

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Брянский государственный аграрный университет»

Безик В.А., Яковенко Н.И., Никитин А.М.

Электроэнергетические системы и сети

Методические указания по выполнению курсовой работы
для студентов направления подготовки
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Брянская область,
2020

УДК 621.31 (076)

ББК 31.2

Б 39

Безик, В. А. Электроэнергетические системы и сети: методические указания по выполнению курсовой работы для студентов направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника / В. А. Безик, Н. И. Яковенко, А. М. Никитин. – Брянск: Изд-во Брянский ГАУ, 2020. – 32 с.

В настоящих методических указаниях приведено задание для курсовой работы по вариантам, рассмотрены расчеты, необходимые для выполнения работы, приведены справочные данные трансформаторов и проводов.

Рецензент: д.т.н., профессор кафедры автоматки, физики и математики Погоньшев В.А. (ФГБОУ ВО Брянский ГАУ).

Рекомендовано к изданию решением методической комиссии института энергетики и природопользования Брянского ГАУ, протокол № 4 от 28.02.2020.

© Брянский ГАУ, 2020

© Безик В.А., 2020

© Яковенко Н.И., 2020

© Никитин А.М., 2020

Содержание

Введение	4
1. Задачи курсового проектирования.	5
2. Основные понятия, термины, определения	6
3. Задание на курсовую работу по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети»	9
4. Методика расчетов	15
4.1. Расчёт мощностей подстанций 110/10 кВ. Выбор трансформаторов	15
4.2. Электрический расчёт сетей 110 кВ	16
4.3. Расчёт распределительной сети 10 кВ	25
Литература	27
Приложение 1 Характеристики трансформаторов 110/10 кВ.....	28
Приложение 2 Характеристики проводов	30

Введение

В условиях необходимости обеспечения роста объемов производств и как в промышленных, так и сельскохозяйственных сферах экономики страны, возникает ряд задач, непосредственно связанных с энергоснабжением потребителей. Одной из таких задач является качественное и бесперебойное снабжение электроэнергией. Ее решением может послужить проектирование новых линий электропередач и понижающих подстанций у потребителей.

В условиях бурного развития электроники и новейших технологий, требующих если не непосредственного использования электроэнергии, то использования ее для систем контроля и управления технологическими процессами, средств обработки информации, развития систем телекоммуникаций, неизбежен рост потребления электроэнергии, не только имеющимися в настоящее время крупными промышленными центрами и предприятиями практически любых отраслей, но прогнозируемыми и организуемыми мелкими фирмами, организациями, а так же бытовыми потребителями.

Исходя из вышесказанного, актуальной остается проблема проектирования схем электроснабжения небольших районов и потребителей с относительно малыми нагрузками.

Большое значение приобретает внедрение в энергетику ЭВМ, что позволит намного ускорить процессы расчетов, которые отличаются сложностью и требуют большой точности и быстроты. Решить данные проблемы можно с помощью внедрения современного программного обеспечения.

1. Задачи курсового проектирования

Курсовая работа завершает изучение дисциплины «Электроэнергетические системы и сети» и выполняется с целью закрепления, обобщения и систематизации знаний по предмету. Курсовые работы должны быть разработаны на основании норм технологического проектирования и руководящих материалов по проектированию электрических систем и сетей с соблюдением Единой системы конструкторской документации (ЕСКД). Курсовая работа состоит из пояснительной записки и графической части. Объем пояснительной записки не должен превышать 40 страниц, графическая часть обычно составляет два листа формата А-4.

Примерное содержание курсовой работы.

1. Введение
2. Расчет мощностей подстанций. Выбор трансформаторов
3. Электрический расчёт сети 110 кВ
4. Схема замещения сети 110 кВ
5. Параметры схемы замещения сети
6. Расчётная схема сети 110 кВ
7. Расчёт мощностей в сети 110 кВ
8. Расчёт распределения мощностей в сети 110 кВ
9. Расчёт напряжений в точках схемы сети 110 кВ
10. Выбор коэффициентов трансформации трансформаторов
11. Расчёт распределительной сети 10 кВ
12. Расчёт сечения проводов ЛЭП 10 кВ
13. Определение максимальных потерь напряжения
14. Проверка сети по допустимым отклонениям напряжения
15. Заключение

2. Основные понятия, термины, определения

Производство электрической энергии концентрируется преимущественно на крупных электростанциях, работающих совместно (параллельно). Центры потребления электрической энергии (промышленные предприятия, города, сельские районы и т. п.) удалены от её источников на десятки, сотни и тысячи километров и распределены на значительной территории.

Для характеристики системы передачи и распределения электрической энергии (ЭЭ) и всей структуры «генерация - передача - потребление» введём некоторые понятия, термины и определения.

Электроустановка - совокупность аппаратов, машин, оборудования и сооружений, предназначенных для производства, преобразования, передачи, распределения или потребления ЭЭ. Электроустановки (ЭУ) разделяют по величине напряжения до 1000 В (низковольтные ЭУ) и выше 1000 В (высоковольтные ЭУ).

Электростанция - электроустановка, служащая для производства (генерации) электрической энергии в результате преобразования энергии, заключённой в природных энергоносителях (уголь, газ, вода и др.) при помощи турбо- и гидрогенераторов.

Подстанция - электроустановка, предназначенная для приёма, преобразования (трансформации) и распределения электроэнергии, состоящая из трансформаторов (автотрансформаторов) и других преобразователей ЭЭ, распределительных и вспомогательных устройств. В зависимости от назначения подстанции выполняются трансформаторными или преобразовательными - выпрямительными, двигатель-генераторными и др. Подстанция может быть повышающей (повысительной), если преобразование величины напряжения переменного тока осуществляется с низшего напряжения на высшее (подстанции электростанций), и понижающей (понижительной) - в случае трансформации высшего напряжения на низшее (подстанции предприятий, городов и др.).

Центр, источник электропитания - источник ЭЭ, на сборных шинах (зажимах) которого осуществляется автоматическое регулирование режима напряжения. Наряду с электростанциями это шины подстанции с трансформаторами, оснащёнными регуляторами напряжения под нагрузкой (РПН), регулируемые источниками реактивной мощности, линейными регуляторами и др.

Распределительное устройство (РУ) - электроустановка, входящая в состав любой подстанции; предназначена для приёма и распределения электроэнергии на одном напряжении (до 1000 В и более). РУ содержат коммутационные аппараты, устройства управления, защиты, измерения и вспомогательные сооружения.

Наряду с подстанциями электрическая энергия может распределяться на *распределительных пунктах* - устройствах, предназначенных для приёма и распределения ЭЭ на одном напряжении (без трансформации) и не входящих в состав подстанции.

Линия электропередачи (ЛЭП) - электроустановка, предназначенная для передачи электрической энергии на расстояние с возможным промежуточным отбором. Линии выполняют воздушными, кабельными, а также в виде токопроводов на промышленных предприятиях и электростанциях и внутренних проводов в зданиях и сооружениях.

Потребитель ЭЭ, электроприёмник (ЭП) - аппарат, агрегат, механизм (электродвигатель, преобразователь, светильник и др.), потребляющий или преобразующий ЭЭ в другие виды энергии. С позиции структурной иерархии системы передачи и распределения ЭЭ к потребителям может быть отнесена совокупность электрических нагрузок (ЭН) (дом, посёлок, завод и т. д.), получающих электропитание с шин подстанций того или иного напряжения. В ряде случаев в качестве потребителей рассматривают подстанции, от которых осуществляется электроснабжение жилого района, промышленного предприятия и др. объектов.

Элементами системы передачи и распределения ЭЭ являются: линии электропередачи различных конструкций и напряжений (W), устройства продольной и поперечной компенсации (КУ) параметров ЛЭП (установки продольной компенсации и шунтирующие реакторы); трансформаторные подстанции (силовые трансформаторы (Т) и автотрансформаторы, выключатели, разъединители, контрольно-измерительные приборы и т. п.); источники реактивной мощности (ИРМ) (конденсаторные батареи, синхронные и статические тиристорные компенсаторы); устройства защиты и автоматики, т. е. автоматические регуляторы (АР), устройства релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА), средства диспетчерского и технологического управления (СДТУ).

Электропередача - это линия с повышающей и понижающей подстанциями, служащая для транзитной передачи электроэнергии от станции к концентрированному потребителю, получающему электроэнергию от шин низшего напряжения понижающей подстанции.

Электрическая сеть - объединение преобразующих подстанций, распределительных устройств, переключательных пунктов и соединяющих их линий электропередачи, предназначенных для передачи ЭЭ от электростанции к местам потребления и распределения её между потребителями. Электрическая сеть эквивалентна развитой высоковольтной сети электропередач. Отдельная электропередача в узком смысле представляет собой электрическую сеть. Развитая электрическая сеть, как по составу электроустановок, так и по функцио-

нальному назначению, образует систему передачи и распределения электроэнергии.

Электроэнергетическая (электрическая) система (ЭЭС) - совокупность электрической части электростанций, электрических сетей (сетей электропередач) и потребителей электроэнергии (электроприёмников), а также устройств управления, регулирования и защиты, объединенных общностью режима и непрерывностью (одновременностью) процессов производства, передачи и потребления электрической энергии.

Энергетическая система (энергосистема) - объединение электростанций, электрических и тепловых сетей (ТС) и ряда установок и устройств для производства, передачи, распределения и потребления электрической и тепловой энергии. Установки и устройства: источники энергии - паровые котлы (ПК) или гидротехнические сооружения (ГТС), турбины (Т), генераторы (Г); нагрузки - потребители электрические (ЭН) и тепловые (ПТ) и др.

Более широким, чем электрическая сеть, является понятие «*система электро-снабжения*». Она объединяет все электроустановки, предназначенные для обеспечения потребителей электрической энергией. Из рис. 1.1 ясно, что система электро-снабжения эквивалентна (с учетом ЭП) электрической части энергетической системы - электроэнергетической системе.

Электрическая сеть или эквивалентная ей система передачи и распределения электрической энергии, являющаяся частью электроэнергетической системы, должна удовлетворять ряду требований: обеспечивать надёжное, а в отдельных случаях бес-перебойное электроснабжение, устойчивость работы, питать потребители электро-энергией нормированного качества, удовлетворять условиям экономичности сооружения, эксплуатации и развития (расширения), безопасности и удобства эксплуатации, учитывать возможность выполнения релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики.

3. Задание на курсовую работу по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети»

студенту _____ группы _____

1. Тема работы: *Расчёт питающей электрической сети 110 кВ при режимах 100% и 25% нагрузки и распределительной сети 10 кВ*

2. Срок сдачи законченной работы _____

3. Исходные данные: Схема сети 110 кВ (рисунок 4.1). Параметры ЛЭП 110кВ (Таблицы 3.1, 3.3), подстанций 110/10 кВ (Таблица 3.2). Схема сети 10 кВ (Рисунок 4.2). Параметры ЛЭП 10 кВ (Таблицы 3.4, 3.5).

4. Содержание расчетно-пояснительной записки

Введение

1. Расчёт мощности подстанции, выбор трансформаторов.

2. Электрический расчёт сети 110 кВ.

2.1. Схема замещения и параметры её элементов.

2.2. Расчётные схемы.

2.3. Распределение активных и реактивных мощностей.

2.4. Напряжения в различных точках сети.

2.5. Расчёт коэффициентов трансформации силовых трансформаторов.

3. Электрический расчёт сети 10 кВ.

3.1. Расчёт сечения проводов.

3.2. Определение потерь напряжения.

3.3. Проверка сети по допустимым отклонениям напряжения.

Заключение

Литература

5. Перечень графического материала

1. Схемы принципиальная, расчётная и замещения электропередачи 110 кВ с указанием активных и реактивных мощностей. (Формат А4).

2. Таблица напряжений в точках электропередачи 110 кВ в режимах 100%-й и 25%-й нагрузок. (Формат А4).

3. Таблица отклонений напряжения для ближней и удалённой ТП 10 кВ в режимах максимальной и минимальной нагрузок. (Формат А4).

6. Дата выдачи задания _____

Руководитель _____

Задание принял к исполнению: студент _____

Таблица 3.1 – Параметры линий электропередачи 110 кВ

Вариант	Длины участков, км				Сечения алюминиевой части сталеле- люминиевых проводов, мм ²			
	Lc1	Lc2	L12	L23	Fc1	Fc2	F12	F23
1	95	90	65	80	185	185	150	185
2	95	90	60	80	185	185	150	150
3	95	100	60	80	185	185	185	150
4	100	100	60	80	185	150	185	150
5	90	80	40	75	185	185	185	150
6	100	80	50	70	185	185	150	150
7	90	80	55	85	185	185	185	185
8	90	80	40	75	185	185	185	150
9	90	80	40	75	185	185	185	150
10	80	70	45	90	2×120	185	150	2×120
11	90	80	40	75	185	185	185	150
12	90	80	40	75	185	185	185	150
13	90	90	50	70	185	185	150	150
14	90	80	40	75	185	185	185	150
15	90	90	55	85	185	150	185	185
16	90	80	40	60	185	185	185	150
17	90	80	40	75	185	185	185	150
18	90	80	40	75	185	185	185	150
19	100	85	65	85	185	185	150	185
20	80	70	45	90	185	185	185	185
21	95	90	60	80	185	185	150	150
22	100	85	65	80	185	185	150	185
23	100	85	65	85	185	185	150	185
24	90	80	40	75	185	185	185	150
25	90	80	40	75	185	185	185	150
26	95	90	60	80	185	185	185	150
27	90	90	50	70	185	185	185	150
28	95	90	60	80	185	185	185	185
29	90	90	50	70	185	185	185	185
30	95	90	60	80	185	185	150	150
31	90	90	50	70	185	185	150	150
32	90	80	40	75	185	185	185	150
33	100	85	65	85	185	185	150	185
34	90	80	40	75	185	185	185	185
35	100	85	65	85	185	185	185	185
36	90	80	40	75	150	185	185	150
37	100	85	65	85	150	185	150	185
38	90	80	40	75	185	185	185	185
39	100	85	65	85	185	185	185	185
40	90	80	40	75	185	185	185	185
41	100	85	65	85	185	150	185	185
42	90	80	40	75	185	185	185	185
43	100	85	65	85	185	185	185	185
44	90	80	40	75	150	185	185	150
45	100	85	65	85	150	185	185	185

Таблица 3.2 – Параметры подстанций 110/10 кВ. (Мощности, МВА)

Вариант	ПС 1				ПС2						ПС 3			
	Низшее		Высшее		Низшее		Высшее		Среднее		Низшее		Высшее	
	S	cosφ	S	cosφ	S	cosφ	S	cosφ	S	cosφ	S	cosφ	S	cosφ
1	9	0,95	9	0,92	10	0,9	10	0,88	10	0,88	9	0,92	11	0,9
2	9	0,9	9	0,9	10	0,9	10	0,9	10	0,8	9	0,9	10	0,9
3	10	0,9	11	0,9	10	0,9	10	0,9	10	0,8	9	0,9	10	0,9
4	10	0,9	9,6	0,9	10	0,9	10	0,91	10	0,8	7	0,9	9	0,9
5	8,5	0,95	9	0,93	11	0,93	11	0,92	11	0,9	8	0,87	9	0,8
6	10	0,9	10	0,9	9	0,9	9	0,87	9	0,9	8	0,8	10	0,9
7	9	0,93	9,1	0,9	9	0,87	9,1	0,85	9	0,9	8	0,9	9	0,8
8	11	0,95	12	0,93	9	0,93	9	0,92	9	0,9	8	0,87	9	0,85
9	12	0,95	12	0,93	11	0,93	11	0,92	11	0,9	8	0,87	9	0,85
10	11	0,92	11	0,9	10	0,87	10	0,85	10	0,9	9	0,9	9	0,9
11	10	0,95	11	0,93	11	0,93	11	0,92	11	0,9	8	0,88	9	0,85
12	10	0,95	9,6	0,93	11	0,93	11	0,91	11	0,9	8	0,87	9	0,85
13	10	0,9	9,6	0,92	11	0,91	11	0,9	11	0,9	8	0,85	11	0,85
14	12	0,9	11	0,93	9	0,94	9,1	0,92	9	0,9	8	0,87	10	0,9
15	8	0,87	8	0,85	11	0,9	11	0,88	11	0,9	10	0,92	10	0,87
16	10	0,95	9,7	0,9	9	0,9	9	0,9	9	0,9	9	0,8	9	0,86
17	13	0,95	11	0,93	9	0,93	9	0,92	9	0,9	10	0,87	11	0,85
18	14	0,95	16	0,93	10	0,93	10	0,92	10	0,9	8	0,87	11	0,85
19	12	0,9	10	0,87	9	0,9	9,1	0,87	9	0,9	8	0,9	9	0,9
20	11	0,92	12	0,9	9	0,87	9	0,85	9	0,9	9	0,85	9	0,91
21	8	0,9	9	0,9	9	0,9	9	0,89	9	0,8	9	0,91	11	0,9
22	10	0,9	11	0,93	10	0,95	10	0,93	10	0,94	9	0,92	10	0,9
23	10	0,9	9,6	0,87	9	0,9	9	0,87	9	0,9	8	0,92	9	0,9
24	8	0,95	8,5	0,93	10	0,93	10	0,92	10	0,9	8	0,87	10	0,85
25	10	0,95	10	0,9	9	0,93	9	0,92	9	0,9	8	0,87	10	0,85
26	9	0,9	9,2	0,91	10	0,9	10	0,9	10	0,8	8,4	0,9	9	0,9
27	12	0,9	10	0,92	11	0,91	11	0,9	11	0,9	8,5	0,85	9	0,85
28	9	0,9	9,2	0,91	10	0,9	10	0,9	10	0,8	8,4	0,9	9	0,9
29	12	0,9	10	0,92	11	0,91	11	0,9	11	0,9	8,5	0,85	9	0,85
30	9	0,9	9,2	0,91	10	0,9	10	0,9	10	0,8	8,4	0,9	9	0,9
31	12	0,9	10	0,92	11	0,91	11	0,9	11	0,9	8,5	0,85	9	0,85
32	14	0,95	16	0,93	10	0,93	10	0,92	10	0,9	8	0,87	11	0,85
33	12	0,9	10	0,87	9	0,9	9,1	0,87	9	0,9	8	0,9	9	0,9
34	14	0,95	16	0,93	9	0,93	9	0,92	9	0,9	8	0,87	10	0,85
35	12	0,9	10	0,87	9	0,9	9,1	0,87	9	0,9	8	0,9	11	0,9
36	10	0,95	11	0,9	10	0,93	10	0,92	10	0,9	8	0,87	9	0,85
37	9	0,9	10	0,8	9	0,9	9,1	0,87	9	0,9	8	0,9	9	0,9
38	11	0,95	12	0,93	10	0,93	10	0,92	10	0,9	8	0,87	12	0,85
39	10	0,9	10	0,87	9	0,9	9,1	0,87	9	0,9	8	0,9	9	0,9
40	12	0,95	12	0,93	10	0,93	10	0,92	10	0,9	8	0,87	11	0,85
41	12	0,9	10	0,87	8	0,9	8	0,87	8	0,9	8	0,9	8	0,9
42	8	0,95	8,2	0,93	10	0,93	10	0,92	9,9	0,9	8	0,87	10	0,85
43	10	0,9	10	0,87	9	0,9	9,1	0,87	9	0,9	8	0,9	10	0,9
44	10	0,95	11	0,93	10	0,93	10	0,92	10	0,9	8	0,87	8	0,85
45	9	0,9	10	0,87	10	0,9	10	0,87	10	0,9	8	0,9	9	0,9

Таблица 3.3 – Напряжения на шинах, кВ

Вариант	Высокое, кВ		Низкое, кВ	
	100%	25%	100%	25%
1	115	115	10,30	10,3
2	115	112	10,30	10,1
3	115	113	10,30	10,2
4	112	110	10,40	10,2
5	115	115	10,75	10,2
6	115	114	10,75	10,3
7	121	115	10,50	10,0
8	119	115	10,75	10,2
9	119	115	10,75	10,2
10	120	110	10,50	10,5
11	119	115	10,75	10,2
12	119	115	10,75	10,2
13	116	115	10,60	10,4
14	119	115	10,75	10,2
15	121	115	10,80	10,2
16	119	114	10,75	10,4
17	119	115	10,75	10,2
18	119	115	10,75	10,2
19	120	120	10,75	10,0
20	120	110	10,50	10,5
21	115	112	10,30	10,1
22	115	115	10,4	10,0
23	120	120	10,75	10,0
24	119	115	10,75	10,2
25	119	115	10,75	10,2
26	115	112	10,30	10,1
27	116	115	10,60	10,4
28	115	112	10,30	10,1
29	116	115	10,60	10,4
30	115	112	10,30	10,1
31	116	115	10,60	10,4
32	119	115	10,75	10,2
33	120	120	10,75	10,0
34	119	115	10,75	10,2
35	120	120	10,75	10,0
36	119	115	10,75	10,2
37	120	120	10,75	10,0
38	119	115	10,75	10,2
39	120	120	10,75	10,0
40	119	115	10,75	10,2
41	120	120	10,75	10,0
42	119	115	10,75	10,2
43	120	120	10,75	10,0
44	119	115	10,75	10,2
45	120	120	10,75	10,0

Таблица 3.4 – Длины участков линии, отходящей от подстанции ТПЗ, км

Вариант	A-1	1-2	2-21	2-3	3-4	4-41	4-42	4-B
1	4,0	4,0	3,5	2,0	6,0	7,1	4,2	5,1
2	4,0	4,0	3,0	2,0	6,0	7,0	4,0	5,0
3	4,0	5,0	3,0	3,0	6,0	7,0	4,0	6,0
4	4,0	5,0	4,0	3,0	6,0	8,0	4,0	6,0
5	8,0	6,0	1,5	7,2	3,8	4,5	3,5	8,5
6	8,0	6,0	2,5	6,2	3,8	4,5	3,5	6,5
7	4,0	4,0	3,5	2,0	6,0	7,1	4,5	5,1
8	5,0	6,0	1,5	8,0	6,0	5,1	4,1	4,5
9	5,0	6,0	1,5	8,0	6,0	5,1	4,1	4,5
10	4,0	4,0	3,5	2,0	6,0	7,1	4,2	5,1
11	6,5	5,0	2,0	7,0	4,0	4,5	6,5	7,0
12	9,0	5,0	2,0	7,0	6,0	4,8	5,0	4,5
13	7,0	5,0	2,0	5,0	6,0	3,8	4,0	5,5
14	8,0	6,0	1,5	7,2	3,8	4,5	3,5	8,5
15	4,0	4,0	3,5	2,0	6,0	7,1	4,2	5,1
16	5,0	6,0	1,5	8,0	6,0	5,1	4,1	4,5
17	6,5	5,0	2,0	7,0	4,0	4,5	6,5	7,0
18	9,0	5,0	2,0	7,0	6,0	4,8	5,0	4,5
19	4	4	3,5	2	6	7,1	4,2	5,1
20	4,0	4,0	3,5	2,0	6,0	7,1	4,2	5,1
21	4,0	4,0	3,0	2,0	6,0	7,0	4,0	5,0
22	4	4	3,5	2	6	7,1	4,2	5,1
23	4	4	3,5	2	6	7,1	4,2	5,1
24	6	8	4,0	6	5	5,1	4,1	5,0
25	7	5,5	1,5	7,5	6,8	5,2	4,2	5,0
26	4,0	4,0	3,0	2,0	6,0	7,0	4,0	5,0
27	7,0	5,0	2,0	5,0	6,0	3,8	4,0	5,5
28	4,0	4,0	3,0	2,0	6,0	7,0	4,0	5,0
29	7,0	5,0	2,0	5,0	6,0	3,8	4,0	5,5
30	4,0	4,0	3,0	2,0	6,0	7,0	4,0	5,0
31	7,0	5,0	2,0	5,0	6,0	3,8	4,0	5,5
32	9,0	5,0	2,0	7,0	6,0	4,8	5,0	4,5
33	4	4	3,5	2	6	7,1	4,2	5,1
34	9,0	5,0	2,0	7,0	6,0	4,8	5,0	4,5
35	4	4	3,5	2	6	7,1	4,2	5,1
36	9,0	5,0	2,0	7,0	6,0	4,8	5,0	4,5
37	4	4	3,5	2	6	7,1	4,2	5,1
38	9,0	5,0	2,0	7,0	6,0	4,8	5,0	4,5
39	4	4	3,5	2	6	7,1	4,2	5,1
40	9,0	5,0	2,0	7,0	6,0	4,8	5,0	4,5
41	4	4	3,5	2	6	7,1	4,2	5,1
42	9,0	5,0	2,0	7,0	6,0	4,8	5,0	4,5
43	4	4	3,5	2	6	7,1	4,2	5,1
44	9,0	5,0	2,0	7,0	6,0	4,8	5,0	4,5
45	4	4	3,5	2	6	7,1	4,2	5,1

Таблица 3.5 – Параметры нагрузки (кВА/cosφ) подстанции ТПЗ

Вариант	S ₁ / cosφ ₁	S ₂ / cosφ ₂	S ₃ / cosφ ₃	S ₄ / cosφ ₄	S ₅ / cosφ ₅	S ₆ / cosφ ₆
1	150/0,80	140/0,87	100/0,8	150/0,90	80/0,9	250/0,8
2	150/0,80	140/0,85	100/0,8	150/0,90	80/0,9	250/0,8
3	130/0,80	140/0,85	100/0,8	120/0,90	80/0,9	200/0,8
4	130/0,80	140/0,85	120/0,8	120/0,90	90/0,9	200/0,8
5	130/0,85	130/0,80	100/0,9	150/0,87	80/0,85	250/0,85
6	130/0,80	120/0,80	100/0,9	150/0,80	80/0,80	250/0,80
7	150/0,80	140/0,87	100/0,8	150/0,90	80/0,90	250/0,80
8	135/0,85	125/0,90	115/0,8	140/0,90	90/0,80	240/0,80
9	135/0,85	125/0,90	115/0,8	140/0,90	90/0,80	240/0,80
10	150/0,80	140/0,87	100/0,8	150/0,90	80/0,90	250/0,80
11	160/0,83	160/0,85	120/0,87	110/0,87	90/0,90	210/0,92
12	160/0,85	180/0,85	100/0,87	140/0,85	85/0,83	240/0,87
13	150/0,85	160/0,85	100/0,85	140/0,85	100/0,80	230/0,80
14	130/0,85	130/0,80	100/0,90	150/0,87	80/0,85	250/0,85
15	150/0,80	140/0,87	100/0,80	150/0,90	80/0,90	250/0,80
16	130/0,85	120/0,90	115/0,8	140/0,90	90/0,80	240/0,80
17	160/0,83	160/0,85	120/0,87	110/0,87	90/0,90	210/0,92
18	160/0,85	180/0,85	100/0,87	140/0,85	85/0,83	240/0,87
19	150/0,8	140/0,87	100/0,8	150/0,9	80/0,9	250/0,8
20	150/0,80	140/0,87	100/0,8	150/0,90	80/0,90	250/0,80
21	150/0,80	140/0,85	100/0,8	150/0,90	80/0,9	250/0,8
22	150/0,8	140/0,9	100/0,8	150/0,9	80/0,9	250/0,8
23	150/0,8	140/0,9	100/0,8	150/0,9	80/0,9	250/0,9
24	140/0,8	140/0,88	100/0,8	160/0,9	85/0,9	260/0,8
25	150/0,85	140/0,86	110/0,85	150/0,85	85/0,8	250/0,8
26	150/0,8	140/0,85	100/0,8	150/0,9	80/0,9	250/0,8
27	150/0,85	160/0,85	100/0,85	140/0,85	100/0,8	230/0,8
28	150/0,8	140/0,85	100/0,8	150/0,9	80/0,9	250/0,8
29	150/0,85	160/0,85	100/0,85	140/0,85	100/0,8	230/0,8
30	150/0,8	140/0,85	100/0,8	150/0,9	80/0,9	250/0,8
31	150/0,85	160/0,85	100/0,85	140/0,85	100/0,8	230/0,8
32	160/0,85	180/0,85	100/0,87	140/0,85	85/0,83	240/0,87
33	150/0,8	140/0,87	100/0,8	150/0,9	80/0,9	250/0,8
34	160/0,85	180/0,85	100/0,87	140/0,85	85/0,83	240/0,87
35	150/0,8	140/0,87	100/0,8	150/0,9	80/0,9	250/0,8
36	160/0,85	180/0,85	100/0,87	140/0,85	85/0,83	240/0,87
37	150/0,8	140/0,87	100/0,8	150/0,9	80/0,9	250/0,8
38	160/0,85	180/0,85	100/0,87	140/0,85	85/0,83	240/0,87
39	150/0,8	140/0,87	100/0,8	150/0,9	80/0,9	250/0,8
40	160/0,85	180/0,85	100/0,87	140/0,85	85/0,83	240/0,87
41	150/0,8	140/0,87	100/0,8	150/0,9	80/0,9	250/0,8
42	160/0,85	180/0,85	100/0,87	140/0,85	85/0,83	240/0,87
43	150/0,8	140/0,87	100/0,8	150/0,9	80/0,9	250/0,8
44	160/0,85	180/0,85	100/0,87	140/0,85	85/0,83	240/0,87
45	150/0,8	140/0,87	100/0,8	150/0,9	80/0,9	250/0,8

4. Методика расчетов

4.1. Расчёт мощностей подстанций 110/10 кВ. Выбор трансформаторов

Расчёт мощностей подстанций сети 110/10 кВ проводится по методике, изложенной в [1].

Максимальная мощность трансформаторной подстанции определяется по комплексу полной мощности:

$$\dot{S}_{иммакс} = P_{инн} + jQ_{инн} + k_0 \sum_{k=1}^n (P_k + jQ_k), \quad (1)$$

где $P_{инн}$, $Q_{инн}$ - активные и реактивные мощности подстанций на стороне низкого напряжения;

P_k , Q_k – активные и реактивные мощности потребителей подстанции;

k_0 – коэффициент одновременности нагрузки (принимается 0,9).

Выбор силовых трансформаторов производят из условия надёжности электроснабжения и размещения на подстанции двух трансформаторов. С учётом возможного отказа одного трансформатора в процессе эксплуатации мощность каждого выбирается в диапазоне

$$S_T = (0,6 \dots 0,7) S_{макс}. \quad (2)$$

Максимальная мощность подстанции №1 рассчитывается по формуле (1)

$$\dot{S}_{1макс} = P_{1инн} + jQ_{1инн},$$

где $P_{1инн} = S_{1инн} \cdot \cos \varphi_1$ – активная мощность,

$Q_{1инн} = S_{1инн} \cdot \sin \varphi_1$ - реактивная мощность нагрузки подстанции №1.

Полная мощность одного трансформатора определяем по формуле (2) затем выбирается трансформатор по справочнику с учётом наличия стандартных значений.

Максимальная мощность подстанции 2 рассчитывается по формуле

$$\dot{S}_{2макс} = S_{2инн} \cos \varphi_2 + jS_{2инн} \sin \varphi_2 ;$$

Полная мощность одного трансформатора подстанции №2 определяем по формуле (2) затем выбирается трансформатор по справочнику с учётом наличия стандартных значений S_{2T}

Максимальную мощность подстанции 3 в соответствии с формулой (1) определяем с учётом мощностей потребителей:

$$\dot{S}_{3макс} = S_{3инн} \cos \varphi_3 + jS_{3инн} \sin \varphi_3 + 0,9 \sum_{i=1}^6 (S_i \cos \varphi_i + jS_i \sin \varphi_i).$$

Подставляя данные из таблицы 5 задания и получим комплекс полной мощности подстанции 3.

Расчётная мощность трансформаторов на подстанции №3 определяется по формуле (2).

По принятому стандартному значению мощности трансформаторов подстанции и выбираем трансформатор.

4.2. Электрический расчёт сетей 110 кВ

В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) [2] при проектировании линий электропередачи с напряжением до 220 кВ следует стремиться к снижению потерь энергии на корону. В соответствии с этим рекомендуется принимать потери за счёт токов утечки через изоляторы пренебрежимо малыми, что позволяет считать активную проводимость ЛЭП 110 кВ в схеме замещения сети равной нулю, т.е. $g = 0$.

Схема замещения сети

Необходимо преобразовать заданную принципиальную электрическую схему сети 110 кВ в схему замещения сети с учётом пренебрежимо малой активной проводимости линий [3] (рисунок 4.1).

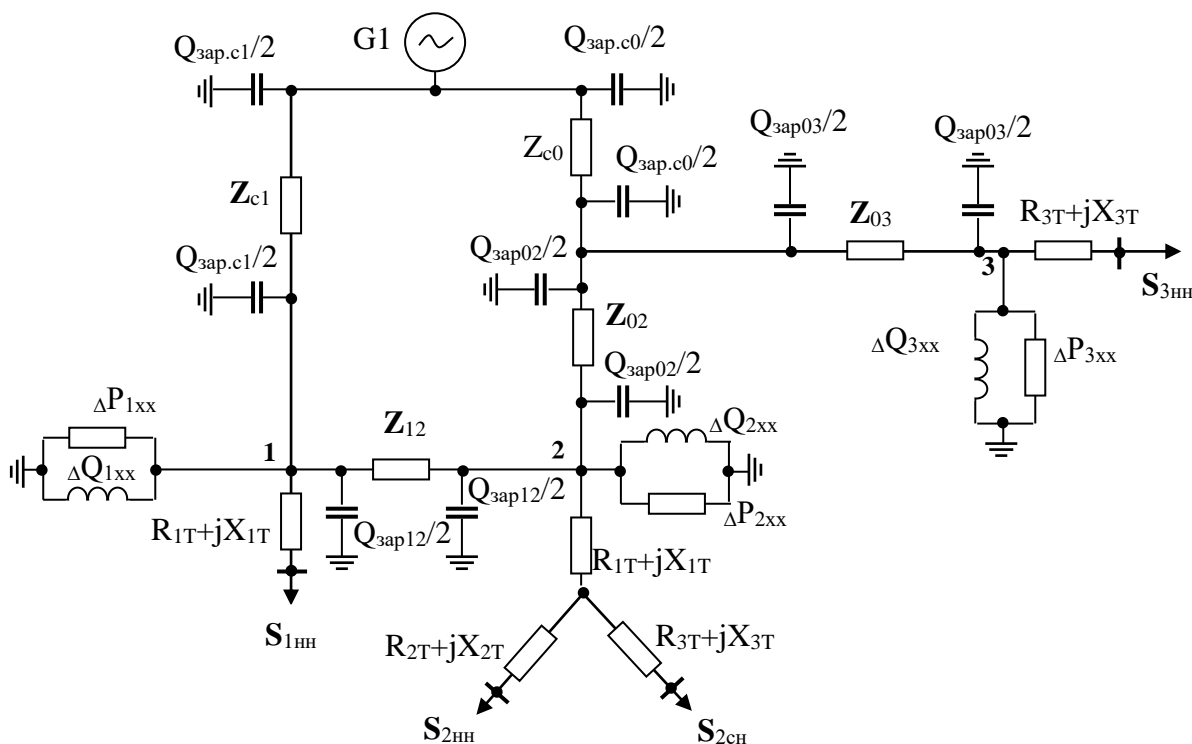


Рисунок 4.1. Схема замещения сети 110 кВ

Продольные параметры линии электропередачи определяются через погонные параметры R_0 , Q_0 и длину линии L , так что полное комплексное сопротивление линии

$$Z = R_0L + jQ_0L. \quad (3)$$

При расчёте поперечных параметров линии напряжением 110 кВ ограничиваются лишь реактивной проводимостью, которая создаёт зарядную мощность. Эту мощность допускается [1,3] рассчитывать через номинальное напряжение линии и емкостную проводимость линии по формуле

$$Q_{зар} = U_H^2 b. \quad (4)$$

Параметры схемы замещения сети

Удельные параметры линий электропередачи при заданных сечениях определяют через геометрический фактор [3]

$$G = \lg(D_{cp}/r_{пр}), \quad (5)$$

где $D_{cp} = \sqrt[3]{D_{AB}D_{BC}D_{CA}} = 4$ м (для ЛЭП 110 кВ типовое расстояние между фазными проводами $D_{cp} = 4$ м);

$r_{пр}$ – радиус провода линии электропередачи.

Далее используя формулы для воздушной линии, считая её одноцепной транспонированной с нерасщеплённой фазой [3]:

$$x_0 = 0,1445G + 0,0157; \quad b_0 = 7,58 \cdot 10^{-6}/G.$$

Удельные омические сопротивления сталеалюминевых проводов нормального исполнения принимают по ГОСТ 839 – 80. Данные по удельным параметрам ЛЭП 110 кВ сводят в таблицу 1.

Таблица 4.1 – Геометрические и удельные параметры ЛЭП 110 кВ

$S_{пр}, \text{мм}^2$	$r_{пр}, \text{мм}$	$r_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$	$b_0, \text{См/км}$

С учётом длины линий электропередачи определяют активные, индуктивные и емкостные сопротивления линий. Полученные результаты сводят в таблицу 2.

Таблица 4.2 – Параметры воздушных линий 110 кВ

Индекс ЛЭП	Длина, км	$S_{пр}, \text{мм}^2$	$R, \text{Ом}$	$X, \text{Ом}$	$b \cdot 10^{-6}, \text{См}$

Используя формулы (1) и (2), рассчитывают параметры схемы замещения линий 110 кВ. Результаты сводят в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Параметры схемы замещения линий сети 110 кВ

Индекс линии	Полное сопротивление, Ом	Зарядная мощность, Мвар

Параметры схем замещения трансформаторов следует рассчитывать через каталожные данные трансформаторов [1,3] (таблица 4.4). Для этого необходимо использовать Т- или Г-образную схему замещения трансформатора.

В соответствии с [3] для трансформаторов 110 кВ рекомендуется использовать схемы замещения, в которых ветвь намагничивания заменим мощностью холостого хода ΔS_x трансформатора.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформаторов 110/10 кВ [7]

Трансформатор №	Тип	$S_{ном},$ МВ·А	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_0,$ кВт	$u_k,$ о.е.	$i_0,$ о.е.	H, м	L, м	B, м

Определение параметров схем замещения трансформаторов подстанций:

1) подстанция №1:

$$r_{T1} = \frac{\Delta P_k \cdot U_{BH}^2}{S_{Tном}^2} \text{ Ом};$$

$$x_{T1} = \frac{u_k \cdot U_{BH}^2}{S_{Tном}^2} \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_x = i_{01} \cdot S_{T1ном};$$

Полное сопротивление в схеме замещения с учётом наличия двух трансформаторов (n=2) на подстанции №1:

$$Z_{T1} = (r_{T1} + j x_{T1})/n \text{ Ом}.$$

Мощность потерь холостого хода в схеме замещения с учётом наличия двух трансформаторов (n=2) на подстанции №1:

$$\Delta S_{xT1} = n \cdot \Delta S_x = n(\Delta P_0 + j\Delta Q_x) \text{ МВ·А};$$

2) подстанция №2:

Потери холостого хода трёхобмоточного трансформатора

$$\Delta P_{x1} = \Delta P_{x2} = \Delta P_{x3} = 0,5\Delta P_{03} \text{ кВт}.$$

Напряжения короткого замыкания

$$u_{k1} = 0,5(u_{k.BH} + u_{k.BC} - u_{k.CH});$$

$$u_{k2} = 0,5(u_{k.BC} + u_{k.CH} - u_{k.BH});$$

$$u_{k3} = 0,5(u_{k.CH} + u_{k.BH} - u_{k.BC});$$

Эквивалентные сопротивления лучей схемы замещения

$$r_1 = r_2 = r_3 = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{BH}^2}{S_{ТНОМ}^2};$$

$$x_1 = \frac{u_{\kappa 1} \cdot U_{BH}^2}{S_{ТНОМ}^2} \text{ Ом};$$

$$x_2 = \frac{u_{\kappa 2} \cdot U_{BH}^2}{S_{ТНОМ}^2};$$

$$x_3 = \frac{u_{\kappa 3} \cdot U_{BH}^2}{S_{Т2НОМ}^2};$$

Рассчитывается полные эквивалентные сопротивления лучей схемы замещения с учётом наличия двух трансформаторов на подстанции ($Z_{Т2.1}$, $Z_{Т2.3}$).

Потери реактивной мощности в режиме холостого хода

$$\Delta Q_{x2} = i_{02} \cdot S_{Т2НОМ};$$

Мощность потерь холостого хода

$$\Delta S_{xT2} = n \cdot \Delta S_{x2} = n(\Delta P_{02} + j\Delta Q_{x2});$$

3) подстанция №3:

$$r_{T3} = \frac{\Delta P_{\kappa 3} \cdot U_{BH}^2}{S_{Т3НОМ}^2};$$

$$x_{T3} = \frac{u_{\kappa T3} \cdot U_{BH}^2}{S_{ТНОМ}^2};$$

$$\Delta Q_{x3} = i_{03} \cdot S_{Т3НОМ};$$

Полное сопротивление двух трансформаторов подстанции №3

$$Z_{T3} = (r_{T3} + j x_{T3}/n);$$

Мощность потерь холостого хода трансформаторов подстанции №3

$$\Delta S_{xT3} = n(\Delta P_{03} + j\Delta Q_{x3});$$

Расчётная схема сети 110 кВ

Расчётная схема сети составляется, с использованием схемы замещения, и рассчитанных выше параметров линий электропередачи и трансформаторов подстанций 1-3.

Расчёт мощностей в сети 110 кВ

Расчёт проводится при нагрузке на шинах подстанций по условию: 100% и 25% нагрузки на шинах;

1) Подстанция №1

100% нагрузки

Суммарные потери мощности в трансформаторах, определяют через суммарные потери короткого замыкания и холостого хода

$$\Delta S_{T1\Sigma} = \Delta S_{K1\Sigma} + \Delta S_{X1\Sigma} = \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_{BH}^2} Z_{T1} + \Delta S_{XT1}; \quad (6)$$

Приведённая максимальная мощность подстанции

$$S_{\text{прив.1.макс}} = S_{\text{НН1}} + \Delta S_{T1\Sigma}; \quad (7)$$

Расчётная мощность подстанции при 100%-ной нагрузке

$$S_{1.\text{расч}} = S_{\text{прив.1.макс}} - jQ_{\text{зар.С1}}/2; \quad (8)$$

25% нагрузки

Суммарные потери мощности в трансформаторах ($\Delta S_{T1\Sigma,0,25}$).

Приведённая мощность подстанции 1 при нагрузке 25%

$$S_{\text{прив.1.0,25}} = S_{\text{НН1}} + \Delta S_{T1\Sigma,0,25};$$

Расчётная мощность подстанции №1 при 25%-ной нагрузке

$$S_{1.\text{расч.0,25}} = S_{\text{прив.1.0,25}} - jQ_{\text{зар.С1}}/2;$$

2) Подстанция №2

100% нагрузки

$$\Delta S_{T2\Sigma} = \Delta S_{K2\Sigma} + \Delta S_{X2\Sigma}; \quad (9)$$

$$\Delta S_{T2\Sigma} = (0,8 + j0,58) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Приведённая максимальная мощность подстанции 2

$$S_{\text{прив.2.макс}} = S_{\text{НН}} + S_{\text{СН}} + \Delta S_{\text{T2}\Sigma}; \quad (10)$$

Расчётная мощность подстанции №2 при 100%-ной нагрузке по (8)

25% -ная нагрузка

Суммарные потери мощности в трансформаторах по формуле (9)

Расчётная мощность подстанции №2 при 25%-ной нагрузке

$$S_{2,\text{расч.0,25}} = S_{\text{НН.0,25}} + S_{\text{СН.0,25}} + \Delta S_{\text{T2}\Sigma,0,25} - jQ_{\text{зар02}}/2;$$

3) Подстанция №3

100% нагрузки

Суммарные потери мощности короткого замыкания и холостого хода в трансформаторах ($\Delta S_{\text{T3}\Sigma}$) по формуле (6)

Приведённая максимальная мощность подстанции 3 ($S_{\text{прив.1.макс}}$) согласно (7)

Расчётная мощность подстанции №3 при 100%-ной нагрузке

$$S_{3,\text{расч}} = S_{\text{прив.3.макс}} - jQ_{\text{зар.С0}}/2;$$

25% нагрузки

Суммарные потери мощности в трансформаторах ($\Delta S_{\text{T3}\Sigma,0,25}$).

Приведённая мощность подстанции 3 при нагрузке 25% ($S_{\text{прив.3.0,25}}$).

Расчётная мощность подстанции №3 при 25%-ной нагрузке

$$S_{3,\text{расч.0,25}} = S_{\text{прив.3.0,25}} - jQ_{\text{зар.С0}}/2;$$

Пученные расчётные значения мощностей нагрузки подстанций сети 110 кВ сводят в таблицу 5.

Таблица 4.5 - Расчётные мощности в сети 110 кВ

Участок сети	Нагрузка, МВ·А	
	Максимальная, 100%	Минимальная, 25%
Подстанция №1		
Подстанция №2		
Подстанция №3		

Расчёт распределения мощностей в сети 110 кВ

Параметры расчётной схемы сети $Z_{\text{C1}}, Z_{\text{L2}}, Z_{\text{O2}}, Z_{\text{O3}}, Z_{\text{C0}}$.

Для нахождения распределения активных и реактивных мощностей в сети 110 кВ производят уточнение расчётной схемы.

Для этого определяют мощности на головных участках в данной кольцевой сети при максимальной 100% - ной нагрузке.

Мощность, поступающая в сеть от генератора слева [1]:

$$S_{G1} = \frac{\sum_{k=1}^3 \dot{S}_k \bar{Z}_{kG2}}{\bar{Z}_{G1G2}} = \frac{\dot{S}_1 \bar{Z}_{C1} + \dot{S}_2 (\bar{Z}_{C1} + \bar{Z}_{12}) + \dot{S}_3 (\bar{Z}_{C1} + \bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{02} + \bar{Z}_{03})}{\bar{Z}_{C1} + \bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{02} + \bar{Z}_{C0}}; \quad (11)$$

Мощность, поступающая в сеть от генератора с права [1]:

$$S_{G2} = \frac{\sum_{k=1}^3 \dot{S}_k \bar{Z}_{kG1}}{\bar{Z}_{G1G2}} = \frac{\dot{S}_3 (\bar{Z}_{C0} + \bar{Z}_{03}) + \dot{S}_2 (\bar{Z}_{C0} + \bar{Z}_{02}) + \dot{S}_1 (\bar{Z}_{C0} + \bar{Z}_{02} + \bar{Z}_{12})}{\bar{Z}_{C1} + \bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{02} + \bar{Z}_{C0} + \bar{Z}_{03}}; \quad (12)$$

Для проверки правильности полученных значений мощностей их сравнивают с мощностью нагрузок подстанций (сумму мощностей головных участков в максимальном режиме $S_{G1} + S_{G2}$ и сумму мощностей расчётных нагрузок в максимальном режиме $S_{1расч} + S_{2расч} + S_{3расч}$).

На расчётную схему наносят распределение мощностей в сети, считая, что все линии электропередачи сети имеют отношение параметров $r_0/x_0 < 1$, и определяют точки раздела активной и реактивной мощностей.

Мощности на головных участках сети при минимальной 25% - ной нагрузке определяется по формулам:

$$S_{G10,25} = \frac{\dot{S}_{1,0,25} \bar{Z}_{C1} + \dot{S}_{2,0,25} (\bar{Z}_{C1} + \bar{Z}_{12}) + \dot{S}_{3,0,25} (\bar{Z}_{C1} + \bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{02} + \bar{Z}_{03})}{\bar{Z}_{C1} + \bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{02} + \bar{Z}_{C0}}; \quad (13)$$

$$S_{G2,0,25} = \frac{\dot{S}_{3,0,25} (\bar{Z}_{C0} + \bar{Z}_{03}) + \dot{S}_{2,0,25} (\bar{Z}_{C0} + \bar{Z}_{02}) + \dot{S}_{1,0,25} (\bar{Z}_{C0} + \bar{Z}_{02} + \bar{Z}_{12})}{\bar{Z}_{C1} + \bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{02} + \bar{Z}_{C0} + \bar{Z}_{03}}; \quad (14)$$

Полученные значения мощностей наносят на расчётную схему и определяют точки раздела активной и реактивной мощностей в сети при минимальной нагрузке подстанций.

Расчёт напряжения в сети 110 кВ

Расчёт напряжения в линиях электропередачи проводят по данным для звена ab по формуле

$$U_b = \sqrt{(U_c - \Delta U_{ab})^2 + (\delta U_{ab})^2}, \quad (15)$$

где ΔU_{ab} - продольная составляющая падения напряжения на участке ab , определяемая выражением:

$$\Delta U_{ab} = \frac{P'_{ab} R_{ab} + Q'_{ab} X_{ab}}{U_c}; \quad (16)$$

δU_{ab} - поперечная составляющая падения напряжения на этом же участке, рассчитываемая по формуле:

$$\delta U_{ab} = \frac{P'_{ab} R_{ab} - Q'_{ab} X_{ab}}{U_c}; \quad (17)$$

U_c – напряжение сети в данном режиме нагрузки;

P'_{ab} и Q'_{ab} - мощности в начале звена ab .

Участок линии электропередачи $C1$:

Определяют:

$$R_{C1}, P_{C1.макс} P_{C1.мин} Q_{C1.макс} Q_{C1.мин}$$

продольную составляющую падения напряжения на участке $C1$ $U_{C1.макс}$ и $\Delta U_{C1.мин}$

поперечную составляющую падения напряжения на участке $C1$ $\delta U_{C1.макс}$ и $\delta U_{C1.мин}$. напряжение в точке 1 участка $C1$ при режимах нагрузки $U_{1.макс}$ и $U_{1.мин}$.

Участок линии электропередачи 12 .

Определяют:

$$R_{12} \text{ и } X_{12} P_{C1.макс} P_{C1.мин} \text{ и } Q_{C1.макс}, Q_{C1.мин}.$$

продольную составляющую падения напряжения на участке 12 $\Delta U_{12.макс}$ и $\Delta U_{12.мин}$

поперечную составляющую падения напряжения на участке 12 $\delta U_{12.макс}$ и $\delta U_{12.мин}$ напряжение в точке 2 участка 12 соответственно $U_{2.макс}$ и $U_{2.мин}$

Участок линии электропередачи $C0$:

$$R_{C0} X_{C0} P_{C0.макс}, P_{C0.мин} \text{ и } Q_{C0.макс}, Q_{C0.мин}.$$

продольную составляющую падения напряжения на участке 03 в максимальном и минимальном режимах работы $\Delta U_{03.макс}$ и $\Delta U_{03.мин}$

поперечную составляющую падения напряжения на участке 03 $\delta U_{03.макс}$ и $\delta U_{03.мин}$

напряжение в точке 0 участка С0 при режимах нагрузки $U_{0.макс}$ и $U_{0.мин}$ составит

Участок линии электропередачи 02:

$R_{02}, X_{02}, P_{02.макс}, P_{02.мин}$ и $Q_{02.макс}, Q_{02.мин}$.

продольную составляющую падения напряжения $\Delta U_{02.макс}$ и $\Delta U_{02.мин}$, поперечную составляющую падения напряжения - $\delta U_{02.макс}$ и $\delta U_{02.мин}$.
напряжение в точке 2 участка 02 $U_{2.макс}$ $U_{2.мин}$

Участок линии электропередачи 03:

$R_{03}, X_{03}; P_{03.макс}, P_{03.мин}$, и $Q_{03.макс}, Q_{03.мин}$.

продольную составляющую падения напряжения на участке 03 в максимальном и минимальном режимах работы $\Delta U_{03.макс}$ и $\Delta U_{03.мин}$

поперечную составляющую падения напряжения на участке 03 $\delta U_{03.макс}$ и $\delta U_{03.мин}$

напряжение в точке 3 участка 03 при режимах нагрузки $U_{3.макс}$ и $U_{3.мин}$ составит

Полученные данные по напряжениям в сети 110 кВ для режимов максимальной и минимальной нагрузки заносят в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Напряжения в точках сети 110 кВ

Линия электропередачи	Напряжение в конце участка, кВ	
	Максимальная нагрузка	Минимальная нагрузка

Выбор коэффициентов трансформации трансформаторов

С учётом наличия у выбранных трансформаторов устройств РПН рассчитывают необходимые ответвления для обеспечения желаемых уровней напряжения на шинах НН подстанций $U_{Н.макс} = 10,75$ кВ и $U_{Н.мин} = 10,2$ кВ по формулам:

$$n_{ж.макс} = U_{iН.макс} / U_{Н.макс} \text{ и } n_{ж.мин} = U_{iН.мин} / U_{Н.мин}, \quad (18)$$

где $U_{iН.макс}$ и $U_{iН.мин}$ – напряжения соответственно в максимальном и минимальном режимах на шинах НН, приведённые к шинам ВН.

Используя стандартные коэффициенты трансформации трансформаторов определяют действительные уровни напряжений на шинах НН подстанций.

4.3. Расчёт распределительной сети 10 кВ

Расчёт сети 10 кВ проводят для ЛЭП, отходящих от подстанции 3. Рассчитывают составляющие мощностей нагрузки сети 10 кВ:

$$P_1 = S_1 \cdot \cos\varphi_1 ; \quad Q_1 = S_1 \cdot \sin\varphi_1 ;$$

$$P_6 = S_6 \cdot \cos\varphi_6, Q_6 = S_6 \cdot \sin\varphi_6.$$

Расчёт сечения проводов линий электропередачи

Для расчёта сечения проводов определим потокораспределение мощностей в сети. При этом считают её сетью с двумя источниками питания, состоящей из однородных линий. Режим работы сети считают нормальным. В этом случае мощности можно рассчитать пропорционально длинам участков.

Мощность на участке А-1 определим формулой [3,5]

$$S_A = ((S_5 + S_6)L_{4B} + S_4(L_{4B} + L_{34}) + (S_2 + S_3)(L_{4B} + L_{34} + L_{23}) + S_1(L_{4B} + L_{34} + L_{23} + L_{12})) / L_{AB},$$

а мощность на участке 4-В формулой

$$S_B = (S_1L_{A1} + (S_2 + S_3)(L_{A1} + L_{12}) + S_4(L_{A1} + L_{12} + L_{23}) + (S_5 + S_6)(L_{A1} + L_{12} + L_{23} + L_{24})) / L_{AB}.$$

Строится расчётная схема, на которой наносятся полученные расчётом мощности головных участков и находят потокораспределение мощностей в сети 10 кВ. Определяют мощности участков и результаты сводят в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Результаты расчёта мощностей участков сети 10 кВ

Участок сети	Мощность участка		
	Активная, кВт	Реактивная, квар	Полная, кВ·А

Используя полученные значения мощностей участков сети, по методу экономических интервалов определяют сечения линий электропередачи этих участков [4, 6].

Суть метода заключается в том, что каждому значению расчётной мощности соответствует провод, имеющий минимальные приведённые затраты. Для уменьшения номенклатуры сечений выбираемых проводов можно определить границы интервалов экономических нагрузок, по которым выбирают провод. Рекомендуется выбирать не более трёх различных сечений проводов для одной сети.

В таблицу 4.8 сводят выбранные методом экономических интервалов марки, сечения и параметры проводов.

Таблица 4.8 – Параметры линий электропередачи сети 10 кВ

Участок сети	Мощность, кВ·А	Марка и сечение провода	Параметры провода [3]	
			r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км

Определение максимальных потерь напряжения в сети

Оценку положения наиболее нагруженной линии электропередачи сети 10 кВ выполняют по точкам раздела активной и реактивной мощностей, считая точки А и В принадлежащими одной электростанции (источнику).

Анализируя полученные результаты, определяют наиболее нагруженный участок. Следовательно, максимум потери напряжения в сети будет располагаться в конце этого участка. Определяют значение этого максимума и наибольшие потери напряжения в распределительной сети подстанции 3 при номинальном напряжении 10 кВ ($\Delta U_{\text{макс.}}$ и $\Delta U_{\text{мин}}$).

Проверка сети по допустимым отклонениям напряжения

Проверку сети по допустимым отклонениям напряжения проводят для режима встречного регулирования напряжения на ТП 3. Это позволяет определить отклонения напряжения на шинах ТП 3. Для этого составляю таблицу отклонений напряжения в распределительной сети 10 кВ с учётом допустимого изменения напряжения на зажимах нагрузки $\Delta U_{\text{н.доп}} = \pm 5\%$ (таблица 4.9). Отклонения напряжения на шинах подстанции, питающей распределительную сеть, известные из расчётов.

Таблица 4.9 – Отклонения напряжения в распределительной сети трансформаторной подстанции №3

Элемент установки	Нагрузка в сети, %			
	Ближняя ТП		Удалённая ТП	
	100%	25%	100%	25%
Шины ТП 3				
Сеть 10 кВ				
Трансформатор 10/0,38 кВ:				
надбавки				
потери				
Потребитель				

Литература

1. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства / В.Ю. Гессен и др. М.: Колос, 1981. 208 с.
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). СПб.: ДООЭКА, 2001. 564 с.
3. Электрические сети и системы в примерах и иллюстрациях / В.В. Ежков, Г.К. Зарудский, Э.Н. Зуев и др.; под ред. В.А. Строева. М.: Высш. шк., 1999. 352 с.
4. Будзко И.А., Лещинская Т.Б, Сукманов В.И. Электроснабжение сельского хозяйства. М.: Колос, 2000. 536 с.
5. Фёдоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1987. 368 с.
6. Справочник инженера-электрика сельскохозяйственного производства / под ред. В.А. Баутина. М.: Инфрагротех, 1999. 678 с.
7. Смирнов А.Д., Антипов К.М. Справочная книжка энергетика. М.: Энергоатомиздат, 1984. 440 с.

Приложение 1

Характеристики трансформаторов 110/10 кВ

Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения с регулированием напряжения (ПБВ) на стороне ВН в диапазоне $\pm 2 \times 2,5 \%$ и без ПБВ с системой охлаждения вида «Д», «ДЦ» предназначены для работы на электростанциях в блоке с генератором

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальное напряжение, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Масса, кг полная
	ВН	НН		холостого хода	короткого замыкания	
ТД-16000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	121	6,3; 10,5	Y _H /D-11	13,0	80,0	39500
ТД-25000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	121	6,3; 10,5	Y _H /D-11	19,0	120,0	***
ТД-40000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	121	6,3; 10,5	Y _H /D-11	23,0	160,0	65000
ТД-63000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	121	6,3; 10,5	Y _H /D-11	35,0	245,0	76600
ТД-63000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	121	6,3; 10,5	Y _H /D-11	35,0	320,0	75000
ТДЦ-63000/110-У1, ХЛ1, УХЛ1 СТО 15352615-023- 2011	121	10,5	Y _H /D-11	35,0	245,0	76600
ТД-80000/110-У1, СТО 15352615-023-2011	121	6,3; 10,5; 13,8	Y _H /D-11	40,0	310,0	96000
ТДЦ-80000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	121	6,3; 10,5; 13,8	н/D-11	40,0	310,0	***
ТДЦ-100000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023- 2011	121	10,5	Y _H /D-11	60,0	350,0	104000
ТДЦ-125000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023- 2011	121	10,5; 11,0; 13,8	Y _H /D-11	65,0	420,0	138000
ТДЦ-160000/110-У1, УХЛ1	121	10,5	Y _H /D-11	65,0	450,0	***
ТДЦ-200000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023- 2011	121	13,8; 15,0; 15,75; 18,0	Y _H /D-11	90,0	550,0	190000
ТДЦ-225000/110-У1, УХЛ1	121	15,0	Y _H /D-11	90,0	600,0	***

Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) в нейтрали ВН в диапазоне $\pm 16 \% \pm 9$ ступеней ($\pm 14,24 \% \pm 8$ ступеней) с системой охлаждения вида «М», «Д» или «ДЦ» предназначены для преобразования и передачи электрического переменного тока

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальное напряжение, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Масса, кг полная
	ВН	НН		холостого хода	короткого замыкания	
ТМН-2500/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	115	6,6; 11,0	Y _H /D-11	3,9	22,0	17000
ТМН-6300/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	115	6,6; 11,0	Y _H /D-11	6,5	35,0	28700
ТДН-10000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	115	6,3; 6,6; 10,5; 11,0; 16,5; 38,5	Y _H /D-11	10,0	56,0	33400
ТДН-10000/110-У1 сейсмостойкий	115	6,6; 11,0	Y _H /D-11	10,0	56,0	30210
ТМН-10000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	115	6,3; 6,6; 10,5; 11,0; 16,5; 38,5	Y _H /D-11	10,0	56,0	33400
ТМН-16000/110-У1 СТО 15352615-023-2011	115	6,6; 11,0	Y _H /D-11	12,0	83,0	45000
ТДН-16000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	115	6,6; 11,0	Y _H /D-11	12,0	83,0	45000
ТДН-16000/110-У1, УХЛ1** высокогорный, сейсмостойкий ТУ16 ИБМД.672538.019-2002	115	6,6	Y _H /D-11	16,5	85,0	45000
ТДН-25000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	115	6,3; 6,6; 10,5; 11,0; 38,5	Y _H /D-11	19,0	120,0	55000
ТРДН-25000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 6,6-6,6; 6,6-11,0; 10,5-10,5; 11,0-11,0	Y _H /D-D-11-11	19,0	120,0	55000
ТДН-32000/110-У1, УХЛ1	115	6,6; 11,0; 38,5	Y _H /D-11	25,0	160,0	***
ТРДН-32000/110-У1, УХЛ1	115	6,3-6,3; 6,6-6,6; 10,5-10,5; 11,0-11,0	Y _H /D-D-11-11	25,0	160,0	***
ТДН-40000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	115	6,6; 11,0; 38,5	Y _H /D-11	22,0	170,0	69000
ТРДН-40000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	115	6,3-6,3; 6,6-6,6; 10,5-10,5; 11,0-11,0	Y _H /D-D-11-11	22,0	170,0	69000
ТДН-63000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	115	6,6; 10,5; 11,0 38,5	Y _H /D-11	35,0	245,0	85000
ТРДН-63000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	115	6,3-6,3 6,6-6,6; 10,5-10,5; 11,0-11,0	Y _H /D-D-11-11	35,0	245,0	85000
ТРДЦН-63000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	115	6,3-6,3; 6,6-6,6; 10,5-10,5; 11,0-11,0	Y _H /D-D-11-11	35,0	245,0	85000
ТДН-80000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	115	6,3	Y _H /D-11	40,0	310,0	98700
ТРДН-80000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	115	6,3-6,3; 6,6-6,6; 10,5-10,5; 11,0-11,0	Y _H /D-D-11-11	40,0	310,0	98700
ТРДЦН-80000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	115	6,3-6,3; 6,6-6,6; 10,5-10,5; 11,0-11,0	Y _H /D-D-11-11	40,0	310,0	98700
ДЦН-125000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	115	10,5	Y _H /D-11	60,0	400,0	

Приложение 2 Характеристики проводов

Справочные данные для сталеалюминиевых проводов (АС)
Расчётные данные сопротивлений

Расчётные данные ВЛ 35-150 кВ со сталеалюминиевыми проводами (на 100 км)								
Номинальное сечение провода, мм ²	r ₀ , Ом / 100 км, при +20 °С	35 кВ	110 кВ			150 кВ		
		x ₀ , Ом / 100 км	x ₀ , Ом / 100 км	b ₀ , 10 ⁻⁴ См / 100 км.	q ₀ , Мвар / 100 км	x ₀ , Ом / 100 км	b ₀ , 10 ⁻⁴ См / 100 км.	q ₀ , Мвар / 100 км
50/9	65,0	43,5	-	-	-	-	-	-
70/11	42,8	43,2	44,4	2,55	3,4	46,0	2,46	5,5
95/16	30,6	42,1	43,4	2,61	3,5	45,0	2,52	5,7
120/19	24,9	41,4	42,7	2,66	3,55	44,1	2,56	5,8
150/24	19,8	40,6	42,0	2,7	3,6	43,4	2,61	5,9
185/29	16,2	-	41,3	2,75	3,7	42,9	2,645	5,95
240/32	12,0	-	40,5	2,81	3,75	42,0	2,7	6,1

Допустимые токовые нагрузки

Допустимые токовые нагрузки сталеалюминиевых (АС) проводов воздушных линий (при +25 °С)		
Марка провода	Вне помещений	Внутри помещений
АС - 16	105	75
АС - 25	130	100
АС - 35	175	135
АС - 50	210	165
АС - 70	265	210
АС - 95	330	260
АС - 120	380	305
АС - 150	445	360
АС - 185	510	425
АС - 240	605	505
АС - 300	690	580
АС - 400	825	710
АС - 500	945	815
АС - 600	1050	920
АСО - 700	1220	1075
АСУ - 120	375	-
АСУ - 150	450	-
АСУ - 185	515	-
АСУ - 240	610	-
АСУ - 300	705	-
АСУ - 400	850	-

**Справочные данные для алюминиевых проводов (А)
Расчётные данные сопротивлений**

Расчётные данные ВЛ 0.4 - 35 кВ с алюминиевыми (А) проводами (на 1 км)							
Номинальное сечение провода, мм ²	r ₀ , Ом / 1 км, при +20 °С	0,4 кВ	3 кВ	6 кВ	10 кВ	20 кВ	35 кВ
		x ₀ , Ом / 1 км	x ₀ , Ом / 1 км	x ₀ , Ом / 1 км	x ₀ , Ом / 1 км	x ₀ , Ом / 1 км	x ₀ , Ом / 1 км
16	1,980	0,377	0,391	0,391	-	-	-
25	1,280	0,363	0,377	0,377	-	-	-
35	0,920	0,352	0,366	0,366	-	-	-
50	0,640	0,341	0,355	0,355	-	-	-
70	0,420	0,327	0,341	0,341	0,410	0,410	0,444
95	0,340	0,318	0,332	0,332	0,401	0,401	0,434
120	0,270	0,310	0,324	0,324	0,393	0,393	0,427
150	0,210	0,305	0,319	0,319	0,388	0,388	0,420
185	0,170	0,302	0,313	0,313	0,382	0,382	0,413
240	0,131	0,298	-	-	0,374	0,374	0,405

Допустимые токовые нагрузки

Допустимые токовые нагрузки алюминиевых (А) проводов воздушных линий (при +25 °С)	
Марка провода	Длительно допустимый ток ,А
А - 16	105
А - 25	135
А - 35	170
А - 50	215
А - 70	265
А - 95	320
А - 120	375
А - 150	440
А - 185	500
А - 240	690

Учебное издание

Безик Валерий Александрович

Яковенко Николай Иванович

Никитин Антон Михайлович

Электроэнергетические системы и сети

Методические указания по выполнению курсовой работы
для студентов направления подготовки
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Редактор Павлютина И.П.

Подписано к печати 02.03.2020 г. Формат 60x84. 1/16.
Бумага офсетная. Усл. п. 1,86. Тираж 50 экз. Изд. № 6641.

Издательство Брянского государственного аграрного университета
243365, Брянская обл., Выгоничский район, с. Кокино, Брянский ГАУ