , b - коэффициенты индивидуальной энергетической характеристики экскаватора, приведенные в табл. П. 2.5.

При отсутствии в табл. П. 2.5 применяемого на карьере типа экскаватора значение $\omega_{эi}$ определяется по уравнению обобщенной энергетической характеристики

$$\omega_{эi} = E_{эi} (a + b / P_{эi}), \quad (2.2)$$

где $E_{эi}$ - вместимость ковша экскаватора, м³. Значения обобщенных коэффициентов a и b принимают по данным табл. П. 2.6.

Для карьерных экскаваторов-прямых мехлопат с объемом ковша более 12,5 м³ и драглайнов с объемом ковша более 40 м³ значение $\omega_{эi}$, полученное по формуле (2.2), умножается на поправочный коэффициент, равный 0,8.

Для многоковшовых экскаваторов, у которых в табл. П. 2.5 отсутствуют значения коэффициентов энергетической характеристики, величина технологического удельного расхода электроэнергии принимается равной: для роторных экскаваторов $\omega_{эi} = 0,7$ кВт·ч/м³; для цепных $\omega_{эi} = 0,8$ кВт·ч/м³.

Технологический удельный расход электроэнергии для бурового станка ($\omega_{бi}$, кВт·ч/м) определяется по уравнению

$$\omega_{бi} = a + b / (d V_б), \quad (2.3)$$

где a , b - коэффициенты уравнения обобщенной энергетической харак-

теристики станка, принимаемые по табл. П. 2.8 [25];

d - диаметр скважины (шарошки), м;

$V_{\bar{o}}$ - механическая скорость бурения, м/мин.

Произведение $(d V_{\bar{o}})$ нами названо показателем скорости бурения, значение которого можно принять для шарошечных станков по табл. П. 2.7, полученным обработкой данных [25].

Для станков вращательного, пневмоударного и огневого бурения величина d из формулы (2.3) исключается, т.е. принимается $d = 1$, а $V_{\bar{o}}$ принимается по табл. П. 2.10 и П. 2.11.

При указании номера энергетической характеристики величина $\omega_{\bar{o}i}$ определяется по формуле

$$\omega_{\bar{o}i} = a + (b - c e^{dV_{\bar{o}}}) / V_{\bar{o}}, \quad (2.4)$$

где a, b, c, d – коэффициенты, принимаемые по табл. (П. 2.9).

Технологический удельный расход электроэнергии на призабойное дробление $\omega_{\bar{o}i}$ (кВт.ч/т) определяется по обобщенной энергетической характеристике

$$\omega_{\bar{o}i} = a + b k_{\bar{o}i} / \Pi_{\bar{o}i}, \quad (2.5)$$

где $k_{\bar{o}i}$ - коэффициент включения i - го типа дробилки в смену;

$\Pi_{\bar{o}i}$ - сменная производительность дробилки, т;

a, b - коэффициенты энергетической характеристики дробилки, приведенные в табл. П. 2.12.

Для типов дробилок, перечисленных в табл. П. 2.13, технологический удельный расход электроэнергии определяется по формуле

$$\omega_{\bar{o}i} = a + k_f + b k_{\bar{o}i} / \Pi_{\bar{o}i}, \quad (2.6)$$

Коэффициенты a, b, k_f приведены в табл. П. 2.13. Значение коэффициента включения $k_{\bar{o}i}$ определяется по данным конкретного карьера или ориентировочно принимается в пределах $k_{\bar{o}i} = 0,6 - 0,7$.

Технологический удельный расход электроэнергии для конвейерной установки, перегружателя, транспортно-отвального моста или отвалообразователя ω_{ki} (кВтч/(ткм)) определяется по формуле

$$\omega_{ki} = 0,22 + 1,1c \cdot V_l / P_{ki} \pm H_{ki} / L_{ki}, \quad (2.7)$$

где c - коэффициент, зависящий от ширины ленты. Значение c вычисляется по формуле $c = 53 B$;

V_l - скорость ленты, м/с;

P_{ki} - часовая производительность конвейера, т/ч ;

H_{ki} - разность начального и конечного уровней конвейерной установки (высота подъема груза), км;

L_{ki} - длина конвейерной установки, км.

Скорость ленты определяются по формулам:

$$V_l = 38 B - 1300 \text{ при ширине ленты } B \leq 2 \text{ м ;}$$

$$V_l = (38 B - 1300)/1,52 \text{ при } B > 2 \text{ м}$$

или по характеристике конкретного типа конвейерной установки.

Технологический удельный расход электроэнергии на производство сжатого воздуха (c_i (кВт.ч/м³) компрессорами с электрическим приводом определяется по формуле

$$\omega_{ci} = \frac{k_o k_t k_h A}{3600 \eta_{ci}}, \quad (2.8)$$

где A - удельная работа сжатия (табл. П. 2.14), кДж/м³;

η_{ci} - к. п. д. компрессорной установки, равный произведению к. п. д. компрессора, передачи и двигателя. При отсутствии точных данных значение η_{ci} принимается равным: для поршневых компрессоров $\eta_{ci} = 0,64$; для турбокомпрессоров $\eta_{ci} = 0,6$;

k_o - коэффициент, учитывающий общие дополнительные расходы электроэнергии на охлаждение компрессора, вспомогательные нужды установки, износ рабочего механизма и переход на нормальное (1,033 ата) давление. По данным [6] k_o может приниматься равным 1,16;

k_t - коэффициент, учитывающий среднюю температуру t по Цельсию засасываемого воздуха за расчетный период. Величина k_t определяется по формуле:

$$k_t = 1 + 0,004 t,$$

причем значение t нужно подставлять с учетом знака отрицательных температур;

k_h – коэффициент, учитывающий высоту расположения компрессорной установки над уровнем моря h (м), определяется по формуле

$$k_h = 1 + 0,00006 h.$$

Технологический удельный расход электроэнергии на водоотливную установку ω_{hi} кВт·ч/(м³·м) определяется по формуле

$$\omega_{hi} = 0,0031 / (\eta_n \eta_m), \quad (2.9)$$

где: η_m – к. п. д. трубопровода, равный отношению геодезической высоты откачки (м) к напору насоса;

η_n – к. п. д. насосной установки, равный произведению к. п. д. насоса на к. п. д двигателя.

Технологический удельный расход электроэнергии на участок гидромеханизации ω_{zi} (кВт·ч/м³) определяется суммой удельных расходов на гидромониторы ω_{mi} и напорный гидротранспорт (землесосы) ω_{zi}

$$\omega_{zi} = \omega_{mi} + \omega_{zi}, \quad (2.10)$$

Технологический удельный расход электроэнергии на гидромониторы

$$\omega_{mi} = 0,0031 \beta H_{nm} / (\eta_n \eta_m), \quad (2.11)$$

где β – удельный расход напорной воды на выемку 1 м³ горной массы, м³/м³, который принимается по табл. П. 2.15 или данным конкретных условий;

H_{nm} – манометрический напор насосов гидромониторов, м.

Технологический удельный расход электроэнергии на гидротранспорт 1 м³ горной массы определяется по формуле

$$\omega_{zi} = H_{mз} [0,0045((\lambda_n - 1) + 0,0031/(\eta_z \eta_o)]/\alpha, \quad (2.12)$$

где: $H_{мз}$ - манометрический напор землесоса, м;

λ_n - объемная масса пульпы, т/м³;

$\eta_з$ - к. п. д. землесоса;

$\eta_д$ - к. п. д. двигателя;

α - относительное содержание твердого в пульпе.

Величины, входящие в формулу (2.12), принимаются по данным конкретного карьера или ориентировочно равными: $\lambda_n = 1,1 - 1,2$; $\alpha = 0,12 - 0,15$ при гидротранспортировании кусковых материалов и $\alpha = 0,16 - 0,20$ – сыпучих материалов (песков)).

Для машин и механизмов подземных разработок удельные расходы электроэнергии можно определить по методике [44].

2.3. Определение расхода электроэнергии

Сменный расход активной электроэнергии (W_i , кВт·ч) для каждого i – го электроприемника технологической операции с вычисленным по (2.1) – (2.12) значением удельного расхода электроэнергии ω_i определяется по формуле

$$W_i = k \omega_i P_i, \quad (2.13)$$

где: P_i - сменные показатели работы соответствующего горного оборудования. В качестве P_i принимаются следующие величины:

экскаваторов $P_{эi}$ - сменная эксплуатационная производительность конкретного типа экскаватора (м³);

буровых станков $P_{бi}$ - сменная производительность станка, м;

дробилок $P_{дi}$ - сменная производительность, т;

конвейеров $P_{кi} \cdot L_{ки}$ - произведение сменной производительности (т) на длину конвейера (км);

компрессоров $P_{сi}$ - сменная производительность компрессора, равная, $P_{сi} = P_c t_p$, м³;

насосов $P_n H_n$ - произведение сменной производительности насоса (м³) на высоту подъема воды (м);

установок гидромеханизации $P_{гi}$ - сменная производительность по горной массе, м³;

k - коэффициент, учитывающий потери электроэнергии в сетях и

трансформаторах. Величина k принимается в среднем равной $k = 1,15$ для низковольтных и $k = 1,10$ для высоковольтных потребителей.

Сменный расход активной электроэнергии на осветительную установку карьера W_i (кВт·ч) определяется по формуле:

$$W_i = k P_o t_c, \quad (2.14)$$

где: P_o - установленная мощность осветительного прибора или группы светильников (питающихся от одного трансформатора) с учетом мощности пускорегулирующей аппаратуры, кВт;

t_c - среднее число часов работы отдельной осветительной установки в наиболее загруженную смену.

Сменный расход электроэнергии для каждой группы потребителей промплощадки, ремонтной базы и прочих потребителей, объединенных общностью режима работы (k_u и $tg\varphi$) и источника питания, т.е. считающихся отдельными электроприемниками:

$$W_i = k k_u P_n t_{cm}, \quad (2.15)$$

где: k_u - коэффициент использования для i -ой группы потребителей промплощадки (принимается по табл. П.2.16 или данным конкретного карьера);

P_n - суммарная установленная мощность группы, кВт;

t_{cm} - продолжительность смены, ч.

Сменный расход реактивной (V_i , квар·ч) электроэнергии для любого электроприемника определяется через соответствующий коэффициент реактивной мощности $tg\varphi_i$, рекомендуемые значения которого приведены в табл. П.2.16.

$$V_i = W_i tg\varphi_i \quad (2.16)$$

Сменные расходы активной и реактивной электроэнергии по линии электропередачи, узлу нагрузки, подстанции или предприятию в целом определяются суммированием сменных расходов соответствующего оборудования, вычисленных по формулам (2.13) – (2.16) в соответствии со схемой размещения электроприемников на генплане предприятия и с учетом схемы электроснабжения.

Суточный расход электроэнергии в целом по предприятию определяется суммированием сменных расходов электроприемников с учетом неравномерности нагрузок 1, 2 и 3 смен

$$W_c = \sum_{i=1}^l \sum_{j=1}^r \sum_{k=1}^{N_{cmij}} k_{nэij} W_{ij}, \quad (2.17)$$

где l – количество видов работ на данном предприятии; в общем можно считать, что на предприятии имеется четыре вида работ для обеспечения технологических процессов горного производства:

- 1 – добыча;
- 2 – вскрыша;
- 3 – отвал;
- 4 – склад.

r – количество типов оборудования, участвующего в i – ой работе технологического процесса. Один и тот же тип оборудования, например, ЭКГ-5А, может участвовать в формуле (2.17) несколько раз, если конкретные номера экскаватора данного типа работают в различных условиях работы, т.е. имеют различные производительности, а, следовательно, разные удельные расходы электроэнергии.

W_{ij} – расход электроэнергии j го типа оборудования на i –ой работе за наиболее загруженную смену, кВт·ч;

$k_{nэij}$ коэффициент неравномерности нагрузки смен по отношению к наиболее загруженной смене, $k_1 = 1$; $k_2 = 0 - 0,9$; $k_3 = 0 - 0,5$ (если оборудование во 2-ю или (и) 3-ю смену не работают, то соответствующий коэффициент принимается равным нулю);

N_{cmij} – число рабочих смен в сутки i – го типа оборудования основных и вспомогательных технологических операций карьера на j –ом виде работ.

Месячный расход электроэнергии по всем видам работ предприятия

$$W_m = k_{сез} n_d W_c, \quad (2.18)$$

где $k_{сез}$ – коэффициент сезонности, принимаемый для месяцев с мая по октябрь равным 1,0, а для остальных – 1,1,

n_d – месячное число рабочих дней на предприятии.

Годовой расход электроэнергии определяется суммированием по месяцам или по формуле

$$W_{\varepsilon} = \sum k_n W_m, \quad (2.19)$$

где k_n - коэффициент неравномерности электропотребления по месяцам, принимается равным 0,8 – 0,9;

W_m - среднемесячный расход электроэнергии.

Аналогично определяются расходы реактивной электроэнергии за сутки V_c , месяц V_m и год V_{ε} .

По формулам 2.17 – 2.19 путем выделения частичных сумм можно определить соответствующие суммарные расходы активной и реактивной электроэнергии по электроприемникам, на отдельные технологические операции и участки с учетом вспомогательных процессов.

Общекарьерный удельный расход электроэнергии

$$\text{на 1 т руды} \quad \omega_p = W_{\varepsilon} / P_p, \quad (2.20)$$

$$\text{на 1 м}^3 \text{ горной массы} \quad \omega_{\varepsilon} = W_{\varepsilon} / P_{\varepsilon m}, \quad (2.21)$$

где: P_p - годовая производительность карьера по руде, т;

$P_{\varepsilon m}$ - годовая производительность по горной массе, м³.

Значение $P_{\varepsilon m}$ вычисляется по выражению

$$P_{\varepsilon m} = P_p / \gamma_p + P_v, \quad (2.22)$$

где: P_v - годовая производительность карьера по вскрыше, м³.

γ_p - средневзвешенная объемная масса руды, т/м³.

Показатели удельного электропотребления могут быть рассчитаны также по отчетным данным месячных расходов электроэнергии и производительностей соответствующего оборудования (процесса).

2.4. Параметры нагрузок линий и подстанций

Средние активная $P_{см.i}$ (кВт) и реактивная $Q_{см.i}$ (квар) мощности отдельного электроприемника определяются делением сменного расхода электроэнергии по (2.13) - (2.16) за наиболее загруженную смену на продолжительность смены $t_{см}$

$$P_{см.i} = \frac{W_{см.i}}{t_{см.i}}, \quad (2.23)$$

$$Q_{см.i} = \frac{V_{см.i}}{t_{см.i}}, \quad (2.24)$$

Средняя полная мощность отдельного электроприемника $S_{см.i}$ (кВА) определяется как геометрическая сумма

$$S_{см.i} = \sqrt{P_{см.i}^2 + Q_{см.i}^2}. \quad (2.25)$$

При отсутствии данных о технологических удельных расходах электроэнергии средние мощности электроприемников можно определить по формулам

$$P_{см.i} = k_u P_n, \quad Q_{см.i} = P_{см.i} \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (2.26)$$

где - P_n – номинальная мощность электроприемника, кВт;

$k_u, \operatorname{tg} \varphi_i$ - коэффициенты использования и реактивной мощности, значения которых приведены в табл. П. 2.16.

Средние активная и реактивная мощности карьера, подстанции, узла нагрузки или отдельной линии определяются делением соответствующих суммарных сменных расходов электроэнергии на продолжительность смены

$$P_{см} = \frac{\sum_{i=1}^N W_i}{t_{см}}, \quad Q_{см} = \frac{\sum_{i=1}^N V_i}{t_{см}}, \quad (2.27)$$

или по формулам

$$P_{cm} = \sum_{i=1}^N P_{cm.i}; \quad Q_{cm} = \sum_{i=1}^N Q_{cm.i}.$$

Для определения расчетного тока и расчета потерь электроэнергии необходимо знать значение среднего полного тока, который вычисляется по формуле

$$I_c = \frac{S_{cm.}}{\sqrt{3} U_n}, \quad (2.28)$$

где U_n - номинальное напряжение ЭП, кВ.

Групповой средний ток может определяться суммированием средних токов входящих в группу электроприемников.

Эффективная (среднеквадратическая) активная и реактивная мощности отдельного электроприемника

$$P_{\varepsilon i} = k_{fi} P_{cmi}, \quad Q_{\varepsilon i} = P_{\varepsilon i} \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (2.29)$$

где k_{fi} - коэффициент формы графика нагрузки, значения которого приведены в табл. П. 2.16.

Эффективная полная мощность $S_{\varepsilon i}$ определяется по формуле, аналогичной (2.22).

Расчетный ток отдельного электроприемника принимается равным эффективному току

$$I_{pi} = \frac{P_{\varepsilon i} \sqrt{1 - \operatorname{tg}^2 \varphi_i}}{\sqrt{3} U_n}. \quad (2.30)$$

Расчетный ток группы электроприемников определяется по средним токам ЭП с учетом дисперсии индивидуальных графиков, оцениваемой коэффициентом формы k_{ϕ} в следующей последовательности.

Определяют активную I_{ca} и реактивную I_{cp} составляющие среднего тока каждого ЭП группы

$$I_{ca} = I_c \cos \varphi_i; \quad I_{cp} = I_c \sin \varphi_i,$$

где $\cos \varphi_i$ и $\sin \varphi_i$ определяют по значению коэффициента реактивной мощности ЭП по данным табл. П. 2.16.

Средний полный ток линии, питающей группу ЭП

$$I_c = \sqrt{(\sum I_{cai})^2 + (\sum I_{cpi})^2}.$$

Активная и реактивная составляющие расчетного тока

$$I_{pa} = \sqrt{(\sum I_{ca})^2 + \sum I_{ca}^2 (k_{\phi i}^2 - 1)};$$

$$I_{pp} = \sqrt{(\sum I_{cp})^2 + \sum I_{cp}^2 (k_{\phi i}^2 - 1)}.$$

Тогда полный расчетный ток линии

$$I_p = \sqrt{I_{pa}^2 + I_{pp}^2}. \quad (2.31)$$

Расчетная (получасовая максимальная) активная мощность подстанции (узла нагрузки при числе ЭП более 4)

$$P_p = k_m P_{cm}, \quad (32)$$

где: k_m - коэффициент максимума активной нагрузки.

Величина k_m определяется в соответствии с нормальным законом распределения получасового графика сменной нагрузки подстанции по формуле

$$k_m = 1 + \beta \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}, \quad (2.33)$$

где β - коэффициент, определяемый вероятностью $Вер(\beta)$ появления расчетной нагрузки получасовой продолжительности за время смены t_{cm} по данным табл. П. 2.17

$$Вер(\beta) = 0,5 - 0,5 / t_{cm},$$

где k_{ϕ} - коэффициент формы сменного получасового графика нагрузки, величина которого для карьерных подстанций достаточно стабилен и находится в пределах 1,03 – 1,05 (меньшее значение принимается для

крупных карьеров).

Выражение для k_m аппроксимируется с достаточной для технических расчетов точностью до 3 % формулой

$$k_m = 1,298 + 0.017 t_{cm}. \quad (2.34)$$

Расчетная реактивная мощность подстанции

$$Q_p = k_{mp} Q_{cm}, \quad (2.35)$$

где: k_{mp} - коэффициент максимума реактивной нагрузки, величина которого тоже достаточно стабильна и равна 1,1.

Расчетная полная мощность карьера определяется по формуле, аналогичной (2.25).

Коэффициент реактивной мощности по карьере за наиболее загруженную смену

$$\operatorname{tg} \varphi_c = Q_{cm} / P_{cm}, \quad (2.36)$$

Минимальные нагрузки определяются по формулам

$$P_{\min} = P_c (1 - \beta (k_\phi^2 - 1)^{1/2}); \quad (2.37)$$

$$Q_{\min} = P_{\min} \operatorname{tg} \varphi_c, \quad (2.38)$$

Пиковые нагрузки на карьерах определяются работой одноковшовых экскаваторов и также рассчитываются с учетом нормального распределения графиков электрической нагрузки за рабочий цикл

$$I_{\text{пик}} = I_c (1 + \beta_1 \sqrt{k_\phi^2 - 1}), \quad (2.39)$$

где β_1 – коэффициент, определяемый по табл. 2.17 нормированного нормального распределения по вероятности появления пиковой нагрузки длительностью $t_{\text{пик}}$ за рабочий цикл t_ψ

$$\operatorname{Вер}(\beta) = 0,5 - t_{\text{пик}} / t_\psi.$$

Продолжительность рабочего цикла (с) одноковшовых экскаваторов можно определить по формулам:

$$\text{мехлопат} \quad t_{\text{ц}} = 21,6 + 0,545 E;$$

$$\text{экскаваторов с удлиненным оборудованием} \quad t_{\text{ц}} = 20,0 + 3 E;$$

$$\text{вскрышных экскаваторов с } E < 35 \text{ м}^3 \quad t_{\text{ц}} = 45,0 + 0,4 E;$$

$$\text{драглайнов с } E < 35 \text{ м}^3 \quad t_{\text{ц}} = 45,0 + 0,75 E;$$

$$\text{вскрышных экскаваторов с } E > 35 \text{ м}^3 \quad t_{\text{ц}} = 60 \text{ с};$$

$$\text{драглайнов с } E > 35 \text{ м}^3 \quad t_{\text{ц}} = 75 \text{ с}.$$

Продолжительность пиковой нагрузки определяется задачей расчетов (определения потерь напряжения или отстройки уставки релейной защиты) и составляет от 0,5 до 2,0 с.

При электроснабжении нескольких электроприемников по одной линии групповой расчетный пиковый ток линии можно определить по упрощенной формуле

$$I_{\text{л.пик}} = I_{\text{пик}} + \sum I_{pi}, \quad (2.40)$$

где $I_{\text{пик}}$ - пиковый ток наиболее мощного электродвигателя в группе;

$\sum I_{pi}$ - суммарный расчетный ток остальных электроприемников.

Наибольшая потеря напряжения создается при пуске асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором или асинхронном пуске синхронных двигателей (сетевых двигателей экскаваторов и т.п.). Тогда расчетный пусковой ток линии определяется по формуле

$$I_{\text{л.п}} = I_n + \sum I_{pi}, \quad (2.41)$$

где I_n - пусковой ток наиболее мощного электродвигателя линии, определяемый по табл. П. 2.18 или по П. 2.19 по формуле $I_n = k_{nn} I_n$.

В случае отсутствия удельных норм расхода электроэнергии расчетные электрические нагрузки горных предприятий допускается опре-

делять по методу коэффициента спроса в следующей последовательности.

Расчетный ток (А) кабеля, питающего отдельный потребитель, определяется по формуле

$$I_p = \frac{P_n 10^3}{\sqrt{3} U_n \cos \varphi_n \eta_n}, \quad (3.1)$$

где P_n – суммарная установленная мощность (кВт) потребителей участка;

U_n , $\cos \varphi_n$, η_n – соответственно номинальное напряжение (В), коэффициент мощности и КПД электроприемника.

Для кабеля, питающего группу потребителей участка, расчетный ток определяется с учетом группового коэффициента спроса

$$I_p = \frac{k_c \sum P_n}{\sqrt{3} U_n \cos \varphi_c \eta_c}, \quad (3.2)$$

где k_c – коэффициент спроса по участку; $\sum P_n$ – суммарная установленная мощность (кВт) потребителей участка; $\cos \varphi_c$ – средневзвешенный коэффициент мощности по участку; η_c – КПД сети (принимается $\eta_c = 0,95$).

Величину коэффициента спроса для силовых ЭП принимают по данным табл. П2.16 или по формулам:

- при механизации добычных и подготовительных работ без электрической блокировки двигателей машин и механизмов

$$k_c = 0,3 + 0,7 \frac{P_{н.м}}{P_{\Sigma}}; \quad (3.3)$$

- при механизации с помощью комплексов с механизированной крепью и автоматической блокировкой двигателей, входящих в состав комплекса

$$k_c = 0,4 + 0,6 \frac{P_{н.м}}{P_{\Sigma}}, \quad (3.4)$$

где $P_{н.м}$ – номинальная мощность наиболее мощного электроприемника на участке;

P_{Σ} – суммарная номинальная мощность всех электроприемников, присоединенных к участковой подстанции.

Величины коэффициента спроса и коэффициента мощности для осветительных приборов с лампами накаливания принимают равными 1.

Величину средневзвешенного коэффициента мощности силовых ЭП и осветительных приборов с люминесцентными лампами вычисляют по формуле

$$\cos\varphi_c = \Sigma(P_i \cos\varphi_i) / \Sigma P_i, \quad (3.5)$$

где $\cos\varphi_i$, P_i – коэффициент мощности по данным табл. П.2.16 и номинальная мощность i – го электроприемника в группе.

Расчет мощности ведется по форме табл. 3.1.

Для выбора трансформаторов подстанции, кроме указанных нагрузок, необходимо знать величины среднеквадратичной (эффективной) за наиболее загруженную смену полной $S_{э.см}$, расчетной нагрузки при длительности интервала осреднения T (например, S_{p4} при $T = 4$ ч) и среднегодовой нагрузки $S_{с2}$.

Среднеквадратичная мощность подстанции определяется по формуле:

$$S_{э.см} = 1.04 P_{см} (1 - tg\varphi_c), \quad (2.42)$$

где: $P_{см}$, $tg\varphi_c$ - средняя активная мощность и коэффициент реактивной мощности приемников электроэнергии, питающихся от данной подстанции.

Расчетные активные и реактивные нагрузки при интервале осреднения T , отличном от 0,5 ч для учета фактической постоянной времени нагрева трансформатора, определяются пересчетом расчетных мощностей

$$P_{pT} = k_{MT} P_p, \quad Q_{pT} = k_{MpT} Q_p \quad (2.43)$$

при подстановке значений коэффициентов пересчета, вычисленных по формулам:

$$k_{MT} = 1 + \frac{k_M - 1}{\sqrt{2T}}; \quad (2.44)$$

$$k_{MpT} = 1 + \frac{k_{Mp} - 1}{\sqrt{2T}}, \quad (2.45)$$

Тогда расчетная полная мощность составит

Определение расчетной мощности электроприемников и подстанций											Таблица
Наименование групп потребителей, в т. ч. электроприемников	Кол-во	Номинальная мощность, кВт		k_c	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	Расчетная мощность			Кол-во и тип трансформатора	
		одного потребителя	группы				Активная, кВт $P_p = k_c \sum P_{ni}$	Реактивная, квар $Q_p = P_p tg \varphi_c$	Полная, кВА $S_p = (P_p^2 + Q_p^2)^{1/2}$		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	

$$S_{pT} = \sqrt{P_{pT}^2 + Q_{pT}^2} . \quad (2.46)$$

Среднегодовая мощность $S_{c\varrho}$ может определяться годовым фондом рабочего времени карьера $T_{\varrho} = t_{cM} N_{cM} N_{\partial H}$

$$S_{c\varrho} = \frac{1}{T_{\varrho}} \sqrt{W_{\varrho}^2 + V_{\varrho}^2} , \quad (2.47)$$

Расчетная мощность (кВА) трансформатора подземной участковой подстанции или ЦПП для питания потребителей околоствольного двора

$$S_{m.p} = \frac{k_c \sum P_i}{\cos \varphi_c} , \quad (3.6)$$

где k_c – групповой средневзвешенный коэффициент спроса приемников околоствольного двора.

3. РАСЧЕТ И ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОНИЗИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

3.1. Общие положения

Выбор типа, количества и мощности трансформаторов понижительных подстанций карьера осуществляется с учетом расчетных параметров графиков нагрузок и динамики роста нагрузок по годам расчетного периода. Под расчетным периодом понимается интервал времени, в течение которого, в общем случае, осуществляются капитальные затраты и ежегодные эксплуатационные расходы, а за его пределами потребляемая мощность условно принимается постоянной, капитальные вложения не производятся и ежегодные расходы остаются постоянными.

При проектировании и эксплуатации понижительных подстанций стремятся к тому, чтобы расчетный (фактический) коэффициент загрузки $k_{зр}$ трансформатора был близок к экономическому значению $k_{э}$, определяемому по минимуму приведенных затрат [9]

$$k_{зэ} = \sqrt{\frac{\Delta P_x + k_{n.n} \Delta Q_x}{\Delta P_\kappa + k_{n.n} \Delta Q_\kappa}} + C, \quad (3.1)$$

где $k_{n.n}$ – коэффициент повышения потерь, задается энергосистемой или может быть принят равным для трансформаторов напряжением 35 / 6 кВ – 0,06, 110 / 6 – 0,062, питающихся от районных подстанций 110 / 35 – 0,09 кВт / квар;

$\Delta P_x, \Delta P_\kappa$ – потери в стали и меди трансформатора, кВт;

$\Delta Q_x = 0,01 I_x S_{нт}$ – реактивная мощность холостого хода трансформатора, квар;

$\Delta Q_\kappa = 0,01 U_\kappa S_{нт}$ – реактивная мощность, потребляемая трансформатором при номинальной нагрузке, квар;

I_x, U_κ – ток холостого хода (%) и напряжение короткого замыкания (%) выбранного трансформатора по его технической характеристике.

Значение C в формуле (3.1) определяется из следующего соотношения [15]

$$C = \frac{\sum p_i K_T}{T_n C_o (\Delta P_\kappa + k_{n.n} \Delta Q_\kappa)}, \quad (3.2)$$

где Σp_i - сумма нормативного коэффициента эффективности капвложений и коэффициентов отчислений на реновацию, капитальный и текущие ремонты;

K_T - единовременные капвложения на один трансформатор и связанное с ним комплектное электрооборудование, р;

C_0 - стоимость электроэнергии по предприятию, р/квт.ч;

T_n - годовая продолжительность потерь (число часов включенного состояния трансформатора), ч.

Критерием выбора трансформаторов понизительных подстанций является минимум приведенных затрат с учетом свойств электроприемников и условий присоединения к источнику электроэнергии.

3.2. Выбор трансформаторов главных понизительных подстанций (ГПП)

Выбор типа трансформатора ГПП

Выбор типа трансформатора производится по нагрузке, напряжению ЭП и климатической зоне установки технико-экономическим сравнением вариантов. Возможные типы трансформаторов ГПП: трехфазный двухобмоточный или трехобмоточный; с естественным масляным охлаждением; с естественной или принудительной циркуляцией воздуха; с РПН, с одной или расщепленной вторичной обмоткой. Типы трансформаторов в основном определяются их номинальной мощностью.

Решение об установке двух- или трехобмоточных трансформаторов при наличии ЭП разного низшего напряжения принимается на основе технико-экономического сравнения вариантов с учетом расположения ЭП и их групп на генплане предприятия.

Высшее напряжение трансформатора зависит от возможностей районной подстанции энергосистемы и составляет 35, 110 или 220 кВ. Возможен вариант питания небольшого карьера или шахты от энергосистемы на напряжении 6(10) кВ с помощью распределительной подстанции.

Низшее напряжение определяется номинальными напряжениями электроприемников, которые могут быть равны 6, 10, 35 кВ. При наличии на карьере электроприемников на разные низшие напряжения трансформатора (6 и 10, 6 и 35 и т.п.) предпочтительнее вариант с трехобмоточными трансформаторами, однако это должно подтверждаться технико-экономическими расчетами.

Выбор количества трансформаторов ГПП

Выбор количества трансформаторов в первую очередь определяется требованиями ПУЭ к надежности электроснабжения потребителей.

При проектировании подстанций необходимо учитывать требования резервирования электроснабжения потребителей по ПУЭ в соответствии с их категориями.

Потребители первой категории должны получать питание от двух независимых источников электроэнергии, при этом может быть обеспечено питание и всех других потребителей. Возможен вариант системы электроснабжения от двух однотрансформаторных подстанций при наличии резервирующей линии между ними. При питании потребителей от одной подстанции для обеспечения требуемой надежности необходимо ставить минимум по одному трансформатору на каждую секцию шин. При этом все трансформаторы находятся в работе (так называемый «горячий резерв»), а мощность трансформаторов должна быть выбрана так, чтобы при выходе одного трансформатора из строя другой обеспечивал с учетом перегрузочной способности нагрузку потребителей первой и второй категорий. Ввод резерва осуществляется автоматически схемой АВР.

Потребители второй категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией также от двух независимых источников с вводом резерва действиями дежурного персонала или выездной бригады или автоматически.

Потребители третьей категории могут получать электроэнергию от одной однотрансформаторной подстанции при наличии складского резерва возможности замены трансформатора в течение 1 суток.

Отнесение потребителей карьера к той или иной категории производится на основании отраслевых нормативно-технических документов (НТД). К 1-й категории относятся центральный водоотлив и центральная подземная подстанция, клетевой подъем и вентиляторная установка дренажной шахты, сетевые и питательные насосы котельных, противопожарная насосная станция карьера. Ко 2-й категории относятся открытая водоотливная установка карьера, СЦБ электрифицированного транспорта и добычное оборудование крупных карьеров.

Все остальные потребители карьера, отвала и промплощадки относятся к 3-й категории.

В современной практике проектирования подстанций [6, 8] установка одного трансформатора рекомендуется только в двух случаях:

- 1) при полном (100 % - ном) резервировании электроприемников первой и второй категорий по сетям среднего и низшего напряжений при трехобмоточном трансформаторе;

2) для питания приемников 3 –ей категории, когда по условиям подъездных дорог, а также по мощности и массе трансформатора замена поврежденного трансформатора обеспечивается в течение не более одних суток.

Во всех остальных случаях на подстанции устанавливается два и более трансформатора.

Оптимальное количество трансформаторов ГПП определяется таким сочетанием типа, количества подстанций и установленных на них трансформаторов и их мощности, которое обеспечивает минимум приведенных затрат на всю систему электроснабжения.

Выбор мощности трансформаторов ГПП

Выбор мощности трансформаторов ГПП производится в следующей последовательности [27] по нагреву в соответствии с принятыми решениями в п. 2.3 и 2.4 и табл. П. 3.1 – П. 3.3, П.4.24.

Номинальная мощность S_{mn} (кВА) трансформатора по условию нагрева нагрузкой нормального длительного режима работы с учетом эквивалентной летней температуры окружающей среды

$$S_{mn} \geq \frac{S_{э.см}}{k_T N}, \quad (3.3)$$

где N – количество однотипных трансформаторов ГПП;

k_T – коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора, учитывающий отклонение эквивалентной летней температуры охлаждающей среды (табл. П.3.4) от номинальной (+20°C) по данным завода-изготовителя. Значение k_T принимается по данным табл.П.3.5, полученным обработкой графиков ГОСТ 14209-85 применительно к условиям средней полосы РФ и Урала.

Производится проверка возможности работы трансформатора в режиме расчетных (получасовых) нагрузок

$$S_{mn} \geq \frac{S_p}{k_{nep} N}, \quad (3.4)$$

где k_{nep} – предельный коэффициент перегрузки, который по ГОСТ 14209-85 принимается равным $k_{nep} = 1,5$.

Определяется значение коэффициента эквивалентной начальной нагрузки

$$k_1 = \frac{S_{\text{э.см.}}}{NS_{\text{нт}}}. \quad (3.5)$$

Если по результатам расчета $k_1 \leq 0.8$, то выбор мощности трансформатора по условию нормального длительного режима на этом прекращается и осуществляется переход к проверке аварийного режима. В противном случае проверяется допустимость возможной перегрузки по кривым систематических перегрузок согласно с данными ГОСТ 14209-85. С целью обеспечения возможности использования данной методики в системе автоматизированного проектирования были получены эмпирические формулы для аппроксимации графических кривых перегрузочной способности трансформатора (по данным ГОСТ) с достаточной степенью точности на участке $k_1 > 0.8$. В общем случае это уравнение параболы, которое после преобразования координат имеет вид

$$k_{1p} = k_T - A(k_2 - k_x)^2 - B(k_2 - k_x), \quad (3.6)$$

где: k_{1p} – расчетный коэффициент начальной нагрузки;

k_2 – коэффициент превышения (перегрузки) нагрузки;

A, B, k_x – коэффициенты уравнений аппроксимации, определяемые в зависимости от мощности трансформатора, эквивалентной летней температуры окружающего воздуха и длительности перегрузки, которые принимаются по данным табл. П. 3.5 в соответствии с данными табл. П. 3.4.

Коэффициент нагрузки k_2 определяется по формуле

$$k_2 = \frac{S_p}{NS_{\text{нт}}}. \quad (3.7)$$

Вычисленное значение k_{1p} должен быть больше K_1 , т.е. должно выполняться условие

$$k_{1p} \geq K_1. \quad (3.8)$$

Далее определяется значение коэффициента начальной нагрузки, соответствующего максимуму четырехчасовой продолжительности (с определенным запасом)

$$k_1' = \frac{S_{см}}{NS_{нм}}, \quad (3.9)$$

где $S_{см}$ – средняя полная нагрузка подстанции, кВА.

Вычисляем значения коэффициента возможного превышения нагрузки 4-часовой продолжительности

$$k_{2(4)} = \frac{S_{p(T=4)}}{NS_{нм}} \quad (3.10)$$

и расчетного коэффициента

$$k_{1p}' = k_T - A(k_{2(4)} - k_x)^2 - B(k_{2(4)} - k_x). \quad (3.11)$$

При этом должно выполняться условие

$$k_{1p}' \geq k_1'. \quad (3.12)$$

Если одно из двух условий (3.8) или (3.12) не выполняется, то принимают трансформатор большей (ближайшей по каталогу) номинальной мощности и производят повторную проверку.

При выполнении вышеуказанных условий переходят к проверке аварийного режима, который для двухтрансформаторных подстанций является, как правило, решающим. Для этого определяется нагрузка подстанции в аварийном режиме S_{pa} (при выходе из строя одного из N трансформаторов). В общем случае действующие НТД рекомендуют принимать S_{pa} равным в среднем

$$S_{pa} = 0.8 S_p. \quad (3.13)$$

В конкретных условиях величину аварийной нагрузки можно уточнить с учетом категории электроприемников и ожидаемого ущерба от простоев отключаемого электрооборудования. При этом должно быть выполнено два условия

$$S_{нм} \geq \frac{S_{pa}}{1.5(N-1)}, \quad (3.14)$$

$$S_{нт} \geq \frac{S_{эа}}{k_T(N-1)}, \quad (3.15)$$

При невыполнении этих условий следует принять большей мощности трансформатор и повторить все расчеты по проверке аварийного режима.

Выбор трансформаторов ПКТП – 110(35,10) / 6 кВ

Выбор типа ПКТП – 110(35,10) / 6

Одним из перспективных направлений совершенствования систем электроснабжения открытых горных разработок является применение передвижных (вслед за продвижением фронта горных работ) комплектных трансформаторных подстанций (ПКТП) с одним силовым трансформатором. При благоприятных горно – технических условиях применение ПКТП вместо сооружения стационарных ГПП обеспечивает существенный экономический эффект за счет одного из главных принципов построения систем электроснабжения – «глубокого ввода высокого напряжения».

Примерная структура и расшифровка условного обозначения подстанций:

ПКТП - XXX/X/XX – У1

ПСКТП - XXX/X/XX – У1

П – передвижная;

К – комплектная;

Т – трансформаторная;

П – подстанция;

С – сухой трансформатор;

XXX – номинальная мощность, кВА;

X – напряжение на стороне ВН, кВ;

XX – напряжение на стороне НН, кВ;

У1 – климатическое исполнение и категория размещения.

Отсутствие буквы П на первой позиции обозначения указывает на стационарную установку КТП.

Тип передвижной подстанции - СКТП, ПКТП, ПТЛА и т.п. – принимается из числа выпускающихся подстанций по номенклатуре завода-изготовителя. На передвижных подстанциях устанавливаются трансформаторы трехфазные, двухобмоточные, с масляным охлаждением (с есте-

ственной или принудительной циркуляцией воздуха), с ПБВ и диапазоном номинальных мощностей в пределах 2500 – 16000 кВА.

Технические характеристики трансформаторов ПКТП приведены в табл. П. 3.1 и П. 3.6.

Выбор мощности трансформатора ПКТП

Выбор мощности трансформатора ПКТП – 110(35,10) / 6 кВ производится по условию нагрева согласно п.3.2 (предварительно без проверки аварийного режима) с последующей проверкой по допустимой потере напряжения в пусковом режиме наиболее мощного двигателя. Окончательное решение принимается по минимуму годовых приведенных затрат методом экономических интервалов.

Мощность наиболее мощного электродвигателя в группе электроприемников, присоединенных к шинам ПКТП, не должна превышать 30 % номинальной мощности трансформатора при редких пусках и не более 20 % - при частых пусках. При питании электродвигателя от отдельного трансформатора его мощность может составлять 80 % от мощности трансформатора.

3.4. Выбор передвижных (ПКТП) и стационарных (КТП) комплектных трансформаторных подстанций карьера, отвала и промплощадки

Выбор типа трансформатора ПКТП и КТП 6(10) / 0,4 кВ

Тип трансформатора принимается, как правило, трехфазный, двухобмоточный, с ПБВ, с естественным масляным охлаждением (ТМ, ТМЗ) или с естественным охлаждением негорючим жидким диэлектриком (ТНЗ) с защитой при помощи азотной продувки, без расширителя на ПКТП или сухой с естественным воздушным охлаждением (ТС) на ПСКТП.

Выбор типа трансформатора производится по местным условиям применения (размещения на территории производства работ, окружающей среды, особенностей подключаемого электрооборудования, технологии производства) технико-экономическим сравнением предварительно намеченных вариантов.

Технические характеристики трансформаторов для КТП и ПКТП приведены в табл. П. 3.2, П.3.6, П.4.23 и П.4.24.

Выбор количества трансформаторов КТП и ПКТП

На передвижных подстанциях (ПКТП) устанавливается, как правило, один трансформатор, а минимальное количество трансформаторов стационарных КТП выбирается по условиям обеспечения требуемой надежности электроснабжения потребителей по ПУЭ, ЕПБ и ВСН (аналогично с главными понизительными подстанциями).

Оптимальное количество трансформаторов определяется из такого сочетания количества и мощности трансформаторов одного типа, обеспечивающего минимальные годовые приведенные затраты. При этом необходимо учитывать следующее:

- на каждой внутренней подстанции в отдельном помещении могут быть установлены трансформаторы с суммарной номинальной мощностью не более 6300 кВА;
- суммарная мощность каждой открыто установленной цеховой КТП с масляными трансформаторами должно быть не более 4000 кВА;
- установка трансформаторов с суммарной мощностью более 4000 кВА допускается по согласованию с органами Государственного пожарного надзора;
- количество и мощность трансформаторов внутрицеховых подстанций с сухими или наполненными негорючей жидкостью трансформаторами не ограничивается;
- для однотрансформаторной КТП мощность наиболее мощного электродвигателя при прямом пуске из группы электроприемников, присоединенных к шинам подстанции, не должна превышать 30% от мощности трансформатора при редких пусках и не более 20% - при частых пусках;
- при блочной схеме электроснабжения одного электродвигателя от одного трансформатора мощность двигателя должна быть не более 80% от мощности трансформатора.

Выбор мощности трансформаторов ПКТП и КТП

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по методике, изложенной в п.3.3 по условию $S_{m,n} \geq S_{m,p}$, при этом для сухих трансформаторов значение k_T принимается равным 1 и для однотрансформаторных ПКТП и КТП проверка аварийного режима не выполняется.

Если с учетом максимально возможных мощностей трансформатора по табл. П. 3.6 одно из условий выбора по п.3.3 не выполняется, то количество трансформаторов последовательно увеличивается на 1.

Далее определяются годовые приведенные затраты на вариант с установкой трансформаторов, выбранных по техническим параметрам, и на варианты с установкой трансформаторов большей мощности. По минимуму приведенных затрат выбирается оптимальная мощность трансформатора.

В дальнейшем осуществляется перебор количества трансформаторов от минимального принятого числа до 4 и для каждого варианта количества производится выбор мощности по техническим условиям по п.2.3 и экономическим интервалам, после чего окончательно принимается тип, количество и мощность трансформаторов и количество комплектных трансформаторных подстанций для данной группы потребителей электроэнергии.

3.5. Выбор схем трансформации при различных напряжениях электроприемников

Интенсификация и повышение объемов добычи полезных ископаемых открытым способом влечет за собой значительный рост мощностей электрифицированного горнотехнологического оборудования. В связи с этим на карьерах начинают применяться высокопроизводительные горные машины и комплексы на напряжение 10 и даже 35 кВ наряду с выпущенными ранее на напряжение 6 кВ

Принимаемые в настоящее время проектные решения не учитывают этого положения и не используют многовариантные расчеты по рациональному выбору схем трансформации напряжения энергосистемы на напряжения потребителей с учетом надежности электроснабжения по категориям ЭП.

При разработке конкурирующих вариантов рекомендуется руководствоваться следующим (за исключением явно нецелесообразных вариантов):

1) Для каждого отдельно взятого электроприемника или отдельной группы маломощных потребителей на каждом из указанных выше напряжений, как правило, выгодна прямая (однократная) трансформация.

2) При совместном решении вопроса возможны различные комбинации:

а) установка двухобмоточных трансформаторов по схеме раздельного (индивидуального) питания;

б) то же по схеме смешанного питания, предусматривая первоначальное понижение напряжения до уровня более высокого напряжения потребителя с дальнейшим понижением до низшего напряжения 6 кВ;

в) установка трехобмоточных трансформаторов.

В связи с требованиями резервирования питания потребителей возникают дополнительные варианты с различным сочетанием минимально допустимого количества трансформаторов на каждое из требуемых напряжений, а при наличии двух и более подстанций на одно напряжение – с установкой по одному трансформатору на каждой подстанции с устройством резервирующей линии между подстанциями.

В любом случае следует избегать вариантов с созданием сложных коммутационных узлов.

3.6 Выбор трансформаторов с учетом динамики электрических нагрузок

Учет динамики горных работ по годам освоения производственной мощности отражается на приведенных затратах, которые вычисляются дисконтированием затрат

$$P_{\tau} = p_n \sum_{t=1}^T K_t (1 + E_{nn})^{\tau-t} + \sum_{t=t_3}^T \Delta I_t (1 + E_{nn})^{\tau-t}, \quad (3.16)$$

где p_n - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, для горной промышленности $p_n = 0,15$;

E_{nn} - нормативный коэффициент приведения разновременных затрат, $E_{nn} = 0,08$;

K_t - капитальные вложения в год t ;

$\Delta I_t = I_t - I_{t-1}$ – изменение издержек (эксплуатационных затрат) в каждом году расчетного периода в сравнении с предыдущим годом;

τ - год приведения затрат, обычно последний год T (момент освоения проектной мощности);

T – длительность освоения проектной мощности, год;

t_3 - год начала эксплуатации системы электроснабжения.

При относительно длительном сроке освоения проектной мощности карьера электрические нагрузки существенно изменяются по годам, поэтому выбор трансформаторов необходимо производить из числа основных вариантов строительства:

1. Установка в первом же году двух трансформаторов номинальной мощностью по S_{nm2} по параметрам нагрузки проектной (максимальной) производительности.

2. Установка в первом году двух трансформаторов промежуточной (меньшей) мощности S_{nm1} с последующей заменой их через T_3 лет на S_{nm2} ;

3. При строительстве двух и более подстанций установка на каждой подстанции по одному трансформатору S_{nm2} , и по истечении T_3 лет второго трансформатора S_{nm2} .

Приведенные затраты на эти варианты определяются по выражениям, выведенным на основании (3.16).

Приведенные затраты на первый вариант

$$\begin{aligned} \Pi_{31} = & 2 \left[p_n (K_2 + K_{2m}) + (p_a + p_o) K_2 + T_n C_n P_{x2} \right] (1 + E_{nn})^{\tau-1} + \\ & + 2 T_m C_o \Delta P_{\kappa 2} \sum_{t=T_3}^T \frac{S_{c(t)}^2 - S_{c(t-1)}^2}{(2 S_{nm2}^2)} (1 + E_{nn})^{\tau-t} p / \text{год}. \end{aligned} \quad (3.17)$$

В данном уравнении

$$\sum_{t=T_3}^T \frac{S_{c(t)}^2 - S_{c(t-1)}^2}{(2 S_{i \dot{o} 2}^2)} (1 + A_{ii})^{\tau-t} = D_3 \quad (3.18)$$

представляет собой коэффициент, характеризующий относительное изменение загрузки трансформаторов или, другими словами, коэффициент динамичности загрузки за рассматриваемый период освоения проектной мощности карьера.

Приведенные затраты на второй вариант

$$\begin{aligned} \Pi_{32} = & 2 \left[p_n (K_1 + K_{1m}) + (p_a + p_o) K_1 + T_n C_n P_{x2} \right] (1 + E_{nn})^{T_3-1} + \\ & + 2 T_m C_o \Delta P_{\kappa 2} \sum_{t=T_3}^T \frac{S_{c(t)}^2 - S_{c(t-1)}^2}{(2 S_{nm2}^2)} (1 + E_{nn})^{\tau-T_3} + \\ & + 2 \left[p_n (K_2 + K_{2m} - K_1 - K_{1m}) + (p_a + p_o) K_2 + T_n C_n P_{x2} \right] \\ & (1 + E_{nn})^{\tau-T_3} + 2 T_m C_o \Delta P_{\kappa 2} \sum_{t=T_3}^T \frac{S_{c(t)}^2 - S_{c(t-1)}^2}{(2 S_{nm2}^2)} (1 + E_{nn})^{\tau-T_3}. \end{aligned} \quad (3.19)$$

Граничная мощность, при достижении которой экономически целесообразно трансформаторы мощностью S_{nm1} заменить большими

трансформаторами мощностью S_{nm2} и соответственно год замены T_3 , определяются из условия равенства затрат на трансформаторы меньшей и большей мощности

$$S_c = \sqrt{\frac{\left[p_n (K_2 + K_{2M} - K_1 - K_{1M}) + (p_a + p_o) K_2 + T_n C_n P_{x2} \right] (1 + E_{nn})^{\tau-1}}{T_M C_o D_n \left(\frac{\Delta P_{\kappa 1}}{S_{nm1}^2} - \frac{\Delta P_{\kappa 2}}{S_{nm2}^2} \right)}}, \quad (3.20)$$

где D_n - коэффициент, характеризующий относительный прирост нагрузки (производительности карьера) по годам развития карьера, или коэффициент динамичности нагрузки

$$D_n = \sum_{t=t_0}^T \frac{S_{c(t)}^2 - S_{c(t-1)}^2}{(2S_c^2)} (1 + E_{nn})^{\tau-t}, \quad (3.21)$$

где S_c - средняя мощность, соответствующая максимальной производительности карьера по горной массе при $t = T$.

Приведенные затраты на третий вариант при общем числе подстанций N_n

$$\begin{aligned} \Pi_{33} = & \sum_{i=1}^{N_n} \left\{ \left[p_n (K_2 + K_{2M}) + (p_a + p_o) K_2 + T_n C_n P_{x2} \right] \cdot \right. \\ & \cdot (1 + E_{nn})^{\tau_{R3} - T^*} + T_M C_o \Delta P_{\kappa 2} \sum_{t=t_{3R}}^{T^*} \frac{S_{c(t)}^2 - S_{c(t-1)}^2}{(2S_{nm2R}^2)} (1 + E_{nn})^{\tau-t_3} + \\ & \left. + 2 \sum_{t=T^*}^T \frac{S_{c(t)}^2 - S_{c(t-1)}^2}{(2S_{nm2R}^2)} (1 + E_{nn})^{\tau-t_R} \right\} p / \text{год}. \end{aligned} \quad (3.22)$$

Граничная мощность, при которой экономически целесообразно ввести в строй вторые трансформаторы на каждой из N_n подстанций определяется по формуле

$$S_z = \sqrt{\frac{[p_n(K_{2i} + K_{2mi}) + (p_a + p_o)K_{2i} + T_n C_n P_{x2i}](1 + E_{nn})^{\tau-1}}{T_m C_o D_{ni} \left(\frac{\Delta P_{\kappa di}}{S_{nn2i}^2} \right)}}. \quad (3.23)$$

При технико-экономических расчетах по выбору мощности ГПП затраты на компенсацию потерь электроэнергии при передаче реактивной мощности в приведенных выше формулах не учитываются, так как их величины в сравниваемых вариантах отличаются незначительно.

Годовые эксплуатационные расходы включают расходы на содержание обслуживающего персонала и текущий ремонт, а также вспомогательные расходы разных вариантов установки трансформаторов C_o амортизационные отчисления C_a и стоимость потерь электроэнергии C_n

$$И = (C_a + C_o) + C_n. \quad (3.24)$$

Расходы на обслуживание и амортизацию электрооборудования определяются по соответствующим коэффициентам амортизационных отчислений $p_a = 0,063$ и текущего ремонта и обслуживания $p_o = 0,01$ от капиталовложений на трансформаторы

$$И_{a,o} = C_a + C_o = (p_a + p_o) K, \quad (3.25)$$

а стоимость потерь электроэнергии – по потерям активной электроэнергии ΔW и стоимости 1 кВт.ч энергии C_o по предприятию

$$C_n = C_o \Delta W. \quad (3.26)$$

Потери электроэнергии в трансформаторах определяют через потери мощности.

Приведенные потери активной мощности холостого хода и короткого замыкания двухобмоточного трансформатора определяются по формулам

$$\Delta P'_x = \Delta P_x + k_{nn} \Delta Q_x; \quad (3.27)$$

$$\Delta P'_\kappa = \Delta P_\kappa + k_{nn} \Delta Q_\kappa, \quad (3.28)$$

где ΔP_x - потери холостого хода, кВт. В расчетах следует принимать их равными потерям в стали по каталогу;

ΔP_κ - потери короткого замыкания, в расчетах принимаются равными потерям в меди по каталожным данным, кВт

$\Delta Q_x = 10^{-2} S_{nm} I_x \%$ - постоянная составляющая потерь, зависящая от реактивной мощности холостого хода, квар;

$\Delta Q_k = 10^{-2} S_{nm} U_k \%$ - реактивная мощность, потребляемая трансформатором при полной нагрузке. квар;

По этим данным можно определить потери активной электроэнергии за год

$$\Delta W = \Delta P'_k T_o + \Delta P'_k k_z^2 T_p, \quad (3.29)$$

где T_o – полное число часов работы трансформатора под напряжением в год, ч;

T_p – годовое число часов работы трансформатора под нагрузкой, ч;

$K_z = S_{cs} / (NS_{nm})$ – коэффициент загрузки трансформатора.

Приведенные потери активной мощности холостого хода трехобмоточного трансформатора определяются по (3.28)).

Потери короткого замыкания трехобмоточного трансформатора определяются отдельно в i – й обмотке высшего (индекс $i = 1$), среднего (2) и низшего (3) напряжения (кВт)

$$\begin{aligned} \Delta P'_{\kappa 1} &= \Delta P_{\kappa 1} + k_{nn} \Delta Q_{\kappa 1}; \\ \Delta P'_{\kappa 2} &= \Delta P_{\kappa 2} + k_{nn} \Delta Q_{\kappa 2}; \\ \Delta P'_{\kappa 3} &= \Delta P_{\kappa 3} + k_{nn} \Delta Q_{\kappa 3}, \end{aligned} \quad (3.30)$$

где $\Delta P_{\kappa 1}$, $\Delta P_{\kappa 2}$, $\Delta P_{\kappa 3}$ - потери мощности короткого замыкания в каждой обмотке, кВт;

$\Delta Q_{\kappa 1}$, $\Delta Q_{\kappa 2}$, $\Delta Q_{\kappa 3}$ - реактивные мощности, потребляемые каждой обмоткой при полной нагрузке, квар.

Так как в каталогах и справочных материалах на трехобмоточные трансформаторы нет указанных данных, ниже приводятся формулы для их определения исходя из соотношений попарных напряжений короткого замыкания, приведенных в технических данных (табл.П.3.3):

$$U_{\kappa 1-2} \% = U_{\kappa 1} - U_{\kappa 2}; U_{\kappa 1-3} \% = U_{\kappa 1} - U_{\kappa 3}; U_{\kappa 2-3} \% = U_{\kappa 2} - U_{\kappa 3}, \quad (3.31)$$

Тогда напряжения короткого замыкания для каждой обмотки

$$\begin{aligned}
U_{\kappa 1} \% &= 0,5 (U_{\kappa 1-2} \% + U_{\kappa 1-3} \% - U_{\kappa 2-3} \%); \\
U_{\kappa 2} \% &= 0,5 (U_{\kappa 1-2} \% + U_{\kappa 2-3} \% - U_{\kappa 1-3} \%); \\
U_{\kappa 3} \% &= 0,5 (U_{\kappa 1-3} \% + U_{\kappa 2-3} \% - U_{\kappa 1-2} \%).
\end{aligned} \tag{3.32}$$

Реактивные мощности каждой обмотки

$$\begin{aligned}
\Delta Q_{\kappa 1} &= 10^{-2} S_{\text{нм}} U_{\kappa 1} \% ; \\
\Delta Q_{\kappa 2} &= 10^{-2} S_{\text{нм}} U_{\kappa 2} \% ; \\
\Delta Q_{\kappa 3} &= 10^{-2} S_{\text{нм}} U_{\kappa 3} \% .
\end{aligned} \tag{3.33}$$

Для определения потерь активной мощности предварительно определяют величину коэффициента мощности

$$\cos \varphi_{\kappa i} = \frac{r}{z_i}, \tag{3.34}$$

для чего значения сопротивлений вычисляют по формулам

$$r = \frac{\Delta P_{\kappa} 10^3 U_{\text{н1}}^2}{S_{\text{нм}}^2} ; \quad x_i = \frac{10 U_{\kappa i} U_{\text{н1}}^2}{S_{\text{нм}}} ; \quad z_i = \sqrt{r^2 + x_i^2}. \tag{3.35}$$

Тогда потери мощности короткого замыкания обмоток

$$\begin{aligned}
\Delta P_{\kappa 1} &= 10^{-2} S_{\text{нм}} U_{\kappa 1} \% \cos \varphi_{\kappa 1} ; \\
\Delta P_{\kappa 2} &= 10^{-2} S_{\text{нм}} U_{\kappa 2} \% \cos \varphi_{\kappa 2} ; \\
\Delta P_{\kappa 3} &= 10^{-2} S_{\text{нм}} U_{\kappa 3} \% \cos \varphi_{\kappa 3} .
\end{aligned} \tag{3.36}$$

Полученные по формулам (3.27) – (3.36) значения подставляются в формулы (3.17) – (3.23), по результатам которых определяют потери активной электроэнергии (например, за год).

$$\Delta W = \Delta P'_{\kappa} T_o + (\Delta P'_{\kappa 1} k_{\text{з1}}^2 + \Delta P'_{\kappa 2} k_{\text{з2}}^2 + \Delta P'_{\kappa 3} k_{\text{з3}}^2) T_p, \tag{3.37}$$

где $k_{\text{зи}}^2$ - коэффициенты загрузки обмоток, определяемые делением расчетной нагрузки обмотки к ее номинальной мощности.

4. МЕТОДЫ РАСЧЕТА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1. Определение координат условного центра электрических нагрузок

Нахождение ЦЭН осуществляется в следующей последовательности:

- вычерчивается генплан предприятия (промрайона)
- определяются координаты (X_0, Y_0) ЦЭНО объектов электроснабжения промышленного района;
- определяются координаты ЦЭНР горно - промышленного района.

При определении координат условного ЦЭН вводятся обозначения, приведенные на рис. 4.1. На плане объекта электроснабжения проводятся оси координат X и Y согласно координатной сетке предприятия и для каждого потребителя электроэнергии и ЭП указываются координаты X_i, Y_i по отношению к заданным осям.

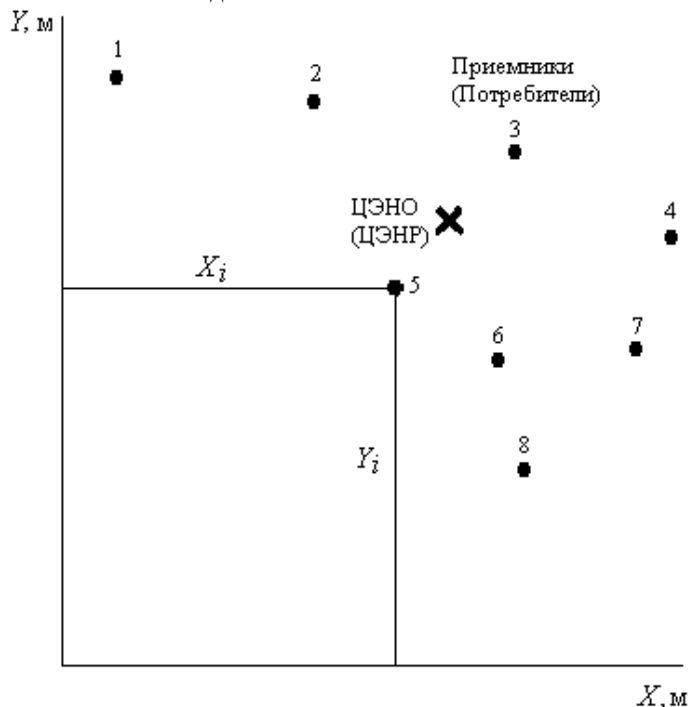


Рис. 4.1. Определение ЦЭН объекта (ЦЭНО) или района (ЦЭНР)
Для передвижных высоковольтных электроприемников (например,

экскаваторов) в качестве X_i, Y_i принимаются координаты ППП, а для низковольтных (буровых и насосных установок, промплощадки и т.п.) – координаты ПКТП или КТП.

При действующих подсистемах САПР–ЭК номера электроприемников, их типы, а также пространственные координаты X_i, Y_i на генплане предприятия и другие данные могут быть заимствованы из соответствующих частей: горной, транспорта, освещения и т.п.

Для заданного множества приемников электроэнергии объекта в соответствии с п. 3 определяются значения расчетных активных нагрузок, которые указываются на плане рядом с каждым электроприемником.

Определяются координаты x_0, y_0 условного ЦЭН объекта ЦЭНО по формулам:

$$x_0 = \sum_{i=1}^n P_{pi} x_i / \sum_{i=1}^n P_{pi} ; \quad (4.1)$$

$$y_0 = \sum_{i=1}^n P_{pi} y_i / \sum_{i=1}^n P_{pi} , \quad (4.2)$$

где P_{pi} – значение расчетной активной электрической нагрузки i - го приемника электроэнергии, кВт.

В дальнейшем возможно уточнение методики определения ЦЭН [9] с учетом их вероятностной природы (в связи с изменением конфигурации карьера по мере его отработки).

Аналогично определяется координаты ЦЭНО для всех других объектов (промплощадки, отвалов и т.п.) электроснабжения горнопромышленного района.

При определении координат ЦЭН всего района предварительно должны быть определены расчетные (активные) электрические нагрузки объектов электроснабжения согласно п.2. Эти нагрузки также указываются на генеральном плане района рядом с ЦЭН объектов.

Определяются по формулам (4.1 и 4.2) координаты X_p, Y_p ЦЭН района ЦЭНР, где в качестве P_{pi} используется значение расчетных активных нагрузок объектов, а в качестве X_i, Y_i – координаты ЦЭНО объектов в той же системе координат.

На рис. 4.1 приведена характерная схема для определения координат условного центра объекта электроснабжения ЦЭНО (точками показано множество приемников электрической энергии, например, в плане предприятия). При нахождении центра нагрузок района ЦЭНР точками на этом же рис. 4.1 будут изображаться ЦЭНО объектов электроснабже-

ния.

В условиях неавтоматизированного выбора схемы электроснабжения допускается определять координаты ЦЭН по величине средней за наиболее загруженную смену активной мощности. При этом мелкие, малознергоемкие приемники (или потребители) электроэнергии могут в расчетах не учитываться.

4.2. Определение удельных приведенных затрат

При построении условно-минимальной электрической сети в соответствии с рассмотренным выше методом используются значения УПЗ по участкам проектируемой системы электроснабжения, включая конечные, осуществляющие подвод питания к отдельным электроприемникам.

В зависимости от взаимного расположения приемников (потребителей) электроэнергии и показателей графиков их электрических нагрузок последние могут объединяться в самые разные группы. С тем, чтобы можно было определить значения УПЗ по участкам, питающим указанные группы, должны быть определены значения их электрических нагрузок.

Удельные годовые приведенные затраты Z (тыс. р./км) на единицу длины линии системы внутреннего электроснабжения определяется по формуле

$$Z = E_n \cdot K_o + I_o + U_o, \quad (4.3)$$

где K_o – стоимость 1 км линии данной конструкции, материала и сечения, тыс. р./км;

I_o – ежегодные эксплуатационные расходы на 1 км линии, тыс. р./км;

U_o – математическое ожидание ущерба, отнесенное на 1 км линии, тыс. р./км.

Величина K_o определяются составляющими [29]

$$K_o = \kappa_m \cdot \Pi + (C_m + C_{zo} \cdot (\kappa_o \kappa_z - 1) \cdot \kappa_{mn} + C_{zm} \cdot (\kappa_o - 1) \cdot \kappa_k) \cdot \kappa_m + C_c, \quad (4.4)$$

где Π – оптовая цена 1 км линии по прейскуранту со всеми надбавками, тыс. р./км;

κ_m – коэффициент, учитывающий затраты на транспорт, тару и прочие расходы;

C_m – стоимость монтажа по ценнику, тыс. р./км;

C_{zo} – основная заработная плата в цене монтажа;

C_{zm} – зарплата по эксплуатации машин в цене монтажа;

K_o – коэффициенты, применяемые в соответствии с пп.22, 23, 27 "Общей части к ценникам на монтаж оборудования" к основной зарплате и к зарплате по эксплуатации машин;

K_z – коэффициент, применяемый лишь к основной зарплате;

K_{mn} – коэффициент, учитывающий накладные расходы на дополнительную часть основной заработной платы;

K_m – коэффициент, применяемый ко всей цене монтажа в соответствии с п.17 "Общей части к ценникам на монтаж оборудования" и вводными указаниями к разделам ценника;

K_k – коэффициент, учитывающий косвенные расходы на дополнительную часть заработной платы по эксплуатации машин;

C_c – стоимость строительных (земляных) работ, тыс. р./км.

В предварительных расчетах при определении K_o можно пользоваться укрупненными средними значениями стоимости 1км линии (с учетом индексации), приведенными в табл. П. 4.1...П. 4.8 , где указаны также исполнение линии, материал и сечение провода и длительно допустимая токовая нагрузка.

Характеристики проводов и кабелей, применяемых на открытых горных разработках, приведены в табл. П. 4.9...П. 4.11.

Эксплуатационные расходы включают:

$$I_o = C_a + C_n, \quad (4.5)$$

где C_a – стоимость амортизационных отчислений;

C_n – стоимость потерь электроэнергии в ЛЭП.

Стоимость амортизационных отчислений:

$$C_a = E_a \cdot K_o, \quad (4.6)$$

где E_a – коэффициент амортизационных отчислений для воздушной или кабельной линии.

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_n = c_o \cdot 10^{-3} \cdot S_{cz} \cdot r_o \cdot T_z / U_n^2, \quad (4.7)$$

где c_o – стоимость 1кВт·ч электроэнергии по предприятию, р/кВт·ч ;

$S_{сз}$ – среднегодовая полная мощность электроприемника или группы потребителей, кВ·А;

r_o – активное сопротивление линии, Ом/км;

T_z – годовое число часов работы электроприемников, ч;

U_n – номинальное напряжение рассчитываемой линии, кВ.

Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии по предприятию c_o (р/кВт·ч) определяется по действующим тарифам

$$c_o = (a P_{max} + b W_{мес} + d V_{мес}) / W_{мес}, \quad (4.8)$$

где P_{max} – максимальная заявленная мощность предприятия в часы максимума энергосистемы, принимается при проектировании равным расчетной мощности $P_{max} = P_p$, кВт;

$W_{мес}$, $V_{мес}$ – месячный расход активной и реактивной электроэнергии, кВт·ч;

a – месячная плата за 1кВт максимальной заявленной мощности, р/кВт;

b – плата за 1кВт·ч потребляемой (учтенной коммерческими счетчиком) за месяц активной электроэнергии, р./кВт·ч;

d – плата за 1 квар.ч реактивной энергии за месяц, р/квар.ч.

Ориентировочные значения тарифов приведены в табл. П. 4.12

Математическое ожидание ущерба от аварийных перерывов электроснабжения, отнесенное к 1км линии, определяется по формуле

$$Y_o = 10^{-3} \cdot T_{np} \cdot C_{np}, \quad (4.9)$$

где T_{np} – средняя длительность простоя оборудования в год, ч;

C_{np} – среднее значение стоимости 1ч простоя, р/ч, принимается по данным [4], приведенным в табл. П. 4.14.

Средняя длительность простоя экскаваторов в течение расчетного года

$$T_{np} = [((N_{э} / m_c) \sum k_{Oj} + \sum k_{Oi}) (t_{OTK} + \Delta t) + T_B] 365 \Lambda_c, \quad (4.10)$$

где $N_{э}$ – количество экскаваторов, подключенных к системе;

m_c – количество элементарных систем электроснабжения (отходящих от подстанции линий) ;

$\sum k_{oj}$ - сумма коэффициентов отказов, отказ которых вызывает срабатывание защиты на подстанции (ЛЭП, ПП, ПКТП);

$\sum k_{oi}$ - сумма коэффициентов отказов, отказ которых вызывает срабатывание защиты на ППП экскаватора (КЭ, высоковольтное оборудование экскаватора);

$t_{отк}$ - средняя длительность отключенного состояния линии от одного отказа элементов системы $t_{отк} = 1,07$ ч;

Δt - среднее время, необходимое для восстановления технологического процесса после подачи напряжения, $\Delta t = 0,17$ ч;

T_{σ} - среднее время восстановления системы, ч;

Λ_c - параметр потока отказов системы, 1/сут.

Значения коэффициентов отказов и параметров потока отказов по данным [4, 6] приведены в табл. П. 4.13.

Среднее время восстановления системы определяется

$$T_{\sigma} = k_{ок} T_{вк} + k_{оп} T_{вп} + k_{ов} T_{вв}, \quad (4.11)$$

где $k_{ок}$, $k_{оп}$, $k_{ов}$ - коэффициенты отказов экскаваторного кабеля, приключательного пункта и высоковольтного оборудования экскаваторов;

$T_{вк}$, $T_{вп}$, $T_{вв}$ - время восстановления элементов, ч.

Параметр потока отказов системы

$$\Lambda_c = \frac{N_{\Sigma}}{m_c} (\lambda_k + \lambda_n + \lambda_v + \lambda_m) + \frac{L}{m_c} \lambda_l, \quad (4.12)$$

где λ_k , λ_n , λ_v , λ_m , λ_l - соответственно параметр потока отказов экскаваторных кабелей, приключательных пунктов высоковольтного оборудования экскаваторов, ПКТП и ЛЭП, принимается по данным табл.П.4.13;

L - длина линии, км.

Количество экскаваторов, подключенных к одной элементарной системе, принимается по данным в результате построения МС. При расчете УПЗ принимается в (4.10) и (4.12) $m_c = 1$ и $L = 1$ км, а при расчете ГПЗ - соответствующие значения, полученные в результате построения СЭС.

При определении УПЗ на линии системы внешнего электроснабжения в формуле (4.3) величина V_0 принимается равной нулю ввиду достаточно высокой надежности элементов.

4.3. Построение минимальной сети трех пунктов

Минимальной электрической сетью (МС) трех пунктов [3, 22] является в общем случае трехлучевая схема. При этом радиальная и магистральная схемы относятся к частным случаям трехлучевой сети, когда местоположение дополнительного узла совпадает с положением одного из пунктов.

Для построения МС должны быть предварительно определены значения УПЗ по участкам трехлучевой сети, когда задано два приемника и один источник. При построении требуется адекватное определение источника питания (ИП) или центра питания (ЦП) или что то же - узла, из которого получает питание пара приемников (потребителей, эквивалентных потребителей электрической энергии).

Трехлучевая сеть реализует принцип объединения линии. Построение МС трех пунктов имеет смысл и возможно только в том случае, когда УПЗ по объединенному участку трехлучевой схемы меньше суммы УПЗ по отдельным линиям, т. е. $З_3 < З_1 + З_2$.

В противном случае решение вопроса тривиально: каждый ЭП непосредственно питается от ИП, т. е. имеет место радиальный тип присоединения.

Порядок построения МС трех пунктов следующий.

1. Соединяем прямолинейным отрезком два произвольно выбранных электроприемника 1 и 2 (рис. 4.2, а). Величина удельных приведенных затрат объединенного участка $З_3$ в масштабе генплана соответствует длине отрезка 1-2.

2. На этом отрезке, как на стороне треугольника, строим треугольник УПЗ, ориентируя его противоположащую вершину т.12 в сторону, противоположную ИП (т.3). Эта вершина 12 находится в точке пересечения дуги радиусом равным УПЗ первого приемника в принятом масштабе по п.1 и проведенным из т.2 и дуги радиусом равным УПЗ второго приемника и проведенным из т.1 (рис. 4.2, б). Строим треугольник с вершинами 1,2,12.

3. Проводим два перпендикуляра из середины произвольных сторон треугольника УПЗ (рис. 4.2, в), находим центр и строим окружность, описывающую треугольник УПЗ.

4. Соединяем точки 12 и 3 (рис. 4.2, г) и находим точку О пересечения прямой 12-3 с ранее проведенной окружностью, которая и является искомым дополнительным узлом минимальной трехлучевой сети.

5. Соединяем отрезками линий точки 1,2 и 3 с т.О. Получаем оптимальную конфигурацию трехлучевой сети (рис.4.2, д), т.е. минимальную сеть двух приемников и одного ИП.

Следует отметить, что в процессе построения МС трех пунктов возможны следующие частные случаи, о которых упоминалось выше.

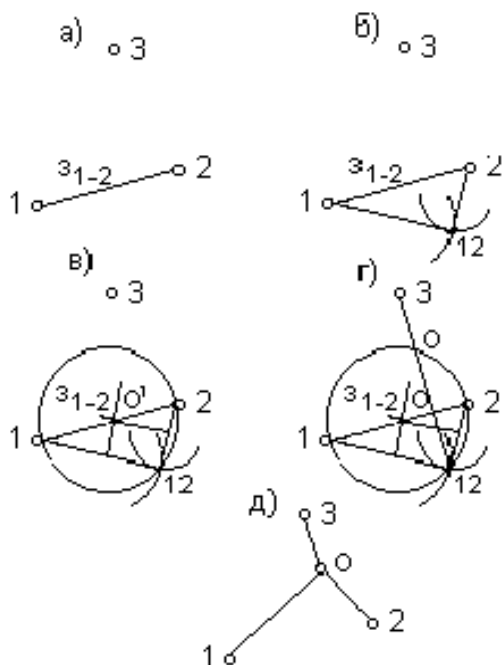


Рис. 4.2. Построение минимальной сети трех пунктов

1. Точка 3 находится внутри окружности – имеет место радиальный тип присоединения, т.е. радиальная схема электроснабжения.
2. Отрезок 3-12 не пересекается с отрезком 1-2 – получаем магистральный тип присоединения.

4.4. Выбор рациональных номинальных напряжений и рационального числа ступеней трансформации *

Технико-экономическое обоснование выбора рациональных напряжений является составной частью комплексной задачи выбора экономически обоснованной системы электроснабжения горного предприятия [6, 9]. Поэтому выбор рациональных напряжений производится путем технико-экономического сравнения различных сочетаний вариантов напряжений в отдельных звеньях.

Число подлежащих сравнению вариантов ограничивается их стандартными значениями, возможными напряжениями питания электроприемников и возможными напряжениями ближайшей энергетической системы. При этом вопрос о выборе напряжения распределительной сети предприятия решается с учетом номинального напряжения преобладающих электроприемников по количеству и их мощности

Напряжения питания предприятия от современных энергосистем могут быть любыми в диапазоне стандартных напряжений от 6 до 220 кВ и определяется как возможностью энергосистемы, так и мощностью предприятия и его удаленностью от энергосистемы.

Подлежащие технико-экономическому сравнению варианты системы электроснабжения должны строиться исходя из принципа минимума числа трансформации при максимальном приближении высшего напряжения к центру электрических нагрузок. При этом нужно учитывать возможность непосредственной трансформации любого стандартного напряжения в диапазоне 6 - 35 кВ на любое стандартное напряжение 0,23 - 0,69 кВ и возможность непосредственной трансформации напряжения 110 кВ на любое стандартное напряжение в диапазоне 6,6 - 38,5 кВ (в последнем случае при мощности трансформатора 2500 кВА и выше).

При питании горного предприятия от энергосистемы при напряжении 110 кВ и 220 или 330 кВ может оказаться целесообразным использование промежуточного распределительного напряжения 35 кВ.

Выбор напряжений производится для всех звеньев системы, учитывая взаимное влияние напряжений элементов на эффективность системы в целом. Суммарные приведенные затраты для всей системы электроснабжения определяется по формуле

$$Z = \sum_{k=1}^n Z_{lk} + \sum_{i=1}^n Z_{mi}, \quad (4.13)$$

* - в параграфе использованы материалы, подготовленные с участием инж. Савельева В. И.

где $\sum_{k=1}^n Z_{lk}$ - годовые приведенные затраты на линии электропередачи;

$\sum_{i=1}^n Z_{mi}$ - то же на трансформаторные подстанции.

Выбор рациональных напряжений и рационального числа ступеней трансформации, решение вопроса о дроблении подстанций осуществляется на основе УМС, т. е. начиная с того этапа проектирования МС, когда конфигурация и схема сети известна.

Определение рациональных напряжений для отдельных участков построенной УМС выполняется на основании технико-экономического сравнения с использованием значений оптимальных (минимальных) УПЗ на единицу длины линий электропередачи на каждом из рассматриваемых напряжений, что не вызывает затруднений.

Вместе с тем выбор рационального числа ступеней трансформации должен производиться на основе системного подхода, так как требуется совмещение границ и учета целого ряда взаимосвязанных факторов.

Выбор рациональных стандартных значений номинальных напряжений при известной конфигурации и схем УМС производится в направлении от ИП (районная подстанция, линия связи энергосистемы или местная электростанция) к потребителям с учетом возможных напряжений питания потребителей от энергосистемы и требуемых напряжений на зажимах приемников (или на границе эквивалентного потребителя) электроэнергии.

Распределение уровней рациональных напряжений по участкам УМС идет по нисходящей от ИП к потребителям (вследствие снижения суммарной нагрузки по группам приемников электроэнергии). Это дает информацию об иерархии оптимальных напряжений по линиям УМС, однако не учитывает затраты на трансформаторы подстанций в узлах сети, связывающих в общем случае линии разного напряжения, а также расположенные в этих узлах потребители низшего напряжения.

В этой связи предпочтительным решением является следующее: по участкам УМС рассчитываются оптимальные параметры электропередачи с учетом трансформации на напряжения потребителей, т.е. рассматривается возможность (целесообразность) питания на повышенном напряжении (при этом напряжение в питающих узлах читается неопределенным).

В последующем производится совмещение границ и, при необходимости, выполняются оптимизационные расчеты по уточнению выбора

рациональных напряжений, обеспечивающих достижение минимальных ГПЗ на схему электроснабжения в целом.

Общая схема алгоритма выбора рациональных номинальных напряжений рассматривается ниже.

1. Для первого (головного) участка УМС (рис.4.3,а) определяется экономически оптимальные параметры электропередачи (рациональные напряжение линии U_1 с учетом трансформации на требуемое напряжение потребителя).

При этом считается заданными следующие величины:

$U_{ин}$ - номинальное напряжение источника питания, кВ;

U_n - номинальное напряжение преобладающих потребителей (в соответствии с порядком построения УМС), кВ;

$S_p, S_{сг}, T_2$ - соответственно расчетная (максимальная) и среднегодовая полные мощности приемников или эквивалентных потребителей, кВА, и годовое число часов работы предприятия, ч;

l_1 - длина первого участка УМС, км.

Значение расчетной и среднегодовой полных мощностей определяются согласно методике п.3.

При решении вопросов о выборе экономических целесообразных (оптимальных) напряжений следует рассматривать напряжения на ниже уровне напряжения преобладающих потребителей U_n и, как правило, не выше напряжения источника питания (энергосистемы) $U_{ин}$ (рис.4.3,б).

В тех случаях, когда источником питания потребителя является районная подстанция с возможными напряжениями питания 6-10, 35, 110 и 220 кВ (рис.4.3,б), выбор рационального напряжения для первого участка УМС без учета затрат на трансформаторы источника производится на основании технико-экономического сравнения с использованием следующих выражений для определения ГПЗ:

электроснабжение на напряжении потребителей

$$Z_1 = Z_{л(нн)} = Z_{л(нн)} l_l; \quad (4.14)$$

электроснабжение на повышенном напряжении

$$Z_{2i} = Z_{л(вн)i} + Z_{т(л-н)i} = Z_{л(вн)i} l_l + Z_{т(л-н)i}. \quad (4.15)$$

Однако напряжение источника питания (линия связи энергосистем, шины генераторного напряжения электростанции) в общем случае отличается от напряжения потребителей и (или) оптимального напряжения питающей линии. Тогда в затратах по первому участку УМС, учиты-

ваются также и возможность установки повышающих трансформаторов, могут быть записаны в виде:

электроснабжение на напряжение потребителей

$$Z_{1i} = Z_{m(un-l)} + Z_{l(nn)} \quad (4.16)$$

электроснабжение на повышенном напряжении

$$Z_{2i} = Z_{m(un-l)I} + Z_{l(vn)I} + Z_{m(l-n)i} \quad (4.17)$$

В общем случае различных уровней напряжения ИП, ЛЭП и П (рис.4.3,в) выражение для суммарных ГПЗ, используемое при определении рационального напряжения питающей линии имеет вид:

$$Z_{\Sigma} = Z_{m(un-l)} + Z_l + Z_{m(l-n)} \quad (4.18)$$

Таким образом, определение оптимальных параметров передачи электроэнергии по первому участку УМС может быть описано следующим алгоритмом.

1. Определяется оптимальное по минимуму УПЗ номинальное напряжение питающей линии.
2. Если оно совпадает с напряжением ИП, то это напряжение принимается окончательно и в дальнейшем не корректируется.
3. В противном случае рациональное напряжение питающей линии определяется с использованием формулы (4.15).

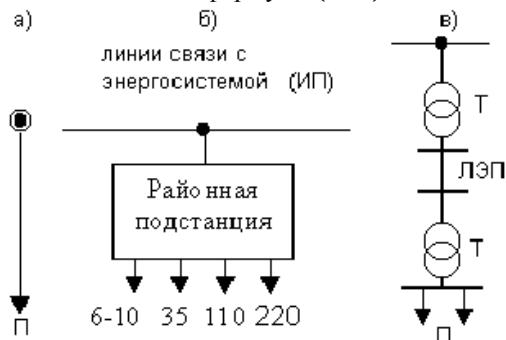


Рис. 4.3. Выбор рациональных напряжений сети с учетом напряжений источника и потребителя

2. Для последующих участков УМС (участки 2 и 3 на рис. 4.2) определяются оптимальные параметры электроснабжения (рациональные

напряжения линий 2 и 3 U_2, U_3 с учетом трансформации на напряжение потребителей). При этом напряжение питания считается неопределенным.

Определение рациональных напряжений линий участков 2 и 3 УМС производится на основании технико-экономического сравнения в соответствии с выражениями (4.14) и (4.15).

Однако, прежде чем решать вопрос о целесообразности питания группы приемников на повышенном напряжении с учетом последующей трансформации, следует определить оптимальное (по УПЗ) напряжение линии.

Если по какому-то участку УМС оптимальным окажется напряжение приемников (потребителей) U_n , то по этому участку возможность электроснабжения на повышенном напряжении не рассматривается и в дальнейшем, после удовлетворения технических ограничений и выполнении шага 3б, эта часть схемы из рассмотрения исключается, то есть выбор рациональных номинальных напряжений по этой части схемы заканчивается.

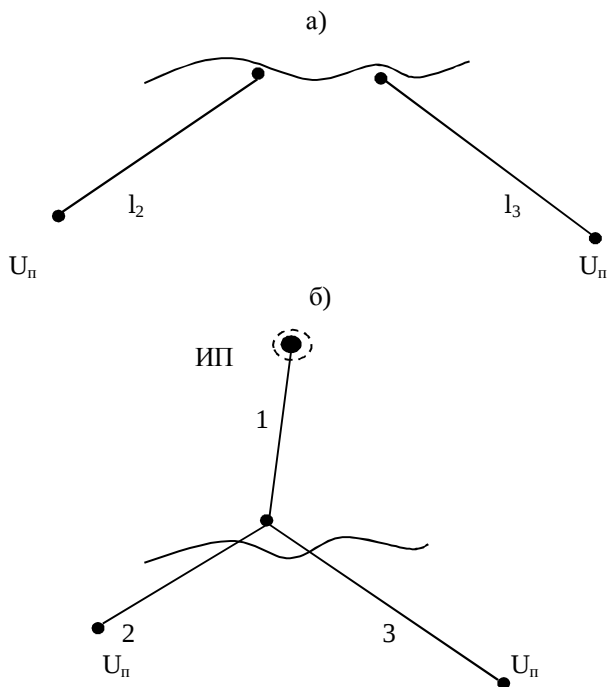


Рис.4.4. Выбор рациональных напряжений участков сети

3. Предыдущие шаги (1 и 2) предусматривали отдельное решение задачи выбора оптимальных параметров линий электропередачи по участкам УМС (1, 2 и 3 на рис. 4.4,б), сходящимся в одном узле. Задачей 3 шага является совмещение границ, то есть принятие совместного решения, обеспечивающего достижение минимума ГПЗ. Этот шаг разделяется на 2 шага (3а,3б).

3а. Шаг 3а выполняется в том случае, если в результате выполнения шага 2 для обеих ветвей (участков 2 и 3) оказалось экономически целесообразным (с учетом трансформации) питание на повышенном напряжении.

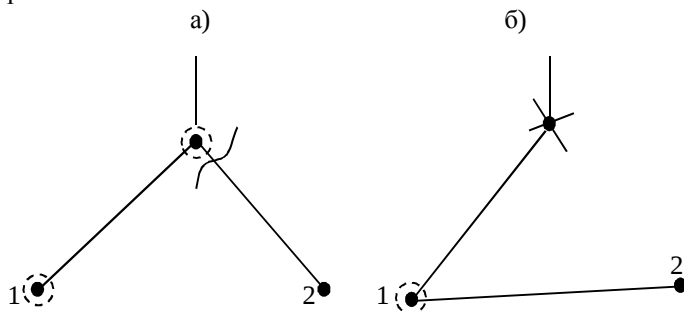


Рис.4.5. К вопросу дробления подстанций

При этом в зависимости от полученных уровней рациональных напряжений по участкам 1, 2 и 3 возможны различные ситуации и, соответственно, принятие очередного решения в следующем порядке.

1. Рациональные напряжения по участкам 1, 2 и 3 совпали. В этом случае автоматически решается вопрос о дроблении (разукрупнении подстанции).

2. Если напряжение последующих участков совпали с оптимальным уровнем напряжения, полученным на шаге 1, то окончательно принимается это напряжение на данном шаге. Если напряжения последующих участков совпали между собой, но не совпали с напряжением питающей линии, то сравниваем затраты на установку трансформатора с низшим напряжением (НН), равным напряжению преобладающих потребителей трансформатора, и трансформатора с НН, равным рациональному напряжению последующих участков (среднее напряжение СН). Если при этом выполняется условие $Z_m (л1 - n) \geq Z_m (л1 - c)$, то получаем три подстанции (т.е. дробление подстанций). Причем, если напряжение питающей линии равно U_{un} , а оптимальным для этой линии является сред-

нее напряжение, то экономически целесообразно установить этот трансформатор в точке ИП.

Если $3_{m(l1-n)} < 3_{m(l1-c)}$, то рассматривается электроснабжение на напряжении питающей линии или на напряжении последующих участков, то есть решается вопрос о том, что выгоднее: с трансформацией или без неё при исполнении линий на одном из напряжений этих участков.

3. Если одно из напряжений следующих участков совпало с напряжением питающей линии, а другое нет, то целесообразно принятие соответствующих полученных напряжений.

4. Если все напряжения не совпали, то рассматривается два низших напряжения на подстанции или исполнение питающей линии на другом напряжении, совпадающем с одним из напряжений последующих участков (2 или 3).

3б. Этот шаг выполняется в случае, если хотя бы для одной из ветвей справедливо соотношение $3_g < 3_n$, но автоматически с учетом трансформации для участков питание на повышенном напряжении не проходит. В этом случае решается вопрос о целесообразности разукрупнения (дробления) подстанции. Вопрос о целесообразности дробления (разукрупнения) подстанций решается только в тех случаях, когда хотя бы по одному из участков (2 или 3) справедливо соотношение для удельных приведенных затрат $3_g < 3_n$. При этом в зависимости от конкретных условий возможны различные случаи.

Случай 1. Для обоих участков решение о питании на повышенном напряжении с учетом трансформации на напряжении потребителей автоматически не проходит или проходит на одном из участков, но вместе с тем для них справедливо соотношение $3_g < 3_n$. В этом случае рассматриваются следующие варианты.

1. Сооружение одной подстанции, от которой по участкам 2 и 3 электроснабжение осуществляется на напряжении потребителей. Затраты по этому варианту

$$3_I = 3_m + 3_{l2(n)} + 3_{l3(n)}. \quad (4.19)$$

2. Электроснабжение по участкам 2 и 3 осуществляется на одном повышенном напряжении с последующей трансформацией на напряжение потребителей, то есть сооружение двух подстанций. Выражение для ГПЗ по этому варианту

$$3_{II} = 3_{l2(g)} + 3_{m2} + 3_{l3(g)} + 3_{m3}. \quad (4.20)$$

Окончательное решение принимается по минимуму ГПЗ.

Случай 2. По одному из участков (2 или 3) решение о питании на повышенном напряжении с учетом последующей трансформации автоматически не проходит, но $z_6 < z_n$, или проходит, но напряжение этого участка не совпадает с напряжением питающей линии, а для другого участка справедливо соотношение $z_6 > z_n$. В этом случае электроснабжение на повышенном напряжении нецелесообразно и дальнейшие расчеты выполняются в следующем порядке.

Вначале решается вопрос о дроблении подстанции в соответствии с выражениями (4.19) и (4.20) с той разницей, что при технико-экономическом сравнении могут не учитываться одинаковые затраты по линии, для которой питание на повышенном напряжении заведомо нецелесообразно ($z_6 > z_n$). Следует отметить, что аналогично решается вопрос о целесообразности дробления подстанции и в случае, когда потребители расположены в узле, т.е. в непосредственной близости от него.

Во-вторых, рассматривается возможность или целесообразность переприоединения этого потребителя (группы приемников электроэнергии) к подстанции того участка, для которого целесообразно питание на повышенном напряжении (т.е. применение принципа укрупнения или объединения подстанций предприятия).

Возможные схемы питания в соответствии с вышеизложенными положениями представлены на рис.4.5.

Аналогично решается вопрос о дроблении подстанций ниже участков 2 и 3. Если по какому-то участку имеет место $z_6 < z_n$, то в последующем эта часть схемы из рассмотрения исключается, то есть выбор напряжений для этой части схемы заканчивается.

4.5. Выбор сечения ЛЭП

Для расчета составляется план сети типовой (расчетной) линии с указанием ЭП, ответвлений, расстояний и токов.

Сечения проводов ВЛ, шинопроводов и жил кабелей напряжением до и выше 1000 В выбирают по нагреву расчетными токами с последующей проверкой:

- по экономической плотности тока (для стационарных ВЛ и КЛ со сроком службы более 5 лет);

- на термическую стойкость (от воздействия токов короткого замыкания – для кабельных ЛЭП 6—10 кВ или по току плавкой вставки предохранителей – для кабелей до 1000 В);

- по механической прочности (только ВЛ);

- по допустимой потере напряжения в нормальном (длительном), пусковом (пиковом) токе ЭП и аварийном режиме работы сети, а также в режиме минимальных нагрузок для осветительной нагрузки и (или) для ближайшего к ГПП электроприемника.

Выбор сечения проводников по нагреву сводится к сравнению расчетного тока линии (участка) с длительно допустимыми токами [1, 4] для стандартных сечений (табл. П. 4.1, П.4.2, П.4.11)

$$I_p \leq kI_{доп} \quad (4.21)$$

где k - поправочный коэффициент, учитывающий условия работы проводника и определяемый по выражению

$$k = \frac{k_{тем} k_{нар} k_{кор} k_{бар} k_{гр}}{k_{ПВ}}, \quad (4.22)$$

где $k_{тем}$ - поправочный коэффициент по температуре окружающей среды (табл. П. 4.15);

$k_{нар}$ - поправочный коэффициент при параллельно проложенных кабелях (табл. П. 4.17);

$k_{кор}$ - снижающий коэффициент для проводов и кабелей, прокладываемых в коробах (табл. П. 4.16);

$k_{гр}$ - поправочный коэффициент на отличие удельного сопротивления грунта от 120 см·к/Вт (табл. П. 4.18);

$k_{бар}$ - снижающий коэффициент для кабелей, намотанных на кабельный барабан:

Число слоев навивки	1	2	3
Значение $k_{ба}$	0,8	0,6	0,5;

$k_{ПВ}$ - поправочный коэффициент по режиму работы ЭП.

Коэффициент $k_{ПВ}$ определяется продолжительностью включения ПВ (о.е.) электроприемника

$$k_{ПВ} = \frac{\sqrt{ПВ}}{0,875}. \quad (4.23)$$

При нормальных условиях в (4.22) значения коэффициентов k принимаются равными 1,0.

Сечение проводника S по экономической плотности $j_э$ тока определяют по формуле

$$S = \frac{I_p}{j_э}.$$

В связи с меняющимися экономическими условиями приведенные в ПУЭ (табл.П.4.25) значения $j_э$ стали малоприменимыми к использованию, поэтому в данной работе рекомендуется прямое определение сечения линии по минимуму приведенных затрат

$$S = I_p \sqrt{\frac{3 c_o T_n}{10^7 (p_n + p_a) b}}. \quad (4.24)$$

При применении кабелей марки ГРШЭ для питания угольного комбайна экономическое сечение может быть определено по формуле

$$S = I_n \sqrt{T_m c_o 10^{-3}} \quad (3.13)$$

где I_n - номинальный ток электроприемника, А;

T_m - продолжительность использования максимума нагрузки электроприемником в год, (для комбайна $T_m = 4000$ ч).

Кабельные линии напряжением 6 - 10 кВ проверяют на термическую стойкость по формуле

$$S_{терм} = \alpha I_\infty \sqrt{t_n} = \frac{I_\infty \sqrt{t_n}}{C}, \quad (4.25)$$

где I_∞ - установившийся ток трехфазного к. з., кА;

t_n - приведенное время действия тока к. з., с (принимается равным суммарному времени срабатывания защиты и отключения силового выключателя);

α - расчетный коэффициент, определяемый допустимой температурой нагрева кабеля:

для кабелей с бумажной изоляцией до 10 кВ

с медными жилами $\alpha = 7$,

с алюминиевыми жилами $\alpha = 12$;

для гибких кабелей с резиновой изоляцией $\alpha = 9$.

Значения коэффициента C принимают по табл. П.4.25.

Согласно ПУЭ сечения проводников напряжением до 1000 В, защищенных плавкими вставками, рекомендуется выбирать так, чтобы допустимый ток был не меньше одной трети номинального тока плавкой вставки $I_{ном.в}$, т.е по условию

$$3 I_{доп} \geq I_{ном.в}. \quad (4.26)$$

Сечения жил кабелей и изолированных проводов, защищенных автоматическими выключателями с расцепителями или токовыми реле, проверяют по условиям:

- для расцепителей с нерегулируемой уставкой тока срабатывания

$$I_{доп} \geq I_{н.ср}; \quad (4.27)$$

- для расцепителей с регулируемой уставкой тока срабатывания

$$1,5 I_{доп} \geq I_{р.ср}; \quad (4.28)$$

- в случае защиты линий автоматами, имеющими только электромагнитные расцепители мгновенного действия

$$4,5 I_{доп} \geq I_{уст}, \quad (4.29)$$

где $I_{н.ср}$ и $I_{р.ср}$ – ток срабатывания соответственно нерегулируемого и регулируемого расцепителя;

$I_{уст}$, - ток уставки электромагнитного расцепителя мгновенного действия.

При этом предохранители и автоматы будут надежно работать, если их ток срабатывания будет иметь определенный запас по отношению к минимальному току двухфазного к.з.:

- для предохранителей

$$I_{к}^{(2)} \geq 5 I_{ном.}; \quad (4.30)$$

- для расцепителей и токовых реле

$$2 I_{к}^{(2)} \geq 3 I_{ср}. \quad (4.31)$$

По условиям механической прочности [1, 4, 6] для стационарных ВЛ 6 –35 кВ принимаются алюминиевые (А) или сталеалюминиевые (АС) провода сечением не менее 35 мм², а для передвижных линий А -

25 или АС – 16. Максимальные сечения составляют А – 120 и АС – 95 по условиям механизации монтажных работ. Для ВЛ до 1 кВ минимальные сечения составляют для проводов А – 16 мм² и для АС – 10 мм². В районах со скоростью ветра более 25 м/с и при толщине стенки гололеда 10 мм и более для передвижных ЛЭП рекомендуется применение сталеалюминиевых проводов.

В существующих нормативно-технических документах регламентируется не потеря напряжения в элементах СЭС, а уровень напряжения на зажимах электроприемника, поэтому проверку сечения на потерю напряжения следует проводить для выбранной (расчетной, условной) линии от источника питания до наиболее удаленного при наибольших нагрузках (близкого при наименьших нагрузках) мощного электроприемника.

Окончательно к установке принимается сечение, удовлетворяющее всем указанным выше требованиям.

4.6. Расчет электрических сетей по потере напряжения

Для расчета обязательно составляется «расчетная» схема с указанием параметров участков линий и электрических нагрузок.

Отклонение напряжения V (%) на зажимах приемника электрической энергии в общем случае (рис.4.6) определяется по выражению

$$V = V_H - \sum_{I=1}^{NN} \sum_{J=1}^{NU} \Delta U_{ЛЛJ} - \sum_{k=1}^{NT} \Delta U_{ТК} + \sum_{k=1}^{NT} E_K \%, \quad (4.32)$$

где: V_H - отклонение напряжения источника питания несоизмеримо большой мощности, % ($V_H = +5\%$ в период наибольших нагрузок и $V_H = 0$ в период наименьших нагрузок сетей [1];

$\Delta U_{Лij}$ - потеря напряжения в линии i - го напряжения (NN) j - го участка (NU), выраженная в процентах по отношению к номинальному напряжению участка линии, %;

$\Delta U_{тк}$ - потеря напряжения на внутреннем сопротивлении k - го трансформатора, выраженная в процентах по отношению к низшему или высшему номинальному напряжению трансформатора, %, при этом параметры трансформатора (R_m , X_m) определяются также по отношению к этому выбранному напряжению;

E_K - добавка напряжения k - го трансформатора подстанций предприятия, %.

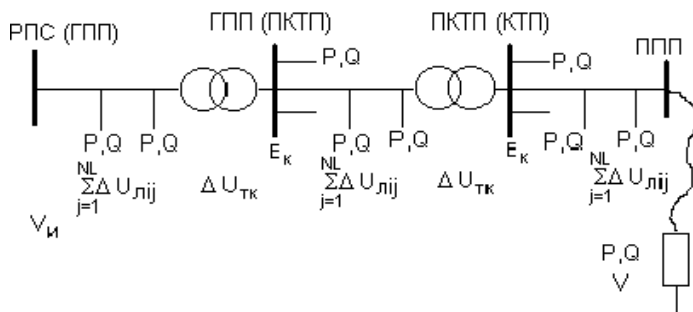


Рис. 4.6. Расчетная схема к определению потерь напряжения в электрических сетях

Потеря напряжения на j - ом участке линии определяется по формуле

$$\Delta U_j = (P_{lj} R_{lj} + Q_{lj} X_{lj}) / (10 U_{ni}^2) \%, \quad (4.33)$$

где P_{lj} , Q_{lj} - активная (кВт) и реактивная (квар) нагрузки j - го участка линии i - го напряжения;

R_{lj} , X_{lj} - активная $R_{lj} = r_o L_j$ и реактивное $X_{lj} = x_o L_j$ сопротивления j - го участка линии, Ом.

Потеря напряжения в k - ом трансформаторе определяется по формуле (4.33) при подстановке соответствующих значений R_{TK} и X_{TK} , определяемых по формулам:

$$R_{TK} = 10^3 \Delta P_K U_H^2 / S_{HT}^2; \quad (4.34)$$

$$X_{TK} = 10 U_K \% U_H^2 / S_{HT}, \quad (4.35)$$

где ΔP_K - потеря мощности короткого замыкания кВт (табл.ПЗ.1-ПЗ.3);

U_K % - напряжение к. з. (табл.ПЗ.1-ПЗ.3), %.

Проверка сети на потери напряжения с учетом выбранных ответвлений трансформатора осуществляется для трех характерных режимов работы приемников электроэнергии:

- максимальных (расчетных получасовых) нагрузок;
- минимальных нагрузок электроприемника;
- пускового режима наиболее мощного и (или) наиболее удаленного электроприемника.

Рассчитанное по (4.32) отклонение напряжения должно быть не выше допустимых значений

$$V \leq V_{\text{дон}} \quad (4.36)$$

во всех рассматриваемых режимах.

Значения $V_{\text{дон}}$ составляют по [1]:

для силовых ЭП

- в режиме расчетных нагрузок – 5%;
- в пиковом режиме – 10%;
- в пусковом режиме – 25%;
- в режиме минимальных нагрузок + 5%.

для освещения $\pm 2,5$ % в любых режимах нагрузок.

Для определения отклонения напряжения на зажимах запускаемого двигателя составляется расчетная схема части связанной электрической системы от данного двигателя до шин подстанции с практически неизменным уровнем напряжения, где мощность подстанции несоизмеримо велика по сравнению с мощностью запускаемого двигателя. В дальнейшем вычисляются электрические нагрузки всех указанных выше режимов, определяются значения отклонений напряжения $V\%$ и проверяются выполнение условия (4.36).

С учетом вычисленных значений активной и реактивной мощностей в пусковом режиме переопределяются нагрузки участков сети и определяется отклонение напряжения $V\%$ на зажимах запускаемого двигателя по формуле (4.32).

В случае невыполнения условия (4.36) хотя бы для одного из режимов, необходимо принять меры по обеспечению требуемого значения показателя качества электроэнергии путем:

1. уменьшения сопротивления линий электропередачи:
 - за счет повышения сечения проводов ЛЭП до максимально возможного (для передвижных ЛЭП до А-120 или АС-95 и для стационарных до АС-185 мм²;
 - применением двухцепных линий;
2. повышения мощности трансформаторов подстанций;
3. приближения подстанции к электроприемнику, т. е. осуществления «глубокого ввода» высокого напряжения;
4. применения установок продольной емкостной компенсации (УПЕК);
5. применения линейных регуляторов напряжения;
6. изменения коэффициента трансформации силовых трансформаторов.

В процессе решения данной задачи возможно рассмотрение комбинаций указанных выше вариантов мероприятий.

Кроме того, при питании нескольких экскаваторов от одной ЛЭП возможно обеспечить выполнение условия (4.36) путем отыскания такой последовательности запуска их приводных двигателей, которая обеспечит подпитку очередного запускаемого двигателя уже запущенным двигателем.

Проверка сети по допустимой потере напряжения в пусковом режиме согласно [4] заключается в определении не величины отклонения $V\% = 25\%$, а напряжения на зажимах сетевого двигателя наиболее мощного и удаленного ЭП при пуске и сравнением с допустимым значением

$$U_n \geq 0.75 \cdot U_n. \quad (4.37)$$

Ниже приводится методика проверки сети по допустимой потере напряжения в пусковом режиме, основанная на этом условии.

1. Определяются P_n и Q_n пускового режима при выполнении условия

$$U = U_n = 0.75 U_n. \quad (4.38)$$

В условиях неавтоматизированных расчетов P_n и Q_n можно приближенно определить по кратности пускового тока с коррекцией коэффициента кратности по напряжению в следующей последовательности.

2. Определяются P_{nn} и Q_{nn} при номинальных условиях

$$P_{nn} = \sqrt{3} U_n I_n k_{nn} \cos \varphi_{nn}; \quad (4.39)$$

$$Q_{nn} = P_{nn} \operatorname{tg} \varphi_{nn}, \quad (4.40)$$

где k_{nn} - номинальная кратность пускового тока, $k_{nn} = I_{nn} / I_n$;

$\cos \varphi_{nn}$ - коэффициент мощности при пуске с номинальным напряжением на зажимах.

3. Значение $\cos \varphi_{nn}$ определяется по формуле [5]

$$\cos \varphi_{nn} = \eta_n \cos \varphi_n (M_{nn} / M_n + 0.025 k_{nn}^2) / k_{nn}, \quad (4.41)$$

где η_n , $\cos \varphi_n$, M_{nn}/M_n - номинальные значения к. п. д., коэффициента мощности и кратности пускового момента запускаемого двигателя.

4. Вычисляется коэффициент по напряжению

$$k_U = U_n / U_n. \quad (4.42)$$

5. Определяются величины P_n и Q_n . При $U_n = 0,75U_n$ значение коэффициента по (4.42) равно $k_U = 0,75$

$$P_n = P_{nn} k_U^2; \quad (4.42)$$

$$Q_n = Q_{nn} k_U^2. \quad (4.43)$$

6. Рассчитывается отклонение напряжения $V_n\%$ и новое значение напряжения U_n на зажимах двигателя, далее скорректированное значение коэффициента по напряжению

$$k_U = 1 + V/100 \quad (4.44)$$

и снова определяются величины P_n и Q_n по (4.42) и (4.43) до тех пор, пока последние не перестанут изменяться с заданной точностью.

7. Если в результате расчетов окажется, что $V_n > V_{n,доп}$, то необходимо принять соответствующие меры (см. выше) по обеспечению требуемого уровня напряжения при пуске, а в противном случае сеть удовлетворяет условию пуска.

4.7. Регулирование напряжения в системе электроснабжения карьеров

На всем протяжении от центров питания (ЦП) питания до электроприемника электроэнергия трансформируется несколько раз на ГПП (ТП). При каждой трансформации потеря напряжения в режиме расчетных нагрузок составляет порядка 2 – 7 %, а при передаче электроэнергии по электрическим сетям – 5 – 10 % и более в зависимости от параметров нагрузки, характеристик трансформаторов и протяженности линий. Карьеры относятся к предприятиям с переменным графиком нагрузки подстанций со статистически наибольшим коэффициентом формы за наиболее загруженную смену [6] $k_\phi = 1,05$. При этом значение коэффициента

максимума составляет $k_m = 1,5$, а коэффициента минимума $k_{мин} = 0,6$. Следовательно, напряжение у электроприемников может меняться в значительных пределах, поэтому в СЭС горного предприятия должны предусматриваться меры по регулированию напряжения.

При расчете и регулировании напряжения в электрических сетях в целях обеспечения регламентированных уровней напряжения на зажимах ЭП целесообразно рассматривать средние значения напряжения U_c и отклонения напряжения в режиме расчетных (максимальных) δU_m и минимальных $\delta U_{мин}$ электрических нагрузок подстанций [28].

График изменения напряжения вдоль простейшей линии с указанием приведенных выше величин приведен на рис. 4.7.

Отклонение напряжения от номинальной величины δU_p (%) на зажимах наиболее удаленного ЭП в режиме расчетных нагрузок не должно по абсолютной величине превышать регламентированной стандартами отрицательного значения $\delta U_{отр}$

$$\delta U_p = \left(\sum_{i=1}^m dU_i \right)_p - \left(\sum_{k=1}^n dU_k \right)_p - \left(\sum_{j=1}^l \Delta U_j \right)_p \geq \delta U_{отр} \cdot (4.45)$$

Отклонение напряжения от номинальной величины $\delta U_{мин}$ (%) на зажимах самого близкого ЭП в режиме минимальных нагрузок не должно превышать по абсолютной величине регламентированной стандартами положительного значения $\delta U_{пол}$



Рис. 4.7. Уровни и графики изменения напряжения вдоль линии при наибольших (расчетных) и минимальных нагрузках

$$\delta U_{\text{мин}} = \left(\sum_{i=1}^m dU_i \right)_{\text{мин}} - \left(\sum_{k=1}^n dU_k \right)_{\text{мин}} - \left(\sum_{j=1}^l \Delta U_j \right)_{\text{мин}} \leq \delta U_{\text{пол}}. \quad (4.46)$$

Здесь $\left(\sum_{i=1}^m dU_i \right)_p$ $\left(\sum_{i=1}^m dU_i \right)_{\text{мин}}$ - добавки напряжения в режимах

расчетных и минимальных нагрузок соответственно;

$$\left(\sum_{k=1}^n dU_k \right)_p, \left(\sum_{j=1}^l \Delta U_j \right)_p, \left(\sum_{k=1}^n dU_k \right)_{\text{мин}}, \left(\sum_{j=1}^l \Delta U_j \right)_{\text{мин}} - \text{потери}$$

напряжения от ЦП до шин низшего напряжения трансформатора ГПП и элементах распределительной сети соответственно в режиме расчетных нагрузок (первые два члена) и в режиме минимальных нагрузок.

Из последних выражений (4.45) и (4.46) следует, что регулирование напряжения можно вести как с помощью регулирующих устройств (надбавки напряжения), так и с помощью компенсирующих устройств (снижение потерь напряжения). Для снижения приведенных затрат на СЭС необходимо предусматривать рациональное сочетание регулирующих и компенсирующих устройств.

Компенсация потерь напряжения при средних нагрузках достигается за счет того, что:

- номинальное напряжение генераторов электростанций и вторичных обмоток силовых трансформаторов выше номинального напряжения электроприемников на 5 (10) %;
- обмотки высшего напряжения (и среднего напряжения – для трехобмоточных трансформаторов) имеют регулировочные ответвления;
- батареи статических конденсаторов, установленные на предприятии для компенсации реактивной мощности, одновременно способствуют уменьшению потери напряжения: если БСК нерегулируемая и включена на длительное время, то это повышает средний уровень напряжения.

Мероприятиями по ограничению отклонения напряжения от среднего значения в режимах расчетных и минимальных нагрузок являются:

- регулирование напряжения изменением тока возбуждения генераторов электростанций (на горных предприятиях применяется только при использовании местных стационарных или передвижных электростанций);

- применением трансформаторов с регуляторами под нагрузкой (РПН);
- установкой синхронных компенсаторов (только для крупных горно-обогатительных комплексов с преобладающей асинхронной нагрузкой);
- автоматическим регулированием тока возбуждения синхронных двигателей электроприводов горно-обогатительных машин и установок;
- применением продольной или регулируемой поперечной емкостной компенсации;
- применением линейных регуляторов напряжения.

Различают централизованное и местное регулирование напряжения. Если центр питания имеет однородную и электрически одинаково удаленную нагрузку, то требуемый уровень напряжения легко обеспечивается централизованно, т.е. с помощью устройств РПН трансформаторов подстанции. Это так называемое встречное регулирование, при котором РПН повышает напряжение на вторичных шинах во время максимальных нагрузок, а режиме минимальных нагрузок – уменьшает. Если централизованное регулирование не обеспечивает всех ЭП, то применяют местное регулирование напряжения.

Регулирование напряжения изменением тока возбуждения генераторов электростанций обуславливает перераспределение реактивной мощности и на горных предприятиях применяется крайне редко, так как энергослужба карьеров имеет отношение к этому способу лишь при наличии собственных электростанций в виде ТЭЦ или мотор-генераторной установки.

Регулирование напряжения изменением коэффициента трансформации силового трансформатора обеспечивается за счет наличия у последних регулировочных ответвлений, которые можно переключать после отключения трансформатора от сети, т.е. переключение без возбуждения (ПБВ) или регулятором под нагрузкой (РПН). Число ответвлений и диапазон добавок напряжения приведены в табл. П.4.20.

Регулировочное ответвление у двухобмоточного трансформатора выбирают в следующем порядке [28] в соответствии с рис.4.8.

Зная из электрических расчетов напряжение на первичной обмотке трансформатора U_1 , нагрузку трансформатора P_T , Q_T и сопротивления его обмоток r_m , x_m , определяют приведенное напряжение U_2' на вторичных обмотках без учета коэффициента трансформации k_m

$$U_2' = U_1 - \frac{P_T r_T + Q_T x_T}{U_1}. \quad (4.47)$$

Вычисление по (4.47) выполняют дважды: для режима расчетных U_{2p}' и минимальных $U_{2мин}'$ нагрузок.

Определяют величину U_{2c}' для средних нагрузок

$$U_{2c}' = \frac{U_{2p}' + U_{2мин}'}{2}. \quad (4.48)$$

Для того, чтобы в этом режиме получить на шинах НН желаемый уровень напряжения $U_{2жс}$, коэффициент трансформации должен быть

$$k_{жс} = \frac{U_{2c}'}{U_{2жс}}, \quad (4.49)$$

откуда можно найти величину добавки (которая может быть со знаком (+) или (-)):

$$a_{жс} = \left(\frac{k_{жс}}{k_n} - 1 \right) 100. \quad (4.50)$$

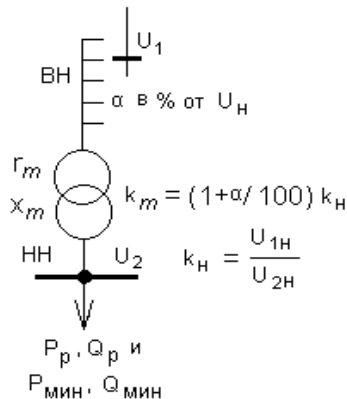


Рис.4.8. К расчету добавки напряжения двухобмоточного трансформатора

Затем следует выбрать ближайшее стандартное ответвление a_{cm} и определить соответствующий коэффициент трансформации

$$k = \left(1 - \frac{a_{cm}}{100} \right) k_n. \quad (4.51)$$

После этого можно найти действительные напряжения при расчетной и минимальной нагрузках

$$U_{2p} = U_{2p}^0 / k; \quad U_{2min} = U_{2min}^0 / k. \quad (4.52)$$

Далее определяют, отвечают ли результаты расчета требованиям к режиму напряжения на шинах НН по ПУЭ, и если они не выполняются, то применяют другие способы, в частности, трансформаторы с РПН.

Для случая трехобмоточного трансформатора расчетная схема приведена на рис.4.9. Здесь, как и в случае двухобмоточного трансформатора, определяют приведенные напряжения на шинах НН U'_{3p} и U'_{3min} при расчетных и минимальных нагрузках и такие же параметры для шин среднего напряжения СН U'_{2p} и U'_{2min} . Тогда среднее напряжение

$$U'_{3c} = \frac{U'_{3p} + U'_{3min}}{2}.$$

Затем вычисляют желаемый коэффициент трансформации обмоток ВН-НН

$$k_{1-3ж} = \frac{U'_{3c}}{U_{3ж}} \quad (4.53)$$

и находят регулировочное ответвление обмотки ВН $a_{1ж}$, обеспечивающее требуемое напряжение на шинах НН при средних нагрузках

$$a_{1жс} = \left(\frac{k_{1-3жс}}{k_{1-3н}} - 1 \right) 100, \quad (4.54)$$

где $k_{1-3н}$ – номинальный коэффициент трансформации обмоток ВН-НН, соответствующий основному выводу НН.

В дальнейшем принимают ближайшее к $a_{1жс}$ стандартное ответвление $a_{1см}$ и определяют действительный коэффициент трансформации между обмотками ВН и НН

$$k_{1-3} = \left(1 - \frac{a_{1см}}{100} \right) k_{1-3н}. \quad (4.55)$$

Для расчета регулировочного ответвления обмотки СН также рассчитывают приведенное напряжение на шинах СН

$$U'_{2c} = \frac{U'_{2p} + U'_{2мин}}{2} \quad (4.56)$$

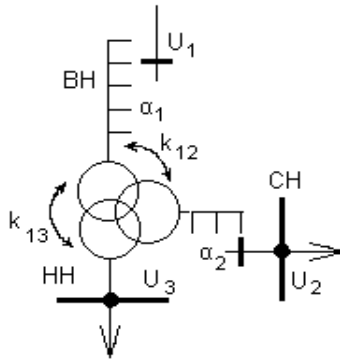


Рис.4.9. Расчетная схема для трехобмоточного трансформатора

и желаемый коэффициент трансформации обмоток ВН-СН

$$k_{1-2ж} = \frac{U'_{2с}}{U_{2ж}}. \quad (4.57)$$

Так как обе обмотки (ВН и СН) имеют регулировочные ответвления, то рассматриваемый коэффициент трансформации можно определить из выражения

$$k_{1-2ж} = \frac{1 + \alpha_{1см} / 100}{1 + \alpha_{2ж} / 100} k_{1-2н}. \quad (4.58)$$

Значение $\alpha_{1см}$ известно из предыдущих расчетов, поэтому из (4.58) определяем

$$\alpha_{2ж} = \left[\frac{k_{1-2ж}}{k_{1-2н}} \left(1 + \frac{\alpha_{1см}}{100} \right) - 1 \right] 100. \quad (4.59)$$

Выбрав ближайшее стандартное ответвление $\alpha_{2см}$ находим действительный коэффициент трансформации

$$k_{1-2} = \frac{1 + \alpha_{1см} / 100}{1 + \alpha_{2см} / 100} k_{1-2н} \quad (4.60)$$

действительное напряжение на шинах НН и СН

$$U_{3р} = U_{3р}^э / k_{1-3}; \quad U_{3мин} = U_{3мин}^э / k_{1-3}. \quad (4.61)$$

$$U_{2р} = U_{2р}^э / k_{1-2}; \quad U_{2мин} = U_{2мин}^э / k_{1-2}. \quad (4.62)$$

Если эти напряжения не обеспечивают нормальных условий питания нагрузок, то надо установить трансформатор с РПН или принять другие меры.

Линейные регулировочные автотрансформаторы и вольтодобавочные трансформаторы в сетях горных предприятий осуществляют,

как правило, продольное регулирование напряжения с диапазоном $\pm 15\%$ и более, что обеспечивает требуемый уровень напряжения ЭП.

Мощность вольтодобавочного трансформатора

$$S_{\text{вот}} = \frac{\delta U S_p}{100},$$

где δU - требуемая добавка напряжения, %;

S_p - расчетная полная мощность узла нагрузки, кВА.

Синхронные двигатели приводов горных машин и установок являются дополнительным средством регулирования напряжения и имеют 10 – 15 % резерв располагаемой реактивной мощности при потерях 0,007 – 0,07 кВт/квар в зависимости от номинальной мощности и особенностей конструкции. При этом возможное повышение напряжения определяется мощностью трехфазного к.з. S_k по формуле

$$\delta U = \frac{Q_{\text{сд}}}{S_k} 100. \quad (4.63)$$

Ниже приводятся приближенные значения $S_k\%$ и $Q_{\text{сд}}\%$ в зависимости от коэффициента мощности $\cos \varphi$ при постоянной активной нагрузке P , принятой за 100 %.

$\cos \varphi$	1	0,95	0,90	0,85	0,80	0,70
$S_k\%$	100	105	111	117	125	143
$Q_{\text{сд}}\%$	0	32,8	48,5	62,0	75,0	102

4.8. Расчет установок продольной емкостной компенсации (УПЕК)

С помощью УПЕК потеря напряжения в линии может быть снижена (диаграмма напряжений приведена на рис. 4.10) на величину

$$\delta U = \frac{Q x_k}{U_n}, \quad (4.64)$$

где Q – реактивная мощность ЭП в режиме расчетных и минимальных нагрузок или при пуске АД.

Расчет УПЕК для пускового режима производится в следующем порядке [4].

Зная фактическое отклонение напряжения $V(\%)$ при пуске данного двигателя и его допустимое значение $V_{дон}(\%)$ определяют сопротивление конденсаторной батареи (Ом) УПЕК

$$X_{кп} = 10 (V - V_{дон}) U_n^2 / Q_n \quad (4.65)$$

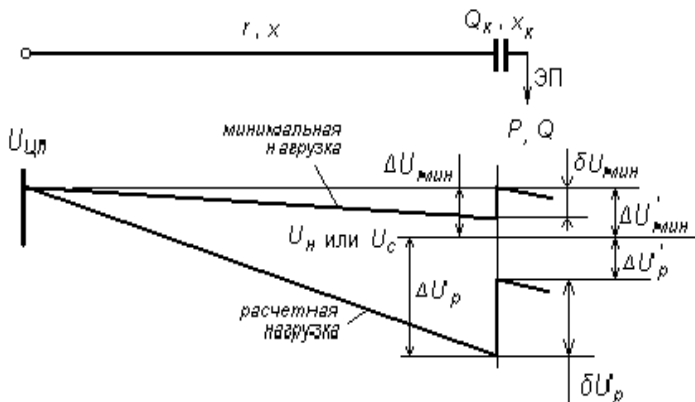


Рис.4.10. Расчетная схема и диаграмма напряжений УПЕК

По величинам P_n , Q_n и U_n , определенным по п.3.7, рассчитывается ток, протекающий через конденсаторы

$$I_n = (P_n^2 + Q_n^2)^{1/2} / (\sqrt{3} U_n), \quad (4.66)$$

по величине которого определяют реактивную мощность УПЕК (квар)

$$Q_{кп} = 3 I_n^2 X_{кп} 10^{-3}. \quad (4.67)$$

Последовательное включение УПЕК с емкостным сопротивлением $X_{кп}$ изменит режим работы двигателя, поэтому необходимо повторить расчеты P_n , $Q_{кп}$, $U_{кп}$ по формулам (4.66)...(4.67), т.е. выполнить итера-

цию. Итерация заканчивается, когда следующие значения величин $X_{кп}$, P_n , Q_n отличаются от предыдущих не больше, чем на (5 – 10)%.

Из табл.П.4.19 принимается тип конденсатора, емкость $C_{\bar{o}}$ и номинальная мощность $Q_{\bar{o}n}$ одной банки и определяется номинальный ток банки (А):

$$I_{\bar{o}n} = (314 \cdot 10^{-3} C_{\bar{o}} Q_{\bar{o}n})^{1/2} \quad (4.68)$$

где $C_{\bar{o}}$ - емкость одной банки принятого конденсатора, мкФ;

$Q_{\bar{o}n}$ - номинальная мощность банки, квар.

Количество параллельных ветвей УПЕК

$$n = I_n / I_{\bar{o}n} \quad (4.69)$$

округляется до ближайшей большей целой цифры n' .

Количество последовательно включенных конденсаторов в одной ветви равно

$$m = 314 \cdot 10^{-6} C_{\bar{o}} n' x_{кп}, \quad (4.70)$$

которое также округляется до ближайшего большего целого m' .

Фактическая мощность конденсаторов УПЕК (квар)

$$Q_{кп}' = 3 n' m' Q_{\bar{o}n} \quad (4.71)$$

Фактическое значение сопротивления (Ом) УПЕК равно:

$$X_{кп}' = Q_{кп}' / (3 \cdot 10^{-3} I_n^2), \quad (4.72)$$

откуда определяют фактическое отклонение напряжения (%) при применении УПЕК в момент пуска:

$$V' = V - Q_n' x_{кп}' / (10 U_n^2). \quad (4.73)$$

Далее определяют фактический ток двигателя при пуске

$$I_{n\phi} = k_{nn} I_{nn} (1 - V \cdot 10^{-2}), \quad (4.74)$$

по которому производят проверку выбранного конденсатора

$$I_{\bar{\sigma}} = I_{n\phi} / n_{\phi} < k_i I_{\bar{\sigma}n};$$

$$\Delta U_{\bar{\sigma}} = I_{\bar{\sigma}} x_{\bar{\sigma}n} < k_u \Delta U_{\bar{\sigma}n},$$

где k_i , k_u – коэффициенты допустимых перегрузок банки по току и напряжению, принимаемые из диапазона 1,1 – 1,2.

Приведенные затраты на УПЕК с достаточной точностью вычисляются по выражению

$$Z_{kn} = (E_n + E_a) (n' m' K_{kn} + K_{ay}), \quad (4.75)$$

где K_{kn} , K_{ay} – соответственно стоимости одной банки принятого типа конденсатора и аппаратуры управления УПЕК.

При выборе шага передвижки ПКТП в сопоставлении с вариантом использования УПЕК в случае, когда передвижка приводит к удлинению питающей линии, величину b в формуле (4.78) надо принимать равной

$$b = Z_{kn}. \quad (4.76)$$

Окончательное решение о применении УПЕК принимается на основе технико-экономического сравнения указанных выше способов обеспечения требуемого значения $V_{дон}$.

4.9. Расчет длины экскаваторного кабеля

Выбор длины экскаваторного кабеля – оптимизационная задача, так как чрезмерная длина кабеля обуславливает повышенную стоимость системы электроснабжения экскаватора и потери электроэнергии в кабеле, а недостаточная – рост затрат, связанных с простоями экскаватора при его переключениях по мере подвигания фронта горных работ. Следовательно, необходимо выбирать оптимальную длину кабеля, при которой суммарные затраты на его приобретение и эксплуатацию будут минимальными.

Экономически целесообразное значение длины экскаваторного кабеля (без кабельного барабана) $l_{эк}$ определяется по следующему [4] выражению

$$l_{\text{эк}} = \sqrt{\frac{B + C}{A_1 + A_2}} 10^3, \quad (4.77)$$

где A_1, A_2, B, C – постоянные для данного экскаватора коэффициенты, определяемые горно-технологическими условиями по следующим формулам:

$$\begin{aligned} A_1 &= (E_n + p_{a.кл})c_{кл} - k(E_n + p_{a.вл})c_{вл}; \\ A_2 &= I_{p.э}^2 c_o T_n \left(\frac{57}{s_{эк}} - \frac{40L_{эз}}{s_{вл} L_{\phi}} \right) 10^{-3}; \\ B &= \frac{L_{эз}}{k} \left(\frac{k_o c_{эс}}{T_{см}} N_{эс} + c_{np} \right) t_{np}; \\ C &= 0,575 (E_n + p_{a.вл})c_{оп} l_n L_{\phi}, \end{aligned} \quad (4.78)$$

где $p_{a.кл}, p_{a.вл}$ – нормы амортизационных отчислений соответственно кабельной и воздушной ЛЭП;

t_{np} – время простоя экскаватора при его переключении, ч.

$c_{кл}, c_{вл}$ – стоимости 1 км соответственно кабельной и воздушной ЛЭП, руб.;

k – параметр, зависящий от схемы электроснабжения экскаватора и равный при продольной схеме 0,87, при поперечной схеме – 1,74;

$I_{p.э}$ – расчетный ток экскаватора, А;

c_o – стоимость 1 кВт • ч электроэнергии по предприятию, р;

T_n – годовое время потерь, ч;

$s_{эк}, s_{вл}$ – сечения соответственно жил экскаваторного кабеля и проводов ВЛ, мм²;

$L_{эз}$ – годовое подвигание экскаваторного забоя, км/год;

L_{ϕ} – длина фронта горных работ, км;

K_o – коэффициент доплат;

$c_{эс}$ – тарифная ставка электрослесаря, занятого переключением, руб/смену;

$N_{эс}$ – количество электрослесарей, занятых переключением экскаватора;

$T_{см}$ - продолжительность смены, ч;

$C_{пр}$ - стоимость 1 ч простоя экскаватора, руб.;

$C_{оп}$ - стоимость 1 км поперечной ВЛ, р;

l_n - длина поперечной ЛЭП, км.

При определении $l_{эк}$ для экскаватора при продольной схеме электроснабжения значение C принимают равным нулю.

При поперечной схеме электроснабжения длина экскаваторного кабеля, определенная по формуле (4.77), должна быть увеличена на длину участка кабеля, прокладываемого в направлении, поперечном фронту горных работ (например, с уступа на уступ).

Выбранная длина экскаваторного кабеля должна удовлетворять условиям потери напряжения.

4.10. Расчет оптимального шага перемещения передвижных комплектных трансформаторных подстанций

Если в результате построения минимальной сети внутренней схемы электроснабжения оказывается целесообразным применение передвижных комплектных подстанций, то оптимальный шаг передвижки ПКТП-35-110/6-10 кВ определяется следующим образом [4]

$$\ell_{ш}^{онм} = (b/a)^{1/2}, \quad (4.79)$$

где a , b - параметры системы электроснабжения, определяемые выражениями:

$$a = E_n \cdot (C_{оп} \cdot n_p \pm C_{он} \cdot n_n) + 3c_o \cdot T_n \cdot [(\sum I_{pi}^2 \cdot r_{оп}) \pm I_{pn}^2 \cdot r_{он}] \cdot 10^{-3}; \quad (4.80)$$

$$b = [(1-\alpha) \cdot C_{ом} \cdot n_m \cdot \ell_m + C_{неп} + C_{нр} \cdot t_{нр}] \cdot V_{ф}, \quad (4.81)$$

где E_n - отраслевой нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;

$C_{он}$, $C_{ом}$, $C_{оп}$ - стоимости 1км соответственно питающей, магистральной и распределительной ЛЭП, р.;

c_o - стоимость 1кВт·ч электроэнергии, р.;

T_n - годовое время потерь электроэнергии, ч;

$r_{о.р}$, $r_{о.л}$ - удельные активные сопротивления соответственно распределительной и питающей ЛЭП, Ом/км;

I_{pn} , I_{pi} – расчетные токи соответственно питающей ЛЭП и i -го электроприемника, А;

α – коэффициент, учитывающий остаточную стоимость магистральной ЛЭП при ее переносе (при отсутствии данных можно принять $\alpha = 0.3$);

l_m – длина магистральной линии, км;

$C_{пер}$ – затраты на одну передвижку подстанции, включающие в себя расходы на транспортировку подстанции и стоимости выполненных при передвижке демонтажных и монтажных работ, р;

C_{np} – средняя стоимость 1 ч простоя электроприемников участка при передвижке подстанции, р;

T_{np} – длительность простоя электроприемников при передвижке подстанции, ч;

$V_{ф}$ – скорость годового подвигания фронта горных работ, км/год.

Выбор знака (+) или (-) в формуле (4.80) зависит от влияния изменения шага передвижки подстанции на длину питающей ЛЭП: если с увеличением шага передвижки длина питающей ЛЭП возрастает, то принимается знак (+), в противном случае – знак (-),

Стоимость простоя электроприемников участка при передвижке подстанции (составляющая $C_{np} \cdot t_{np}$ в (4.81)) может не учитываться в расчетах, если время, затрачиваемое на передвижку, совпадает со временем проведения профилактических работ, планово-предупредительных ремонтов оборудования участка и т.п.

Рассчитанное по (4.79) значение $\ell_{ш}^{onm}$ должно быть проверено по условию обеспечения допустимого уровня напряжения на зажимах сетевого двигателя наиболее мощного и удаленного от подстанции ЭП в момент его пуска.

Предельное значение шага $\ell_{ш}^{don}$ (км) передвижки подстанции для обеспечения последнего условия определяется следующим образом:

$$I_{ш}^{don} = \frac{10^3 U_n^2 n_{вл}}{k_n S_n} - \left(\frac{25 U_{\kappa} U_o^2 n_{вл}}{S_m} + 0.2 \frac{n_{вл}}{n_{кл}} l_{кл} + 0.5 l_m \right), \quad (4.82)$$

где U_n – номинальное напряжение сети, кВ;

S_n – номинальная полная мощность запускаемого двигателя, кВА;

k_n – номинальная кратность пускового тока;

U_o – напряжение холостого хода трансформатора передвигаемой подстанции, кВ;

$n_{вл}, n_{кл}$ – число параллельных воздушных и кабельных линий;

$l_{кл}$ – длина кабельной ЛЭП, км.

При выборе шага передвижки подстанции должно быть соблюдено условие

$$l_{и} \leq l_{и}^{onm}. \quad (4.83)$$

В случае, если значение $l_{и}^{onm}$, определенное по формуле (4.79), превышает величину $l_{и}^{\partial on}$ следует рассмотреть вопросы о целесообразности повышения мощности подстанции или (и) применения установки продольной емкостной компенсации.

Для этого необходимо определить и сравнить между собой следующие величины:

$$A = a(l_{и}^{\partial on} - l_{и}^{onm}) + b \frac{l_{и}^{onm} - l_{и}^{\partial on}}{l_{и}^{onm} l_{и}^{\partial on}}; \quad (4.84)$$

$$B = Z_2 - Z_1, \quad (4.85)$$

где Z_2 и Z_1 – ГПЗ на подстанции соответственно большей и меньшей мощности трансформатора, р.

Если $A > B$, то экономически целесообразно увеличить мощность трансформатора подстанции и принять шаг ее передвижки равным оптимальному значению $l_{и}^{onm}$.

Если $A \leq B$, то оставляется старый трансформатор и шаг передвижки подстанции принимается равным предельно допустимому значению $l_{и}^{\partial on}$.

5. РАСЧЕТ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

На карьерах в качестве специальных компенсирующих устройств используются синхронные двигатели главных приводов горных машин и установок и статические конденсаторы.

При проектировании средств КРМ суммарные расчетные активные P_p и реактивные Q_p нагрузки узлов нагрузки, подстанций и предприятия в целом известны.

Наибольшая суммарная реактивная нагрузка предприятия, принимаемая для определения мощности КРМ

$$Q_{M1} = k Q_p, \quad (5.1)$$

где k – коэффициент, учитывающий несовпадение во времени часов максимума активной нагрузки энергосистемы с часами максимума реактивной нагрузки предприятия. Величина $k = 0,9$ для предприятий черной и цветной металлургии, $0,85$ – для угольной, газовой и машиностроительной промышленности и $0,8$ – для торфопредприятий [30].

Значения P_p и Q_{M1} передаются энергоснабжающей организации для выполнения системных оптимизационных расчетов и определения входной реактивной мощности $Q_{\Sigma 1}$ и $Q_{\Sigma 2}$ в режимах наибольших и наименьших нагрузок предприятия.

По входной $Q_{\Sigma 1}$ определяется суммарная мощность компенсирующих устройств (КУ)

$$Q_{\kappa 1} = Q_{M1} - Q_{\Sigma 1}, \quad (5.2)$$

а в соответствии с $Q_{\Sigma 2}$ – регулируемая часть конденсаторной установки

$$Q_{\kappa 2} = Q_{\kappa 1} - Q_{\Sigma 2}. \quad (5.3)$$

Общая схема размещения компенсирующих устройств и порядок их расчета (цифры в круглых скобках) приведены на рис.5.1.

В первую очередь следует рассмотреть возможность и необходимость применения батарей статических конденсаторов (БСК) в узлах низковольтных нагрузок (например, на РП-0,4 кВ ремонтно-механического цеха по расположению ЭП на генплане предприятия).

Реактивная мощность ($Q_{нк}$, квар) низковольтного БСК для i - го узла нагрузки определяется по формуле

$$Q_{нк.i} = P_{сн.i} (tg\varphi_1 - tg\varphi_2), \quad (5.4)$$

где $P_{сн.i}$ – средняя активная нагрузка данного узла нагрузки, кВт;

$tg\varphi_1, tg\varphi_2$ - средневзвешенные коэффициенты реактивной мощности до и после применения БСК. Величину $tg\varphi_2$ можно определить по нормированному энергоснабжающей организацией значению или ориентировочно в пределах $\cos\varphi_n = 0,95 - 0,97$.

Если вычисленное значение $Q_{нк}$ меньше наименьшей мощности комплектной БСК, равной 50 квар, то для данного узла БСК не выбирается, поэтому расчеты по (5.1) нужно начинать с узла наибольшей средней активной мощностью.

Для определения величины недокомпенсированной (высоковольтной) реактивной нагрузки необходимо из значения средней активной нагрузки всего предприятия или отдельной ГПП вычесть суммарную $\sum P_{сн.i}$ тех n узлов низковольтной нагрузки, где приняты БСК

$$P_{вк} = P_c - \sum_{i=1}^n P_{сн.i}. \quad (5.5)$$

Тогда требуемая реактивная мощность ($Q_{вк}$, квар) высоковольтных компенсирующих устройств (6 - 10 кВ)

$$Q_{вк.i} = P_{вк} (tg\varphi_1 - tg\varphi_2). \quad (5.6)$$

При наличии на предприятии машин и установок с синхронными двигателями сначала определяют их возможную генерируемую реактивную мощность в зависимости от коэффициента α_{max} наибольшей допустимой перегрузки по реактивной мощности

$$Q_{сд} = \frac{\alpha_{max} P_n tg\varphi_n}{\eta_n}. \quad (5.7)$$

Значение α_{max} можно принимать по номограмме, приведенной в приложении на рис.П.7.4.

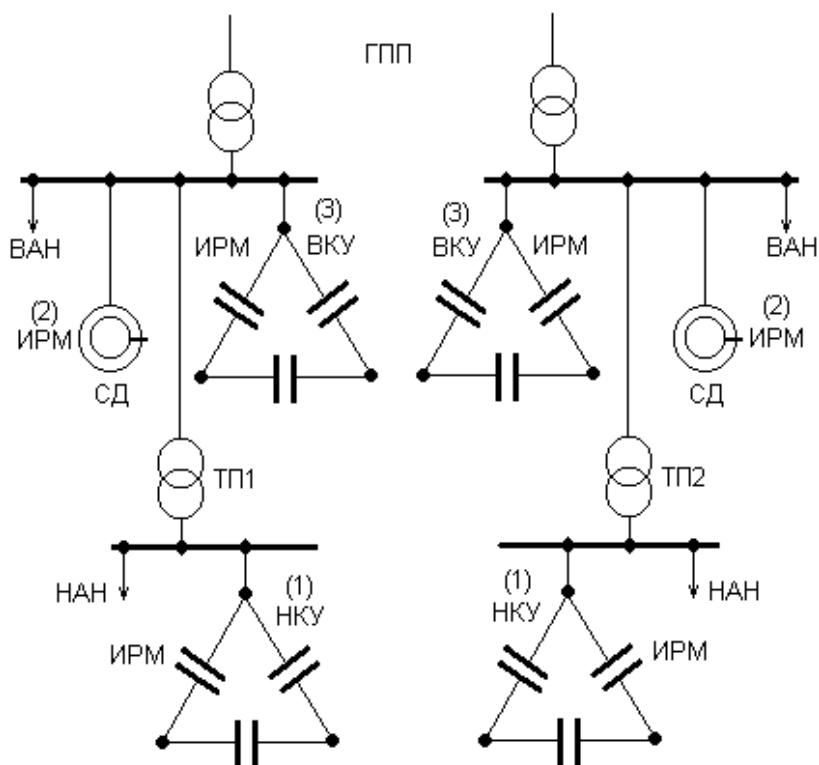


Рис.5.1. Схема размещения и порядок расчета

источников реактивной мощности (ИРМ) на предприятии:

1 -низковольтные (НКУ), 3 - высоковольтные (ВКУ) конденсаторные установки, 2 – синхронные двигатели (СД); ВАН, НАН – высоковольтная и низковольтная асинхронные нагрузки на шинах главной понизительной (ГПП) 220 – 35 / 6 – 10 кВ и трансформаторных подстанций 6 –10 / 0,4 кВ (ТП1 и ТП-2)

Если суммарная реактивная мощность синхронных двигателей $\sum Q_{cd}$ больше $Q_{вк}$, то необходимо ограничить ее значение величиной

$$\sum Q_{cd} = Q_{вк}. \quad (5.8)$$

При этом, как это видно, применение высоковольтных БСК не требуется, только необходимо соответственно снизить ток (напряжение) возбуждения синхронных двигателей.

Если же суммарная реактивная мощность синхронных двигателей ΣQ_{cd} меньше $Q_{вк}$, то необходимо принять к установке на шинах ГПП конденсаторные установки по числу секций шин c подстанции

$$Q_{ку} = (Q_{вк} - \Sigma Q_{cd}) / c. \quad (5.9)$$

При близком совпадении этой мощности с номинальной, указанной в табл.П.5.2, принимается к установке комплектная конденсаторная установка. В противном случае число однофазных конденсаторов одной БСК для обеспечения вычисленных по формулам (5.4) и (5.9) реактивных мощностей определяется для предварительно выбранного типа конденсатора по табл. П.5.1

$$n_k = \frac{Q_{ку}}{q_{нк} \left(\frac{U_{нк}}{U_n} \right)^2}, \quad (5.10)$$

где $Q_{ку}$ – реактивная мощность по (5.4) или (5.9), квар;

q_k – номинальная мощность конденсатора, квар;

$U_{нк}$, U_n – номинальное напряжение конденсатора и места его установки (шин ГПП), кВ.

Далее делением полученного значения на три и округлением до ближайшего целого определяют число конденсаторов на одну фазу. Как правило, эти конденсаторы соединяют в треугольник для обеспечения наибольшей реактивной мощности батареи статических конденсаторов.

6. РАСЧЕТ И ВЫБОР ЗАЩИТНЫХ И КОММУТАЦИОННЫХ УСТРОЙСТВ

6.1. Расчет защитного заземления

Расчет заземляющих устройств открытых горных разработок ведут исходя из нормированной допустимой величины сопротивления заземления. Согласно [2, 4] величина сопротивления заземления до наиболее удаленной электроустановки должна быть $R_{\text{н}} \leq 4$ Ом.

Величину допустимого сопротивления заземляющего устройства (Ом) проверяют по току однофазного замыкания на землю:

$$R_{\text{з}} = \frac{k}{I_{\text{з}}} , \quad (6.1)$$

где k - эмпирический коэффициент, равный $k = 125$ для электроустановок напряжением до и выше 1000 В и $k = 250$ при использовании заземления только для установок выше 1000 В;

$I_{\text{з}}$ - расчетный ток однофазного замыкания на землю, А.

Величина тока однофазного замыкания на землю определяют в зависимости от емкости фаз сети относительно земли

$$I_{\text{з}} = \omega U_{\text{ф}} C_{\Sigma} = 181,5 U_{\text{л}} C_{\Sigma} , \quad (6.2)$$

где C_{Σ} - суммарная емкость фазы сети относительно земли.

Величина C_{Σ} определяется составом подключенных элементов системы электроснабжения.

$$C_{\Sigma} = 3(C_{\text{в}} l_{\text{в}} + C_{\text{к}} l_{\text{к}} + C_{\text{м}} n_{\text{м}} + C_{\text{д}} n_{\text{д}} + C_{\text{э}} n_{\text{э}} + C_{\text{п}} n_{\text{п}}), \quad (6.3)$$

где $C_{\text{в}}$, $C_{\text{к}}$ - емкость фазы сети относительно земли соответственно на 1 км длины воздушной и кабельной линии, мкФ/км; $l_{\text{в}}$, $l_{\text{к}}$ - длины электрически связанных воздушных и кабельных линий, км; $C_{\text{м}} n_{\text{м}}$, $C_{\text{д}} n_{\text{д}}$, $C_{\text{э}} n_{\text{э}}$, $C_{\text{п}} n_{\text{п}}$ - удельные емкости и количество трансформаторов (КТП), высоковольтных двигателей, экскаваторов и приключательных пунктов.

Значения емкостей для ЛЭП – 6 кВ (мкФ/км) можно вычислять по формулам, полученным обработкой данных [52]:

- для воздушных линий $C_6 = 10^{-3}(0,056 s + 5);$
- для гибких кабелей $C_2 = 10^{-3}(2,4 s + 240);$
- для бронированных кабелей $C_6 = 10^{-3}(1,3 s + 100).$

Значения емкостей для каждой единицы остальных элементов приведены в приложении в табл.П.6.1.

В качестве допустимого сопротивления заземляющего устройства следует принимать наименьшее из нормированного значения по ЕПБ и значения,вычисленного по току однофазного замыкания на землю, но не более 4 Ом.

В районах с удельным сопротивлением земли в наиболее неблагоприятное время года более 500 Ом м (в скалистых грунтах и в районах многолетней мерзлоты), если мероприятия по повышению эффективности заземления, предусматриваемые в ПУЭ, не позволяют получить приемлемые по экономическим соображениям заземлители, допускается увеличивать допустимое сопротивление (Ом) до значения [4]

$$R_n \leq 4\rho / 500, \quad (6.4)$$

где ρ - удельное максимальное сопротивление грунта, Ом · м.

Значения ρ приведены в табл. П. 6.2, при этом указанные величины надо принимать для предварительных расчетов. При проектировании заземляющего устройства значение ρ следует принимать равным значению, определенному непосредственными измерениями. На плохо проводящих грунтах рекомендуется: устройство заглубленных заземлителей, если на большей глубине ρ снижается; обработка почвы раствором поваренной соли, содой и т. п.; сооружение выносных заземлителей, если вблизи (до 1 – 2 км) от заземляемых электроустановок имеются места с более низким значением удельного сопротивления (ρ).

В районах вечной мерзлоты рекомендуется размещать ЦЗУ в непромерзающие и талые водоемы артезианские скважины, применять протяженные заземлители на глубине 0,5 м.

Сопротивление центрального заземлителя $R_{цз}$ (Ом

$$R_{цз} = R_n - R_{зн}, \quad (6.5)$$

где $R_{зн}$ — сопротивление заземляющих проводников от центрального заземлителя до наиболее удаленного заземляемого электроприемника, Ом.

В качестве главных заземлителей должны использоваться [2] заземлители подстанций напряжением 35/10-6 кВ или КРП6-10 кВ, искусственные и естественные заземлители.

Использование заземлителей подстанций напряжением 110 кВ и выше, а также тяговых и совмещенных тяговопонижительных подстанций в качестве главного заземлителя электроустановок на открытых горных работах, питающихся от системы электроснабжения с изолированной нейтралью, не допускается.

Если на карьере имеются естественные заземлители (обсадные трубы скважин и т. п.), которые используются при устройстве центрального заземления, то сопротивление искусственного заземлителя можно вычислить по формуле

$$R_{из} = \frac{R_{цз} R_{ез}}{R_{ез} - R_{цз}}, \quad (6.6)$$

где $R_{ез}$ — сопротивление естественного заземлителя, Ом.

Сопротивление заземляющих проводников (Ом) от центрального заземлителя до наиболее удаленной заземляемой электроустановки

$$R_{зн} = R_{мз} + R_{зжс}, \quad (6.7)$$

где $R_{зжс}$ — сопротивление заземляющей жилы гибкого кабеля от магистрали до электроустановки, Ом; $R_{мз}$ — сопротивление магистрального заземляющего провода, Ом.

Сопротивление магистрального заземляющего провода (Ом), проложенного по опорам воздушных ЛЭП:

$$R_{мз} = r_{о.мз} l_{мз}, \quad (6.8)$$

где $l_{мз}$ - длина магистрали заземления, км; $r_{о.мз}$ - удельное активное сопротивление заземляющего провода, Ом/км.

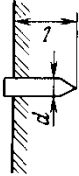
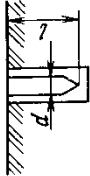
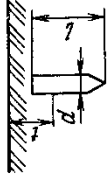
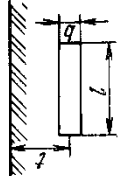
Сопротивление заземляющей жилы гибкого кабеля

$$R_{зжс} = r_{о.зжс} l_{зжс}, \quad (6.9)$$

где $l_{зжс}$ - длина заземляющей жилы кабеля, км; $r_{о.зжс}$ - удельное активное сопротивление заземляющей жилы кабеля, Ом/км.

Таблица 6.1

Сопротивление растеканию одиночного заземлителя

Схема расположения заземлителя	Тип заземлителя	Формулы расчета сопротивления растеканию	Типовые параметры заземлителя	Сопротивление растеканию, Ом	Примечание
	Вертикальный	$R = \frac{\rho_{расч}}{2\pi l} \ln \frac{4l}{d}$	Круглая сталь: $d \approx 12 \text{ мм}; l \approx 5 \text{ м}$ $d \approx 16 \text{ мм}; l \approx 5 \text{ м}$ Угловая сталь: $50 \times 50 \times 5 \text{ мм}; l \approx 2,5 \text{ м}$ $60 \times 60 \times 5 \text{ мм}; l \approx 2,5 \text{ м}$	$R \approx 0,236 \rho_{расч}$ $R \approx 0,227 \rho_{расч}$	$l > d$
	Вертикальный (в скважине)	$R = \frac{\rho_{расч}}{2\pi l} \ln \frac{4l}{d}$	Круглая сталь: $d \approx 12 \text{ мм}; l \approx 20 \text{ м}$ $d \approx 16 \text{ мм}; l \approx 20 \text{ м}$	$R \approx 0,071 \rho_{расч}$ $R \approx 0,068 \rho_{расч}$	$l > d$
	Вертикальный (углубленный)	$R = \frac{\rho_{расч}}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right)$	Полосовая сталь: $25 \times 4 \text{ мм}; l \approx 20 \text{ м}$ $40 \times 4 \text{ мм}; l \approx 20 \text{ м}$	$R \approx 0,069 \rho_{расч}$ $R \approx 0,066 \rho_{расч}$	$l > d$
	Горизонтальный	$R = \frac{\rho_{расч}}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bt}$	Круглая сталь: $d \approx 12 \text{ мм}; l \approx 5 \text{ м}$ $d \approx 16 \text{ мм}; l \approx 5 \text{ м}$ Угловая сталь: $50 \times 50 \times 5 \text{ мм}; l \approx 2,5 \text{ м}$ $60 \times 60 \times 5 \text{ мм}; l \approx 2,5 \text{ м}$ Полосовая сталь: $25 \times 4 \text{ мм}; l \approx 50 \text{ м}$ $40 \times 4 \text{ мм}; l \approx 50 \text{ м}$	$R \approx 0,227 \rho_{расч}$ $R \approx 0,218 \rho_{расч}$ $R \approx 0,318 \rho_{расч}$ $R \approx 0,304 \rho_{расч}$	$l > d$ $l \approx 0,7 \frac{t}{b}$ $\frac{l}{2t} \geq 2,5$
				$R \approx 0,043 \rho_{расч}$ $R \approx 0,041 \rho_{расч}$	Если электрод круглый диаметром d , то $b \approx 2d$

Количество одиночных заземлителей (электродов) центрального заземляющего устройства

$$n = \frac{R}{R_{из} \eta_u}, \quad (6.10)$$

где R — сопротивление растеканию одного электрода заземления (Ом), определяемое для наиболее распространенных типов заземлителей по формулам, приведенным в табл. 6.1;

η_u - коэффициент использования электродов центрального заземлителя, принимаемый по табл. П. 6.3.

При отсутствии измеренных значений удельного сопротивления можно пользоваться данными табл. П. 6.2, при этом

$$\rho_{расч} = \rho_{табл} k_{max}, \quad (6.1)$$

где k_{max} — коэффициент, учитывающий сезонные колебания удельного сопротивления грунта по табл. П. 6.4.

Для заземлителей, расположенных ниже глубины промерзания или постоянно расположенных в промерзшем слое, значения $k_{max} = 1$.

В качестве искусственных заземлителей используют вертикально расположенные в грунте стальные трубы, угловую сталь длиной 2 – 3 м и толщиной стенки не менее 4 мм, стальные стержни диаметром 10 – 16 мм и длиной 4 – 5 м, а также горизонтально расположенные заглубленные стальные полосы. Вертикальные заземлители могут быть расположенными на уровне земли или заглубленными

Сопротивление растеканию горизонтальных полос, соединяющих вертикальные электроды заземлителя, в расчетах обычно не учитываются, однако их учет может понадобиться при необходимости повысить точность расчетов с целью снижения количества электродов ЦЗУ.

Сечение магистральных заземляющих стальных, сталеалюминиевых и алюминиевых многопроволочных проводов должно быть не менее 35 мм², диаметр стальных однопроволочных проводов - не менее 6 мм.

На карьерах должно применяться защитное заземление с общей заземляющей сетью для электроприемников до и выше 1000 В. Напряжение прикосновения при этом должно быть не более 40 В.

При проектировании крупных карьеров следует предусматривать сооружение более одного центрального заземляющего устройства (ЦЗУ) с тем, чтобы расстояние от наиболее удаленного заземляемого электрооборудования до ЦЗУ было не более 2 км.

6.2. Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов к. з. в электроустановках
напряжением выше 1000 В

Для выбора электрической аппаратуры и проводников, расчета уставок защиты и ее проверки, средств ограничения токов короткого замыкания (к. з.) и расчета динамической и термической устойчивости аппаратов и жестких шин [29] необходимо определить величины токов к. з.

В электроустановках напряжением до и выше 1000 В при определении токов к. з. следует исходить из того, что:

- все источники, участвующие в питании рассматриваемой точки к. з., работают одновременно с номинальной нагрузкой;
- все синхронные машины имеют автоматические регуляторы напряжения и устройства быстродействующей форсировки возбуждения;
- короткое замыкание наступает в момент, когда ток к. з. имеет наибольшее значение;
- электродвижущие силы всех источников питания совпадают по фазе, а частота вращения роторов асинхронных и синхронных машин не изменяется за время к. з.;
- расчетное напряжение каждой ступени принимается на 5% выше номинального напряжения сети;
- обязательно учитывается влияние (подпитка точки к. з.) от возникновения к. з. присоединенных к данной сети синхронных компенсаторов, синхронных и асинхронных электродвигателей, кроме следующих случаев для асинхронных электродвигателей:

а) для времен третьего периода и более от момента возникновения к. з.;

б) для времен менее третьего периода при мощности до 100 кВт в единице, если источники отделены от места к. з. не меньше чем одной трансформацией, а также при любой мощности, если они отделены от места к. з. двумя или более трансформациями или если ток от них может поступать к месту к. з. только через те элементы, по которым протекает основной ток к. з. от сети и которые имеют существенное сопротивление (линии, трансформаторы и т. п.).

Расчетный ток к. з. следует определять исходя из условия повреждения в такой точке рассматриваемой цепи, в которой при коротком замыкании аппараты и проводники находятся в наиболее тяжелых условиях.

Определение токов к. з. производится по расчетной схеме (рис.6.1) длительного возможного эксплуатационного режима электроустановки, в

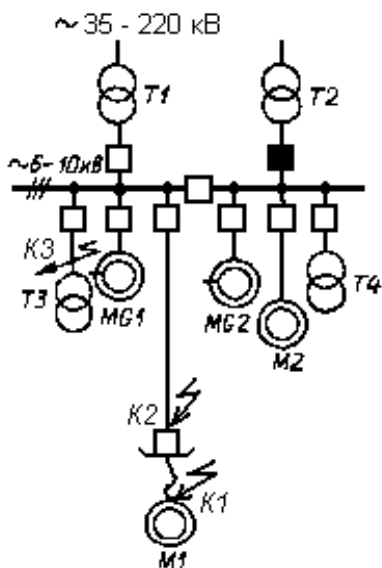


Рис. 6.1. Расчетные режимы и точки к. з. для выбора аппаратов и проводников

ний со стальными проводами.

Для упрощения определения токов к. з. расчетная схема заменяется эквивалентной схемой замещения. В эквивалентной схеме магнитно-связанные цепи заменяются электрическими связями, все элементы схемы выражают в относительных единицах, что позволяет использовать типовые характеристики источников ЭДС (генераторов, асинхронных и синхронных двигателей и т. д.).

При выражении расчетных величин в системе относительных единиц необходимо выбрать базисную мощность S_b (ее принимают за единицу) и базисное напряжение U_b .

В общем случае величина базисной мощности выражается в МВ.А и может быть взята произвольно. Для упрощения вычислений базисную мощность принимают равной суммарной мощности энергосистемы или принимают равной 1000, 500, 300, 100 МВ.А и т. п.

Базисное напряжение по ПУЭ для всех элементов схемы, кроме реакторов, должно быть равно номинальному вторичному напряжению понизительных трансформаторов из ряда 330, 230; 115; 37; 21; 10,5; 6,3;

схему вводятся все источники питания, участвующие в питании места к. з. и все элементы схемы электроснабжения (трансформаторы, линии, реакторы и т. п.), расположенные между источниками и местом к. з. Резервные установки, включенные при нормальном режиме, указываются на расчетной схеме.

В электроустановках напряжением выше 1000 В учитывают обычно только индуктивные сопротивления короткозамкнутой цепи, так как для них, как правило, соблюдается соотношение $r_\Sigma < 1/3 X_\Sigma$, где r_Σ и X_Σ - эквивалентные активные и реактивные сопротивления цепи до места к. з. Активные сопротивления учитывают при протяженных воздушных и кабельных линиях малого сечения и воздушных ли-

3,15 кВ. За основную базисную принято брать ту ступень, на которой намечается наибольшее количество точек к. з.

Тогда базисный ток можно определить по формуле

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3}U_{\bar{\sigma}}}. \quad (6.10)$$

Вычисление величин сопротивлений элементов схемы в относительных единицах при базисных условиях производят по приведенным ниже формулам.

Реактивное сопротивление генераторов, компенсаторов, двигателей (активным сопротивлением пренебрегают)

$$X_{*\bar{\sigma}} = \frac{x_d'' S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном}}, \quad (6.11)$$

где x_d'' - сверхпереходное реактивное сопротивление генератора (двигателя) в относительных единицах при номинальных условиях (при отсутствии точных данных величину x_d'' можно принять по табл. П. 6.5);

$S_{ном}$ - номинальная генератора (двигателя), МВ.А.

Реактивное сопротивление двухобмоточных трансформаторов

$$X_{*\bar{\sigma}} = \frac{U_{\kappa} S_{\bar{\sigma}}}{100 S_{ном}}, \quad (6.12)$$

где U_{κ} - напряжение к. з. трансформатора, %.

Для трехобмоточного трансформатора реактивное сопротивление определяется отдельно для обмоток (рис. 6.2.):

высшего напряжения

$$X_{*\bar{\sigma}B} = \frac{U_{\kappa B} S_{\bar{\sigma}}}{100 S_{ном.B}}; \quad (6.13)$$

среднего напряжения

$$x_{*бC} = \frac{U_{кC} S_{\delta}}{100 S_{ном.C}}; \quad (6.14)$$

низшего напряжения

$$x_{*бH} = \frac{U_{кH} S_{\delta}}{100 S_{ном.H}}, \quad (6.15)$$

где $U_{кB}$, $U_{кC}$, $U_{кH}$ - напряжения к. з. обмоток высшего, среднего и низшего напряжения (%), вычисляемые по формулам (3.30);

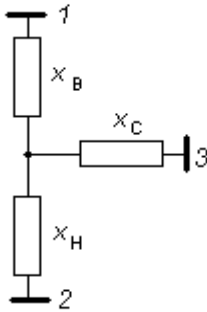


Рис. 6.2. Схема замещения трехобмоточного трансформатора

$$x_{*бB} = \frac{U_{кB} S_{\delta}}{100 S_{ном.B}}; \quad (6.13)$$

среднего напряжения

$$x_{*бC} = \frac{U_{кC} S_{\delta}}{100 S_{ном.C}}; \quad (6.14)$$

низшего напряжения

$$x_{*бH} = \frac{U_{кH} S_{\delta}}{100 S_{ном.H}}, \quad (6.15)$$

где $U_{кB}$, $U_{кC}$, $U_{кH}$ - напряжения к. з. обмоток высшего, среднего и низшего напряжения (%), вычисляемые по формулам (3.30);

$S_{ном.B}$, $S_{ном.C}$, $S_{ном.H}$ - номинальные мощности соответствующих обмоток трансформатора.

Схема замещения двухобмоточного трансформатора с расщепленной вторичной обмоткой [29, 30] аналогична схеме трехобмоточного трансформатора, а реактивные сопротивления обмоток определяют по соответствующим формулам:

высшего напряжения

$$x_{*бB} = \frac{U_{кBH} S_{\delta}}{100 S_{ном.}} \left(1 - \frac{K_p}{4}\right); \quad (6.16)$$

низших напряжений

$$x_{*6H1} = x_{*6H2} = \frac{U_{\kappa BH} S_{\bar{\sigma} p}}{100 S_{ном.H}} \frac{K_p}{2}, \quad (6.17)$$

где K_p - коэффициент расщепления, равный $K_p = U_{\kappa H} / U_{\kappa BH}$, т. е. отношению напряжения к. з. между частями расщепленной вторичной обмотки к «сквозному» напряжению к. з. Учитывая незначительный разброс конструкций трансформаторов, можно принять $K_p = 3,5$.

Реактивное сопротивление реактора определяется по формуле

$$x_{*6} = \frac{x_p S_{\bar{\sigma}} U_n}{100 \sqrt{3} I_n U_{\bar{\sigma}}^2}, \quad (6.18)$$

где x_p - реактивное сопротивление реактора в %;

U_n - номинальное напряжение реактора, кВ;

I_n - номинальный ток реактора, кА.

Схема замещения двоянного реактора аналогична схеме трехобмоточного трансформатора и его реактивные сопротивления определяют по формулам

$$x_{*61} = -k_c \frac{x_p S_{\bar{\sigma}} U_n}{100 \sqrt{3} I_n U_{\bar{\sigma}}^2}; \quad (6.19)$$

$$x_{*62} = x_{*63} = (1 - k_c) \frac{x_p S_{\bar{\sigma}} U_n}{100 \sqrt{3} I_n U_{\bar{\sigma}}^2}, \quad (6.20)$$

где k_c - коэффициент связи, обычно $k_c = -(0,4 - 0,5)$.

Реактивное и активное сопротивления линий электропередачи определяются по формулам:

$$x_{*6} = x_0 l \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2}; r_{*6} = r_0 l \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2}, \quad (6.21)$$

где x_0 и r_0 - реактивное и активное сопротивление 1 км линии, Ом/км;

l - длина линии, км.

Величину r_0 принимают по справочным данным (табл. П.4.9 и П.4.10) или по формуле

$$r_0 = 1000 / (\gamma s), \quad (6.22)$$

где γ - удельная проводимость проводов, м/(Ом·мм²); для медных проводов $\gamma = 53$, для алюминиевых и сталеалюминиевых $\gamma = 32$, для стальных проводов $\gamma = 17$;

s —сечение провода одной фазы, мм².

Средние значения X_0 приведены в табл. П. 4.10 и П.6.21.

Для определения мощностей и токов к. з. исходную схему рис.6.1 нужно преобразовать и привести к виду рис.6.3 по правилам, приведенным в табл. П. 6.6.

Для систем электроснабжения горно-обогатительных комбинатов характерна схема питания точки к. з. от энергетической системы мощностью ΣS_c и дополнительно от генераторов местной электростанции или крупных двигателей мощностью ΣS_m (рис. 6.3).

Источником питания мощностью S_m можно пренебречь, если будут выполняться соотношения

$$\frac{\sum X_{*} \bar{\sigma}_{.m}}{\sum X_{*} \bar{\sigma}_{.c}} \geq 20 \quad \text{и} \quad \frac{\sum S_m}{\sum S_c} \leq 0,05. \quad (6.23)$$

Источники питания можно объединить при условии

$$\frac{\sum S_c \sum X_{*} \bar{\sigma}_{.c}}{\sum S_m \sum X_{*} \bar{\sigma}_{.m}} = 0,4...2,5. \quad (6.24)$$

Сопротивления участков цепи к. з. по в общем случае определяется как полное относительное сопротивление элементов, приведенное к базисным условиям,

$$\sum Z_{*\bar{\sigma}.} = \sqrt{(\sum X_{*\bar{\sigma}.})^2 + (\sum r_{*\bar{\sigma}.})^2}. \quad (6.25)$$

При $\sum r_{*б} \leq (1/3) \sum x_{*б}$ полное относительное сопротивление принимают равным относительному реактивному сопротивлению $\sum r_{*б} \cong \sum x_{*б}$.

Пользуясь эквивалентной схемой, определяют результирующие сопротивления $\sum x_{*б}^*$ и $\sum r_{*б}^*$.

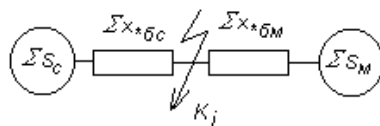


Рис.6.3 Эквивалентная схема замещения
к расчету тока к.з.

По известному результирующему сопротивлению определяют расчетное сопротивление цепи короткого замыкания от каждого источника (источников) до точки к. з.

$$x_{*p} = \frac{\sum x_{*б} \sum S_n}{S_б}, \quad (6.26)$$

где $\sum S_n$ - суммарная номинальная мощность источников ветви питания места к. з., МВ.А.

Целью расчетов является определение величины мощности и составляющих тока к. з.:

$I_{t=0}$ - начального значения периодической составляющей тока к. з.;

$I_{t=0,2}$ - значения тока к. з. через 0,2 с после возникновения к. з.;

$I_{t=\infty}$ - действующего значения установившегося тока к. з.;

i_y - ударного тока к. з. (максимального амплитудного значения тока к. з.);

I_y - наибольшего действующего значения полного тока к. з. (действующего значения полного тока к. з. за первый период от начала к. з.);

$S_{t=0,2}$ - мощность к. з. через 0,2 с после возникновения к. з.

Если точка к. з. питается от источника бесконечно большой мощности или $x_{*p} > 3$, то расчет ведется аналитическим методом и периодическая составляющая тока к. з. принимается неизменной за все время к. з. и определяется по формуле

$$I_{t=0} = I_{t=0,2} = I_{t=\infty} = \frac{I_{\delta}}{\sum Z_{*\delta}}. \quad (6.27)$$

Во всех других случаях вычисление периодической составляющей тока к. з. производится по расчетным кривым затухания при помощи формулы

$$I_t = I_t^* \sum I_{ном}, \quad (6.28)$$

где I_t^* - относительные периодические составляющие тока к. з., определяемые для различных моментов времени $t = 0$; $t = 0,2$; $t = \infty$ и расчетных сопротивлений $X_{расч}$ по расчетным кривым затухания на рис. П. 6.1 и П. 6.2;

$\sum I_{ном}$ -суммарный номинальный ток источников питания,

$$\sum I_{ном} = \frac{S_{н\Sigma}}{\sqrt{3}U_n}. \quad (6.29)$$

Мощность трехфазного к. з. для времени $t = 0,2$ с, соответствующего моменту разрыва дуги выключателя, определяется по формуле

$$S_{t=0,2} = \sqrt{3}U_{\delta} I_{t=0,2}. \quad (6.30)$$

Максимальное (амплитудное) значение полного ударного тока к. з. определяется из выражения

$$i_y = k_y \sqrt{2} I_{t=0}, \quad (6.31)$$

где k_y - ударный коэффициент.

Для высоковольтных цепей с преобладанием индуктивного сопротивления $\sum r_{*\delta} \leq (1/3) \sum X_{*\delta}$, поэтому значение k_y можно принять равным 1,8, а во всех остальных случаях k_y надо определять по рис. П. 6.3.

Действующее значение тока к. з. за первый период определяется по формуле

$$I_y = I_{t=0} \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2}. \quad (6.32)$$

Токи двухфазного к. з. могут быть определены через токи трехфазного к. з. следующим образом:

$$I_{t=0}^{(2)} = 0,87 I_{t=0}^{(3)}; i_y^{(2)} = 0,87 i_y^{(3)}; I_{t=\infty}^{(2)} = 0,87 I_{t=\infty}^{(3)}. \quad (6.33)$$

Особенности расчета токов короткого замыкания в системах электроснабжения напряжением до 1000 В

Расчет токов короткого замыкания в системах электроснабжения напряжением до 1000 В требуется для проверки работы электроаппаратов и проводников в режиме сверхтоков, а также для проверки автоматического отключения линий в сетях до 1000 В с глухозаземленной нейтралью при возникновении замыканий на корпус.

В соответствии с ПУЭ по режиму к. з. в электроустановках напряжением до 1000 В проверяются только распределительные щиты, токопроводы и силовые шкафы. Стойкими при токах к. з. являются те аппараты и проводники, которые при расчетных условиях выдерживают воздействия этих токов, не подвергаясь электрическим, механическим и иным разрушениям. Для проверки коммутационной способности автоматов и предохранителей используется начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания I_{n0} , кА

$$I_{n0} = \frac{U_{cp.n}}{\sqrt{3} \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}}, \quad (6.34)$$

где $U_{cp.n}$ - среднее номинальное напряжение ступени, на которой находится точка к. з. ($U_{cp.n} = 690, 400, 230, 127$ В);

x_{Σ} , r_{Σ} - суммарное активное и реактивное сопротивления цепи короткого замыкания, мОм.

Схема замещения для расчета тока трехфазного к. з. может быть представлена в виде цепочки (рис.6.4) последовательно включенных сопротивлений, расположенных между точкой короткого замыкания и шинами высшего напряжения цехового трансформатора, на которых приложено среднее номинальное напряжение $U_{cp.n}$, приведенное ко вторичной обмотке трансформатора.

Рекомендуется при расчете тока к. з. учитывать сопротивление x_c системы, примыкающей к цеховому трансформатору, что дает некоторое

уточнение при расчете электрически неудаленных к. з. за мощным цеховым трансформатором (1600, 2500 кВ.А) при относительно небольшой мощности системы, которая характеризуется током или мощностью к. з. на шинах высшего напряжения цеховой подстанции. В частности, сопротивление системы учитывается если $S_C < 50S_H$, где S_C - мощность системы; S_H - номинальная мощность трансформатора, за которым рассчитывается ток короткого замыкания. При этом схема замещения принимает вид рис. 6.4, б.

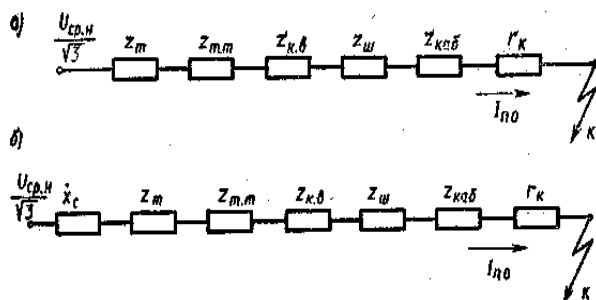


Рис.6.4. Схема замещения для расчета тока трехфазного к. з.

В соответствии с рис. 6.4 активные и индуктивные сопротивления короткозамкнутой цепи определяются следующим образом:

$$\begin{aligned} r_{\Sigma} &= r_m + r_{m.m} + r_{к.б} + r_{ш} + r_k + r_{каб}; \\ X_{\Sigma} &= X_m + X_{m.m} + X_{к.б} + X_{ш} + X_{каб} + X_c^*, \end{aligned} \quad (6.35)$$

где r_m и X_m - активное и индуктивное сопротивления понижающего трансформатора;

$r_{m.m}$ и $X_{m.m}$ - активное и индуктивное сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока;

$r_{к.б}$ и $X_{к.б}$ - активное и индуктивное сопротивления токовых катушек автоматических выключателей;

$r_{ш}$ и $X_{ш}$ - активное и индуктивное сопротивления ши-ноповодов;

r_k - суммарное сопротивление контактных соединений;

$r_{каб}$ и $X_{каб}$ - активное и индуктивное сопротивления кабелей.

Индуктивное сопротивление внешней системы до понижающего трансформатора, приведенное к ступени низшего напряжения, равно

$$x_c^* = x_c \frac{U_{cp.n}^2}{U_{cp.в}^2}. \quad (6.36)$$

где $U_{cp.в}$ - среднее номинальное напряжение ступени, соответствующей обмотке высшего напряжения трансформатора:

$$x_c = \frac{U_{cp.в}^2}{S_{н.отк}}, \quad (6.37)$$

где $S_{н.отк}$ - номинальная мощность отключения выключателя, установленного в сети питания понижающего трансформатора.

Значения r_m и x_m , (МОм), принимаются по справочным таблицам или определяются по формулам:

$$r_m = \frac{\Delta P_{\kappa} U_n^2}{S_n^2}; \quad x_m = \sqrt{z_m^2 - x_m^2}; \quad z_m = \frac{U_{\kappa} U_n^2}{S_n}, \quad (6.38)$$

где S_n - номинальная мощность трансформатора, кВ-А;

U_n - номинальное напряжение обмотки низшего напряжения, В;

ΔP_{κ} - потери короткого замыкания, кВт;

U_{κ} - напряжение короткого замыкания, %.

Значения ΔP_{κ} и U_{κ} принимают по табл. П. 3.1 – П. 3.3, сопротивлений проводников и кабелей – по табл. П. 4.9 и П. 4.10, шинопроводов – по табл. П. 6.7, катушек автоматических выключателей – по данным табл. П. 6.8, трансформаторов тока - по табл. П. 6.9.

Суммарное сопротивление различных контактных соединений r_{κ} носит выраженный вероятностный характер и зависит от таких факторов, как состояние контактных поверхностей, степени затяжки болтов, силы сжатия пружины и др. При этом сопротивление контактных соединений может существенно влиять на ток трехфазного к. з., снижая его на 50 % и более.

Суммарное сопротивление контактов (активное) в соответствии с ПУЭ можно принимать:

- для распределительных щитов на подстанциях - 15 МОм;

- для первичных цеховых распределительных щитков и на зажимах аппаратов, питаемых радиальными линиями от щитов трансформаторных подстанций или от магистралей, - 20 мОм;

- для вторичных цеховых распределительных пунктов и на зажимах аппаратов, питаемых от первичных распределительных пунктов, - 25 мОм;

- для аппаратуры, установленной непосредственно у приемников электрической энергии, получающих питание от вторичных распределительных пунктов, - 30 мОм.

Для проверки коммутационной способности автоматов и предохранителей требуется знать наибольшее действующее значение полного тока к. з. I_y , кА

$$I_y = I_{n0} \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2}, \quad (6.39)$$

где $k_y = 1 + e^{-0,01/T}$ - ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени нагрева T .

Постоянная T определяется отношением результирующего реактивного сопротивления короткозамкнутой цепи X_Σ к ее результирующему активному сопротивлению r_Σ

$$T = \frac{X_\Sigma}{3,14 r_\Sigma}. \quad (6.40)$$

Ориентировочные значения для рассматриваемых электроустановок лежат в пределах $1,0 \leq k_y \leq 1,5$, причем большие значения соответствуют точкам к. з., расположенным вблизи выводов трансформаторов цеховых подстанций, а меньшие - более удаленным точкам. Приблизленно для трансформаторов с $S_{TH} = 630 - 1000$ кВ.А и $U_K = 5,5$ % значение $k_y = 1,3$; для трансформаторов мощностью $S_{TH} = 100 - 400$ кВ.А значение $k_y = 1,2$; для удаленных точек $k_y = 1$.

Для проверки электродинамической стойкости аппаратов и проводников требуется расчет ударного тока к. з. по (6.31).

Для проверки термической стойкости нужно знать тепловой импульс $В_к$, который воздействует на проверяемый аппарат или проводник при протекании по нему тока к. з. за время $t_{отк}$. Если принять периодическую составляющую тока к. з. неизменной, т. е. $I_{n0} = I_\infty$, что близко к истине в электроустановках напряжением до 1000 В из-за их большой электрической удаленности от основных источников питания, то тепловой импульс к. з. можно найти по формуле

$$B_{\kappa} = I_{n0}^2 (T + t_{отк}), \quad (6.41)$$

где $t_{отк}$ - время отключения тока короткого замыкания, с.

При проектировании системы электроснабжения промплощадок для проверки быстрого и надежного отключения однофазных к. з. в сетях напряжением до 1000В с глухозаземленной нейтралью (сети 380/220 В промпредприятий) необходимо рассчитать минимальное значение тока однофазного к. з. I_{n01} Очевидно, что при этом расчетная точка к. з. должна выбираться в конце каждого участка сети, защищаемого автоматом или предохранителем.

В принятой проектной практике расчет однофазных к. з. для проверки их автоматического отключения упрощается. В частности, ток однофазного к. з. (кА) определяется лишь с учетом сопротивлений силового трансформатора и линии по формуле

$$I_{n01} = \frac{U_{cp.n}}{\sqrt{3}(z_m/3 + z_n)}, \quad (6.42)$$

где $z_m/3$ - полное сопротивление фазы трансформатора, мОм;

z_n - полное сопротивление петли фаза - нуль линии от шин низшего напряжения трансформатора до точки к. з. Для трансформаторов мощностью более 630 кВ. А сопротивление фазы трансформатора можно принять равным нулю.

Сопротивление, мОм, петли фаза - нуль состоит из ряда последовательно соединенных сопротивлений и равно

$$z_n = \sqrt{(r_{\phi} + r_o)^2 + (x_{\phi} + x_o + x_g)^2}, \quad (6.43)$$

где r_{ϕ} , r_o - активные сопротивления фазного и нулевого (защитного) проводов, мОм;

x_{ϕ} , x_o - индуктивные сопротивления фазного и нулевого проводов, мОм;

x_n - сопротивление взаимоиנדукции петли фаза-нуль, мОм.

Индуктивные сопротивления медных и алюминиевых проводов малы и ими можно пренебречь.

Сопротивление взаимоиנדукции зависит от расстояния между проводами D и их диаметра d . Обычно при отдельно проложенных нулевых защитных проводах принимают $x_n = 0,6$, а при прокладке кабелей или проводов в стальных трубах значением x_n можно пренебречь.

В случае использования в качестве нулевого защитного проводника стальных труб, корпуса шинопроводов сопротивления их можно определить по нижеприведенным формулам.

Сопротивление трубы, мОм

$$r_{mp} = \frac{4l10^3}{\gamma\pi(D_n^2 - D_e^2)}, \quad (6.44)$$

где γ - удельная проводимость стали (обычно $\gamma = 10,2$ м/(Ом.мм²);

l - длина участка трубы, м;

D_n, D_e - наружный и внутренний диаметры трубы, мм.

Технические данные труб приведены в табл. П.6.10 и П. 6.11.

Сопротивление короба шинопровода, мОм

$$z_{кор} = 2l\sqrt{r_{\phi}^2 + x_{\phi}^2}10^3, \quad (6.45)$$

где r_{ϕ}, x_{ϕ} - погонные сопротивления шинопроводов с алюминиевыми шинами, Ом/км.

Надежное отключение опасного участка сети будет обеспечено при $I_{n0I} \geq kI_n$, где I_n - номинальный ток плавкой вставки предохранителя или ток срабатывания автоматического выключателя, А; k - коэффициент кратности тока, учитывающий неточности в определении пикового тока и разброс характеристик электромагнитных расцепителей автоматов. При отсутствии заводских данных для автоматических выключателей с номинальным током до 100 А k принимается равным не менее 1,4, а для автоматических выключателей с номинальным током более 100 А - не менее 1,25. Коэффициент k принимается равным не менее 3 для автоматов с обратной зависимостью от тока характеристикой.

На основании расчета токов к. з. проверяются: предохранители и автоматические выключатели по предельно отключаемому току; шины - на динамическую и термическую стойкость, если по причине наличия у автомата выдержки времени могут оказаться под воздействием тока к. з. более одной секунды; трансформаторы тока напряжением до 1000 В. На динамическую и термическую стойкость не проверяются при присоединении их к сетям, питаемым от трансформатора мощностью 1000 кВ.А и ниже.

6.3. Расчеты по выбору электрооборудования

Правильный выбор электрооборудования обеспечивается соответствием его характеристик расчетным (наиболее тяжелым) условиям эксплуатации и выполняется по следующим параметрам [29, 30, 31].

Выбор аппаратов по напряжению. Номинальное напряжение аппарата соответствует номинальным условиям эксплуатации его изоляции. Однако у аппаратов имеется некоторый запас электрической прочности, что дает возможность эксплуатировать их длительное время и при повышении напряжения на 10—15 % выше номинального. Это, как правило, максимально допустимое эксплуатационное напряжение, которое регламентируется ПУЭ в зависимости от типа электроустановки.

При выборе аппаратов по напряжению достаточно соблюсти условие

$$U_{н.а} + \Delta U_{н.а} \geq U_{н.у} + \Delta U_{р.у}, \quad (6.46)$$

где $U_{н.а}$ - номинальное напряжение, при котором завод-изготовитель гарантирует нормальную работу электроустановки;

$\Delta U_{н.а}$ - допустимое повышение напряжения сверх номинального, при котором завод-изготовитель еще гарантирует нормальную работу электроустановки;

$U_{н.у}$ - номинальное напряжение электроустановки;

$\Delta U_{р.у}$ - возможное отклонение рабочего напряжения от номинального при эксплуатации.

При нормальных условиях для электрических кабелей, реакторов, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, предохранителей, статических конденсаторов допускается повышение напряжения до величины 1,1 $U_{н.а}$. Для включателей, разъединителей и изоляторов—до 1,15 $U_{н.а}$ и для разрядников—до 1,25 $U_{н.а}$. При высоте установки более 1000 м над уровнем моря напряжение на электрооборудовании $U_{н.у} + \Delta U_{р.у}$ не должно превышать номинального значения.

Выбор аппаратов по току. Номинальным током $I_{н.а}$ аппарата называется ток, который при номинальной температуре окружающей среды может проходить по аппарату длительное время. При этом температура наиболее нагретых его частей не превышает допустимого значения для данного класса изоляции. Правильный выбор аппарата по номинальному току обеспечивает его пожарную безопасность, гарантирует необходимый

срок службы изоляции и его надежность. При этом необходимо, чтобы расчетный максимальный действующий ток цепи $I_{p.m}$ в течение времени, равном (или более) утроенной постоянной времени нагрева ($3T_0$), не превышал номинального тока аппарата $I_{н.а}$

$$I_{н.а} \geq I_{p.m}. \quad (6.47)$$

Максимальный рабочий ток цепи возникает:

- в параллельных линиях - при отключении одной из них и передаче всей нагрузки по другой;
- в цепях трансформаторов - при использовании их перегрузочной способности в соответствии с ПУЭ;
- в нерезервированных кабелях - при использовании их перегрузочной способности;
- в сборных шинах электростанций, подстанций и в цепях секционных и шиносоединительных аппаратов - при наиболее неблагоприятных условиях эксплуатационного режима;

в генераторах - при работе с номинальной мощностью и пониженном на 5 % относительно номинального напряжения.

Для электрических аппаратов по требованиям стандартов номинальную температуру окружающей среды (воздуха) принимают равной $+35^\circ\text{C}$. Если расчетная температура окружающей среды t_c отличается от номинальной, то следует вычислить длительно допустимый ток аппарата для расчетных условий охлаждения: при $t_c > 35^\circ\text{C}$

$$I_n = I_{н.а} \sqrt{\frac{t_{дон} - t_c}{t_{дон} - 35}}, \quad (6.48)$$

где $t_{дон}$ - температура, наименьшая из допустимых для отдельных частей аппарата;

при $t_c < 35^\circ\text{C}$ ток можно повысить относительно $I_{н.а}$

$$I_n = 1,005 I_{н.а} (35 - t_c), \quad (6.49)$$

но не более чем на $0,2 I_{н.а}$.

Проверка электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих устройств по току к. з. Выбранные по номинальным условиям электросетевые устройства необходимо проверить на электродинамическую и термическую стойкость при действии токов к. з. Коммутационные аппараты, кроме того, должны быть проверены и по отключающей способности относительно токов короткого замыкания.

Проверка на электродинамическую стойкость. Расчетным видом к. з. для проверки аппаратов на электродинамическую стойкость может быть трехфазное или однофазное к. з. В карьерных сетях напряжением от 380 В до 35 кВ включительно принят режим с изолированной нейтралью; поэтому расчетным видом является трехфазное к. з. В сетях 110 кВ и выше, работающих с глухозаземленной нейтралью, расчет ведется на тот вид к. з. (однофазный или трехфазный), при котором ток в поврежденной фазе наибольший.

При проверке аппаратов и их частей на электродинамическую стойкость должно быть выполнено условие

$$i_{н.дин} \geq i_{у.расч}, \quad (6.50)$$

где $i_{н.дин}$ - амплитуда максимально допустимого тока, характеризующего электродинамическую стойкость аппаратов по заводским (паспортным) данным;

$i_{у.расч}$ - амплитуда ударного тока к. з. для расчетного режима.

При проверке **на термическую стойкость** надо учесть, что проводники и аппараты при к. з. не должны нагреваться выше максимальной температуры, установленной нормами для кратковременного нагрева. Для аппаратов должно быть выполнено условие по одному из следующих трех выражений:

$$\begin{aligned} I_{н. т.с}^2 t_{н. т.с} &\geq B_k; \\ I_{н. т.с} t_{н. т.у} &= I_{\infty}^2 t_n; \\ I_{н. т.с} &\geq I_{\infty} \sqrt{\frac{t_n}{t_{н. т.у}}}, \end{aligned} \quad (6.51)$$

где $I_{н. т.с}$ - номинальный ток термической стойкости, который аппарат может выдержать без повреждений в течение времени $t_{н. т.у}$ по данным завода-изготовителя;

$t_{н. т.с}$ - номинальное время термической стойкости по данным завода-изготовителя, с;

B_k - тепловой импульс, характеризующий количество тепла, выделяющегося в аппарате за приведенное время t_n тока к. з.;

I_{∞} - наибольший установившийся ток к. з. в цепи.

Расчет величины теплового импульса ведется в следующей последовательности [30].

1. В исходной схеме выделяется группа двигателей, подлежащих учету, а остальная часть схемы преобразуется в ветвь эквивалентного источника - системы.

2. Определяется начальный периодический ток системы $I_{н.о}$ по п.6.2.

3. Определяется начальный периодический ток от эквивалентного двигателя $I_{n.0 \text{ Д}}$, заменяющего выделенную группу n_1 асинхронных и n_2 синхронных двигателей

$$I_{n0 \text{ Д}} = \sum_{i=1}^{n_1} k_{ni} I_{ni} + 1.2 \sum_{j=1}^{n_2} k_{nj} I_{nj}, \quad (6.52)$$

где k_{ni} , k_{nj} - кратность пускового тока i -го асинхронного и j -го синхронного двигателя (по каталогу); I_{ni} , I_{nj} — номинальные токи двигателей.

Допускается вести расчет по средней кратности пускового тока

$$I_{n0 \text{ Д}} = k_{n\text{Д}} \left(\sum_{i=1}^{n_1} I_{ni} + 1.2 \sum_{j=1}^{n_2} I_{nj} \right). \quad (6.53)$$

Для асинхронных, синхронных и смешанных групп двигателей напряжением выше 1 кВ можно принимать $k_n = 5,5 - 6,0$.

4. Вычисляется постоянная времени аperiodической составляющей тока к.з. от системы

$$T_a = \frac{X_{c\Sigma}}{\omega r_{c\Sigma}}. \quad (6.54)$$

5. Определяются постоянные времени эквивалентного двигателя и отдельно асинхронных и синхронных двигателей

$$T_{\text{Д}} = \frac{\sum T_i I_{n0 \text{ Д}i}}{\sum I_{n0 \text{ Д}i}}; \quad T_{a(c) \text{ Д}} = \frac{\sum T_{a(c)i} I_{n0a(c) \text{ Д}i}}{\sum I_{n0a(c) \text{ Д}i}}, \quad (6.55)$$

где $I_{n0a(c) \text{ Д}i}$ - начальный периодический ток i -го асинхронного (при индексе a), равный первому слагаемому формулы (6.52) и j -го синхронного двигателя (при индексе c), равный второму слагаемому формулы (6.52);

T_i , $T_{a(c)i}$ - постоянные времени затухания периодических и аperiodических токов отдельных двигателей группы.

6. Аperiodические составляющие токов эквивалентного двигателя и системы затухают по экспонентам с близкими постоянными времени $T_{a, \text{Д}}$ и $T_{a, c}$, поэтому их можно представить в виде одной экспоненциальной функции с постоянной времени

$$T_{a, cx} = \frac{T_{a, c} I_{n, c} + T_{\text{Д}} I_{n0 \text{ Д}}}{I_{n, c} + I_{n0 \text{ Д}}}. \quad (6.56)$$

7. Вычисляется тепловой импульс. Группа асинхронных и синхрон-

ных двигателей объединяется в один эквивалентный двигатель суммарной мощности с усредненными параметрами.

Если в группе двигателей преобладают синхронные машины, то

$$B_{\kappa} = B_{\kappa.n} + B_{\kappa.a}. \quad (6.57)$$

Обозначив $E = 1 - e^{-2t_{отк}/T_{\mathcal{D}}}$, найдем

$$B_{\kappa.n} = I_{n.c}^2 t_{отк} + 2I_{n.c} I_{n0\mathcal{D}} E + 0,5I_{n0\mathcal{D}}^2 T_{\mathcal{D}} E,$$

$$B_{\kappa.a} = (I_{n.c} + I_{a.c\mathcal{X}})^2 T_{a.c\mathcal{X}} E.$$

Если в группе двигателей преобладают асинхронные машины, то

$$B_{\kappa} = I_{n.c}^2 (t_{отк} + T_{a.c\mathcal{X}}) + I_{n0\mathcal{D}}^2 (0,5T_{\mathcal{D}} + T_{a.c\mathcal{X}}) + 2I_{n.c} I_{n0\mathcal{D}} (T_{\mathcal{D}} + T_{a.c\mathcal{X}}).$$

Действительное время действия тока к.з. складывается из времени действия защиты t_3 и собственного времени отключения выключателя t_{θ}

$$t = t_3 + t_{\theta}.$$

Приведенное время действия тока к. з. - это такое время, в течение которого установившийся ток к. з. I_{∞} дает такой же термический эффект, что и действительный ток, меняющийся в процессе к. з. за действительное время $t_{отк}$ от начала к. з. до его отключения. Приведенное время t_n , соответствующее полному току к. з., определяется как сумма времени для периодической t_{nn} и аperiodической составляющей t_{na}

$$t_n = t_{nn} + t_{na}. \quad (6.58)$$

Аperiodическая составляющая приведенного времени при удаленном от генераторов электростанции месте к.з. определяется по формуле

$$t_{na} = T_{a.c\mathcal{X}} (\beta^{39})^2 \left(1 - e^{-\frac{t}{0,5T_{a.c\mathcal{X}}}} \right)$$

или приближенно (при $T_{a.c\mathcal{X}} = 0,05$ с и $t \geq 0,1$ с)

$$t_{na} = 0,05(\beta'')^2, \quad (6.59)$$

где $\beta^{39} = \frac{I''_{\kappa}}{I_{t=\infty}} \approx \frac{I_{t=0}}{I_{t=\infty}}$.

При времени $t < 1$ с величину t_{na} не учитывают.

Периодическая составляющая t_{nm} приведенного времени при действительном времени $t > 5$ с находят по кривым рис. 6.5, а при $t > 5$ по формуле

$$t_{nm} = t_{n5} + (t - 5), \quad (6.60)$$

t_{n5} – приведенное время для $t = 5$ с.

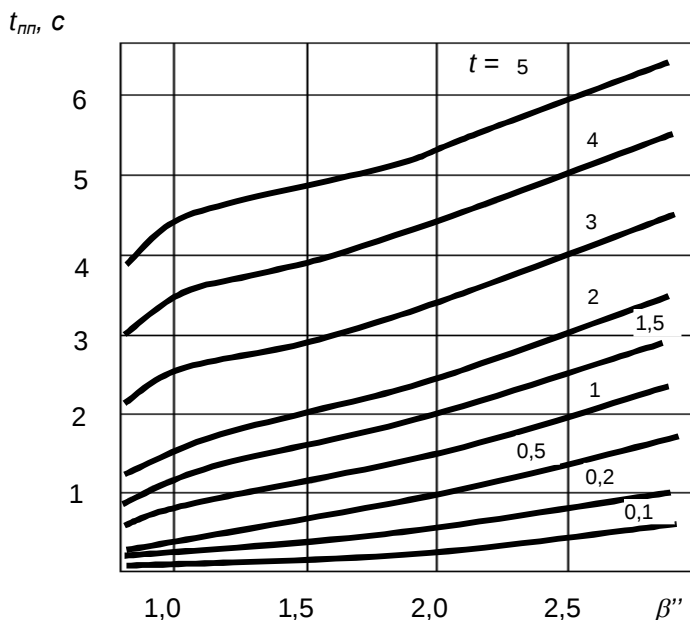


Рис. 6.5. Кривые для определения приведенного времени для периодической составляющей тока к.з. при различных t , с

Выбор оборудования следует вести по форме специальных таблиц (см. ниже) с указанием численных значений входящих в соотношения величин.

Таблица 6.2

Силовые выключатели

Параметр	Допустимое значение по каталогу	Расчетное значение	Соотношение для выбора и проверки
Номинальное напряжение, кВ	$U_{н.а} + \Delta U_{н.а}$	$U_{н.у} + \Delta U_{р.у}$	$U_{н.а} + \Delta U_{н.а} \geq U_{н.у} + \Delta U_{р.у}$
ток, А	$I_{н.а}$	$I_{р.м}$	$I_{н.а} \geq I_{р.м}$
ток отключения, кА	$I_{н.о}$	$I_{кт}^{(3)}$	$I_{н.о} \geq I_{кт}^{(3)}$
мощность отключения, МВ.А	$S_{н.о}$	$S_{кт}^{(3)}$	$S_{н.о} \geq S_{кт}^{(3)}$
Допустимый ударный ток, кА	$i_{н.дин}$	i_y	$i_{н.дин} \geq i_y$
Ток термической стойкости за время $i_{н.тс}$	$I_{н.тс}$	$I_{тс} = I_{\infty} \sqrt{\frac{t_n}{t_{н.тс}}}$	$I_{н.тс} \geq I_{тс}$

Таблица 6.3

Разъединители

Параметр	Допустимое значение по каталогу	Расчетное значение	Соотношение для выбора и проверки
Номинальное: напряжение, кВ	$U_{н.а} + \Delta U_{н.а}$	$U_{н.у} + \Delta U_{р.у}$	$U_{н.а} + \Delta U_{н.а} \geq U_{н.у} + \Delta U_{р.у}$
ток, А	$I_{н.а}$	$I_{р.м}$	$I_{н.а} \geq I_{р.м}$
ток отключения, кА	$I_{н.о}$	$I_{кт}^{(3)}$	$I_{н.о} \geq I_{кт}^{(3)}$
Допустимый ударный ток, кА	$i_{н.дин}$	i_y	$i_{н.дин} \geq i_y$
Ток термической стойкости за время $i_{н.тс}$	$I_{н.тс}$	$I_{тс} = I_{\infty} \sqrt{\frac{t_n}{t_{н.тс}}}$	$I_{н.тс} \geq I_{тс}$

Таблица 6.4

Высоковольтные изоляторы

Параметр	Допустимое значение по каталогу	Расчетное значение	Соотношение для выбора и проверки
Номинальное: напряжение, кВ	$U_{н,a} + \Delta U_{н,a}$	$U_{н,y} + \Delta U_{п,y}$	$U_{н,a} + \Delta U_{н,a} \geq U_{н,y} + \Delta U_{п,y}$
ток, А	$I_{н,a}$	$I_{п,м}$	$I_{н,a} \geq I_{п,м}$
Допустимое усилие на головки изоляторов, Н	$F_{\partial} = 0,6 F_{раз}$	F_p	$F_{\partial} \geq F_p$
Ток термической стойкости, А	$I_{н,мс}$	$I_{мс} = I_{\infty} \sqrt{\frac{t_n}{t_{нмс}}}$	$I_{н,мс} \geq I_{мс}$

Примечания: $F_{раз}$ - разрушающее усилие, дается по сериям изготовления: А – 3750 Н; Б – 7500 Н; В – 12577 Н; Д – 20000 Н;

F_p - усилие (Н), действующее на шину средней фазы при трехфазном к.з., определяемое по формуле

$$F_p = k_u i_y^2 \frac{l}{a} 10^{-7},$$

где k_u – коэффициент вида изолятора, принимается для опорных изоляторов $k_u = 1,76$, а для проходных – 0,88;

l, a – расстояние между опорными изоляторами (от торца головки проходного изолятора до ближайшего опорного изолятора данной фазы) и между осями изоляторов, см;

0,6 – коэффициент запаса прочности [31].

Опорные изоляторы проверяются на разрушающее воздействие от ударного тока к.з.

Проходные изоляторы проверяются на электродинамическое и термическое воздействие токов к.з. (токоведущий стержень изолятора).

При выборе и проверке изолятора следует учитывать способ установки шины на головке изолятора.

Таблица 6.5

Выбор и проверка шин

Параметр	Допустимое значение по каталогу	Расчетное значение	Соотношение для выбора и проверки
Номинальный ток, А	$I_{\partial} = k_1 k_2 I_{\partial 0}$	$I_{p.m}$	$I_{\partial} \geq I_{p.m}$
Допустимые: усилие на шину, Н	$F_{\partial} = \frac{10\sigma_{\partial} W}{l}$	F_p	$F_{\partial} \geq F_p$
механическое напряжение, Па	σ_{∂}	$\sigma_p = \frac{F_p l}{10W}$	$\sigma_{\partial} \geq \sigma_p$
Сечение шины по термической стойкости, мм ²	$s_{\partial} = \alpha I_{\infty} \sqrt{t_n}$	s_p	$s_{\partial} \leq s_p$

Примечания: k_1 – поправочный коэффициент на вид расположения шин: при горизонтальном – 0,95; при вертикальном – 1,0; k_2 – поправочный коэффициент температуры окружающей среды, отличной от +25 °С (табл.П.4.15); $I_{\partial 0}$ – длительно допустимый (максимальный рабочий) ток для одной полосы при температуре шины +70 °С, температуры окружающей среды +25 °С и вертикальном (на ребро) расположении шин; α – термический коэффициент, равный для медных шин 6, для алюминиевых – 11, для стальных – 15; σ_{∂} – допустимые напряжения на изгиб, равный для шин из меди МТ 130 Па, из алюминия АТ – 65 Па, из алюминия АТТ – 90 Па, из стали – 160 Па; s_p – расчетное сечение шины по нагреву, мм²; W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной к направлению действия силы: при расположении шин на ребро $W = \frac{b^2 h}{6}$; при расположении шин

плашмя $W = \frac{bh^2}{6}$; для круглых шин сплошного сечения $W \approx 0.1d^2$.

При выполнении шины в виде пакета к σ_p добавляют [30]

$$\sigma_n = \frac{\sigma i_y^2 l_n^2 10^{-2}}{2b^3 h}.$$

Таблица 6.6

Измерительные трансформаторы тока (ИТТ)

Параметр	Допустимое значение по каталогу	Расчетное значение	Соотношение для выбора и проверки
Номинальные: напряжение, кВ	$U_{н.а}$	$U_{н.у}$	$U_{н.а} \geq U_{н.у}$
ток, А	$I_{н.а}$	$I_{р.м}$	$I_{н.а} \geq I_{р.м}$
Нагрузка вторичной обмотки, ВА	$S_{2н}$	S_p	$S_{2н} \geq S_p$
Кратность допустимого ударного тока внутренней электродинамической стойкости	или $z_{2н}$ k_∂	Z_p $k_y = \frac{i_y}{\sqrt{2I_{н.а}}}$	$z_{мн} \geq Z_p$ $k_\partial \geq k_y$
Кратность односекундного тока термической стойкости	$k_{мс}$	$k_{my} = \frac{I_\infty \sqrt{t_n}}{I_{на} \sqrt{t_{имс}}}$	$k_{мс} \geq k_{my}$

Примечания: Нагрузка вторичной цепи не должна снижать класс точности ИТТ; $S_{2н}$ или $z_{2н}$ – допустимая по классу точности (паспортная) полная нагрузка вторичной цепи, ВА или сопротивление нагрузки (Ом); В простейшем случае $z_p \approx \sum r_{np} + \sum r_p + \sum r_k + \sum r_{н,доп}$ – допустимое сопротивление последовательно включенных обмоток приборов $\sum r_{np}$ и токовых катушек реле $\sum r_p$, контактных соединений $\sum r_k$ (принимаются равными 0,05 – 0,10 Ом) и допустимое сопротивление соединительных проводов $\sum r_{н,доп}$. Обычно по известному сопротивлению $z_{2н}$ определяют величину допустимого сопротивления соединительных проводов $\sum r_{н,доп} = z_{2н} - (\sum r_{np} \sum r_p + \sum r_k)$, по величине которого находят минимальное сечение провода $s_{мин} = \rho \ l_{расч} / \sum r_{н,доп} \text{ мм}^2$,

где $l_{расч}$ – расчетная длина соединительных проводов. При схеме неполной звезды (при двух ИТТ) $l_{расч} = 1,5 \ l$, где l – длина провода, соединя-

ющего ТТ и приборы (в один конец). Принимается сечение не менее $S_{мин}$ и оно должно быть не ниже $2,5 \text{ мм}^2$ для алюминиевых и $1,5 \text{ мм}^2$ для медных проводов.

Таблица 6.7
Расчет сопротивлений нагрузки ИТТ

Схема соединения ИТТ* и вторичной нагрузки	Вид к.з.	Внешняя нагрузка на выводах обмотки ИТТ
	Трёхфазное и двухфазное Однофазное	$z_p \approx \sum r_{np} + \sum r_p + \sum r_k + \sum r_n$ $z_p \approx \sum r_{np} + \sum r_p + \sum r_k + 2 \sum r_n$
	Трёхфазное Двухфазное (AB или BC) Двухфазное (CA)	$z_p \approx \sqrt{3} \sum r_{np} + \sum r_p + \sum r_k + \sum r_n$ $z_p \approx 2 \sum r_{np} + \sum r_p + \sum r_k + \sum r_n$ $z_p \approx \sum r_{np} + \sum r_p + \sum r_k + \sum r_n$
	Трёхфазное Двухфазное AC Двухфазное (AB или BC)	$z_p \approx \sqrt{3} (2 \sum r_{np} + \sum r_p) + \sum r_k + \sum r_n$ $z_p \approx 4 \sum r_{np} + 2 \sum r_p + \sum r_k + \sum r_n$ $z_p \approx 2 \sum r_{np} + \sum r_p + \sum r_k + \sum r_n$
	Трёхфазное и двухфазное Однофазное	$z_p \approx 3 (\sum r_{np} + \sum r_p) + \sum r_k + \sum r_n$ $z_p \approx 2 (\sum r_{np} + \sum r_p) + \sum r_k + \sum r_n$
		$z_p \approx 0,5 Z_{н.вн}$, где $Z_{н.вн}$ - внешняя нагрузка
		$z_p \approx 2 Z_{н.вн}$ где $Z_{н.вн}$ - внешняя нагрузка

* ИТТ имеют классы точности 0,5 и 1.

Измерительные трансформаторы напряжения ИТН выбирают по номинальному напряжению первичной обмотки $U_{н.а}$, классу точности и схеме соединения вторичных обмоток.

Таблица 6.8

Расчет и выбор ИТН

Параметр	Допустимое значение по каталогу	Расчетное значение	Соотношение для выбора и проверки
Номинальное напряжение, кВ	$U_{н.а}$	$U_{н.у}$	$U_{н.а} \geq U_{н.у}$
Нагрузка вторичной обмотки, ВА	$S_{2н}$	S_p	$S_{2н} \geq S_p$

Примечания: За номинальную мощность ИТН $S_{2н}$ следует принимать: мощность всех трех фаз - для трансформаторов, соединенных по схеме звезда; удвоенную мощность одного трансформатора - для двух однофазных трансформаторов, соединенных в открытый треугольник;

Формулы для определения нагрузок фаз $S_{2н}$ приведены в табл. 6.9. Мощность, потребляемую обмотками напряжения измерительных приборов и реле, и значение $\cos\varphi$ принимают по их каталожным данным; Погрешность ИТН по напряжению определяется как разность между измеренным и фактическим значениями напряжения, выраженная в % от фактического напряжения первичной цепи

$$\Delta U\% = \frac{k_{н.тн} U_1 - U_1}{U_1} 100.$$

Погрешность ИТН по углу сдвига по фазе вторичного напряжения относительно первичного учитывается только в показаниях ваттметров и счетчиков электроэнергии;

ИТН могут работать в четырех классах точности в зависимости от величины вторичной нагрузки – 0,2; 0,5; 1; 3. Наивысший класс точности ТН по паспорту считается его номинальным значением; Номинальная мощность ИТН при питании приборов учета составляет 50 – 75 ВА; при питании цепей релейной защиты – 200 – 300 ВА.

Выбор коммутационной аппаратуры напряжением до 1000 В сводится к сравнению паспортных данных аппарата с расчетными параметрами цепей, в которых установлен аппарат.

Таблица 6.9

Расчет нагрузок ИТН

Схемы включения нагрузок при соединении обмоток ИТН в полную звезду				
Нагрузки фаз	Фаза А	S_a	$0,5(S_{a\bar{b}} + S_{a\bar{c}})$	$0,5S_{a\bar{b}}$
	Фаза В	S_b	$0,5(S_{a\bar{b}} + S_{b\bar{a}})$	$0,5S_{a\bar{b}} + S_{b\bar{c}}$
	Фаза С	S_c	$0,5(S_{b\bar{c}} + S_{c\bar{a}})$	$0,5S_{b\bar{c}}$
Схемы включения нагрузок при соединении обмоток ИТН в открытый треугольник				
Нагрузки фаз	Фаза АВ	$S_a + 0,5S_b$	$S_{a\bar{b}} + 0,5S_{a\bar{c}}$	$S_{a\bar{b}}$
	Фаза ВС	$S_c + 0,5S_b$	$S_{b\bar{c}} + 0,5S_{c\bar{a}}$	$S_{b\bar{c}}$

Таблица 6.10

Выбор низковольтной коммутационной аппаратуры

Параметр	Допустимое значение по каталогу	Расчетное значение	Соотношение для выбора и проверки
Номинальные: напряжение, кВ ток, А	$U_{н*а}$ $I_{н*а}$	$U_{н,у}$ $I_{рм}$	$U_{н*а} \geq U_{н,у}$ $I_{н*а} \geq I_{рм}$
Коэффициент чувствительности: для автомата с электромагнитным расцепителем	$K_{\psi} = 1,25-1,4$	$k_{\psi} = \frac{I_{t=\infty}^{(1,2)}}{I_{рм}}$	$K_{\psi} \geq K_{\psi}$
для автомата с комбинированным расцепителем	$K_{\psi} = 3$	$k_{\psi} = \frac{I_{t=\infty}^{(1,2)}}{I_{нм}}$	$K_{\psi} \geq K_{\psi}$
Номинальный ток расцепителя Ток уставки электромагнитного расцепителя, А:	$I_{рм}$	$I_{рм}$	$I_{н*расц} \geq I_{рм}$
для АД с к.з ротором	I_{yp}	$I_{рм} = (1,5-1,8)I_n$	$I_{yp} \geq I_{рм}$
для АД с фазным ротором	I_{yp}	$I_{рм} = (2,5-3,0)I_n$	$I_{yp} \geq I_{рм}$
для группы АД с к.з ротором	I_{yp}	$I_{рм} = (1,5-1,8)[\sum I_n + (I_n - I_{н,н})]$	$I_{yp} \geq I_{рм}$
для группы АД с фазным ротором	I_{yp}	$I_{рм} = (1,5-2,0)I_{нм} + \sum I_n$	$I_{yp} \geq I_{рм}$

Примечание: I_n - пусковой ток двигателя или наибольшего двигателя в группе; $I_{н,н}$ - номинальный ток запускаемого (наибольшего) двигателя в группе.

7. РАСЧЕТЫ ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА КАРЬЕРАХ

7.1. Экономические обоснования мероприятий по экономии электроэнергии

Первым этапом процесса экономии является проведение комплексного энергетического обследования (энергоаудит) объекта. Возможность реализации мероприятий должна быть обоснована экономически в соответствии с действующими нормативами:

$$p = \frac{1}{T} \frac{I_1 - I_2}{K}, \quad (7.1)$$

где K - капитальные вложения на осуществление данного мероприятия, руб; I_1, I_2 - соответственно ежегодные издержки до и после внедрения мероприятия, руб/год; p - коэффициент эффективности капитальных вложений.

Если в результате расчета величина p окажется больше нормативного $p_n = 0,12$, то осуществление рассматриваемого мероприятия экономически выгодно, т.е. условием эффективности данного мероприятия является $p > p_n$.

Ежегодные издержки I_1, I_2 включают в общем случае амортизационные отчисления ($p_a K$), расходы на обслуживание ($p_n K$) и плату за электроэнергию ($c \delta W$), принимаемые по данным конкретного предприятия. Подставив в (7.1) соответствующие статьи издержек получим

$$p = \frac{c \delta W}{K} - (p_a + p_n), \quad (7.2)$$

где c - стоимость 1 кВт.ч электроэнергии по предприятию, руб/(кВт.ч); p_a и p_n - нормы амортизационных отчислений и расходов на обслуживание; δW - величина экономии электроэнергии от данного мероприятия.

Если осуществление мероприятия мало влияет на изменение расходов на обслуживание, то (7.2) принимает вид

$$p = \frac{c \delta W}{K} - p_a, \quad (7.3)$$

а если пренебречь и амортизационными отчислениями, то можно применить формулу

$$p = \frac{c\delta W}{K}. \quad (7.4)$$

Экономичность применения источников света в осветительных установках оценивается по стоимости единицы световой энергии $C_{сэ}$, т.е. одного люмен-часа [32]:

$$C_{сэ} = \frac{1}{\eta_c} \left[\frac{EK}{P_y T} + c \left(1 + \frac{c_l \delta}{100} \right) + \frac{c_l}{P_l \tau_n} + \frac{C_{зл}}{P_l \tau_l} \right], \quad (7.5)$$

где η_c - средняя световая отдача лампы за полезный срок службы лм/кВт; K - капитальные затраты на создание осветительной установки, руб; E - суммарный коэффициент нормативной эффективности p_n и амортизационных отчислений p_a ; P_y - установленная мощность ламп, кВт; T - длительность эксплуатации осветительной установки в год, ч; c - тариф на электроэнергию, руб/(кВт ч); c_l - стоимость лампы, руб; δ - потери в ПРА, % от мощности лампы; P_l - мощность лампы, кВт; τ_n - полезный срок службы лампы, ч; $C_{зл}$ - стоимость замены лампы, руб.

7.2. Основные направления работ по экономии электроэнергии на горных предприятиях

В план мероприятий по экономии электроэнергии в целях рационализации электропотребления могут быть включены [33, 34, 35, 36]:

- общие мероприятия по повышению эффективности электрохозяйства, осуществляемые как на уровне предприятия, так и на уровне его структурных подразделений;
- мероприятия по снижению потерь электроэнергии в элементах системы электроснабжения горного предприятия;
- мероприятия по повышению производительности основного и вспомогательного горно-технологического оборудования за счет совершенствования техники и технологии производственных процессов, что приводит к снижению удельного электропотребления;
- мероприятия по снижению расхода электроэнергии на основные и вспомогательные технологические процессы за счет сокращения объе-

мов работ и холостого хода приводов горных машин и комплексов.

К числу общих мероприятий по повышению эффективности электрохозяйства предприятия и, как следствие, рационализации электропотребления, относятся следующие:

- организация автоматизированного учета, контроля и анализа расхода электроэнергии на всех основных и вспомогательных технологических процессах, научно обоснованное определение числа и мест установки приборов учета, применение информационно-измерительных систем;

- периодическое составление и анализ энергетического баланса горных машин, участка, цеха и предприятия в целом;

- организация и техническое оснащение ежемесячного учета расхода электроэнергии и производительности энергоемких горных машин и комплексов;

- разработка и внедрение технически обоснованных норм удельного расхода электроэнергии, расширение области нормируемых расходов и разработка индивидуальных норм для энергоемких машин;

- широкое использование законченных научно-технических разработок, направленных на увеличение производительности и снижение расхода электроэнергии горно-транспортного оборудования, повышение эффективности использования электрической энергии;

- организация обучения и повышения квалификации электротехнического и технологического персонала, повышение общей культуры работы;

- организация работ по установлению оптимальных сроков и системы планово-предупредительных ремонтов горного оборудования и электрических сетей, поддержание высокого технического состояния всех рабочих и вспомогательных узлов горных машин и комплексов;

- совершенствование экономического образования трудящихся карьера, пропаганда и агитация по вопросам экономии электроэнергии, разработка и применение мер воздействия при выявлении перерасхода электроэнергии;

- разработка и применение научно-обоснованных методов и мер материального и морального поощрения электротехнического и технического персонала карьера за экономию электроэнергии;

- организация учета потерь электроэнергии на предприятии;

- совершенствование структуры управления электрохозяйством, укрупнение и совершенствование ремонтной базы предприятия;

- разработка и внедрение стандартов предприятия по организации работ по рационализации электропотребления на разрезах и карьерах.

7.3. Экономия электроэнергии в системе электроснабжения горных предприятий

Воздушные и кабельные линии

В качестве основных мероприятий по экономии электроэнергии в электрических сетях карьеров и угольных разрезов следует выделить перевод сетей на более высокое напряжение, замену сечения и материала проводов, приближение источников питания к потребителям, сокращение длины линии, включение под нагрузку резервных линий. Целесообразность каждого из указанных мероприятий должна быть подтверждена технико-экономическими расчетами или обоснована техническими и организационными соображениями.

Потери электроэнергии в трехфазной линии ΔW (кВт.ч), обусловленные током отдельного электроприемника, можно определить по формуле

$$\Delta W = 3(I_p k_u)^2 R L T_n 10^{-3}, \quad (7.6)$$

где I_p - расчетный (эффективный) ток отдельного электроприемника за цикл работы, А; k_u - коэффициент использования электроприемника во времени; R - активное сопротивление 1км линии, Ом/км; L - протяженность линии, км; T_n - годовое время работы электроприемника, ч.

При наличии на линиях ЭП с постоянной или мало меняющейся во времени нагрузкой (конвейерный транспорт, установки гидромеханизации, водоотливные установки, компрессоры и др.) в формуле (7.6) ток I_p следует принимать равным среднему I_c . Величина I_c определяется по известным формулам с учетом коэффициента спроса k_c [31] или удельных расходов электроэнергии [24, 25, 39].

Более сложным является определение потерь, обусловленных работой приемников с резкопеременной нагрузкой (экскаваторов и буровых станков и др.).

Поскольку нагрев элементов электрической сети определяется среднеквадратической или эффективной нагрузкой, в качестве расчетного тока электроприемников с переменным графиком нагрузки следует принимать эффективный за цикл работы - экскавации или бурения.

В табл. П. 7.1 приведены значения эффективных токов различных типов экскаваторов, подтвержденные экспериментальными исследованиями на горных предприятиях [37, 38, 40].

Для экскаваторов потери электроэнергии могут определяться также по расчетному току I_p (А), рассчитываемому по формуле

$$I_{pэ} = \frac{k_{фэ} \omega_э \Pi_{техн.э}}{1,73 U_n \cos \varphi t_{см}}, \quad (7.7)$$

где $k_{фэ}$ - коэффициент формы графика нагрузки за рабочий цикл (для экскаваторов типа прямая мехлопата $k_{фэ} = 1,25$; для экскаваторов - драглайнов $k_{фэ} = 1,16$; для роторных экскаваторов $k_{фэ} = 1,04$); $\omega_э$ - технологический удельный расход по п. 3 электроэнергии, кВт.ч/м³, определяемый технической производительностью экскаваторов $\Pi_{техн.э}$; $\cos \varphi$ - средний коэффициент мощности за цикл экскавации; $t_{см}$ - продолжительность смены, ч.

Для станков шарошечного бурения расчетный ток I_p определяется по формуле

$$I_{pб} = \frac{k_{фб} \omega_б \Pi_{техн.б}}{1,73 U_n \cos \varphi t_{см}}, \quad (7.8)$$

где $\omega_б$ - технологический удельный расход электроэнергии кВт.ч/м; $k_{фб} = 1,02$ - коэффициент формы графика нагрузки за цикл бурения; $\Pi_{техн.б}$ - техническая производительность бурового станка, м/смену.

Карьерные электрические сети чаще всего представлены магистральными линиями с распределенными электрическими нагрузками, расчет потерь которых производится по участкам по известной методике. Обычно электроприемники разрезов и карьеров не имеют строго фиксированных точек присоединения к магистрали, т.к. постоянно перемещаются вдоль нее. По этим соображениям карьерные линии сооружаются с постоянным сечением магистральной линии. Расчет потерь электроэнергии в такой линии может производиться также по среднему току головного участка линии и его эквивалентному сопротивлению.

Снижение потерь электроэнергии в линии ΔW (кВт.ч) при переводе ее на более высокое напряжение определяется по общеизвестной формуле:

$$\Delta W = 0,003 \rho L T_p \left(\frac{I_1^2}{S_1} - \frac{I_2^2}{S_2} \right), \quad (7.9)$$

где I_1 и I_2 - значения токов сети соответственно при низшем и высшем напряжении, А; L - длина линии, на которой производится повышение номинального напряжения, м; ρ - удельное сопротивление материала проводника при 20°C (для алюминия $\rho = 0,026 - 0,029$; для меди 0,0175 - 0,018; для стали 0,10 - 0,14 Ом.мм²/м); S_1 и S_2 - сечения проводов при низшем и высшем напряжении, мм²; T_p - продолжительность работы линии за расчетный период, ч.

Целесообразным является расширение применения на карьерах схем электроснабжения потребителей напряжением 10 кВ с одновременным применением глубокого ввода напряжения 35кВ и особенно 110кВ.

При проведении реконструкции распределительных сетей разрезов и карьеров без изменения напряжения экономия электроэнергии достигается за счет увеличения сечения проводов, приближения источников питания к потребителям, сокращения длины линии, замены материала проводов.

Расчет экономии электроэнергии производится по приведенным ниже выражениям в зависимости от вида мероприятия.

Замена сечения проводов и жил кабелей (при неизменной длине линии и материале)

$$\delta W = 0,003 \rho L I^2 T_p \left(\frac{1}{S_1} - \frac{1}{S_2} \right). \quad (7.10)$$

Сокращение длины линии при неизменном сечении провода одного и того же материала

$$\delta W = 0,003 \frac{\rho}{S} I^2 T_p (L_1 - L_2). \quad (7.11)$$

В случае замены материала проводов или жил кабелей (при неизменной длине и сечении линии)

$$\delta W = 0,003 \frac{L}{S} I^2 T_p (\rho_1 - \rho_2). \quad (7.12)$$

Одновременное изменение длины линии и сечения проводов

$$\delta W = 0,003 \rho I^2 T_p \left(\frac{L_1}{S_1} - \frac{L_2}{S_2} \right). \quad (7.13)$$

Одновременная замена сечения проводников и их материала, но

неизменной длины линии

$$\delta W = 0,003LI^2T_p \left(\frac{\rho_1}{s_1} - \frac{\rho_2}{s_2} \right). \quad (7.14)$$

Глубокий ввод высокого напряжения 35 или 110кВ к потребителям предприятия, приближение источников питания (ГПП или РП) одновременно позволяют уменьшить протяженность линий 6кВ. Ожидаемая экономия электроэнергии при этом может быть определена по выражениям (7.6) или (7.11).

Целесообразным уже в настоящее время является применение напряжения 10кВ для экскаваторов с емкостью ковша 15 м³ и выше с использованием мобильных подстанций. Применение индивидуальных подстанций для экскаваторов большой единичной мощности позволит существенно снизить потери электроэнергии и улучшить качество напряжения.

При разработке схем комплексов машин непрерывного действия с роторными экскаваторами следует применять индивидуальные схемы электроснабжения с подстанциями глубокого ввода высокого напряжения.

При наличии резервных линий на предприятии и включении их под нагрузку снижаются потери электроэнергии. Если длина и сечение проводов основной и резервной линии равны, то потери снизятся в 2 раза.

Трансформаторы

Основные мероприятия по экономии электроэнергии при работе трансформаторов могут быть представлены следующим образом:

- выбор экономичного режима работы трансформаторов;
- замена трехобмоточных трансформаторов двухобмоточными;
- отключение трансформаторов, работающих на холостом ходу;
- замена трансформаторов, систематически загруженных менее чем на 50%;
- регулирование коэффициента трансформации;
- замена масляных трансформаторов сухими.

Определение потерь мощности и активной электроэнергии в двухобмоточных трансформаторах.

Приведенные потери мощности холостого хода $\Delta P'_x$ и короткого замыкания $\Delta P'_x$ (кВт) определяются по формулам

$$\Delta P'_x = \Delta P_x + k_{ин} \Delta Q_x, \quad (7.15)$$

$$\Delta P'_k = \Delta P_k + k_{ин} \Delta Q_k, \quad (7.16)$$

где ΔP_x - потери в стали трансформатора, кВт; ΔP_k - потери мощности короткого замыкания, кВт; $k_{ин}$ - коэффициент изменения потерь в трансформаторе, кВт/квар (принимается по данным табл. П. 7.2) $\Delta Q_x = S_{нт} I_x / 100$ - потери реактивной мощности холостого хода трансформатора, квар; $\Delta Q_k = S_{нт} U_k / 100$ - реактивные потери короткого замыкания трансформатора, квар; I_x - ток холостого хода, %; U_k - напряжение короткого замыкания, %; $S_{нт}$ - номинальная мощность трансформатора, кВ.А.

Потери активной электроэнергии в двухобмоточном трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta P'_x T_o + k_z^2 \Delta P'_k T_p, \quad (7.17)$$

где T_o - полное число часов присоединения трансформатора к электросети, ч (принимается $T_o = 8760$ ч в год); T_p - число часов работы трансформатора под нагрузкой (принимается равным для предприятий, работающих в одну смену - 2400 ч, в две смены - 5400 ч, в три смены - 8400 ч); $k_z = P_{сг} / S_{нт} \cos \varphi_c$ - коэффициент загрузки трансформатора; $P_{сг}$ - среднегодовая активная мощность, кВт. $\cos \varphi$ - средневзвешенный коэффициент мощности.

Средние величины определяются из выражений:

$$P_{сг} = W_a / T_a; \quad (7.18)$$

$$\cos \varphi_c = W_a / \sqrt{W_a^2 + W_p^2}, \quad (7.19)$$

где W_a , W_p - показания установленных на вводном устройстве трансформатора счетчиков активной (кВт.ч) и реактивной (квар.ч) энергии за время T_o .

Для расчета потерь электроэнергии в трехобмоточных трансформаторах необходимы следующие исходные данные: номинальная мощ-

ность трансформатора $S_{нт}$, кВ.А; мощности обмоток высшего, среднего и низшего напряжений $S_{вн} = S_{нт}$, $S_{сн}$, $S_{нн}$, кВ А, при этом $S_{вн} = S_{сн} + S_{нн}$; потери холостого хода при номинальном напряжении ΔP_x , кВт; потери короткого замыкания обмоток высшего, среднего, и низшего напряжений при полной нагрузке обмоток $\Delta P_{вн}$, $\Delta P_{сн}$, $\Delta P_{нн}$ - коэффициенты загрузки обмоток; время общее и работы T_o и T_p , ч.

Тогда потери электроэнергии в трехобмоточном трансформаторе (кВт) определяются по формуле

$$\Delta W = \Delta P_x T_o + (\Delta P_{вн} k_{вн}^2 + \Delta P_{сн} k_{сн}^2 + \Delta P_{нн} k_{нн}^2) T_p. \quad (7.20)$$

Потери мощности короткого замыкания в обмотках трехобмоточного трансформатора (кВт) находятся из выражений:

$$\begin{aligned} \Delta P_{вн} &= U_{вн} S_{н} \cos \varphi_{\kappa} 10^{-2}, \\ \Delta P_{сн} &= U_{сн} S_{н} \cos \varphi_{\kappa} 10^{-2}, \\ \Delta P_{нн} &= U_{нн} S_{н} \cos \varphi_{\kappa} 10^{-2}. \end{aligned} \quad (7.21)$$

Так как в каталогах трансформаторов и других справочных материалах напряжения короткого замыкания задаются попарно, то напряжения $U_{вн}$, $U_{сн}$, и $U_{нн}$ (в %) определяются из выражений (3.30).

Соотношение между активным и полным сопротивлением трансформатора определяется параметром $\cos \varphi_{\kappa}$, который зависит главным образом от номинальной мощности трансформатора и может быть определен по табл. П. 7.3 [30].

Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора

$$k_{вн} = \frac{W_{вн}}{S_{вн} T_o \cos \varphi_{свн}}, k_{сн} = \frac{W_{сн}}{S_{сн} T_o \cos \varphi_{снн}}, k_{нн} = \frac{W_{нн}}{S_{нн} T_o \cos \varphi_{снн}}. \quad (7.22)$$

Средневзвешенные коэффициенты мощности определяют по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии. При отсутствии счетчиков реактивной энергии, так же как и в случае двухобмоточных трансформаторов, за величину $\cos \varphi_{\kappa}$ принимается фактический коэффициент степени компенсации реактивной мощности [29].

Величина расхода электроэнергии $W_{вн} = W_{сн} + W_{нн}$, т. е. принимается как сумма фактических или расчетных значений расходов по обмоткам среднего и низшего напряжений.

Выбор экономичного режима работы трансформаторов

Экономичный режим работы трансформаторов определяет число одновременно включенных n трансформаторов, обеспечивающих минимум потерь электроэнергии в этих трансформаторах. Экономически целесообразное число одновременно включенных на подстанции однотипных трансформаторов одинаковой мощности определяется следующими условиями:

а) при росте нагрузки подключение $(n+1)$ - го трансформатора экономически целесообразно, если коэффициент загрузки k_3 работающих трансформаторов достигает значения

$$k_3 \geq \sqrt{\frac{n+1}{n}} \sqrt{\frac{\Delta P_x + k_{un} \Delta Q_x}{\Delta P_k + k_{un} \Delta Q_k}}; \quad (7.23)$$

б) при снижении нагрузки экономически целесообразно отключить один трансформатор, когда коэффициент загрузки работающих трансформаторов достигает значения

$$k_3 \leq \sqrt{\frac{n-1}{n}} \sqrt{\frac{\Delta P_x + k_{un} \Delta Q_x}{\Delta P_k + k_{un} \Delta Q_k}}; \quad (7.24)$$

Фактический коэффициент загрузки определяется по методике, изложенной выше (см. формулу (7.22)). После сопоставления фактического коэффициента загрузки трансформаторов с вычисленным по выражению (7.23) или (7.24) делается вывод об экономической целесообразности одновременной работы трансформаторов с данной нагрузкой.

Замена трехобмоточных трансформаторов двухобмоточными

При возможности осуществить перегруппировку имеющихся на подстанциях трансформаторов и нагрузок с целью исключения потребителей среднего напряжения СН целесообразным окажется замена трехобмоточных трансформаторов двухобмоточными.

Отключение трансформаторов, работающих на холостом ходу

Если имеется возможность, следует отключить трансформаторы, длительно работающие на холостом ходу.

Годовая экономия электроэнергии (кВт.ч) в результате отключения на t часов в год определяется по формуле

$$\delta W = (\Delta P_x + k_{un\Delta} Q_x)t. \quad (7.25)$$

Другие мероприятия по экономии электроэнергии

Возможна также замена трансформаторов, систематически загруженных менее чем на 30%, трансформаторами меньшей мощности и масляных трансформаторов на сухие.

К увеличению потребления электроэнергии, к повышенным потерям электроэнергии в элементах системы электроснабжения приводит отклонение напряжения от нормированных значений. Поэтому регулирование коэффициента трансформации поддерживает заданный уровень напряжения на вторичной обмотке и, следовательно, уменьшает потери электроэнергии.

Электродвигатели

Основными мероприятиями по экономии электроэнергии при работе электродвигателей являются:

- увеличение загрузки рабочих машин;
- замена незагруженных электродвигателей двигателями меньшей мощности;
- снижение потерь в режиме холостого хода электродвигателей рабочих машин;
- применение синхронизированных асинхронных двигателей с последовательным возбуждением (САДП);
- понижение напряжения на зажимах электродвигателей, работающих с малой нагрузкой;
- повышение качества ремонта двигателей.

Увеличение загрузки рабочих машин

Для определения экономии электроэнергии при увеличении нагрузки рабочих машин вводится понятие удельного расхода энергии, определяемого количеством потребляемой двигателем энергии из сети,

отнесенному к каждому киловатт-часу полезной работы [41].

Коэффициент загрузки k_3 машины в о.е определяется по формуле:

$$\beta = \frac{P_c}{P_{nc}}, \quad (7.26)$$

где P_c - фактическая мощность (кВт), потребляемая двигателем из сети при данной нагрузке, определяемая по показаниям приборов (счетчиков, амперметров и вольтметров), включенных в цепь статора двигателя, или аналитически; P_{nc} - мощность, потребляемая двигателем из сети (кВт) при номинальной нагрузке, определяемая как $P_{nc} = P_n / \eta_n$, где η_n - номинальный к. п. д. двигателя.

Коэффициент увеличения удельного расхода электроэнергии

$$k_w = \frac{\Delta W_y}{\Delta W_{y.o}}, \quad (7.27)$$

где ΔW_y - фактический удельный расход электроэнергии за данный промежуток времени (час, смена, сутки); $\Delta W_{y.o}$ - удельный расход энергии при отсутствии холостого хода и $\beta = 1$; $k_T = T_m / (T_m + T_x)$ - коэффициент использования рабочей машины во времени; T_m - время работы машины, ч; T_x - время холостого хода, ч.

Величину экономии электроэнергии за счет повышения загрузки β рабочей машины определяют при помощи кривых $k_w = f(\beta)$, приведенных на рис.П.7.1.

Замена незагруженных электродвигателей двигателями меньшей мощности.

При средней нагрузке двигателей менее 45% номинальной мощности замена его менее мощным всегда целесообразна и проверка расчета не требуется. При нагрузке более 70% номинальной мощности замена его нецелесообразна. При нагрузке двигателя от 45 до 70% номинальной мощности целесообразность замены должна быть подтверждена расчетом уменьшения суммарных потерь активной мощности в электрической системе и двигателе.

Суммарные потери активной мощности $P_{сум}$ (кВт) определяются по формуле

$$P_{сум} = \Delta Q_x (1 - k_3^2) + k_3^2 Q_n k_{ин} + \Delta P_x + k_3^2 \Delta P_{a.n}, \quad (7.28)$$

где $\Delta Q_x = \sqrt{3} U_n I_x$ - реактивная мощность, потребляемая двигателем из сети при х.х., квар; U_n - номинальное напряжение, В; I_x - ток х.х. двигателя, А; $k_3 = P/P_n$ - коэффициент загрузки электродвигателя; $Q_n = P_n \operatorname{tg} \varphi_n / \eta_n$ - реактивная мощность электродвигателя при номинальной нагрузке, квар; η_n - к.п.д. двигателя при номинальной нагрузке; $\operatorname{tg} \varphi_n$ - коэффициент реактивной мощности двигателя; $k_{ин}$ - коэффициент изменения потерь (принимается по данным табл.2.2); $\Delta P_x = [P_n (1 - \eta_n) \gamma] / [\eta_n (1 + \gamma)]$ - потери активной мощности х.х электродвигателя, кВт; $\Delta P_{a.n} = [P_n (1 - \eta_n)] / [\eta_n / (1 + \gamma)]$ - прирост потерь активной мощности в электродвигателе при 100%-ной нагрузке, кВт; $\gamma = \Delta P_x / \Delta P_{a.n}$ - расчетный коэффициент, зависящий от конструкции двигателя. Этот коэффициент можно также определить из выражения $\Delta P_{a.n} = \Delta P_x / [(1 - \eta_n) \Delta P_x]$.

Замену незагруженных электродвигателей, обоснованную расчетом, можно производить только после тщательной проверки возможности их полной загрузки за счет правильного использования двигателя с учетом его допустимой перегрузки как привода рабочей машины.

Снижение потерь в режиме холостого хода электродвигателей рабочих машин.

Режим работы сетевых двигателей экскаваторов на карьерах и угольных разрезах характеризуется тем, что значительную часть времени (до 40% от общей продолжительности включения) двигатели работают без полезной нагрузки на валу (ожидание транспорта, подготовка забоя, перемещение экскаватора, ремонтные работы и др.). При этом двигатели, как правило, не отключаются от сети. Такой режим работы двигателей является экономически нецелесообразным, т.к. приводит к необоснованному потреблению активной энергии на холостой ход и загрузке сети реактивной мощностью, а последнее, в свою очередь, приводит к увеличению потерь активной энергии.

Снижение потерь электроэнергии в режиме холостого хода можно получить при помощи следующих мероприятий:

- снижение непроизводительных простоев и сокращение продолжительности холостого хода.
- отключение двигателя от сети при отсутствии нагрузки на валу.

Если отключение электродвигателей на время холостого хода не вызывает затруднений, то снижение потерь электроэнергии, кВт.ч

$$\delta W = P_x T_x, \quad (7.29)$$

где P_x - мощность, потребляемая двигателем из сети на холостом ходу, кВт; T_x - время работы без нагрузки, ч.

- применение автоматических регуляторов возбуждения позволит в максимальной степени использовать компенсирующую способность синхронных двигателей (СД) и существенно сократить расход электроэнергии при работе двигателей без нагрузки. До настоящего времени на угольных разрезах автоматические регуляторы возбуждения у синхронных двигателей отсутствуют.

- снижение тока возбуждения синхронного двигателя на холостом ходу.

Работа синхронных двигателей сопровождается потерями мощности и электроэнергии в самих двигателях и питающей сети. Потери мощности в двигателях определяются в общем виде по выражению

$$\Delta P = C + D\delta^2 + A\alpha^2 + B\alpha, \quad (7.30)$$

где C - составляющая потеря, не зависящая от активной и реактивной мощности; D, A, B - постоянные величины, зависящие от технических параметров двигателя, кВт; δ, α - относительные нагрузки статора соответственно по активной и реактивной мощностям.

На рис.П.7.2 показаны кривые зависимостей относительных потерь мощности, связанных с генерацией реактивной мощности, от относительной нагрузки по активной мощности.

В рабочих режимах нагрузка двигателей экскаваторов-мехлопат и драглайнов является резкопеременной и в среднем за цикл работы существенно меньше номинальной. Колебания нагрузки на валу сетевых двигателей роторных экскаваторов незначительны, но в зависимости от условий работы коэффициент загрузки на валу может быть значительно меньше номинального. Как видно из приведенных на рис. П.7.2 кривых, относительные потери могут быть сведены к минимуму при автоматическом регулировании возбуждения у двигателей с резкопеременной нагрузкой, когда $\cos \varphi = 1,0$. Для двигателей со спокойной нагрузкой и работающих на холостом ходу минимум потерь может быть обеспечен

ручным регулированием возбуждения.

Следует иметь в виду, что закон регулирования должен выбирать-ся с учетом степени компенсации реактивной мощности, уровня напря-жения, устойчивости двигателя, его нагрева. В связи с тем, что автомати-ческие регуляторы возбуждения не нашли пока широкого применения в условиях угольных разрезов, можно рекомендовать с целью уменьшения потерь мощности и электроэнергии снижение тока возбуждения у син-хронных двигателей, работающих на холостом ходу и с малой нагрузкой. Величину тока возбуждения проще всего установить опытным путем та-ким образом, чтобы величина потребляемого тока из сети по амперметру в цепи статора была минимальной.

Изменение потерь мощности и электроэнергии в питающих сетях при регулировании возбуждения синхронных двигателей можно оценить с помощью зависимостей относительного тока статора, приведенных на рис.П.7.3 и П.7.4 [42]. Эти кривые, построенные для различных режимов по выражению

$$I_n = \sqrt{\beta^2 \cos^2 \varphi_n + \alpha^2 \sin^2 \varphi_n}, \quad (7.30)$$

дают возможность оценить величину тока статора в зависимости от за-грузки двигателя и режима возбуждения, следовательно, и величину по-терь электроэнергии в двигателе и питающей сети.

Кривые рис.П.7.4 дают также возможность при заданных значени-ях загрузки β определить выдаваемую в сеть относительную реактивную мощность Q/Q_n в зависимости от режима возбуждения.

Изменение потерь мощности в кабельной линии:

$$\delta P_{каб} = 3[(3I_n I_{*1})^2 - (3I_n I_{*2})^2] R_{о каб} l. \quad (7.31)$$

Изменение потерь мощности в воздушной линии определяется аналогично.

Изменение потерь мощности в трансформаторе:

$$\delta P_{тр} = (\Delta P_{кз} + k_{ин} U_{к} S_{нм} / 100) (k_{31}^2 - k_{32}^2), \quad (7.32)$$

где $\Delta P_{кз}$ - потери к.з. трансформатора, k_{31} - коэффициент загрузки трансформатора при номинальном токе возбуждения синхронных двига-телей; k_{32} - то же при токе возбуждения, обеспечивающем $\cos \varphi = 1,0$.

Применение синхронизированных асинхронных двигателей с по-

следовательным возбуждением (САДП).

Асинхронные двигатели с фазным ротором находят довольно широкое применение для рабочих машин карьеров и угольных разрезов и характеризуются значительными потерями электроэнергии.

Синхронизация серийно выпускаемых асинхронных двигателей с фазным ротором по принципу последовательного возбуждения может существенно повысить энергетические показатели двигателей и уменьшить потери электроэнергии как в двигателе, так и в питающей сети.

Пример принципиальной схемы силовой цепи САДП изображен на рис.П.7.5. Синхронизация осуществляется при помощи электрической связи статорной (С) и роторной (Р) обмоток через трехфазный мостовой выпрямитель.

Наличие такой электрической связи позволяет одновременно избавиться от постороннего источника постоянного тока и осуществить автоматическое регулирование возбуждения в зависимости от нагрузки двигателя.

Пуск двигателя осуществляется как обычно (т.е. по режиму, предусмотренному схемой управления двигателем, например, конвейера) при замкнутых контактах К. При замкнутых контактах К двигатель работает в асинхронном режиме. При разомкнутых контактах К роторная обмотка питается выпрямленным током статора и двигатель работает в синхронном режиме. Поскольку на входе выпрямителя имеется большое индуктивное сопротивление статорной обмотки, а активное сопротивление роторной обмотки относительно невелико, вентили в синхронном режиме работают поочередно группами по три (угол коммутации $\gamma = \pi/3$) и продолжительность протекания тока через вентили равна 180 эл. град. Таким образом, последовательное подключение роторной обмотки через выпрямительное устройство не влияет на продолжительность протекания токов в фазах статорной обмотки. При перегрузках или выпадении из синхронизма в роторной обмотке резко возрастает э. д. с., под действием которой открывается тиристор VS и шунтирует одновременно выпрямитель и роторную обмотку, т.е. двигатель автоматически переходит в асинхронный режим работы. Перевод в синхронный режим (т.е. размыкание контактов К) следует осуществлять при переходе тока коммутируемой фазы ротора через нулевое значение и при подтекании тока к плюсовому выводу выпрямителя, с целью безударного втягивания в синхронизм. Практически во всем диапазоне значений коэффициента загрузки синхронный режим обеспечивает наилучшие энергетические характеристики асинхронного двигателя:

- к. п. д. увеличивается в среднем на 2,5% для двигателей средней мощности (до 80 кВт) и на 1,5% для двигателей большей мощности;

- коэффициент мощности в среднем повышается на 30% и при номинальной нагрузке может быть доведен до 1,0;
- потребляемый из сети ток уменьшается в среднем на 40%, а потери активной мощности в питающей сети соответственно снижаются на 64%.

Количество сэкономленной электрической энергии (кВт.ч) за счет уменьшения потерь активной мощности в двигателях и системе электропитания можно определить по выражениям

$$\delta W_d = \frac{P_n}{\eta_a} k_3 \Delta \eta n_d T_z, \quad (7.33)$$

$$\delta W_c = P_n k_3 \left(\frac{\operatorname{tg} \varphi_a}{\eta_a} - \frac{\operatorname{tg} \varphi_c}{\eta_c} \right) k_{ин} n_d T_z, \quad (7.34)$$

где P_n - номинальная мощность двигателя, кВт; η_a - к. п. д. двигателя в асинхронном режиме; k_3 - коэффициент загрузки; $\Delta \eta_c$ - рост к. п. д. в синхронном режиме; $\operatorname{tg} \varphi_a$, $\operatorname{tg} \varphi_c$ - коэффициенты реактивной мощности в асинхронном и синхронном режимах; $k_{ин}$ - коэффициент изменения потерь, кВт/квар; n_d - количество двигателей; T_z - число часов работы двигателя в году.

Понижение напряжения на зажимах электродвигателей с малой нагрузкой.

Снижение напряжения на выводах малонагруженного асинхронного двигателя до определенного минимально допустимого значения приводит к уменьшению потребления им реактивной мощности, при этом уменьшаются потери активной мощности и, следовательно, увеличивается к. п. д. двигателя. Применяются следующие способы снижения напряжения у малонагруженных асинхронных двигателей:

- переключение статорной обмотки с треугольника на звезду;
- секционирование статорных обмоток;
- понижение напряжения в силовых сетях переключением ответвлений понижающих трансформаторов.

Переключение статорной обмотки двигателя с треугольника на звезду можно рекомендовать для двигателей с напряжением до 1кВ, систематически загруженных менее чем на 35-40% номинальной мощности.

Секционирование статорных обмоток асинхронных двигателей применяется в тех случаях, когда невозможно осуществить переключение обмотки статора с треугольника на звезду.

Переключение ответвлений понижающего трансформатора для снижения рабочего напряжения выполняют тогда, когда данный трансформатор не питает одновременно другие приемники, не допускающие снижения напряжения на их зажимах.

Повышение качества ремонта двигателей.

Некачественный ремонт электродвигателей приводит к снижению их энергетических показателей, т.е. к увеличению мощности холостого хода, повышенному потреблению реактивной энергии. При этом потребление активной энергии также увеличится.

Компенсирующие устройства

Компенсация реактивной мощности непосредственно у потребителей электроэнергии позволяет существенно улучшить технико-экономические показатели как системы электроснабжения, так и питающей энергосистемы. Выбор степени компенсации реактивных нагрузок и мест установки компенсирующих устройств должен выполняться с учетом затрат на:

- потери электроэнергии в электрических сетях энергосистемы и потребителей электроэнергии;
- потери активной мощности в сетях энергосистемы и потребителей в максимум нагрузки энергосистемы;
- сооружение распределительных сетей
- установку компенсирующих устройств.

Исходными данными для выбора средств компенсации, устанавливаемых в электрических сетях карьеров, являются технические условия на присоединение электроустановок, задаваемые предприятию энергоснабжающей организацией (энергосистемой):

- входная реактивная мощность, которая может быть передана из сети энергосистемы в режиме ее наибольшей активной нагрузки в сеть промышленного предприятия - $Q_{\Sigma 1}$;
- входная реактивная мощность, которая может быть передана из сети энергосистемы в режиме ее наименьшей активной нагрузки в сеть промышленного предприятия - $Q_{\Sigma 2}$.

По входной реактивной мощности $Q_{\Sigma 1}$; определяется необходимая суммарная мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на предприятии, а в соответствии с $Q_{\Sigma 2}$ выполняются требования к их регу-

лированию. Таким образом, $Q_{\Sigma 1}$ и $Q_{\Sigma 2}$ определяют уровень компенсации реактивных нагрузок в режимах максимальных активных нагрузок энергосистемы в целом для предприятия.

В электрических сетях горных предприятий в качестве основных средств компенсации реактивной мощности (КРМ) следует использовать синхронные двигатели напряжением выше 1 кВ, широко применяемые на экскаваторах, а также батареи статических конденсаторов при отсутствии ограничений по уровню высших гармоник. Как правило, применяются комплекты конденсаторные установки (ККУ) напряжением до и выше 1 кВ.

Наибольший эффект от снижения потерь активной энергии, связанных с передачей по сетям реактивной мощности, можно получить путем приближения конденсаторных установок (КУ) к электроприемникам.

Учитывая дополнительные потери активной мощности и электроэнергии во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные нагрузкой их реактивной мощностью, величина экономии электроэнергии при использовании компенсирующих устройств может быть определена по формуле:

$$\delta W = \frac{Rt10^{-3}}{U^2} [Q^2 - (Q - Q_k)^2], \quad (7.35)$$

где Q - величина реактивной мощности, потребляемой из сети до ее компенсации, квар; Q_k - мощность компенсирующих устройств, квар; U - номинальное напряжение сети, кВ; R - активное сопротивление сети, Ом; t - годовое число часов использования установки, ч.

Решение задачи КРМ осуществляется в следующей последовательности:

- а) определяется ряд мероприятий по уменьшению потребления реактивной мощности, не требующих значительных капитальных затрат;
- б) рассматривается возможность и целесообразность использования компенсирующей способности синхронных двигателей;
- в) определяется мощность и место установки КУ.

Необходимо иметь в виду, что установка КУ на ГПП не обеспечивает снижения потерь электроэнергии в электрических сетях разреза (карьера). Рациональной следует считать полную КРМ, т.е. работу с $\cos\phi$, близким к единице, у наиболее удаленных от ГПП электроприемников, потребляющих большую реактивную мощность.

Методика определения требуемой мощности КУ и технико-

экономические характеристики ККУ, выпускаемых промышленностью, представлены подробно в [43].

При решении задачи КРМ следует определять наиболее экономичные способы компенсации с учетом удельных потерь активной мощности α_k при различных способах КРМ, приведенных в табл. П.7.4 [44].

Определенный эффект может быть получен от рационального использования компенсирующей способности синхронных двигателей (СД), широко применяемых на горных предприятиях. Использование СД как источников реактивной мощности целесообразно при их установке в непосредственной близости от ГПП.

Оптимальная загрузка синхронных двигателей по реактивной мощности может быть найдена по формуле:

$$Q_{\text{СД}} = \alpha_m \frac{P_n}{\eta_n} \operatorname{tg} \varphi_n, \quad (7.36)$$

где P_n - номинальная мощность СД, кВт; η_n - к. п. д. двигателя по паспорту, о,е; $\operatorname{tg} \varphi_n$ - значение коэффициента реактивной мощности, соответствующее номинальному значению $\cos \varphi_n$; α_m - коэффициент допустимой перегрузки СД, зависящий от его загрузки по активной мощности β и относительного напряжения на зажимах (определяется по номограмме рис П.7.7 [43]).

Величина экономии электроэнергии в этом случае определяется снижением ее потерь в питающих линиях и трансформаторах ГПП.

На угольных разрезах и карьерах реактивная энергия, вырабатываемая синхронными двигателями, поступает во внутренние сети электроснабжения и компенсирует отстающий коэффициент мощности других потребителей, оборудованных асинхронными двигателями, но потери в сетях при этом возрастают и такой способ компенсации не является экономичным. В связи с этим стоит задача ограничения реактивной мощности, отдаваемой синхронными двигателями экскаваторов в сеть.

Решением этого вопроса является регулирование тока возбуждения синхронных двигателей с тем, чтобы коэффициент мощности поддерживался в заданных пределах при любых изменениях нагрузки двигателей. При относительно постоянной нагрузке, что имеет место при работе роторных экскаваторов, регулирование может осуществляться вручную.

Для одноковшовых экскаваторов полный цикл работы представляется тремя составляющими по времени: поворот стрелы в забой, напол-

нение ковша и поворот экскаватора на разгрузку ковша. Эти операции отличаются друг от друга по потребляемой мощности. Максимальное потребление мощности при наполнении ковша составляет примерно 30% времени всего цикла. Таким образом, синхронный двигатель, не имея управляемого возбуждения, работает 70% времени в перевозбужденном состоянии при неизменном номинальном токе возбуждения. Учитывая резкопеременный характер нагрузки одноковшовых экскаваторов, наиболее эффективным является автоматическое регулирование возбуждения СД.

Эффективность регулирования возбуждения СД может быть определена по методике, представленной выше.

Снизить потери напряжения и электроэнергии в протяженных воздушных линиях относительно малого сечения с преобладающей асинхронной или синхронной нагрузкой можно путем применения частичной продольной емкостной компенсации реактивных составляющих, которую обеспечивают последовательно включаемые в линии конденсаторы с емкостным сопротивлением X_C . Устройства продольной компенсации (УПЕК) являются вспомогательным источником реактивной мощности, благодаря чему они кроме регулирования напряжения в направлении его увеличения снижают потери активной и реактивной мощностей и увеличивают пропускную способность линий электропередачи.

В общем случае экономия электроэнергии в линии при использовании УПЕК может быть определена по формуле:

$$\delta W = P^2 R t 10^{-3} \left(\frac{1}{U_1^2 \cos^2 \varphi_1} - \frac{1}{U_2^2 \cos^2 \varphi_2} \right), \quad (7.37)$$

где P - активная мощность, потребляемая из сети, кВт; R - активное сопротивление линии, Ом; t - время включения УПЕК, ч; U_1 - напряжение на зажимах электроприемника до применения УПК, кВ; U_2 - то же с включением УПЕК; $\cos \varphi_1$ - коэффициент мощности до применения УПЕК; $\cos \varphi_2$ - коэффициент мощности с использованием УПЕК.

Величины $\cos \varphi_1$ и $\cos \varphi_2$ определяются по формулам:

$$\cos \varphi_1 = \frac{R}{\sqrt{R^2 + X_L^2}};$$

$$\cos \varphi_2 = \frac{R}{\sqrt{R^2 + (X_L - X_C)^2}},$$

где X_L - индуктивное сопротивление линии от источника питания до места установки УПЕК; X_C - емкостное сопротивление конденсаторов УПЕК.

Внедрение управляемых вентильных преобразователей на разрезах и карьерах (тяговые агрегаты, экскаваторы ЭКГ-20 и др.) приводит к значительным искажениям кривых токов и напряжений в распределительных сетях. В результате значительно повышаются активные потери в элементах системы электроснабжения.

При прохождении токов высших гармоник по элементам возникают дополнительные потери активной мощности, которые могут быть вычислены по формуле

$$\Delta P_{nc} = 3 \sum_{v=3}^n I_v^2 R_v, \quad (7.38)$$

где R_v - активное сопротивление элемента току v -ой гармоники; I_v - ток v -ой гармоники.

Наибольшие дополнительные потери активной мощности наблюдаются в трансформаторах и двигателях из-за увеличения активных сопротивлений обмоток приблизительно пропорционально в $\sqrt{v}$ раз.

Использование фильтро-компенсирующих устройств (ФКУ) представляется в настоящее время наиболее перспективным решением, т.к. одновременно конденсаторы этих фильтров являются источниками реактивной мощности.

7.4. Экономия электроэнергии на основных технологических операциях открытых горных разработок

К основным технологическим операциям разреза (карьера) относятся подготовка горных пород к выемке, вскрытие, добыча и перемещение горной массы экскавационно - транспортным комплексом и средствами гидромеханизации. Подготовка горных пород к выемке заключается в проведении буровзрывных работ. Для вскрытия и добычи используются экскаваторы различных типов, конвейеры, перегружатели, отвалообразователи и т. п.

В целях экономии электрической энергии при решении вопросов технологии открытых горных работ необходимо предусмотреть следующее:

- технико-экономическое сопоставление и выбор варианта технологии с учетом суммарного расхода электроэнергии;
- расширение области применения поточной и циклично-поточной технологии горных работ, замена на карьерах глубиной более 150 м железнодорожного транспорта конвейерным;
- совершенствование основных и вспомогательных технологических процессов действующего предприятия с целью минимизации энергозатрат, применение двухфланговых систем вскрытия, реализация паспортов на каждый забой;
- автоматизация технологических процессов горных машин и комплексов, внедрение автоматизированных систем оперативного управления технологическими процессами и системой электроснабжения,
- применение ЭВМ при расчете оптимальных план -графиков работы горно-транспортного оборудования с целью снижения аритмичности производства, выравнивания графиков электрических нагрузок, уменьшения плановых простоев и холостого хода оборудования и его перегонov;
- использование рациональных технологических схем горно-технологической и биологической рекультивации, применение на рекультивации мобильного оборудования, размещение складов плодородных и потенциально плодородных пород на минимальном расстоянии от участков рекультивации;
- улучшение качества взрывного дробления горной массы при подготовке ее к выемке;
- уменьшение объема транспорта пустых пород за счет широкого применения внутренних отвалов.

К мероприятиям, обеспечивающим экономию электроэнергии на горно-технологическом оборудовании, относятся:

- внедрение оборудования с более высокими энергетическими характеристиками и меньшим удельным расходом электроэнергии. Сюда относится замена физически и морально устаревшей техники в процессе эксплуатации или реконструкции разреза и т.д.;
- модернизация существующего оборудования с целью снижения расхода электроэнергии, повышения текущей и интегральной производительности;
- оптимизация режимов работы оборудования и систем электропривода, автоматизация рабочих и вспомогательных процессов горной машины, ограничение нерационального потребления электроэнергии;
- совершенствование ремонта горного оборудования с целью поддержания его рабочих параметров на уровне паспортных, исключающих повышенные потери или непроизводительные расходы электроэнергии.

Буровзрывные работы

Основными типами буровых станков, применяемыми на горных предприятиях, являются станки шарошечного (СБШ) и вращательного (СБР) и пневмоударного (СБУ) бурения.

На участке буровых работ необходимо планомерное и систематическое выполнение общих мероприятий по повышению эффективности электропотребления, изложенных выше.

Повышение механической скорости бурения и сменной производительности буровых станков может быть достигнуто при выполнении следующих мер:

- повышение стойкости бурового инструмента, применение новых прогрессивных типов бурового инструмента (например, шарошечных долот Ш215, 9МЗ-ПГВ и др.);

- использование вибрационно-вращательных рабочих органов в шарошечных станках, что повышает по данным [45] механическую скорость бурения в 2,0 - 2,5 раза;

- определение рациональных режимных параметров буровых станков, соответствующих конкретным горно-геологическим условиям, и их реализации на буровых станках, а также создание систем автоматического регулирования режимных параметров по минимуму энергоемкости;

- своевременная замена устаревших типов буровых станков более совершенными, имеющими более высокую скорость бурения, применение станков с форсированным режимом бурения;

- интенсификация очистки скважины от буровой мелочи установкой на шарошечных станках компрессоров более высокой производительности (по данным НИПИГормаша увеличение расхода воздуха на 30% приводит к повышению скорости бурения на 20%), применение винтовых компрессоров и др.;

- использование на станках СБШ конструкций буровых ставов с невращающимся внешним корпусом и демпфированным опорным узлом;

- применение высоких мачт и длинных рабочих органов для бурения с минимальным числом перехватов и наращиваний бурового става, полная механизация процессов его сборки и разборки;

- применение в качестве бурового инструмента станков СБР резцов с вращающимися режущими элементами, что увеличивает скорость бурения до 50-60 м/ч и использование новых конструкций шнеков со шнекопневматической очисткой скважин от буровой мелочи;

- использование систем охлаждения резцов водой или водовоздушной смесью, что позволяет повысить частоту вращения бурового

става;

- применение повышенного (до 1,5...2,0 МПа) давления сжатого воздуха на станках СБУ.

Общее повышение эффективности буровзрывных работ и, связанное с этим, сокращение объемов бурения, достигается за счет:

- применения бульдозеров-рыхлителей при разработке тонких и сближенных пластов угля;
- разработки и применения оптимальной сетки скважин, соответствующей конкретным типам станков и горно-геологическим условиям;
- оптимальной концентрации и организации буровых работ, исключающей излишние перегоны и простои буровых станков;
- разработки рационального маршрута движения станка при обуливании взрывного блока, сокращения времени на вспомогательные операции;
- сокращения времени на подготовительно-заключительные операции;
- широкого применения массовых взрывов, использования внутрискважинных замедлителей и многорядного короткозамедленного взрыва высоких уступов в зажатой среде и т.п.;
- повышения удельного расхода взрывчатых веществ и качества дробления горных пород, что обеспечивает повышение производительности добычного и транспортного оборудования;
- заряжания скважин непосредственно после бурения.

Расчет экономии электроэнергии δW от повышения производительности буровых станков производится по формуле[39]:

$$\delta W = Qb\left(\frac{1}{V_{61}} - \frac{1}{V_{62}}\right), \quad (7.39)$$

где Q - плановое (фактическое) количество погонных метров скважины, пробуренных станком за расчетный период (например, за год), м; V_{61} - механическая скорость бурения станка до внедрения мероприятия, м/мин; V_{62} - то же после внедрения мероприятия, м/мин; b - коэффициент энергетической характеристики станка данного типа.

Значения коэффициента b принимаются в соответствии с табл. П.2.8 и П.2.9. Эти значения коэффициента энергетической характеристики получены экспериментальными исследованиями для станков БСШ-1М, 2СБШ-200, СБШ-250, СБШ-250МН, различных типов вращательных

и пневмоударных станков, поэтому для новых типов станков и станков с комбинированным буровым инструментом они могут уточняться в конкретных условиях расчета.

Величина экономии электроэнергии за счет сокращения объемов бурения (путем применения оптимальной сетки скважин, внедрения экскаваторов с повышенным усилием копания, устранение повторного бурения в результате зарядания скважин непосредственно после бурения и т.п.) определяется по формуле

$$\delta W = \frac{\Delta Q \cdot b}{V_6}, \quad (7.40)$$

где ΔQ - величина сокращения объема повторного бурения, м;

Для снижения расхода электроэнергии при производстве буровых работ необходимо выполнение следующих мероприятий:

- внедрение прогрессивных энергосберегающих станков, реконструкция, модернизация и автоматизация бурового оборудования с целью снижения его энергоемкости;
- исследование, разработка и применение новых менее энергоемких технологий буровых работ;
- совершенствование систем привода буровых станков с целью повышения к. п. д;
- сокращение длительности холостого хода механизмов буровых станков, оптимизация загрузки двигателей;
- регулирование производительности маслonaсосов системы подачи бурового инструмента на шарошечных станках;
- выключение светильников в машинном зале бурового станка во время его работы;
- правильный выбор мощности и типа передвижной комплектной трансформаторной подстанции ПКТП, питающей станок;
- сокращение количества и расстояний перегонов буровых станков, обеспечение оптимального маршрута движения станка при обустройстве блока;
- регулирование производительности компрессоров для очистки скважин от буровой мелочи и др.

Величина экономии электроэнергии за счет мероприятий этих определяется по формуле:

$$\delta W = W_1 - W_2 = Q(\omega_1 - \omega_2), \quad (7.41)$$

где W_1 , W_2 - соответственно расход электроэнергии до и после внедрения мероприятия, кВт.ч; ω_1 , ω_2 - удельный расход электроэнергии до и после внедрения мероприятия, кВт.ч/м.

Экскаваторные работы

Экскаваторные работы на разрезах (карьерах) по добыче, вскрыше, перегрузке и отвалообразованию выполняются одноковшовыми карьерными мехлопатами (ЭКГ), мехлопатами с удлиненным оборудованием (У,УС), вскрышными мехлопатами (ЭВГ), драглайнами (ЭШ) и многоковшовыми роторными (ЭР,ЭРП, ЭРГ, ЭРШР, ЭРШРД) экскаваторами.

Планомерное и систематическое выполнение общих мероприятий, указанных выше, является надежной основой интенсивного поиска новых путей экономии электроэнергетических ресурсов на разрезах (карьерах).

Повышение сменной производительности экскаваторов достигается при выполнении следующих мероприятий:

- уменьшение угла поворота одноковшового экскаватора за счет сокращения ширины забоя (при автотранспорте), формирование отвала наклонными слоями начиная от внутренней бровки (при работе экскаватора на отвале);

- сокращение продолжительности рабочего цикла за счет рациональной организации работы экскаватора в забое, повышения квалификации машиниста, автоматизации основных и вспомогательных рабочих процессов (например, процесса копания) и т.д.;

- всемерное сокращение продолжительности вспомогательных работ за счет применения ковшей специальной конструкции при экскавации глинистых пород в зимнее время, своевременной очистки ковшей, рациональной установки экскаватора в забое и т.п.;

- разработка оптимальных режимов резания и применения систем автоматического регулирования режимами резания;

- рациональная организация управления экскаваторами с целью выполнения каждой машиной заданного объема работ за минимальное время без перерыва в работе;

- своевременная замена устаревших экскаваторов более совершенными, имеющими более высокую производительность;

- использование сменных ковшей на экскаваторах для различных пород и управляемых поворотных ковшей мехлопат, сокращающих расход электроэнергии при черпании;

- упрочнение зубьев ковшей экскаваторов (например, установкой электрошлаковой наплавки, взрывным способом и т.п.), не допускать работу экскаваторов с чрезмерно затупленными или поломанными зубьями.

Допустимый износ зубьев приведен в табл. П.7.5.

К технологическим и организационным мероприятиям по повышению производительности экскаваторов относятся:

- применение методов концентрации ведения горных работ, панельных способов обработки вскрышных уступов;
- широкое применение массовых взрывов, поддержание рациональной ширины рабочей площадки;
- увеличение длины фронта горных работ для повышения полезного времени работы экскаваторов;
- исследование и выбор оптимальных параметров системы разработки, путевого развития и т.п.;
- выбор рационального сочетания параметров и типов погрузочно-го и транспортного оборудования, широкое внедрение скреперов, бульдозеров, рыхлителей и погрузчиков вместо мощных экскаваторов;
- расширение области применения поточной и циклично-поточной технологии;
- поддержание ширины экскаваторного блока и параметров забоя (высоты и толщины слоя) в пределах, обеспечивающих максимальную производительность экскаваторов;
- переход от цикличного (железнодорожного и автомобильного) транспорта на непрерывный при работе многоковшовых экскаваторов, особенно большой паспортной производительности;
- применение технических средств повышения интенсивности погрузки угля в вагоны МПС (погрузочно-дозировочных машин с весоизмерительными системами высокой точности, уменьшение инерционности погрузочных устройств и т.д.);
- повышение ритмичности работы комплекса горно-транспортного оборудования, совершенствование системы оперативного планирования и управления;
- совершенствование и повышение оперативности и качества ремонта горного оборудования и снижение его простоев;
- разработка специальных мер по предотвращению и уменьшению промерзания грунта в зимнее время (утепление, предварительное рыхление и т.п.), налипания грунта (интенсивное осушение, применение специальных ковшей, специальных покрытий, вибраторов, специальных ро-ликоопор на конвейерном тракте и т.д.);
- применение мер эффективного пылеподавления (орошение забоя, кондиционирование воздуха, применение закрытых перегрузочных устройств, создание избыточного давления в кабинах и машзалах и т.п.);
- применение конструкций ротора и ковшей, соответствующих

свойствам разрабатываемых пород и угля;

- переход к скребковым рабочим органам вместо ковшовых на цепных экскаваторах, что увеличивает скорость цепи и производительность на 20 %;

- максимальное совмещение работы приводов при выполнении установочных и других вспомогательных операций роторных экскаваторов;

- исследование и установление рациональной загрузки основных рабочих механизмов, обеспечивающих максимальную эксплуатационную производительность, эффективное использование конструктивных возможностей экскаватора.

Величина годовой экономии электроэнергии от повышения производительности экскаваторов определяется по формуле [39]:

$$\delta W = P_{\Gamma} b (1 / (P_1 - P_2)), \quad (7.42)$$

где P_{Γ} - плановый (фактический) годовой объём работы экскаватора, м³; b - коэффициент энергетической характеристики экскаваторов, значения которого приведены в табл.П.2.5; P_1 , P_2 - среднесменная до (P_1) и после (P_2) внедрения мероприятий по повышению производительности экскаватора.

Для одноковшовых экскаваторов, не указанных в табл.П.2.5, значение коэффициента энергетической характеристики можно принять равным: для мехлопат $b = 103 E$; драглайнов $b = 94 E$; (т.е. в зависимости от E - вместимости ковша, м³).

Снижение расхода электроэнергии на экскаваторах достигается разработкой и внедрением следующих мероприятий:

- замена устаревших типов экскаваторов более совершенными;
- совершенствование системы технического обслуживания и ремонта с целью снижения энергоёмкости экскавации и повышения к. п. д. системы привода;

- всемерное ограничение продолжительности и мощности холостого хода приводов экскаваторов;

- выключение части светильников машинных залов экскаваторов на время его работы;

- широкое применение рекуперативного торможения электроприводов экскаваторов;

- разработка и внедрение систем автоматизации рабочих процессов экскаваторов по минимуму энергоемкости;
- замена высоковольтных масляных выключателей на распределительных устройствах экскаваторов вакуумными (отпадает необходимость в термоэлектронагревателях мощностью 0,1... 0,3 кВт.);
- уменьшение пусковых потерь электроэнергии применением установок продольной емкостной компенсации при пуске сетевых двигателей экскаваторов.

Расчет величины экономии электроэнергии от мероприятий производится по формуле (7.41).

*Конвейерный транспорт, перегружатели,
отвалообразователи и транспортно-отвальные мосты*

Экономия электроэнергии на конвейерном транспорте достигается при выполнении следующих мероприятий:

- повышение средней загрузки конвейеров, для чего необходимо следить за состоянием загрузочных и аккумулирующих бункеров, дооборудовать перегрузочные устройства датчиками уровня, внедрять системы автоматического регулирования скорости ленты и центрирования груза;
- поддержание максимального коэффициента трения между лентой и приводными барабанами за счет исключения попадания воды и масла на поверхности ленты и барабанов, исключения работы барабанов с изношенной футеровкой, замены футеровки новыми с повышенными фрикционными свойствами;
- замена лент систематически незагруженных конвейеров;
- поддержание высокого технического состояния конвейера. Для этого необходимо производить периодическую смазку механических узлов конвейера в соответствии с картой смазки завода-изготовителя; применение специальных морозостойких смазок; заменять невращающиеся или туговращающиеся ролики; не допускать заштыбовки трассы конвейера и конечных станций; не реже одного раза в месяц осуществлять проверку распределения нагрузки между барабанами с помощью амперметров в соответствии с рекомендациями, установленными руководством по эксплуатации, так как отклонение распределения нагрузки свидетельствует о нерациональном режиме работы электропривода конвейера и неэкономичном потреблении электроэнергии двигателями; систематически проверять состояние устройств для очистки ленты и барабанов; не допускать эксплуатацию конвейера при чрезмерном износе отдельных узлов (шестерен редуктора, тормозных накладок и т.д.); не реже одного

раза в месяц производить планово-предупредительный ремонт конвейера;

- выбор рациональной длины конвейерных ставов;
- сокращение числа перегрузочных пунктов;
- применение высокопрочной резинотросовой ленты;
- применение футерованных барабанов с футеровкой из высокофрикционных и износостойких материалов;
- совершенствование систем и аппаратуры автоматического регулирования натяжения ленты конвейерных установок;
- применение гирляндных роlikоопор с подвеской на амортизаторах и других новых конструкций опор, снижающих сопротивление движению;
- выбор оптимального угла наклона боковых роlikов (изменение угла наклона с 30° на 45° увеличивает наполнение лотка на 13%);
- применение специальных футеровочных покрытий от налипания и намерзания угля и пород в перегрузочных устройствах;
- выбор оптимальной схемы конвейерного транспорта и качественный монтаж конвейерных установок и линий;
- поддержание на высоком техническом уровне ходовых механизмов и поворотных устройств перегружателей, отвалообразователей и транспортно-отвальных мостов.

Технические характеристики отвалообразователей, транспортно-отвальных мостов и перегружателей, необходимые для расчетов, приведены в [29].

Экономия электроэнергии от сокращения длительности холостого хода конвейера определяется преобразованным первым слагаемым формулы (2.9), приведенной в [33]:

$$\delta W = 0,013 L_k \alpha \left(\frac{\Pi_k}{3,6 V_{\text{л}}} + q \right) V_{\text{л}} t_{\text{хх}}, \quad (7.43)$$

где L_k - длина конвейера, м; α - коэффициент сопротивления движению, принимается по табл.П..7.7; Π_k - производительность конвейера, т/ч; $V_{\text{л}}$ - скорость движения ленты, м/с; $q = \xi B + q_1 / l'_p + q_2 / l''_p$ - вес вращающихся частей конвейера. Здесь ξ - вес 1 м^2 ленты, кг; q_1, q_2 - вес вращающихся частей роlikоопор верхней и нижней ветвей, кг; B - ширина ленты, м; l'_p, l''_p - шаг роlikоопор верхней и нижней ветвей, м; $t_{\text{хх}}$ - время холостого хода конвейера, ч.

Необходимые технические данные для расчетов приведены в табл. П.7.6.-П.7.10.

Величина экономии от повышения средней загрузки конвейера

$$\delta W = 1,1 Q V_{\text{л}} \left(\frac{1}{\Pi_{\kappa 1}} - \frac{1}{\Pi_{\kappa 2}} \right), \quad (7.44)$$

где $\Pi_{\kappa 1}$ и $\Pi_{\kappa 2}$ - производительность конвейера до и после мероприятий по повышению производительности, т/ч; Q - годовой объем работы конвейера, т.

По данным УкрНИИпроекта, значения коэффициента α приближенно могут быть приняты 0,030 - 0,035 для районов с умеренным климатом и 0,040 - 0,045 для северо-восточных районов при применении морозостойких смазок типа ЛИТА и т.п.

При положительных температурах окружающей среды и любой смазке значение α приближенно равно 0,025.

Экономия электроэнергии от облегчения конструкции подвижных частей (за счет применения новых материалов, изменения конструкции и т.п.) конвейерных установок определяется по формуле

$$\delta W = 1,1 \frac{Q - V_{\text{л}} (q_1 - q_2)}{\Pi_{\kappa}}, \quad (7.45)$$

где q_1 и q_2 - вес вращающихся частей конвейера до и после применения мероприятия, кг.

Установки гидромеханизации

Анализ электропотребления на установках гидромеханизации показывает, что имеются существенные резервы экономии электрической энергии за счет дальнейшего совершенствования технологии и техники гидромониторно-землесосных агрегатов.

Технологический удельный расход электроэнергии по установкам гидромеханизации $\omega_{\text{г}}$ (квт.ч/м³) определяется как сумма удельных расходов на гидромониторы $\omega_{\text{гм}}$ и напорный гидротранспорт $\omega_{\text{гт}}$.

Технологический удельный расход электроэнергии на гидромониторы определяется по формуле (2.11), а удельный расход электроэнергии на перемещение 1 м³ горной массы напорным гидротранспортом – по (2.12).

В целях экономии электроэнергии на установках гидромеханизации рекомендуются следующие мероприятия:

- рыхление промерзшего грунта, предварительное рыхление плотных пород (взрыванием, нагнетанием воды в горный массив и т.п.);
- применение струи различного давления для подрезки и размыва (установкой двух гидромониторов с различным давлением, сменой насадок при одном гидромониторе, врубобообразованием импульсной струей с применением специальных гидромониторов и т.д.);
- повышение к. п. д. насосов и землесосов (организацией работы насосных станций с системой трубопроводов в близком к оптимальному режимам, своевременным качественным ремонтом оборудования и т.п.);
- повышение напора воды на насадке гидромонитора путем снижения потерь напора в нагнетательных и всасывающих трубопроводах;
- поддержание достаточного уклона пульпосточных канав;
- своевременный перенос зумпфа по мере удаления фронта горных работ;
- снижение непроизводительных потерь воды в забое и трубопроводах;
- поддержание оптимального расстояния от насадки гидромонитора до забоя.

7.5. Экономия электроэнергии на электрифицированном железнодорожном транспорте

Общие положения

Анализ электропотребления электрифицированным ж.д. транспортом на карьерах и разрезах показывает, что на полезную работу (подъем груза и преодоление сопротивления движению) расходуется 20...30% от общего расхода электроэнергии.

Основными составляющими потерь электроэнергии на электрифицированном железнодорожном транспорте карьеров являются:

- потери энергии при трогании и механическом торможении - 20...30%;
- потери в тяговой сети и преобразовательных агрегатах - 20...25%;
- потери в тяговых двигателях - 3...5%;
- собственные нужды тяговых агрегатов - 8...10%;
- дополнительные расходы электроэнергии при маневрировании электровозов во время погрузочно-разгрузочных работ - 3...5%.

При малых глубинах разработки месторождения основной составляющей потерь электроэнергии являются пусковые и тормозные потери, а при глубине более 50 м преобладают потери в тяговых сетях и преобра-

зовательных агрегатах.

Мероприятиями по экономии электроэнергии на ж.д. транспорте являются:

- рациональная организация погрузочно-транспортных работ на карьере;
- повышение эффективности использования тяговых агрегатов;
- уменьшение потерь электроэнергии в тяговых сетях и преобразовательных агрегатах;
- поддержание высокого технического состояния электровозов и рельсовых путей.

Рациональная организация погрузочно - транспортных работ

Составление и строгое соблюдение графиков движения поездов и маневровых работ отдельно для каждого участка с учетом их особенностей с целью обеспечения минимального количества остановок груженых поездов, особенно на подъеме.

Рационализация схемы путей и расстановки оборудования с целью уменьшения маневровых работ у погрузочных пунктов. Снижение простоя электровозов в рабочем состоянии на 1% уменьшает удельный расход электроэнергии на 0,454% [41].

Соблюдение уклонов равного сопротивления при сооружении забойных и отвальных путей. Уклон равного сопротивления – это такой постоянный по величине уклон, при котором сила тяги двигателей при спуске груженого состава и подъеме порожнего состава будет одинаковой. Уклон равного сопротивления благоприятствует увеличению скорости движения поездов, так как во время движения поезда с грузом снижаются потери напряжения в контактной сети. Уклон равного сопротивления увеличивает к. п. д. тяговых двигателей во время движения поезда с порожним составом [41].

Снижение коэффициента тары думпкаров и увеличение грузоподъемности их позволяет уменьшить удельный расход электроэнергии. По данным [41], увеличение массы поезда на 1% дает снижение расхода электроэнергии на 0,222 %.

Уменьшение основного сопротивления движению, которое зависит от состояния подвижного состава и путей, а также организации движения поезда. Известно, что при нахождении тяговых единиц агрегата типа ПЭ2 в голове состава, по сравнению с их движением в хвосте, основное удельное сопротивление снижается в два раза (с 10 до 5 кг/т [46, 47]). Разгрузку состава на отвалах рекомендуется вести с головы поезда и на уклоне.

Маневровые остановки и трогания поезда целесообразно осуществлять на горизонтальных участках с целью снижения потерь электроэнергии в реостатах. Указанная рекомендация обеспечивается путем рационального расположения оборудования СЦБ (стрелки, светофоры) и рациональной организации маневровых работ.

Передвижение состава во время погрузки и разгрузки рекомендуется делать под уклон. На путях с уклоном равного сопротивления, в сравнении с существующими профилями путей, расход электроэнергии во время погрузки состава снижается в среднем на 5 Вт.ч/т [48, 49].

Повышение эффективности тяговых агрегатов

Использование тяговых агрегатов с источниками автономного питания (ИАП). В качестве источника автономного питания следует использовать дизель-генераторные установки. Наличие ИАП позволяет отказаться от передвижных контактных боковых сетей на забойных и отвалных путях, что приводит к значительному снижению потерь электроэнергии в тяговой сети и общего расхода электроэнергии.

Одним из основных недостатков существующих схем управления тяговыми двигателями подвижного состава постоянного тока является непосредственная связь между напряжением контактной сети и напряжением на тяговом оборудовании. Это затрудняет регулирование скорости электропривода, так как отсутствует возможность управлять напряжением, подводимым к тяговому оборудованию. Жесткая связь по напряжению сдерживает дальнейшее увеличение напряжение контактной сети, а, следовательно и снижение потерь электроэнергии. Реостатный способ регулирования, применяемый на подвижном составе постоянного тока, сопровождается значительной потерей энергии в пусковых реостатах.

Одним из способов, позволяющих независимо от напряжения контактной сети плавно регулировать в широком диапазоне подводимое к зажимам тяговых двигателей напряжение, является применение тиристорных преобразователей, устанавливаемых непосредственно на электровозах. Тиристорные преобразователи могут выполняться по системе постоянно-постоянного тока и постоянно-многофазного переменного тока. В последнем случае появляется возможность использовать в качестве тяговых двигателей простые и экономичные асинхронные и синхронные двигатели [41].

По сравнению с существующей системой реостатно-контакторного управления, тиристорное бесконтактное управление имеет следующие преимущества: безреостатный плавный разгон без потерь электроэнергии в реостатах; потери электроэнергии во время погрузки и разгрузки сни-

жаются в 2 раза; возможность рекуперативного торможения без специальных устройств (возбудителей и пр.), потери электроэнергии при этом снижаются на 5-6%; устранение воздействий колебания напряжения контактной сети на работу тяговых двигателей.

Основным преимуществом тяговых агрегатов с тиристорными преобразователями является возможность повышения напряжения контактной сети при любом напряжении на зажимах тяговых двигателей.

Ввиду повышенных тяговых свойств и экономичности электровозов с тиристорными преобразователями, следует отказаться от напряжения 1500 В и использовать на новых разрезах и карьерах только напряжение 3000 В постоянного тока.

Осуществлять выбор целесообразного ускорения поезда при трогании с места. Это позволяет уменьшить пусковые потери электроэнергии в реостатах. Для подвижного состава открытых горных разработок целесообразен пуск поезда с ускорением, равным 0.15 - 0.20 м/сек².

Осуществлять возврат электроэнергии в контактную сеть за счет применения рекуперативного торможения. Количество рекуперированной (возвращенной) в сеть электроэнергии δW определяется по формуле, кВт.ч

$$\delta W = I U t, \quad (7.48)$$

где I - ток рекуперации, А; U - напряжение контактной сети, кВ; t - время следования поезда по спуску, ч.

Значение тока рекуперации определяется по токовой характеристике электровоза, работающего на рекуперативном режиме для данной позиции рукоятки контроллера и скорости движения.

Исключить торможение противотоком и включение электродвигателей при заторможенной машине.

Использовать особенности профиля пути для более экономичной работы электровоза (отключать электродвигатели перед уклоном, что позволит пройти уклон без затрат электроэнергии, увеличить скорость поезда перед подъемом, что позволит использовать кинетическую энергию поезда и избежать буксования колес и т.п.).

Избегать лишних остановок поезда на стрелках, перегонах и других участках сети, т.к. каждая остановка вызывает последующий пуск электродвигателей электровоза, а следовательно, повышенный расход электроэнергии.

Уменьшение потерь электроэнергии в тяговой сети

Применение двухстороннего питания контактной сети, повышение напряжения контактной сети с 1,65 до 3,3 кВ постоянного тока и до 25 кВ переменного тока, что уменьшает потери электроэнергии в тяговых сетях.

Замена изношенного контактного провода на провод первоначального сечения.

Экономии электроэнергии δW (кВт.ч) при замене контактного провода малого сечения проводом большего сечения можно определить по формуле

$$\delta W = \frac{I^2 L}{57200} \left(\frac{s_1 - s_2}{s_1 s_2} \right) N t, \quad (7.49)$$

где I - длительный ток нагрузки одного электровоза, А; L - длина заменяемого участка провода, м; s_1 и s_2 - сечения контактного провода нового и изношенного, мм²; N - количество одновременно работающих электровозов; t - рассматриваемый период времени, ч.

Повышение качества стыковых соединений.

Для этого необходимо систематически проверять состояние стыковых контактов в местах присоединения проводов, соединительных накладок, а также питающих и отсасывающих кабелей, добиваясь улучшения качества соединений; уменьшать сопротивление рельсового пути, соединяя между собой все нитки пути через каждые 50 м перемычками; применение межстыковых соединителей как на стационарных, так и на передвижных ж.д. путях.

Повышенное активное сопротивление стыковых соединений, особенно в передвижных контактных сетях, приводит к увеличению потерь активной энергии. Кроме того, повышенное активное сопротивление стыковых соединений приводит к снижению среднего уровня напряжения в контактной сети, что в свою очередь приводит к снижению скорости движения электровозов (при неизменной нагрузке на валу тяговых двигателей), увеличению длительности протекания токовой нагрузки в тяговой сети при прочих равных условиях.

Экономии электроэнергии (кВт.ч) в тяговой сети при улучшении состояния стыковых соединений можно определить по формуле

$$\delta W = I_3^2 \frac{l}{V_c} [(R_{tc} + \Delta R_{pc}) \frac{U_n}{U_n - I_3 \Delta R_{pc}} - R_{tc}] N 10^{-3}, \quad (7.50)$$

где I_3 - эффективный ток электровоза, А; l - длина пути, проходимого электровозом, км; V_c - средняя скорость движения электровоза при номинальном напряжении контактной сети, км/ч; R_{mc} - активное суммарное сопротивление тяговой сети при хорошем состоянии стыковых соединений; N - количество рейсов в год, совершенных на данном участке.

Повышение напряжения контактной сети

Повышение номинального напряжения на токоприемнике электровоза позволяет значительно снизить потери электроэнергии в тяговой сети.

Годовую экономию электроэнергии в тяговой сети при увеличении номинального напряжения можно определить по формуле

$$\delta W = I_3^2 t [R_{tc2} - R_{tc1} (\frac{U_{n2}}{U_{n1}})^2] 10^{-3}, \quad (7.51)$$

где U_{n1} - номинальное напряжение тяговой сети после повышения его с U_{n2} , В; I_3 - потребляемый эффективный ток при U_{n1} , А; R_{mc1} , R_{mc2} - активные сопротивления тяговой сети соответственно при U_{n1} и U_{n2} ; t - число часов работы в год, ч.

Снижение падения напряжения в тяговой сети. Для ориентировочной оценки потерь электроэнергии на участке тяговой сети ΔW (кВт.ч) используют формулу:

$$\Delta W = \Delta U_c I_y k_M k_c k_n t_p, \quad (7.52)$$

где ΔU_c - среднее расчетное падение напряжения на участке, В; I_y - расчетный ток участка, А; k_n - коэффициент, учитывающий потери на тяговой подстанции, $k_n = 1,03$; k_c - коэффициент, учитывающий сезонность нагрузки, $k_c = 0,92$; k_M - коэффициент суточного максимума нагрузки, $k_M = 0,80$; t_p - число часов работы в году подвижного состава, $t_p = 6500$ ч.

С целью снижения потерь электроэнергии целесообразно уменьшить падение напряжения на участках в тяговой сети. При этом следует

учитывать, что компенсация падения напряжения связано с ростом затрат на систему электроснабжения и, как следствие, ухудшением ее экономических показателей.

Заметной экономии электроэнергии можно достичь рациональным секционированием контактной сети только при равенстве падений напряжений U_c для двух смежных участков. Суммарные потери электроэнергии на этих участках будут минимальными.

К снижению потерь электроэнергии приводит также параллельная работа отсасывающих линий. С этой целью замыкают секционные изоляторы на отрицательном контактном проводе в пределах района питания одной тяговой подстанции. Параллельная работа отрицательных кабелей одновременно увеличивает токи короткого замыкания в контактной сети и тем самым улучшает условия работы защиты.

Поддержание высокого технического состояния электровозов и рельсовых путей

Устранять неровности стыков и искривление рельсового пути, постоянно поддерживать его в исправном состоянии.

Периодически осушать и чистить рельсы от грязи.

Регулярно смазывать, менять масло и промывать подшипники колесных пар в установленные инструкцией сроки, что позволяет снизить величину сопротивления движению, увеличить к. п. д. электровоза, уменьшить необходимую силу тяги, и следовательно, уменьшить удельный расход электроэнергии.

Не допускать чрезмерной затяжки моторно-осевых подшипников, так как это приводит к повышенному потреблению электроэнергии.

После каждой замены колодок тормозной системы надо производить ее регулировку с целью исключения трения колодок о бандажи колес во время движения электровоза, сопровождающееся повышенным потреблением электроэнергии.

Периодически подтягивать болты в местах соединения секций и проводов в пусковом реостате, уменьшая переходное сопротивление.

7.6. Экономия электроэнергии в осветительных установках

Общие положения

Международная комиссия по освещению (МКО) предлагает при поиске путей экономии электроэнергии без ущерба для качества освещения следующий комплекс мероприятий [32]:

- анализ зрительной задачи с целью определения ее сложности и длительности, с учетом зрительного восприятия в зависимости от влияющих факторов, уточнение норм освещения;
- обеспечение необходимой освещенности для данной зрительной задачи в проектных решениях;
- выбор наиболее экономичных источников света;
- выбор эффективных светильников, обладающих необходимыми характеристиками светораспределения и нужным конструктивным исполнением;
- увеличение коэффициентов отражения поверхностей помещений для повышения коэффициента использования осветительной установки;
- обеспечение гибкости управления осветительными сетями, позволяющего отключать отдельные участки или уменьшать освещенность в случае необходимости;
- совместное использование систем естественного и искусственного освещения объектов промплощадки;
- организация соответствующих режимов обслуживания, включающих периодическую чистку светильников и поверхностей помещения, а также замену ламп.

Уровни освещенности и требования к осветительным установкам определяются директивными документами [2]. Работы по экономии электроэнергии во внутренних осветительных установках осуществляются согласно [50].

Совершенствование осветительных установок и систем освещения

Использование более эффективных источников света:

- замена моноспиральных ламп накаливания типа Г на биспиральные типа Б или криптоновые типа БК;
- замена ламп накаливания на газоразрядные лампы с учетом требований к цветопередаче и цветоразличию;
- замена люминесцентных ламп на металлогалогенные или светодиод-

тодные и т.д.;

- применение светильников напряжением 380 В (по мере выпуска).

В случае перехода на более эффективные источники при определении экономии электроэнергии должны быть учтены к.п.д. светильников, кривые их светораспределения, коэффициенты запаса и коэффициенты старения [32], т.е. необходимо провести светотехнические расчеты.

Определить годовую экономию электроэнергии при замене осветительных установок можно из выражения

$$\delta W = (P_1 n_1 - P_2 n_2) t, \quad (7.53)$$

где P_1 , n_1 - установленная мощность и количество осветительных установок до реконструкции; P_2 , n_2 - то же после реконструкции; t - годовое число часов работы осветительных установок.

Кроме того, величину экономии электроэнергии при замене ламп можно определить из выражения (7.53), пользуясь табл. П.7.11[32].

$$\delta W = \beta P_1 n_1 t, \quad (7.54)$$

где β - удельная экономия мощности при замене ламп, кВт/кВт.

Оценка возможной экономии электроэнергии при переходе на более эффективные лампы приведена в табл. П.7.12.

Относительная экономия электроэнергии, полученная при использовании в осветительной установке нового источника света (с индексом 2) вместо применявшегося ранее (с индексом 1) определяется по формуле:

$$\delta W = \left(1 - \frac{\alpha_2 E_{н2} k_3 \eta_1}{\alpha_1 E_{н1} k_{31} \eta_2}\right) 100 \%, \quad (7.55)$$

где α - коэффициент, учитывающий потери мощности в ПРА; E_n - нормируемая освещенность, лк; k_3 - нормируемый коэффициент запаса; η - световая отдача источника света, лм/Вт.

Правильный выбор светильников по светораспределению и поддержание величины светового потока источника света в пределах паспортного:

- своевременная очистка ламп и светильников, очистка и окраска в соответствующие цвета стен и потолков (для внутреннего освещения);
- групповая замена изношенных ламп;

- правильный выбор светильников по концентрации светового потока в соответствии с высотой освещаемого помещения и уровнем нормируемой освещенности;
- правильный выбор соотношения между общей и комбинированной системами освещения;
- обоснованный отказ от освещения лестничных спусков, путей движения трудящихся в карьере и т.п.

Очистку источников света и осветительных приборов, а также стен и потолков производственных помещений необходимо производить в сроки, определяемые ответственным за электрохозяйство лицом с учетом требований ПУЭ, ведомственных инструкций по эксплуатации осветительных установок.

В пыльных и грязных помещениях освещенность может понижаться в 8-10 раз, поэтому поддержание светильников в чистоте является важным условием рационального использования электроэнергии в осветительных установках.

Оптимальное размещение светильников:

- выбор типа кривой светораспределения светильников и их размещение по высоте и в плане помещения с целью наиболее полного использования светового потока лампы и обеспечения наиболее равномерного освещения;
- применение оптимальной схемы размещения осветительных приборов в плане карьера, выбор высоты мачты и угла установки осветительных приборов с учетом их половинных изолукс;
- правильный выбор светильников по конструктивному исполнению, совершенствование структуры системы освещения.

Расчет экономии электроэнергии от выполнения мероприятий этой группы выполняется по формулам (7.53) и (7.55).

Совершенствование систем управления освещением.

Внедрение рациональных схем и средств автоматического управления освещением:

- совершенствование систем управления (включения и отключения) осветительных установок;
- обеспечения гибкости систем освещения с целью отключения отдельных секций или групп светильников;
- применение регуляторов, поддерживающих требуемое качество электроэнергии у источников света;
- применение регуляторов напряжения с целью поддержания за-

данного уровня освещенности.

Экономия электроэнергии при отключении части осветительных установок карьера или объектов промплощадки:

$$W = P_o t_o, \quad (7.56)$$

где P_o - установленная мощность части осветительных установок, отключаемой системой автоматики, кВт; t_o - продолжительность отключенного состояния в течение года, ч.

Экономия электроэнергии на одной лампе от применения регулирования уровня напряжения [32]:

- для ламп ДРЛ

$$\delta W = P_n (2,43 - 2,43 k_u) t_c; \quad (7.57)$$

- для люминесцентных ламп

$$\delta W = P_n (1,26 - 1,26 k_u) t_c; \quad (7.58)$$

- для ламп ДКсТ

$$\delta W = P_n (3,5 - 3,5 k_u) t_c, \quad (7.59)$$

где $k_u = U/U_n$; P_n - мощность одного светильника при номинальном напряжении, кВт; t_c - время работы лампы при сниженном напряжении сети, ч; U - фактическое напряжение сети, В; U_n - номинальное напряжение лампы, В.

Поддержание номинального уровня напряжения в осветительной сети.

Исследования зависимости светового потока ламп ДРЛ от напряжения сети U показали, что при изменении U на 10%, световой поток меняется на 20-30%. Колебания U нередко приводят к погасанию ртутных и особенно ксеноновых ламп и колебаниям яркости дуги. Поддержание номинального уровня напряжения в данном случае предотвращает использование лишних или повышенной мощности ламп и связанный с эти перерасход электроэнергии.

Изъятие завышенной установленной мощности осветительных установок

Завышенная установленная мощность может обуславливаться применением источников света с лучшими энергетическими характеристиками, улучшением отделки стен и потолков помещений, повышением мощности ламп из-за загрязнения светильников и т.п.

Завышение установленной мощности ламп против требуемой для обеспечения нормируемой освещенности по проекту приводит к необоснованному расходу электроэнергии. Экономия электроэнергии определяется величиной завышенной мощности:

$$\delta W = (P_{\phi} - P_n) t, \quad (7.60)$$

где P_{ϕ} - фактическая установленная мощность светильников (до изъятия завышенной мощности), кВт; P_n - мощность ламп, определенная по проекту для обеспечения нормируемой освещенности, кВт.

7.7. Экономия электроэнергии на вспомогательных технологических процессах

Насосные установки

В условиях открытых горных работ насосные установки имеют самое различное применение:

- на водоотливных и водопонижающих установках (насосы);
- на установках гидромеханизации (насосы и землесосы);
- на горных машинах (насосы и маслососы);
- на промплощадке (насосы противопожарные и водоснабжения).

Мероприятия по экономии на установках гидромеханизации приведены в п. 7.4.

Основные мероприятия, обеспечивающие экономию электроэнергии на водоотливных, водопонижающих и других аналогичных установках:

- уменьшение водопритока Q в карьер от атмосферных осадков и в период таяния снегов путем проведения нагорных канав, сооружения снегозащитных щитов, дамб, отведения русел рек, и т.п., а также исключение утечек через соединения и арматуры водоводов;
- исследование и применение рациональных схем и аппаратуры

водоотлива (водопонижения), совершенствование и регулирование работы насосов;

- оптимизация режима работы водоотливных установок с целью выравнивания графиков электрических нагрузок карьерных подстанций, что приводит к снижению среднеквадратичного тока и, как следствие, уменьшению потерь электроэнергии в трансформаторах подстанций и питающих сетях (п.2);

- повышение к. п. д. насосов, трубопроводов и двигателей, правильный выбор насоса и характеристики трубопровода, регулярная очистка водосборников и водоприемников от накопившегося шлама.

Мощность насосной установки P , кВт

$$P = \frac{QH_{\gamma}}{102.3,6\eta_n\eta_{mp}\eta_o}, \quad (7.61)$$

где Q - часовой расход, м³/ч; H_z - геодезическая высота подъема воды, м; γ - объемный вес воды, т/м³; η_n - к. п. д. насоса; η_{mp} - к. п. д. трубопровода; η_o - к. п. д. двигателя.

К. п. д. трубопровода определяется по формуле

$$\eta_n = \frac{H_z}{H_m}, \quad (7.62)$$

где H_z , H_m - геодезическая и манометрическая высота подъема воды, м.

Удельный расход электроэнергии на насосную установку ω , кВт.ч/м³

$$\omega = \frac{0,00272.H_z\gamma}{\eta_n\eta_{mp}\eta_o}. \quad (7.63)$$

Величина экономии электроэнергии от уменьшения водопритока в карьер на величину Q_1 определяется с учетом (6.3)

$$\delta W = \gamma Q_1. \quad (7.64)$$

Применение рациональных схем и аппаратуры насосных установок, регулирование работы насосных установок в соответствии с измене-

ниями потребности в воде обеспечивает экономию электроэнергии

$$\delta W = \frac{0.0072 \gamma t_n}{\eta_d} \left(\frac{Q_1 H_1}{\eta_{mp1} \eta_{n1}} - \frac{Q_2 H_2}{\eta_{mp2} \eta_{n2}} \right), \quad (7.65)$$

где t_n - время работы насосной установки за расчетный период, ч; Q_1, Q_2 - подача насосной установки до и после внедрения мероприятия (определяется по показаниям расходомера), м³/ч; H_1, H_2 - полный напор насосной установки по показаниям манометра до и после внедрения мероприятия, м; η_{n1}, η_{n2} - к. п. д. насосной установки до и после внедрения мероприятия, определяемые при известных H и Q положением точки пересечения характеристик насоса и трубопровода; η_{mp1}, η_{mp2} - к. п. д. трубопровода соответственно до и после внедрения мероприятия.

Регулирование производительности насоса необходимо осуществлять при помощи задвижки, установленной на стороне нагнетательного трубопровода [33], изменением числа работающих насосов и изменением частоты вращения приводного двигателя.

Использование водоотливных установок в качестве потребителей-регуляторов, кроме основного результата, выражаемого снижением нагрузки в часы максимума нагрузки энергосистемы, может дать еще эффект от выравнивания графика нагрузки подстанции и питающих сетей, т.е. уменьшения коэффициента формы графика нагрузки и, как следствие, снижения среднеквадратичного тока и потерь электроэнергии.

Величина экономии электроэнергии в этом случае определяется как разность потерь от токов реального и выровненного графиков по формулам, приведенным в п.2.

Повышение к. п. д. трубопровода достигается [3] поддержанием напора насосной установки в заданных пределах и уменьшением потерь напора в трубопроводах.

При работе насосов с завышенным напором часть напора гасится в трубопроводах и бесполезно теряется при сбрасывании воды на поверхность. В этом случае необходимо:

- снять часть промежуточных секций (если насосы секционные);
- рассмотреть возможность установки насосов с меньшим напором.

Мероприятия по уменьшению потерь напора в трубопроводе:

- увеличение сечения труб по всей длине или на отдельных участках при замене старых труб, ликвидация излишней арматуры и ненужных поворотов трубопровода, сглаживание острых углов;

- включение в параллельную работу резервного нагнетательного става, сокращение длины трубопровода;
- регулярная (не реже одного раза в год) очистка трубопроводов от накопившихся осадков;
- замена в приемных устройствах всасывающих трубопроводов тарельчатых клапанов на шаровые клапаны.

Указанные мероприятия позволяют сместить точку пересечения индивидуальной характеристики насоса с характеристикой трубопровода в зону максимального к. п. д. и обеспечивают работу водоотливной установки с меньшим удельным расходом электроэнергии.

Потери напора в трубопроводе h (м):

- для труб на прямом участке

$$h = \frac{0.083\lambda L Q^2}{d^5}; \quad (7.66)$$

- для местных сопротивлений

$$h = \frac{0.083 f Q^2}{d^4}, \quad (7.67)$$

где λ - коэффициент трения воды о стенки труб. Величина $\lambda = 0,02 - 0,03$, (для шахтной воды принимается равным 0,03); L - длина трубопровода, м; Q - действительный расход, м³/с; d - диаметр трубопровода, м; f - коэффициент местного сопротивления: для задвижек $f = 0,5$; для закругленного на 90° колена $f = 0,3$; для обратного клапана $f = 5,0$.

В случае изменения параметров трубопровода по формулам (7.66) и (7.67) определяются потери до (h_1) и после (h_2) внедрения мероприятия и соответствующее снижение потерь

$$\Delta h = h_1 - h_2. \quad (7.68)$$

Тогда суммарное снижение потерь напора (м) будет определяться составляющими по участкам

$$\Delta h_c = \Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_n,$$

а полный напор установки после внедрения мероприятий

$$H_2 = H_1 - \Delta h_c. \quad (7.69)$$

Величина экономии электроэнергии в этих случаях также определяется по формуле (7.65).

Для повышения к. п. д. насосов необходимо следующее:

- своевременная замена устаревших насосов;
- соблюдение графиков ремонтов, осуществление качественного ремонта насоса, запорной и распределительной арматуры, всасывающих устройств, тщательная балансировка рабочих колес;
- своевременная замена изношенных элементов (турбинок, направляющих аппаратов, нагрузочных устройств, сальников и т.п.).

Расчет величины экономии электроэнергии в данном случае производится по формуле:

$$\delta W = \frac{0.0072 \gamma H_r Q}{\eta_{тр} \eta_o \eta_c} \left(\frac{1}{\eta_{н1}} - \frac{1}{\eta_{н2}} \right), \quad (7.70)$$

где Q - годовая подача насоса, $м^3$; $\eta_{н1}$, $\eta_{н2}$ - к. п. д. насоса до и после внедрения мероприятия.

Разработка мероприятий по экономии электроэнергии на насосных установках должна базироваться на значениях фактических параметров работы установок, определяемых в следующей последовательности:

- определяют по показаниям расходомеров фактическую часовую производительность Q_n ($м^3/ч$) насоса и одновременно ваттметром измеряют потребляемую насосом мощность P_c (кВт);

- определяют фактическую к. п. д. трубопровода, для чего устанавливают на нагнетательном трубопроводе манометр, а на всасывающем - вакуумметр. Действительный манометрический напор (при открытой задвижке) H_m , м:

$$H_m = 10 p_m + 0,0136 h_b + h_o, \quad (7.71)$$

где p_m - показания манометра, атм; h_b - показания вакуумметра, мм. рт. ст.; h_o - вертикальное расстояние от места включения манометра до места включения вакуумметра, м.

Величина фактического к. п. д. трубопровода η_m — определяемая

по формуле (6.2), должна быть не ниже 0,9;
- определяют фактический к. п. д. насоса

$$\eta_n = \frac{\gamma Q_n H_n}{102 P_c \eta_o}, \quad (7.72)$$

где η_g - к. п. д. двигателя, принимаемый по паспорту с учетом фактической загрузки;

- фактический удельный расход электроэнергии

$$\omega_\phi = \frac{P_c}{Q_n H_z}. \quad (7.73)$$

Результаты проверки фактических параметров дадут возможность определить величину и причины перерасхода электроэнергии и наметить мероприятия по ее снижению.

Компрессорные установки

Сокращение расхода электроэнергии, требуемого для обеспечения горных предприятий сжатым воздухом, возможно по следующим направлениям:

- регулирование подачи компрессора при колебаниях расхода воздуха, отключение лишних компрессоров при снижении расхода и замена малозагруженного компрессора с целью исключения выработки сжатого воздуха сверх требуемого количества;

- снижение номинального рабочего давления компрессорной установки, выравнивание степени сжатия по ступеням в многоступенчатых компрессорах;

- внедрение в поршневых компрессорах полосовых прямооточных клапанов с боковым выходом;

- теплоизоляция воздухопровода, позволяющая подать потребителю сжатый воздух повышенной температуры; - регулярная очистка системы охлаждения компрессоров от накипи и отложений, регулярный контроль величины к. п. д. компрессоров;

- замена компрессоров старых конструкций на новые с более высоким к. п. д., модернизация компрессоров путем замены металлических поршневых маслоъемных колец на кольца из синтетических материалов;

- контроль и сокращение утечек сжатого воздуха в пневмосети, отключение отдельных участков или всей пневмосети в нерабочее время;

- замена пневмоинструмента на электроинструмент, замена сжатого воздуха другими энергоносителями.

Мощность центробежных и осевых компрессоров (кВт) определяется по формуле:

$$P_k = k \frac{c_m c_p (T_n - T_{вс}) + Q_m}{0,24 \eta_m}, \quad (7.74)$$

где k - коэффициент, учитывающий потери тепла в окружающую среду ($k = 1,01 - 1,02$ для крупных осевых компрессоров; $k = 1,08 - 1,1$ для небольших центробежных машин); c_m - фактический расход воздуха, проходящего через компрессор с учетом утечки через не плотности, кг/с,

$$c_m = \gamma V \frac{293}{273 - t_0} P, \quad (7.75)$$

где γ - плотность воздуха, равная $1,293 \text{ кг/м}^3$ (при 0°C и 760 мм. рт. ст.); V - показания расходомера, $\text{м}^3/\text{с}$; t_0 - температура воздуха, $^\circ\text{C}$; P - абсолютное давление воздуха в месте замера, кгс/см^2 ; c_p - теплоемкость воздуха, которая при постоянном давлении и различных значениях t определяется по табл. П.7.13; T_n - температура воздуха в напорном патрубке компрессора, К; $T_{вс}$ - температура воздуха на всасе компрессора, К; Q_m - количество тепла, отданного охлаждающей воде (при наличии охлаждения компрессора), определяется по формуле, ккал/с,

$$Q_t = c_v (t_d'' - t_d'), \quad (7.76)$$

где c_v - расход охлаждающей воды, $\text{м}^3/\text{с}$; t_d'' , t_d' - температура охлаждающей воды до и после холодильника, $^\circ\text{C}$; η_m - механический к. п. д. компрессора ($0,97 - 0,98$).

Мощность P_k (кВт) поршневых компрессоров

$$P_k = P_{инд} / \eta_m, \quad (7.77)$$

где $P_{инд}$ - индикаторная мощность, определяемая по формуле

$$P_{инд} = 1,639 P_{вс} Q_k \lambda_{vлад} \frac{k}{k-1} (\varepsilon^{\frac{k-1}{k}} - 1) (1 + \Delta c_{инд}), \quad (7.78)$$

где $\Delta c_{инд}$ - коэффициент потерь индикаторной мощности для воздуха (рис.П.7.6); $P_{вс}$ - давление воздуха на входе в ступень, кгс/см²; Q_k - минутная производительность компрессора, м³/мин,

$$Q_k = f h n,$$

где f - рабочая площадь поршня, м²; h - ход поршня, м; n - частота вращения вала компрессора, об/мин;

$\lambda_{vлад}$ - объемный коэффициент, равный

$$\lambda_{vлад} = 1 - a(\varepsilon^{\frac{1}{k}} - 1),$$

где a - относительное значение мертвого пространства; k - показатель адиабаты сжимаемого воздуха, $k = 1,4$; $\varepsilon = P_{нагн} / P_{вс}$ - степень сжатия; $P_{нагн}$ и $P_{вс}$ - давление воздуха соответственно после и перед ступенью компрессора, кгс/см².

Для различных компрессоров принимаются следующие значения η_m [41]: средние и большие компрессоры вертикального и углового типа в крейцкопфном исполнении (от 10 м³/мин и более) - 0,9 - 0,95; горизонтальные многоступенчатые - 0,88 - 0,93; малые бескрейцкопфные (до 10 м³/мин) - 0,8 - 0,85. Следует учесть, что меньшие значения η_m относятся к меньшей подаче компрессора.

Давление всасывания и нагнетания ступеней

$$P_{наг1} = P_{вс2} = \sqrt[n]{P_{наг}},$$

где $P_{наг1}$ - давление нагнетания 1-ой ступени, кгс/см²; $P_{вс2}$ - давление всаса 2-й ступени компрессора, кгс/см²; n - число ступеней рассматриваемого компрессора.

Расход электроэнергии W_k (кВт.ч) определяется с учетом фактиче-

ского времени работы t_k компрессорной установки

$$W_k = P_k t_k, \quad (7.79)$$

или по формуле

$$W_k = \frac{A Q_k t_k (1 + k_{всп}) 10^{-3}}{60 \eta_k \eta_n \eta_o \eta_c}, \quad (7.80)$$

где A - работа, необходимая для сжатия 1 м_3 воздуха до заданного давления (табл. П.2.14), Дж/ м^3 ; Q_k - производительность компрессора $\text{м}^3/\text{мин}$ (определяется по показаниям расходомера или данным отчета по наладке); t_k - время работы компрессора за расчетный период (например, год), ч; $k_{всп} = P_{всп} / P_{ук}$ - отношение установленной мощности вспомогательных электроприемников $P_{всп}$ к установленной мощности компрессорной установки $P_{ук}$; $\eta_k, \eta_n, \eta_o, \eta_c$ - соответственно к. п. д. компрессора, передачи, двигателя и электрической сети питания.

При отсутствии точных данных можно принимать $\eta_k = 0,6 - 0,8$ - для поршневых компрессоров, $\eta_k = 0,6 - 0,7$ для турбокомпрессоров, $\eta_n = 0,97$, $\eta_o = 0,95$, $\eta_c = 0,85 - 0,90$.

Расход электроэнергии может быть также определен по технологическому удельному расходу ω_k и объему выработанного за расчетное время сжатого воздуха Q :

$$W_k = \omega_k Q. \quad (7.81)$$

Технологический удельный расход электроэнергии ω_k ($\text{кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3$) можно определить по выражению

$$\omega_n = \frac{1.14}{3600 \eta_k \eta_n \eta_o \eta_c}. \quad (7.82)$$

Величина экономии электроэнергии от регулирования подачи компрессора, отключения лишних компрессоров на время спада в потреблении сжатого воздуха и замены малозагруженного компрессора определяется как разность расходов электроэнергии по формулам (7.79), (7.80) или (7.81) при подстановке значений Q_k и t_k или Q и ω_k соответ-

ственно до и после внедрения того или иного мероприятия.

Годовая экономия электроэнергии при понижении номинального рабочего давления компрессорной установки определяется по формуле

$$\delta W = \frac{1.1(A_1 - A_2)60Q_k t_k}{367200\eta_k \eta_n \eta_o \eta_c \eta_u}, \quad (7.83)$$

где A_1 и A_2 - работа сжатия 1 м^3 воздуха в зависимости от первоначального (A_1) и пониженного (A_2) давления, кгм/м^3 ; Q_k - производительность компрессора, $\text{м}^3/\text{мин}$; t_k - годовое время работы компрессора, ч; η_u - индикаторный к. п. д. компрессора.

Понижение давления может быть осуществлено с помощью редукторов, инжекторов, дросселирования и регуляторов давления (последнее наиболее эффективно).

Внедрение прямооточных клапанов в поршневых компрессорах. Многолетние испытания и накопленный опыт эксплуатации показали, что при установке прямооточных клапанов вместо кольцевых (пластинчатых) удельный расход электроэнергии на выработку сжатого воздуха снижается в среднем на 13-15%.

Годовая экономия электроэнергии (кВт.ч) от замены кольцевых или дисковых клапанов на прямооточные определяется по формуле

$$\delta W = 0,15 P_k t_k, \quad (7.84)$$

где P_k - мощность, потребляемая компрессором из сети, кВт .

Потребляемая мощность компрессора

$$\delta W = \sqrt{3}UI \cos \varphi, \quad (7.85)$$

где U - напряжение сети, кВ ; I - фактический ток электродвигателя компрессора, А ; $\cos \varphi$ - коэффициент мощности электродвигателя компрессора.

Величина P_k может быть определена также по показаниям ваттметра или по формулам (7.74) или (7.77).

Одним из эффективных мероприятий по экономии электроэнергии является теплоизоляция воздухопровода, позволяющая подать потребителю сжатый воздух с повышенной температурой. При этом уменьшается расход воздуха и, следовательно, потери электроэнергии.

Экономия электроэнергии δW (кВт.ч) в этом случае определяется по формуле:

$$\delta W = 0,22 Q_{\kappa} \Delta T \omega_{\kappa} t_{\kappa}, \quad (7.86)$$

где ΔT - разность температуры до устройства теплоизоляции воздухопровода и после (в среднем за год), °С; ω_{κ} - удельный расход электроэнергии на выработку 1 м^3 сжатого воздуха, кВт.ч/м³.

В процессе эксплуатации компрессорной установки необходимо периодически испытывать их для установления фактического значения к. п. д. и осуществлять следующие мероприятия по снижению электропотребления [33]:

- снижение сопротивления воздухозаборного устройства путем увеличения диаметра всасывающего трубопровода и изменением его длины до резонансной;
- увеличение площади фильтров и регулярная их очистка;
- тщательная притирка поверхности клапанов к седлу перед установкой и регулировка прижимных пружин;
- регулярная очистка системы охлаждения компрессора;
- применение высококачественной смазки и строгое регламентирование ее подачи в цилиндры;
- поддержание в исправном состоянии регуляторов производительности и обеспечение их нормальной работы.

Величина экономии электроэнергии от повышения к. п. д.:

- для поршневых компрессоров

$$\delta W = \frac{k A Q_{\kappa} t_{\kappa} 10^{-3}}{60 \eta_n \eta_o \eta_c} \left(\frac{1}{\eta_{\kappa 1}} - \frac{1}{\eta_{\kappa 2}} \right); \quad (7.87)$$

- для турбокомпрессоров

$$\delta W = \frac{A_{из} Q_{\kappa} t_{\kappa} 10^{-3}}{60 \eta_{д} \eta_c} \left(\frac{1}{\eta_{из 1}} - \frac{1}{\eta_{из 2}} \right), \quad (7.88)$$

где k - коэффициент запаса по мощности, принимается в пределах $k = 1,1 - 1,2$; $A_{из}$ - работа изотермического сжатия, Дж/м³; $\eta_{из1}$, $\eta_{к1}$ - фактический изотермический к. п. д. турбокомпрессора и поршневого компрессора до внедрения мероприятия;

$$\eta_{к1} = \frac{kA_{к}10^{-3}}{60\eta_n\eta_o\eta_cP_c}; \quad \eta_{из1} = \frac{A_{из}Q_k10^{-3}}{60_n\eta_o\eta_cP_c};$$

где P_c - фактическая мощность, потребляемая электродвигателем компрессора из сети, кВт (по показаниям приборов); $\eta_{к1}$, $\eta_{из1}$ - к. п. д. компрессора соответствующего типа после внедрения мероприятия.

Регулярная очистка системы охлаждения компрессора от накипи и отложений проводится с целью интенсификации охлаждения компрессора и повышения его к. п. д. Если температура сжатого воздуха, выходящего из промежуточного холодильника, превышает допустимую, то годовой нерациональный расход электроэнергии определяется по формуле [44]

$$\delta W = \frac{0.01P_c(T - T_n)t_k}{6}, \quad (7.89)$$

где T - температура сжатого воздуха, выходящего из промежуточного холодильника, °С; T_n - нормативная температура, равная для поршневых компрессоров $T_n = 60^\circ\text{C}$, а для турбокомпрессоров $T_n = 70^\circ\text{C}$.

Применение на поршневых компрессорах всасывающих трубопроводов резонансной длины сокращает удельный расход электроэнергии на 3 – 5 % при одновременном повышении производительности компрессора на 5 – 8 %. Необходимая резонансная длина всасывающего трубопровода [44]

$$l = \lambda/4,$$

где $\lambda = a/\nu$ - длина звуковой волны, м; a - скорость звука в воздухе при 20°C , равная 344 м/с; ν - частота посылающих звуковую волну импульсов (Гц), $\nu = n_\theta/60$, где n_θ - частота вращения коленчатого вала, об/мин.

Годовой нерациональный расход электроэнергии при работе компрессора с нерезонансной длиной всасывающего трубопровода

$$\delta W = 0,05 P_c t_k. \quad (7.90)$$

Применение компрессоров совершенных конструкций вместо устаревших дает экономию электроэнергии:

$$\delta W = \left(\frac{P_{н1}}{\eta_1} - \frac{P_{н2}}{\eta_2} \right) t_k, \quad (7.91)$$

где $P_{н1}$ - мощность электродвигателя компрессора старой конструкции кВт; $P_{н2}$ - то же усовершенствованной конструкции, кВт; η_1, η_2 - общий к. п. д. компрессора старой и новой конструкции.

Утечки сжатого воздуха происходят главным образом в трехходовых кранах и через отверстия в шлангах и зависят от давления в сети и диаметра отверстия. Годовые потери электроэнергии (кВт.ч)

$$\Delta W = 60 \omega t \sum_{i=1}^n \alpha_i \quad (7.92)$$

где α_i - расход воздуха через i - ые неплотности арматуры и шлангов, м³/мин (рис.П.7.8); n - количество точек, где требуется устранить утечки сжатого воздуха; t - время, в течении которого воздухопровод находится под давлением, ч; ω - удельный расход электроэнергии на выработку 1м³ сжатого воздуха, кВт.ч/м³.

Экономия электроэнергии δW определяется как разность потерь электроэнергии до и после исключения утечек.

Применение сжатого воздуха для работы приводов различных механизмов обычно сопровождается потерями его из-за износа уплотнительных манжет и запорных кранов. Кроме того, летом влага сжатого воздуха вызывает коррозию пневматических устройств, что способствует увеличению утечек.

В настоящее время пневматика заменяется электроприводом. Коэффициент полезного действия ручного пневмоинструмента очень низкий, поэтому целесообразнее заменить его электроинструментом.

Значительный эффект обеспечивает внедрение электроотбойных молотков взамен пневматических, т.к. электроотбойные молотки имеют к. п. д. около 0,6 вместо 0,11 у пневматических. Расход электроэнергии при этом сокращается примерно в 10 раз [41].

Удельный расход электроэнергии ω (кВт.ч/кг) на электронаплавку [41]:

$$\omega = \frac{U}{\eta k_n} c, \quad (7.93)$$

где η - к. п. д. источника питания (средний с учетом загрузки); c - коэффициент, учитывающий потери холостого хода источника питания (значение $c = 1$ - при переменном токе и при питании аппарата через сварочный трансформатор и отключении его на холостом ходу и $c = 1,17$ - на постоянном токе; U - напряжение сварочной дуги, В; k_n - коэффициент наплавки, значение $k_n = 6 - 18$ г/(А. ч) при электросварке на переменном токе электродами с толстым покрытием, $k_n = 11 - 24$ г/(А. ч) при автоматической электросварке под флюсом.

Основные мероприятия по снижению удельных расходов электроэнергии на сварку:

- выбор оптимального способа электросварки;
- устранение или сокращение длительности холостого хода сварочных агрегатов;
- совершенствование технологии электросварки.

Оптимальный выбор способа электросварки:

- перевод сварки с постоянного тока на переменный. Это обеспечивает снижение удельных расходов электроэнергии на 1 кг наплавленного металла для ручной дуговой сварки - 2,9 кВт.ч/кг; для автоматической и полуавтоматической под флюсом - 2,0 кВт.ч/кг;
- замена ручной дуговой сварки механизированными и автоматизированными способами сварки (оценивается по данным табл.П.7.14).

Замена обеспечивает снижение удельных расходов электроэнергии на 1кг наплавленного металла при переменном токе на 0,17 кВт.ч/кг и при постоянном токе на 0,65 кВт.ч/кг.

Замена ручной дуговой сварки на точечную контактную сварку требует конструктивных изменений свариваемых изделий и установки специальных сварочных машин. Резкое повышение производительности сварки и значительное снижение расхода электроэнергии, как правило, окупают затраты, связанные с изменением технологии сварки.

Эффективность перехода на точечную контактную сварку оцени-

вается снижением расхода электроэнергии в 2-2,5 раза.

Замена ручной дуговой сварки на контактную шовную сварку снижает расход электроэнергии на 15%.

Внедрение различных схем ограничения холостого хода сварочных трансформаторов или преобразователей обеспечивает годовую экономию электроэнергии 6 - 20 тыс. кВт.ч в год на каждую установку. В предварительных расчетах эффективности внедрения подобных мероприятий можно принимать экономию от 15 до 20% в зависимости от режима работы установки.

Совершенствование технологии электросварки ведется в следующих направлениях:

- правильный выбор электродов. Применение электродов с покрытием, в которое введен железный порошок, позволяет значительно увеличить силу сварочного тока, повысить производительность труда и снизить удельный расход электроэнергии. Эти электроды позволяют увеличить коэффициент наплавки до 12-20 г/(А. ч), т.е. снизить удельные расходы электроэнергии примерно на 8%. Применение рутиловых электродов повышает производительность труда на 12% и улучшает качество сварочных швов. Ориентировочная экономия электроэнергии в этом случае достигает 10%. Замена электродной сплошной проволоки на порошковую повышает производительность труда на 10-15% и снижает удельный расход электроэнергии на 8-12%;

- механизация и автоматизация сварочных процессов. Применение полуавтоматической и автоматической сварки в среде углекислого газа обеспечивает высокую производительность за счет глубокого проплавления основного металла и малой доли сварочной проволоки в металле и сварочном шве.

Автоматическая дуговая сварка под флюсом является наиболее распространенным способом сварки. Для повышения производительности и снижения удельных расходов электроэнергии применяют присадку во флюсе в виде металла в порошке, металлической стружки или рубленой проволоки. Используется также увеличение плотности сварочного тока. Все это позволяет снизить удельный расход электроэнергии до 40%.

Для предварительных расчетов эффективности можно пользоваться данными изменения коэффициента наплавки, имея в виду, что удельные расходы электроэнергии изменяются обратно пропорционально изменению этих коэффициентов:

- применение электрошлаковой сварки. Электрошлаковая сварка на переменном токе применяется для соединения деталей толщиной более 30 - 40 мм. Отсутствие открытой дуги при электрошлаковой сварке

обеспечивает устойчивость процесса на переменном токе и наиболее полное использование электроэнергии. Потери на нагрев флюса малы, отсутствуют разбрызгивание и угар металла. Коэффициенты наплавки при электрошлаковой сварке составляют 25 - 30 г/(А. ч).

Расчет величины экономии электроэнергии (кВт.ч) ведется по формуле

$$\delta W = \frac{UcQ}{\eta} \left(\frac{1}{k_{н1}} - \frac{1}{k_{н2}} \right), \quad (7.94)$$

где Q - годовой объем наплавки, кг ; $k_{н1}$, $k_{н2}$ - коэффициенты наплавки соответственно для действующего процесса и электрошлаковой сварки (табл. П.7.15).

Подъемные установки дренажных шахт

Основные мероприятия по экономии электрической энергии сводятся к следующим.

Поддержание оптимального режима работы подъемных установок. Режим работы подъемной машины характеризуется определенными значениями скорости, ускорения, замедления и продолжительности различных периодов цикла подъема. Наивыгоднейшим по расходу электроэнергии считается режим управления подъемной машиной, при котором степень неполноты тахограммы (диаграммы скорости) имеет наименьшее возможное значение, если при этом тормозные усилия не превосходят 20-30 % веса полезного груза.

Степенью неполноты тахограммы или множителем скорости является отношение

$$\lambda_m = \frac{V_{\max}}{V_{cp}} = \frac{V_{\max} T_{ц}}{H_n}, \quad (7.95)$$

где $M_{\max}$, V_{cp} - максимальная и минимальная скорости движения, м/с; H_n - высота подъема, м; T_u - время, за которое совершается один цикл подъема, с.

Уменьшение степени неполноты тахограммы λ_n может быть достигнуто увеличением ускорения при пуске и увеличением замедления при остановке.

Данные изменения параметров тахограммы приводят к уменьше-

нию периодов неустановившегося режима, а следовательно, и потерь энергии в реостатах при реостатном управлении электроприводом подъема.

Увеличение абсолютной величины замедления в период остановки целесообразно лишь для случаев двигательного замедления или при свободном выбеге.

Для проверки соответствия фактического режима работы подъемной установки оптимальному необходимо не реже одного раза в полгода проверять:

- значение λ ;
- продолжительность цикла подъема $T_{ц}$;
- продолжительность отдельных циклов подъема (пуска, равномерного хода, замедления) и, в случае отклонения указанных параметров от оптимальных (расчетных), вносить в схему управления подъемной установки соответствующие изменения.

Выполнение рациональной диаграммы скорости можно обеспечить:

- переводом подъемной машины на полуавтоматическое управление (разгон по времени с корректировкой по току);
- полной автоматизацией управления, которая позволит не только повысить производительность установки, но и обеспечить экономичную работу с оптимальным расходом электроэнергии.

Ликвидация или сокращение работы подъемной установки на холостом ходу.

Для этого необходимо:

- разработать и строго соблюдать график работы подъемной установки;
- не допускать длительную работу (более суток) одной клетки.

Применение более совершенных систем электропривода, имеющих высокие регулировочные свойства и позволяющих добиться лучших технико-экономических показателей при эксплуатации подъемных установок и машин по сравнению с существующими системами.

Обеспечение регламентированных норм загрузки подъемных сосудов, контроль за их состоянием, периодическая очистка скипов от налипшей горной массы также обеспечивают экономию электроэнергии.

Угольные и рудные склады.

Экономия электрической энергии при работе складов на карьерах может быть обеспечена за счет следующих основных мероприятий:

- на складах угля (руды) вместо существующей цикличной техно-

логии с использованием одноковшовых экскаваторов и бульдозеров применять поточную технологию с использованием, например, штабелеукладчиков и роторных погрузчиков, обеспечивающих высокую производительность складских операций и не требующих осуществления многократной перевалки угля (руды) в штабеле (что имеет место при применении одноковшовых экскаваторов); применения поворотных ленточных конвейеров КЛП-700; замены качающихся питателей циклического действия типа КЛ-20 на качающиеся питатели непрерывного действия по авторским свидетельствам СССР N1008103 и N1134487;

- вместо циклической технологии складирования на складах разрезов может быть применена циклично-поточная технология с использованием конвейерно-грейферных перегружателей КГМ-700/50М;

- применять на усреднительных складах усреднительные машины двухстороннего действия, что исключает холостые перегоны машин;

- на буферно-аккумулирующих складах производить укладку угля в штабель способом "наклонными слоями", которые не требуют непрерывного челночного перемещения штабелеукладчика, как это имеет место при отсыпке штабеля на усреднительных складах способом "шеvron";

- на складах циклического действия, на которых прием и отгрузка угля не совмещена во времени, использовать преимущественно комбинированные машины типа "штабелеукладчик - роторный погрузчик" вместо двух отдельно стоящих машин;

- модернизировать оборудование склада, например, на роторных погрузчиках около роторного колеса устанавливать вибрирующие решетки для обрушения угля (руды) из штабеля вниз к основанию штабеля, что исключает затраты электроэнергии на подъем и опускание роторной стрелы при заборе угля (руды) из штабеля и снижает расход электроэнергии приводом роторного колеса, так как масса угля или руды будет предварительно разрыхлена виброрешеткой. Кроме того, при этом уменьшается скорость движения роторного погрузчика вдоль штабеля и снижается число заходов, что тоже дает экономию электроэнергии;

- не допускать длительного хранения угля (руды) в штабеле, так как это может привести к ее слеживанию или смерзанию, а при отгрузке горной массы из штабеля потребует увеличения нагрузки на привод отгрузочной машины, например, на привод ротора роторного погрузчика и, как следствие, приведет к увеличению расхода электроэнергии;

- исключать работу оборудования склада вхолостую путем установки в технологической цепи датчиков наличия горной массы на транспортирующем оборудовании.

Расчет годовой экономии электрической энергии при изменении технологии складской переработки горной массы может быть выполнен

по следующей методике. Удельный расход электроэнергии ω (кВт.ч/т) на 1 т переработанного на складе горной массы Q по любой технологии определяется по формуле:

$$\omega = \frac{P_c k_u T}{Q}, \quad (7.96)$$

где P_c - средняя установленная мощность электродвигателей за год, кВт,

$$P_c = (P_1 + P_2) / 2;$$

где P_1 и P_2 - установленная мощность электродвигателей соответственно на начало и конец года.

Разность удельных расходов электроэнергии составляет:

$$\Delta\omega_c = \omega_{c1} - \omega_{c2},$$

где ω_{c1} - удельный расход электроэнергии при переработке горной массы на складе по старой технологии; ω_{c2} - то же по новой технологии;

Годовая экономия электроэнергии при работе угольного (рудного) склада по новой технологии

$$\delta W = \Delta\omega_c Q,$$

где Q - годовой объем переработанного на складе угля (руды), т.

Для электротягачей, выполняющих маневровые работы на погрузочных пунктах, намечаются следующие мероприятия по экономии электроэнергии:

- выравнивание нагрузок тяговых электродвигателей;
- поддержание высокого технического состояния электротягачей;
- улучшение состояния рельсового пути;
- уменьшение потерь электроэнергии в контактной и рельсовой электрической сети.

Выравнивание нагрузок тяговых электродвигателей.

Для выравнивания нагрузок тяговых электродвигателей производится выравнивание их механических характеристик по существующим методам при пусконаладочных работах и текущих ремонтах.

Для поддержания высокого технического состояния электротягачей необходимо:

- регулярно смазывать подшипники в установленные инструкцией сроки, что позволяет снизить величину сопротивления движению, увеличить к. п. д. электротягача, уменьшить необходимую силу тяги и, следовательно, уменьшить расход электроэнергии на погрузку состава;

- регулярно менять масло в редукторах; масло должно быть морозостойким;
- исключить трение колодок о шкивы в электромагнитных тормозах;

Для улучшения состояния рельсового пути необходимо:

- устранять неровности стыков и искривления рельсового пути, постоянно поддерживать его в исправном состоянии;
- периодически чистить рельсы от просыпей горной массы.

Для уменьшения потерь электроэнергии в контактной сети и рельсовой цепи необходимо выполнять мероприятия, изложенные в п.7.3.

П Р И Л О Ж Е Н И Я

Таблица П.1.1

Нормы освещенности рабочих мест объектов открытых горных работ

№ п/п	E_z , лк	E_6 , лк	Объекты карьера	Примечание
1	0,2	0	Территория в районе ведения горных работ. Территория свеженамытых гидроотвалов Территория свеженамытых отвалов	Район работ, подлежащих освещению, устанавливается техническим руководителем карьера
2	5	8	Места работы машин в карьере, на породных отвалах и других участках	По всей высоте и глубине действия рабочего оборудования машины
3	5	10	Места ручных работ. Места работы гидромониторной установки	По всей высоте уступа в радиусе гидромониторной струи
4	3	0	Места разгрузки ж.д составов, автосамосвалов и автопоездов. Приемные и перегрузочные пункты. Лестницы и спуски с уступа на уступ в карьере	На уровне рабочей поверхности
5	10	0	Район работы бульдозера или другой тракторной техники. Помещение землесосной установки и район зумпфов. Помещение на участках для обогрева людей Зона обслуживания конвейерных барабанов	На уровне поверхности гусениц
6	5	0	Места укладки пород в гидроотвал Конвейерные поточные линии	На поверхности конвейера
7	0	10	Места производства буровых работ. Мачта бурового станка	На высоту мачты станка
8	30	0	Кабины машин и механизмов. Места ручной засыпки ВВ в скважины. Места забойки скважин вручную. Места прокладки детонирующего шнура или магистральных проводов. Места дробления негабарита	
9	50	0	Конвейерные ленты в местах ручной отборки породы	На расстоянии не менее 1,5 м от породотборщика против движения ленты
10	1	0	Постоянные пути движения работающих в карьере	
11	3	0	Автодороги в пределах карьера в зависимости от интенсивности движения	На уровне движения автомашины
12	0,5	0	Ж.д пути в пределах карьера	На уровне верхнего строения пути
13	20	0	Рабочая площадка перемещения и работы бурового станка	Не менее расстояния между скважинами

Место работы	Плоскость, в которой нормируется освещенность	Минимальная освещенность, лк
Забои подготовительных выработок и скреперная дорожка очистных выработок	Горизонтальная на почве	15
	Вертикальная на забое	10
Основные откаточные выработки	Горизонтальная на почве	5
Другие основные выработки (вентиляционные штреки, людские ходки и пр.)	Горизонтальная на почве	2
Восстающие выработки с лестницами для передвижения людей	Горизонтальная на почве (ступеньки лестницы)	3
Подземные электроподстанции, трансформаторные и машинные камеры	Горизонтальная на почве	75
	Вертикальная на щитах контрольно-измерительных приборов	150 (при комбинированном освещении)
Склады ВМ	Горизонтальная на почве	30
Подземные медицинские пункты	Горизонтальная на высоте 0,8 м от почвы	100
Приемные площадки стволов	Горизонтальная на почве	15
	Вертикальная на сигнальных табло	20
Опрокидыватели околоствольных дворов	Горизонтальная на уровне 0,8 м от почвы	15

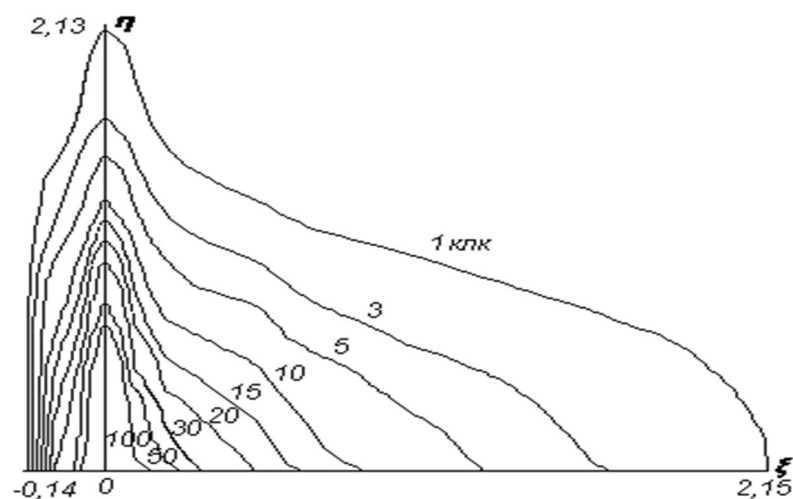


Рис.П.1.1. Относительные изолюксы СКх – 10000

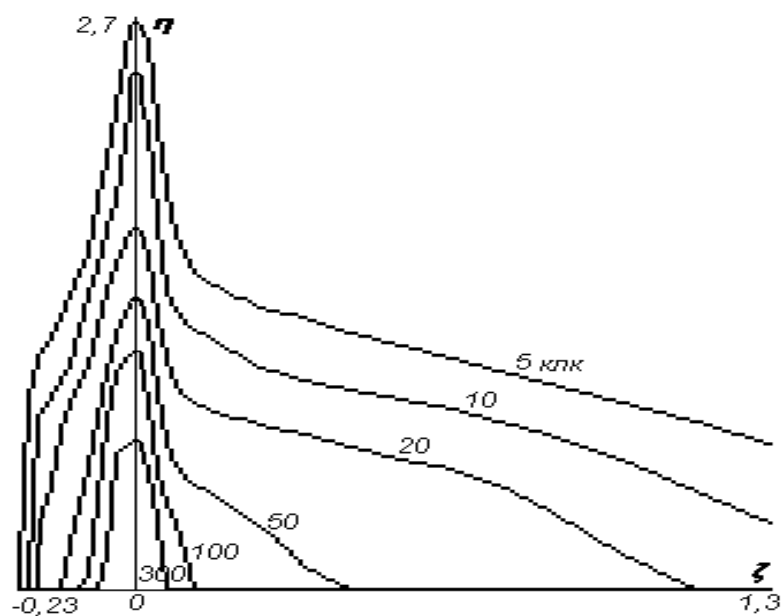


Рис.П.1.2. Относительные изолюксы СКх – 20000

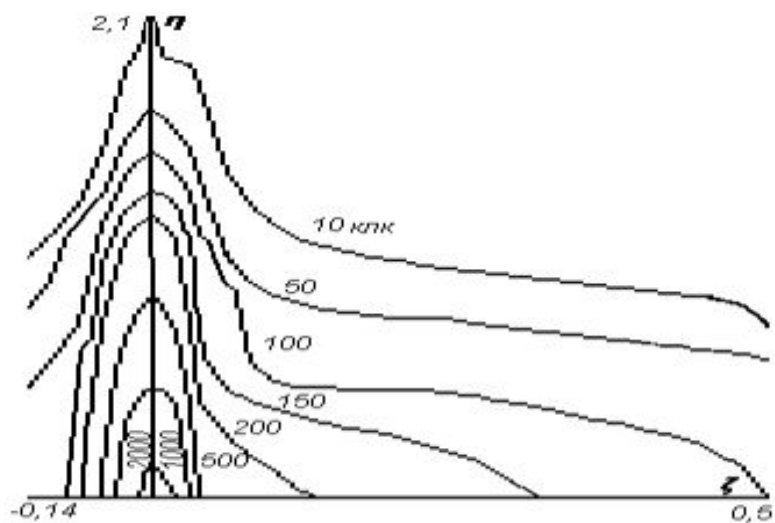


Рис.П.1.3. Относительные изолюксы ОУКсН – 50000

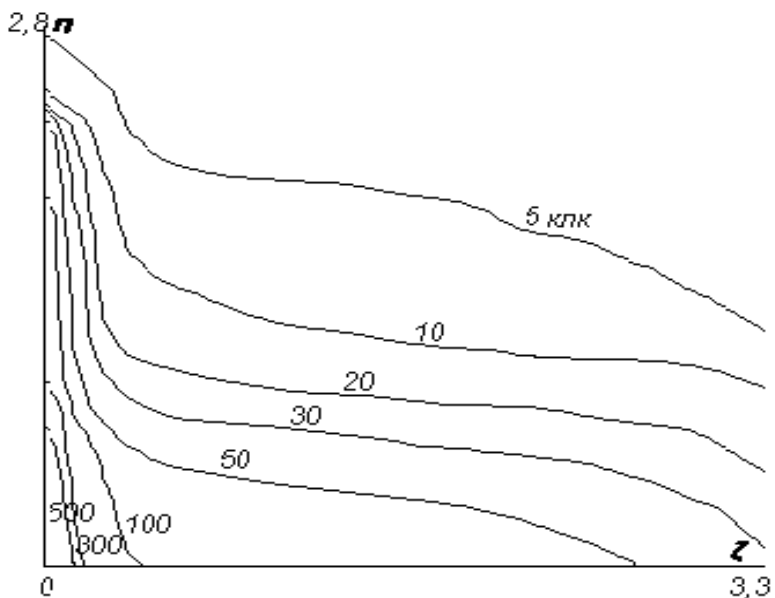


Рис.П.1.4. Относительные изолюксы ОУКсФ – 50000

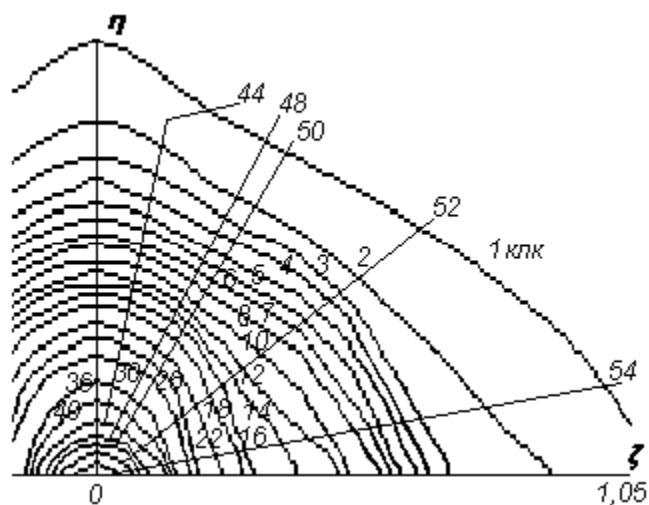


Рис.П.1.5. Относительные изолюксы ИСУ – 2

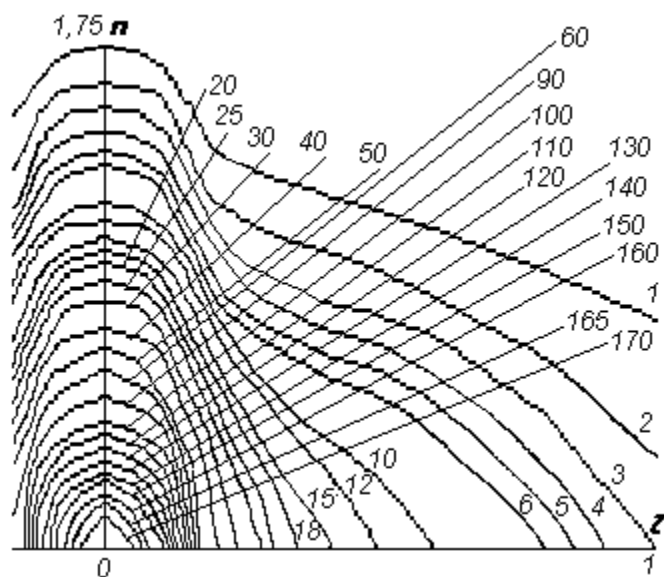


Рис.П.1.6. Относительные изолюксы ИСУ – 5

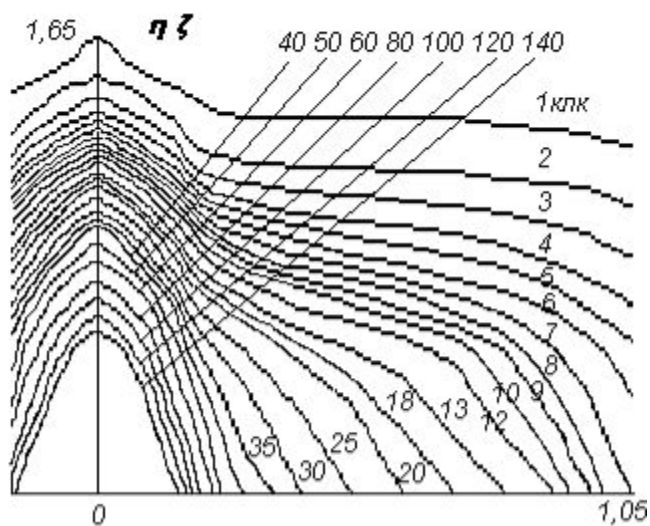


Рис.П.1.7. Относительные изолуксы ИСУ – 10

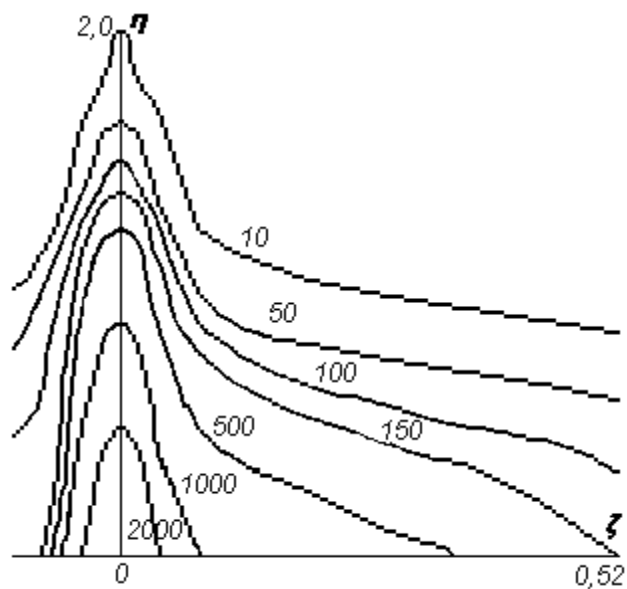


Рис.П.1.8. Относительные изолуксы ККУ – 1х50

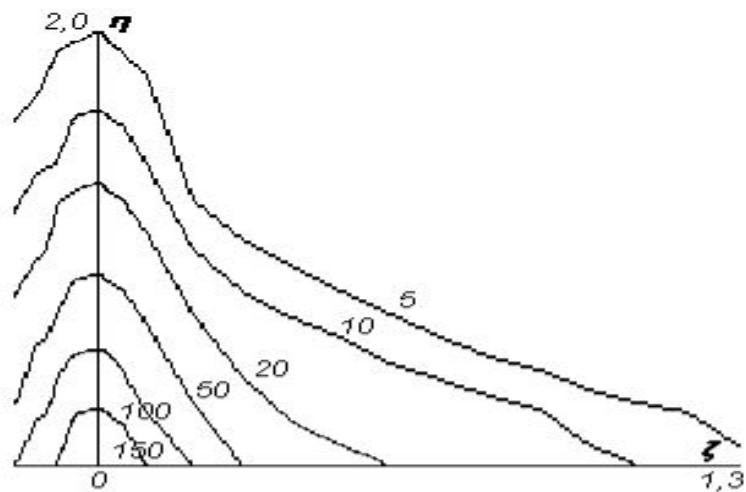


Рис.П.1.9. Относительные изолюксы КТУ – 1x50

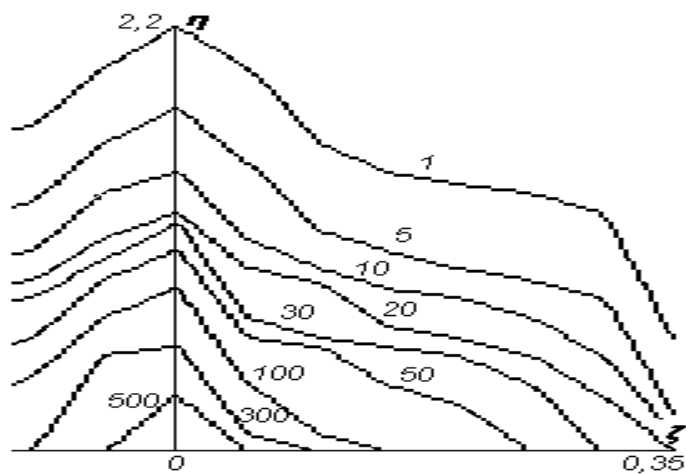


Рис.П.1.10. Относительные изолюксы ОКС – 2x20

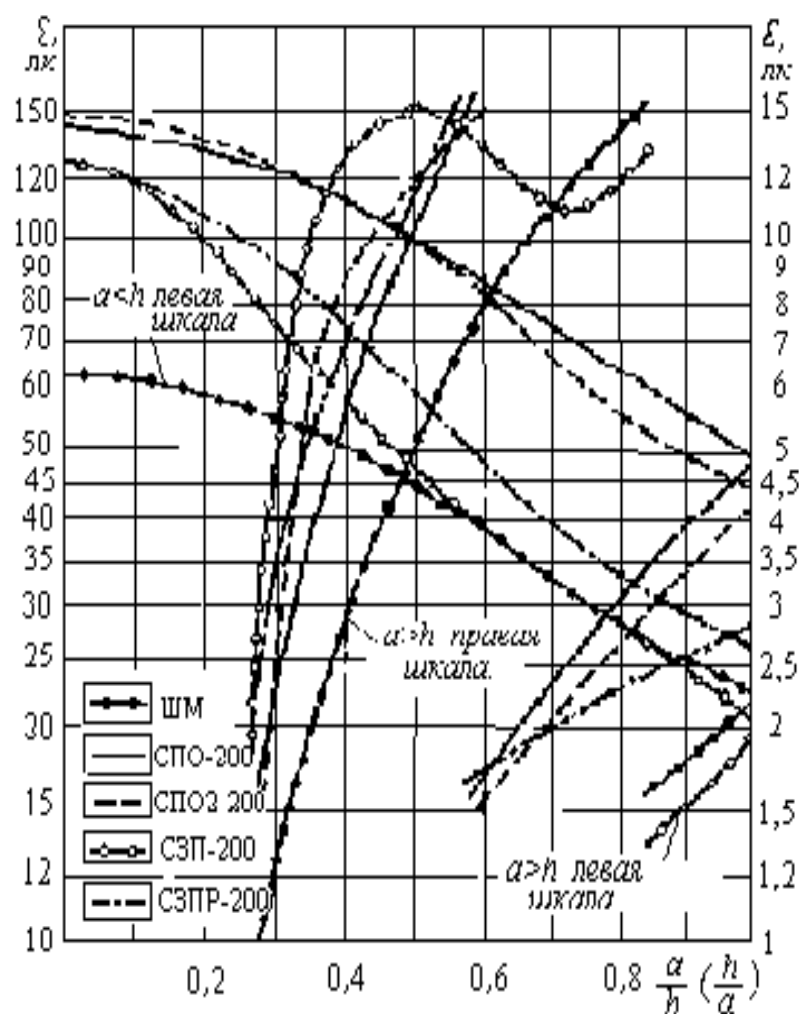


Рис.П.1.11. Кривые относительной освещенности

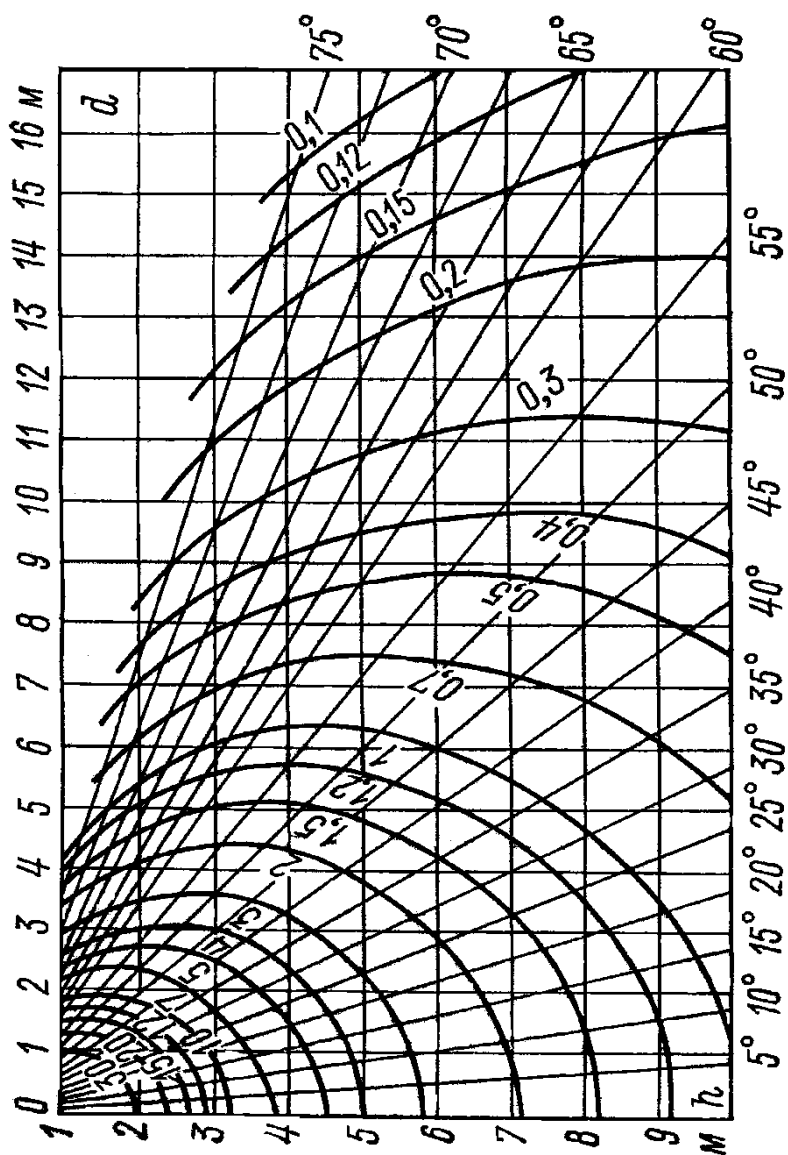


Рис.П.1.12. Пространственные изолюксы условной горизонтальной освещенности (сила света 100 кд)

Таблица П.1.2

Технические характеристики ламп

Тип лампы	Мощность, кВт	Напряжение, В	Световой по- ток, лм
Лампы общего назначения с нормальной светоотдачей			
НГ127-150	0.150	127	2300
НГ127-200	0.200	127	3200
НГ127-300	0.300	127	5150
НГ127-500	0.500	127	9100
НГ127-750	0.750	127	14250
НГ127-1000	1	127	19500
НГ127-1500	1.5	127	29500
НГ220-150	0.150	220	1900
НГ220-200	0.200	220	2700
НГ220-300	0.300	220	5440
НГ220-500	0.500	220	8100
НГ220-750	0.750	220	13100
НГ220-1000	1	220	182000
НГ220-1500	1.5	220	228000
Лампы накаливания прожекторные			
ПЖ220-300-1	0.3	220	4000
ПЖ220-500	0.5	220	10500
ПЖ220-500-3	0.5	220	8500
ПЖ220-500-4	0.5	220	7600
ПЖ220-1000	1	220	21000
ПЖ220-1000-2	1	220	21000
ПЖ220-1000-3	1	220	17000
ПЖ220-1000-4	1	220	18550
ПЖ220-1000-5	1	220	18550
Кварцевые галогенные лампы			
КГ220-1000-5	1	220	22000
КГ220-1500	1.5	220	33000
КГ220-2000-4	2	220	44000
КГ220-5000-1	5	220	110000
КГ220-10000-1	10	220	220000

Продолжение табл. П.1.2

Тип лампы	Мощность, кВт	Напряжение, В	Световой по- ток, лм
Люминесцентные лампы			
ЛДЦ20	0.020	57	870
ЛДЦ30	0.030	108	1110
ЛД30	0.030	108	1380
ЛХБ30	0.030	108	1500
ЛБ30	0.030	108	1470
ЛТБ30	0.030	108	1500
ЛДЦ40	0.040	108	1520
ЛД40	0.040	108	1960
ЛХБ40	0.040	108	2200
ЛБ40	0.040	108	2480
ЛТБ40	0.040	108	2200
ЛДЦ65	0.065	110	2900
ЛД65	0.065	110	3390
ЛХБ65	0.065	110	3630
ЛТБ65	0.065	110	3780
ЛБ65	0.065	110	4325
ЛДЦ80	0.080	108	2720
ЛД80	0.080	108	3440
ЛХБ80	0.080	108	3840
ЛБ80	0.080	108	4320
ЛТБ80	0.080	108	3840
ЛБР80	0.080	102	4160
ЛХБР80	0.080	102	3460
ЛХБ150	0.150	90	8000
Дуговые ртутные лампы ДРЛ			
ДРЛ-250м	0.250	140	10500
ДРЛ-500м	0.500	140	21000
ДРЛ-750м	0.750	140	33000
ДРЛ-1000м	1	140	46000
ДРЛ-80	0.080	115	2800
ДРЛ-125	0.125	125	4800
ДРЛ-250-2	0.250	130	10000
ДРЛ-400	0.400	135	18000
ДРЛ-700	0.700	140	33000
ДРЛ-1000-2	1	135	50000

Дуговые ксеноновые трубчатые лампы			
ДсТБ-2000	2	60	37000
ДКст-2000	2	40	33000
ДКсТ-5000	5	110	88000
ДКсТП-6000	6	110	130000
ДКсТВ-6000	6	220	210000
ДКсТ-10000	10	220	220000
ДКсТВ-15000	15	220	550000
ДКсТ-20000	20	380	600000
ДКсТВ-50000	50	380	2000000
ДКсТ-50000	50	380	1800000
ДКсТ-100000	100	380	3500000
ДКсТВ-100000	100	380	5000000

Таблица П.1.3

Коэффициенты запаса для освещения

при лам- пах нака- ливания, K_{zn}	при газо- разрядных лампах, K_{zg}	Характеристика объекта	Расчетная ча- стота чистки светильников
1.7	2.0	Помещения с большими выделе- ниями пыли, дыма или копоти (поме- щения дробления руды или угля и т.п.)	4 раза в месяц
1.5	1.8	Помещения со средними выделе- ниями пыли, дыма или копоти (про- катные цехи, деревообделочные це- хи и т.п.)	3 раза в месяц
1.3	1.5	Помещения с малыми выделениями пыли, дыма или копоти (механиче- ские цехи бытовые помещения и т.п.)	2 раза в месяц
1.3	1.5	Наружное освещение светильника- ми	3 раза в месяц
1.5	1.0	Прожекторное освещение	3 раза в месяц

ПРИМЕЧАНИЯ: При особо неблагоприятных условиях в отношении пылевыве-
дения коэффициент запаса при лампах накаливания допускается повышать до K_{zn}
= 2. Для ксеноновых ламп коэффициент запаса выбирают в пределах 1.5 - 1.7.

Таблица П.1.4

Коэффициенты отражения ρ стен ρ_c %, потолка ρ_n %, рабочей поверхности, ρ_{pn} %

Коэффициент отражения	Характер отражающей поверхности
70	Побеленный потолок; побеленные стены с окнами с белыми шторами
50	Побеленные стены при незанавешенных окнах; побеленный потолок в светлых помещениях; чистый бетонный и светлый деревянный потолок
30	Бетонный потолок в грязных помещениях; деревянный потолок; бетонные стены с окнами; стены со светлыми обоями
10	Стены и потолки в помещениях с большим количеством темной пыли; сплошное остекление без штор; красный кирпич неоштукатуренный; стены с темными обоями

Таблица П.1.5

Коэффициенты использования светового потока η %
Светильники с лампами накаливания

Параметры, У и УПМ, Уз, Гэ и ГПМ, Гс и ГСУ

Rп, 70,70,50,30,00,70,70,50,30,00,70,70,50,30,00,70,70,50,30,00
Rс, 50,50,30,10,00,50,50,30,10,00,50,50,30,10,00,50,50,30,10,00
Rрп,30,10,10,10,00,30,10,10,10,00,30,10,10,10,00,30,10,10,10,00

i=

0.5, 24,22,20,17,16,20,19,15,12,11,27,26,22,19,18,40,38,34,31,30
0.7, 42,39,34,30,29,34,32,28,25,23,38,36,31,28,27,55,52,47,44,43
0.9, 49,47,41,37,36,39,37,33,30,29,45,43,37,34,33,63,60,55,52,50
1.1, 53,50,45,41,39,43,40,36,32,31,50,47,42,39,38,69,65,60,57,55
1.5, 60,55,50,46,44,48,44,40,36,35,58,54,49,46,45,77,72,67,64,62
2.0, 66,60,55,51,49,52,48,44,40,39,65,59,55,52,51,84,76,73,69,68
2.5, 70,64,59,55,53,56,51,47,44,42,70,62,58,55,54,88,79,76,73,71
3.0, 73,66,62,58,56,59,53,49,46,44,73,64,61,58,56,91,81,78,75,73

Светильники с люминесцентными лампами

Па- ра-, мет- ры	ОД,	ОДР и ПВЛ-6,	ОДО,	ОДОР
---------------------------	-----	--------------	------	------

i=

0.5, 31,30,25,20,20,29,28,24,21,19,30,29,21,19,16,28,26,20,17,15

0.7, 40,38,33,29,28,37,35,30,27,26,38,36,29,25,23,36,34,28,23,21

0.9, 47,45,39,35,34,43,41,36,32,32,41,42,36,31,28,42,40,33,28,25

1.1, 53,50,44,40,39,48,46,41,36,36,50,48,41,36,32,47,45,37,33,29

1.5, 61,57,52,47,46,55,52,47,43,42,59,54,48,42,38,55,51,43,38,34

2.0, 68,62,57,54,52,62,56,52,49,47,67,61,53,47,42,61,56,48,43,38

2.5, 70,64,59,55,53,56,51,47,44,42,70,62,58,55,54,88,79,76,73,71

3.0, 73,66,62,58,56,59,53,49,46,44,73,64,61,58,56,91,81,78,75,73

Светильники с лампами Д Р Л

Па- ра-, мет- ры	ГХР, ГсР и ГсХР, СДДРЛ, СЗДРЛ, СОР
---------------------------	------------------------------------

Rp, 70,70,50,30,70,70,50,30,70,70,50,30,70,70,50,30,70,70,50,30

Rs, 50,50,30,10,50,50,30,10,50,50,30,10,50,50,30,10,50,50,30,10

Ro, 30,10,10,10,30,10,10,10,30,10,10,10,30,10,10,10,30,10,10,10

i=

0.5, 33,32,26,24,52,50,46,42,31,30,25,21,36,35,31,28,29,28,22,19

0.7, 44,42,36,33,64,60,56,54,42,39,33,30,50,47,42,39,47,42,38,33

0.9, 51,48,43,39,70,65,62,59,49,46,40,37,57,54,49,46,55,52,46,43

1.1, 57,53,48,44,74,69,66,63,54,50,45,41,62,58,54,50,60,55,50,46

1.5, 66,60,54,51,80,74,70,68,62,57,52,49,70,64,60,57,66,61,55,46

2.0, 71,64,60,56,84,76,74,71,69,62,58,54,75,68,65,62,71,65,60,56

2.5, 75,67,63,60,88,79,76,74,73,65,61,58,79,70,67,65,76,68,60,56

3.0, 78,69,65,62,90,80,77,75,76,68,64,61,81,72,69,67,79,70,65,61

Таблица П.1.6

Светотехнические характеристики светильников
с лампами накаливания

Обозначение светильника	Сила света (кд) лампы в 1000 лм, К.п.д., для $\varphi =$	0,	15,	35,	55,	75,	Защитный угол, град
У и УПМ	238, 215, 195, 145, 76,	75,	15				
УЗ	185, 175, 154, 108, 55,	60,	15				
Гэ и ГПМ	268, 248, 206, 150, 19,	70,	35				
Гс и ГсУ	610, 510, 322, 76, 5,	84,	30				
Гк и ГкУ	920, 788, 235, 20, 0,	78,	40				
СО	145, 150, 201, 180, 30,	88,	30				
Кососвет							
Продольный	252, 271, 300, 267, 223,	70,	0				
Поперечный	252, 248, 192, 56, 15,	70,	0				
Лц	141, 144, 146, 88, 50,	83,	35				
Шм	63, 64, 62, 60, 58,	67,	0				
ПлК	252, 248, 188, 84, 39,	60,	30				
ПСХ	103, 100, 92, 86, 81,	65,	0				
ПГТ	124, 119, 100, 80, 63,	55,	0				
ПУ с/о	222, 215, 195, 150, 35,	75,	15				
СХМ	262, 255, 228, 255, 28,	80,	15				
НЗБ-150 с/о	164, 170, 158, 112, 25,	58,	15				
Н4Б-300 б/о	80, 78, 75, 72, 62,	75,	0				
Н4Б-300 с/о	240, 298, 172, 105, 0,	60,	15				
ВЗВ-200 б/о	40, 60, 68, 55, 72,	65,	0				
ВЗВ-200 с/о	138, 168, 124, 78, 15,	46,	15				
ВЗГ-100	92, 82, 85, 90, 70,	48,	0				
В4А-100	127, 15, 9, 6, 8,	20,	0				
В4А-200 б/о	25, 75, 80, 88, 65,	70,	0				
В4А-200 с/о	116, 152, 118, 102, 35,	48,	0				
С и СУ	190, 195, 195, 225, 0,	80,	0				
ПНП-2х100	128, 125, 112, 95, 80,	68,	0				

Таблица П.1.7

Технические характеристики прожекторов

Прожектор	Мощность кВт	Напряжение В	Макс сила света кд	Световой поток лм	Полный угол рассеяния, град. в плоск: гориз. верт.	Коэффициенты m n
ПЗ-24	, 0.150,	127,	10000,	3000,	26, 26	, 0.010, 0.0003
ПЗ-24	, 0.250,	220,	6000,	3000,	26, 26	, 0.015, 0.0006
ПЗС-35	, 0.300,	127,	35000,	6300,	20, 18	, 0.022, 0.0009
ПЗС-35	, 0.300,	220,	25000,	4900,	23, 20	, 0.038, 0.0011
ПЗС-35	, 0.500,	127,	70000,	10500,	26, 18.5	, 0.027, 0.0016
ПЗС-35	, 0.500,	220,	40000,	9800,	26, 20	, 0.030, 0.0011
ПЗС-45	, 1	, 127,	264500,	19000,	21, 19.7	, 0.022, 0.00064
ПЗС-45	, 1	, 220,	140000,	21000,	23, 25	, 0.030, 0.00077
ПСМ-50-1	, 1	, 220,	120000,	18600,	21, 21	, ,
ПСМ-50-1	, 0.700,	220,	52000,	35000,	74, 90	, ,
ПСМ-50-1	, 0.400,	220,	19500,	19000,	74, 90	, ,
ПСМ-50-2	, 1	, 220,	640000,	, ,	9, 9	, ,
ПСМ-40-1	, 0.500,	220,	70000,	8300,	19, 19	, ,
ПСМ-40-2	, 0.500,	220,	280000,	, ,	9, 9	, ,
ПСМ-30-1	, 0.200,	220,	33000,	2800,	16, 16	, ,
ПЗР-250	, 0.250,	220,	11000,	11000,	60, 60	, ,
ПЗР-400	, 0.400,	220,	19000,	19000,	60, 60	, ,
ПЗМ-35	, 0.500,	220,	40000,	8300,	30, 30	, ,
ПЗМ-25	, 0.200,	220,	10000,	2800,	8, 8	, ,
ПКН-1000-1	, 1	, 220,	52000,	22000,	92, 18	, ,
ПКН-1000-2	, 1	, 220,	30600,	22000,	90, 40	, ,
ПКН-1500-1	, 1.500,	220,	90000,	33000,	92, 20	, ,
ПКН-1500-2	, 1.500,	220,	45600,	33000,	106, 54	, ,
ПКН-2000-1	, 2	, 220,	125000,	44000,	104, 16	, ,
ПКН-2000-2	, 2	, 220,	67500,	44000,	116, 44	, ,
ПФР-45-1	, 0.500,	220,	3500000,	, ,	5, 5	, ,
ПФР-45-2	, 0.500,	220,	300000,	, ,	36, 6	, ,
ПФР-45-3	, 0.500,	220,	300000,	, ,	6, 36	, ,
ПФР-45-4	, 0.500,	220,	300000,	, ,	30, 30	, ,
ПФС-45-1	, 1	, 220,	750000,	, ,	6, 6	, ,
ПФС-45-2	, 1	, 220,	125000,	, ,	12, 23	, ,
ПФС-45-3	, 1	, 220,	150000,	, ,	10, 27	, ,
ПФС-35-2	, 0.500,	220,	25000,	, ,	12, 23	, ,
ПФС-35-3	, 0.500,	220,	25000,	, ,	12, 23	, ,

Таблица П.1.8

**Технические характеристики рудничных светильников
с лампами накаливания**

Тип	Испол- нение	Мощность, кВт	Напряжение, В	Световой поток, лм

Светильники с лампами накаливания				
РН-60	РН	0.060	127	740
РН-100	РН	0.100	127	1400
РН-2-200	РН	0.200	127	3200
РП-100М	РП	0.100	127	1400
РП-150	РП	0.150	127	2300
РП-200	РП	0.200	127	3200
Свет-2(прох.)	РН	0.300	127	4950
Свет-3(прох.)	РП	0.300	127	4950
Щит-500(прох.)	РН	0.500	127	9100
Светильники с люминесцентными лампами				
РНЛ-20	РН	0.020	127	980
РВЛ-15	РВ	0.015	127	630
РВЛ-20М	РВ	0.020	127	980
РВЛ-40М	РВ	0.040	220	2480
РВЛ-80М	РВ	0.080	220	4320
РП-ДРЛ-80	РП	0.080	220	4000
РП-ДРЛ-125	РП	0.125	220	6250
Луч-2	РВ	0.015	127	630
СКВ-2/8У	РВ	0.016	127	300

Таблица П.1.9

**Значения удельной мощности
минимальной осветительной нагрузки ***

Наименование источника света или выработки дренажной шахты	Удельная мощность, Вт/м ²

Лампы накаливания	(1/3...1/5)E _{мин}
Люминесцентные лампы	(1/10...1/15)E _{мин}
Очистные и подготовительные забои	5
Промежуточные штреки с механической откаткой и доставкой	3
Главные откаточные пути	1.5
Электромашинные камеры	9
Околоствольные выработки	7
Вспомогательные выработки и ходки с неинтенсивным движением	1

- E_{мин} – минимальная освещенность по ЕПБ, лк

Таблица П.1.10

Светотехнические характеристики рудничных
люминесцентных светильников

Угол с осью светильника град.	Сила света светильника кд					
	в продольной плоскости			в поперечной плоскости		
	РВЛ-20М	РВЛ-40-М	РВЛ-80М	РВЛ-20М	РВЛ-40М	РВЛ-80М
0	52	95	80	52	95	80
10		92	78		95	80
20		85	75		95	80
30	43	75	66	50	95	80
40		63	58		95	80
50		45	42		95	80
60	20	32	37	50	95	80
70		10	10		95	80
80		4	5		95	80
90	0	0	0	50	95	80
100		3	3		95	80
110		5	5		95	80
120	8	5	5	50	95	78
130		5	10		93	75
140		10	13		87	70
150	20	12	15	40	74	63
160		15	18		58	48
170		18	19		34	30
180	24	20	20	24	20	20

Таблица П.2.1

Сменные производительности (м³) одноковшовых
экскаваторов на вскрышных и добычных работах

Экскаваторы	Добычные и вскрышные работы			
	Ж.д.т без БВР I-II кат.	Ж.д.т. с БВР III-IV кат.	Авто- трансп. без БВР I -II кат.	Авто- трансп. с БВР III-IV кат.
ЭКГ-4,6Б	2570	2050	2500	2040
ЭКГ-4У	2060	1640	-	-
ЭКГ-6,3у	2910	2030	-	-
ЭКГ-8И	3600	3110	3330	3300
ЭКГ-12,5	5450	4750	5600	4580
ЭКГ-20	8650	7700	9100	7450

Таблица П.2.2

Сменные производительности (м³) одноковшовых
экскаваторов на отвальных и вскрышных работах

Экскаваторы	Отвало- образо- вание	Вскрышные работы		
		Бестранс- портная без БВР I-II кат.	Бестранс- портная с БВР III-IV кат.	Высокими уступами с БВР
ЭКГ-4,6Б	2300	-	-	-
ЭКГ-8И	3600	-	-	-
ЭКГ-12,5	5050	-	-	-
ЭШ-5/45	-	1920	-	-
ЭШ-10/70	2500	4120	2480	3630
ЭШ-13/50	3080	-	-	-
ЭШ-15/90А	3560	6260	3750	3840
ЭШ-25/100	-	9250	6550	4530
ЭШ-40/85	-	14900	10750	8210
ЭШ-100/100	-	21240	15630	-
ЭВГ-15	-	4430	-	-
ЭВГ-35/35	-	7370	6480	3670
ЭВГ-100/70	-	21700	-	-

Таблица П.2.3

Сменные производительности роторных экскаваторов
при погрузке на ж. д. транспорт

Экскаваторы	Погрузка на ж. д. транспорт			
	Категории пород			
	I	II	III	IV
ЭРГ-400	4830	4020	3470	2890
ЭР-1250	4830	4020	3470	2890
ЭРП-1250	6430	5350	4630	3860
ЭР-2500	6930	5780	4990	4160
ЭРП-2500	8320	6930	5990	4990
ЭРГ-1600	13440	11200	9680	8060
ЭРШРД-5000	16800	14000	12100	10180
ЭРШРД-5250	17640	14700	12700	10580
ЭРШР-12500	40320	33600	29000	24200
SRs-470	8300	6920	5980	4980
SRs-630	9260	7720	6670	5560
SRs-1700	14280	11900	10280	8570
SRs(k)-2000	15500	12900	11160	9300
ShcRs-500	5250	4380	3780	3150
ShcRs-1500	17640	14700	12700	10800
ShcRs-2600	27300	22700	19700	16400

Таблица П.2.4

Сменные производительности роторных экскаваторов
при погрузке на непрерывный транспорт

Экскаваторы	Погрузка на конвейерный транспорт, отвалообразователь, транспортно-отвальный мост			
	Категории пород			
	I	II	III	IV
ЭРГ-400	7840	6590	5620	4660
ЭР-1250	7840	6590	5620	4660
ЭРП-1250	10500	8780	7500	6210
ЭР-2500	11320	9470	8090	6700
ЭРП-2500	13580	11360	9700	8040
ЭРГ-1600	21950	18370	15680	12990
ЭРШРД-5000	27440	22960	19600	16240
ЭРШРД-5250	23810	24110	20580	17050
ЭРШР-12500	65360	55100	47000	39000
SRs-470	13570	11350	9690	8080
SRs-630	15130	12660	10800	8950
SRs-1700	23320	19500	16660	13800
SRs(k)-2000	25300	21180	18100	15000
ShcRs-500	8580	7180	6120	5080
ShcRs-1500	28800	34100	20600	17000
ShcRs-2600	44600	37300	31800	26400

Таблица П.2.5

Значение коэффициентов индивидуальной
энергетической характеристики экскаваторов

Вид рабо- ты	Экскаваторы	Номера энерге- ти- ческой характе- ристики	Коэффи- циенты	
			<i>a</i>	<i>b</i>
Карьер	ЭКГ-4, ЭКГ-4,6Б, ЭКГ-5А	1, 2, 3	0,125	403
	ЭКГ-8, ЭКГ-8И, ЭКГ-6,3УС	4, 5, 6	0,139	1040
	ЭШ-5/45	7	0,328	360
	ЭШ-6/60	8	0,525	846
	ЭШ-10/60	9	0,655	993
	ЭШ-14/75, ЭШ-15/90	10, 11	0,567	2440
	ЭШ-15/90А	12	0,610	2805
	ЭШ-40/85	13	1,100	3260
	ЭШ-100/100	14	1,200	7878
	ЭРГ-400	15	0,860	152
	ЭРГ-1600	16	0,730	4223
	ЭРШР-1600	17	0,825	2805
	ЭР-1250, ЭРП-1250	18, 19	0,140	1282
	ЭР-2500, ЭРП-2500	20, 21	0,220	2392
	SRS-2400	22	0,740	4487
	ЭРШР(Д)-5000, ЭРШРД-5250	23,24,25	0,680	2048
Отвал	СЭ-3, ЭКГ-4, ЭКГ-4.6	26,27,28	0,102	242
	ЭКГ-8, ЭКГ-8И	29, 30	0,114	645
	ЭШ-6/60	31	0,525	846
	ЭШ-14/65, ЭШ-14/75, ЭШ-15/90	32,33,34	0,567	2440
	Э-2305, Э-2005	35, 36	0,140	320

Таблица П.2.6

Значения коэффициентов обобщенной энергетической
характеристики одноковшовых экскаваторов

Экскаваторы	Номер типа экскаватора	Коэффициенты	
		<i>a</i>	<i>b</i>
Мехлопата карьерная, то же с удлиненным оборудова-нием, мехлопата вскрышная	1, 2, 3	0,028	103
Драглайн	4	0,055	94

Таблица П.2.7

Показатель скорости бурения $d V_b$ (м³/мин) шарошечных
станков в зависимости от условий работы

Кате- гория бури- мости пород	2СБШ-200Н				СБШ-250МН		СБШ -320
	диаметр шарошки						
	214		243		243	269	320
	глубина бурения (скважины)						
	до 16	16-34	до 16	16-34	до 16	до 16	до 16
VII	0.0459	0.0436	0.0496	0.0469	0.0551	0.0576	-
IX	0.0392	0.0373	0.0418	0.0398	0.0551	0.0576	-
X	0.0336	0.0321	0.0355	0.0340	0.0551	0.0576	-
XI	0.0289	0.0276	0.0301	0.0292	0.0477	0.0498	-
XII	0.0246	0.0238	0.0255	0.0246	0.0455	0.0462	0.3831
XIII	0.0210	0.0206	0.0221	0.0214	0.0406	0.0417	0.3058
XIV	0.0182	0.0178	0.0189	0.0185	0.0365	0.0379	0.2445
XV	0.0156	0.0154	0.0153	0.0160	0.0336	0.0344	0.2110
XVI	0.0135	0.0133	0.0133	0.0136	0.0306	0.0314	0.1835
XVII	0.0118	0.0116	0.0119	0.0117	0.0272	0.0282	0.1597
XVIII	0.0101	0.0099	0.0102	0.0102	0.0238	0.0241	0.1389
XIX	0.0086	0.0084	.00088	0.0088	-	-	0.1205
XX	0.0075	0.0073	0.0075	0.0075	-	-	0.1042

Таблица П.2.8

Значения коэффициентов обобщенной энергетической
характеристики буровых станков

Буровые станки	Номер типа станка	Коэффициенты	
		<i>a</i>	<i>b</i>
Станки шарошечного бурения	1	2,66	0,47
Станки огневого бурения	2	0	0,55
Станки вращательного бурения	3	0	0,53
Станки пневмоударного бурения	4	0	1,75

Таблица П.2.9

Значения коэффициентов *a, b, c, d*

Типы буровых станков	Номер энергети- ческой характе- ристики	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>d</i>
2СБШ-200, 2СБШ-200Н	1, 2	1,30	2,75	0,0016	4,2
СБШ-250МН	3	8,60	2,54	0,0020	8,4
СБШ-250, БАШ-250	4, 5	2,12	2,12	0,0023	9,5
БСШ-1М, БСШ-2М	6, 7	3,00	1,27	0	0
БС, БУ	8, 9	4,00	0,45	0	0
СБО	10	0	0,55	0	0
СБУ	11	0	0,75	0	0
СБР	12	0	0,53	0	0

Таблица П.2.10

Механическая скорость бурения V_b
вращательных (шнековых) станков

Категория пород	IV	V	VI	VII
V_b , м/мин	0,588	0,526	0,345	0,135

Таблица П.2.11

Механическая скорость бурения V_6 ударно-вращательных станков
(с погружными пневмоударниками)

Категория пород	II-IV	IV-VI	VII-IX	X-XII	XIV-XVI
V_6 , м/мин	0,34	0,27	0,21	0,17	0,12

Таблица П.2.12

Значение коэффициентов обобщенной
энергетической характеристики дробилки

Типы дробилок	Номер энергетической характеристики	Коэффициенты	
		a	b
Щековые дробилки	1	0.100	280
Конусные дробилки	2	0.076	224

Таблица П.2.13

Значения коэффициентов индивидуальной энергетической
характеристики дробилок

Номер энергетичес. характеристики	Тип дробилки	Коэффициенты энергетической характеристики		K_f					
				Крепость пород по Протоdjякову					
		a	b	8	10	12	14	16	18
1	ЩКД-15x21	0,05	300	-0,016	-0,008	0	0,01	0,02	0,03
2	СМЛ-60А	0,05	300	-0,016	-0,008	0	0,01	0,02	0,03
3	ЩКД-12x15	0,01	175	-0,016	-0,008	0	0,01	0,02	0,03
4	ЩКД-6x9	0,08	110	-0,016	-0,008	0	0,01	0,02	0,03
5	ККД-1500В	0,055	640	0	0	0	0	0	0,01
6	ККД-900/160	0,06	250	0	0	0	0	0	0,01
7	ККД-900/100	0,06	220	0	0	0	0	0	0,01
8	КСД-2200А	0,10	260	-0,016	-0,008	0	0,01	0,02	0,03
9	КСД-2200Б	0,07	270	-0,016	-0,008	0	0,01	0,02	0,03
10	КМД-2200/400	0,11	310	-0,016	-0,008	0	0,02	0,04	0,06
11	КМД-2200/600	0,14	310	-0,016	-0,008	0	0,02	0,04	0,06

Таблица П.2.14

Удельная работа сжатия компрессора (кДж/м³)
в зависимости от конечного давления воздуха

Давление, Па 10 ⁵	Работа сжатия, кДж/м ³	
	для поршневых компрессоров	для турбокомпрессоров
4	154,01	-
5	179,52	-
6	203,06	175,60
7	220,79	190,30
8	241,30	204,05
9	258,00	215,33
12	292,30	-

Таблица П.2.15

Средние значения удельного расхода воды на выемку
горной массы для различных пород

Категория горных пород	Характеристика пород	β , м ³ /м ³
1	Пески мелкозернистые, предварительно разрыхленные, неслежавшиеся	5
2	Пески мелкозернистые, пылеватые, супеси легкие, лесс рыхлый, торф разложившийся	6
3	Пески среднезернистые и резкозернистые, супеси зернистые, суглинки легкие, лесс плотный	7
4	Пески крупнозернистые, супеси тяжелые, суглинки среднетяжелые, глина тощая песчаная	9
5	Породы песчано-гравелистые, глина полужирная	12
6	Породы галечные	14 и более

Таблица П.2.16

Значения коэффициентов формы k_ϕ ,
использования k_u и реактивной мощности $tg\varphi$
приемников карьеров

Наименование электроприемника	k_ϕ	k_u	$tg\varphi$
Экскаваторы одноковшовые на вскрыше	1,12	0,43	1,5
с приводом по системе Г-Д с АД	1,12	0,43	-0,3
То же с СД	1,16	0,45	1,3
Экскаваторы одноковшовые на добыче с при- водом по системе Г-Д с АД	1,16	0,45	-0,3
То же с СД	1,12	0,43	1,01
Экскаваторы одноковшовые с приводом ТП-Д на вскрыше	1,16	0,45	0,8
То же на добыче	1,04	0,75	1,1
Экскаваторы многоковшовые, отвалооб- разователи, транспортно-отвальные мосты, перегрузатели, конвейеры	1,04	0,65	1,01
Буровые станки, дробильные агрегаты	1	0,8	0,88
Гидромониторы и землесосы до 200 кВт	1	0,85	-0,5
То же свыше 200 кВт	1	0,75	0,75
Компрессоры до 200 кВт	1	0,83	0,68
То же до 400 кВт	1	0,9	-
То же свыше 400 кВт	1	0,7	0,33
Насосы водоотливные до 50 кВт	1	0,75	1,01
То же до 200 кВт	1	0,85	0,75
То же до 500 кВт	1	0,9	0,63
То же свыше 500 кВт	1	1	1
Внутреннее освещение лампами накаливания			
То же люминесцентными лампами	1	1	0,1
Наружное освещение	1	1	0,1
Посты ЭЦ	1	0,45	0,1
Административно-бытовой комбинат	1	0,55	0,01
Мехмастерская (РММ, РМЗ, ЭРЦ, депо)	1,04	0,25	1,17
Приемники дренажной шахты	1,04	0,5	0,6
Насосная	1	0,65	0,88
Складское хозяйство	1	0,45	1,01
Котельная, калориферная	1	0,63	0,88
Прочие электроприемники	1	0,6	1,01

Продолжение таблица П.2.16
Значения коэффициентов спроса и мощности
основных потребителей шахт напряжением 380 и 660 В

Группы электроприемников	K_C	$\cos \varphi_C$
Подземные выработки шахт		
Околоствольный двор:		
без главного водоотлива	0,6-0,7	0,7
с учетом главного водоотлива	0,75—0,85	0,8
Горные машин и механизмы для очистных (добычных) работ:		
с пологими пластами угольных шахт	0,4—0,5	0,6
с крутыми пластами и рудных шахт	0,5—0,6	0,7
Подготовительные работы	0,3-0,4	0,6
Откатка:		
контактными электровозами	0,45-0,65	0,9
аккумуляторными электровозами	0,8	0,9
Прочие приемники (конвейеры, лебедки и пр.)	0,50-0,65	6,7
Поверхность шахты		
Собственные нужды:		
клетевых и скиповых подъемов	0,70	0,70
вентиляторов главного проветривания	0,50	0,70
Технологический комплекс поверхности	0,6-0,7	0,70
Погрузка угля (руды) в ж.-д. вагоны	0,55	0,70
Котельная	0,75	0,75
Механическая мастерская	0,30—0,35	0,65
Калориферная	0,7—0,75	0,75
Лесной склад	0,35	0,65
Насосная станция дегазации	0,7—0,8	0,75
Насосная хозяйственного водоснабжения	0,75	0,70
Административно-бытовой комбинат	0,60	0,75
Склад угля	0,50	0,70
Прочие мелкие установки	0,65	0,70
Наружное освещение	1,0	1,0
Внутреннее освещение зданий и сооружений	0,80	1,0

Таблица П.2.17

Нормированное нормальное распределение

β	Вер (β)	β	Вер(β)	β	Вер(β)	β	Вер(β)
1,50	0,4332	1,67	0,4525	1,84	0,4661	2,02	0,4783
1,51	0,4325	1,68	0,4535	1,85	0,4678	2,04	0,4793
1,52	0,4357	1,69	0,4545	1,86	0,4686	2,06	0,4803
1,53	0,4370	1,70	0,4554	1,87	0,4693	2,08	0,4812
1,54	0,4382	1,71	0,4564	1,88	0,4699	2,10	0,4821
1,55	0,4304	1,72	0,4573	1,89	0,4706	2,12	0,4820
1,56	0,4418	1,73	0,4583	1,90	0,4711	2,14	0,4840
1,57	0,4422	1,74	0,4591	1,91	0,4719	2,16	0,4846
1,58	0,4429	1,75	0,4599	1,92	0,4726	2,18	0,4854
1,59	0,4441	1,76	0,4608	1,93	0,4732	2,20	0,4861
1,60	0,4452	1,77	0,4618	1,94	0,4738	2,22	0,4868
1,61	0,4483	1,78	0,4625	1,95	0,4744	2,24	0,4875
1,62	0,4474	1,79	0,4663	1,96	0,4750	2,26	0,7881
1,63	0,4484	1,80	0,4661	1,97	0,4756	2,28	0,4887
1,64	0,4485	1,81	0,4649	1,98	0,4761	2,30	0,4893
1,65	0,4505	1,82	0,4656	1,99	0,4767	2,32	0,4898
1,66	0,4515	1,83	0,4664	2,00	0,4772	2,34	0,4904

Таблица П.2.18										
Технические характеристики сетевых двигателей одноковшовых экскаваторов										
Экскаваторы	Сетевой двигатель	$U_{\text{ис}}$ кВ	$P_{\text{ис}}$ кВт	$I_{\text{ис}}$ А	$\cos\varphi_n$	$\frac{I_n}{I_{\text{ис}}}$	$\frac{M_n}{M_{\text{ис}}}$	$\frac{M_{\text{ис}}}{M}$	$\frac{GD^2}{\text{т}\cdot\text{м}^2}$	$n_{\text{ис}}$ об/мин
ЭКГ-3,2, ЭКГ-4,6 (А,Б)	АЭ-113-4У2	6	250	27	0,90	5	1,7	2,3	1,00	1480
ЭКГ-8, ЭКГ-8И, ЭКГ-4У	СДЭУ-14-29-6	6	520	60	0,90	5,8	1,5	2,1	2,600	1000
ЭКГ-6,3УС, ЭКГ-10УС ЭВГ-6, ЭКГ-12, ЭКГ-7,3У	СДЭ-15-39-6	6	1332	153	0,90	4,5	0,7			1000
ЭКГ-12,5, ЭШ-10/70	СДЭУ-15-39-6	6	1250	143	0,90	4,5	0,7	2,2	1,00	5,445
	СДСЭ-15-39-6									
	СДЭ-15-39-6									
ЭВГ-15, ЭШ-15/90, ЭВГ-35/6	МС-322-12/6	6	1600	202	0,85	5,0	0,7			1000
ЭВГ-35/65М	СДЭ-2-17-57	6	2500	279						1750
ЭШ-5/45	МСЭ-321-6/6	6	425	55	0,80	5,5	0,7	1,9		1000
ЭШ-6/60, ЭШ-8/60	МСЭ-321-8/6	6	715	93	0,80	5,0	1,1	2,3	1,20	1000
ЭШ-5/45М, ЭШ-6/45М	СДСЭ-14-29-6	6	520	64	0,85	5,5	0,7	2,0		1000
ЭВГ-10/50, ЭВГ-15/40	МС-322-22/6	6	1450	190	0,80	5,0		2,0		1000
ЭШ-10/60	МСЭ-321-10/6	6	1170	153	0,80	5,4	1,1	2,0	0,80	1000
ЭШ-10/70	МСЭ-322-10/6	6	1370	180	0,80	3,7	0,8	2,0	3,958	1000
ЭШ-10/70А, ЭШ-13/50	СДЭ2-16-46-6У2	6	1250	139						1000
ЭШ-15/90А, ЭШ-20/75	СДСЭ-15-64/6	6	1900	226	0,85	5,3	0,9			1000
ЭШ-20/55, ЭШ-15/70	СДЭ2-17-46-6У2	6	2000	280				2,0	0,80	1000
ЭШ-25/100Б	СДЭ2-17-57-6У2	6	2300					2,4	0,85	1000
ЭШ-40/85	СДЭ2-17-69-6У2	10	2500	158	0,95	7,0	0,9			1000
ЭШ-100/100, ЭШ-125/125	СДС-17-76-10	10	3600	240	0,85	6,5	0,8			600

Таблица П.2.19

Основные технические данные сетевых двигателей
приводов многоковшовых экскаваторов

Экскаватор	Тип сетевого двигателя	U_n , кВ	P_n , кВт	I_n , А	$\cos\varphi_n$
ЭР-630	BAO2-280 S4	0,3 8	132	248	0,88
ЭРГВ-630	АО-3-355 М4	0,3 8	315	545	0,93
ЭР-1250	АО-3-400 М6	0,3 8	315	560	0,9
ЭР-1250-ОЦ	4А 355 S4	0,3 8	2х250	2х438	0,92
ЭРП-1250	4А 355 S4	0,3 8	2х250	2х438	0,92
ЭРП-2500	СДЭ2-15-34 СДЭ2-15-39	6	2х630 1250	2х65 131	0,94 0,92
ЭРГ-1600	МСЭ-321-8/6 СДЭ-15-39	6	2х800 1250	2х86 131	0,9 0,92
ЭРШР-5000	СДЭ2-15-39	6	1250	131	0,92
ЭРШРД-5000	СДСЭ-15-16—6 СДСЭ-15-34-6 СДСЭ-15-34-6	10	1250 2х860	85 2х55	0,85 0,90
ЭРШРД-5250	СДЭ2-16-46-6У2 СДЭ2-16-46-6У2 СДЭ2-16-46-6У2	10	3х1250	3х83	0,87
ЭРШРДП-5250	СДЭ2-17-57-6У2 СДЭ2-16-47-6У2 СДЭ2-16-47-6У2	10	2000 2х1000	135 2х68	0,86 0,85

Таблица .П.3.1

Основные технические данные силовых
двухобмоточных трансформаторов с $U_2 = 6,3 \text{ кВ}$

Тип	Напря- жение U_I , кВ	Мощ- ность S_{mn} , кВА	Потери, кВт		Ток х.х, %	Напря- жение к.з, %	
			х.х, ΔP_x	к.з, ΔP_k			
ТМ	10	100	0,49	1,97	2,6	4,5	
		160	0,73	2,65	2,4	4,5	
		250	1,05	3,70	2,3	4,5	
		400	1,45	5,50	2,1	4,5	
		630	2,27	7,60	2,0	5,5	
		1000	3,30	11,00	3,0	5,5	
		1600	4,50	16,50	1,3	5,5	
		2500	6,20	23,50	3,5	5,5	
		4000	3,60	33,50	3,0	6,5	
		6300	12,00	46,50	3,0	6,5	
	35	100	0,46	1,97	4,2	6,5	
		160	0,56	2,65	2,4	6,5	
		250	0,96	3,70	2,3	6,5	
		400	1,35	5,50	2,1	6,5	
		630	2,00	7,60	2,0	6,5	
		1000	2,75	11,00	1,5	6,5	
		1600	3,65	16,50	1,5	6,5	
		2500	5,10	23,50	1,1	6,5	
		4000	6,70	33,50	1,0	7,5	
		6300	9,40	46,50	0,9	7,5	
ТД	35	10000	19,60	85,00	0,6	6,0	
		16000	28,40	105,00	0,75	10,0	
ТМН	35	1000	2,75	11,5	1,5	6,5	
		1600	3,65	16,5	1,4	6,5	
		2500	5,10	23,5	1,1	6,5	
		4000	6,70	33,5	1,0	7,5	
		6300	9,40	46,5	0,9	7,5	
ТДН	35	10000	14,5	65,0	0,8	7,5	
		16000	21,0	90,0	0,75	8,0	
ТРДН			25000	29,0	145,0	0,7	9,5
			32000	23,0	180,0	0,7	11,5

Продолжение табл.П.3.1

Тип	Напря- жение U_L , кВ	Мощность S_{mn} , кВА	Потери, кВт		Ток х.х, %	Напря- жение к.з, %
			х.х, ΔP_x	к.з, ΔP_k		
ТМН	110	2500	6,5	22,0	1,5	10,5
		6300	13,0	50,0	1,0	37,3
ТДН	110	10000	8,0	60,0	0,9	10,5
		16000	26,0	85,0	0,85	10,5
ТРДН	110	25000	36,0	120,0	0,8	10,5
		32000	44,0	145,0	0,75	10,5
		40000	52,0	175,0	0,7	10,5
		63000	73,0	250,0	0,65	10,5
	220	32000	125,0	215,0	4,5	12,0
		63000	137,0	345,0	4,0	12,2

Таблица П.3.2

Технические данные двухобмоточных трансформаторов
6 – 10 / 0,4 – 0,69 кВ стационарных и передвижных
комплектных подстанций

Тип	Мощ- ность S_{mn} , кВА	Потери, кВт		Ток х.х, %	Напр я- жение к.з, %
		х.х, ΔP_x	к.з, ΔP_k		
ТМ	25	0,13	0,63	4,6	3,2
	40	0,17	0,96	4,6	3,0
	63	0,24	1,38	4,7	4,5
	100	0,38	2,12	4,6	2,6
	160	0,42	2,12	6,6	2,6
	250	0,74	3,90	4,6	2,3
	400	0,92	5,70	4,6	2,3
	630	1,42	8,00	5,5	2,5
	1000	1,90	10,80	5,5	1,2
ТС	160	0,7	2,7	5,5	4,0
	250	1,0	3,8	5,5	3,5
	400	1,3	5,4	5,5	1,8
	630	2,0	7,3	5,5	1,5
	1000	2,5	12,0	8,0	1,1

Таблица П.3.3

Технические данные шахтных силовых и преобразовательных трансформаторов

Тип трансформатора	Паспортные параметры					
	$S_{т.н},$ кВА	$U_{н2},$ В	$U_{к},$ %	$I_{х},$ %	$\Delta P_{к},$ кВт	$\Delta P_{х},$ кВт
ТСШВ-100/6	100	400/690	3,5	6,0	1,15	1,00
ТСШВ-160/6	160	400/690	3,5	4,5	1,70	1,35
ТСШВ-250/6	250	400/690	3,5	3,5	2,30	1,65
ТСШВ-400/6	400	400/690	3,5	3,0	3,40	2,18
ТСШВ-630/6	630	690	3,5	1,5	4,20	2,80

Таблица 3.4

Технические данные преобразовательных трансформаторов

Тип трансформатора	Паспортные параметры					
	$S_{т.н},$ кВА	$U_{н1}/$ $U_{н2},$ кВ	$U_{к},$ %	$I_{х},$ %	$\Delta P_{к},$ кВт	$\Delta P_{х},$ кВт
ТСП-160/6-77	160	6/230	6,2	2,5	2,20	0,80
ТСП-320/6-0,46	320	6/0,46	5,2	2,0	3,40	1,30

Таблица 3.5

Технические данные тяговых подстанций

Тип трансформатора	Паспортные параметры			
	Исполнение по уровню взрывозащиты	Выпрямленное напряжение, В	Выпрямленный ток, А	Число вентиляей
АТП-500/275М	РН	275	500	12
АТП-500/600	РН	600	500	36
АТПШ-500/275	РП	275	500	24
АТПШ-1000/275	РП	275	1000	24

Таблица 3.6

Технические данные зарядных устройств

Тип зарядного устройства	Паспортные параметры			
	Напряжение питающей сети, В	Выпрямленное напряжение, В	Номинальный зарядный ток, А	Коэффициент полезного действия
ЗУК-75/120М	380, 660	120	75	0,86
ЗУК-155/230М	380, 660	230	155	0,91

Таблица П.3.7

Технические данные трехобмоточных трансформаторов

Тип	Напряжение U_L , кВ			Мощность S_{mn} , кВА	Потери, кВт		Ток х.х., %	Напряжение к.з., %		
	В	С	Н		х.х., ΔP_x	к.з., ΔP_k		В-С	В-Н	С-Н
ТМТН	35	10,5	6,3	6300	13	55	2,3	7,5	16,5	7,2
ТДТН	35	10,5	6,3	10000	18	75	2,1	8,0	16,5	7,2
			6,3	16000	24	144	1,6	8,0	17,0	7,5
ТМТН	110	38,5	6,3	6300	17	60	1,2	10,5	17,0	6,0
ТДТН	110	38,5	6,3	10000	23	80	5,0	10,5	17,0	6,0
				16000	32	105	1,05	10,5	17,0	6,0
	110	38,5	6,6	25000	45	145	1,0	10,5	17,0	6,0
				40000	63	230	0,9	10,5	17,0	6,0
				63000	87	310	0,85	10,5	17,0	6,0
	220	38,5	6,6	25000	50	135	1,2	12,5	20,0	6,5
				40000	66	240	2,1	12,5	22,0	9,5
				63000	91	320	1,0	12,5	24,0	10,5

Таблица П.3.8

Сведения, используемые при определении допустимых систематических перегрузок силовых трансформаторов по графикам ГОСТ 14209-85

Мощность трансформатора, кВА	Система охлаждения	Постоянная времени нагрева, ч	Эквивалентная температура охлаждающей среды, °С	
			10	20
			Номер графика по ГОСТ	
До 1000	М	2,5	5	7
1000-6300		3,5	6	8
6300-32000	Д	2,5	17	19
Выше 32000		3,5	18	20

Таблица П.3.9

Значения коэффициентов k_T , A , B , k_x

Номер графика по ГОСТ	k_T	A		B		k_x
		Продолжительность перегрузки, ч				
		0.5	4	0.5	4	
5	1.07	0.825	6.5	-0.180	-0.05	1.1
6	1.08	0.25	3.5	-0.025	-0.15	1.1
7	1	0.45	4.0	-0.100	0.10	1.0
8	1	0.30	2.0	-0.100	0.30	1.0
17	1.07	0.825	7.0	-0.180	-0.10	1.1
18	1.08	0.25	4.5	-0.025	0.05	1.1
19	1	0.70	4.5	-0.230	-0.05	1.0
20	1	0.35	3.0	-0.07	0.10	1.0

Таблица П.3.10

Модификации ПКТП – (6-10)/0,4

Тип подстанции	Исполнение по: режиму		<i>L</i>	<i>B</i>	Мас-са
	нейтрали	присоединения			
ПКТП-400-6-	Изолированной	Кабельной и воздушной	3800	1440	4550
		Кабельной			4200
	Глухозаземленной	Кабельной и воздушной			4450
		Кабельной			4100
ПКТП-250-6	Изолированной	Кабельной и Воздушной			4050
		Кабельной			3700
	Глухозаземленной	Кабельной и воздушной			3950
		Кабельной			3600
ПКТП-630.	Изолированной	Кабельной и воздушной	4070	1520	5650
		Кабельной			5300
	Глухозаземленной	Кабельной и воздушной			5550
		Кабельной			5200

Таблица П.4.1

Технико-экономические характеристики одноцепных
воздушных линий 6-10 кВ

Провод		Длительно допустимая токовая нагрузка, А	Общая стоимость, тыс.р/км *		
Мар- ка	Сече- че- ние, мм ²		Дере- вян- ные опоры	Деревянные опоры с же- лезобетон- ными при- ставками	Железо- бетонные опоры
А	25	135	1,65	1,35	1,00
	35	170	1,75	1,45	1,12
	50	215	1,80	1,60	1,25
	70	265	2,15	1,83	1,45
	95	320	2,40	2,10	1,75
	120	375	2,65	2,35	2,00
АС	16	105	1,65	1,38	1,17
	25	130	1,75	1,50	1,25
	35	175	1,85	1,63	1,35
	50	210	1,97	1,75	1,50
	70	265	2,18	1,95	1,70
	95	320	2,45	2,20	1,95
	120	375	2,70	2,45	2,20

* - в табл. П.4.1 – П.4.8 стоимостные показатели приведены в ценах 1990 г.

Таблица П.4.2

Технико-экономические характеристики одноцепных
воздушных линий 35 кВ

Провод		Длительно допусти- мая токо- вая нагрузка, А	Общая стоимость, тыс.р/км		
Марка	Се- че- ние, мм ²		Дере- вянные опоры	Железобе- тонные, одноцеп- ные опоры	Стальные одноцеп- ные опоры
А	50	215	4,05	-	-
	70	265	4,30	5,90	8,22
	95	320	4,65	6,22	8,45
	120	375	5,00	6,40	8,73
	150	440	5,30	6,80	9,05
	185	500	5,82	7,22	9,52
	240	590	6,43	7,80	10,05
АС	50	210	4,30	-	-
	70	265	4,85	6,10	8,40
	95	330	4,85	6,40	8,65
	120	380	5,20	6,70	8,90
	150	445	5,55	7,00	9,20
	185	510	6,00	7,40	9,70
	240	610	6,65	8,00	10,25

Таблица П.4.3

Технико-экономические характеристики двухцепных
воздушных линий 35 кВ

Провод		Дли- тельно допу- стима я токо- вая на- груз- ка, на од- ну цепь, А	Общая стоимость, тыс.р/км			
Мар- ка	Сече- ние, мм ²		Сталь- ные двух- цепные с одно- вре- менной подвес- кой двух цепей	Сталь- ные двух- цепные с под- веской одной цепи	Железо- бе- тонные с одновре- менной подвес- кой двух цепей	Желе- зобе- тон- ные с под- вес- кой одной цепи
А	70	265	12,20	10,25	10,50	8,60
	95	320	12,75	10,80	11,05	9,10
	120	375	13,25	11,38	11,60	9,65
	150	440	14,05	12,05	12,30	10,30
	185	500	14,85	12,80	13,00	11,05
	240	590	16,20	14,00	14,20	12,20
АС	70	265	12,40	10,45	10,70	8,80
	95	330	13,00	11,00	11,30	9,30
	120	380	13,60	11,55	11,85	9,85
	150	445	14,30	12,20	12,50	10,50
	185	510	15,10	13,00	13,25	11,25
	240	610	16,40	14,20	14,40	12,40

Таблица П.4.4

Технико-экономические характеристики одноцепных
воздушных линий 110 кВ

Провод		Длительно допустимая токовая нагрузка, А	Общая стоимость, тыс.р/км		
Марка	Сече- ние, мм ²		Деревянные одноцепные двухстоеч- ные опоры	Железо- бетонные одноцеп- ные опо- ры	Сталь- ные одно- цеп- ные опоры
А	70	265	6,00	6,50	10,40
	95	320	6,28	7,30	10,65
	120	375	6,50	8,10	11,00
	150	440	6,90	8,40	11,30
	185	500	7,28	8,80	11,70
	240	590	7,90	9,93	12,40
АС	70	265	6,20	7,70	10,60
	95	330	6,50	8,00	10,90
	120	380	6,75	8,35	11,10
	150	445	7,10	8,60	11,50
	185	510	7,50	9,00	11,90
АС О	240	610	8,10	9,60	12,60
	300	690	—	10,30	13,25

Таблица П.4.5

Технико-экономические характеристики двухцепных
воздушных линий 110 кВ

Провод		Дли- тельно допу- стимая токовая нагрузка, на одну цепь, А	Общая стоимость, тыс.р/км			
Мар- ка	Се- че- ние, мм ²		Сталь- ные двух- цепные с одно- вре- мен- ной под- веской двух цепей	Сталь- ные двух- цеп- ные с под- вес- кой одной цепи	Желе- зобе- тонные с одно- вре- менной подвес- кой двух цепей	Железо- бетон- ные с подвес- кой од- ной це- пи
А	70	265	15,85	13,60	13,30	10,80
	95	320	16,45	14,15	13,80	11,35
	120	375	17,00	14,80	14,40	11,85
	150	440	17,65	15,45	15,00	12,50
	185	500	18,45	16,25	15,80	13,25
	240	590	19,70	17,50	17,00	14,45
	300	680	21,10	18,80	18,20	15,70
АС	70	265	16,05	13,60	13,50	11,00
	95	330	16,60	14,35	13,95	11,55
	120	380	17,15	14,90	14,55	12,10
	150	445	17,85	15,60	15,20	12,75
	185	510	18,65	16,45	15,95	13,55
	240	610	19,90	17,65	17,20	14,65
	300	690	21,30	19,00	18,40	15,9

Таблица П.4.6

Технико-экономические характеристики одноцепных
воздушных линий 220 кВ

Провод		Длительно допустимая токовая нагрузка, А	Общая стоимость, тыс.р/км		
Марка	Сече- ние, мм ²		Дере- вянные одно- цепные двух- стоеч- ные опоры	Желе- зобе- тонные одно- цепные опоры	Сталь- ные дноцеп- ные опоры
АСО	240	605	10,70	12,40	16,40
	300	690	11,50	13,20	17,20
	400	825	12,80	14,50	18,60
	500	945	14,10	15,80	19,80
АС	240	610	10,90	12,60	16,60
	300	690	11,70	13,40	17,40
	400	825	13,00	14,70	18,80
	500	-	14,30	16,00	20,00
АСУ	240	610	11,12	12,90	16,90
	300	705	12,00	13,70	17,70
	400	850	13,30	15,00	19,10
	500	-	14,80	16,30	20,30

Таблица П.4.7

Технико-экономические характеристики двухцепных
воздушных линий 220 кВ

Провод		Длительно допустимая токовая нагрузка на одну цепь, А	Общая стоимость, тыс.р/км	
Марка	Сече- ние, мм ²		Стальные двухцепные с одновре- менной подвес- кой двух цепей	Стальные двухцеп- ные с под- веской од- ной цепи
АСО	240	605	27,15	22,25
	300	690	28,76	23,60
	400	825	31,55	26,30
	500	945	34,15	28,80
АС	240	610	27,50	22,45
	300	690	29,10	24,00
	400	835	31,70	26,50
	500	-	34,35	29,00
АСУ	240	610	27,80	22,75
	300	705	29,90	24,35
	400	850	32,00	26,75
	500	-	34,65	29,30

Таблица П.4.8

Стоимостные показатели высоковольтных гибких кабелей

Число жил и сечение, мм ²	Оптовая цена 1990г, тыс.р/км		
	КШВГ КШВГЭ КГЭ	КШВГ-ХЛ КШВГЭ-ХЛ	КШВГТ
1х2+1х6	3,35	3,57	3,90
3х25+1х10	3,88	4,25	4,52
3х35+1х10	4,84	5,10	5,55
3х50+1х16	5,80	6,50	6,60
3х70+1х16	7,40	7,90	8,30
3х90+1х25	9,40	10,00	10,40
3х120+1х35	11,10	11,40	12,20
3х150+1х50	12,10	13,20	13,40

Таблица П.4.9

Масса и активное сопротивление проводов

Сечение, мм ²	М а р к а							
	А		АС		АСО		АСУ	
	Мас-са, кг/км	Сопротивление, Ом/км	Мас-са, кг/км	Сопротивление, Ом/км	Мас-са, кг/км	Сопротивление, Ом/км	Мас-са, кг/км	Сопротивление, Ом/км
16	44	1,980	62	2,060	-	-	-	-
25	68	1,280	92	1,380	-	-	-	-
35	95	0,920	150	0,850	-	-	-	-
50	136	0,640	196	0,650	-	-	-	-
70	191	0,460	275	0,460	-	-	-	-
95	257	0,340	386	0,330	-	-	-	-
120	322	0,270	492	0,270	-	-	530	0,280
150	407	0,210	617	0,210	559	0,210	673	0,210
185	503	0,170	771	0,170	687	0,170	850	0,170
240	656	0,132	997	0,137	937	0,130	1111	0,131
300	817	0,106	1257	0,107	1098	0,108	1390	0,106
400	1087	0,080	1660	0,080	1501	0,080	1840	0,079
500	1376	0,063	-	-	1836	0,065	-	-

Примечание: Значения активного электрического сопротивления даны для температуры +20°

Таблица П.4.10

Активные и индуктивные сопротивления
трехжильных кабелей (с поясной изоляцией)

Сечение, мм ²	Активное сопротивление, Ом/км при 20 °С		Индуктивное сопротивление, Ом/км при напряжении	
	Алюминий	Медь	6 кВ	10 кВ
16	1,84	1,12	0,102	0,113
25	1,17	0,716	0,091	0,099
35	0,84	0,514	0,087	0,095
50	0,589	0,389	0,083	0,090
70	0,42	0,256	0,08	0,086
95	0,31	0,189	0,078	0,083
120	0,245	0,15	0,076	0,081
150	0,196	0,12	0,074	0,079
185	0,159	0,097	0,073	0,077

Таблица П.4.11

Длительно допустимые токовые нагрузки
гибких силовых кабелей 6–10 кВ карьеров

Сечение токопро- водящей жилы, мм ²	Токовые нагрузки, А*				
	КРПТ, КРПС и др. до 660 В	КГЭ, КШВГ, КШВГМ, КШВГ и т.д.			
		Открытая прокладка	При числе слоев навивки на барабане		
			1	2	3
16	105	90	70	55	45
25	135	120	95	75	60
35	165	145	115	90	75
50	200	180	145	115	90
70	250	220	180	140	115
95	300	265	215	170	140
120	340	310	250	200	160
150	-	350	290	225	185

Длительно допустимые токи для кабелей в подземных выработках (А)

Сечение жилы кабеля, мм ²	Марки кабелей и номинальное напряжение, кВ						
	Трехжильные бронированные с бумажной изоляцией		Четырехжильные	Гибкие и полугибкие с резиновой и пластмассовой изоляцией			
				ЭВТ		ГРШЭ	КШВГ
	До 1 кВ	6 кВ	до 1 кВ	До 1 кВ	6 кВ	До 1 кВ	6 кВ
2,5	25	-	-	-	-	33	-
4	35	-	-	-	-	45	-
6	45	-	35	-	-	58	47
10	60	54	45	60	60	75	65
16	80	67	60	85	65	105	85
25	105	90	75	105	90	136	120
35	125	110	95	125	110	168	145
50	155	145	110	155	145	200	180
70	200	175	140	200	200	250	220
95	245	215	165	245	245	290	265
120	285	250	200	-	-	-	-
150	330	290	230	-	-	-	-
185	375	325	260	-	-	-	-
240	430	375	-	-	-	-	-

* Нагрузки допускаются при температуре воздуха +25°C.

Указанные нагрузки даны для длительно допустимой температуры жилы +65°C.

Таблица П.4.12

Марки шахтных кабелей и область их применения

Марка	Напряжение, кВ	Количество и сечение жил, мм ²	Область применения
СБН	1,6,10	3х4+3х150	Горизонтальные и наклонные до 45° выработки шахт
СПН	1,3,6	3х4+3х150	Наклонные от 45° до 60° выработки шахт
СБН-В	6,10	3х16-3х120 3х6+3х120	Стационарная вертикальная прокладка до 100м
ЦСКЛ, ЦСПН, ЦСКН	6,10	3х25+3х240	Стационарная вертикальная прокладка в стволах шахт
ЭВТ	6	4х16-4х35 8х16+8х35	По скважинам, наклонным и горизонтальным выработкам до УТП
ЭВТ	0.66 0.38	4х16+4х95 8х16+8х95	По скважинам, наклонным и горизонтальным выработкам для УТП
ПВШЭ	0.66 0.38	4х5+4х120	По наклонным и горизонтальным выработкам для питания стационарных установок
ГРШЭ	0.66 0.38	7(4)х4+7(4)х95	Питание передвижных ЭП шахт с дистанционным и местным управлением
ГРШЭП	0.66 0.38	9х16+9х50	Питание выемочных машин с кабелеподборщиком
ШРБЭ	до 0.66	5х1.5+5х6	Питание ручных и колонковых электросверл и другого ручного электроинструмента
КГШ	0.25	12(38)х1.5+ 12(38)х2.5	Питание контрольных цепей передвижных ГМиК
СБВш	1, 6, 10	4(3)х10+4(3)х240	Горизонтальная в шахтах с агрессивной средой
СВш	1	4х10+4х185	В шахтах с агрессивной средой без механических воздействий
СПВш	1 6	4(3)х16+4(3)х240 3х16+3х240	В шахтах с агрессивной средой при растягивающих усилиях
ЦСБВш	6	3х25+3х185	
ЦСВш	6	3х25+3х185	

Таблица П.4.13

Область применения силовых кабелей на подземных горных разработках

Место прокладки и назначение	Краткая характеристика кабеля	Марка кабеля
Вертикальные стволы, энергетические скважины и наклонные выработки с углом свыше 45°	В свинцовой оболочке с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающей массой (церезином), бронированный плоскими или круглыми стальными проволоками, с негорючим наружным покровом	ЦСПН ЦСКН
Наклонные выработки с углом до 45°	В свинцовой оболочке с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающей массой (церезином), бронированный двумя стальными лентами	ЦСБН ЦСБВ
Горизонтальные выработки для подключения РПП и СУПП	В свинцовой оболочке с обеднено-пропитанной бумажной изоляцией, бронированный стальными лентами, с негорючим наружным покровом В свинцовой оболочке с нормально-пропитанной бумажной изоляцией, бронированный стальными лентами в поливинилхлоридной оболочке	СБН СБШВ
Горизонтальные и наклонные выработки для подключения РПП и ПУПП на пологих и наклонных пластах, опасных по внезапным выбросам газа	С изоляцией из поливинилхлоридного пластиката с вспомогательными и заземляющими жилами, экранированный, в поливинилхлоридной оболочке, бронированный	ЭВТ

Таблица П.4.14

Примерные тарифы на электрическую энергию,
отпускаемую промышленным потребителям на 2010 г.

Энергосистемы	Тарифы		
	Месячная плата за 1 кВт заявленной активной мощности, р/кВт в месяц	Плата за 1 кВт ч потребленной активной энергии, р/кВт.ч	Плата за 1 квар.ч потребленной реактивной энергии, р/квар.ч
Башкирэнерго	116,0	0,25	0,02
Челябэнерго	117,0	0,23	0,02

Таблица П.4.15

Количественные оценки надежности элементов
систем электроснабжения угольных разрезов

Наименование элементов	Коэффициент отказов, k_0	Параметр потока отказа, λ , 1/сут	Время восстановления, $T_{в}$
Передвижные воздушные ЛЭП	0,316	0,0072	1,60
Экскаваторные кабели	0,454	0,0192	2,50
Приключательные пункты	0,087	0,0060	2,00
Высоковольтное оборудование экскаваторов	0,126	0,0660	2,70
Передвижные КТП	0,017	0,0036	3,00

Средние значения стоимости 1 ч простоя основных
электроприемников в ценах 1990г.

№ п/п	Типы электроприемников	Стоимость 1 ч простоя $C_{пр,р}$
	<u>Экскаваторы</u>	
1	ЭКГ-4,6, ЭКГ-5А	10,0
2	ЭКГ-4у (ЭВГ-4И)	14,0
3	ЭКГ-5	12,0
4	ЭКГ-8И	15,0
5	ЭКГ-12,5	30,0
6	ЭВГ-35/65 М	125,0
7	ЭВГ-100/70	410,
8	ЭШ-5/45 М	420,0
9	ЭШ-10/70А	35,0
10	ЭШ-15/90А	65,0
11	ЭШ-25/100	100,0
12	ЭШ-40/85	110,0
13	ЭШ-80/100	400,0
14	ЭРП-1250	40,0
15	ЭРШР-1600	140,0
16	ЭРШРД-5000	150,0
	<u>Бурстанки</u>	
17	СБР-160	4,0
18	СБШ-200	6,5
19	2СБШ-200Н	7,5
20	СБШ-250А	10,0
21	СБШК-400	13,0

Таблица П.4.17

Поправочные коэффициенты на токи для кабелей, неизолированных
изолированных проводов и шин
в зависимости от температуры земли и воздуха

Условная t среды, °C	Нормирован. t жил, °C	Поправочные коэффициенты при расчетной (фактической) температуре окружающей среды, °C											
		-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,4
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	—
25	50	1,43	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	—

Таблица П.4.18

Поправочный коэффициент на количество работающих кабелей,
лежащих рядом в земле (в трубах или без труб)

Расстояние в свету между кабелями, мм	Коэффициент при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Таблица П.4.19

Поправочные коэффициенты для электроприемников

Способ прокладки	Количество про- ложенных прово- дов и кабелей		Снижающий коэффициент для проводов и кабелей, питающих	
	одно- жильных	много го- жиль- ных	Отдельные ЭП с коэффициентом использования до 0,7	Группы ЭП и отдельные ЭП с коэффициен- том использо- вания более 0,7
Много- слойно и пучками	1	До 4	1,00	-
	2	5-6	0,85	-
	3-9	7-9	0,75	-
	10-11	10-11	0,70	-
	12-14	12-14	0,65	-
	15-18	15-18	0,60	-
Однослойно	2-4	2-4	-	0,67
	5	5	-	0,60

Таблица П.4.20

Поправочный коэффициент на допустимый длительный ток для кабелей, проложенных в земле, в зависимости от удельного сопротивления земли

Характеристика земли	Удельное сопротивление, см К/Вт	Поправочный коэффициент
Песок влажностью более 9 %, песчано-глинистая почва влажностью более 1 %	80	1,05
Нормальная почва и песок влажностью 7—9%, песчано-глинистая почва влажностью 12 - 14%	120	1,00
Песок влажностью более 4 и менее 7 %, песчано-глинистая почва влажностью 8-12%	200	0,87
Песок влажностью до 4 %, каменистая почва	300	0,75

Таблица П.4.21

Конденсаторы для продольной емкостной компенсации реактивного сопротивления

Тип конденсатора	Номинальное напряжение, кВ	Сопротивление банки $X_{бн}$, Ом	Реактивная мощность банки $Q_{бн}$, квар	Ток банки, А
КСА-0,38-18	0,58	8,0	18	47,4
КСА-0,5-18	0,5	13,9	18	36,0
КСП-0.66-40У1	0,66	10,9	40	60,6
КСА-1,05-25	1,05	44,2	25	23,8
КСП-1,05-75	1,05	14,7	75	71,4
КСПК-1.05-120У1	1,05	9,2	120	114,5

Таблица П.4.22

Диапазон и число ступеней регулирования напряжения трансформаторов и автотрансформаторов

Класс по напряжению	Мощность, МВА	Число ступеней и диапазон регулирования	Обмотки
35 110	1 – 6,3 2,5	Двухобмоточные трансформаторы $\pm 4 \times 2,5\%$ +15, +10 ступеней -12, 8 ступеней	ВН НН НН
110 220	6,3 – 125 25 – 63	$\pm 16, \pm 9$ ступеней $\pm 12, \pm 12$ ступеней	ВН ВН
110 220	6,3 – 80 25 – 63	Трехобмоточные трансформаторы $\pm 16, \pm 9$ ступеней $\pm 2 \times 2,5$ $\pm 12, \pm 12$ ступеней $\pm 2 \times 2,5$	ВН СН ВН СН
220	63 - 250	Автотрансформаторы $\pm 12, \pm 8$ ступеней (для 63 МВА) $\pm 12, \pm 6$ ступеней (для 125, 230, 250 МВА)	СН СН

Таблица П.4.23

Технические данные шахтных передвижных подстанций

Тип подстанции	Паспортные параметры						
	$S_{м.н.}$, кВА	$U_{н1}$, кВ	$U_{н2}$, В	U_k , %	I_x , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт
ТСШВП-100/6	100	6	400/690	3,5	8,0	1,27	1,00
ТСШВП-160/6	160	6	400/690	3,5	6,5	2,00	1,25
ТСШВП-250/6	250	6	400/690	3,5	5,0	2,60	1,65
ТСШВП-400/6	400	6	400/690	3,5	4,5	3,70	2,10
ТСШВП-630/6	630	6	690	3,5	3,0	4,90	2,50

Удельное индуктивное сопротивление проводов марок А и АС

Среднее расстояние между проводами, мм	Удельное индуктивное сопротивление $x_0 \cdot 10^{-2}$ Ом/км						
	А-25	А-35	А-50	А-70	А-95	А-120	А-150
600	34,5	33,6	32,5	31,5	30,3	29,7	28,8
1100	37,7	36,6	35,5	34,5	33,4	32,7	31,9
1250	39,1	38	36,9	35,9	34,7	34,1	33,3
1500	40,2	39,1	38	37	35,8	35,2	34,4
2000	42,1	41	39,8	38,8	37,7	36,8	36,3
2500	43,5	42,4	41,3	39,9	39	38,2	37,7
3000	44,6	43,5	42,3	41	40,1	39,3	38,8
3500	-	44,5	43,8	42	41,1	40,3	39,8
4000	-	45,3	44,1	42,8	41,9	41,1	40,6
	АС-50	АС-70	АС-95	АС-120	АС-150	АС-185	АС-240
2000	39,2	38,2	37,1	36,5	35,8	-	-
2500	40,6	39,6	38,5	37,9	37,2	-	-
3000	41,8	40,8	39,7	39,1	38,4	37,7	36,9
3500	42,7	41,7	40,6	40	39,8	38,6	37,8
4000	43,5	42,5	41,4	40,8	40,1	39,4	38,6
5000	-	44	42,9	42,9	41,6	40,9	40,1

Таблица П.4. 25

Экономическая плотность тока (А/мм²)

Проводники	Экономическая плотность тока при продолжительности использования максимума нагрузки в год $T_{д}$, ч					
	1001-3000		3001-5000		5001-8760	
	Медные	Алюм	Медные	Алюм	Медные	Алюм
Неизолированные провода и шины	2,5	1,3	2,1	1,1	1,8	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией	3,0	1,6	2,5	1,4	2,0	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией	3,5	1,9	3,1	1,7	2,7	1,6

Таблица 4. 26

Значения коэффициента C для кабелей с медными жилами на напряжение 6 кВ (при температуре окружающей среды +25°C)

Тип изоляции кабеля	Длительно допустимая температура, °C	Допустимая температура при КЗ, °C	Нагрузка на кабель до КЗ			
			$0,50 I_{дон}$	$0,65 I_{дон}$	$0,75 I_{дон}$	$I_{дон}$
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией	65	200	154	150	146	136
Кабели с бумажной обедненно пропитанной изоляцией	75	200	152	147	143	1,0
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией	80	200	155	148	145	129
Кабели с изоляцией из ПЭ ПВХ пластиката (ЭВТ)	70	160	137	132	127	114

Таблица П.5.1

Технические характеристики статических конденсаторов

Конденсатор	Номинальное значение		
	Напряжение, кВ	Мощность, квар	Емкость, мкФ
КМ – 0,22 – 4,6	0,22	4,6	296
КМ – 0,38 – 13	0,38	13	286
КМ – 0,66 – 13	0,66	13	95
КС – 1,05 – 25	1,05	25	72
КС – 1,05 – 37,5	1,05	37,5	108,3
КС – 6,3 – 25	6,3	25	2,0
КС – 10,5 – 50	10,5	50	1,44

Таблица П.5.2

Технические характеристики комплектных
конденсаторных установок

Установки	Номинальная мощность, квар	Число управ- ляемых секций	Масса, кг
ККУ – 0,38 – I	80	-	350
ККУ – 0,38 – III	160	-	700
ККУ – 0,38 – V	280	-	1050
ККУ – 0,38 – I-1H	80	1	380
ККУ – 0,38 – 3-2H	165	2	925
ККУ – 0,38 – 5-3H	250	3	1270
ККУ – 0,38 – 7-4H	300	4	1615
ККУ – 0,38 – 9-5H	415	5	1960
ККУ – 0,38 – 10-6H	500	6	2300
КУ – 6 – I	330	-	-
КУ – 6 – I	500	-	-
КУ – 10 – I	330	-	-
КУ – 10 – II	500	-	-
КУН – 6 – II	420	-	-
КУН – 10 – II	400	-	-

Таблица П.6.1

Удельные емкости на фазу отдельных элементов
системы электроснабжения карьеров

Наименование элементов	Емкость на фазу, мкФ10 ⁻³
Асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором мощностью до 250 кВт	9-12
Асинхронные двигатели с фазным ротором мощностью 250 – 630 кВт	10-14
Синхронные двигатели мощностью 425 – 525 кВт	15-20
Трансформаторные подстанции мощностью до 100 кВА	0,43-0,55
Трансформаторные подстанции мощностью 100 – 630 кВА	0,55-1,22
Одноковшовые экскаваторы – мехлопаты с вместимостью ковша до 4 м ³	12,5-16,0
Одноковшовые экскаваторы – мехлопаты с вместимостью ковша 4 – 8 м ³	24-30
Экскаваторы - драглайны с вместимостью ковша до 15 м ³	67-88
Приключательные пункты	0,5

Таблица П.6.2

Приближенные значения удельных
сопротивлений грунтов и воды

Грунт	ρ , Ом.м.10 ¹	
	Диапазон значений	Рекомендуемые значения
Песок	4—10 и более	7
Супесок	1,5—4 и более	3
Суглинок	0,4—1,5 и более	1
Глина	0,08—0,7 и более	0,4
Садовая земля	0,4	0,4
Значительный слой глины (до 7-10 м), глубже каменистый - скала или гравий	-	0,7
Каменистая глина (около 50 %), верхний слой глины толщиной 1-3 м, ниже - гравий, каменистый хрящ	-	1,0
Мергель, известняк, крупнозернистый песок с валунами	-,	10-20
Скала, валуны	-	20-40
Торф	-	0,2
Речная вода (на равнинах)	0,1-0,8	0,5
Морская вода	0,002-0, 01	0,01
Чернозем	0,096-5,3 и более	2,0

Таблица П.6.3

Коэффициенты использования заземлителей из труб или уголков, размещенных в ряд без учета влияния полосы связи

Отношение расстояния между тру- бами (угол- ками) к их длине a/l	Число труб (угол- ков) n	η_u	Отноше- ние рас- стояния между трубами (уголка- ми) к их длине a/l	Число труб (угол- ков) n	η_u
1	2	0,84—0,87	2	10	0,72—0,77
	3	0,76—0,80		15	0,66—0,73
	5	0,67—0,72		20	0,65—0,70
	10	0,56—0,62		2	0,93—0,95
	15	0,51—0,56		3	0,90-0,92
	20	0,47—0,50		5	0,85-0,88
2	2	0,90—0,92	3	10	0,79—0,83
	3	0,85-0,88		15	0,76-0,80
	5	0,79—0,83		20	0,74-0,79

Таблица П.6.4

Приближенные значения коэффициента k_{max}

Данные, характеризующие климатические зоны и тип применяемых контрольных электродов	k_{max} при климатической зоне по ПУЭ			
	1	2	3	4
Средняя многолетняя низшая температура (январь), °С	От —20 до —15	От —14 до —10	От —10 до 0	От 0 до +5
Средняя многолетняя высшая температура (июль), °С	От +16 до +18	От +18 до +22	От +22 до +24	От +24 до +26
Среднегодовое количество осадков, см	≅ 40	≅ 50	≅ 50	30-50
Продолжительность заморозания вод, дней	190-170	≅150	≅ 100	0
Значения коэффициента k_{max} при применении электродов:				
стержневых длиной 2-3 м и глубине заложения их вершины 0,5—0,8 м	1,8-2,0	1,5-1,8	1,4-1,6	1,2-1,4
протяженных и глубине заложения 0,8 м	4,5-7,0	3,5-4,5	2,0-2,5	1,5-2,0

Таблица П.6.5

Средние значения сверхпереходных реактивных сопротивлений вращающихся машин

Машина	X''_d
Турбогенератор	0,125
Гидрогенераторы с демпферной обмоткой	0,20
без демпферной обмотки	0,27
Синхронные и асинхронные двигатели	0,20
Синхронный компенсатор	0,16

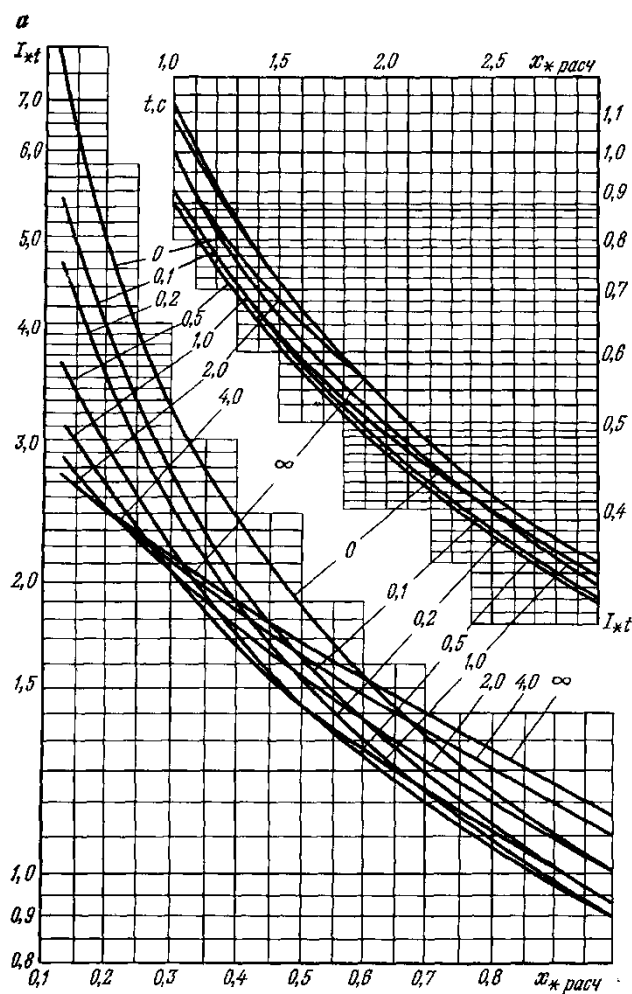


Рис.6.1. Расчетные кривые затухания для типового турбогенератора с АРВ

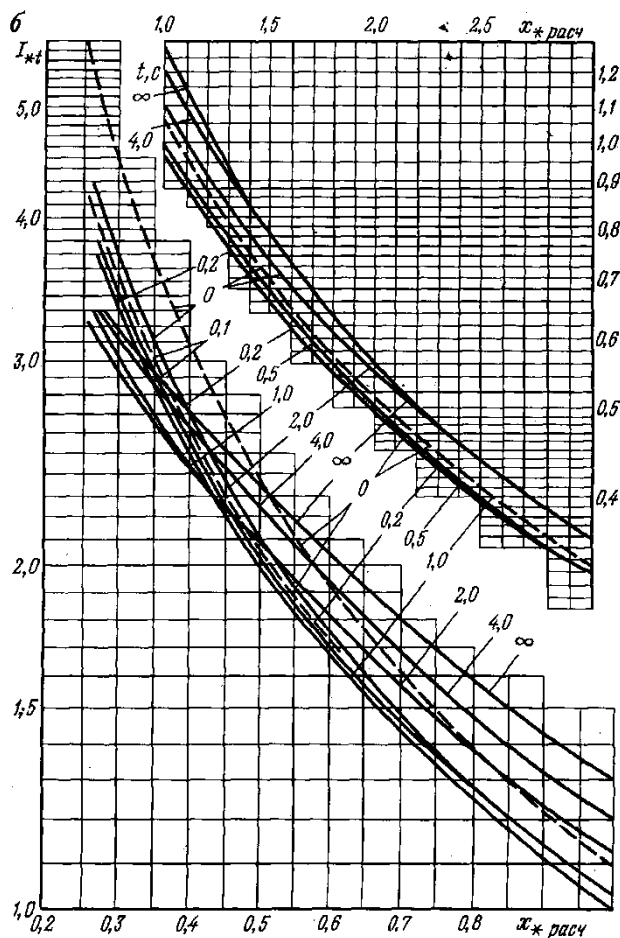
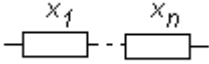
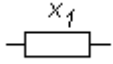
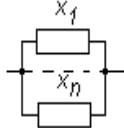
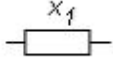
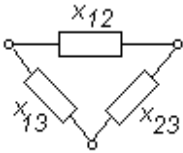
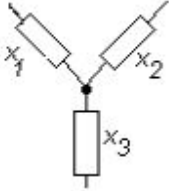
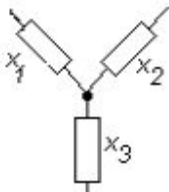
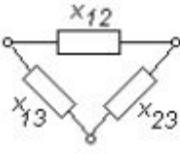


Рис.6.2. Расчетные кривые затухания для типового гидрогенератора с АРВ и высоковольтных синхронных двигателей (для $t = 0$ следует пользоваться пунктирными кривыми, а для $t = 0,1$ с – сплошными)

Таблица П.6.6

Правила приведения расчетных схем к эквивалентной

Исходная схема	Преобразованная схема	Формулы перехода
		$X = \sum_{i=1}^n X_i$
		$\frac{1}{X} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{X_i}$
		$X_1 = \frac{X_{12}X_{23}}{X_{12} + X_{13} + X_{23}};$ $X_2 = \frac{X_{12}X_{13}}{X_{12} + X_{13} + X_{23}};$ $X_3 = \frac{X_{13}X_{23}}{X_{12} + X_{13} + X_{23}}$
		$X_{12} = X_1 + X_2 + \frac{X_1X_2}{X_3};$ $X_{23} = X_2 + X_3 + \frac{X_2X_3}{X_1};$ $X_{13} = X_1 + X_3 + \frac{X_1X_3}{X_2}$

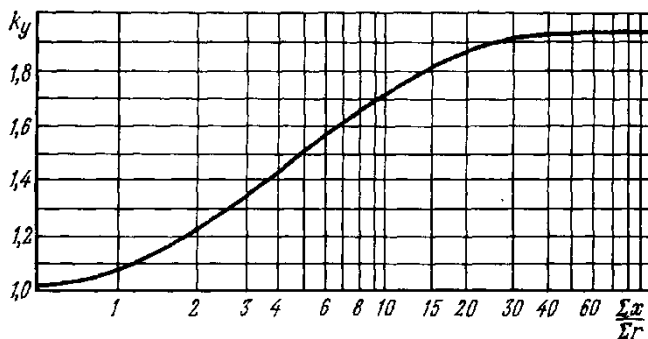


Рис.П.6.3. График изменения ударного коэффициента от отношения сопротивлений $\sum x / \sum r$

Таблица П.6.7

Основные технические данные шинопроводов переменного тока напряжением до 1000 В

Тип шинопро- вода	Номинальный ток, А	Номинальное напряже- ние, В	Сопротивление провода, Ом/км				Динамическая стой- кость к току к.з., кА
			фазного		нулевого		
			активное	реактивное	активное	реактивное	
Маги- стральные							
ШМА-73	1600	660	0,031	0,017	0,072	0,098	70
ШМА-68	2500	660	0,027	0,023	0,260	0,450	70
ШМА-68	4000	660	0,013	0,020	0,070	0,046	100
ШЗМ-16	1600	660	0,17	0,020	-	-	90
Распреде- литель- ный							
ШРА-73	250	380/220	0,200	0,100	0,180	0,150	15
	400	380/220	0,130	0,100	0,170	0,130	25
	630	380/220	0,085	0,075	0,100	0,129	35

Таблица П.6.8

Сопrotивления автоматических выключателей

Номинальный ток катушки (расцепителя), А	Значения сопротивлений катушки (расцепителей) тока, мОм	
	активного при 65°С	индуктивного
100	1,30	0,86
140	0,74	0,55
200	0,36	0,28
400	0,15	0,10
600	0,12	0,084

Таблица П.6.9

Сопrotивления трансформаторов тока напряжением до 1000 В

Коэффициент трансформации	Сопrotивление, мОм, первичных обмоток катушечных трансформаторов тока классов точности			
	1		2	
	активное	индуктивное	активное	индуктивное
20/5	42	67	19	17
30/5	20	30	8,20	8,0
40/5	11	17	4,80	4,2
50/5	7	11	3,00	2,8
75/5	3	4,8	1,30	1,2
100/5	1,7	2,7	0,75	0,7
150/5	0,75	1,2	0,33	0,3
200/5	0,42	0,67	0,19	0,17
300/5	0,20	0,30	0,088	0,08
400/5	0,11	0,17	0,05	0,04
500/5	0,05	0,07	0,02	0,02

Таблица П.6.10

Трубы стальные тонкостенные для электропроводок

Внутренний диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм
15	20	1,6
20	25	1,8
25	32	2,0
40	47	2,0
50	59	2,0

Таблица П.6.11

Трубы стальные водо- газопроводные обыкновенные

Условный проход, мм	Диаметр, мм		Толщина стенки, мм
	внутренний	наружный	
15	15,7	21,3	2,8
20	21,2	26,8	2,8
25	27,1	33,5	3,2
32	35,9	42,3	3,2
40	41,0	48,0	3,5
50	53,0	60,0	3,5

Таблица П.6.12

Средние значения реактивных сопротивлений одноцепных линий

Тип линии	X_0 , Ом/км
Воздушные линии напряжением выше 1кВ	0,40
То же, напряжением до 1 кВ	0,30
Кабельные линии напряжением 35 к В	0,12
То же, 6 и 10 кВ	0,08
То же, до 1 кВ	0,07

Высоковольтные выключатели внутренней установки

Тип	Ам- плиту- да пре- дель- ного сквоз- ного тока, кА	Время проте- кания тока терми- ческой стойко- сти, с	Собственное вре- мя отключения выключателя с приводом, с
ВВЭ-10-20/630У3	52	3	0,055
ВВЭ-10-20/1000У3	52	3	0,055
ВЭ-6-40/1600У3	128	4	0,060
ВЭ-6-40/2000У3	128	4	0,060
ВЭЭ-6-40/1600У3	128	3	0,060
ВЭЭ-6-40/2500У3	128	3	0,060
ВММ-10-400-10У2	25	4	0,1
ВММ-10А-400-10У1	25	4	0,1
ВМПЭ-10-630-20У2	80	4	0,25
ВМПЭ-10-630-31,5У2	52	4	0,50

Примечания. ВВЭ – выключатель вакуумный с встроенным электромагнитным приводом; ВЭ – выключатель с электромагнитным гашением дуги с встроенным пружинным приводом; ВЭЭ – выключатель электромагнитный с встроенным электромагнитным приводом; ВММ – выключатель маломасляный с встроенным пружинным приводом; ВМПЭ – то же с встроенным электромагнитным приводом; первые цифры (одна или две) – номинальное напряжение, кВ; вторая группа цифр – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока к.з., численно равное предельному току термической стойкости, кА; третья группа цифр – номинальный ток, А; буква А (после напряжения) – экскаваторное исполнение; У1-У3 – климатическое исполнение.

Таблица П.6.14

Высоковольтные выключатели для внутренней
и наружной установки

Тип	Ампли- туда предель- ного сквозно- го тока, кА	Пре- дель- ный ток терми- ческой стой- кости, кА	Время проте- кания тока терми- ческой стой- кости, с	Соб- ственное время отклю- чения выклю- чателя с приво- дом, с
ВМЭ-6/200-4	10	4	4	0,14
ВМГ-10/600	52	20	4	0,12
ВМГ-10/1000	52	20	4	0,12
МГГ-10/320045	120	45	4	0,15
МКП-35/1000-25	63	25	4	0,08
ВВЭ-35-20/1600У3	20	40	4	0,08
ВВУ-35А-40/2000У1	102	40	3	0,07
ВВУ-35А-40/3150У1	102	40	3	0,07
МКП-110/1000-20	52	20	4	0,08
МКП-110/6300-20	52	20	4	0,08
ВВЭ-110Б-16/1600У3	67	26	3	0,06
ВВУ-110Б-40/2000У3	102	40	3	0,08
ВВЭ-220Б-31,5/2000У1	80	31,5	3	0,08
ВВБК-220Б-56/3100У3	143	56	3	0,04

Примечания. В обозначении типа выключателя первая буква В- выключатель; вторая В – воздушный; Э электротермический; У – усиленный по скорости восстанавливающего напряжения; К – крупномодульный; Б (после напряжения) – категория изоляции по ГОСТ; первая группа цифр – номинальное напряжение, кВ; вторая группа цифр – номинальный ток отключения, кА; группа цифр после косой черты – номинальный ток, А.

Таблица П.6.15

Выключатели нагрузки переменного тока
серии ВН напряжением 10 кВ

Тип	Ам- плиту- да пре- преде- льно- го сквоз- ного тока, кА	Пре- дель- ный ток терми- ческой стой- кости, кА	Время проте- ания тока терми- ческой стой- кости, с	Амплитуд- ное значение тока включе- ния, кА
ВНПу-10/400-10УЗ	25	10	1	25
ВНПу-10/400-10зпУЗ	25	10	1	25
ВНПуп-10/400-10зпЗУЗ	25	10	1	25
ВН _з -16	14	10	4	5
ВНП _з -16	14	-	-	20
ВНП _{зп} -16	20	-	-	6,5
ВНП _з -17	8,6	-	-	10
ВНП _{зп} -17	15,5	-	-	6,5

Примечания. В обозначении выключателей: В – выключатель; Н – нагрузки; П – пружинный привод; у – усиленная контактная группа; наличие буквы п – предохранитель встроенный; з – заземляющие ножи; З – устройство для подачи команды на отключение при перегорании предохранителя; первая группа цифр – номинальное напряжение, кВ; вторая группа – номинальный ток отключения (при $\cos\varphi = 0,7$), А; третья группа – начальное действующее значение предельного сквозного тока, кА, совпадающее по величине с начальным действующим значением периодической составляющей тока включения, кА

**Высоковольтные разъединители для внутренней
и наружной установки**

Тип	Ам- плиту- да пре- пре- дель- ного сквоз- ного тока, кА	Пре- дель- ный ток терми- ческой стой- кости, кА	Время протекания тока термической стойкости, с	
			глав- ных ножей	зазем- ляющих ножей
РВЗ-20/63УЗ	50	20	4	-
РВЗ-20/1000УЗ	55	20	4	-
РВЗ-35/630УЗ	51	20	4	-
РВЗ-35/1000УЗ	80	31,5	4	-
РЛНД-10/400У1	25	10	4	1
РЛНД-10/630У1	35,5	12,5	4	1
РНД-35/1000У1	63	25	4	1
РНДЗ-С-35/2000У1	80	31,5	4	1
РНД-110/1000У1	80	31,5	3	1
РНДЗ-110Б/1000У1	80	31,5	3	1
РНДЗ-110/2000ХЛ1	100	40	3	1

Примечания. В обозначении разъединителей: Р – разъединитель; В – внутренней установки; Н – наружной установки; Л – линейный; Д – с двумя опорными изоляционными колонками; З – с заземляющим ножом; буквы перед напряжением: С – наличие механической блокировки; буквы, стоящие после напряжения: Б – с усиленной изоляцией; первая группа цифр – номинальное напряжение, кВ; вторая группа цифр после косой черты – номинальный ток, А.

Таблица П.6.17

Короткозамыкатели наружной установки

Тип	Амплитуда предельного сквозного тока, кА	Предельный ток термической стойкости, кА	Время протекания тока термической стойкости, с	Полное время включения, с
КРН-35У1	42	12,5	4	0,10
КЗ-110Б- У1	32	12,5	3	0,18
КЗ-220У1	51	20,0	3	0,25

Примечания. В типе: К, КЗ – короткозамыкатель; Р – рубящего типа; Н – наружной установки; Б – усиленная изоляция;

Таблица П.6.18

Отделители наружной установки

Тип	Амплитуда предельного сквозного тока, кА	Предельный ток термической стойкости, кА	Время протекания тока термической стойкости, с	Полное время отключения, с
ОДЗ-35/630У1	80	12,5	4	0,45
ОД-110Б/1000У1	80	31,5	3	0,40
ОД-220/1000У1	80	31,5	3	0,50

Примечания. В типе О – отделитель; Д – двухполюсный; 3 – с заземляющими ножами; первая группа цифр – номинальное напряжение, кВ; «Б» после напряжения – усиленная изоляция; вторая группа цифр после «/» – номинальный ток, А; У1 – климатическое исполнение.

Токоограничивающие предохранители
для силовых электрических сетей

Серия	Исполнение	Номинальный ток предохранителя / но- минальный ток от- ключения, кА
ПКТ101-6	ПКТ101-6-2-8-20УЗ	2; 3,2; 5; 8 / 20
	ПКТ101-6-10-20-20УЗ	10, 16, 20 / 20
	ПКТ101-6-2-8-40УЗ	2; 3,2; 5; 8 / 40
	ПКТ101-6-10-31,5-40УЗ	10; 16; 20; 31,5 / 40
ПКТ101-35	ПКТ101-35-2-8-8УЗ	2; 3,2; 5; 8 / 8
ПКТ102-6	ПКТ102-6-31,5-50-31,5УЗ	31,5; 40; 50 / 8
	ПКТ102-6-80-20УЗ	80 / 20
ПКТ102-35	ПКТ102-35-10-20-8УЗ	10; 16; 20; / 8
ПКН101-10	ПКН101-10УЗ	- / не нормируется
ПКН101-35	ПКН101-35	- / не нормируется

Примечания. В серии: П – предохранитель; К – кварцевое наполнение; Т – для силовых трансформаторов; Н – для трансформаторов напряжения; 1 – однополюсный; 01, 02 – конструктивное исполнение контакта; первая группа цифр после черточки – номинальное напряжение, кВ; Последняя группа цифр перед климатическим исполнением – номинальный ток отключения, кА; группы цифр через «-» диапазон номинальных токов предохранителя, кА.

Таблица П.6.20

Измерительные трансформаторы тока

Тип трансформатора тока	Номинальные величины:		Кратность:	
	первичного тока, А	вторичной нагрузки, ВА	электродинамической стойкости	термической стойкости (4 с)
ТОЛК-6	20. 30. 40. 50. 80 100. 150. 200 300. 400. 600	30	350 25* 25*	35 4* 9,6*
ТЛМ-6	300, 400, 600, 800,1000	10	125*	25*
ТПЛ-10	5, 10, 15, 20, 30, 40, 50, 100, 150, 200 300 400	10	250 175 165	45 45 35
ТПЛУ-10	10,15,20,30,40,50, 100	10	250	60
ТШ-0,5	14000	-	-	4
ТФН-35М	15 – 800 1000	2 / 4**	150 100	65
ТФНД-35	15-600 800, 1500 1000, 2000	1,2/2,4* *	150 100 50	65
ТФНД-110М	50,75,100,150,200, 300,400	4 / 1,2	150	75

Примечания. В типе: Т – трансформатор тока; Л – литая изоляция на основе эпоксидных смол; О, П – опорная или проходная конструкция; М – малогабаритный; У - усиленный по термической и динамической стойкости; Н – для наружной установки; Ш – шинный; Ф – с фарфоровой крышкой; * значение в кА; ** - в классе 0,5 / 1; номинальное напряжение, кВ.

Измерительные трансформаторы напряжения

Тип трансформатора напряжения	Номинальная мощность в классе точности, ВА		
	0,5	1	3
НОС-0,5	25	50	100
НТС-0,5	50	75	200
НОСК-6-66	50	75	200
НОМ-6	30	75	200
НОМЭ-6	50	75	200
НТМИ-6-66	50	75	200
НТМК-6	75	150	300
НТМК-10	120	200	960
ЗНОМ-35-65	150	250	600
НКФ-110-57	400	600	1200

Примечания. В типе трансформатора: Н - напряжения; О – однофазный; Т – трехфазный; Л – литая изоляция; С – сухой с естественным воздушным охлаждением; М – с естественным масляным охлаждением; Э – экскаваторное исполнение; первая буква З – с заземленным выводом первичной обмотки; К – с компенсацией угловой погрешности; И – для контроля изоляции сети; цифры – номинальное первичное напряжение, кВ.

Максимальные угловые погрешности ($\pm$ мин) трансформаторов напряжения для класса точности 0,5 составляют 20, 1 – 40, 3 – не нормируется.

Таблица П.7.1

Экспериментальные значения эффективных
(среднеквадратичных) токов экскаваторов

Тип экскаватора	Величина тока, А	Тип экскаватора	Величина тока, А
ЭКГ-4,6	21,2	ЭШ-15/90	168,0
ЭКГ-6,3 (ЭКГ-4У; ЭВГ-4И)	35,7	ЭШ-25/100	210,9
ЭКГ-8И	38,2	ЭШ-40/85	217,1
ЭКГ-12,5	56,4	ЭШ-100/100	368,0
ЭШ-5/45	23,1	ЭРП-1250	78,4
ЭШ-10/60	46,0	ЭРП-2500	104,5
ЭШ-10/70	80,8	ЭРШРД-5000	140,0

Таблица П.7..2

Коэффициент изменения потерь в трансформаторах

Характеристика трансформатора и системы электроснабжения	k_{un} , кВт/квар	
	в часы максимума энерго системы	в часы минимума энерго системы
Трансформаторы, питающиеся непосредственно от шин электростанций	0,02	0,02
Сетевые трансформаторы, питающиеся от электростанций на генераторном напряжении	0,07	0,04
Понижающие трансформаторы 100/36/6 кВ, питающиеся от районных сетей	0,1	0,06
Понижающие трансформаторы 10-6/0,4 кВ, питающиеся от районных сетей	0,15	0,1

Таблица П.7.3

Значение $\cos \varphi_k$ для расчета потерь мощности
короткого замыкания

$S_{um}, \text{кВ.А}$	6300	10000	16000	25000	32000	40000	63000
$\cos \varphi_k$	0,16	0,12	0,09	0,06	0,05	0,05	0,05

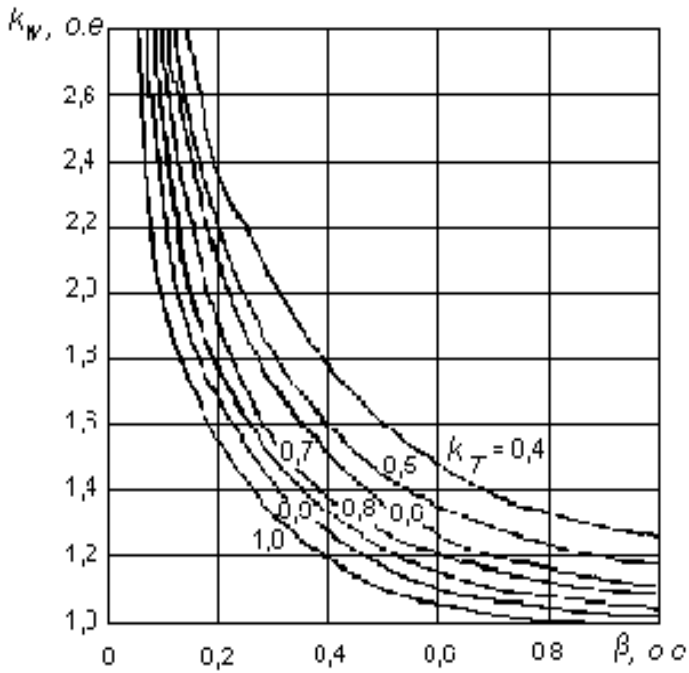


Рис.П.7.1.1. Зависимость изменения удельных расходов электроэнергии от коэффициента загрузки двигателя

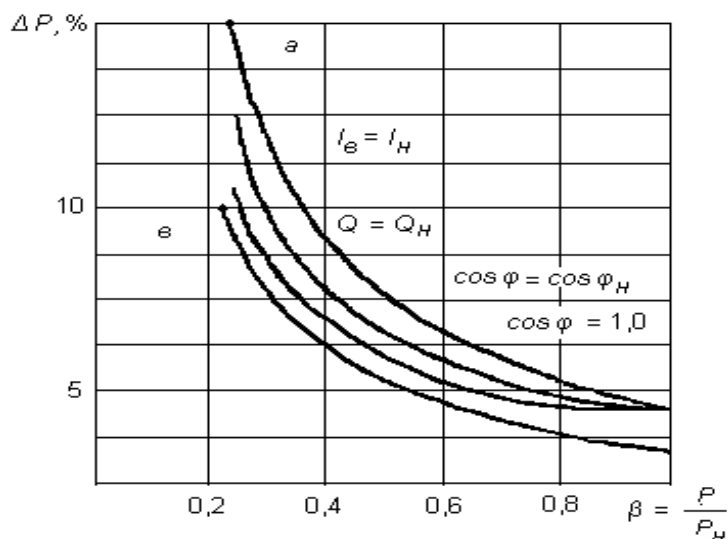


Рис. П.7.2. Зависимости относительных потерь активной мощности от нагрузки на валу при различных режимах по реактивной мощности

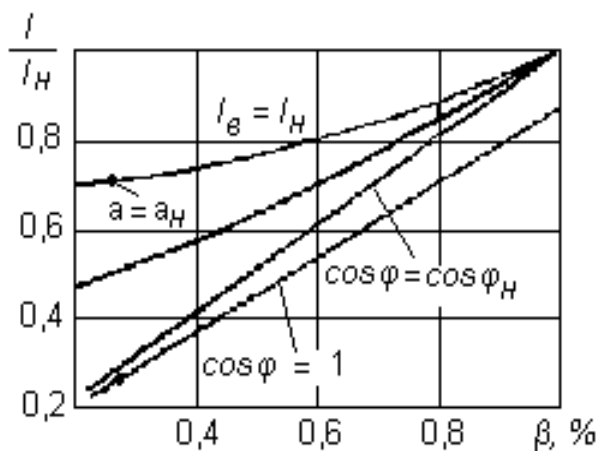


Рис. П.7.3. Зависимости относительного тока статора от нагрузки на валу при различных режимах по реактивной мощности

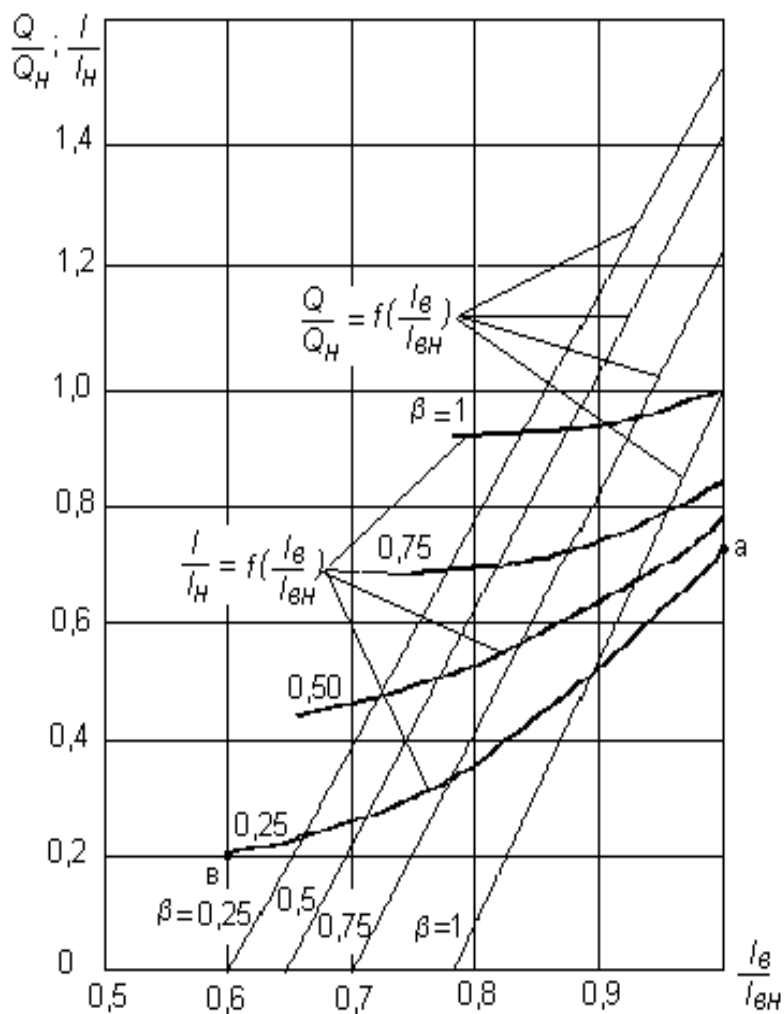


Рис. П.7.4. Зависимости относительной реактивной мощности и относительного тока статора от тока возбуждения при различных нагрузках на валу

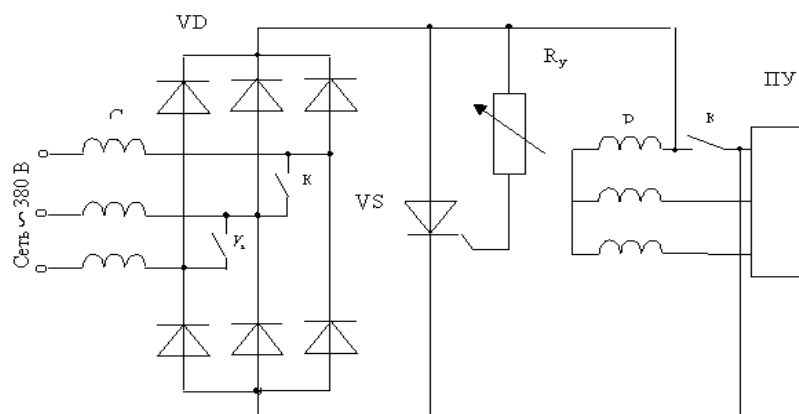


Рис. П.7.5. Принципиальная схема силовой цепи синхронизированного асинхронного двигателя

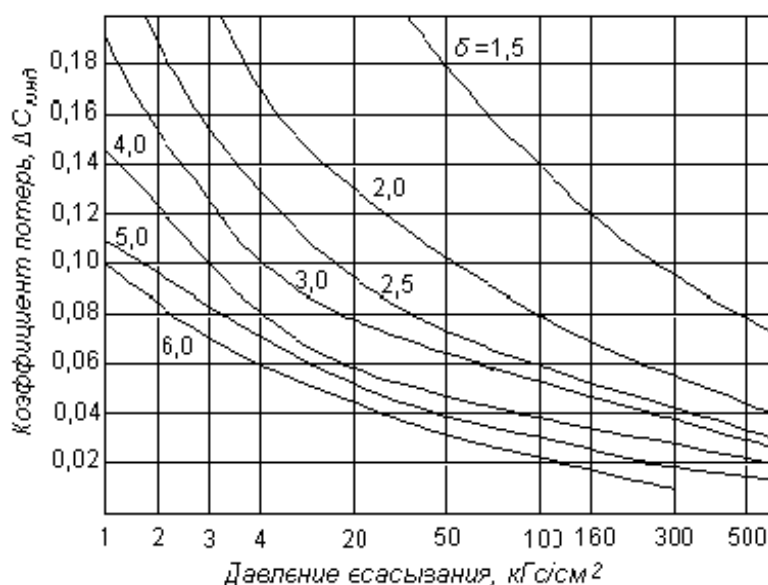


Рис. П.7.6. Зависимости коэффициента потерь индикаторной мощности от давления всасывания и степени сжатия воздуха

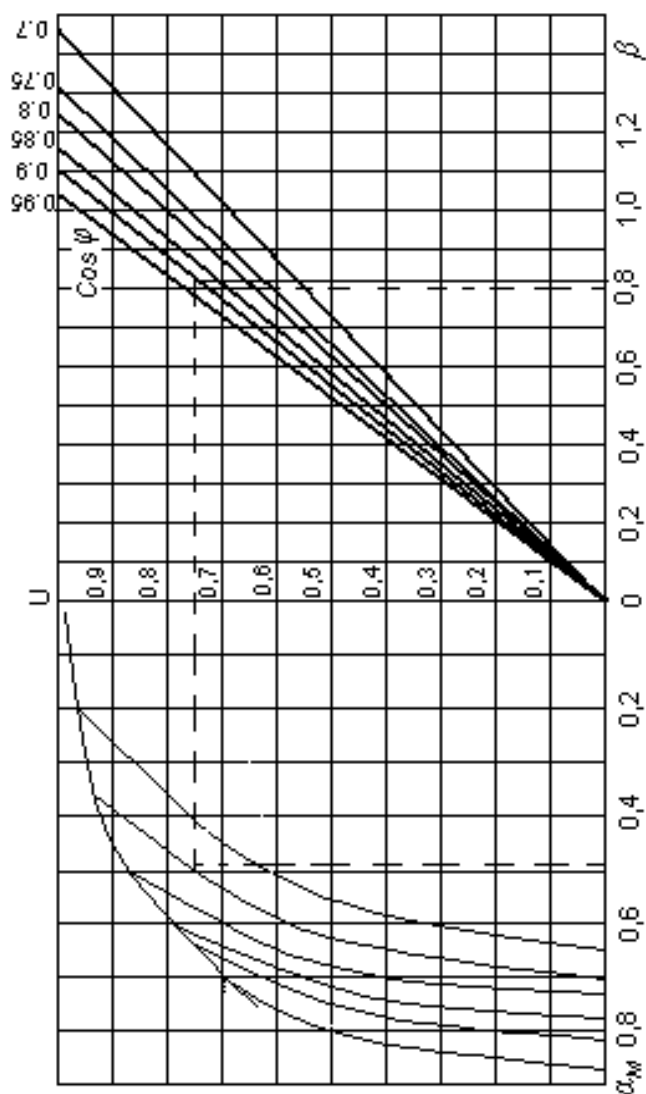


Рис. П.7.7. Номограмма для определения коэффициента допустимой перегрузки синхронного двигателя

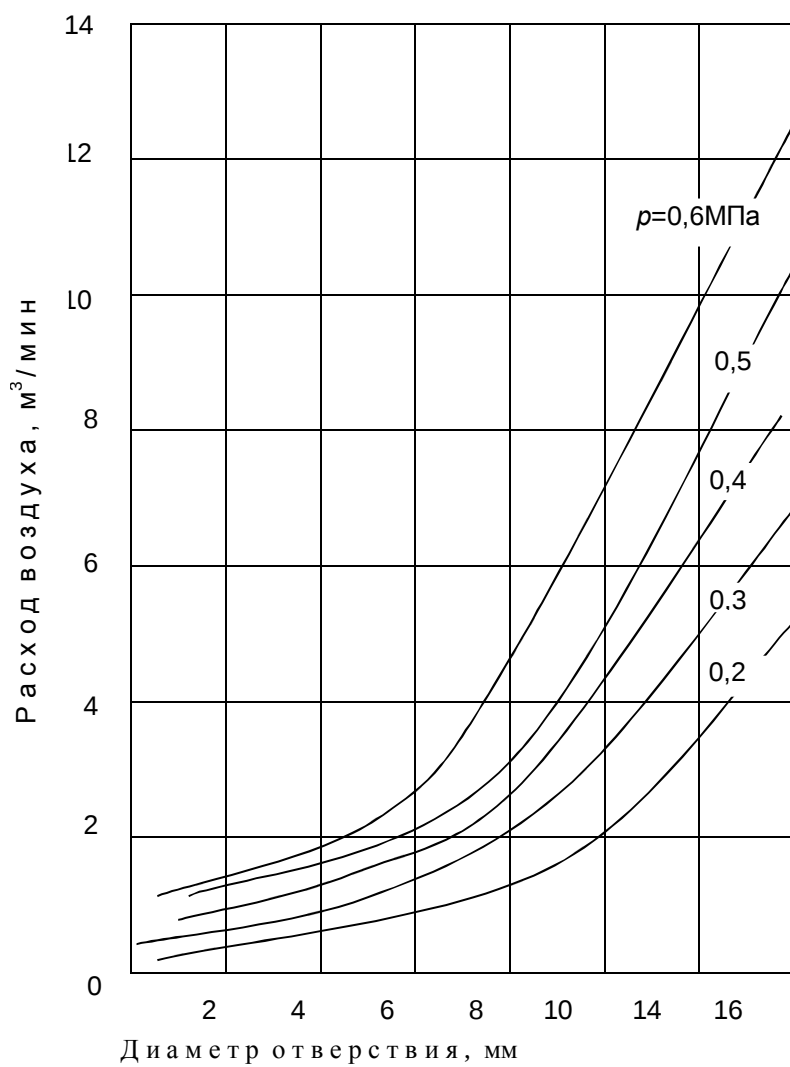


Рис. П.7.8. Расход воздуха через неплотности в арматуре и шлангах

Таблица П.7.4

Удельные потери активной мощности при различных
способах компенсации

Тип компенсирующего устройства	α_k , кВт/квар
Конденсаторные установки на напряжение до 1 кВ на напряжение выше 1 кВ	0,0040 - 0,0045 0,0030
Синхронные электродвигатели мощностью до 5000 кВт.А	0,05 – 0,10
Синхронные тихоходные двигатели	0,10 – 0,15

Таблица П.7.5

Допустимый износ зубьев роторных экскаваторов

Теоретическая производительность экскаватора, м ³ /ч	Допустимая длина площадки износа зуба, мм	Энергоемкость экскавации, кВт.ч/м ³			Удельная экономия электроэнергии при своевременной замене зубьев, кВт.ч/м ³
		при острых зубьях	при допустимом износе зуба	средняя за цикл нормальной эксплуатации	
до 2500	20	0,26	0,42	0,34	0,08
2500 – 4500	30	0,20	0,38	0,29	0,09
более 4500	40	0,16	0,3	0,26	0,10

Техническая характеристика конвейеров

Типы конвейеров	Параметры				
	Производительность, т / ч	Ширина ленты, мм	Скорость движения ленты, м / с	Мощность привода, кВт (длина конвейера, м)	Тип ленты
Забойные	8750	1800	4,35	1500 (800)	Резинотканевая РТЛ – 2500 или РТЛ – 3150
Отвальные	8750	1800	4,35	800 (400)	
2ЛУ-120А	1200	1200	3,15	500	
2ЛУ-120Б	1200	1200	3,15	500	
2ЛУ-120В	1200	1200	3,15	250	
2ЛУ-120Г	1200	1200	3,15	400	
КЛЗ-800М	2025	1200	3,6	2х200	
КЛО-800М	2025	1200	3,6	2х200	
КЛМ-800М	2020	1200	3,6	2х200	
КЛЗ-500М	2025	1200	3,6	2х200	
КЛО-500М	2025	1200	3,6	2х200	
КЛМ-500М	2020	1200	3,6	2х200	
КЛЗ-400М	2025	1200	3,6	200	Резинотканевая
КЛО-400М	2025	1200	3,6	200	
КЛМ-400М	2020	1200	3,6	200	
КЛЗ-250М	2025	1200	3,6	200	
КЛО-250М	2025	1200	3,6	200	
КЛМ-250М	2020	1200	3,6	200	
КЛМ-500М	500	1000	2,26	75	Резинотканевая
КЛЗ-500/11	500	1000	2,26	75	
КЛМ-800	800	1200	2,58-0,85	150	
РТУ-30	80-180	700	0,67-1,55	2х32	
КЛ-150	150-220	800	1,2-1,56	2х20	
КРУ-350	350	1200	1,5	2х90	
КРУ-900	900	1200	3,25	3х380	
2Л2001	6000	2000	3	3х1250	

Таблица П.7.7

Значение коэффициента сопротивления движению ленты

Условия работы конвейера	Значения коэффициента α для верхней ветви для нижней ветви
Очень хорошее состояние конвейера, работа без загрязнений, стандартные мощные установки	0,018 – 0,024 0,025 – 0,035
Хорошее состояние конвейера, небольшие загрязнения ленты или наличие абразивной пыли, стационарные установки	0,022 – 0,026 0,025 – 0,036
Хорошее состояние конвейера, сильное загрязнение ленты, полустационарная установка	0,022 – 0,026 0,025 – 0,036
Удовлетворительное состояние конвейера, сильное загрязнение и запыление атмосферы, передвижные установки	0,022 – 0,026 0,025 – 0,036

Таблица П.7.8

Техническая характеристика резиновых лент

Типы ленты	Ширина ленты, мм	Масса 1 м ² ленты, кг
Бестканевые		
РТЛО – 500	500	20,5
2РТЛО – 1000	800 – 1000	25
РТЛ – 1500	900, 1200, 1800	28
2РТЛО – 1500	800 – 2000	28
2РТДЛ – 1500У	800 – 2250	28
С тканевыми прокладками		
РТЛ – 1500У	800 – 1200	30
2РТЛ – 1600	1800	29
2РТЛО – 1600	1800	29
РТЛ – 2500	1000 – 2000	37
2РТЛ – 3150	1000 – 2000	43
РТЛ – 4000	1400, 1600, 2000	48
РТЛ – 5000	1600, 2000	53
РТЛ – 6000	1400, 1600, 2000	65

Таблица П.7.9

Шаг роликоопор грузовой ветви, мм ¹

Насыпная плотность грунта, т/м ³	Ширина ленты, мм					
	800	1000	1200	1400	1600	2000
1	1400	1300	1300	1200	1200	1100
1 – 2	1300	1200	1200	1100	1100	1000
2 – 3,15	1200	1100	1100	1000	1000	900

¹ - шаг роликоопор нижней ветви принимают 2,5-3,5 м, причем меньшие значения принимают для более широких лент.

Таблица П.7.10

Масса вращающихся частей роликоопор серийного производства (после черты указана масса для конвейеров тяжелого типа)

Ширина ленты, мм	Диаметр ролика, мм	Тип роликоопор	Рядовая, же- лобчатая q_1 , (верхняя ветвь)	Прямая, q_2 , (ниж- няя ветвь)
400	83	легкий	3,5	4,3
	102	нормальный	11	6,2
500	83	легкий	4	5
	102	нормальный	11,5	7,5
650	83	легкий	4,9	5,9
	102	нормальный	12,5	10,5
800	102	легкий	11	9,5
	127	нормальный	25	18,2
	159	тяжелый	39	-
1000	102	легкий	13	11,4
	127	нормальный	29	22
	159	тяжелый	43,5	-
1200	102	легкий	15,5	13,9
	127	нормальный	32	29,3
	159	тяжелый	46	-
1400	159	нормальный	38,5	43,2
	194	тяжелый	81	-
1600	159	средний	40/63	37,5/43,7
	194	тяжелый	61,5	-
2000	194	средний	75/106	68/51,4

Таблица.П.7.11

Удельная экономия электроэнергии при замене ламп

Тип лампы		Удельная экономия	
заменяемой	заменяющей	мощности, кВт/кВт	электроэнер- гии, кВт.ч/кВт в год
ДРЛ	ДРИ	0,375	1500
ДРЛ	ДНаТ	0,500	2000
ДКсТ	ДнаТ	0,650	2600
КГ	ДКсТ	0,375	1500
ПЖ	Светодиодная	0,710	-

Таблица П.7.12

Возможная экономия электроэнергии за счет
перехода на более эффективные источники света

Заменяемые источники света	Экономия электроэнергии, %
Люминесцентные лампы (ЛЛ) на металлогалогенные (МГЛ)	23
Дуговые ртутные лампы (ДРЛ) МГЛ	40
ДРЛ на ЛЛ	22
ДРЛ на натриевые лампы высокого давления	50
Лампы накаливания на светодиодные	710

Таблица П.7.13

Теплоемкость c_p воздуха

P , кгс/см ²	Температура, °C			
	18	35	58	124
1	0,241	0,241	0,241	0,241
10	0,247	0,245	0,244	0,243
15	0,250	0,248	0,247	0,244
30	0,261	0,257	0,254	0,247
70	0,285	0,278	0,271	0,258
100	0,302	0,292	0,281	0,364
150	0,323	0,309	0,265	0,270
200	0,347	0,326	0,309	0,283

Таблица П.7.14

Сравнительные данные, полученные при переходе от ручной дуговой сварки на постоянном токе к полуавтоматической

Способы электросварки	Установленная мощность, %	Удельный расход энергии, %	Скорость сварки, %
Ручная дуговая на постоянном токе	100	100	100
Полуавтоматическая в среде углекислого газа	250	55	300

Таблица 7.15

Коэффициент наплавки k_n для различных способов сварки

Сварочный ток, А	Коэффициент наплавки, г / (А. ч)		
	ручная дуговая сварка	сварка под флюсом	
		Постоянный ток	Переменный ток
200	6	11	-
300	-	14	15
400	-	16,5	18
500	-	20	21
600	18	23	24

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок. 6-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1985.
2. Единые правила безопасности при разработке месторождений полезных ископаемых открытым способом. - М.: Недра, 2003.
3. Каялов Г.М., Каждан А.Э., Ковалев И.Н., Куренный Э.Г. Основы построения промышленных электрических сетей / Под общ. ред. Г.М. Каялова. - М.: Энергия, 1978.
4. РТМ 12.25.006-81. Расчет и построение систем электроснабжения угольных разрезов. - М.: Б.И., 1981.
5. ВСН 12.25.003-80. Инструкция по проектированию электроустановок угольных шахт, разрезов и обогатительных фабрик. - М.: Минуглепром СССР, 1981.
6. Белых Б.П., Заславец Б.И. Распределительные электрические сети рудных карьеров. - М.: Недра, 1978.
7. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
8. Справочник по электроустановкам угольных предприятий. Электроустановки угольных разрезов и обогатительных фабрик./ Под общ. ред. В.В. Дегтярева. - М.: Недра, 1988
9. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для вузов. - 3 -е изд., перераб. и доп. - М.: Энергия, 1979.
10. Исмагилов К.В., Савельев В.И., Малова Л.Г. и др. Исследование технико-экономических показателей элементов системы электроснабжения // Библ. указ. ВИНТИ / Деп. научн. рук., № 5, 1986.
11. Гладилин Л.В., Волгин М.Е. Применение критериального анализа при оптимизации систем электроснабжения мощных угольных карьеров // Изв. вузов. Горный журнал, № 6, 1980.
12. Моисеев Н.Н., Иванилов Ю.П., Столярова Е.М. Методы оптимизации. - М.: Энергия, 1979.
13. Шукин Б.Д. Лыков Ю.Ф. Применение ЭВМ для проектирования систем электроснабжения. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоиздат, 1982.
14. Веников В.А., Арзамасцев Д.А. О построении экономикоматематических моделей электроэнергетических систем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, № 2, 1970.
15. Апенко В.П. Система автоматизированного проектирования электроустановок железорудных горнообогатительных комплексов. - М.: Недра, 1979.
16. Адлер Ю.П., Маркова Е.В., Грановский Ю.В. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. - 2 -е изд., перераб. и доп. - М.: Наука, 1976.
17. Астахов Ю.Н., Карасев Д.Д. О применении методов теории подобия для исследования оптимизационных задач электроэнергетики / В кн.: Доклады НТК, секция электроэнергетическая. - М.: МЭИ, 1967.

18. Гудман С., Хидетниemi С, Введение в разработку и анализ алгоритмов. М.: Мир, 1981.
19. Белых Б.П., Исмагилов К.В., Заславец Б.И. и др. Методика расчета электрических нагрузок карьерных подстанций // Промышленная энергетика, № 7, 1974.
20. Белых Б.П., Заславец Б.И., Исмагилов К.В. и др. Алгоритм определения расчетных электрических нагрузок открытых горных работ // Изв. ВУЗов. Горный журнал, № 2, 1983.
21. Белых Б.П., Заславец Б.И., Исмагилов К.В. Методика определения расчетных электрических нагрузок подстанций угольных разрезов // Изв. ВУЗов. Электромеханика, № 7, 1985.
22. Исмагилов К.В., Рассадников В.И. Алгоритм автоматизированных расчетов к построению минимальной электрической сети карьеров // Библ. указ. ВИНТИ / Деп. научн. работы, № 12, 1987.
23. Мельников Н.В. Краткий справочник по открытым горным работам: 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1982.
24. Исмагилов К.В., Белых Б.П., Заславец Б.И. Определение средних электрических нагрузок экскаваторов по их обобщенным энергетическим характеристикам // Изв. ВУЗов. Горный журнал, № 5, 1976.
25. Исмагилов К.В., Белых Б.П. Обобщенная энергетическая характеристика станков шарошечного бурения // Изв. ВУЗов. Горный журнал, № 40, 1977.
26. Олизаренко В.В., Савельев В.И., Исмагилов К.В. Определение координат центров электрических нагрузок и выбор местоположения подстанций / В кн.: Освоение запасов мощных рудных месторождений. – Магнитогорск, Изд-во МГТУ, 2000.
27. Белых Б.П., Заславец Б.И., Исмагилов К.В. и др. Выбор мощности трансформаторов подстанций угольных разрезов // Изв. ВУЗов. Горный журнал, № 4, 1986.
28. Караев Р.И., Волобринский С.Д. Электрические сети и энергосистемы. Учебник для ВУЗов. 2 – е изд., перераб. и доп. – М.: Транспорт, 1978.
29. Электрооборудование и электроснабжение горнорудных предприятий / Под ред. В.С.Виноградова. – М.: Недра, 1983.
30. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г.Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
31. Чулков Н.Н., Чулков А.Н. Электрификация карьеров в задачах и примерах. 2 – е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1976.
32. Кутс Л.А., Фаермарк М.А. Экономия электрической энергии в осветительных установках. - М.: Энергоатомиздат, 1984.
33. Нормирование топливно-энергетических ресурсов и регулирование режимов электропотребления (Сборник инструкций) / Под ред. В.В. Дегтярева. - М.: Недра, 1983.
34. Руководство по безопасной эксплуатации электрооборудования и электрических сетей угольных разрезов. - М.: Минуглепром СССР, 1985.
35. Белоусов В.Н., Копытов Ю.В. Пути экономии энергоресурсов в народном хозяйстве. - М.: Энергоатомиздат, 1986.

36. Глушков В.М., Грибин В.П. Экономия электроэнергии в осветительных установках/ Под ред. Ю.В. Копытова и Г.П. Минина. - М.: Энергия, 1972.
37. Белых Б.П., Заславец Б.И., Исмагилов К.В., Прудаев В.П. Результаты исследования электрических нагрузок драглайнов // Добыча угля открытым способом. Реф. н-т. сб./ ЦНИЭИуголь, N5, 1982.
38. Заславец Б.И., Исмагилов К.В., Прудаев В.П., Малова Л.Г. Анализ электрических нагрузок роторных экскаваторов // Добыча угля открытым способом. Реф. н. - т. сб./ ЦНИЭИуголь, N4, 1983.
39. Исмагилов К.В., Заславец Б.И., Белых Б.П. Расчет экономии электроэнергии от повышения производительности экскаваторов и буровых станков // Промышленная энергетика, N11, 1983.
40. Исмагилов К.В., Белых Б.П., Заславец Б.И. Техничко-экономическое обоснование выбора гибких экскаваторных кабелей // Промышленная энергетика, № 9, 1989.
41. Копытов Ю.В., Чуланов В.А. Экономия электроэнергии в промышленности: Справочник. - М.: Энергоатомиздат, 1982.
42. Сыромятников И. А. Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей. - М.: Энергоатомиздат, 1984.
43. Указания по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий: ТПЭП, М.: Б.И., 1984.
44. Экономия электрической энергии на угольных шахтах. Основные мероприятия и методы расчета. ГОСТ 12.25.011-84. М.: Минуглепром СССР, 1984.
45. Новые шарошечные долота для бурения скважин на разрезах // О.В. Чернецкий, В.Ф. Полянский, А.А. Перегудов и др.: Обзор/ ЦНИЭИуголь. - М.: 1986.
46. Ржевский В.В. Открытые горные работы. - М.: Недра, 1985.
47. Мельников Н.В. Краткий справочник по открытым горным работам / Изд-е 4, перераб. и доп. - М.: Недра, 1982.
48. Справочник проектировщика. Промышленный транспорт / Под ред. А.С. Гельмана, С.Д. Чубарова. - Стройиздат, 1984.
49. Скворцов Б.В. Экономия энергии на транспорте развитых капиталистических стран. - М.: Наука, 1985.
50. СНиП П-4-79. Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования. - М.: Стройиздат, 1980.
51. Инструкция по рациональному использованию электроэнергии и снижению затрат в промышленных осветительных установках (внутреннее освещение). - Светотехник, N5, 1981.
52. Маврицын А.М., Петров О.А. Электроснабжение угольных разрезов. - М.: недра, 1977.
53. Справочная книга для проектирования электрического освещения/ Под ред. Г. М. Кнорринга.- Л.: Энергия, 1976.
54. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электроэнергии.

Учебное текстовое электронное издание

**Исмагилов Кагарман Валиахметович
Великанов Владимир Семенович**

**ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
КАРЬЕРОВ И ШАХТ**

Учебное пособие

Издается полностью в авторской редакции

1,85 Мб

1 электрон. опт. диск

г. Магнитогорск, 2014 год

ФГБОУ ВПО «МГТУ»

Адрес: 455000, Россия, Челябинская область, г. Магнитогорск,
пр. Ленина 38

ФГБОУ ВПО «Магнитогорский государственный
технический университет им. Г.И. Носова»

Кафедра горных машин и транспортно-технологических комплексов
Центр электронных образовательных ресурсов и
дистанционных образовательных технологий
e-mail: ceor_dot@mail.ru