

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«КАЛИНИНГРАДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

К. В. Коротких

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

Учебно-методическое пособие по выполнению курсового проекта для
студентов, обучающихся в бакалавриате по направлению подготовки
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Калининград
Издательство ФГБОУ ВО «КГТУ»
2023

УДК 621.311

Рецензент

кандидат технических наук, доцент кафедры энергетики ФГБОУ ВО
«Калининградский государственный технический университет»

М. С. Харитонов

Коротких, К. В.

Электроэнергетические системы и сети: учеб.-методич. пособие по выполнению курсового проекта для студентов бакалавриата по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника / **К. В. Коротких**. – Калининград: ФГБОУ ВО «КГТУ», 2023. – 120 с.

Учебно-методическое пособие по выполнению курсового проекта содержит исходные данные, указания по выполнению расчётов, требования к структуре, содержанию и оформлению курсового проекта, описание организации защиты и критерии оценивания.

Табл. 53, рис. 51, список лит. – 10 наименований

Локальный электронный методический материал. Учебно-методическое пособие. Рекомендовано к использованию в учебном процессе методической комиссией института морских технологий, энергетики и строительства 31.05.2023 г., протокол № 09

УДК 621.311

© Федеральное государственное
бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Калининградский государственный
технический университет», 2023 г.
© Коротких К. В., 2023 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1. СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА	8
2. ЗАДАНИЕ К КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ	9
3. ТРЕБОВАНИЯ ПО ОФОРМЛЕНИЮ	16
4. ТРЕБОВАНИЯ ПО ЗАЩИТЕ	16
5. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РАСЧЁТОВ	17
5.1. Предварительный расчёт электрической сети	17
5.1.1. Краткая характеристика района и его потребителей	17
5.1.2. Построение годового графика нагрузок по продолжительности	21
5.1.3. Баланс активной и реактивной мощности.....	27
5.1.3.1. Баланс активной мощности	28
5.1.3.2. Баланс реактивной мощности	30
5.1.4. Выбор конструктивных элементов электрической сети	33
5.1.4.1. Выбор фундаментов воздушных линий	34
5.1.4.2. Выбор опор воздушных линий.....	34
5.1.4.3. Выбор проводов воздушных линий.....	35
5.1.4.4. Выбор расположения проводов воздушных линий	36
5.1.5. Формирование вариантов схем электроснабжения и их анализ.....	37
5.1.6. Расчёт приближённого потокораспределения	40
5.1.7. Выбор номинального напряжения сети	46
5.1.8. Выбор сечения проводов ЛЭП	49
5.1.9. Механический расчёт ЛЭП.....	53
5.1.9.1. Удельные механические нагрузки на провода и тросы.....	55
5.1.9.2. Критические пролёты.....	60
5.1.10. Проверка сети по потере напряжения в нормальном и послеаварийном режиме... ..	67
5.1.11. Проверка расчётов в программном комплексе RastrWin3	70
5.1.12. Формирование схем электрических соединений вариантов сети	72
5.1.13. Выбор числа и мощностей силовых трансформаторов	78
5.2. Техничко-экономическое сравнение вариантов схем электрической сети и выбор рационального варианта.....	79
5.2.1. Техничко-экономические показатели.....	79

5.2.1.1. Капитальные вложения	80
5.2.1.2. Эксплуатационные расходы (издержки)	86
5.2.1.3. Приведенные затраты	88
5.3. Расчет установившихся режимов выбранного варианта сети	89
5.3.1. Формирование схемы замещения сети	90
5.3.2. Определение расчетных нагрузок подстанций в режимах: максимальных нагрузок, минимальных нагрузок и послеаварийном режиме	93
5.3.3. Электрический расчет режимов сети	98
5.3.4. Выбор регулировочных ответвлений трансформаторов	110
5.3.5. Проверочный расчет баланса активной и реактивной мощности	115
СПИСОК ИСТОЧНИКОВ	117
Приложение А. Образец титульного листа	119

ВВЕДЕНИЕ

Дисциплина «Электроэнергетические системы и сети» входит в состав основной профессиональной образовательной программы бакалавриата по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

Дисциплина «Электроэнергетические системы и сети» является вариативной дисциплиной, формирующей у обучающихся готовность к использованию системы знаний в области использования электроэнергетических сетей и систем для передачи электрической энергии, а также международного и отечественного опыта в этой области.

Целью дисциплины является знакомство обучающихся с основными принципами использования электроэнергетических сетей и систем для передачи электрической энергии.

Задачи изучения дисциплины:

- изучение теории передачи электрической энергии переменным током, физики процессов, происходящих в электрических сетях и системах, способов моделирования элементов и электрической сети в целом;
- освоение методов расчётов эксплуатационных режимов электроэнергетических сетей и систем;
- приобретение навыков и представлений о требованиях к улучшению режимов электрических сетей и об условиях оптимального управления.

В результате освоения дисциплины студент должен:

- **знать** схемы электроэнергетических систем и сетей, конструктивное выполнение воздушных и кабельных линий электропередачи; основные математические соотношения, характеризующие работу электроэнергетических систем;
- **уметь** применять, эксплуатировать и производить выбор оборудования электроэнергетических систем и сетей;
- **владеть** методами анализа режимов работы электроэнергетических систем; методами расчёта параметров электроэнергетических сетей и систем, навыками исследовательской работы.

Задание к курсовому проекту обучающиеся получают в начале семестра.

Целью выполнения курсового проекта является закрепление умений и систематизирование знаний, полученные по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети», а также в смежных дисциплинах. При этом обучающиеся закрепляют, углубляют и обобщают теоретические вопросы.

Задачами выполнения курсового проекта являются:

- закрепление, расширение и углубление знаний, полученных в теоретическом курсе, на лабораторных занятиях;
- приобретение практических навыков самостоятельного решения инженерных задач;
- развитие творческих способностей в профессиональной области;

- обучение пользованию технической, нормативной и справочной литературой.

В результате выполнения курсового проекта студент должен:

- **знать** главные схемы распределительных устройств подстанций 35–220 кВ;

- **уметь** формировать различные по конфигурации схемы электрических сетей, выбирать наиболее рациональные технические решения и наилучшие параметры этих решений;

- **владеть** навыками технико-экономического обоснования выбора решения, определяющего оптимальный вариант электрической сети, обеспечивающего потребителей качественной электроэнергией, бесперебойностью электрообеспечения при рациональном сочетании затрат на сооружение и эксплуатацию.

Критерии оценивания различаются для расчётной части и устных ответов при защите курсового проекта. По результатам выполнения расчётной части и последующей защиты проекта оценка выставляется по пятибалльной шкале в соответствии с универсальной системой оценивания (табл. 1 и 2).

Таблица 1 – Система и критерии оценивания расчётной части

Система оценок	Критерий
«зачтено»	Методика и порядок расчёта верные. Ошибки отсутствуют, либо имеются незначительные вычислительные ошибки
«зачтено»	Методика и порядок расчета верные. Имеются вычислительные ошибки, обусловленные невнимательностью при расчётах, которые не привели к существенному искажению результата
«зачтено»	Имеются незначительные ошибки в методологии, ошибки в промежуточных расчётах, обусловленные неполным пониманием принципа расчёта, при этом конечный результат имеет приемлемые отклонения
«не зачтено»	Применена неверная методология, нарушен порядок расчёта, имеется серьёзная системная ошибка, обусловленная непониманием принципа расчёта и приведшие к ошибочному результату

Таблица 2 – Система и критерии оценивания защиты курсового проекта

Система оценок Критерий	2	3	4	5
	0-40 %	41-60 %	61-80 %	81-100 %
	«неудовлетворительно»	«удовлетворительно»	«хорошо»	«отлично»
	«не зачтено»	«зачтено»		
1. Системность и полнота знаний в отношении изучаемых объектов	Обладает частичными и разрозненными знаниями, которые не может научно корректно связывать между собой (только некоторые из которых может связывать между собой)	Обладает минимальным набором знаний, необходимым для системного взгляда на изучаемый объект	Обладает набором знаний, достаточным для системного взгляда на изучаемый объект	Обладает полнотой знаний и системным взглядом на изучаемый объект
2. Работа с информацией	Не в состоянии находить необходимую информацию, либо в состоянии находить отдельные фрагменты информации в рамках поставленной задачи	Может найти необходимую информацию в рамках поставленной задачи	Может найти, интерпретировать и систематизировать необходимую информацию в рамках поставленной задачи	Может найти, систематизировать необходимую информацию, а также выявить новые, дополнительные источники информации в рамках поставленной задачи
3. Научное осмысление изучаемого явления, процесса, объекта	Не может делать научно корректных выводов из имеющихся у него сведений, в состоянии проанализировать только некоторые из имеющихся у него сведений	В состоянии осуществлять научно корректный анализ предоставленной информации	В состоянии осуществлять систематический и научно корректный анализ предоставленной информации, вовлекает в исследование новые релевантные задачи данные	В состоянии осуществлять систематический и научно корректный анализ предоставленной информации, вовлекает в исследование новые релевантные поставленной задаче данные, предлагает новые ракурсы поставленной задачи
4. Освоение стандартных алгоритмов решения профессиональных задач	В состоянии решать только фрагменты поставленной задачи в соответствии с заданным алгоритмом, не освоил предложенный алгоритм, допускает ошибки	В состоянии решать поставленные задачи в соответствии с заданным алгоритмом	В состоянии решать поставленные задачи в соответствии с заданным алгоритмом, понимает основы предложенного алгоритма	Не только владеет алгоритмом и понимает его основы, но и предлагает новые решения в рамках поставленной задачи

1. СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Завершённый курсовой проект должен включать обязательные структурные элементы:

- титульный лист;
- содержание;
- введение;
- задание к курсовому проекту;
- основная часть с разбивкой по разделам;
- заключение;
- список использованных источников;

Титульный лист:

Форма титульного листа и образец его заполнения приведены в Приложении А.

Содержание:

Содержание должно отражать все разделы, включённые в курсовой проект, с указанием страниц, на которых они начинаются.

Введение:

В разделе «Введение» кратко формулируются цель и задачи курсового проекта, указываются особенности, техническое и практическое значение, основные направления предлагаемых решений. Во введении следует раскрыть актуальность вопросов темы, охарактеризовать проблему, к которой относится тема, перечислить методы и средства, с помощью которых будут решаться поставленные задачи.

Техническое задание:

Курсовой проект должен выполняться на основе задания, содержащего исходные данные по проектированию районной электрической сети 35–220 кВ, предназначенной для электроснабжения территориального района, содержащего несколько узлов нагрузки.

Основная часть:

Основная (расчётная) часть работы включает следующие вопросы:

- предварительный расчёт электрической сети;
- технико-экономическое сравнение вариантов схем электрической сети и выбор рационального варианта;
- расчёт установившихся режимов выбранного варианта сети.

Заключение:

В заключении сообщаются основные результаты выполненной работы.

Список использованных источников:

В список использованных источников включаются непосредственно использованные, на которые имеются ссылки в текстовом документе. Источники в списке нумеруют в порядке их упоминания в тексте.

2. ЗАДАНИЕ К КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ

Задаaniem к курсовому проекту служит разработка электрической сети 35–220 кВ, предназначенной для электроснабжения территориального района, содержащего несколько узлов нагрузки.

В учебно-методическом пособии приводятся примеры решения отдельных этапов проектирования электрической сети, а также необходимые справочные материалы.

Варианты исходных данных для проектирования электрической сети приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Варианты заданий к курсовому проекту

Вариант №	Район №	Масштаб: 1 см – 1 км	Мощности подстанций и координаты их относительного расположения на ситуационном плане										
			Подстанции										
			№1 ЦП	№2		№3		№4		№5		№6	
			х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	20	135	13	50	22	70	40	80	30	135	25	80
			175	0,75	150	0,80	130	0,90	170	0,85	170	0,85	200
2	2	30	150	120	30	100	35	80	100	90	70	0,40	100
			115	0,90	100	0,84	70	0,88	150	0,92	120	0,80	70
3	3	20	140	20	35	12	90	10	145	18	33	22	90
			122	0,83	240	0,86	220	0,88	200	0,92	175	0,90	150
4	4	10	125	5	90	8	130	7	170	8	155	9	40
			80	0,85	185	0,86	160	0,82	170	0,80	120	0,92	85
5	5	5	80	35	40	41	53	30	42	22	90	24	94
			105	0,88	70	0,90	82	0,94	97	0,81	70	0,86	62
6	6	5	80	30	45	40	50	34	40	20	60	32	80
			100	0,86	70	0,92	82	0,88	95	0,83	105	0,84	80
7	7	5	90	22	65	16	70	20	50	33	60	24	85
			135	0,82	95	0,86	115	0,93	120	0,90	135	0,85	105
8	8	20	100	28	170	40	60	24	140	17	75	36	140
			80	0,95	125	0,85	65	0,84	125	0,86	125	0,88	175
9	9	30	30	100	40	50	70	35	90	66	80	42	80
			160	0,94	120	0,88	130	0,86	130	0,94	115	0,90	150
10	10	40	110	150	70	120	70	200	45	100	60	80	110
			110	0,88	150	0,84	130	0,90	130	0,80	100	0,86	160
11	1	20	80	35	40	20	120	10,5	40	24	85	12,5	55
			130	0,85	80	0,80	84	0,90	110	0,94	105	0,90	130

Продолжение таблицы 3

Вариант №	Район №	Масштаб: 1 см – 1 км	Мощности подстанций и координаты их относительного расположения на ситуационном плане										
			Подстанции										
			№1 ЦП	№2		№3		№4		№5		№6	
			х, у, мм	P _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	P _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	P _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	P _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	P _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
12	2	40	105	10	35	13	77	6	115	8	90	9	60
			90	0,88	120	0,80	125	0,90	125	0,85	70	0,75	90
13	3	5	95	13	40	17	85	9	60	15	55	20	85
			50	0,80	85	0,90	75	0,75	80	0,80	55	0,90	70
14	4	5	110	55	30	96	50	66	75	107	100	83	85
			140	0,85	90	0,92	110	0,92	85	0,85	85	0,90	110
15	5	10	35	7	130	4	70	5	35	3	75	6	100
			45	0,78	120	0,76	110	0,80	75	0,81	60	0,77	35
16	6	40	125	160	80	150	100	27	75	18	95	14	110
			100	0,80	80	0,85	80	0,85	70	0,80	70	0,75	70
17	7	40	133	240	85	33	80	41	80	37	90	24	100
			90	0,90	80	0,85	70	0,88	60	0,90	70	0,85	70
18	8	40	140	55	60	88	92	90	100	80	70	113	105
			80	0,92	85	0,94	95	0,92	75	0,85	35	0,85	30
19	9	5	105	9	60	5	70	7	65	5	73	11	90
			90	0,85	125	0,85	115	0,95	115	0,90	90	0,90	105
20	10	40	80	20	45	33	60	120	120	144	140	105	140
			120	0,85	113	0,85	115	0,90	120	0,92	135	0,92	113
21	1	10	105	9	40	10	50	8	70	14	77	13	90
			126	0,92	125	0,92	120	0,90	130	0,80	115	0,90	140
22	2	30	125	30	85	20	80	17	90	10	90	13	100
			130	0,92	120	0,90	115	0,80	100	0,95	110	0,80	110
23	3	30	135	75	60	90	90	95	100	80	70	123	115
			130	0,85	103	0,94	113	0,82	92	0,92	58	0,85	52
24	4	10	130	8	65	9	95	10	105	6	75	12	120
			90	0,90	105	0,90	110	0,85	95	0,80	60	0,85	50
25	5	20	110	9	40	13	50	8	70	14	80	17	90
			125	0,85	120	0,90	120	0,92	125	0,85	115	0,92	140
26	6	20	122	135	80	113	100	22	75	27	90	19	110
			100	0,90	80	0,85	80	0,88	70	0,90	70	0,80	70
27	7	40	85	45	70	60	88	30	70	24	45	15	60
			55	0,80	90	0,83	90	0,80	60	0,85	60	0,85	50
28	8	50	90	52	65	55	90	28	72	22	48	20	60
			50	0,92	92	0,82	95	0,88	62	0,90	55	0,82	45

Продолжение таблицы 3

Вариант №	Район №	Масштаб: 1 см – 1 км	Мощности подстанций и координаты их относительного расположения на ситуационном плане										
			Подстанции										
			№1 ЦП	№2		№3		№4		№5		№6	
			х, у, мм	P _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	P _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	P _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	P _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	P _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
29	9	20	100	13	90	17	110	18	105	20	85	25	67
			65	0,63	90	0,85	85	0,92	46	0,95	55	0,95	50
30	10	10	105	13	90	17	110	22	80	20	85	25	70
			70	0,83	90	0,85	85	0,83	40	0,95	55	0,92	50
31	1	50	85	120	50	60	62	70	80	90	70	80	93
			75	0,88	70	0,83	58	0,92	56	0,92	43	0,83	44
32	2	40	120	150	100	70	90	60	50	30	95	19	100
			80	0,80	85	0,80	55	0,77	30	0,82	40	0,82	25
33	3	40	130	150	95	80	90	66	110	43	72	48	65
			70	0,92	90	0,80	50	0,83	40	0,85	42	0,85	35
34	4	10	120	22	77	34	95	31	75	32	95	27	105
			75	0,90	106	0,94	84	0,80	75	0,94	34	0,92	120
35	5	40	120	100	100	70	90	60	120	29	75	20	70
			80	0,80	85	0,80	55	0,77	30	0,82	40	0,82	30
36	6	10	95	58	50	4	65	6	93	0,40	75	66	95
			100	0,90	110	0,85	135	0,80	137	0,80	85	0,90	80
37	7	30	95	85	50	48	65	90	93	80	75	144	95
			100	0,90	110	0,92	135	0,90	135	0,92	85	0,80	80
38	8	30	70	130	70	100	95	90	44	140	68	100	100
			70	0,86	88	0,95	90	0,80	60	0,95	50	0,90	60
39	9	20	70	30	70	50	95	28	44	33	68	30	100
			90	0,87	108	0,90	110	0,80	80	0,88	70	0,94	80
40	10	5	137	5	85	7	100	8	100	12	125	6	150
			62	0,90	120	0,80	100	0,90	80	0,90	90	0,80	100
41	1	20	100	55	90	33	88	50	115	44	138	28	120
			70	0,92	110	0,84	90	0,90	110	0,94	115	0,90	120
42	2	10	100	7	72	12	80	10	70	13	100	5	115
			60	0,92	113	0,92	98	0,80	50	0,90	80	0,85	115
43	3	50	95	110	65	70	57	100	90	60	120	140	85
			130	0,85	130	0,80	160	0,93	150	0,93	150	0,90	105
44	4	20	100	26	72	44	80	35	70	50	100	25	110
			60	0,94	110	0,90	100	0,90	55	0,85	80	0,92	110
45	5	40	130	100	90	140	90	120	90	70	110	60	110
			60	0,80	110	0,85	115	0,90	80	0,94	104	0,92	86

Продолжение таблицы 3

Вариант №	Район №	Масштаб: 1 см – 1 км	Мощности подстанций и координаты их относительного расположения на ситуационном плане										
			Подстанции										
			№1 ЦП	№2		№3		№4		№5		№6	
			х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
46	6	50	10	16	42	14	41	24	62	12	32	10	40
			65	0,75	56	0,73	38	0,77	45	0,80	16	0,85	10
47	7	40	20	26	50	16	65	19	60	23	17	10	48
			55	0,70	50	0,75	75	0,78	40	0,80	20	0,85	26
48	8	20	5	20	35	13	40	16	45	17	65	9	30
			60	0,78	35	0,80	65	0,75	45	0,80	35	0,76	45
49	9	10	0	30	13	42	32	24	60	32	60	20	65
			0	0,80	52	0,83	65	0,85	60	0,85	35	0,75	45
50	10	20	70	22	40	10	58	18	60	12	12	5	19
			0	0,85	50	0,83	48	0,79	65	0,75	44	0,78	49
51	1	25	10	17	29	20	44	14	24	19	22	11	33
			30	0,75	34	0,79	20	0,80	14	0,83	49	0,85	55
52	2	40	10	17	30	26	35	15	55	12	50	14	60
			60	0,78	40	0,80	28	0,75	65	0,82	35	0,85	60
53	3	20	140	20	28	15	30	10	116	18	120	5	80
			140	0,78	68	0,75	116	0,77	108	0,78	50	0,80	30
54	4	25	35	25	50	12	65	14	65	22	10	11	5
			0	0,68	70	0,70	100	0,75	40	0,78	60	0,80	50
55	5	10	150	28	38	15	80	9	107	16	109	12	82
			150	0,69	98	0,67	126	0,70	98	0,75	68	0,80	60
56	6	10	35	64	30	32	35	36	65	48	55	28	62
			70	0,85	35	0,82	60	0,75	63	0,78	43	0,80	35
57	7	30	0	38	10	26	20	16	49	19	60	15	56
			70	0,80	35	0,75	63	0,77	60	0,79	36	0,85	25
58	8	50	10	19	55	10	39	20	38	15	21	5	29
			80	0,85	55	0,78	39	0,75	58	0,73	26	0,80	21
59	9	25	50	42	40	21	52	13	10	18	60	12	15
			70	0,80	25	0,75	5	0,77	30	0,69	30	0,70	25
60	10	20	0	33	66	17	49	20	10	24	20	19	57
			0	0,82	30	0,78	20	0,75	40	0,77	45	0,75	49
61	1	30	50	40	35	26	38	20	65	28	57	22	50
			70	0,68	58	0,70	40	0,75	48	0,78	60	0,80	35
62	2	40	70	29	17	31	34	23	5	17	50	15	60
			0	0,82	19	0,87	10	0,75	7	0,77	53	0,85	63

Продолжение таблицы 3

Вариант №	Район №	Масштаб: 1 см – 1 км	Мощности подстанций и координаты их относительного расположения на ситуационном плане										
			Подстанции										
			№1 ЦП	№2		№3		№4		№5		№6	
			х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
63	3	20	0	100	8	76	28	144	28	64	60	40	49
			60	0,80	19	0,82	9	0,78	68	0,77	56	0,85	52
64	4	25	70	32	45	18	49	20	66	16	63	12	63
			10	0,67	20	0,80	36	0,75	39	0,70	18	0,82	52
65	5	30	60	40	30	29	49	11	50	18	28	23	55
			80	0,79	33	0,80	27	0,85	45	0,78	55	0,80	21
66	6	10	0	18	72	70	80	110	30	12	82	56	110
			0	0,75	82	0,83	44	0,77	60	0,80	132	0,85	130
67	7	40	35	52	20	24	22	30	31	38	18	12	20
			35	0,73	19	0,75	28	0,78	22	0,80	8	0,85	5
68	8	50	35	50	24	35	31	40	32	26	9	23	12
			0	0,78	26	0,84	32	0,75	25	0,80	9	0,82	13
69	9	10	0	15	68	21	80	12	96	16	130	10	120
			70	0,80	68	0,83	132	0,85	96	0,79	130	0,75	90
70	10	40	0	27	13	15	32	23	58	17	59	10	65
			0	0,85	53	0,83	65	0,79	58	0,75	35	0,78	43
71	1	20	40	26	40	32	58	28	62	38	11	14	18
			70	0,75	50	0,79	48	0,80	66	0,83	44	0,85	50
72	2	25	70	34	30	52	44	30	24	24	22	28	33
			35	0,78	35	0,80	21	0,75	14	0,82	50	0,85	56
73	3	50	35	19	15	13	18	11	27	16	24	7	30
			17	0,78	19	0,75	18	0,77	33	0,78	17	0,80	30
74	4	20	0	30	14	17	30	19	58	27	60	16	40
			0	0,78	34	0,80	59	0,75	54	0,88	25	0,82	12
75	5	30	50	23	50	10	64	14	65	11	10	7	5
			80	0,79	35	0,77	50	0,70	20	0,75	30	0,8	25
76	6	40	35	32	9	16	20	18	27	24	27	14	21
			30	0,85	24	0,82	32	0,75	24	0,78	17	0,80	15
77	7	25	35	76	18	52	18	32	33	38	28	30	31
			0	0,80	17	0,75	31	0,77	31	0,79	22	0,85	18
78	8	50	0	87	5	100	10	20	25	30	30	15	28
			40	0,85	18	0,78	32	0,75	30	0,73	18	0,80	13
79	9	30	25	84	28	42	20	26	19	36	11	24	14
			35	0,80	27	0,75	20	0,77	29	0,69	13	0,70	10

Продолжение таблицы 3

Вариант №	Район №	Масштаб: 1 см – 1 км	Мощности подстанций и координаты их относительного расположения на ситуационном плане										
			Подстанции										
			№1 ЦП	№2		№3		№4		№5		№6	
			х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
80	10	10	60	66	40	34	52	40	10	48	22	38	29
			60	0,82	25	0,78	5	0,75	30	0,77	25	0,76	20
81	1	50	10	20	57	13	66	10	50	14	10	11	20
			10	0,68	48	0,70	30	0,75	20	0,77	40	0,80	45
82	2	40	70	24	35	26	38	18	64	12	57	10	50
			0	0,82	58	0,87	38	0,75	48	0,77	62	0,85	36
83	3	30	50	25	17	19	34	36	5	16	50	10	60
			20	0,80	18	0,82	8	0,78	6	0,77	52	0,85	62
84	4	25	15	64	4	36	14	40	24	32	30	24	24
			25	0,67	9	0,80	4	0,75	34	0,70	28	0,82	26
85	5	20	70	50	45	39	49	21	65	28	63	33	63
			0	0,79	20	0,80	36	0,85	39	0,76	18	0,82	52
86	6	10	0	76	40	56	49	88	50	48	38	32	55
			0	0,75	32	0,73	26	0,77	45	0,80	56	0,85	20
87	7	20	60	26	36	12	39	15	15	19	40	6	55
			30	0,70	40	0,75	23	0,78	30	0,80	65	0,85	65
88	8	30	70	25	40	18	43	21	62	16	36	14	40
			70	0,78	38	0,80	56	0,75	44	0,82	16	0,85	11
89	9	40	25	20	24	26	31	17	32	21	9	15	12
			15	0,80	25	0,83	32	0,85	25	0,79	9	0,75	13
90	10	20	70	25	34	13	41	20	46	15	65	1	60
			0	0,85	34	0,83	66	0,79	47	0,75	65	0,78	44
91	1	30	70	13	14	16	32	14	58	19	59	7	65
			70	0,75	53	0,79	64	0,80	58	0,83	34	0,85	42
92	2	40	35	29	20	23	29	21	31	26	5	17	9
			20	0,78	25	0,76	24	0,77	33	0,79	22	0,80	24
93	3	50	0	20	15	7	12	9	11	17	17	6	22
			0	0,68	17	0,70	7	0,75	24	0,78	27	0,80	10
94	4	40	0	33	15	15	17	19	27	21	25	17	30
			35	0,69	20	0,67	14	0,77	33	0,75	17	0,80	30
95	5	30	70	48	14	24	30	27	58	36	60	21	39
			70	0,85	34	0,82	59	0,75	53	0,78	25	0,80	10
96	6	20	35	57	50	39	64	24	65	28	9	23	5
			0	0,80	35	0,75	50	0,77	20	0,79	30	0,85	24

Продолжение таблицы 3

Вариант №	Район №	Масштаб: 1 см – 1 км	Мощности подстанций и координаты их относительного расположения на ситуационном плане										
			Подстанции										
			№1 ЦП	№2		№3		№4		№5		№6	
			х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм	Р _{макс} , МВт; cosφ	х, у, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
97	7	10	140	38	38	30	78	22	107	37	109	15	82
			140	0,85	100	0,78	127	0,75	98	0,73	69	0,80	59
98	8	20	70	63	35	32	35	19	65	27	56	18	63
			0	0,80	35	0,75	62	0,77	63	0,69	43	0,70	36
99	9	30	0	38	10	22	20	85	49	29	60	24	56
			0	0,82	35	0,78	64	0,75	60	0,77	35	0,76	25

Кроме исходных данных, представленных в таблице 3 для проектирования, необходимо задать ещё ряд параметров и установить ряд ограничений:

- географическое расположение источника (центра питания) и пунктов потребления электроэнергии на плане местности задано координатами (х, у). С реальными координатами на местности они соотносятся через заданный масштаб (1 см – 1 км).
- узловая подстанция №1 полностью покрывает нагрузку района по активной мощности и является балансирующим узлом (узел, принимающий на себя возникающие в сети небалансы мощности).
- в пункте с наименьшей нагрузкой подключены потребители только третьей категории. В двух следующих пунктах с наименьшими нагрузками подключены потребители только второй и третьей категорий (60% и 40% соответственно). На остальных подстанциях потребители первой категории составляют 40%, второй и третьей – по 30%. Номинальное напряжение вторичной сети принимают равными 10 кВ или 20 кВ.

3. ТРЕБОВАНИЯ ПО ОФОРМЛЕНИЮ

Курсовой проект допускается оформлять в редакторе MS Word. Для расчётов, построения графиков и электрических схем рекомендуется использование комплексов Mathcad, MS Excel, MS Visio.

Общие требования:

Пояснительная записка должна содержать обязательные структурные элементы (раздел 1). Текстовая часть пояснительной записки оформляется в соответствии с требованиями ГОСТ 2.105-95. На все рисунки и таблицы должны быть ссылки в тексте, например, «(Рисунок 1)», «приведены в таблице 1». Подписи таблиц и рисунков по форме «Таблица 1 – Название» (над таблицей, выравнивание по левому краю без отступа), «Рисунок 1 – Название» (под рисунком, выравнивание посередине). Ссылки на литературу оформляются в [скобках]. Нумерация источников – сквозная по первому упоминанию.

Требования при оформлении в MS Word:

- поля документа: левое – 30 мм, правое – 10 мм, верхнее и нижнее – 15 мм;
- шрифт – Times New Roman, размер (кегель) – 13–14;
- выравнивание шрифта – по ширине;
- расстановка переносов – автоматическая;
- межстрочный интервал – 1,5;
- отступ первой строки абзаца – 1,25 см;
- выравнивание рисунков – по центру без отступа;
- выравнивание таблиц – по ширине окна, без отступа;
- нумерация страниц – по центру внизу страницы;
- расчётная часть должна иметь чёткую структуру. Таблицы и рисунки должны иметь названия с конкретным указанием отображаемых параметров.

4. ТРЕБОВАНИЯ ПО ЗАЩИТЕ

Защита курсового проекта проводится после предоставления завершённой работы и устранения всех замечаний по расчётной части.

Защита контрольной работы проходит в виде публичной защиты. Проведение защиты способствует формированию навыков публичного выступления, используемых в дальнейшем при защите дипломного проекта. Для защиты формируют список из группы студентов по мере готовности курсовых проектов. Для выступления докладчику предоставляют 3–5 минут. В докладе отражают актуальность тематики курсового проекта, постановку задачи, использованные расчётные методики, принятые решения и полученные результаты.

По результатам защиты руководитель принимает аттестационное решение об уровне успешности выполнения проекта.

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РАСЧЁТОВ

5.1. Предварительный расчёт электрической сети

5.1.1. Краткая характеристика района и его потребителей

При проектировании электрических сетей должны учитываться климатические условия:

- средняя скорость и давление ветра;
- толщина стенки гололеда;
- среднемесячная температура воздуха в зимний и летний периоды;
- отклонение средней температуры воздуха наиболее холодных суток от среднемесячной;
- максимальная температура, зафиксированная в регионе;
- минимальная температура, зафиксированная в регионе;
- расчётное значение веса снегового покрова земли;
- местоположение объекта относительно ветровых, снеговых, сейсмических районов;
- интенсивность грозовой деятельности;
- основные и сопутствующие породы;
- рельеф местности;
- пляска проводов и их вибрация.

Определение расчётных условий должно производиться на основании соответствующих карт климатического районирования, приведенных в справочной литературе [1].

В целом в данном пункте должно быть приведено:

- географическое расположение района;
- климатические условия для проектируемого района согласно картам районирования;
- определение протяженности трасс воздушных линий электропередачи (ВЛ) между пунктами сети.

Расстояние по воздушной прямой между пунктами электрической сети определяется по выражению, км:

$$l^B = m \cdot l^H, \quad (1)$$

где m – заданный масштаб, км/см;

l^H – расстояние между пунктами сети, измеренное на генплане.

Протяжённость трассы между пунктами электрической сети с учётом неравномерности рельефа местности, км:

$$l = k \cdot l^B, \quad (2)$$

где k – поправочный коэффициент на удлинение трасс сетей, о.е.

Величина поправочного коэффициента может быть принята в соответствии с таблицей 4.

Таблица 4 – Величина поправочного коэффициента на удлинение трасс сетей

Район проектирования	Значение коэффициента k , о.е.
Центральный район России, Средняя Волга, Урал	1,16
Северо-запад России, Центральная Сибирь, Дальний Восток, Магаданская энергосистема, Якутская энергосистема, Камчатская энергосистема	1,2
Юг России, Северный Кавказ	1,26

Расчёт расстояний по воздушной прямой и протяженности трасс рекомендуется свести в таблицу 5.

Расстояния по воздушной прямой (l^B) между пунктами сети заносятся в правую верхнюю часть таблицы, а протяженности трасс (l) между пунктами сети – в левую нижнюю часть таблицы.

Таблица 5 – Протяжённость трасс электрической сети

Пункты сети	Расстояние по воздушной прямой (l^B) и протяженности трасс (l) между пунктами электрической сети					
	РЭС (ЦП)	Пункт 1	Пункт 2	Пункт 3	Пункт 4	Пункт 5
РЭС (ЦП)						
Пункт 1						
Пункт 2						
Пункт 3						
Пункт 4						
Пункт 5						
l						

Пример 5.1.1. Электрическая сеть проектируется для Калининградской области в соответствии с исходными данными (табл. 6).

Таблица 6 – Исходные данные для проектирования районной сети

Данные	Источники и пункты потребления электроэнергии					
	РЭС (ЦП)	П/ст. 1	П/ст. 2	П/ст. 3	П/ст. 4	П/ст. 5
Нагрузка $P_{\text{макс}}, \text{МВт} / \cos\varphi$	-	13/0,8	17/0,9	9/0,75	15/0,8	20/0,9
Координаты $X / Y, \text{мм}$	95/50	40/85	85/75	60/80	55/55	100/65

Калининград входит в состав Северо-Западного федерального округа и образует Калининградский экономический район. Калининградская область – самый западный регион России (рис. 1).

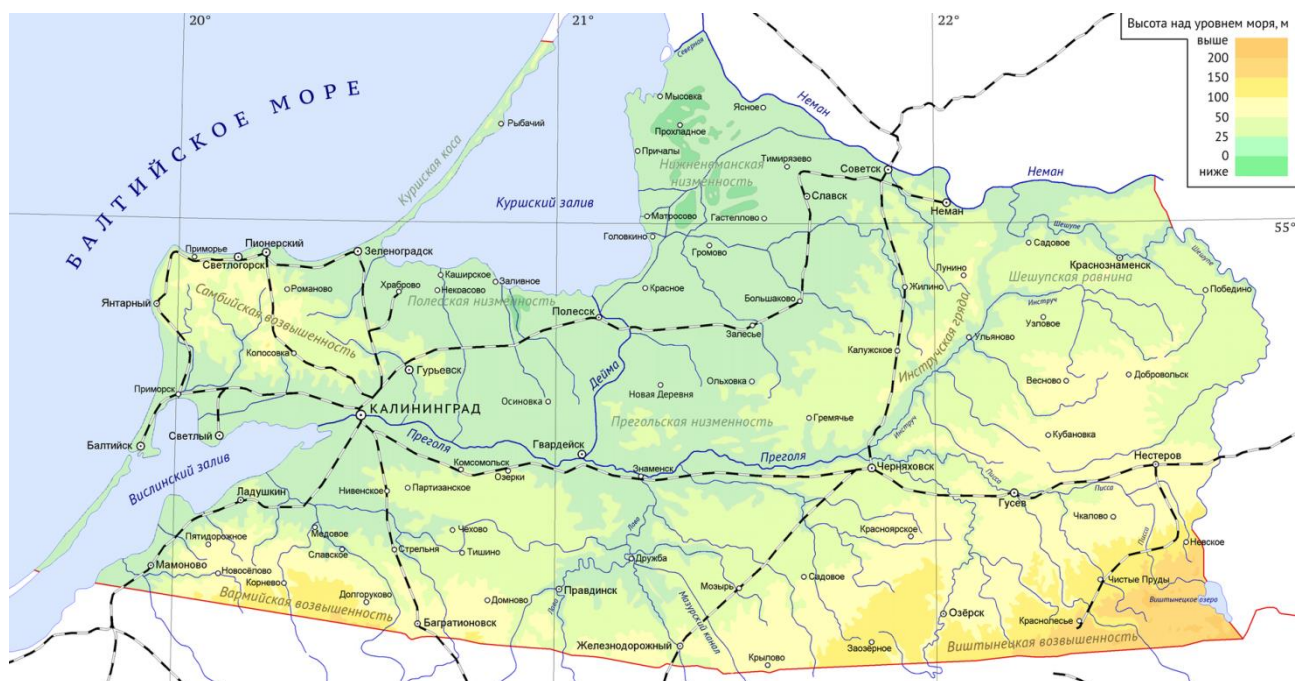


Рисунок 1 – Карта Калининградской области

Преобладающей породой в Калининградской области является суглинок. Менее встречающиеся породы в Калининградской области – глина и песок (рис. 2).

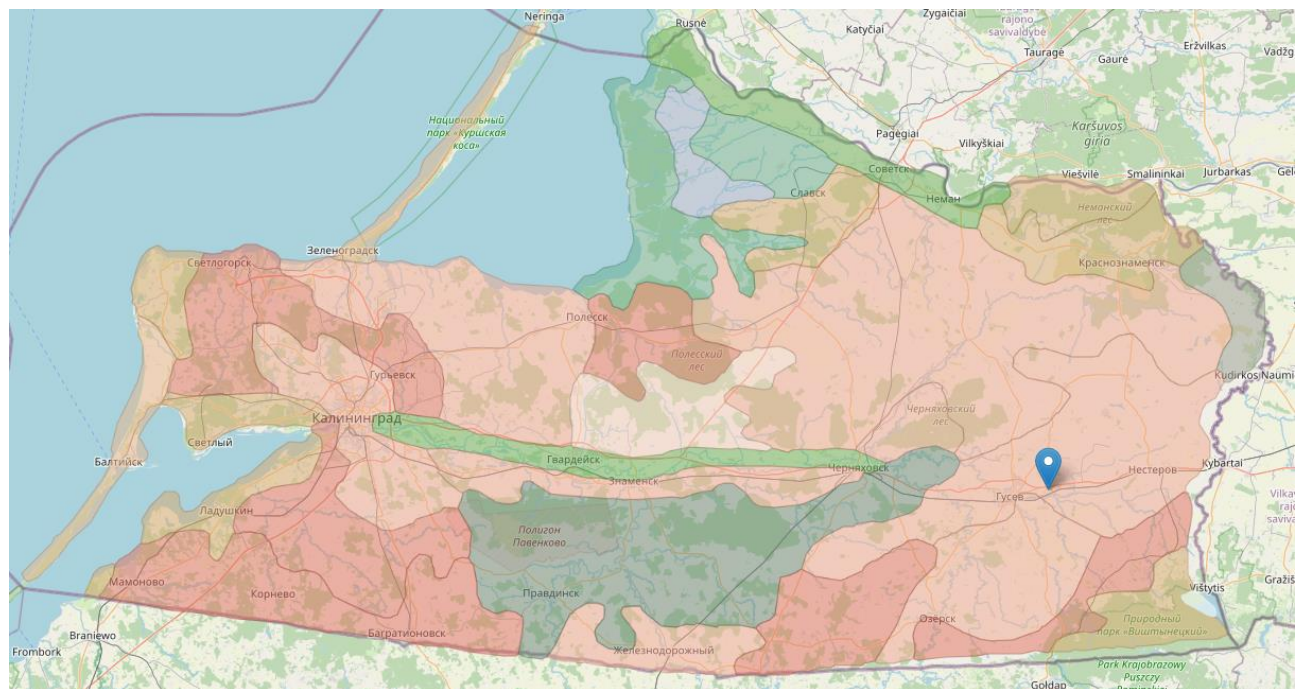


Рисунок 2 – Почвенная карта Калининградской области

Определим расчётные условия для Калининградской области на основании соответствующих карт климатического районирования:

- по давлению ветра Калининградская область относится ко 2-му району, где нормативное значение ветрового давления составляет 0,30 кПа;

- средняя скорость ветра в зимний период составляет 5 м/с;
- по толщине стенки гололеда Калининградская область относится к 1-му району, где нормативная толщина стенки гололёда составляет 10 мм;
- среднемесячная температура воздуха в летний период составляет 20°;
- среднемесячная температура воздуха в зимний период составляет 5°;
- отклонение средней температуры воздуха наиболее холодных суток от среднемесячной температуры составляет 15°;
- максимальная зафиксированная температура охлаждающего воздуха в Калининградской области составила +36,5 °С;
- Минимальная зафиксированная температура охлаждающего воздуха в Калининградской области составила -33,3 °С;
- по расчётному значению веса снегового покрова земли Калининградская область относится ко 2-му району, где нормативная нагрузка составляет 100 кгс/м², расчётная нагрузка – 140 кгс/м²; Нормативная нагрузка – это наибольшая нагрузка, отвечающая нормальным условиям эксплуатации, учитываемая при расчетах на 2-е предельное состояние (по деформации). Расчётная нагрузка – это произведение нормативной нагрузки на коэффициент надежности по нагрузке. Данный коэффициент учитывает возможное отклонение нормативной нагрузки в сторону увеличения при неблагоприятном стечении обстоятельств. Для снеговой нагрузки коэффициент надежности по нагрузке равен 1,4 о.е. то есть расчётная нагрузка на 40% больше нормативной. Расчётную нагрузку учитывают при расчётах по 1-му предельному состоянию (на прочность). В расчётных программах, как правило, следует учитывать именно расчётную нагрузку;
- Калининградская область относится к сейсмически активному району, где сейсмическая интенсивность составляет 7 баллов;
- интенсивность грозовой деятельности в год составляет от 20 до 40 часов;
- Калининградская область относится к району с умеренной пляской проводов и их вибрацией.
- рельеф Калининградской области – всхолмлённая равнина, отдельные участки которой находятся ниже уровня моря (это Нижненеманская низменность и низменность в низовьях рек Неман и Дейма). На востоке области, в Нестеровском районе, рельеф более неровный, здесь расположена Виштынецкая возвышенность с высотами до 230 метров над уровнем моря. Также возвышенности имеются в Багратионовском районе (Вармийская возвышенность).

Расстояние по воздушной прямой между пунктами электрической сети, км:

$$l^B = m \cdot l^H,$$

где m – заданный масштаб (км/см), равный 5 км/см;

l^H – расстояние между пунктами сети, измеренное на генплане.

Протяжённость трассы между пунктами электрической сети с учётом неравномерности рельефа местности, км:

$$l = k \cdot l^B,$$

где k – поправочный коэффициент на удлинение трасс сетей, равный 1,2 о.е. (табл. 4).

Расчёт расстояний по воздушной прямой и протяженности трасс сведён в таблицу 7.

Таблица 7 – Протяжённость трасс электрической сети

Пункты сети	Расстояние по воздушной прямой (l^B) и протяженности трасс (l) между пунктами электрической сети						
	РЭС (ЦП)	Пункт 1	Пункт 2	Пункт 3	Пункт 4	Пункт 5	
РЭС (ЦП)		32,596	13,463	23,049	20,156	7,906	l^B
Пункт 1	39,115		23,049	10,308	16,771	31,623	
Пункт 2	16,155	27,659		12,748	18,028	9,014	
Пункт 3	27,659	12,369	15,297		12,748	21,360	
Пункт 4	24,187	20,125	21,633	15,297		23,049	
Пункт 5	9,487	37,947	15,297	25,632	27,659		
l							

5.1.2. Построение годового графика нагрузок по продолжительности

На рисунках 3–12 представлены характерные суточные графики нагрузок (полной мощности S^* в относительных единицах) некоторых районов проектирования. Для упрощения расчётов принято, что графики активной и реактивной мощности в относительных единицах совпадают во времени и, следовательно, совпадают с графиком полной мощности.

Условные обозначения на рисунках 3–12:

————— — зимний суточный график;

----- — летний суточный график.

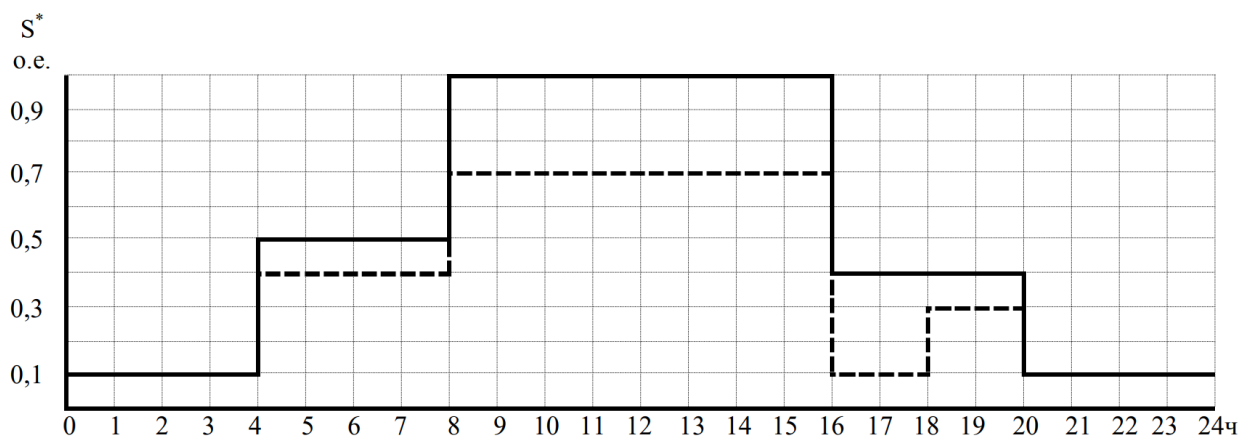


Рисунок 3 – Зимний и летний графики нагрузок района № 1

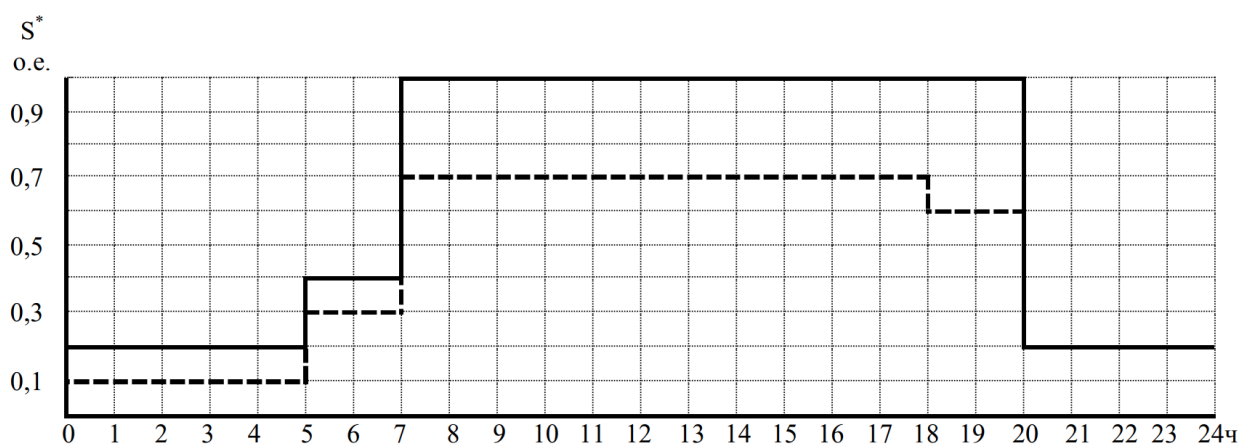


Рисунок 4 – Зимний и летний графики нагрузок района № 2

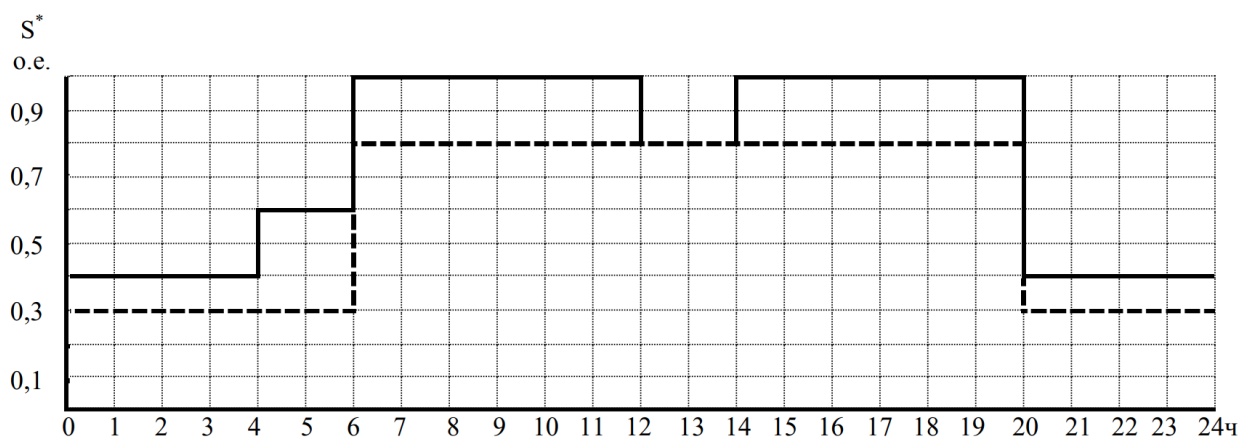


Рисунок 5 – Зимний и летний графики нагрузок района № 3

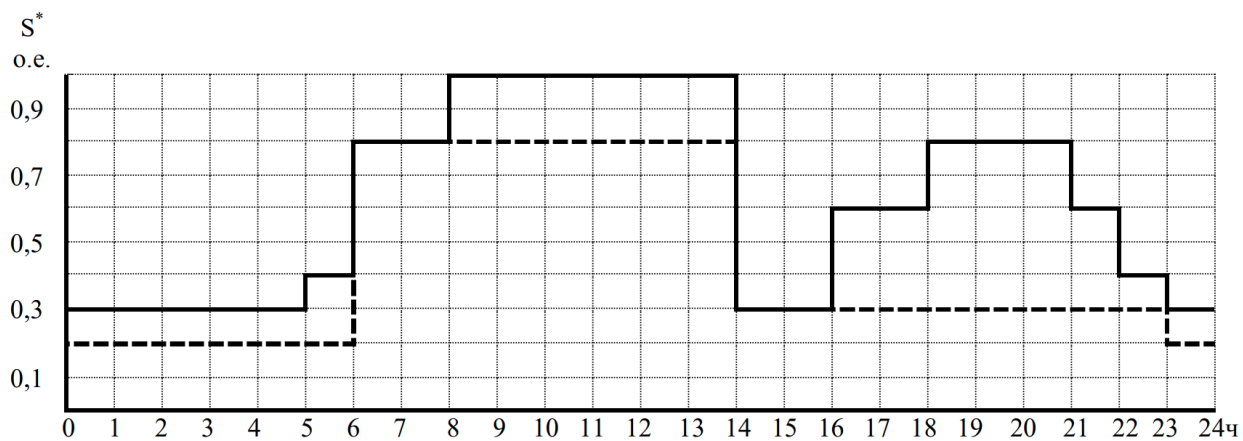


Рисунок 6 – Зимний и летний графики нагрузок района № 4

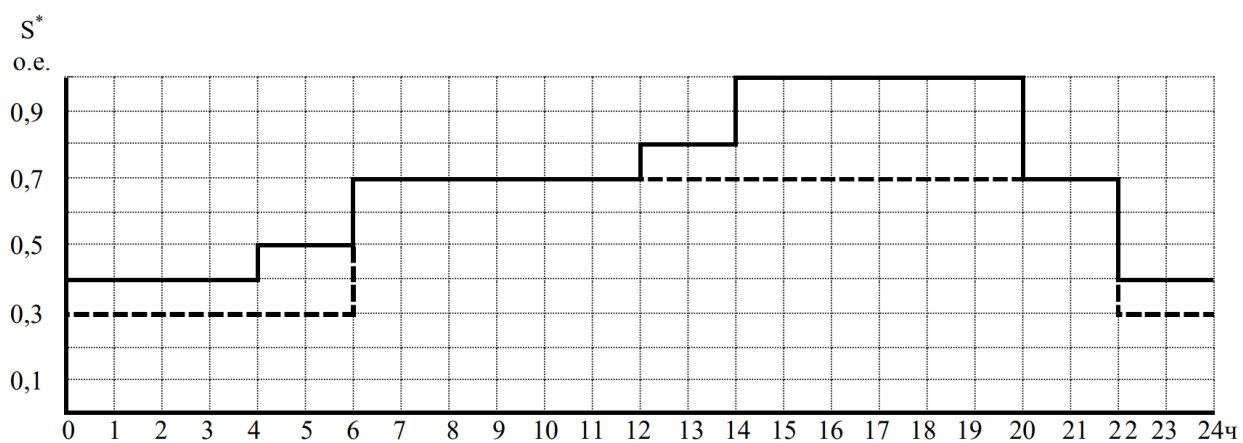


Рисунок 7 – Зимний и летний графики нагрузок района № 5

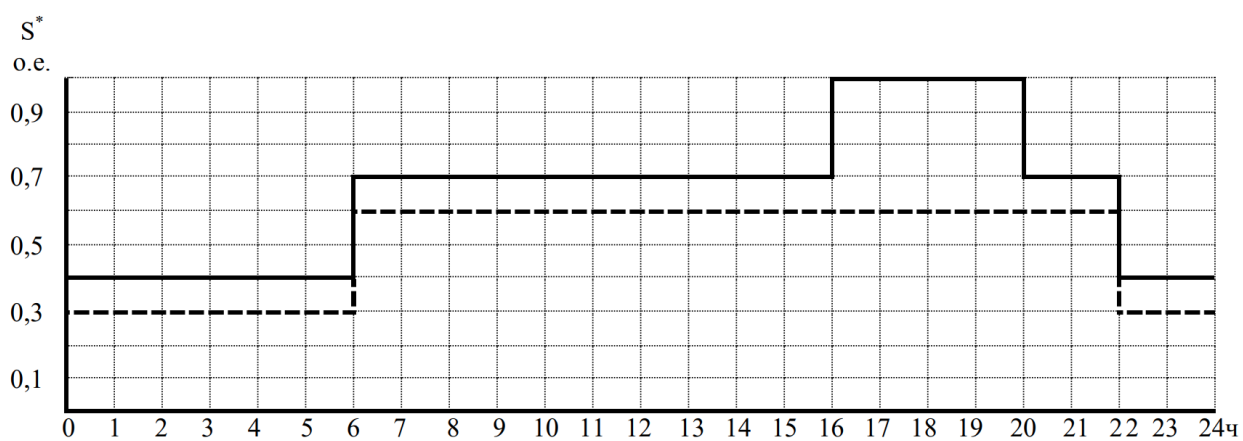


Рисунок 8 – Зимний и летний графики нагрузок района № 6

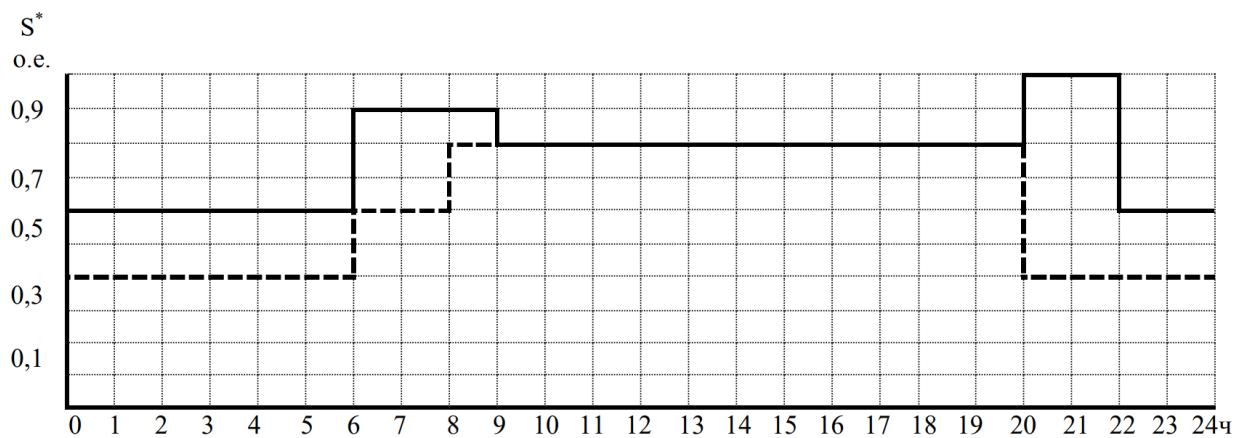


Рисунок 9 – Зимний и летний графики нагрузок района № 7

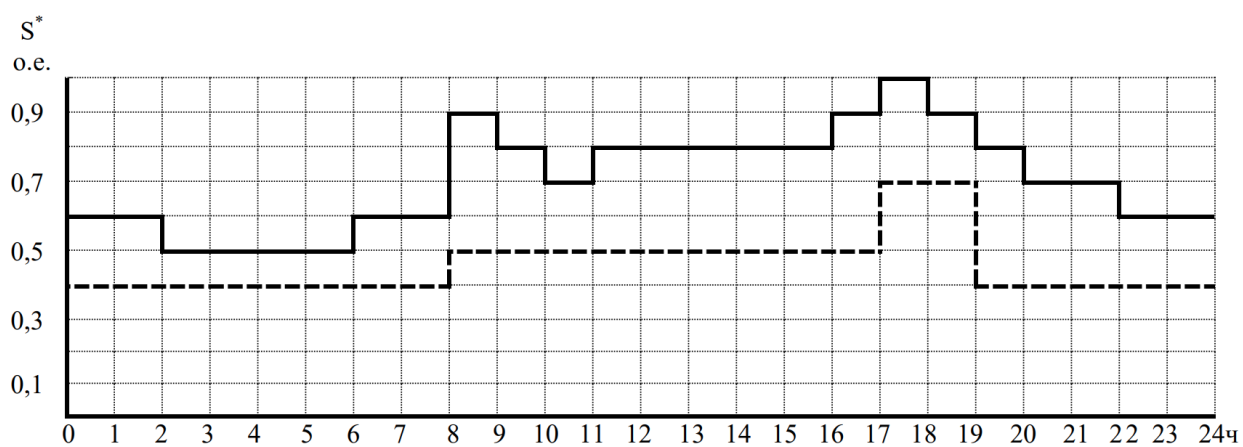


Рисунок 10 – Зимний и летний графики нагрузок района № 8

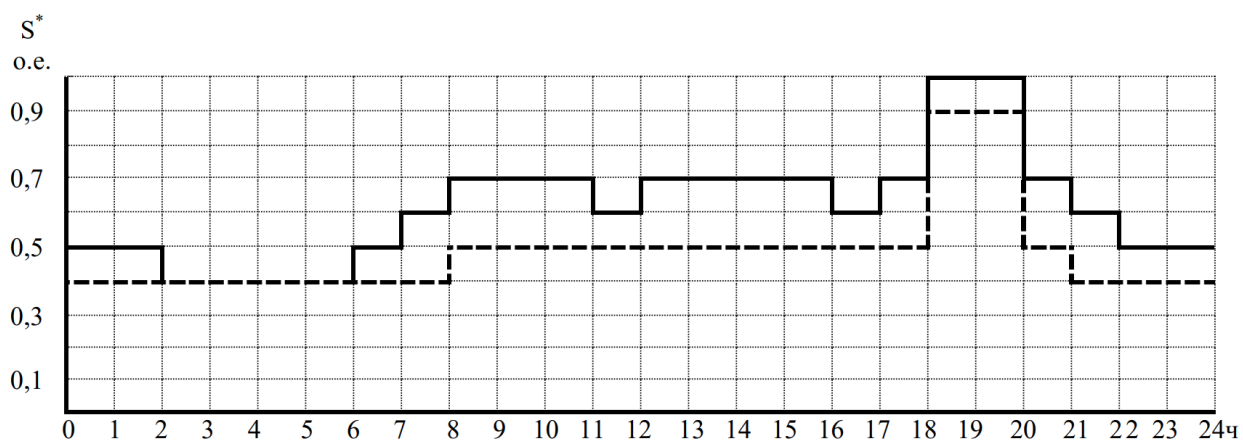


Рисунок 11 – Зимний и летний графики нагрузок района № 9

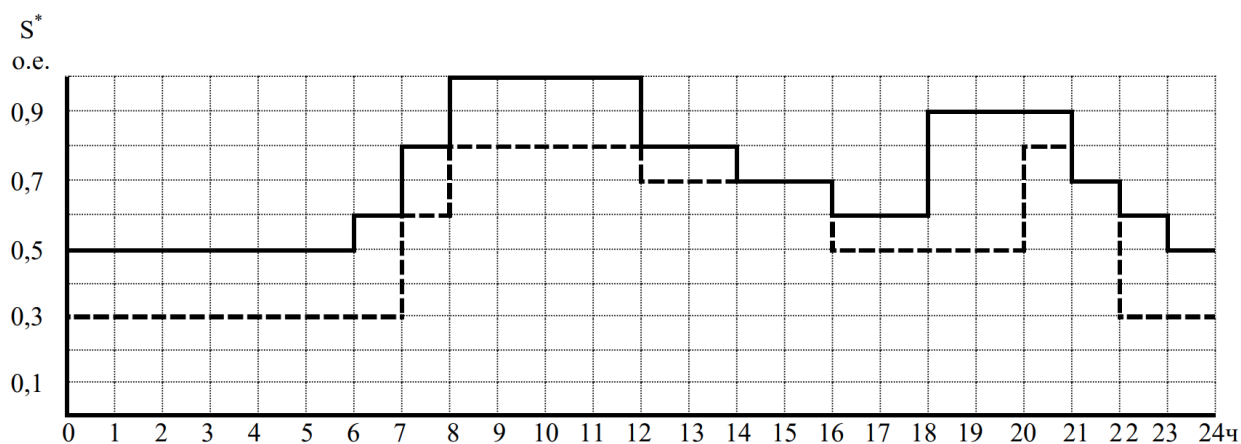


Рисунок 12 – Зимний и летний графики нагрузок района № 10

По суточному графику требуется построить годовой график активной нагрузки по продолжительности, который строится в порядке убывания ступеней графика и показывает, сколько часов в году район работает с той или иной активной мощностью нагрузки. Площадь такого графика, построенного в именованных единицах равна полной энергии, потребленной районом за год. Площадь графика, построенного в относительных единицах равна числу часов использования максимальной нагрузки – T_m .

Пример 5.1.2. На рисунке 13 приведён суточный график нагрузок для одного из районов проектирования. Построим годовой график нагрузок по продолжительности и найдем число часов использования максимума нагрузки.

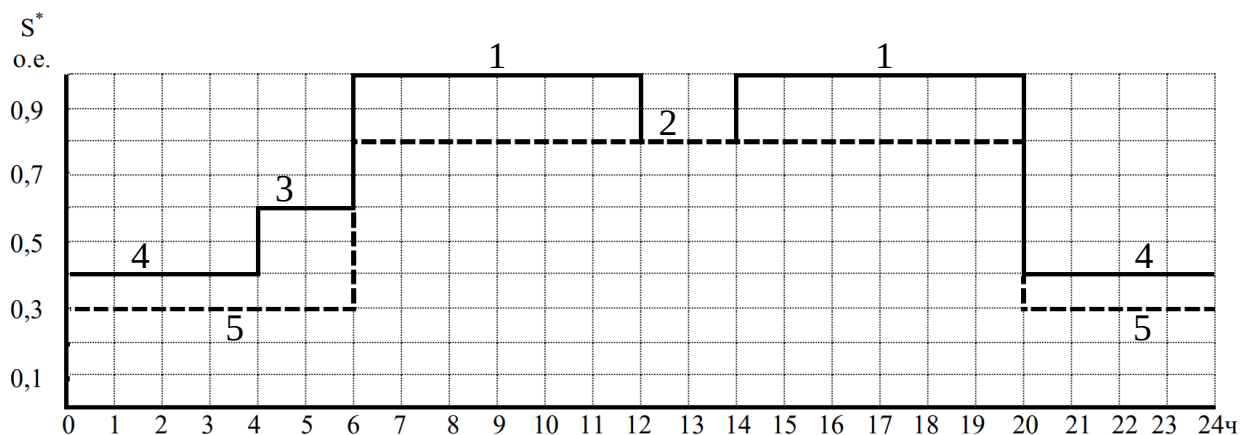


Рисунок 13 – Зимний и летний графики нагрузок района

Условно примем число зимних суток равное 213, число летних суток – 152. Нумеруем ступени зимнего и летнего графиков нагрузок, начиная с максимального значения. Получаем пять рангов – пять по величине мощности ступеней (числами на рисунке 13 показаны номера ступеней в порядке убывания).

Суммарная продолжительность i -й ступени годового графика T_i рассчитывается по формуле:

$$T_i = T_{i,л} + T_{i,з}, \quad (3)$$

где $T_{i,л}$ – суммарная годовая продолжительность i -й ступени по летнему графику, ч;

$T_{i,з}$ – суммарная годовая продолжительность i -й ступени по зимнему графику, ч.

$$T_{i,л} = t_{i,л} \cdot 152, \quad (4)$$

где $t_{i,л}$ – суммарная продолжительность i -й ступени по суточному летнему графику, ч.

$$T_{i,з} = t_{i,з} \cdot 213, \quad (5)$$

где $t_{i,з}$ – суммарная продолжительность i -й ступени по суточному зимнему графику, ч.

Расчёт сведём в таблицу 8.

Таблица 8 – Годовой график нагрузки по продолжительности

№ ступени	P_i , о.е.	$t_{i,з}$, ч	$t_{i,л}$, ч	$T_{i,з}$, ч	$T_{i,л}$, ч	T_i , ч	$P_i \cdot T_i$, о.е.·ч
1	1	12	0	2556	0	2556	2556
2	0,8	2	14	426	2128	2554	2043,2
3	0,6	2	0	426	0	426	255,6
4	0,4	8	0	1704	0	1704	681,6
5	0,3	0	10	0	1520	1520	456
Итого:		24	24	5112	3648	8760	5992,4

Проверкой правильности расчетов являются контрольные цифры в строке «Итого:» (табл. 8). В столбцах 3 и 4 должно получиться число 24 (число часов в сутках), а в столбце 7 – число 8760 (число часов в году) (табл. 8).

Важной характеристикой, определяющей плотность годового графика нагрузки, является продолжительность (в часах) использования максимальной нагрузки – T_m .

T_m – это время, за которое потребитель, работая с максимальной нагрузкой, потребляет такое же количество электроэнергии, как и при работе по действительному графику в течение года.

Число часов использования максимума нагрузки определяется по выражению:

$$T_m = \frac{\sum P_i \cdot T_i}{P_{1,макс}} = \frac{(P_1 \cdot T_1) + (P_2 \cdot T_2) + (P_3 \cdot T_3) + (P_4 \cdot T_4) + (P_5 \cdot T_5)}{P_{1,макс}}, \quad (6)$$

где P_i – активная нагрузка i -й ступени по суточному графику нагрузки, о.е.;

$P_{1,макс}$ – максимальная активная нагрузка 1-й ступени по суточному графику нагрузки, о.е.

Число часов использования максимума нагрузки: $T_m = 5992,4$ ч.

По найденному значению T_m и согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) определяем экономическую плотность тока ($j_э$), А/мм².

Значения экономической плотности тока представлены в таблицах 9–10.

Таблица 9 – Значения экономической плотности тока по ПУЭ [2]

Проводники	Экономическая плотность тока ($j_э$), А/мм ² , при числе часов использования максимума нагрузки (T_m , ч/год)		
	От 1000 до 3000 ч/год	От 3000 до 5000 ч/год	Более 5000 ч/год
Неизолированные провода и шины			
Медные	2,5	2,1	1,8
Алюминиевые	1,3	1,1	1,0

Таблица 10 – Рекомендуемые значения экономической плотности тока для сталеалюминиевых проводов

Район проектирования	Экономическая плотность тока ($j_э$), А/мм ² , при числе часов использования максимума нагрузки (T_m , ч/год)		
	От 1000 до 3000 ч/год	От 3000 до 5000 ч/год	Более 5000 ч/год
Неизолированные провода и шины			
Европейская часть России, Закавказье, Забайкалье и Дальний Восток	1,3	1,1	1,0
Центральная Сибирь	1,5	1,4	1,3

Для воздушных линий электропередачи со сталеалюминиевыми проводами величина экономической плотности тока в зависимости от продолжительности использования максимума нагрузки в год равняется $j_э = 1$ А/мм².

5.1.3. Баланс активной и реактивной мощности

Балансовые расчёты, то есть выявление дефицита (или избытка) мощности, позволяют установить возможные направления передачи электроэнергии, оказывающие влияние на формирование схемы проектируемой электрической сети и выбор параметров её элементов.

Исходными данными для расчёта потокораспределения являются активные нагрузки пунктов потребления P_i и их коэффициенты мощности $\cos\varphi_i$. В рассматриваемом курсовом проекте баланс мощностей составляют только для режима наибольших активных и реактивных нагрузок, принимая допущения, что потребление наибольших нагрузок у всех потребителей сети происходит одновременно.

По заданным значениям активных нагрузок P_i и коэффициентам мощности потребителей $\cos\varphi_i$ определяются коэффициенты мощности $\tan\varphi_i$, реактивные нагрузки i -ых подстанций $Q_{з,i}$ и полные нагрузки i -ых подстанций $S_{з,i}$:

$$Q_{3.i} = tg\varphi_i \cdot P_i \quad (7)$$

$$S_{3.i} = \sqrt{P_i^2 + Q_{3.i}^2} \quad (8)$$

Пример 5.1.3. Определить нагрузки подстанций при следующих исходных данных (табл. 11).

Таблица 11 – Исходные расчётные данные

№ подстанции	1	2	3	4	5
P_i , МВт	13	17	9	15	20
$\cos\varphi_i$, о.е.	0,8	0,9	0,75	0,8	0,9

Для i -й подстанции определим значение коэффициента мощности $tg\varphi_i$:

$$\sin\varphi_i = \sqrt{1 - \cos\varphi_i^2} \quad (9)$$

$$tg\varphi_i = \frac{\sin\varphi_i}{\cos\varphi_i} \quad (10)$$

Для i -й подстанции определим значение реактивной нагрузки, МВАр:

$$Q_{3i} = tg\varphi_i \cdot P_i$$

Для i -й подстанции определим значение полной нагрузки, МВА:

$$S_{3i} = \sqrt{P_i^2 + Q_{3i}^2}$$

Результаты расчёта сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Определение заданных нагрузок

№ подстанции	P_i , МВт	$\cos\varphi_i$	$tg\varphi_i$	$Q_{3.i}$, МВАр	$S_{3.i}$, МВА
1	13	0,8	0,750	9,75	16,25
2	17	0,9	0,484	8,23	18,89
3	9	0,75	0,882	7,94	12,00
4	15	0,8	0,750	11,25	18,75
5	20	0,9	0,484	9,69	22,22
Итого:	74	-	-	46,86	88,11

С учётом полученных данных рассчитаем баланс активной и реактивной мощности. Предварительно примем средневзвешенный коэффициент мощности энергосистемы $\cos\varphi_c$, в которую входит проектируемая электрическая сеть равным 0,9 (табл. 12).

5.1.3.1. Баланс активной мощности

При проектировании районных электрических сетей предполагается, что установленная мощность генераторов системы достаточна для покрытия потребности в активной мощности, то есть баланс по активной мощности выпол-

няется с учётом покрытия потерь активной мощности в элементах сети, мощности собственных нужд электростанций, а также обеспечения необходимого резерва:

$$\Sigma P_r = \Sigma P_n = \Sigma P_i + \Sigma P_{сн} + \Sigma P_p + \Sigma \Delta P_{сети}, \quad (11)$$

где ΣP_r – суммарная активная мощность, отдаваемая генераторами энергосистемы через узловую подстанцию в проектируемую сеть, МВт;

ΣP_n – суммарная потребляемая активная мощность, МВт;

ΣP_i – суммарная активная мощность нагрузки потребителей, МВт;

$\Sigma P_{сн}$ – суммарный расход активной мощности на собственные нужды электростанции, МВт;

ΣP_p – суммарный резерв активной мощности на электростанции, МВт;

$\Sigma \Delta P_{сети}$ – суммарные потери активной мощности в сети, МВт.

При неизменном составе нагрузок электроэнергетической системы потребляемая ими активная мощность связана с частотой переменного тока.

При нарушении исходного баланса частота принимает новое значение.

Снижение генерируемой активной мощности по сравнению с потребляемой активной мощностью ($P_r < P_n$) приводит к уменьшению частоты сети и незначительному снижению напряжения в сети:

$$\downarrow \Sigma P_r \Rightarrow \downarrow f \text{ и незначительно } \downarrow U$$

Рост генерируемой активной мощности по сравнению с потребляемой активной мощностью ($P_r > P_n$) приводит к росту частоты сети:

$$\uparrow \Sigma P_r \Rightarrow \uparrow f$$

В зависимости от типа электростанции суммарный расход активной мощности на собственные нужды $\Sigma P_{сн}$ составляет 2,5÷6 % от суммарной активной мощности нагрузки потребителей района ΣP_i .

Необходимый резерв активной мощности ΣP_p может быть приближенно принят равным 10 % от суммарной активной мощности нагрузки потребителей района ΣP_i .

Суммарные потери активной мощности в сети складываются из потерь в линиях электропередачи и трансформаторах:

$$\Sigma \Delta P_{сети} = \Sigma \Delta P_{лэп} + \Sigma \Delta P_{тр} \quad (12)$$

где $\Sigma \Delta P_{лэп}$ – суммарные потери активной мощности в линиях электропередачи, МВт;

$\Sigma \Delta P_{тр}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах, МВт.

Приближенно потери активной мощности в элементах сети принимают равными 5÷7,5 % от суммарной активной мощности нагрузки потребителей района ΣP_i .

Пример 5.1.3.1. Рассчитать баланс активной мощности при исходных данных, представленных в таблице 12.

Расход активной мощности на собственные нужды электростанции:

$$\Sigma P_{\text{сн}} = 0,05 \cdot \Sigma P_i = 3,7 \text{ МВт}$$

Принимая необходимый резерв активной мощности на электростанции, равный 10 % от суммарной активной мощности нагрузки потребителей района ΣP_i , получим:

$$\Sigma P_p = 0,1 \cdot \Sigma P_i = 7,4 \text{ МВт}$$

Суммарные потери активной мощности в сети примем равными:

$$\Sigma \Delta P_{\text{сети}} = 0,05 \cdot \Sigma P_i = 3,7 \text{ МВт}$$

Тогда суммарная активная мощность, отдаваемая генераторами энергосистемы через узловую подстанцию в проектируемую сеть:

$$\Sigma P_{\Gamma} = \Sigma P_i + \Sigma P_{\text{сн}} + \Sigma P_p + \Sigma \Delta P_{\text{сети}} = 88,8 \text{ МВт}$$

5.1.3.2. Баланс реактивной мощности

В дефицитных по активной мощности энергосистемах уровень напряжения, как правило, ниже номинального. Недостающая до выполнения баланса активная мощность передаётся в такие системы из соседних энергосистем, в которых имеется избыток генерируемой активной мощности. Однако недостающую до выполнения баланса реактивную мощность эффективнее не передавать из соседних энергосистем, а генерировать посредством установки компенсирующих устройств реактивной мощности.

Синхронные генераторы на электростанциях вместе с другими источниками реактивной мощности обеспечивают и регулируют баланс реактивной мощности в современных энергосистемах.

Поэтому целью составления баланса по реактивной мощности является определение суммарной мощности компенсирующих устройств с учётом располагаемой мощности генераторов электростанций.

Баланс реактивной мощности в проектируемой сети определяется выражением:

$$\Sigma Q_{\Gamma} = \Sigma Q_{\Pi} = \Sigma Q_{3.i} + \Sigma Q_{\text{сн}} + \Sigma Q_p + \Sigma \Delta Q_{\text{сети}} - \Sigma Q_{\text{ку.}i}, \quad (13)$$

где ΣQ_{Γ} – суммарная реактивная мощность, отдаваемая генераторами энергосистемы через узловую подстанцию в проектируемую сеть, МВАр;

ΣQ_{Π} – суммарная потребляемая реактивная мощность, МВАр;

$\Sigma Q_{3.i}$ – суммарная реактивная мощность нагрузки потребителей, МВАр;

$\Sigma Q_{\text{сн}}$ – суммарный расход реактивной мощности на собственные нужды электростанции, МВАр;

ΣQ_p – суммарный резерв реактивной мощности на электростанции, МВАр;

$\Sigma \Delta Q_{\text{сети}}$ – суммарная потребляемая реактивная мощность элементами сети, МВАр;

$\Sigma Q_{\text{ку.}i}$ – суммарная реактивная мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых в сети, МВАр.

Баланс реактивной мощности по всей энергосистеме определяет некоторый уровень напряжения. Напряжения в узловых точках электрической сети в

той или иной степени отличаются от среднего уровня. Отличие определяется конфигурацией сети, нагрузкой и другими факторами, от которых зависит падение напряжения. Нарушение баланса реактивной мощности приводит к изменению уровня напряжения в сети.

Снижение генерируемой реактивной мощности по сравнению с потребляемой реактивной мощностью ($Q_{\Gamma} < Q_{\Pi}$) приводит к уменьшению напряжения в сети и незначительному повышению частоты:

$$\downarrow \Sigma Q_{\Gamma} \Rightarrow \downarrow U \text{ и незначительное } \uparrow f$$

Рост генерируемой реактивной мощности по сравнению с потребляемой реактивной мощностью ($Q_{\Gamma} > Q_{\Pi}$) приводит к росту напряжения в сети:

$$\uparrow \Sigma Q_{\Gamma} \Rightarrow \uparrow U$$

Расход реактивной мощности на собственные нужды электростанций можно принять равным 2,5÷6 % от суммарной полной мощности нагрузки потребителей района $\Sigma S_{3.i}$.

Резерв реактивной мощности может быть принят равным 10 % от суммарной полной мощности нагрузки потребителей района $\Sigma S_{3.i}$.

Суммарная потребляемая реактивная мощность элементами сети:

$$\Sigma \Delta Q_{\text{сети}} = \Sigma \Delta Q_{\text{тр}} + \Sigma \Delta Q_{\text{лэп}} \quad (14)$$

где $\Sigma \Delta Q_{\text{тр}}$ – суммарная потребляемая трансформаторами реактивная мощность, МВАр;

$\Sigma \Delta Q_{\text{лэп}}$ – суммарная потребляемая линиями электропередачи реактивная мощность, МВАр.

Суммарная потребляемая трансформаторами и линиями электропередачи реактивная мощность составляет около 10 % от суммарной полной мощности нагрузки потребителей района $\Sigma S_{3.i}$.

Располагаемая реактивная мощность системы определяется выражением:

$$\Sigma Q_{\Gamma} = \Sigma P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg} \varphi_c \quad (15)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_c$ – системный параметр, определяемый через $\cos \varphi_c$:

$$\sin \varphi_c = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_c} \quad (16)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_c = \frac{\sin \varphi_c}{\cos \varphi_c} \quad (17)$$

Из уравнения баланса реактивной нагрузки находим суммарную мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на подстанциях:

$$\Sigma Q_{\text{ку}.i} = \Sigma Q_{\Pi} = \Sigma Q_{3.i} + \Sigma Q_{\text{сн}} + \Sigma Q_{\text{р}} + \Sigma \Delta Q_{\text{сети}} - \Sigma Q_{\Gamma} \quad (18)$$

Компенсирующие устройства необходимы в первую очередь по условиям разгрузки генераторов электростанции по реактивной мощности.

Кроме того, компенсация реактивной мощности у потребителей разгружает элементы электрической сети (ЛЭП, трансформаторы). Разгрузка элементов сети от реактивной мощности позволяет загрузить эти элементы дополнительной активной мощностью или в некоторых случаях уменьшить сечения ЛЭП или снизить установленную мощность трансформаторов.

В учебном проектировании для упрощения последующих расчётов определяем компенсирующие устройства по потребителям так, чтобы уравнивать их коэффициенты мощности до величины $tg\varphi_{\text{ср.вз}}$. Такое упрощение позволяет в дальнейшем вести расчёты потокораспределения по сети отдельно и независимо по активной и реактивной мощности.

Находим средневзвешенный коэффициент мощности $tg\varphi_{\text{ср.вз}}$:

$$tg\varphi_{\text{ср.вз}} = \frac{\sum Q_{3.i} - \sum Q_{\text{кв.}i}}{\sum P_i} \quad (19)$$

Определяем мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на каждой из подстанций электрифицируемого района:

$$Q_{\text{кв.}i} = P_i \cdot (tg\varphi_i - tg\varphi_{\text{ср.вз}}) \quad (20)$$

С учётом компенсации части реактивной мощности определяем реактивные нагрузки потребителей i -ых подстанций:

$$Q_i = Q_{3.i} - Q_{\text{кв.}i} \quad (21)$$

и полные нагрузки подстанций после компенсации:

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2} \quad (22)$$

Эти величины используются в последующих расчетах для определения потокораспределения.

Для проверки правильности выполненных расчётов определяются коэффициенты мощности потребителей после компенсации:

$$tg\varphi_i = \frac{Q_i}{P_i} \quad (23)$$

которые с учетом принятого способа расстановки компенсирующих устройств должны быть одинаковыми для всех подстанций и должны совпадать с величиной $tg\varphi_{\text{ср.вз}}$, т.е. должно соблюдаться условие: $tg\varphi_i \approx tg\varphi_{\text{ср.вз}}$.

Пример 5.1.3.2. Рассчитать баланс реактивной мощности при исходных данных, представленных в таблице 12.

Расход реактивной мощности на собственные нужды электростанции:

$$Q_{\text{сн}} = 0,04 \cdot \sum S_{3.i} = 3,52 \text{ МВАр}$$

Принимая резерв реактивной мощности на электростанции равный 10% от суммарной полной мощности нагрузки потребителей района $\sum S_{3.i}$, получим:

$$Q_p = 0,1 \cdot \sum S_{3.i} = 8,81 \text{ МВАр}$$

Суммарная потребляемая трансформаторами и ЛЭП реактивная мощность:

$$\sum \Delta Q_{\text{сети}} = 0,1 \cdot \sum S_{3.i} = 8,81 \text{ МВАр}$$

Располагаемая реактивная мощность системы ($tg\varphi_c = 0,48$):

$$Q_r = P_r \cdot tg\varphi_c = 42,62 \text{ МВАр}$$

Суммарная реактивная мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых в сети:

$$\Sigma Q_{\text{ку.}i} = \Sigma Q_{\text{з.}i} + \Sigma Q_{\text{сн}} + \Sigma Q_{\text{р}} + \Sigma \Delta Q_{\text{сети}} - \Sigma Q_{\text{г}} = 25,38 \text{ МВАр}$$

Значение средневзвешенного коэффициента мощности:

$$\text{tg}\varphi_{\text{ср.вз}} = \frac{\Sigma Q_{\text{з.}i} - \Sigma Q_{\text{ку.}i}}{\Sigma P_i} = 0,29$$

Мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на каждой из подстанций электрифицируемого района:

$$Q_{\text{ку.}i} = P_i \cdot (\text{tg}\varphi_i - \text{tg}\varphi_{\text{ср.вз}})$$

Реактивные нагрузки потребителей i -ых подстанций с учётом компенсации части реактивной мощности:

$$Q_i = Q_{\text{з.}i} - Q_{\text{ку.}i}$$

Полные нагрузки i -ых подстанций после компенсации части реактивной мощности:

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2}$$

Расчёты мощности компенсирующих устройств, устанавливаемых на каждой из подстанций электрифицируемого района $Q_{\text{ку.}i}$, реактивные нагрузки потребителей i -ых подстанций с учётом компенсации части реактивной мощности Q_i , полные нагрузки подстанций после компенсации S_i сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчётные нагрузки с учётом компенсации реактивной мощности

№ подстанции	P_i , МВт	$Q_{\text{з.}i}$, МВАр	$Q_{\text{ку.}i}$, МВАр	Q_i , МВАр	S_i , МВА	$\text{tg}\varphi_i$
1	13	9,75	5,98	3,77	13,54	0,3
2	17	8,23	3,30	4,93	17,70	0,3
3	9	7,94	5,33	2,61	9,37	0,3
4	15	11,25	6,90	4,35	15,62	0,3
5	20	9,69	3,88	5,80	20,83	0,3
Итого:	74	46,86	25,38	21,48	77,05	-

Условие $\text{tg}\varphi_i \approx \text{tg}\varphi_{\text{ср.вз}}$ выполняется.

Дополнительной проверкой правильности выполненных расчетов является равенство: $\Sigma Q_{\text{ку.}i} \approx \Sigma Q_{\text{ку.}i}$, то есть. значение «Итого:» по столбцу 4 таблицы 12 должно совпасть со значением $\Sigma Q_{\text{ку.}i}$, вычисленным по выражению 18. В нашем случае это условие выполняется $25,38 \text{ МВАр} = 25,38 \text{ МВАр}$.

5.1.4. Выбор конструктивных элементов электрической сети

Для проектируемой электрической сети следует привести и обосновать типы выбранных фундаментов под промежуточные и анкерные опоры, кон-

структивное исполнение опор, материал опор, марку проводов, способ расположения проводов для одноцепных и двухцепных линий.

5.1.4.1. Выбор фундаментов воздушных линий

Требования к фундаментам:

- фундаменты должны обеспечивать необходимую прочность и устойчивость опор воздушных линий во всех случаях на весь срок эксплуатации;
- фундаменты должны проектироваться на основании инженерно-геологических и инженерно-гидрологических изысканий;
- как правило, фундаменты должны быть сборными железобетонными. Конструкции фундаментов должны обеспечивать доступные промышленные методы производства работ в полевых условиях
- при невозможности применения сборных фундаментов могут применяться монолитные железобетонные или сборно-монолитные железобетонные фундаменты;
- металлоконструкции фундаментов, находящиеся в грунте, должны быть защищены от коррозии современными коррозионно-стойкими материалами;
- марки железобетонных конструкций фундаментов по морозостойкости и водопроницаемости, стойкости в агрессивных средах должны обеспечивать надёжность фундаментов без дополнительных защитных покрытий в течение всего срока службы.

5.1.4.2. Выбор опор воздушных линий

По роду материала различают следующие виды опор:

- деревянные опоры;
- стальные опоры;
- железобетонные опоры.

Выбор материала для опор производится с учетом конкретных экономических, климатических и географических условий района проектируемой сети.

Железобетонные опоры следует применять во всех случаях, когда использование стальных или деревянных опор экономически неоправданно, а также в районах с повышенной влажностью воздуха при среднегодовых температурах $+5^{\circ}\text{C}$ и выше.

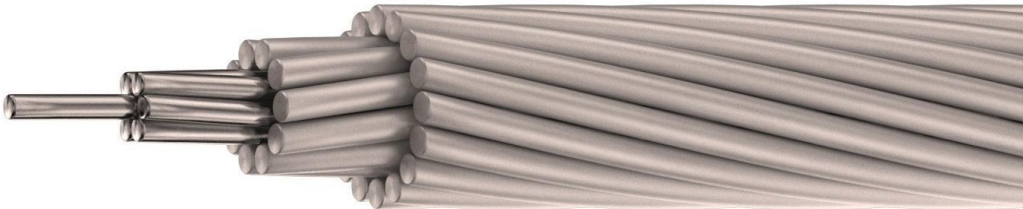
Стальные опоры целесообразно применять при сооружении ВЛ в горной и труднодоступной для транспорта местности, а также в особых случаях, например, переходы через широкие судоходные реки, озера или в условиях городской застройки с целью обеспечения повышенной надежности.

Деревянные опоры целесообразно применять для ВЛ, трассы которых прилегают к районам, богатым строевым лесом, а также в районах с малой влажностью воздуха и среднегодовой температурой $+5^{\circ}\text{C}$ и выше.

5.1.4.3. Выбор проводов воздушных линий

Районные электрические сети напряжением 35 кВ и выше, как правило, выполняются воздушными линиями на стальных опорах с неизолированными сталеалюминиевыми проводами. Сердечник провода выполняется из одной или нескольких свитых стальных оцинкованных проволок. Алюминиевые проволоки, покрывающие стальной сердечник одним, двумя или тремя повивами, являются токоведущей частью провода.

Таблица 14 – Марка, конструкция и изображение провода АС

Провод марки АС	
Конструкция провода	Провод, состоящий из стального сердечника, выполненного из стальных оцинкованных проволок нормальной прочности, и токопроводящей части из алюминиевых проволок
Изображение	

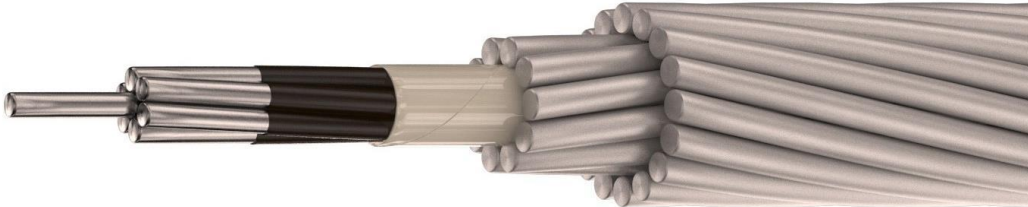
На ВЛ среднего класса напряжения помимо неизолированных проводов применяются самонесущие изолированные провода с оболочкой, выполненной из сшитого светостабилизированного полиэтилена.

При прохождении трасс ЛЭП в районах, где в воздухе находятся соединения, способствующие разрушению сталеалюминиевых проводов (побережья морей, солёных озёр, песчаные и промышленные районы) следует применять сталеалюминиевые провода марок АСК, АСКС, АСКП.

При сооружении линий в районах с толщиной стенки гололеда менее 20 мм целесообразно применение сталеалюминиевых проводов облегченной конструкции (АСО).

В районах с толщиной стенки гололеда более 20 мм рекомендуется применять сталеалюминиевые провода усиленной прочности (АСУ).

Таблица 15 – Марки, конструкции и изображения проводов АСК, АСКС, АСКП

	Провод марки АСК
Конструкция провода	Аналогичен проводу марки АС, но многопроволочный стальной сердечник покрыт нейтральной смазкой повышенной нагревостойкости и изолирован двумя лентами полиэтилентерефталатной пленки
Изображение	
	Провод марки АСКС
Конструкция провода	Аналогичен проводу марки АС, но межпроволочное пространство стального сердечника, включая его наружную поверхность, заполнено нейтральной смазкой повышенной нагревостойкости
Изображение	
	Провод марки АСКП
Конструкция провода	Аналогичен проводу марки АС, но межпроволочное пространство всего провода, за исключением наружной поверхности, заполнено нейтральной смазкой повышенной нагревостойкости
Изображение	

5.1.4.4. Выбор расположения проводов воздушных линий

Выбор расположения проводов на ВЛ производится в соответствии с ПУЭ в зависимости от:

- класса напряжения ВЛ;
- конструкции ВЛ;
- от условий гололёдообразования;
- интенсивности «пляски» проводов.

5.1.5. Формирование вариантов схем электроснабжения и их анализ

Приступая к проектированию, намечают не менее шести вариантов схем сети, различных по конфигурации. Намечаемые варианты не должны быть случайными. Каждый вариант должен иметь ведущую идею построения сети. Среди намечаемых вариантов конфигурации сети должны быть как разомкнутые, так и замкнутые её виды. Выбор конкретной схемы определяется:

- составом потребителей по категориям требуемой надежности электроснабжения;
- взаимным расположением источников питания и пунктов потребления энергии.

Все приёмники электрической энергии по требуемой степени надёжности разделяются на три категории.

К первой категории электроснабжения (1) относятся наиболее важные потребители, перерыв в электроснабжении которых может привести к несчастным случаям, крупным авариям, нанесению большого материального ущерба по причине выхода из строя целых комплексов оборудования, взаимосвязанных систем [2].

Потребители данной категории должны питаться от двух независимых источников питания – двух линий электропередач (ЛЭП), питающихся от отдельных силовых трансформаторов. Наиболее опасные потребители могут иметь третий независимый источник питания для большей надежности. Перерыв в электроснабжении потребителей первой категории разрешается только лишь на время автоматического включения резервного источника питания [2].

Ко второй категории электроснабжения (2) относятся потребители, при отключении питания которых, останавливается работа важных городских систем, на производстве возникает массовый брак продукции, есть риск выхода из строя крупных взаимосвязанных систем, циклов производства.

Вторая категория электроснабжения предусматривает питание потребителей от двух независимых источников. При этом допускается перерыв в электроснабжении на время, в течение которого обслуживающий электротехнический персонал прибудет на объект и выполнит необходимые оперативные переключения [2].

Третья категория электроснабжения (3) потребителей включает в себя всех оставшихся потребителей, которые не вошли в первые две категории. Обычно это небольшие населенные пункты, городские учреждения, системы, перерыв в электроснабжении которых не влечет за собой последствий. Также к данной категории относят многоквартирные жилые дома, частный сектор, дачные и гаражные кооперативы.

Потребители третьей категории получают питание от одного источника питания. Перерыв в электроснабжении потребителей данной категории, как

правило, не более суток – на время выполнения аварийно-восстановительных работ [2].

При решении вопросов резервирования питания потребителей различных категорий, территориально объединенных в одном пункте сети, следует ориентироваться на наличие потребителей наивысшей категории по степени надежности. Например, если в рассматриваемом пункте сети имеются потребители 1-й, 2-й и 3-й категории, то выбирается резервированная схема с двумя независимыми источниками, ориентируясь на наличие потребителей 1-й категории. На подстанции, питающей этих потребителей, устанавливается два трансформатора.

При выборе вариантов построения сети следует руководствоваться следующими положениями:

- питание потребителей района следует осуществлять по кратчайшим связям (линиям) с использованием по возможности одной трассы для передачи электроэнергии к пунктам сети, расположенным в одном направлении по отношению к источнику питания, что обеспечивает снижение капиталовложений в сеть;
- передача электроэнергии потребителям должна осуществляться в направлении общего потока мощности от источника питания к потребителям района, следует избегать обратных потоков мощности, так как это приводит к увеличению капитальных затрат и потерь электроэнергии в сети;
- во избежание необоснованного завышения капиталовложений не рекомендуется использовать в качестве промежуточного сетевого звена резервированной схемы питания потребителей 1-й, 2-й категорий участок сети, питающей потребителей 3-й категории, для которых допустимо применение нерезервированной схемы.

Применение замкнутых схем питания нескольких потребителей района целесообразно, если:

- суммарная длина линий замкнутой схемы в одноцепном исполнении существенно меньше суммарной длины линий разомкнутой резервированной схемы;
- при объединении в замкнутый контур нескольких пунктов потребления не образуются протяженных мало загруженных участков сети, что значительно ухудшает технико-экономические показатели сети.

Таким образом, на начальном этапе проектирования сети формируются варианты различных по структуре схем:

- радиальная схема;
- магистральная схема;
- радиально-магистральная схема;
- смешанная схема;
- замкнутая схема кольцевой конфигурации.

Разработку вариантов схем выполняют в следующей последовательности:

- наносят в масштабе расположение подстанций и источника питания на плане. Указывают протяженность возможных трасс;
- обозначают подстанции, потребители которых требуют резервирования. Выделяют близко расположенные подстанции, которые целесообразно объединить общей сетью. Электроснабжение удаленных подстанций осуществляют отдельными линиями;
- намечают целесообразные варианты схем электроснабжения в соответствии с приведёнными рекомендациями.

Пример 5.1.5. Сформировать варианты сетей для электроснабжения пяти потребителей района, расположение которых относительно источника питания – районной электростанции (РЭС), задано на рисунке 14. Категории потребителей представлены в таблице 16 в виде трёх чисел, разделенных знаком «/». Числа по порядку слева направо соответствуют в процентах удельному весу потребителей 1-ой, 2-ой и 3-ей категории по степени надежности электроснабжения.

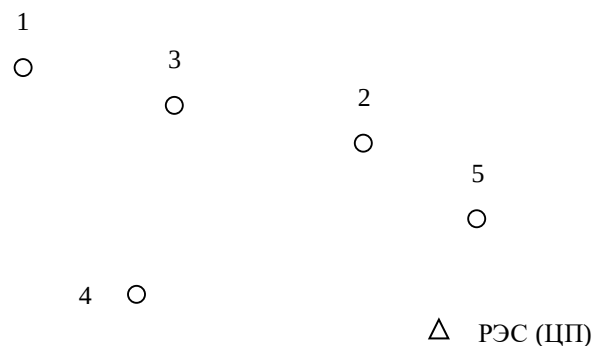
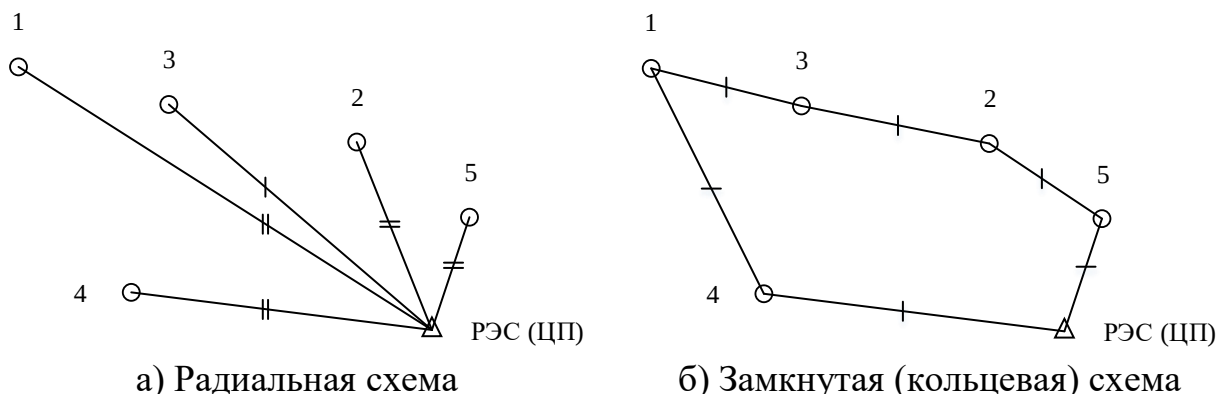


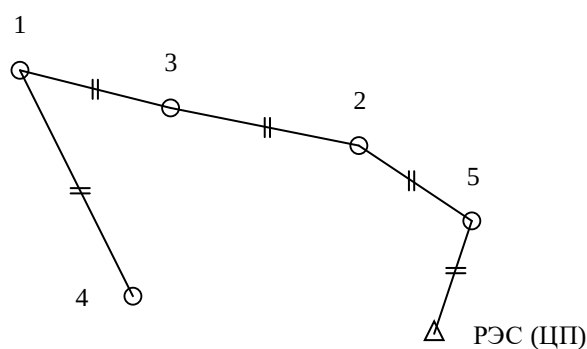
Рисунок 14 – План-схема расположения потребителей и источника питания

Таблица 16 – Категории потребителей подстанций (1-й/2-й/3-й категории)

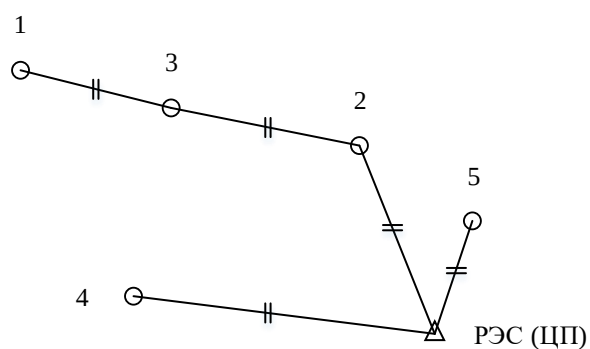
№ подстанции	1	2	3	4	5
Категории потребителей, %	0/60/40	40/30/30	0/0/100	0/60/40	40/30/30

Количество цепей на схемах (рис. 15) условно показано в виде засечек на линиях – одна засечка соответствует одноцепной ЛЭП, две – двухцепной ЛЭП.

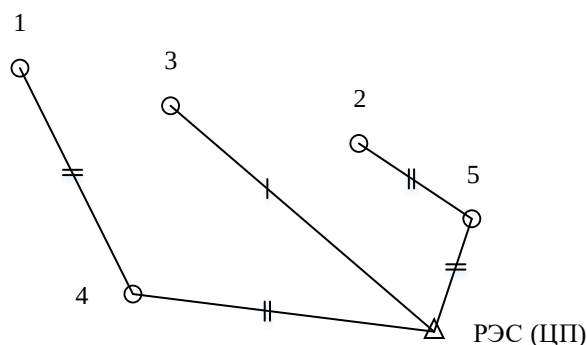




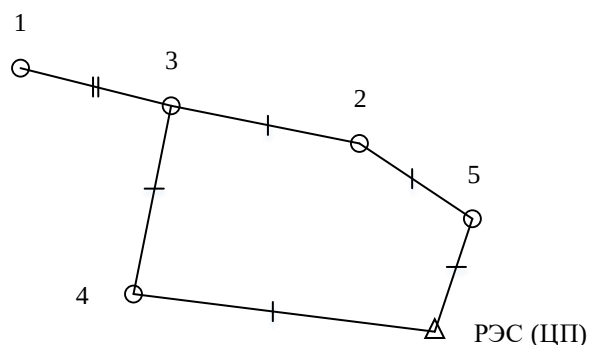
в) Магистральная схема



г) Радиально-магистральная схема



д) Радиально-магистральная схема



е) Смешанная схема

Рисунок 15 – Варианты схем электроснабжения района

5.1.6. Расчёт приближённого потокораспределения

Для правильного выбора номинальных напряжений и сечений проводов участков электрической сети необходимо определить потокораспределение в сети. На данном этапе проектирования оценивают потокораспределение приближенно, со следующими допущениями:

- не учитывают потери в трансформаторах подстанций, емкостные (зарядные) мощности линий, примыкающих к узлам;
- балансирующий узел позволяет выдавать (потреблять) любую мощность;
- распределение потоков активных и реактивных мощностей по участкам сети в режиме максимальных нагрузок вычисляется без учёта потерь мощности в элементах сети;
- распределение потоков мощности по участкам замкнутой сети (кольцевой, сложнзамкнутой) вычисляется при условии равенства сечений проводов отдельных участков;
- поскольку компенсирующие устройства были распределены по потребителям таким образом, что их коэффициенты мощности стали одинаковыми, то расчёт потокораспределения по активной и реактивной мощностям можно производить независимо друг от друга.

Потокораспределение в электрической сети определяют из условия постоянства напряжений во всех узлах сети, то есть без учета потерь мощности, по первому закону Кирхгофа для мощностей:

$$S_i = \Sigma S_{ij} \quad (24)$$

где S_i – полная мощность в i -м узле, МВА;

S_{ij} – переток полной мощности по линии, связывающей i -й и j -й узлы, МВА;

Для расчёта разомкнутых (радиального, магистрального и радиально-магистрального вариантов) сетей первый закон Кирхгофа для мощностей может использоваться непосредственно. При этом расчёт следует начинать с наиболее удалённого узла и двигаться в сторону узловой подстанции.

Для расчета замкнутых сетей необходимо составить и решить систему уравнений. Порядок выполнения расчётов представлен ниже.

Пример 5.1.6. Проведём расчёт потокораспределения радиально-магистрального варианта схемы сети (рис. 16) в нормальном режиме максимальных нагрузок. Расчёт ведётся без учёта потерь мощности на участках сети. Исходные данные для расчёта берём из таблиц 7 и 13.

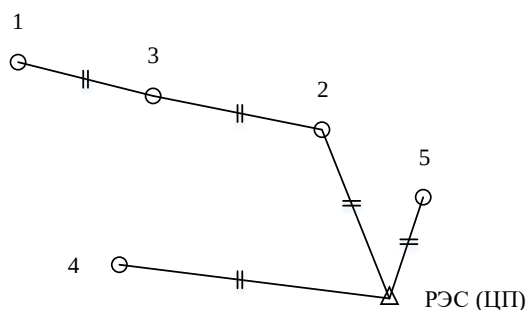


Рисунок 16 – Расчётная схема сети радиально-магистрального исполнения

Задаёмся направлением потокораспределения активной мощности по участкам сети радиально-магистрального варианта (рис. 17).

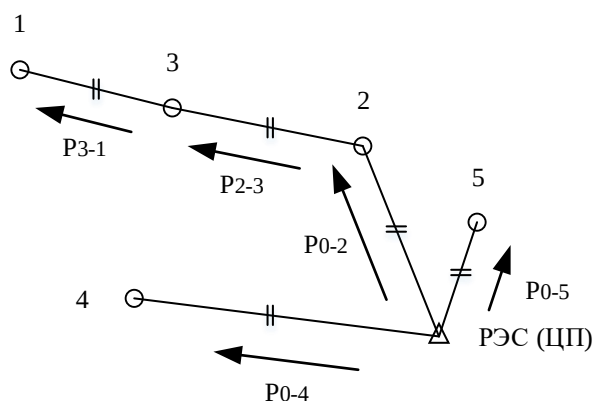


Рисунок 17 – Направления потокораспределения активной мощности по участкам сети радиально-магистрального исполнения

Производим расчёт потокораспределения, используя первый закон Кирхгофа:

$$\begin{aligned}P_{3-1} &= P_1 = 13 \text{ МВт} \\P_{2-3} &= P_1 + P_3 = 13 + 9 = 22 \text{ МВт} \\P_{0-2} &= P_1 + P_3 + P_2 = 13 + 9 + 17 = 39 \text{ МВт} \\P_{0-4} &= P_4 = 15 \text{ МВт} \\P_{0-5} &= P_5 = 20 \text{ МВт}\end{aligned}$$

Реактивные нагрузки участков радиально-магистрального варианта сети:

$$\begin{aligned}Q_{3-1} &= P_1 \cdot tg\varphi_{\text{ср.вз}} = Q_1 = 13 \cdot 0,29 = 3,77 \text{ МВАр} \\Q_{2-3} &= Q_1 + Q_3 = 3,77 + 2,61 = 6,38 \text{ МВАр} \\Q_{0-2} &= Q_1 + Q_3 + Q_2 = 3,77 + 6,38 + 4,93 = 11,31 \text{ МВАр} \\Q_{0-4} &= Q_4 = 4,35 \text{ МВАр} \\Q_{0-5} &= Q_5 = 5,8 \text{ МВАр}\end{aligned}$$

Полные нагрузки участков радиально-магистрального варианта сети:

$$\begin{aligned}S_{3-1} &= S_1 = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2} = 13,54 \text{ МВА} \\S_{2-3} &= S_1 + S_3 = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2} + \sqrt{P_3^2 + Q_3^2} = 22,91 \text{ МВА} \\S_{0-2} &= S_1 + S_3 + S_2 = 40,61 \text{ МВА} \\S_{0-4} &= S_4 = \sqrt{P_4^2 + Q_4^2} = 15,62 \text{ МВА} \\S_{0-5} &= S_5 = \sqrt{P_5^2 + Q_5^2} = 20,83 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Проведём расчёт потокораспределения смешанного варианта схемы сети (рис. 18) в нормальном режиме максимальных нагрузок. Расчёт ведётся без учёта потерь мощности на участках сети. Исходные данные для расчёта берём из таблиц 7 и 13.

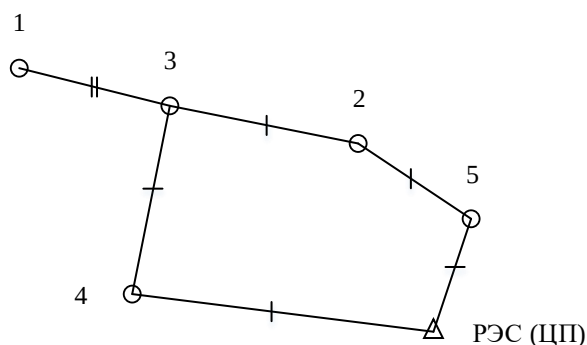


Рисунок 18 – Расчётная схема сети смешанного исполнения

Задаемся направлением потокораспределения активной мощности по участкам сети смешанного варианта (рис. 19).

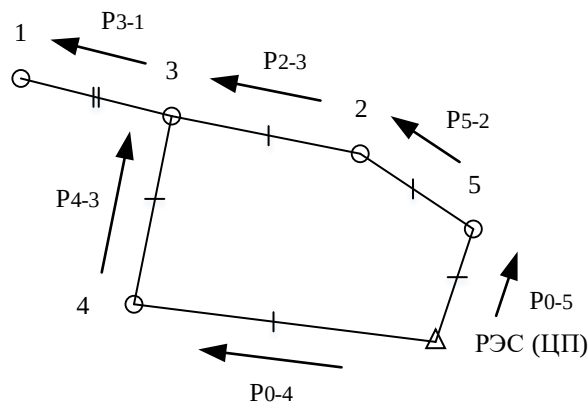


Рисунок 19 – Направления потоков распределения активной мощности по участкам сети смешанного исполнения

Расчет участка 3-1 выполняем независимо от режима остальной сети:

$$P_{3-1} = P_1 = 13 \text{ МВт}$$

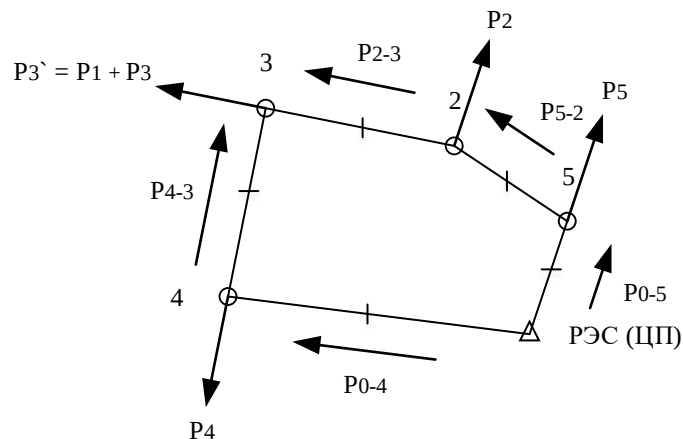


Рисунок 20 – Преобразованная схема сети смешанного исполнения

Определим топологические характеристики схемы сети:

- количество узлов $n = 5$;
- количество ветвей $m = 5$.

Тогда количество уравнений, составляемых по 1-му закону Кирхгофа:

$$k_I = n - 1 = 5 - 1 = 4$$

Количество уравнений, составляемых по 2-му закону Кирхгофа:

$$k_{II} = m - (n - 1) = 5 - (5 - 1) = 1$$

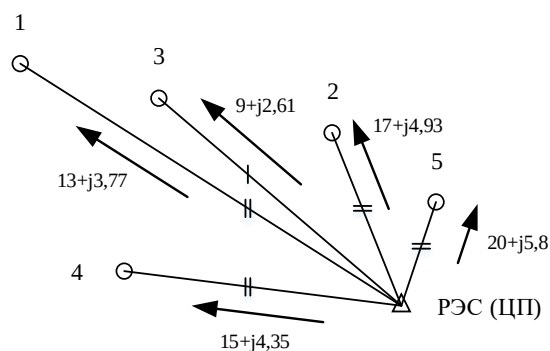
Таким образом, составляем полную систему уравнений по законам Кирхгофа:

- четыре уравнения по 1-му закону (для произвольно выбираемых узлов);
- одно уравнение по 2-му закону для контуров (выберем в качестве независимого направления обхода контура контур: 0-4-3-2-5-0 (рис. 21)).

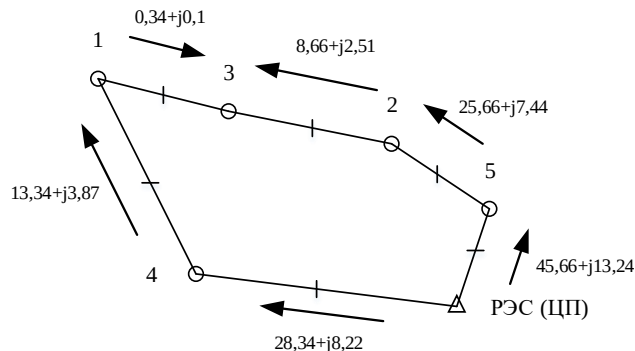
Таблица 17 – Результаты вычислений потокораспределений шести вариантов схем сети (рис. 15) в нормальном режиме максимальных нагрузок

Вариант		Результаты расчётов					
А	Участок	0-1		0-2	0-3	0-4	0-5
	P_{ij} , МВт	13		17	9	15	20
	Q_{ij} , МВАр	3,77		4,93	2,61	4,35	5,80
	S_{ij} , МВА	13,54		17,70	9,37	15,62	20,83
Б	Участок	0-4	4-1	1-3	2-3	5-2	0-5
	P_{ij} , МВт	28,34	13,34	0,34	8,66	25,66	45,66
	Q_{ij} , МВАр	8,22	3,87	0,10	2,51	7,44	13,24
	S_{ij} , МВА	29,51	13,89	0,35	9,02	26,72	47,54
В	Участок	0-5		5-2	2-3	3-1	1-4
	P_{ij} , МВт	74		54	37	28	15
	Q_{ij} , МВАр	21,48		15,67	10,74	8,13	4,35
	S_{ij} , МВА	77,05		56,23	38,53	29,16	15,62
Г	Участок	0-5		0-4	0-2	2-3	3-1
	P_{ij} , МВт	20		15	39	22	13
	Q_{ij} , МВАр	5,80		4,35	11,32	6,39	3,77
	S_{ij} , МВА	20,83		15,62	40,61	22,91	13,54
Д	Участок	0-5		5-2	0-3	0-4	4-1
	P_{ij} , МВт	37		17	9	28	13
	Q_{ij} , МВАр	10,74		4,93	2,61	8,13	3,77
	S_{ij} , МВА	38,53		17,70	9,37	29,16	13,54
Е	Участок	0-4	4-3	3-1	2-3	5-2	0-5
	P_{ij} , МВт	29,2	14,2	13	7,8	24,8	44,8
	Q_{ij} , МВАр	8,47	4,12	3,77	2,26	7,19	12,99
	S_{ij} , МВА	30,41	14,79	13,54	8,12	25,82	46,64

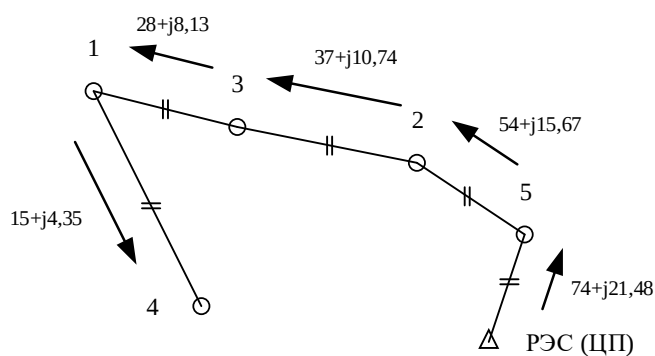
Расчётные схемы вариантов сети представлены на рисунке 23.



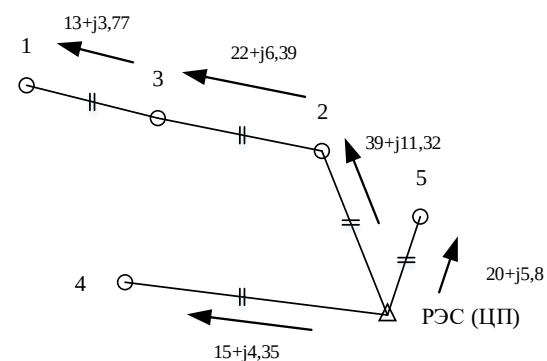
а) Радиальная схема



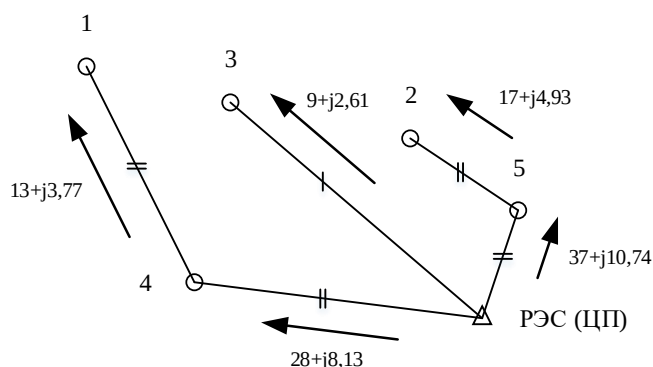
б) Замкнутая (кольцевая) схема



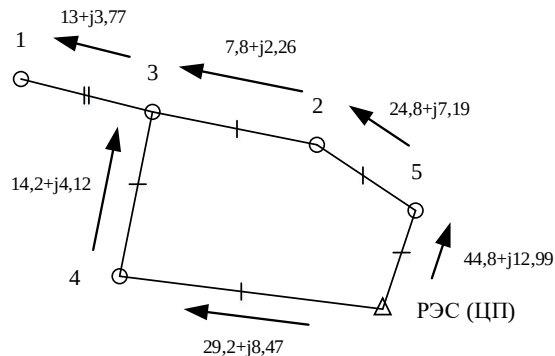
в) Магистральная схема



г) Радиально-магистральная схема



д) Радиально-магистральная схема



е) Смешанная схема

Рисунок 23 – Расчётные схемы вариантов электроснабжения района

5.1.7. Выбор номинального напряжения сети

Шкала номинальных напряжений электрических сетей России установлена в ГОСТ 721-77 (табл. 18).

Таблица 18 – Номинальные ($U_{\text{ном}}$) и максимальные рабочие напряжения ($U_{\text{макс.раб}}$) в сетях выше 1 кВ [3]

$U_{\text{ном}}$, кВ	6	10	20	35	110	220	330	500	750	1150
$U_{\text{макс.раб}}$, кВ	7,2	12	24	40,5	126	252	363	525	787	1200

Номинальное напряжение сети существенно влияет как на её экономические показатели, так и на технические характеристики.

Номинальное напряжение по экономическим критериям выбирается из условия минимальных капитальных затрат на строительство ЛЭП и уровня допустимых потерь при транзите электроэнергии.

Чем больше передаваемая по линии мощность и расстояние, на которое передают, тем выше по техническим и экономическим нормам должно быть номинальное напряжение электропередачи. Однако при этом увеличиваются капитальные затраты на оборудование.

Определяющими факторами, влияющими на выбор напряжения сети, являются передаваемая мощность и расстояние, на которое она передаётся.

При решении вопросов выбора напряжения районной сети можно пользоваться эмпирической формулой Стилла [4]:

$$U_{\text{расч}} = 4,34 \cdot \sqrt{l_{ij} + 16 \cdot P_{ij}} \quad (25)$$

где P – активная мощность, передаваемая по линии, МВт;

l – длина линии, км.

Эта формула применима для линий длиной до 240 км и передаваемой мощности, не превышающей 60 МВт [4].

Более универсальной является формула Г. А. Илларионова, которая даёт удовлетворительные результаты для всей шкалы номинальных напряжений от 35 до 1150 кВ [4]:

$$U_{\text{расч}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}} \quad (26)$$

Найденные напряжения округляют до ближайшего номинального значения. При этом не всегда целесообразна электрическая сеть, состоящая из линий одного напряжения. Варианты схем электрической сети или отдельные её участки могут иметь разные номинальные напряжения. Это зависит от многих факторов:

- мощности нагрузок;
- удалённости нагрузок от источника питания;
- расположения нагрузок относительно друг друга;
- выбранной конфигурации электрической сети;
- способов регулирования напряжения и др.

Обычно сначала определяют номинальное напряжение питающих, более загруженных участков. Например, головной участок сети от источника питания до узловой подстанции может быть с одним напряжением, все другие линии (с наименьшей нагрузкой) – с другим, более низким номинальным напряжением. Участки кольцевой сети, как правило, необходимо выполнить на одном номинальном напряжении.

На данном этапе проектирования особенно ощутима взаимосвязь конфигурации схемы и параметров электрической сети. Общее количество искомых и анализируемых параметров весьма большое. Поэтому в общем случае выбирают номинальное напряжение всей электрической сети или отдельных её участков на основе технико-экономической оценки и сравнения вариантов сети при различных номинальных напряжениях.

На начальном этапе проектирования в качестве критерия приемлемости намеченных вариантов номинальных напряжений сети могут служить суммарные потери напряжения в нормальном и послеаварийном режимах при максимальных нагрузках, а также сечения сталеалюминиевых проводов. Суммарные

потери напряжения в сети определяют для режима наибольших нагрузок как алгебраическая сумма потерь напряжения на всех участках сети одного номинального напряжения от балансирующего узла до самой удаленной подстанции.

Приемлемы варианты схем электрической сети, где суммарные потери напряжения не выходят за пределы 15%, а в послеаварийном режиме до 20% от номинального напряжения сети при условии использования на подстанциях устройств регулирования напряжения. Если потери напряжения до наиболее удаленного потребителя превосходят 15%, а в послеаварийном режиме – 20%, то такой вариант электрической сети полностью или частично необходимо исключить из дальнейшего рассмотрения, так как обеспечение необходимого уровня напряжения у потребителей потребует чрезмерно больших капитальных затрат на установку устройств регулирования напряжения и в целом вариант сети будет экономически нецелесообразным.

Для принятия окончательного решения о величине номинального напряжения необходима не только оценка технических свойств, но и расчёт экономической целесообразности принятого решения. Поэтому выбор номинального напряжения сети проводится повариантно: выполняются расчеты при нескольких возможных (ближайших к $U_{расч}$) номинальных напряжениях и для каждого из них определяются приведенные затраты. Окончательное решение принимается на основе технико-экономического сравнения вариантов таким образом, чтобы обеспечить экономичную работу сети и необходимые технические требования – качество напряжения, малые потери мощности.

Пример 5.1.7. Выбрать номинальное напряжение сети радиально-магистрального исполнения (рис. 24).

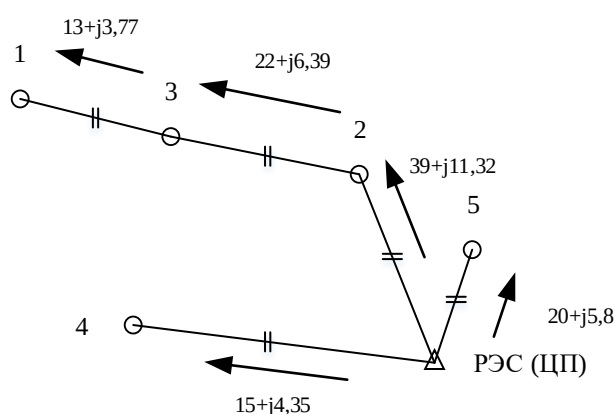


Рисунок 24 – Схема сети радиально-магистрального исполнения

Определим ориентировочное напряжение для участка 0-4 радиально-магистральной схемы (рис. 24) по формуле Стилла:

$$U_{расч.1} = 4,34 \cdot \sqrt{l_{ij} + 16 \cdot P_{ij}} = 4,34 \cdot \sqrt{24,187 + 16 \cdot 15} = 70,542 \text{ кВ}$$

По формуле Г. А. Илларионова:

$$U_{\text{расч.2}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{24,187} + \frac{2500}{15}}} = 73,061 \text{ кВ}$$

Таким образом, с учетом дальнейшего выбора номинального напряжения из шкалы стандартных значений обе формулы дают практически одинаковый результат. Аналогично проводим расчет для остальных участков сети, результаты вычислений заносим в таблицу 19.

Таблица 19 – Выбор номинального напряжения сети радиально-магистрального исполнения

Параметр	Результаты расчётов				
Участок	0-5	0-4	0-2	2-3	3-1
P_{ij} , МВт	20	15	39	22	13
l_{ij} , км	9,487	24,187	16,155	15,297	12,369
$U_{\text{расч.1}}$, кВ	78,779	70,542	109,808	83,176	64,427
$U_{\text{расч.2}}$, кВ	75,015	73,061	102,570	82,669	65,550

За номинальное напряжения линии – $U_{\text{ном}}$ принимается стандартное ближайшее к $U_{\text{расч.1}}$ и $U_{\text{расч.2}}$ значение. Принимаем для дальнейшего расчета номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$.

Аналогично проводятся расчёты для остальных вариантов схем сети.

5.1.8. Выбор сечения проводов ЛЭП

Следует отметить, что кроме ограничения по допустимому току из условия нагрева провода существуют и другие ограничения на сечение проводов. К таким ограничениям относятся:

- механическая прочность проводов;
- механическая прочность опор воздушных линий;
- снижение потерь на корону;
- допустимая потеря напряжения.

Выбранное сечение проводов ЛЭП является экономичным, если оно соответствует оптимальному соотношению между капитальными затратами на сооружение и эксплуатацию ЛЭП и расходами, связанными с потерями электроэнергии. Чтобы найти это оптимальное соотношение, нужно определить какое сечение соответствует наименьшему значению расчётных затрат. Определить это сложно, необходим учет многих факторов в совокупности. Поэтому при проектировании линий 35–220 кВ выбирают сечения проводов не на основе технико-экономических сопоставлений в каждом конкретном случае, а по нормативным обобщённым показателям. В качестве таких показателей на основании

«Рекомендаций по технологическому проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше» в учебном проектировании допускается использовать нормированные значения экономической плотности тока для ВЛ 35–220 кВ, представленные в таблицах 9 и 10.

Согласно методу экономической плотности тока, выбор сечения осуществляется по выражению:

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{э}}}, \quad (27)$$

где $I_{\text{расч}}$ – расчетный ток в нормальном режиме наибольших нагрузок, проходящий по линии, который для различных участков цепи может быть определен следующим образом:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{ij}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_w}, \quad (28)$$

где S_{ij} – полная мощность участка сети между i -ым и j -ым узлами при максимальных нагрузках, кВА;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение участка сети, кВ;

n_w – число параллельных цепей участка линии, шт.

Сечение, найденное по экономической плотности тока, округляют до ближайшего стандартного значения $F_{\text{ст}}$ с учётом ограничений по короне.

Таблица 20 – Стандартный ряд сечений для медных и алюминиевых проводов

0,5 мм ²	0,75 мм ²	1 мм ²	1,5 мм ²	2,5 мм ²	4 мм ²	6 мм ²	10 мм ²	16 мм ²	25 мм ²	35 мм ²	50 мм ²	70 мм ²
------------------------	-------------------------	----------------------	------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------

95 мм ²	120 мм ²	150 мм ²	185 мм ²	240 мм ²	300 мм ²	400 мм ²	500 мм ²	625 мм ²	800 мм ²	1000 мм ²	1200 мм ²	1600 мм ²
-----------------------	------------------------	------------------------	------------------------	------------------------	------------------------	------------------------	------------------------	------------------------	------------------------	-------------------------	-------------------------	-------------------------

Потери на корону могут быть сопоставимы с потерями Джоулева тепла при протекании тока по проводам. Воздух вокруг провода интенсивно ионизируется, образуя свечение – корону. Коронный разряд вынуждает ограничить напряжённость электрического поля у поверхности ЛЭП. Ограничение достигается путём увеличения размеров электродов, придание им формы, обеспечивающей большую однородность поля.

С целью исключения явления общей короны в воздушных сетях с номинальным напряжением 110 кВ и более ограничивают минимально допустимые сечения проводов. Согласно ПУЭ [2]:

- для ВЛ 110 кВ минимально допустимое сечение – 70–95 мм²;
- для ВЛ 150 кВ – 120 мм²;
- для ВЛ 220 кВ – 240 мм².

Сечения проводов, выбранных по экономической плотности тока, проверяются по допустимому по нагреву току наиболее тяжелого послеаварийного режима сети.

Для разомкнутых сетей наиболее тяжелым послеаварийным режимом является режим выхода из строя одной из цепи двухцепных резервированных участков. При том вся передаваемая мощность будет передаваться теперь по оставшейся в работе цепи.

Аварийный ток такого участка будет равен:

$$I_{ав} = n_w \cdot I_{расч} \quad (29)$$

Условие проверки:

$$I_{доп} \geq I_{ав} \quad (30)$$

Величины допустимых токов $I_{доп}$ для проводов различных марок приведены в [5]. При этом следует учитывать поправочные коэффициенты на температуру воздуха в районе проектирования [5].

В качестве наиболее тяжёлых послеаварийных режимов для замкнутых и смешанных сетей рассматриваются режимы с поочерёдным отключением головных участков, условно обозначенные на рисунке 25 как Для схем рисунка 15 таковыми будут (рис. 25):

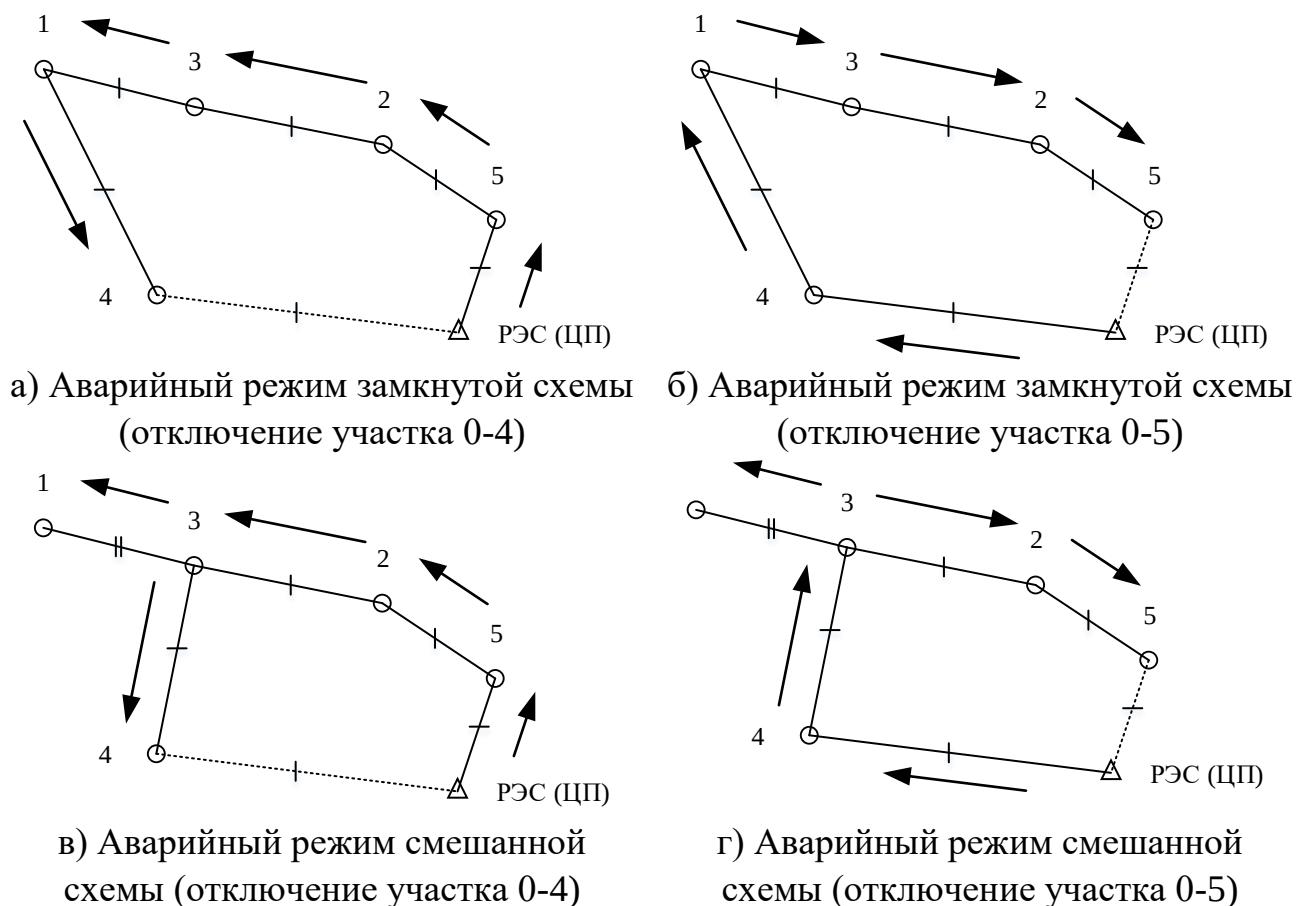


Рисунок 25 – Аварийные режимы в замкнутых и смешанных сетях с отключением головных участков

Для проверки проводов по току наиболее тяжелого после аварийного режима рассчитывается потокораспределение, а затем и токи для каждого из этих режимов и на каждом участке за аварийный ток принимается максимальный.

Основным достоинством выбора площади сечения проводников линий по нормативной экономической плотности тока является простота.

Недостатки метода: расчетная площадь сечения проводников, обычно не совпадает со стандартной, поэтому приходится производить округление; полагается, что соблюдается линейная зависимость между капитальными затратами и площадью сечения проводников; не учитывается различие стоимости 1 км линии в зависимости от материала и типа опор, расчетных климатических условий района сооружения сети; удельные затраты на покрытие потерь электроэнергии принимаются одинаковыми для различных регионов.

Пример 5.1.8. Выбрать сечения проводов сети, приведенной на рисунке 26 с исходными данными из таблицы 17.

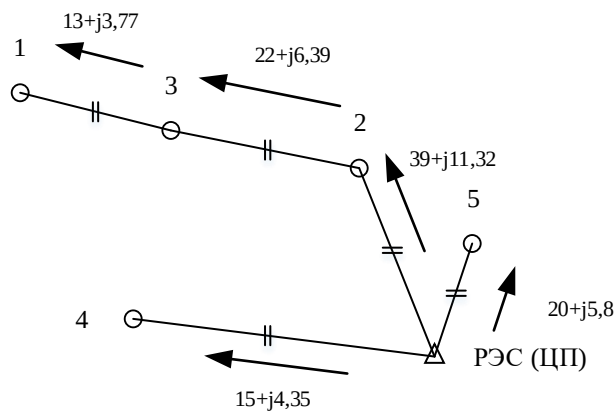


Рисунок 26 – Схема сети радиально-магистрального исполнения

Определяем рабочие токи участков сети.

Для участка 0-4:

$$I_{\text{расч.0-4}} = \frac{S_{0-4}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_w} = \frac{15,62 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 40,99 \text{ А}$$

Определяем ориентировочное сечение для участка 0-4 сети по экономической плотности тока – $j_{\text{э}}$ (выбираем $j_{\text{э}}$ по табл. 9 и 10):

$$F_{\text{расч.0-4}} = \frac{I_{\text{расч.0-4}}}{j_{\text{э}}} = \frac{40,99}{1} = 40,99 \text{ мм}^2$$

Для участка 0-4 с учётом ограничения по короне в воздушных сетях с номинальным напряжением 110 кВ принимаем стандартное сечение $F_{\text{ст.0-4}} = 70 \text{ мм}^2$ (табл. 20).

Аналогично проводим расчёт для остальных участков сети, результаты вычислений заносим в таблицу 21.

Таблица 21 – Расчёт сечений по экономической плотности тока

Параметр	Результаты расчётов				
Участок	0-5	0-4	0-2	2-3	3-1
n_w	2	2	2	2	2
$U_{ном}, \text{кВ}$	110				
$F_{расч}, \text{мм}^2$	54,66	40,99	106,57	60,12	35,53
$F_{ст}, \text{мм}^2$	70	70	120	70	70

Проведем проверка выбранных проводов по току наиболее тяжёлого после аварийного режима.

Для участка 0-4:

$$I_{ав.0-4} = n_{w.0-4} \cdot I_{расч.0-4} = 2 \cdot 40,99 = 82 \text{ А}$$

Допустимый длительный ток для неизолированного сталеалюминиевого провода марки АС сечением 70 мм^2 при температуре воздуха $+25 \text{ °C}$ составляет 265 А [5].

Условие проверки:

$$I_{доп} \geq I_{ав} = 265 \text{ А} > 82 \text{ А}$$

Сечение на участке 0-4 удовлетворяет условию проверки по допустимому току нагрева в послеаварийном режиме.

Аналогично проводим расчеты для остальных участков сети. Результаты вычислений заносим в таблицу 22.

Таблица 22 – Проверка сечений по допустимому току

Параметр	Результаты расчётов				
Участок	0-5	0-4	0-2	2-3	3-1
$F_{ст}, \text{мм}^2$	70	70	120	70	70
$I_{ав}, \text{А}$	109,3	82,0	213,1	120,2	71,1
$I_{доп}, \text{А}$	265	265	375	265	265
$F_{пр}, \text{мм}^2$	70	70	70	70	70

Выбранные сечение на всех участках удовлетворяют условию проверки по допустимому току нагрева в послеаварийном режиме. Если условие $I_{доп} \geq I_{ав}$ не выполняется, то принимается ближайшее большее сечение, для которого это условие будет выполнено.

Аналогично проводятся расчёты для остальных вариантов схем сети.

5.1.9. Механический расчёт ЛЭП

При проектировании воздушных линий сечение и марку проводов выбирают по результатам электрического расчёта и проверяют по тепловым режимам.

Для определения длины пролета и конструктивных параметров опор выполняется проверочный расчет по обеспечению механической прочности. Расчётные климатические условия для выбора схемы механических нагрузок на провода и тросы задаются в соответствии с картами районирования страны по скоростным напорам ветра, по размерам гололедных образований.

Характеристики климатических условий приведены в таблицах 23 и 24.

Таблица 23 – Максимальный нормативный скоростной напор ветра на высоте до 15 м от поверхности земли [4]

Районы по ветру	Скоростной напор ветра, Па, с повторяемостью 1 раз в			Скорость ветра, м/с, с повторяемостью 1 раз в		
	5 лет	10 лет	15 лет	5 лет	10 лет	15 лет
1	270	400	550	21	25	30
2	350	400	550	24	25	30
3	450	500	550	27	29	30
4	550	650	800	30	32	36
5	700	800	800	33	36	36
6	850	1000	1000	37	40	40
7	1000	1250	1250	40	45	45

Таблица 24 – Нормативная толщина стенки гололёда для высоты 10 м над поверхностью земли [4]

Районы по гололёду	Нормативная толщина стенки гололёда, мм, с повторяемостью 1 раз в		
	5 лет	10 лет	15 лет
1	5	5	На основании данных наблюдений, но не менее 10 мм
2	5	10	
3	10	15	
4	15	20	
Особый	20 и более	22 и более	

Особенности расчета проводов и тросов на механическую прочность состоят в следующем:

- воздушные линии рассчитываются исходя из условий, повторяющихся не реже 1 раза в 10 лет;
- механические нагрузки на воздушные линии меняются в очень широких пределах;
- сечение провода определяется из электрического расчета.

5.1.9.1. Удельные механические нагрузки на провода и тросы

Под удельной нагрузкой понимают равномерно распределённую вдоль пролёта провода механическую нагрузку, отнесённую к единице длины и поперечного сечения. Удельная нагрузка выражается в деканьютонах (даН) и относится к проводу длиной 1 м и сечением 1 мм².

Удельная нагрузка от собственного веса провода [4]:

$$\gamma_1 = 0,981 \cdot \frac{G_0}{F}, \quad (31)$$

где G_0 – масса провода кг/м;

F – расчетное сечение провода, несколько отличающееся от номинального сечения, учитываемого при электрических расчетах, мм² [4]:

$$F = n_a \cdot \pi \cdot 0,25 \cdot d_a^2 + n_c \cdot \pi \cdot 0,25 \cdot d_c^2, \quad (32)$$

где n_a , n_c – число алюминиевых и стальных проволок соответственно, шт;

d_a , d_c – номинальный диаметр алюминиевых и стальных проволок соответственно, мм.

Параметры сталеалюминиевых проводов марки АС представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Параметры сталеалюминиевых проводов марки АС

Номинальное сечение провода, $F_{ст}$, мм ²	Алюминиевая часть провода		Стальной сердечник		Число повивов	
	Число проволок, n_a	Номинальный диаметр проволок, d_a , мм	Число проволок, n_c	Номинальный диаметр проволок, d_c , мм	Алюминиевых проволок	Стальных проволок
70/11	6	3,8	1	3,8	1	-
70/72	18	2,2	19	2,2	1	2
95/16	6	4,5	1	4,5	1	-
95/141	24	2,2	37	2,2	1	3
120/19	26	2,4	7	1,85	2	1
120/27	30	2,2	7	2,2	2	1
150/19	24	2,8	7	1,85	2	1
150/24	26	2,7	7	2,1	2	1
150/34	30	2,5	7	2,5	2	1
185/24	24	3,15	7	2,1	2	1
185/29	26	2,98	7	2,3	2	1
185/43	30	2,8	7	2,8	2	1
185/128	54	2,1	37	2,1	2	3
240/32	24	3,6	7	2,4	2	1
240/39	26	3,4	7	2,65	2	1
240/56	30	3,2	7	3,2	2	1
300/39	24	4,0	7	2,65	2	1
300/48	26	3,8	7	2,95	2	1

Продолжение таблицы 25

Номинальное сечение провода, $F_{ст}$, мм ²	Алюминиевая часть провода		Стальной сердечник		Число повивов	
	Число проволок, n_a	Номинальный диаметр проволоки, d_a , мм	Число проволок, n_c	Номинальный диаметр проволоки, d_c , мм	Алюминиевых проволок	Стальных проволок
300/66	30	3,5	19	2,1	2	2
400/18	42	3,4	7	1,85	3	1
400/22	76	2,57	7	2,0	4	1
400/51	54	3,05	7	3,05	3	1

Физико-механические параметры сталеалюминиевых проводов различных сечений приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Физико-механические параметры сталеалюминиевых проводов ВЛ

Характеристика провода	Номинальное сечение провода $F_{ст}$, мм ²							
	70	95	120	150	185	240	300	400
Диаметр, d , мм	11,4	13,6	15,2	17,1	18,8	21,6	24,0	27,5
Масса, G_0 , кг/м	0,274	0,384	0,471	0,600	0,728	0,921	0,1132	0,1490
Модуль упругости, $E \cdot 10^3$, даН/мм ²	8,25	8,25	8,25	8,25	8,25	7,7	7,7	7,7
Коэффициент линейного расширения, $\alpha \cdot 10^{-6}$, 1/°C	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,8	19,8	19,8
Допустимое напряжение при наибольшей нагрузке, $\sigma_{р.макс}$, даН/мм ²	11,6	11,6	13,0	13,0	13,0	12,2	12,2	12,2
Допустимое напряжение при минимальной температуре, $\sigma_{t.мин}$, даН/мм ²	11,6	11,6	13,0	13,0	13,0	12,2	12,2	12,2
Допустимое напряжение при среднегодовой температуре, $\sigma_{t.ср}$, даН/мм ²	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,1	8,1	8,1

Удельная нагрузка от веса гололёда [4]:

$$\gamma_2 = \frac{0,981 \cdot g_0 \cdot \left[\frac{\pi \cdot (d + 2 \cdot b_{\Gamma})^2}{4} - \frac{\pi \cdot d^2}{4} \right] \cdot 10^{-6}}{F}, \quad (33)$$

где g_0 – плотность гололёда равная 900 кг/м^3 ;

d – диаметр провода, мм;

b_{Γ} – толщина стенки гололёда, мм.

Удельная нагрузка от веса провода и веса гололёда [4]:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 \quad (34)$$

Удельная нагрузка от давления ветра на провода без гололёда [4]:

$$\gamma_4 = \frac{a \cdot k_l \cdot C_x \cdot q_v \cdot d}{F}, \quad (35)$$

где q_v – скоростной напор, даН/м^2 ;

a – коэффициент неравномерности скоростного напора по пролёту воздушной линии, равный:

- 1 при $q_v \leq 270 \text{ Па}$;
- 0,85 при $q_v = 400 \text{ Па}$;
- 0,75 при $q_v = 550 \text{ Па}$;
- 0,7 при $q_v = 760 \text{ Па}$ и более.

k_l – коэффициент влияния длины пролёта, равный:

- 1,2 при пролётах до 50 м;
- 1,1 при пролётах в 100 м;
- 1,05 при пролётах в 150 м;
- 1,025 при пролётах в 200 м;
- 1 при пролётах в 250 м и более.

C_x – аэродинамический коэффициент лобового сопротивления провода, равный:

- 1,2 для проводов с диаметром менее 20 мм;
- 1,1 для проводов с диаметром 20 мм и более;

Пролет ВЛ – участок ВЛ между двумя опорами или конструкциями, заменяющими опоры [2].

Стрела провеса провод f – расстояние по вертикали от прямой, соединяющей точки крепления провода, до провода [2].

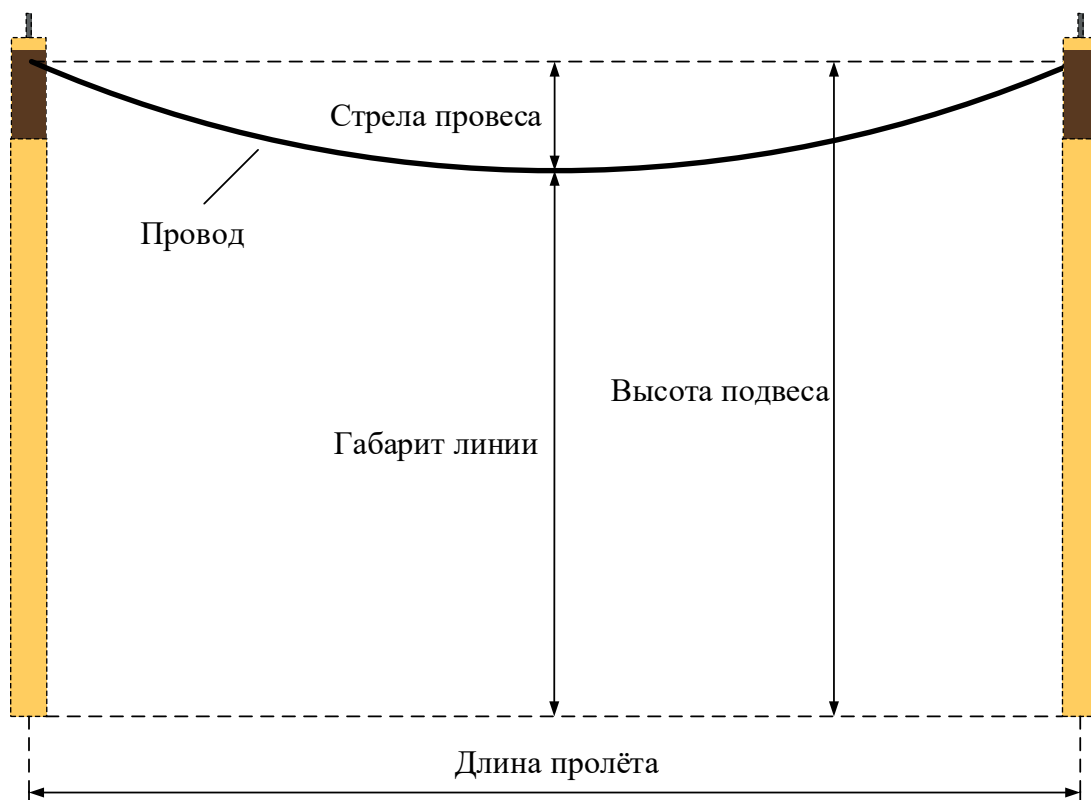


Рисунок 27 – Схема пролёта ВЛ

Длина пролёта определяется экономическими условиями. Длина пролёта ВЛ 110 кВ – 150–200 м; 220 кВ – до 400 м.

Удельная нагрузка от давления ветра на провода с гололёдом [4]:

$$\gamma_5 = \frac{a \cdot k_l \cdot C_x \cdot q_v \cdot 0,25 \cdot (d + 2 \cdot b_r)}{F} \quad (36)$$

При расчёте удельной нагрузки от давления ветра на провод с гололёдом рекомендуется напор ветра при гололёде принять четверти максимального скоростного напора. Поэтому в уравнении числитель умножен на коэффициент 0,25.

Результирующая удельная нагрузка от веса провода и давления ветра на провод без гололёда [4]:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} \quad (37)$$

Результирующая удельная нагрузка от веса провода, давления ветра и гололёда [4]:

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} \quad (38)$$

Пример 5.1.9.1. Произвести механический расчёт провода АС 70/11 с пролётом в 200 м, подвешенного на воздушной линии 110 кВ в 1-м районе по гололёду ($c = 5$ мм), во 2-м ветровом районе ($q_v = 400$ Па = 40 даН/м²) с температурами: самая высокая температура, отмеченная в Калининграде за весь период наблюдений составляет +36,5 °С, самая низкая = -33,3 °С, среднегодовая температура = +1,6 °С.

Удельная нагрузка от собственного веса провода:

$$\gamma_1 = 0,981 \cdot \frac{G_0}{F} = 0,981 \cdot \frac{0,274}{79,388} = 3,386 \cdot 10^{-3} \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2,$$

где G_0 – масса провода кг/м, для провода АС-70/11 $G_0 = 0,274$ кг/м;

F – расчетное сечение провода, несколько отличающееся от номинального сечения, учитываемого при электрических расчетах, мм²:

$$F = n_a \cdot \pi \cdot 0,25 \cdot d_a^2 + n_c \cdot \pi \cdot 0,25 \cdot d_c^2$$

$$F = 6 \cdot \pi \cdot 0,25 \cdot 3,8^2 + 1 \cdot \pi \cdot 0,25 \cdot 3,8^2 = 79,388 \text{ мм}^2$$

Удельная нагрузка от веса гололёда:

$$\gamma_2 = \frac{0,981 \cdot g_0 \cdot \left[\frac{\pi \cdot (d + 2 \cdot b_r)^2}{4} - \frac{\pi \cdot d^2}{4} \right]}{F},$$

$$\gamma_2 = \frac{0,981 \cdot 900 \cdot \left[\frac{\pi \cdot (11,4 + 2 \cdot 5)^2}{4} - \frac{\pi \cdot 11,4^2}{4} \right] \cdot 10^{-6}}{79,388} =$$

$$= 2,865 \cdot 10^{-3} \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2,$$

где g_0 – плотность гололёда равная 900 кг/м³;

$d = 11,4$ мм – диаметр провода;

$b_r = 5$ мм – толщина стенки гололёда.

Удельная нагрузка от веса провода и веса гололёда:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 = 3,386 \cdot 10^{-3} + 2,865 \cdot 10^{-3} = 6,251 \cdot 10^{-3} \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2$$

Удельная нагрузка от давления ветра на провода без гололёда:

$$\gamma_4 = \frac{a \cdot k_l \cdot C_x \cdot q_v \cdot d}{F},$$

$$\gamma_4 = \frac{0,85 \cdot 1,025 \cdot 1,2 \cdot 40 \cdot 10^{-3} \cdot 11,4}{79,388} = 6,005 \cdot 10^{-3} \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2,$$

где $v = 25$ м/с – скорость ветра;

$q_v = 40$ даН/м² – скоростной напор;

a – коэффициент неравномерности скоростного напора по пролёту воздушной линии, равный 0,85 при $q_v = 400$ Па;

k_l – коэффициент влияния длины пролёта, равный 1,025 при пролётах в 200 м;

C_x – аэродинамический коэффициент лобового сопротивления провода, равный 1,2 для проводов с диаметром менее 20 мм;

Удельная нагрузка от давления ветра на провода с гололёдом:

$$\gamma_5 = \frac{a \cdot k_l \cdot C_x \cdot q_v \cdot 0,25 \cdot (d + 2 \cdot b_r)}{F}$$

$$\gamma_5 = \frac{0,85 \cdot 1,025 \cdot 1,2 \cdot 40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,25 \cdot (11,4 + 2 \cdot 5)}{79,388} =$$

$$= 2,818 \cdot 10^{-3} \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2$$

Результирующая удельная нагрузка от веса провода и давления ветра на провод без гололёда:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}$$

$$\gamma_6 = \sqrt{(3,386 \cdot 10^{-3})^2 + (6,005 \cdot 10^{-3})^2} = 6,894 \cdot 10^{-3} \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2$$

Результирующая удельная нагрузка от веса провода, давления ветра и гололёда:

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}$$

$$\gamma_7 = \sqrt{(6,251 \cdot 10^{-3})^2 + (2,818 \cdot 10^{-3})^2} = 6,857 \cdot 10^{-3} \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2$$

5.1.9.2. Критические пролёты

Расчёт ВЛ по условиям механической прочности включает определение механических напряжений проводов при различных условиях их работы (табл. 27). При изменении климатических условий меняются удельные нагрузки γ , температура провода $t_{\text{расч}}$ и механическое напряжение в его материале σ .

Таблица 27 – Расчётные режимы проводов

Расчётный режим	Сочетание климатических условий	Номер нагрузки
I	Провода и тросы покрыты гололёдом, $t_{\text{расч}} = -5 \text{ }^\circ\text{C}$, скоростной напор ветра $0,25q_v$	7
II	Провода и тросы покрыты гололёдом $t_{\text{расч}} = -5 \text{ }^\circ\text{C}$, ветра нет ($q_v = 0$)	3
III	Скоростной напор ветра q_v , $t_{\text{расч}} = -5 \text{ }^\circ\text{C}$, гололёда нет	6
IV	Среднегодовая температура $t_{\text{расч}} = t_{\text{ср}}$, ветра и гололёда нет	1
V	$t_{\text{расч}} = +15 \text{ }^\circ\text{C}$, ветра и гололёда нет	1
VI	Низшая температура $t_{\text{расч}} = t_{\text{мин}}$, ветра и гололёда нет	1
VII	Максимальная температура $t_{\text{расч}} = t_{\text{макс}}$, ветра и гололёда нет	1

Наибольшие механические напряжения в проводе могут возникнуть при наибольшей нагрузке и при наименьшей температуре провода. Наибольшая нагрузка возникает при гололёде с ветром. Расчётная температура при гололёде принимается равной $-5 \text{ }^\circ\text{C}$.

Соотношение механических напряжений при наибольшей нагрузке и наименьшей температуре зависит от длины пролёта. При больших длинах пролёта наибольшее влияние на напряжение оказывает механическая нагрузка. При малых длинах пролёта влияние температуры на напряжение в проводе преобладает перед влиянием нагрузки.

Критическая длина пролёта – это такая длина, при которой механическое напряжение в проводах при наибольшей нагрузке равно механическому напряжению при наименьшей температуре.

Допустимые механические напряжения ограничены для трёх исходных режимов:

- при наибольшей нагрузке;
- при низшей температуре;
- при среднегодовой температуре.

Сочетания равенств механических напряжений при этих условиях дают три критических пролёта.

Длину пролёта, при которой напряжение в проводе при наибольшей нагрузке равно напряжению в проводе при минимальной температуре окружающей среды, называют вторым критическим пролётом.

Длину второго критического пролёта вычисляют по формуле [4]:

$$l_{2к} = 4,9 \cdot \sigma_{р.макс} \cdot \sqrt{\frac{\alpha \cdot (t_{г} - t_{мин})}{(\gamma_7^2 - \gamma_1^2)}}, \quad (39)$$

где $\sigma_{р.макс}$ – допустимое механическое напряжение при наибольшей нагрузке, даН/мм²;

α – коэффициент линейного расширения, 1/°С;

$t_{г}$ – температура окружающей среды при образовании гололёда, °С;

$t_{мин}$ – минимальная температура региона, °С;

γ_7 – результирующая удельная нагрузка от веса провода, давления ветра и гололёда, даН/м·мм²;

γ_1 – удельная нагрузка от собственного веса провода, даН/м·мм².

Длина пролёта, при которой напряжение в проводе достигает при низшей и среднегодовой температуре, называется первым критическим пролётом.

Длину первого критического пролёта вычисляют по формуле [4]:

$$l_{1к} = \sqrt{\frac{(\sigma_{t.ср} - \sigma_{t.мин}) + \alpha \cdot E \cdot (t_{ср} - t_{мин})}{\frac{\gamma_1^2 \cdot E}{24} \cdot \left(\frac{1}{\sigma_{t.ср}^2} - \frac{1}{\sigma_{t.мин}^2} \right)}}, \quad (40)$$

где $\sigma_{t.ср}$ – допустимое механическое напряжение при среднегодовой температуре, даН/мм²;

$\sigma_{t.мин}$ – допустимое механическое напряжение при минимальной температуре, даН/мм²;

E – модуль упругости, даН/мм²;

$t_{ср}$ – среднегодовая температура региона, °С.

Если механические напряжения в проводе достигаются при наибольшей нагрузке и среднегодовой температуре, то такой пролёт называют третьим критическим пролётом.

Длину третьего критического пролёта вычисляют по формуле [4]:

$$l_{3к} = \sqrt{\frac{(\sigma_{р.макс} - \sigma_{t.ср}) + \alpha \cdot E \cdot (t_r - t_{ср})}{\frac{E}{24} \cdot \left(\frac{\gamma_7^2}{\sigma_{р.макс}^2} - \frac{\gamma_1^2}{\sigma_{t.ср}^2} \right)}}, \quad (41)$$

где $\sigma_{р.макс}$ – допустимое механическое напряжение при наибольшей нагрузке, даН/мм².

Соотношения, определяющие исходные условия для расчёта проводов, представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Соотношения, определяющие исходные условия для расчёта проводов

№	Соотношение пролётов	Расчётный критический пролёт
1	$l_{1к} < l_{2к} < l_{3к}$	$l_{1к}$ и $l_{3к}$
2	$l_{1к} > l_{2к} > l_{3к}$	$l_{2к}$

В расчёте провода для конкретного пролёта часто полезно знать, в каком режиме стрела провеса имеет наибольшее значение: при гололёде или при высшей температуре. При определенной температуре стрела провеса провода, находящегося под воздействием собственного веса, достигнет такого же значения, как при наличии гололеда.

Такая температура называется критической и определяется по формуле:

$$t_k = t_r + \frac{\sigma_{р.макс}}{\alpha \cdot E} \cdot \left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3} \right), \quad (42)$$

где γ_3 – удельная нагрузка от веса провода и веса гололёда, даН/м·мм².

Пример 5.1.9.2. Вычислить критические пролёты, критическую температуру, механические напряжения проводов для 7 расчётных режимов, стрелы провеса для 7 расчётных режимов.

Длину первого критического пролёта вычисляют по формуле:

$$l_{1к} = \sqrt{\frac{(\sigma_{t.ср} - \sigma_{t.мин}) + \alpha \cdot E \cdot (t_{ср} - t_{мин})}{\frac{\gamma_1^2 \cdot E}{24} \cdot \left(\frac{1}{\sigma_{t.ср}^2} - \frac{1}{\sigma_{t.мин}^2} \right)}},$$

$$l_{1к} = \sqrt{\frac{(8,7 - 11,6) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (1,6 + 33,3)}{\frac{(3,386 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3}{24} \cdot \left(\frac{1}{8,7^2} - \frac{1}{11,6^2} \right)}} = 339 \text{ м},$$

где $\sigma_{t.ср} = 8,7$ даН/мм² – допустимое механическое напряжение при среднегодовой температуре;

$\sigma_{t.мин} = 11,6$ даН/мм² – допустимое механическое напряжение при минимальной температуре;

$E = 8,25 \cdot 10^3$ даН/мм² – модуль упругости;

$\alpha = 19,2 \cdot 10^{-6}$ 1/°С – коэффициент линейного расширения;

$\gamma_1 = 3,386 \cdot 10^{-3}$ даН/м·мм² – удельная нагрузка от собственного веса провода;

$t_{\text{ср}} = +1,6$ °С – среднегодовая температура региона;

$t_{\text{мин}} = -33,3$ °С – минимальная температура региона.

Длину второго критического пролёта вычисляют по формуле:

$$l_{2к} = 4,9 \cdot \sigma_{\text{р.макс}} \cdot \sqrt{\frac{\alpha \cdot (t_{\text{г}} - t_{\text{мин}})}{(\gamma_7^2 - \gamma_1^2)}},$$

$$l_{2к} = 4,9 \cdot 11,6 \cdot \sqrt{\frac{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 - (-33,3))}{(6,857 \cdot 10^{-3})^2 - (3,386 \cdot 10^{-3})^2}} = 222 \text{ м},$$

где $\sigma_{\text{р.макс}} = 11,6$ даН/мм² – допустимое механическое напряжение при наибольшей нагрузке;

$t_{\text{г}} = -5$ °С – температура окружающей среды при образовании гололёда;

$\gamma_7 = 6,857 \cdot 10^{-3}$ даН/м·мм² – результирующая удельная нагрузка от веса провода, давления ветра и гололёда.

Длину третьего критического пролёта вычисляют по формуле:

$$l_{3к} = \sqrt{\frac{(\sigma_{\text{р.макс}} - \sigma_{t.\text{ср}}) + \alpha \cdot E \cdot (t_{\text{г}} - t_{\text{ср}})}{\frac{E}{24} \cdot \left(\frac{\gamma_7^2}{\sigma_{\text{р.макс}}^2} - \frac{\gamma_1^2}{\sigma_{t.\text{ср}}^2} \right)}}$$

$$l_{3к} = \sqrt{\frac{(11,6 - 8,7) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (-5 - 1,6)}{\frac{8,25 \cdot 10^3}{24} \cdot \left(\frac{(6,857 \cdot 10^{-3})^2}{11,6^2} - \frac{(3,386 \cdot 10^{-3})^2}{8,7^2} \right)}} = 165 \text{ м}$$

Соотношения, определяющие исходные условия для расчёта проводов следующие:

$$l_{1к} > l_{2к} > l_{3к} = 339 \text{ м} > 222 \text{ м} > 165 \text{ м}$$

Расчётным критическим пролётом будет служить второй критический пролёт $l_{2к}$.

Критическую температуру района вычисляют по формуле:

$$t_{\text{к}} = t_{\text{г}} + \frac{\sigma_{\text{р.макс}}}{\alpha \cdot E} \cdot \left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3} \right),$$

$$t_{\text{к}} = -5 + \frac{11,6}{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3} \cdot \left(1 - \frac{3,386 \cdot 10^{-3}}{6,251 \cdot 10^{-3}} \right) = 28,56 \text{ °С},$$

где $\gamma_3 = 6,251 \cdot 10^{-3}$ даН/м·мм² – удельная нагрузка от веса провода и веса гололёда.

Критическая температура ниже максимальной температуры района расположения сети электроснабжения.

Вычислим механические напряжения проводов для 7 расчётных режимов.

Механические напряжения проводов для I режима:

$$\sigma_I = \sigma_{p.\text{макс}} \quad (43)$$

$$\sigma_I = \sigma_{p.\text{макс}} = 11,6 \text{ даН/мм}^2$$

Механические напряжения проводов для II режима определяется согласно уравнению:

$$\sigma_{II} - \frac{\gamma_3^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{II}^2} = \sigma_{p.\text{макс}} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{p.\text{макс}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{\text{расч}} - t_r), \quad (44)$$

$$\sigma_{II} - \frac{(6,251 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 200^2}{24 \cdot \sigma_{II}^2} =$$

$$= 11,6 - \frac{(6,857 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 200^2}{24 \cdot 11,6^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot$$

$$\cdot (-5 - (-5)),$$

$$\sigma_{II} - \frac{537,281}{\sigma_{II}^2} = 6,795,$$

$$\sigma_{II} = 11,13 \text{ даН/мм}^2,$$

где $l = 200$ м – изначально выбранная длина пролёта;

Механические напряжения проводов для III режима определяется согласно уравнению:

$$\sigma_{III} - \frac{\gamma_6^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{III}^2} = \sigma_{p.\text{макс}} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{p.\text{макс}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{\text{расч}} - t_r) \quad (45)$$

$$\sigma_{III} - \frac{(6,894 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 200^2}{24 \cdot \sigma_{III}^2} =$$

$$= 11,6 - \frac{(6,857 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 200^2}{24 \cdot 11,6^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot$$

$$\cdot (-5 - (-5))$$

$$\sigma_{III} - \frac{653,499}{\sigma_{III}^2} = 6,795$$

$$\sigma_{III} = 11,62 \text{ даН/мм}^2$$

Механические напряжения проводов для IV режима определяется согласно уравнению:

$$\sigma_{IV} - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{IV}^2} = \sigma_{p.\text{макс}} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{p.\text{макс}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{\text{расч}} - t_r) \quad (46)$$

$$\sigma_{IV} - \frac{(3,386 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 200^2}{24 \cdot \sigma_{IV}^2} =$$

$$= 11,6 - \frac{(6,857 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 200^2}{24 \cdot 11,6^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot$$

$$\cdot (1,6 - (-5))$$

$$\sigma_{IV} - \frac{157,644}{\sigma_{IV}^2} = 5,75$$

$$\sigma_{IV} = 8,13 \text{ даН/мм}^2$$

Механические напряжения проводов для V режима определяется согласно уравнению:

$$\begin{aligned} \sigma_V - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_V^2} &= \sigma_{p.макс} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{p.макс}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{расч} - t_r) \\ \sigma_V - \frac{(3,386 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 200^2}{24 \cdot \sigma_V^2} &= \\ = 11,6 - \frac{(6,857 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 200^2}{24 \cdot 11,6^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot \\ &\cdot (15 - (-5)) \\ \sigma_V - \frac{157,644}{\sigma_V^2} &= 3,627 \\ \sigma_V &= 6,91 \text{ даН/мм}^2 \end{aligned} \quad (47)$$

Механические напряжения проводов для VI режима определяется согласно уравнению:

$$\begin{aligned} \sigma_{VI} - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{VI}^2} &= \sigma_{p.макс} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{p.макс}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{расч} - t_r) \\ \sigma_{VI} - \frac{(3,386 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 200^2}{24 \cdot \sigma_{VI}^2} &= \\ = 11,6 - \frac{(6,857 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 200^2}{24 \cdot 11,6^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot \\ &\cdot (-33,3 - (-5)) \\ \sigma_{VI} - \frac{157,644}{\sigma_{VI}^2} &= 11,278 \\ \sigma_{VI} &= 12,31 \text{ даН/мм}^2 \end{aligned} \quad (48)$$

Механические напряжения проводов для VII режима определяется согласно уравнению:

$$\begin{aligned} \sigma_{VII} - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{VII}^2} &= \sigma_{p.макс} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{p.макс}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{расч} - t_r) \\ \sigma_{VII} - \frac{(3,386 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 200^2}{24 \cdot \sigma_{VII}^2} &= \\ = 11,6 - \frac{(6,857 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 200^2}{24 \cdot 11,6^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot \\ &\cdot (36,5 - (-5)) \\ \sigma_{VII} - \frac{157,644}{\sigma_{VII}^2} &= 0,222 \\ \sigma_{VII} &= 5,47 \text{ даН/мм}^2 \end{aligned} \quad (49)$$

Значения механических напряжений проводов для 7 расчётных режимов сведём в таблицу 29.

Таблица 29 – Значения механических напряжений проводов для 7 расчётных режимов

Режим I	Режим II	Режим III	Режим IV	Режим V	Режим VI	Режим VII
σ_I , даН/мм ²	σ_{II} , даН/мм ²	σ_{III} , даН/мм ²	σ_{IV} , даН/мм ²	σ_V , даН/мм ²	σ_{VI} , даН/мм ²	σ_{VII} , даН/мм ²
11,6	11,13	11,62	8,13	6,91	12,31	5,47

Наибольшие механические напряжения в проводах возникают при минимальной температуре окружающей среды и отсутствии ветра и гололёда.

Наименьшие механические напряжения в проводах возникают при максимальной температуре окружающей среды и отсутствии ветра и гололёда.

Вычислим стрелы провеса для 7 расчётных режимов.

Стрела провеса для I режима:

$$f_I = \frac{\gamma_7 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_I} \quad (50)$$

$$f_I = \frac{\gamma_7 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_I} = \frac{6,857 \cdot 10^{-3} \cdot 200^2}{8 \cdot 11,6} = 2,956 \text{ м}$$

Стрела провеса для II режима:

$$f_{II} = \frac{\gamma_3 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{II}} \quad (51)$$

$$f_{II} = \frac{\gamma_3 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{II}} = \frac{6,251 \cdot 10^{-3} \cdot 200^2}{8 \cdot 11,13} = 2,808 \text{ м}$$

Стрела провеса для III режима:

$$f_{III} = \frac{\gamma_6 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{III}} \quad (52)$$

$$f_{III} = \frac{\gamma_6 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{III}} = \frac{6,894 \cdot 10^{-3} \cdot 200^2}{8 \cdot 11,62} = 2,966 \text{ м}$$

Стрела провеса для IV режима:

$$f_{IV} = \frac{\gamma_1 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{IV}} \quad (53)$$

$$f_{IV} = \frac{\gamma_1 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{IV}} = \frac{3,386 \cdot 10^{-3} \cdot 200^2}{8 \cdot 8,13} = 2,082 \text{ м}$$

Стрела провеса для V режима:

$$f_V = \frac{\gamma_1 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_V} \quad (54)$$

$$f_V = \frac{\gamma_1 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_V} = \frac{3,386 \cdot 10^{-3} \cdot 200^2}{8 \cdot 6,91} = 2,45 \text{ м}$$

Стрела провеса для VI режима:

$$f_{VI} = \frac{\gamma_1 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{VI}} \quad (55)$$

$$f_{VI} = \frac{\gamma_1 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{VI}} = \frac{3,386 \cdot 10^{-3} \cdot 200^2}{8 \cdot 12,31} = 1,375 \text{ м}$$

Стрела провеса для VI режима:

$$f_{VII} = \frac{\gamma_1 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{VII}} \quad (56)$$

$$f_{VII} = \frac{\gamma_1 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{VII}} = \frac{3,386 \cdot 10^{-3} \cdot 200^2}{8 \cdot 5,47} = 3,095 \text{ м}$$

По результатам расчёта можно сделать вывод о том, что максимальная стрела провеса наблюдается при максимальной температуре окружающей среды и отсутствии гололёда и ветра.

5.1.10. Проверка сети по потере напряжения в нормальном и послеаварийном режиме

Одним из требований, предъявляемых к системам электроснабжения, является соблюдение показателей качества электроэнергии. Отклонение напряжения — это локальный показатель качества электроэнергии, так как имеет разные значения в различных точках электрической сети [6].

Отклонение напряжения (как правило, продолжительностью более 1 мин) обусловлены обычно изменениями нагрузки электрической сети.

Регламентируется величиной отрицательного $\delta U_{(-)}$ и положительного $\delta U_{(+)}$ отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии от номинального значения, % [6]:

$$\delta U_{(-)} = \left[\frac{(U_{\text{ном}} - U_{(-)})}{U_{\text{ном}}} \right] \cdot 100 \%, \quad (57)$$

$$\delta U_{(+)} = \left[\frac{(U_{(+)} - U_{\text{ном}})}{U_{\text{ном}}} \right] \cdot 100 \%, \quad (58)$$

где $\delta U_{(-)}$, $\delta U_{(+)}$ — значения напряжения электропитания, меньшие и большие стандартного номинального напряжения $U_{\text{ном}}$ соответственно, кВ.

Для указанного показателя качества электроэнергии установлены следующие нормы:

- положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10% номинального значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю [6].

При проектировании сетей вместо расчёта значений отклонения напряжения принято оценивать величину потери напряжения и сравнивать её с допустимой. Проверку по потере напряжения необходимо производить, как для нормального, так и для послеаварийных режимов сети.

Для районных электрических сетей, на подстанциях которых установлены трансформаторы, оснащенные устройствами регулирования напряжения под

нагрузкой (РПН) допустимую потерю напряжения можно принять равной 10–15% для нормального режима максимальных нагрузок и 15–20% в послеаварийных режимах.

Условие проверки в нормальном режиме максимальных нагрузок:

$$\Delta U_{\text{доп.}ij.\%} \geq \Delta U_{ij.\%} \quad (59)$$

где $\Delta U_{\text{доп.}ij.\%}$ – допустимая величина потери напряжения (в % от номинального напряжения) в нормальном режиме.

Аналогично проверяют сеть в послеаварийном режиме:

$$\Delta U_{\text{доп.ав.}ij.\%} \geq \Delta U_{\text{ав.}ij.\%} \quad (60)$$

где $\Delta U_{\text{доп.ав.}ij.\%}$ – допустимая величина потери напряжения (в % от номинального напряжения) в послеаварийном режиме.

Изменение напряжения на любом элементе электрической сети зависит от параметров этих элементов и передаваемой мощности и в нормальном режиме может быть определено в % следующим образом [7]:

$$\Delta U_{ij.\%} = \frac{P_{ij} \cdot R_{\text{л}} + Q_{ij} \cdot X_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}^2} \cdot 100 \% \quad (61)$$

$$\Delta U_{ij.\text{кВ}} = \frac{P_{ij} \cdot R_{\text{л}} + Q_{ij} \cdot X_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} = U_{\text{ном}} \cdot \frac{\Delta U_{ij.\%}}{100} \quad (62)$$

Потеря напряжения на участках сети в послеаварийном режиме:

$$\Delta U_{\text{ав.}ij.\%} = n_w \cdot \Delta U_{ij.\%} \quad (63)$$

$$\Delta U_{\text{ав.}ij.\text{кВ}} = U_{\text{ном}} \cdot \frac{\Delta U_{\text{ав.}ij.\%}}{100} \quad (64)$$

Параметры сети определяются по соответствующим схемам замещения.

В частности, для П-образной схемы замещения ЛЭП её параметры можно определить следующим образом.

Активное сопротивление линии электропередачи, Ом [7]:

$$R_{\text{л}} = R_{0.ij} \cdot \frac{l_{ij}}{n_w}, \quad (65)$$

где $R_{0.ij}$ – удельное активное сопротивление линии электропередачи, Ом/км, при температуре провода +20 °С;

l_{ij} – длина ЛЭП, км.

Реактивное сопротивление линии электропередачи, Ом [7]:

$$X_{\text{л}} = X_{0.ij} \cdot \frac{l_{ij}}{n_w}, \quad (66)$$

где $X_{0.ij}$ – удельное реактивное сопротивление линии электропередачи, Ом/км;

При расчёте установившихся режимов электрических сетей до 220 кВ активная проводимость практически не учитывается.

Параметры ($R_{0.ij}$, $X_{0.ij}$) определяются из справочника по электрическим сетям [5].

Пример 5.1.10. Провести проверку сети, приведенной на рисунке 28 с исходными расчетными данными из таблицы 17, по потере напряжения в нормальном и послеаварийном режиме. Результаты расчётов сводим в таблицу 30.

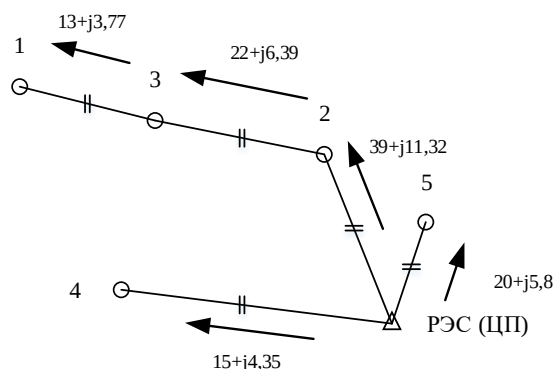


Рисунок 28 – Схема сети радиально-магистрального исполнения

Таблица 30 – Потери напряжения для радиально-магистральной схемы сети

Участок		0-5	0-4	0-2	2-3	3-1
Параметры Линий	Сечение провода АС	70	70	70	70	70
	n_w	2	2	2	2	2
	$R_{0.ij}$, Ом/км	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
	$X_{0.ij}$, Ом/км	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
	l_{ij} , км	9,49	24,19	16,16	15,30	12,37
Нормальный режим	P_{ij} , МВт	20,00	15,00	39,00	22,00	13,00
	Q_{ij} , МВАр	5,80	4,35	11,32	6,39	3,77
	$R_{л}$, Ом	1,99	5,08	3,39	3,21	2,60
	$X_{л}$, Ом	2,09	5,32	3,55	3,37	2,72
	ΔU_{ij} , %	0,43	0,82	1,43	0,76	0,36
	ΔU_{ij} , кВ	0,47	0,90	1,57	0,84	0,40
Послеаварийный режим	P_{ij} , МВт	20,00	15,00	39,00	22,00	13,00
	Q_{ij} , МВАр	5,80	4,35	11,32	6,39	3,77
	$R_{л}$, Ом	3,98	10,16	6,79	6,42	5,20
	$X_{л}$, Ом	4,17	10,64	7,11	6,73	5,44
	ΔU_{ij} , %	0,86	1,64	2,85	1,52	0,73
	$\Delta U_{ав.ij}$, кВ	0,94	1,81	3,14	1,68	0,80

Для разомкнутых сетей потери напряжения в послеаварийном режиме на участках сети увеличиваются в n_w раз, так как при выходе из строя одной из цепи двухцепных участков сопротивление участка увеличивается в n_w раз.

Проверка сети по потере напряжения осуществляется для точек электрически наиболее удаленных. В разомкнутых сетях такими точками являются все

концевые точки сети. В нашем случае это точки: 1, 4, 5. Пункты 4 и 5 как это видно из таблицы 30 удовлетворяют условию проверки по допустимой потере напряжения в послеаварийном режиме.

Проверяем по потери напряжения точку 4 в нормальном режиме:

$$\Delta U_{0-2-3-1.\%} = \Delta U_{0-2.\%} + \Delta U_{2-3.\%} + \Delta U_{3-1.\%} = 2,55 \%$$

$$\Delta U_{0-2-3-1.\text{кВ}} = \Delta U_{0-2.\text{кВ}} + \Delta U_{2-3.\text{кВ}} + \Delta U_{3-1.\text{кВ}} = 2,81 \text{ кВ}$$

Проверяем по потери напряжения точку 4 в послеаварийном режиме:

$$\Delta U_{\text{ав.}0-2-3-1.\%} = \Delta U_{\text{ав.}0-2.\%} + \Delta U_{\text{ав.}2-3.\%} + \Delta U_{\text{ав.}3-1.\%} = 5,1 \%$$

$$\Delta U_{\text{ав.}0-2-3-1.\text{кВ}} = \Delta U_{\text{ав.}0-2.\text{кВ}} + \Delta U_{\text{ав.}2-3.\text{кВ}} + \Delta U_{\text{ав.}3-1.\text{кВ}} = 5,61 \text{ кВ}$$

Сеть удовлетворяет условию проверки по потери напряжения в нормальном и послеаварийном режиме при напряжении 110 кВ.

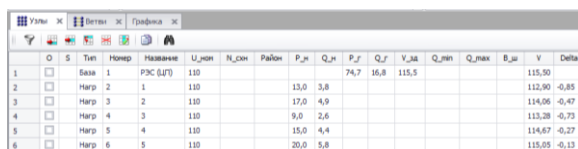
Если сеть не удовлетворяет условию проверки по допустимой потере напряжения в нормальном или послеаварийном режиме, то из дальнейшего рассмотрения этот вариант следует исключить.

5.1.11. Проверка расчётов в программном комплексе RastrWin3

В программном комплексе RastrWin3 построить математические модели намеченных вариантов схем электроснабжения района. Произвести расчёт установившегося режима. Для этого:

- задать параметры узлов схемы;
- задать параметры ветвей схемы.

Пример 5.1.11. Произведём расчёт установившегося режима радиально-магистральной схемы сети в RastrWin3 (рис. 29-32).



O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N_кон	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	Y_ш	Q_н_н	Q_н_м	B_ш	Y	Delta
1		Баз	1	РЭС (ЛП)	110					74,7	16,8	115,5				115,50	
2		Нарп	2	1	110			13,0	3,8							112,90	-0,85
3		Нарп	3	2	110			17,0	4,9							114,06	-0,47
4		Нарп	4	3	110			9,0	2,6							113,28	-0,73
5		Нарп	5	4	110			15,0	4,4							114,67	-0,27
6		Нарп	6	5	110			20,0	5,8							115,05	-0,13

а)

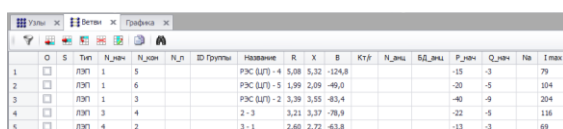


O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N_кон	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	Y_ш	Q_н_н	Q_н_м	B_ш	Y	Delta
1		Баз	1	РЭС (ЛП)	110					75,5	20,5	115,5				115,50	
2		Нарп	2	1	110			13,0	3,8							110,02	-1,68
3		Нарп	3	2	110			17,0	4,9							112,45	-0,92
4		Нарп	4	3	110			9,0	2,6							110,81	-1,43
5		Нарп	5	4	110			15,0	4,4							113,79	-0,52
6		Нарп	6	5	110			20,0	5,8							114,60	-0,36

б)

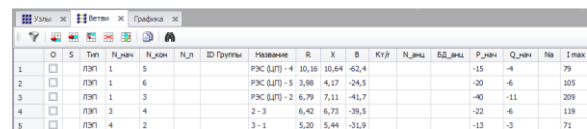
Рисунок 29 – Пример ввода данных по узлам сети в программе RastrWin3:

а) Нормальный режим; б) Аварийный режим



O	S	Тип	N_кон	N_л	ID Группы	Название	R	X	B	Ктр	N_ш	BД_ш	P_н_н	Q_н_н	N	I_max
1		ЛЭП	1	5		РЭС (ЛП) - 4	5,08	5,32	-124,8		-15	-3				79
2		ЛЭП	1	6		РЭС (ЛП) - 5	1,99	2,09	-49,0		-20	-5				104
3		ЛЭП	1	3		РЭС (ЛП) - 2	3,39	3,55	-83,4		-40	-9				204
4		ЛЭП	3	4		2 - 3	3,21	3,37	-78,9		-22	-5				116
5		ЛЭП	4	2		3 - 1	2,60	2,72	-43,8		-13	-3				69

а)



O	S	Тип	N_кон	N_л	ID Группы	Название	R	X	B	Ктр	N_ш	BД_ш	P_н_н	Q_н_н	N	I_max
1		ЛЭП	1	5		РЭС (ЛП) - 4	10,16	10,64	-62,4		-15	-4				79
2		ЛЭП	1	6		РЭС (ЛП) - 5	3,98	4,17	-24,5		-20	-6				105
3		ЛЭП	1	3		РЭС (ЛП) - 2	6,79	7,11	-41,7		-40	-11				209
4		ЛЭП	3	4		2 - 3	6,42	6,73	-39,5		-22	-6				119
5		ЛЭП	4	2		3 - 1	5,20	5,44	-31,9		-13	-3				71

б)

Рисунок 30 – Пример ввода данных по ветвям сети в программе RastrWin3:

а) Нормальный режим; б) Аварийный режим

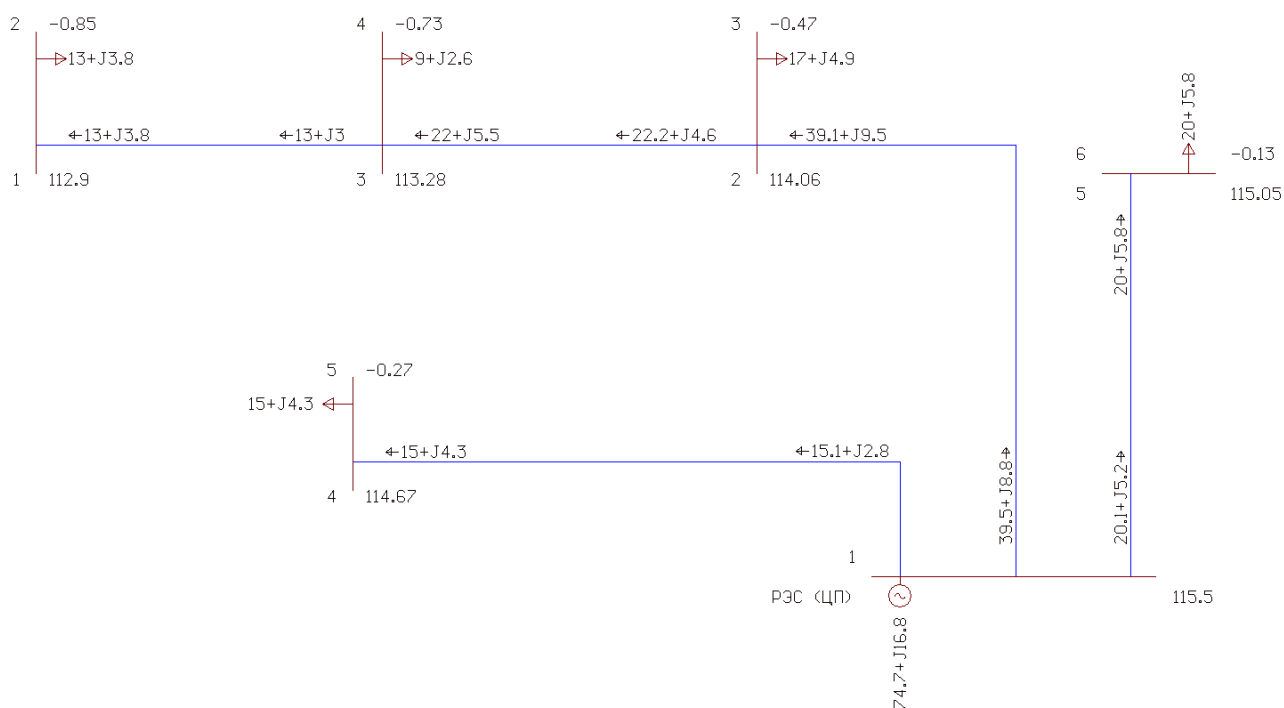


Рисунок 31 – Пример графического изображения схемы нормального режима работы сети в RastrWin3

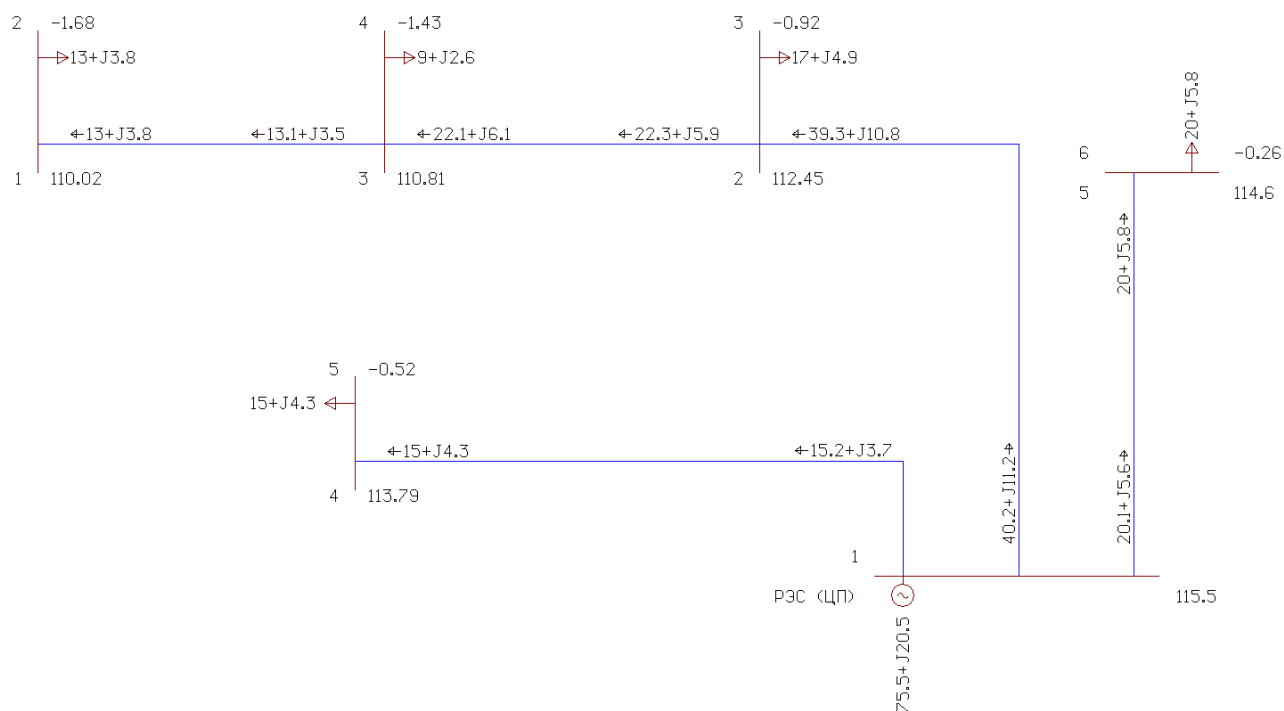


Рисунок 32 – Пример графического изображения схемы аварийного режима работы сети в RastrWin3

5.1.12. Формирование схем электрических соединений вариантов сети

На выбор рационального варианта построения сети существенное влияние оказывают главные схемы электрических соединений понижающих подстанций.

Главная схема электрических соединений определяет основные качества электрической части станций и подстанций:

- надежность;
- экономичность;
- ремонтпригодность;
- безопасность обслуживания;
- удобство эксплуатации;
- удобство размещения электрооборудования;
- возможность дальнейшего расширения и т. д.

Одним из достоинств схем подстанций является простота. При выборе схемы подстанции необходимо стремиться к этому, в частности, к минимальному количеству выключателей в сетях 35–220 кВ.

Для подстанций с двумя классами напряжений существуют типовых схемы, которые в зависимости от применяемых коммутационных аппаратов на стороне высшего напряжения можно разделить на две группы:

- упрощенные схемы (на отделителях и короткозамыкателях) без выключателей или с сокращенным числом выключателей;
- схемы на выключателях.

В связи с конструктивными недостатками схем на отделителях и короткозамыкателях и отрицательным воздействием их работы при коротких замыканиях на оборудование и потребителей смежных подстанций на вновь сооружаемых подстанциях эти схемы не применяются.

Наиболее простыми являются блочные схемы (рис. 33 а, б). Они применяются в разомкнутых сетях (радиальных или магистральных) на тупиковых или на ответственных подстанциях, присоединенных к одной или двум параллельным линиям напряжением до 330 кВ включительно.

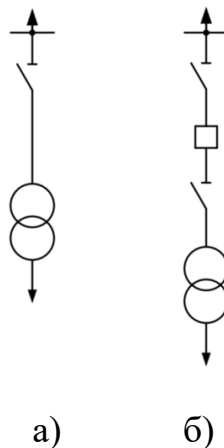


Рисунок 33 – Блочные схемы: а) С разъединителем; б) С выключателем

Diagram (a) shows a simple parallel connection where the two lines are connected at both ends by switches. A fault indicator (square) is located on each line, and the fault location (circles) is also on each line.

Diagram (b) shows a more complex interconnection. The two lines are connected at both ends by switches. Additionally, there is a cross-connection between the two lines in the middle, represented by a switch connecting the two lines. A fault indicator (square) is located on each line, and the fault location (circles) is also on each line.

Diagram (c) shows a parallel connection where the two lines are connected at both ends by switches. A fault indicator (square) is located on each line, and the fault location (circles) is also on each line.

В сетях с двухсторонним питанием, кольцевых и сложнзамкнутых сетях применяются схемы транзитных подстанций (рис. 35 а, б, в).

73

В качестве проходной подстанции с двухсторонним питанием по двум линиям применяется схема четырехугольника (рис. 36).

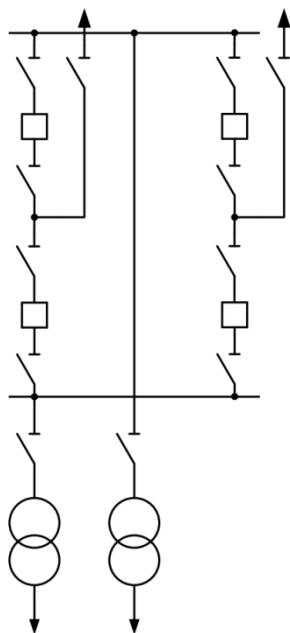


Рисунок 36 – Схема четырёхугольника

В качестве проходной подстанции с двухсторонним питанием, подключенная к двухцепной линии применяется схема заход-выход (рис. 37).

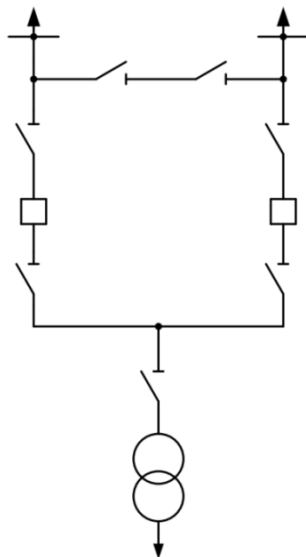


Рисунок 37 – Схема заход-выход

Более подробную информацию по главным схемам подстанций можно найти в [8], а именно:

- тип подстанции;
- область и основные условия применения;
- этапность развития;
- экономические критерии применения.

Выбор схемы подстанции также может осуществляться согласно регламенту применения типовых схем подстанций 35–750 кВ и критериев их предпочтительного использования (рис. 38 и 39).

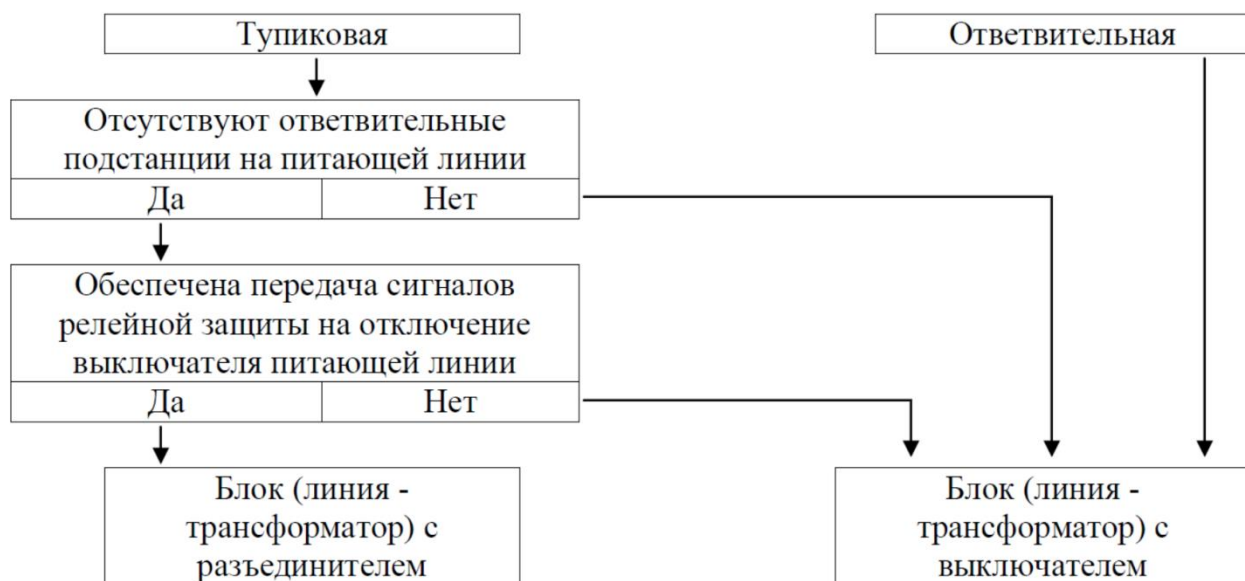


Рисунок 38 – Выбор схемы однострансформаторной подстанции

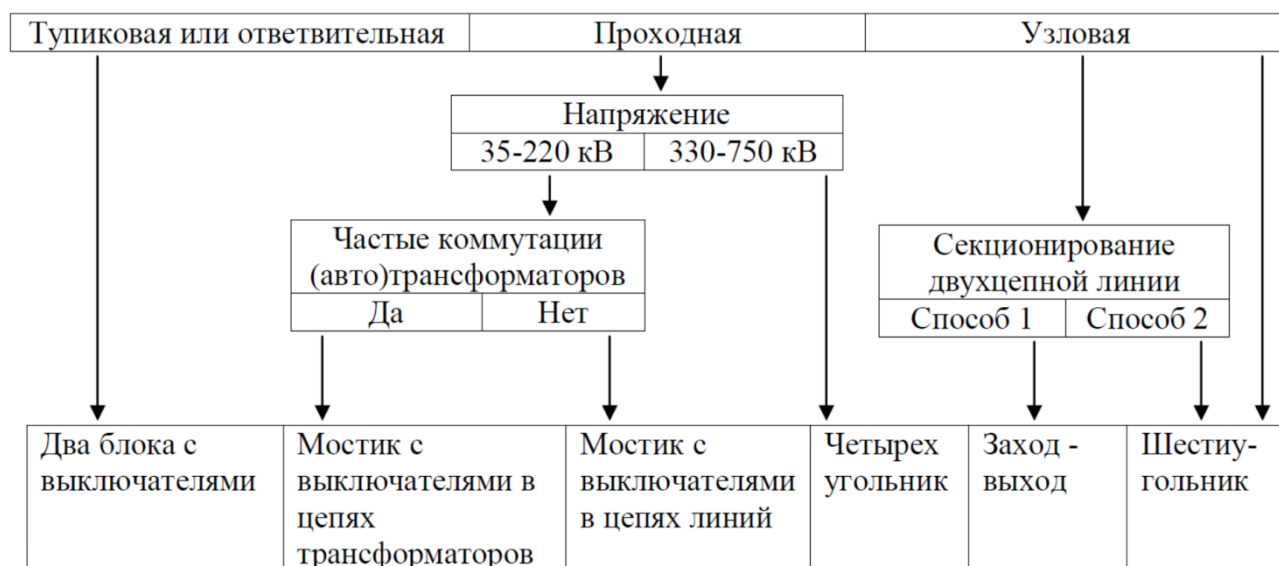


Рисунок 39 – Выбор схемы двухтрансформаторной подстанции

Пример 5.1.12. Сформировать схему электрических соединений для магистрально-радиального варианта сети.

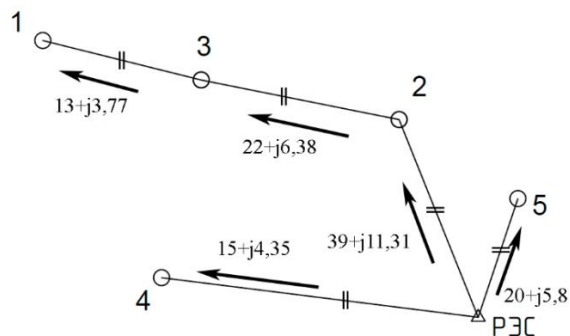


Рисунок 40 – Радиально-магистральная схема

Произведём выбор главных схем электрических соединений понижающих подстанций. Выберем для радиально-магистрального варианта сети:

- ПС1, ПС4, ПС5: схема два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий;
- ПС2: схема с одной рабочей, секционированной выключателем, системой шин;
- ПС3: схема два блока с выключателями (ответвительная подстанция).

Схема электрических соединений понижающих подстанций для радиально-магистрального варианта сети изображена рисунке 41.

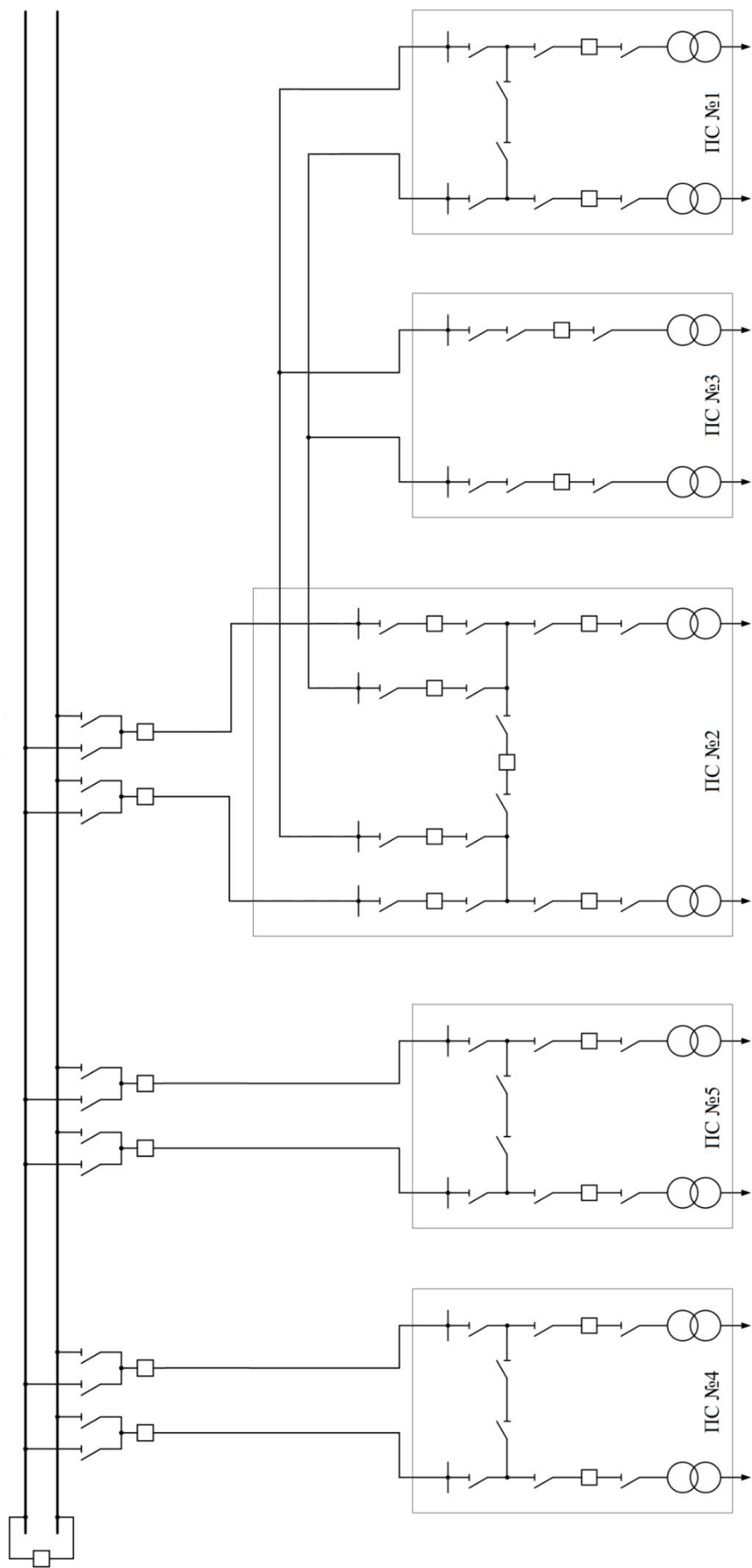


Рисунок 41 – Схема электрических соединений радиально-магистрального варианта сети

5.1.13. Выбор числа и мощностей силовых трансформаторов

Для технико-экономического сопоставления исследуемых вариантов электрической сети необходимо для каждой подстанции определить количество и мощность трансформаторов (автотрансформаторов).

При строительстве новых подстанций, обеспечивающих электроснабжение потребителей первой и второй категорий, применяют типовые схемы распределительных устройств, в которых предусмотрена, как правило, установка двух трансформаторов одинаковой мощности.

При установке двух трансформаторов их мощность выбирается такой, чтобы при выходе из строя одного из них оставшийся трансформатор мог бы обеспечить нормальное электроснабжение потребителей с допустимой аварийной перегрузкой 40% от номинальной мощности в течение не более 5 суток на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 часов в сутки.

Номинальную мощность трансформатора можно определить по двум условиям:

1. По нагрузке в нормальном режиме:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{S_{\text{пс.макс}}}{2} \geq \frac{S_i}{2}, \quad (67)$$

где $S_{\text{т.ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$S_{\text{пс.макс}} = S_i$ – максимальная нагрузка подстанции в зимний период, МВА.

2. По перегрузке в послеаварийном режиме:

$$S_{\text{т.ном.ав}} \geq \frac{k_{1-2} \cdot S_{\text{пс.макс}}}{k_{\text{ав}}} \geq \frac{k_{1-2} \cdot S_i}{k_{\text{ав}}}, \quad (68)$$

где k_{1-2} – коэффициент участия в нагрузке потребителей 1 и 2 категории, изменяется в пределах 0,75–1;

$k_{\text{ав}}$ – допустимый коэффициент перегрузки трансформаторов в аварийных условиях, в соответствии с ПУЭ берётся равным 1,4, что допускает перегрузку трансформатора на 40% в течение не более 5 суток на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 часов в сутки.

Для питания потребителей третьей категории используются, как правило, однострансформаторные подстанции.

Выбор трансформаторов осуществляется из условия:

$$S_{\text{т.ном}} \geq 0,9 \cdot S_{\text{пс.макс}} \geq 0,9 \cdot S_i \quad (69)$$

После расчета по вышеприведенным формулам выбирают ближайшие большие стандартные значения номинальной мощности трансформаторов.

Пример 5.1.13. Выбрать число и мощность трансформаторов для схемы электроснабжения района, представленной на рисунке 42 с исходными данными таблицы 16 и таблицы 17. Принимаем за номинальную мощность трансформаторов ближайшую большую стандартную мощность.

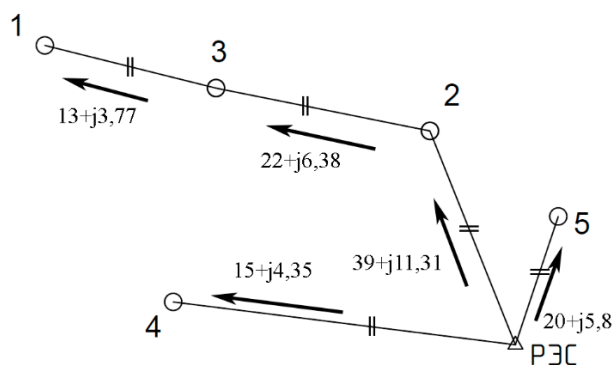


Рисунок 42 – Радиально-магистральная схема

Расчёты по всем подстанциям сводим в таблицу 31. Параметры трансформаторов, принимаемых к установке, приведены в таблице 32.

Таблица 31 – Выбор трансформаторов

№ п/с	$S_{\text{пс.макс}}$, МВА	$n_{\text{тр}}$, шт	$S_{\text{т.ном}}$, МВА	$S_{\text{т.ном.ав}}$, МВА	Тип
1	13,54	2	6,77	7,74	ТДН-10000/110
2	17,70	2	8,85	12,64	ТДН-16000/110
3	9,37	2	4,69	5,02	ТДН-6300/110
4	15,62	2	7,81	8,93	ТДН-10000/110
5	20,83	2	10,41	14,87	ТДН-16000/110

Таблица 32 – Параметры трансформаторов [9]

Тип	$S_{\text{т.ном}}$, МВА	u_k , %	$U_{\text{вн.ном}}$, кВ	$U_{\text{нн.ном}}$, кВ	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	I_x , %	Регулирование напряжения
ТДН-10000/110	10	10,5	115	11	14	58	0,9	РПН $\pm 16 \times 1\%$
ТДН-16000/110	16	10,5	115	11	18	85	0,5	РПН $\pm 16 \times 1\%$
ТДН-6300/110	6,3	10,5	115	11	9,5	40	1	РПН $\pm 16 \times 1\%$

5.2. Технико-экономическое сравнение вариантов схем электрической сети и выбор рационального варианта

Выбор наиболее рационального варианта электрической сети осуществляется путем сопоставления технико-экономических параметров вариантов.

5.2.1. Технико-экономические показатели

Основные технико-экономические показатели электрической сети:

- К – капитальные вложения;
- И – эксплуатационные расходы (издержки);
- У – среднегодовой ущерб от недоотпуска электроэнергии.

Последний показатель учитывается при выборе вариантов сети с учётом надёжности. При этом следует помнить, что сопоставлению подлежат только те варианты сети, которые обеспечивают необходимую надёжность, оговорённую в ПУЭ.

5.2.1.1. Капитальные вложения

Капитальные затраты определяет смета, которая является основным экономическим документом строительства. Сметные расчёты определяют абсолютную величину и структуру необходимых трудовых и материальных затрат. Однако для выявления самого экономичного варианта капитальные затраты с достаточной степенью точности можно подсчитать по укрупненным показателям стоимости одного трансформатора, одной ячейки распределительного устройства, одного километра линии, что в значительной степени упрощает расчёты. Для этого достаточно знать основные параметры электрической сети, определяемые в предыдущих разделах проекта:

- напряжение сети;
- длину и сечение проводов;
- тип схемы подстанции;
- число установленных на подстанциях выключателей;
- число установленных на подстанциях трансформаторов;
- мощность и тип трансформаторов;
- мощность и тип компенсирующих устройств.

Капиталовложения в электрическую сеть состоят из вложений на сооружение линий электропередачи $K_{\text{л}}$ (тыс. руб.) и подстанций $K_{\text{пс}}$ (тыс. руб.):

$$K = K_{\text{л}} + K_{\text{пс}} \quad (70)$$

Суммарные капиталовложения на сооружение ЛЭП состоят из затрат на изыскательские работы, подготовку трасс, стоимость опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, на их транспортировку, монтаж и другие работы и определяются по выражению:

$$K_{\text{л}} = \sum_{i=1}^p K_{o.ij} \cdot l_{ij} \cdot k_{\text{услож}} \quad (71)$$

где $K_{o.ij}$ – стоимость сооружения одного километра линии, тыс. руб./км. Для воздушных ЛЭП эта величина принимается по таблицам 33, 34 и 35 в зависимости от напряжения ВЛ, сечения и материала провода, материала и конструкции опор и учёта усложняющих условий строительства ВЛ;

l_{ij} – длина трассы, связывающей i -й и j -й узлы, км;

p – количество линий электропередач.

$k_{\text{услож}}$ – коэффициент, учитывающий усложняющие условия строительства ВЛ, эта величина принимается по таблице 35.

Таблица 33 – Базисные показатели стоимости ВЛ 35–220 кВ переменного тока на стальных и железобетонных опорах [10]

$U_{\text{ном}},$ кВ	Характеристика промежуточных опор	Провода сталеалюминиевые сечением, мм ²	Кол-во цепей на опоре, шт	Базисные показатели стоимости ВЛ, тыс. руб. / км	
				Стальные опоры	Железобетонные опоры
35	Свободностоящие	до 150	1	912	658
			2	1307	1109
110	Свободностоящие	до 150	1	987	799
			2	1495	1081
		185–240	1	1100	893
			2	1687	1551
220	Свободностоящие	300	1	1231	1053
			2	2063	-
		400	1	1382	1175
			2	2275	-
220	Двухстоечные свободностоящие	300	1	-	1072
			2	-	1993
		400	1	-	1217
			2	-	2181

Для участков ВЛ, проходящих по лесу, стоимость вырубки просеки определена для леса со средними показателями крупности, высоты и твёрдости пород древесины с учётом корчёвки пней под дороги и площадки опор.

Затраты на вырубку просеки и устройство лежнёвых дорог по болотистым участкам трассы могут быть приняты по данным таблицы 34.

Таблица 34 – Затраты на вырубку просеки и устройство лежневых дорог [10]

Наименование работ	Напряжение ВЛ, кВ		
	35	110	220
Вырубка и подготовка просеки, тыс. руб. / км	165	220	275
Устройство лежневых дорог, тыс. руб. / км	370		

Дополнительные затраты, учитывающие усложнённые условия строительства, могут быть приняты для соответствующих участков трассы с использованием повышающих коэффициентов по отношению к базисным показателям стоимости (табл. 35).

Таблица 35 – Коэффициенты, учитывающие усложняющие условия строительства ВЛ [5]

Условия строительства ВЛ	Стальные опоры		Железобетонные опоры	
	35–110 кВ	220–750 кВ	35–110 кВ	220–500 кВ
Скоростной напор ветра 0,61–0,75 кПа	1,06	1,06	1,06	1,06
Скоростной напор ветра более 0,75 кПа	1,15	1,15	1,11	1,11
В горных условиях	1,6	1,32	1,5	1,35
В условиях городской и промышленной застройки	1,6	1,62	1,7	-
На болотистых участках трассы	1,46	1,16	2,1	1,7
В пойме рек	1,14	1,09	1,18	1,1
Особо гололедные районы	1,27	1,27	1,28	1,21
В прибрежных и загряз- ненных районах	1,02	1,02	1,09	1,05

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций проектируемой сети вычисляются по выражению:

$$K_{\text{пс}} = \sum_{i=1}^m K_{\text{тр.}i} + \sum_{i=1}^m K_{\text{в.}i} + \sum_{i=1}^m K_{\text{ку.}i} + \sum_{i=1}^m K_{\text{пост.}i}, \quad (72)$$

где $K_{\text{тр.}i}$ – расчетная стоимость ячеек трансформаторов устанавливаемых на i -й подстанции, тыс. руб. Принимается по справочным данным таблицы 36;

$K_{\text{в.}i}$ – расчетная стоимость ячеек выключателей, устанавливаемых на стороне высшего напряжения (ВН) подстанций и на отходящих линиях РЭС тыс. руб. Принимается по справочным данным таблицы 37;

$K_{\text{ку.}i}$ – расчетная стоимость компенсирующих устройств, устанавливаемых на i -й подстанции тыс. руб. Принимается по справочным данным таблицы 38;

$K_{\text{пост.}i}$ – постоянная часть затрат i -ой подстанции, включающая затраты на подготовку территории подстанции, на электроснабжение собственных нужд, стоимость здания общеподстанционного пункта управления, тыс. руб. Принимается по справочным данным таблицы 39;

m – количество подстанций.

Показатели стоимости ячейки трансформатора, автотрансформатора учитывают установленное оборудование (трансформатор, кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в общеподстанционном пункте управления, а также панели управления, защиты и автоматики, установленные в общеподстанционном пункте управления, относящиеся к ячейке, гибкие связи транс-

форматоров и др.), материалы, строительные и монтажные работы. Стоимости ячейки трансформаторов 35–220 кВ приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Стоимость ячейки трансформаторов 35–220 кВ, тыс. руб. [10]

$S_{\text{Т.НОМ}}$, МВА	Трансформатор					Автотранс- форматор
	35/НН	110/НН	110/35/НН	220/НН	220/35/НН	220/110/НН
2,5	1620	-	-	-	-	-
4	1825	-	-	-	-	-
6,3	2068	3008	3572	-	-	-
10	2632	3854	4982	-	-	-
16	3478	5546	6956	-	-	-
25	4700	6674	7708	-	10058	-
40	7144	8084	8930	10246	11280	-
63	-	10904	12032	13818	-	15322
80	-	12596	13818	17578*	-	-
100	-	-	-	17578	-	-
125	-	17860	-	21996*	-	21526
160	-	-	-	28106	-	-
200	-	-	-	-	-	29892
250	-	-	-	-	-	31208

* с устройством ПБВ.

Показатели стоимости открытого распределительного устройства (ОРУ) 35–220 кВ учитывают установленное оборудование (выключатель, разъединитель, трансформаторы тока и напряжения, разрядники); панели управления, защиты и автоматики, установленные в общеподстанционном пункте управления, относящиеся к ОРУ или ячейке; кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в общеподстанционном пункте управления и др., а также строительные и монтажные работы. Стоимость ячейки ОРУ 35–220 кВ с количеством выключателей более трёх, включая строительную часть здания, может быть принята по данным таблицы 37.

Таблица 37 – Стоимость ячейки одного комплекта выключателя в ОРУ 35–220 кВ [10]

Напряжение, кВ	Стоимость ячейки одного комплекта выключателя, тыс. руб.			
	Воздушный	Масляный	Вакуумный	Элегазовый
35	-	1081	188	1880
110	3901	3243	-	6580
220	8272	9071	-	11750

Стоимость ячейки выключателя включает:

– оборудование (60 %);

- релейная защита, кабели, панели в общеподстанционном пункте управления (22 %);
- ошиновка;
- порталы;
- строительные и монтажные работы (18 %).

Показатели стоимости компенсирующих и регулирующих устройств учитывают оборудование в полном объеме, включая кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в общеподстанционном пункте управления, панели управления, защиты и автоматики, установленные в общеподстанционном пункте управления, но относящиеся к ячейке, а также строительные и монтажные работы приведены в таблице 38.

Таблица 38 – Стоимость шунтовых конденсаторных батарей 6–110 кВ

Напряжение, кВ	Установленная мощность, МВАр	Стоимость, тыс. руб.
6	1,45	475
	2,91	850
	4,3	1475
	5,8	1675
	7,2	2450
10	1,2	375
	2,4	750
	3,6	1125
	4,8	1550
	6,0	1925
	7,2	2250
	9,6	3100
	12,0	3750
35	9,1	2750
	13,6	3875
	18,1	5125
110	27,2	7500
	40,8	11250
	54,0	14750
	54,4	15625

Стоимость постоянной части затрат по подстанции учитывает подготовку и благоустройство территории, общеподстанционной пункт управления, устройство собственных нужд, систему оперативного постоянного тока, компрессорную, внутриплощадочные водоснабжение и канализацию, подъездные дороги, средства связи и телемеханики, наружное освещение, ограду и прочие элементы (табл. 39).

Таблица 39 – Постоянная часть затрат на ПС 35–220 кВ с открытой установкой оборудования

Напряжение, кВ	Схема РУ на стороне ВН	Стоимость, тыс. руб.
35/10	Без выключателей	3400
	С выключателями	4700
110/10–20	Без выключателей	6840
	Мостик 110–5Н и 5АН	10340
	Сборные шины	13590
110/35/10	Без выключателей	8590
	Мостик 110–5Н и 5АН	12090
	Сборные шины	14840
	Две рабочие системы шин 110–13	19740
220/10–20	Мостик 220–5Н и 5АН	24440
	Четырехугольник 220–7	26740
	Сборные шины	26740
220/110/10	Четырехугольник 220–7	32900
	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин 220–9	44650
	Две рабочие системы шин 220–13	48880
	Трансформатор-шины с полуторным присоединением линий 220–16	55460
	Полуторная 220–17	71440

При определении стоимости ПС напряжением 220 кВ и выше должны быть учтены затраты на организацию противоаварийной автоматики, приведённые в таблице 40.

Таблица 40 – Укрупненные показатели стоимости противоаварийной автоматики [10]

Присоединений	Стоимость, тыс. руб.				
	Проектирование	Оборудование	Монтаж	Наладка	Итого:
Противоаварийная автоматики подстанции с высшим напряжением 220 кВ при количестве присоединений 220 кВ:					
до 2	160	404	94	179	837
более 2	216	545	122	244	1128

Базисные укрупнённые показатели стоимости учитывают стоимостные показатели на 1 км воздушных линий, а также на ПС в целом и по их основным элементам для нормальных условий строительства в европейской части России. Для определения стоимости строительства электрических сетей в других районах централизованного электроснабжения рекомендуется применять повыша-

ющие зональные коэффициенты к базисной стоимости электросетевых объектов (табл. 41).

Таблица 41 – Территориальные повышающие коэффициенты к базисной стоимости подстанций и линий электропередачи [5]

Районы	Территориальные коэффициенты	
	Воздушные линии	Подстанции
Европейская часть России (без Урала)	1,0	1,0
Урал	1,1–1,2	1,1–1,2
Поволжье	1,0–1,1	1,0
Западная Сибирь	1,3–1,7	1,3–1,6
Восточная Сибирь	1,4–1,7	1,4–1,6
Дальний Восток	1,3–1,8	1,3–1,7
Северо-Западный	1,0–1,1	1,0–1,2
Северный Кавказ	1,0–1,2	1,0–1,2

Большие значения (Таблица 41) соответствуют районам с более сложными схемой доставки оборудования и условиями строительства.

5.2.1.2. Эксплуатационные расходы (издержки)

Эксплуатационные расходы (издержки) – это расходы на эксплуатацию линий и оборудования подстанций в течение одного года, определяются по выражению:

$$\begin{aligned}
 И &= И_{л} + И_{пс} + И_{\Delta W} = \\
 &= \frac{\alpha_{а.л.} + \alpha_{р.л.} + \alpha_{о.л.}}{100} \cdot K_{л} + \frac{\alpha_{а.пс.} + \alpha_{р.пс.} + \alpha_{о.пс.}}{100} \cdot K_{пс} + И_{\Delta W} = \\
 &= \frac{\alpha_{\Sigma.л.}}{100} \cdot K_{л} + \frac{\alpha_{\Sigma.пс.}}{100} \cdot K_{пс} + И_{\Delta W},
 \end{aligned} \quad (73)$$

где $И_{л}$, $И_{пс}$ – ежегодные издержки на эксплуатацию линий и электрооборудования подстанций, тыс. руб.;

$И_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.;

$\alpha_{а.л.}$, $\alpha_{р.л.}$, $\alpha_{о.л.}$ – ежегодные отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание ЛЭП в процентах от капитальных затрат, %;

$\alpha_{а.пс.}$, $\alpha_{р.пс.}$, $\alpha_{о.пс.}$ – ежегодные отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание подстанций в процентах от капитальных затрат, %;

$\alpha_{\Sigma.л.}$ – суммарные ежегодные издержки на эксплуатацию ЛЭП в процентах от капитальных затрат, %;

$\alpha_{\Sigma.пс.}$ – суммарные ежегодные издержки на эксплуатацию электрооборудования подстанций в процентах от капитальных затрат, %.

Ежегодные отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание в процентах от капитальных затрат приведены в таблице 42.

Таблица 42 – Ежегодные издержки на ремонты и обслуживание элементов электрической сети, % капитальных затрат

Наименование элемента сети	Нормы отчислений от капитальных вложений, %				
	Амортизационные отчисления			Затраты на эксплуата- цию	Всего
	на полное восстановление	на капитальный ремонт	общие		
Воздушные линии 35-220 кВ на опорах:					
деревянных	1,6	3,3	4,9	0,5	5,4
стальных и же- лезобетонных	0,4	2,0	2,4	0,4	2,8
Силовое электротехническое оборудование и распределительные устройства:					
до 150 кВ включительно	2,9	3,5	6,4	3,0	9,4
220 кВ и выше	2,9	3,5	6,4	2,0	8,4

Отчисления на амортизацию включают издержки на капитальный ремонт и на накопление средств, необходимых для замены (реновации) изношенного и морально устаревшего оборудования.

Отчисления на текущий ремонт предназначены для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Для предотвращения повреждения все элементы сети подвергаются периодическим осмотрам и профилактическим испытаниям.

Отчисления на обслуживание расходуются непосредственно на зарплату эксплуатационного персонала, а также на транспортные средства.

Стоимость потерь электроэнергии:

$$И_{\Delta W} = \beta \cdot \Delta W, \quad (74)$$

где β – стоимость одного кВт·ч электроэнергии;

ΔW – суммарные потери электроэнергии.

Величину β можно условно считать равной действующей на момент проектирования величине ставки одноставочного тарифа на электрическую энергию.

Суммарные потери электроэнергии складываются из двух составляющих:

$$\Delta W = \Delta W' + \Delta W'', \quad (75)$$

где $\Delta W'$ – переменные потери электроэнергии в активных сопротивлениях продольной ветви схемы замещения ВЛ (проводах) и в обмотках силовых трансформаторов зависящие от нагрузки;

$\Delta W''$ – условно-постоянные потери электроэнергии в сети (потери холостого хода трансформаторов).

Суммарные переменные и условно-постоянные потери электроэнергии в элементах сети определяются по выражениям:

$$\Delta W' = \left(\sum_{i=1}^m \Delta P_{п.і} + \sum_{j=1}^m \Delta P_{л.іj} \right) \cdot \tau, \quad (76)$$

$$\Delta W'' = 8760 \cdot \sum_{i=1}^m \Delta P_{х.п.і}, \quad (77)$$

где $\Delta P_{п.і}$ – переменные потери мощности в трансформаторах i -й подстанции;

$\Delta P_{л.іj}$ – переменные потери мощности в проводах ЛЭП между i -ым и j -ым узлами;

$\Delta P_{х.п.і}$ – потери холостого хода в трансформаторах i -й подстанции;

τ – время максимальных потерь, ч:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 \quad (78)$$

Потери активной мощности определяются по следующим выражениям:

$$\Delta P_{п.і} = \frac{\Delta P_{к.і}}{n_{тр.і}} \cdot \left(\frac{S_i}{S_{т.ном.і}} \right)^2 \quad (79)$$

$$\Delta P_{х.п.і} = n_{тр.і} \cdot \Delta P_{х.і} \quad (80)$$

$$\Delta P_{л.іj} = R_{л.іj} \cdot \left(\frac{S_{ij}}{U_{ном}} \right)^2 \quad (81)$$

где $\Delta P_{к.і}$ – потери короткого замыкания трансформатора i -й подстанции;

S_i – нагрузка i -й подстанции;

$n_{тр.і}$ – количество трансформаторов на i -й подстанции;

$S_{т.ном.і}$ – номинальная мощность трансформаторов, установленных на i -й подстанции;

S_{ij} – переток полной мощности по линии, связывающей i -й и j -й узлы;

$R_{л.іj}$ – активное сопротивление продольной ветви схемы замещения линии (между i -ым и j -ым узлами);

$\Delta P_{х.і}$ – потери холостого хода трансформаторов установленных на i -й подстанции.

5.2.1.3. Приведенные затраты

Выбор рационального варианта сети производится на основании технико-экономических расчетов и сопоставления конкурентоспособных вариантов по минимуму приведенных затрат.

В общем случае приведенные затраты (при сроке строительства сети в течение нескольких лет и неодинаковых ежегодных эксплуатационных расходах) определяются по формуле сложных процентов:

$$3_i = \sum_{t=1}^T \frac{p_n \cdot K_t + \delta I_t}{(1 + p_{н.п})^{t-1}} \quad (82)$$

где T – расчетный период сооружения сети;

K_t – капитальные вложения в t -ом году, тыс. руб.;

$\delta I_t = I_t - I_{t-1}$ – изменение эксплуатационных расходов t -го года по сравнению с предшествующим ему годом, тыс. руб.;

$p_{н.п} = 0,08$ – норматив приведения разновременных затрат.

В учебном проекте условно принимается срок сооружения сети до одного года. В этом случае приведенные суммарные расчетные затраты по i -му варианту определяются по выражению:

$$Z_i = p_n \cdot K_i + I_i + U_i \quad (83)$$

где p_n – нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений 1/год, принимаемый для электроэнергетики равный 0,12;

K_i – капитальные вложения в сеть для i -го варианта, тыс. руб.;

I_i – ежегодные издержки для этого же варианта, тыс. руб.;

При сравнении вариантов, имеющих приблизительно равную надежность величину ущерба от недоотпуска электроэнергии U_i можно не учитывать.

Таким образом, к дальнейшему проектированию принимается вариант, обладающий минимальными приведенными затратами. Если варианты оказались экономически равноценными (различие приведенных затрат до $\pm 5\%$), то лучший вариант выбирают в основном по качественным показателям. В этом случае предпочтение отдают варианту с более высокой надежностью электрообеспечения, оперативной гибкостью схемы, меньшими потерями электроэнергии, расходом цветного металла на провода ЛЭП и количеством аппаратуры, лучшими возможностями развития сети при росте нагрузок.

Если варианты имеют различное номинальное напряжение, то при разнице в расчётных затратах менее 10–15 % предпочтение следует отдать варианту с более высоким номинальным напряжением, даже если этот вариант дороже.

5.3. Расчет установившихся режимов выбранного варианта сети

Целью расчета установившихся режимов (электрического расчета) электрической сети является определение параметров режима ветвей и узлов:

- потоков активной и реактивной мощностей по ветвям сети;
- потерь активной мощности в каждом элементе и по сети в целом;
- потребляемой реактивной мощности элементами сети;
- модулей и фаз напряжений в узлах сети в основных нормальных (максимальном и минимальном) и послеаварийном режимах.

Эти данные используют для установления приемлемости режимов по техническим и экономическим условиям, решения вопросов о регулировании напряжения с целью обеспечения заданных (или допустимых) уровней напряжения на шинах подстанций и выяснения возможностей дальнейшего повышения экономичности работы электрической сети.

Электрический расчет сетей осуществляется на основе математических моделей сетей – схем замещения.

5.3.1. Формирование схемы замещения сети

Расчету установившихся режимов электрической сети предшествует составление её расчетной схемы замещения. Схема замещения сети формируется из отдельных схем замещения элементов сети – линий и трансформаторов, объединенных в соответствии со схемой сети.

Для составления схемы замещения электрической сети необходимо выбрать схему замещения каждого элемента системы и рассчитать её параметры.

Воздушные линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше длиной до 300–400 км представляются П-образной схемой замещения (рис. 43).

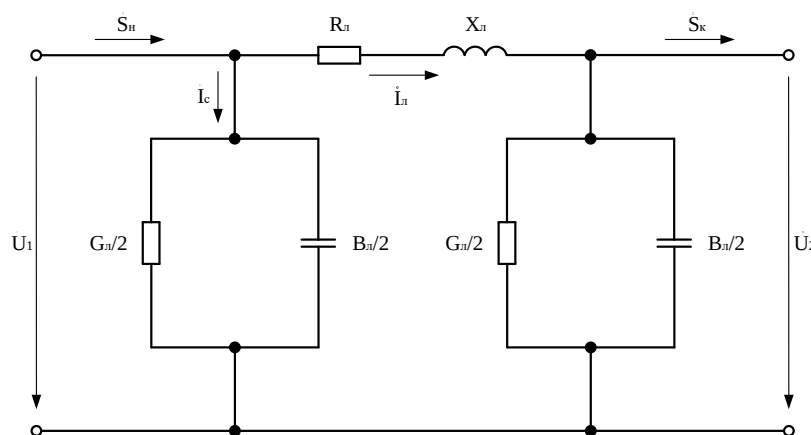


Рисунок 43 – П-образная схема замещения воздушной линии электропередачи

Схема замещения ВЛЭП состоит из продольной ветви и двух поперечных ветвей. В соответствии с этим различают продольные и поперечные параметры линии:

- продольные: активное и реактивное сопротивления линии;
- поперечные: активная и емкостная проводимости линии.

При расчёте установившихся режимов электрических сетей до 220 кВ активная проводимость практически не учитывается.

Двухобмоточный трансформатор можно представить в виде Г-образной схемы замещения (рис. 44а).

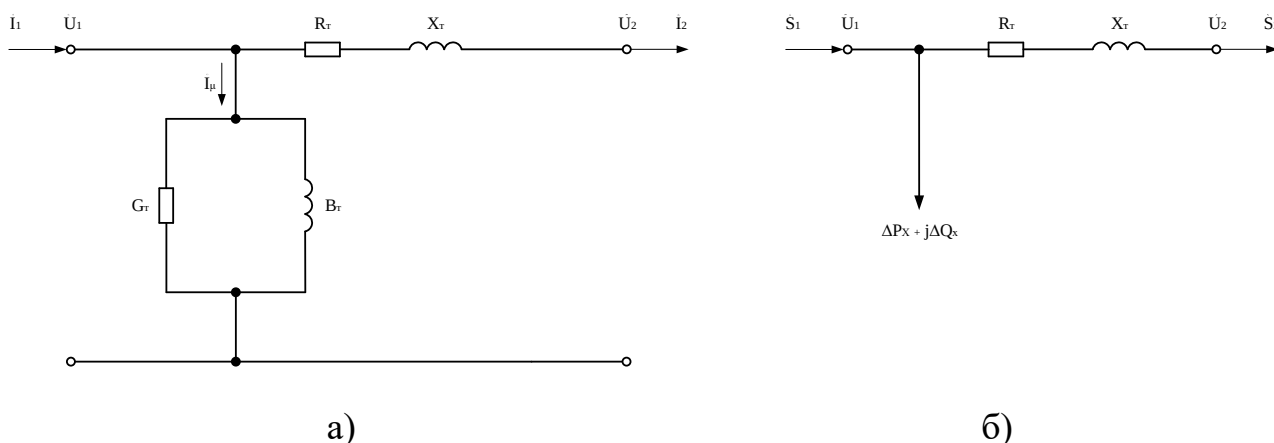


Рисунок 44 – Двухобмоточный трансформатор: а) Г-образной схемы замещения
б) упрощенная схема замещения при напряжении 220 кВ и ниже

Схема замещения двухобмоточного трансформатора состоит из продольной и поперечной ветвей. В соответствии с этим различают продольные и поперечные параметры двухобмоточного трансформатора:

- продольные: активное и индуктивное сопротивления трансформатора, равные сумме активных и индуктивных сопротивлений первичной и приведённой к ней вторичной обмоток;
- поперечные: активная и реактивная проводимости ветви намагничивания трансформатора. Активная проводимость соответствует потерям активной мощности в стали трансформатора от тока намагничивания. Реактивная проводимость определяется магнитным потоком взаимной индукции в обмотках трансформатора.

В расчётах электрических сетей двухобмоточные трансформаторы при напряжении 220 кВ и ниже представляют упрощённой схемой замещения. В этой схеме вместо ветви намагничивания (поперечная ветвь) учитывают потери холостого хода трансформатора.

Пример 5.3.1. Сформировать схему замещения для радиально-магистрального варианта сети (рис. 45).

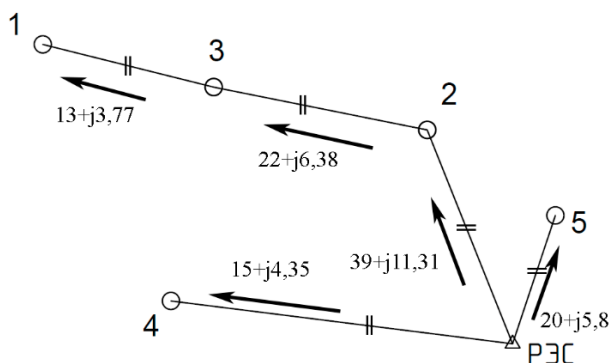


Рисунок 45 – Схема радиально-магистрального варианта исполнения

Схема замещения радиально-магистрального варианта приведена на рисунке 46.

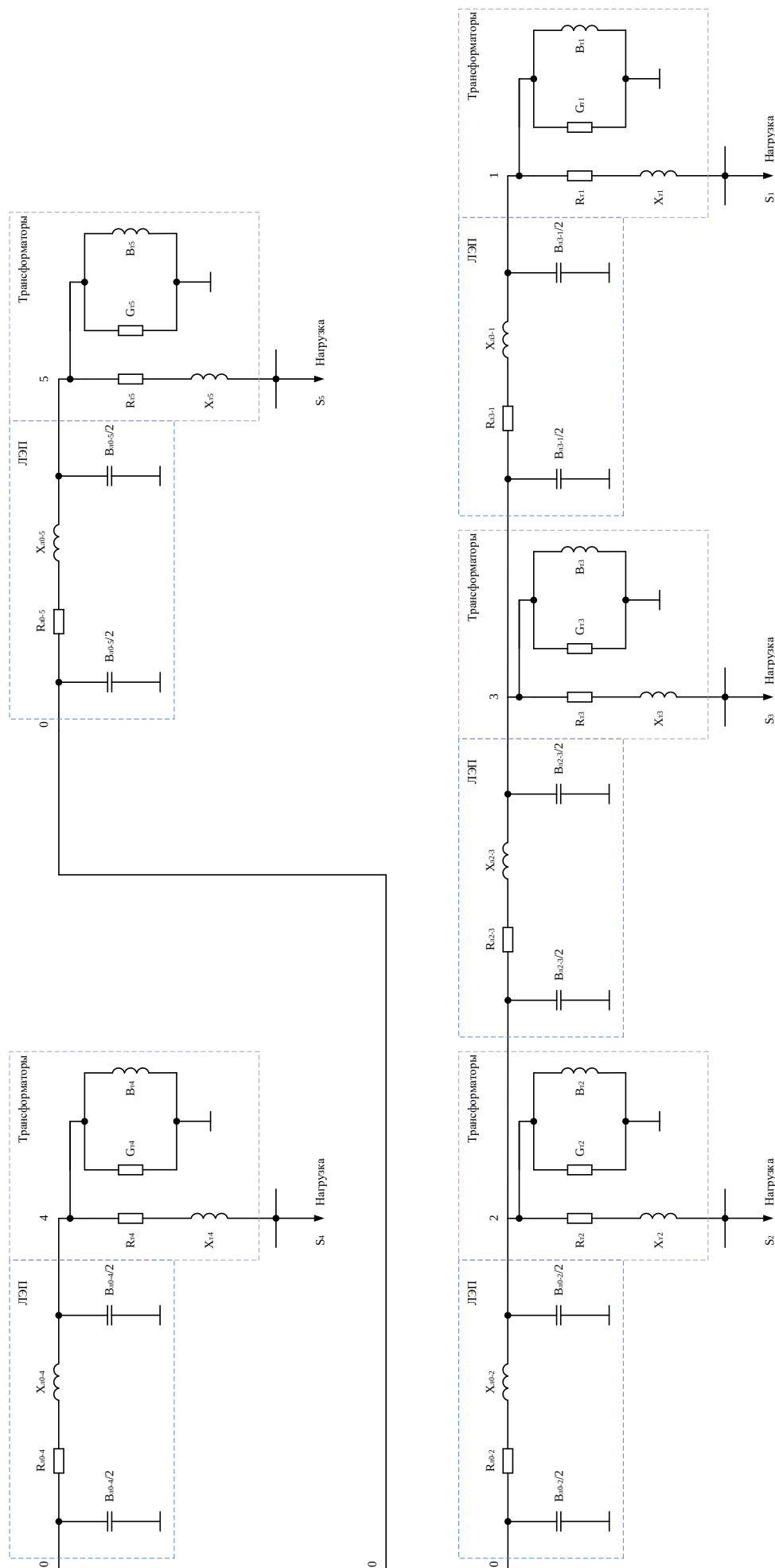


Рисунок 46 – Схема замещения радиально-магистрального варианта сети

5.3.2. Определение расчетных нагрузок подстанций в режимах: максимальных нагрузок, минимальных нагрузок и послеаварийном режиме

Расчётные нагрузки подстанций используют для упрощения расчетов режимов электрических сетей, содержащих трансформаторы. Расчетная нагрузка включает помимо самой нагрузки подстанции потери в меди и стали трансформаторов подстанции, а также половину зарядных мощностей линий, соединенных с данной подстанцией.

Расчётная нагрузка i -й подстанции будет определяться следующим образом:

$$S_{p.i} = \sqrt{P_{p.i}^2 + Q_{p.i}^2}, \quad (84)$$

$$P_{p.i} = P_i + \Delta P_{п.и} + \Delta P_{х.п.и}, \quad (85)$$

$$Q_{p.i} = Q_i + \Delta Q_{п.и} + \Delta Q_{х.п.и} - \Delta Q_{с.и}, \quad (86)$$

где P_i, Q_i – активная и реактивная нагрузки i -й подстанции;

$\Delta P_{п.и}, \Delta P_{х.п.и}$ – активные потери в меди и стали трансформаторов i -й подстанции;

$\Delta Q_{п.и}, \Delta Q_{х.п.и}$ – составляющие потребляемой реактивной мощности трансформаторами i -й подстанции;

$\Delta Q_{с.и}$ – половина суммы зарядных мощностей линий, соединенных с данной подстанцией.

$$\Delta Q_{п.и} = \frac{u_{к.и\%} \cdot S_{т.ном.и}}{100 \cdot n_{тр}} \left(\frac{S_i}{S_{т.ном.и}} \right)^2, \quad (87)$$

где $u_{к.и\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора i -й подстанции;

$$\Delta Q_{х.п.и} = \frac{n_{тр} \cdot I_{х.и} \cdot S_{т.ном.и}}{100}, \quad (88)$$

где $I_{х.и}$ – ток холостого хода трансформатора в процентах от номинального тока i -й подстанции, %;

$$\Delta Q_{с.и} = \sum_{i=1}^p \frac{\Delta Q_{с.иj}}{2}, \quad (89)$$

где $\Delta Q_{с.иj}$ – зарядные мощности линий, примыкающих к рассматриваемой подстанции.

Зарядные мощности линий (участка i - j) в нормальном режиме:

$$\Delta Q_{с.иj} = U_{ном}^2 \cdot B_{л}, \quad (90)$$

где $B_{л}$ – емкостная проводимость участка сети, мкСм

$$B_{л} = B_{0.иj} \cdot l_{иj} \cdot n_w, \quad (91)$$

где $B_{0.иj}$ – удельная емкостная проводимость участка сети, мкСм/км.

Параметр ($B_{0.иj}$) определяются из справочника по электрическим сетям [5].

Зарядные мощности ЛЭП в послеаварийном режиме определяются с учетом наличия параллельных линий (двухцепных ЛЭП) и конфигурации сети.

Для разомкнутых сетей зарядные мощности двухцепных ЛЭП в послеаварийном режиме уменьшаются вдвое, так как в качестве послеаварийного режима для таких сетей рассматривается режим отключения одной цепи на всех двухцепных участках.

Для кольцевых участков в качестве послеаварийных режимов рассматриваются режима поочередного отключения головных участков. Поэтому в послеаварийных режимах зарядную мощность этих участков следует принять равной нулю.

После определения расчетных нагрузок схема замещения сети может быть упрощена до расчетной схемы, на которой отражают только продольные ветви схем замещения ЛЭП

Введение расчетных нагрузок значительно упрощает расчет режима сети, но приводит к определенной погрешности, обусловленной следующими принятыми допущениями: потери мощности в меди и стали трансформаторов, а также зарядные мощности линий считаются независимыми от режима напряжения сети и определяются по номинальному напряжению. В рамках учебного проектирования эта погрешность допустима.

Пример 5.3.2. Определить расчетные нагрузки подстанций в режимах: максимальных нагрузок, минимальных нагрузок и послеаварийном режиме для радиально-магистрального варианта сети (рис. 47) и сформировать расчетную схему замещения сети.

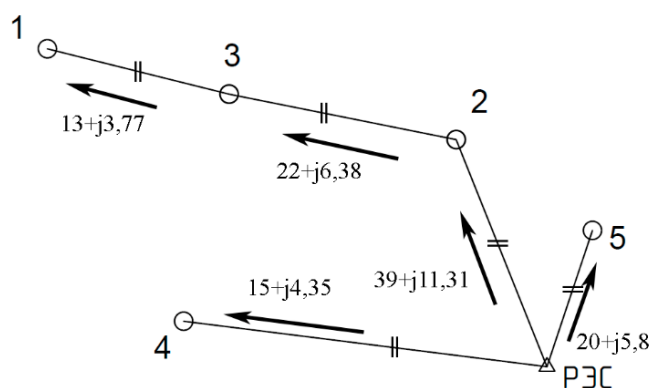


Рисунок 47 – Схема радиально-магистрального исполнения

Нормальный режим максимальных нагрузок.

Расчетная нагрузка первой подстанции:

$$S_{p.1} = \sqrt{P_{p.1}^2 + Q_{p.1}^2}$$

$$P_{p.1} = P_1 + \Delta P_{п.1} + \Delta P_{х.п.1}$$

$$Q_{p.1} = Q_1 + \Delta Q_{п.1} + \Delta Q_{х.п.1} - \Delta Q_{с.1}$$

Емкостная проводимость участка 3-1 сети, мкСм:

$$B_{3-1} = B_0 \cdot l_{3-1} \cdot n_w = 2,58 \cdot 12,37 \cdot 2 = 63,83 \text{ мкСм},$$

где B_0 – удельная емкостная проводимость, для провода сечением 70 мм² равняется 2,58 мкСм/км [5].

Аналогично проводим расчеты для остальных участков сети. Результаты вычислений заносим в таблицу 43.

Таблица 43 – Проверка сечений по допустимому току

Параметр	Результаты расчётов				
Участок	0-5	0-4	0-2	2-3	3-1
n_w	2	2	2	2	2
$F_{пр}, \text{мм}^2$	70	70	70	70	70
$B_0, \text{мкСм/км}$	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58
$B_{л}, \text{мкСм}$	48,95	124,80	83,36	78,93	63,83

Зарядные мощности участка 3-1 в нормальном режиме:

$$\Delta Q_{c.3-1} = U_{ном}^2 \cdot B_{л} = 110^2 \cdot 63,83 \cdot 10^{-6} = 0,772 \text{ МВАр}$$

Для разомкнутой сети зарядные мощности двухцепных ЛЭП в послеаварийном режиме уменьшаются вдвое, так как в качестве послеаварийного режима для таких сетей рассматривается режим отключения одной цепи на всех двухцепных участках.

Аналогично проводим расчеты для остальных участков сети. Результаты вычислений заносим в таблицу 44.

Таблица 44 – Проверка сечений по допустимому току

Участок	n_w	$B_{л}, \text{мкСм}$	Нормальный режим	Послеаварийный режим
			$\Delta Q_{c.ij}, \text{МВАр}$	$\Delta Q_{c.ij.ав}, \text{МВАр}$
0-5	2	48,95	0,592	0,296
0-4	2	124,80	1,510	0,755
0-2	2	83,36	1,009	0,504
2-3	2	78,93	0,955	0,478
3-1	2	63,83	0,772	0,386
Итого:			4,839	2,419

Таким образом, суммарная зарядная мощность ЛЭП в сети составляет 4,839 МВАр

Половина суммы зарядных мощностей линий, соединенных с первой подстанцией:

$$\Delta Q_{c.1} = \frac{\Delta Q_{c.3-1}}{2} = \frac{0,772}{2} = 0,386 \text{ МВАр}$$

Активные потери в меди трансформаторов первой подстанции:

$$\Delta P_{п.1} = \frac{\Delta P_{к.1}}{n_{тр}} \cdot \left(\frac{S_1}{S_{т.ном.1}} \right)^2 = \frac{58}{2} \cdot \left(\frac{13,54}{10} \right)^2 = 53,16 \text{ кВт}$$

Активные потери в стали трансформаторов первой подстанции:

$$\Delta P_{х.п.1} = n_{тр} \cdot \Delta P_{х.1} = 2 \cdot 14 = 28 \text{ кВт}$$

Расчетная активная нагрузка первой подстанции:

$$P_{п.1} = P_1 + \Delta P_{п.1} + \Delta P_{х.п.1} = 13 + 53,16 \cdot 10^{-3} + 28 \cdot 10^{-3} = 13,081 \text{ МВт}$$

Потребляемая реактивная мощность трансформаторов складывается из двух составляющих.

Первая составляющая:

$$\Delta Q_{п.1} = \frac{u_{к.1\%} \cdot S_{т.ном.1}}{100 \cdot n_{тр}} \left(\frac{S_1}{S_{т.ном.1}} \right)^2 = \frac{10,5 \cdot 16}{100 \cdot 2} \left(\frac{13,54}{10} \right)^2 = 0,711 \text{ МВАр}$$

Вторая составляющая:

$$\Delta Q_{х.п.1} = \frac{n_{тр} \cdot I_{х.1} \cdot S_{т.ном.1}}{100} = \frac{2 \cdot 0,9 \cdot 10}{100} = 0,18 \text{ МВАр}$$

Расчетная активная нагрузка первой подстанции

$$Q_{п.1} = Q_1 + \Delta Q_{п.1} + \Delta Q_{х.п.1} - \Delta Q_{с.1} = 3,77 + 0,711 + 0,18 - 0,386 = 4,278 \text{ МВАр}$$

Расчетная полная нагрузка первой подстанции:

$$S_{п.1} = \sqrt{P_{п.1}^2 + Q_{п.1}^2} = 13,763 \text{ МВАр}$$

Расчетные нагрузки для остальных узлов определяем аналогично. Результаты расчетов приведены в таблице 45.

Таблица 45 – Расчетные нагрузки (нормальный режим максимальных нагрузок).

№ п/с	P_i , МВт	Q_i , МВАр	$\Delta Q_{с.і}$, МВАр	$\Delta P_{х.п.і}$, МВт	$\Delta P_{п.і}$, МВт	$\Delta Q_{х.п.і}$, МВАр	$\Delta Q_{п.і}$, МВАр	$P_{п.і}$, МВт	$Q_{п.і}$, МВАр	$S_{п.і}$, МВА
1	13	3,77	0,386	0,028	0,053	0,18	0,711	13,081	4,278	13,763
2	17	4,93	0,504	0,036	0,052	0,16	0,929	17,09	5,519	17,957
3	9	2,61	0,478	0,019	0,044	0,126	0,492	9,06	2,753	9,472
4	15	4,35	0,755	0,028	0,071	0,18	0,820	15,10	4,598	15,783
5	20	5,80	0,296	0,036	0,072	0,16	1,093	20,11	6,762	21,214
Итого:	-	-	-	0,147	0,292	0,806	4,045	-	-	-
Всего:	-	-	-	0,44		4,851		-	-	-

В таблице 45 в строке «Всего:» произведен расчет суммарных потерь активной мощности и потребляемой реактивной мощности в трансформаторах.

В режиме минимальных нагрузок значения P_i , Q_i определяются в соответствии с суточными графиками нагрузок. Так для рассматриваемого примера значение минимальной ступени в относительных единицах (рис. 13) составляет 0,3.

Поэтому в этом режиме:

$$P_{i.мин} = P_i \cdot 0,3$$

$$Q_{i.\min} = Q_i \cdot 0,3$$

Расчеты по определению расчетных нагрузок в режиме минимальных нагрузок сведены в таблицу 46.

Таблица 46 – Расчетные нагрузки (нормальный режим минимальных нагрузок).

№ п/с	P_i , МВт	Q_i , МВАр	$\Delta Q_{c.i}$, МВАр	$\Delta P_{x.п.i}$, МВт	$\Delta P_{п.i}$, МВт	$\Delta Q_{x.п.i}$, МВАр	$\Delta Q_{п.i}$, МВАр	$P_{p.i}$, МВт	$Q_{p.i}$, МВАр	$S_{p.i}$, МВА
1	3,9	1,13	0,386	0,028	0,005	0,180	0,213	3,93	1,139	4,094
2	5,1	1,48	0,504	0,036	0,005	0,160	0,279	5,14	1,415	5,332
3	2,7	0,78	0,478	0,019	0,004	0,126	0,148	2,72	0,580	2,784
4	4,5	1,31	0,755	0,028	0,006	0,180	0,246	4,53	0,977	4,638
5	6	1,74	0,296	0,036	0,006	0,160	0,328	6,04	1,933	6,344
Итого:	-	-	-	0,147	0,026	0,806	1,214	-	-	-
Всего:	-	-	-	0,17		2,020		-	-	-

Расчетные нагрузки в послеаварийном режиме определяются для нагрузок максимального режима. Поэтому в этом режиме по сравнению с нормальным режимом максимальных нагрузок изменятся величины $\Delta Q_{c.i}$, $Q_{p.i}$, $S_{p.i}$. Для их расчёта используются данные графы 5 таблицы 44. Расчеты по определению расчетных нагрузок в послеаварийном режиме сведены в таблицу 47.

Таблица 47 – Расчетные нагрузки (послеаварийный режим).

№ п/с	P_i , МВт	Q_i , МВАр	$\Delta Q_{c.i}$, МВАр	$\Delta P_{x.п.i}$, МВт	$\Delta P_{п.i}$, МВт	$\Delta Q_{x.п.i}$, МВАр	$\Delta Q_{п.i}$, МВАр	$P_{p.i}$, МВт	$Q_{p.i}$, МВАр	$S_{p.i}$, МВА
1	13	3,77	0,193	0,028	0,053	0,180	0,711	13,081	4,471	13,824
2	17	4,93	0,252	0,036	0,052	0,160	0,929	17,09	5,771	18,036
3	9	2,61	0,239	0,019	0,044	0,126	0,492	9,06	2,991	9,544
4	15	4,35	0,378	0,028	0,071	0,180	0,820	15,10	4,976	15,898
5	20	5,80	0,148	0,036	0,072	0,160	1,093	20,11	6,910	21,262
Итого:	-	-	-	0,147	0,292	0,806	4,045	-	-	-
Всего:	-	-	-	0,44		4,851		-	-	-

Расчётная схема сети для рассматриваемого примера приведена на рисунке 48.

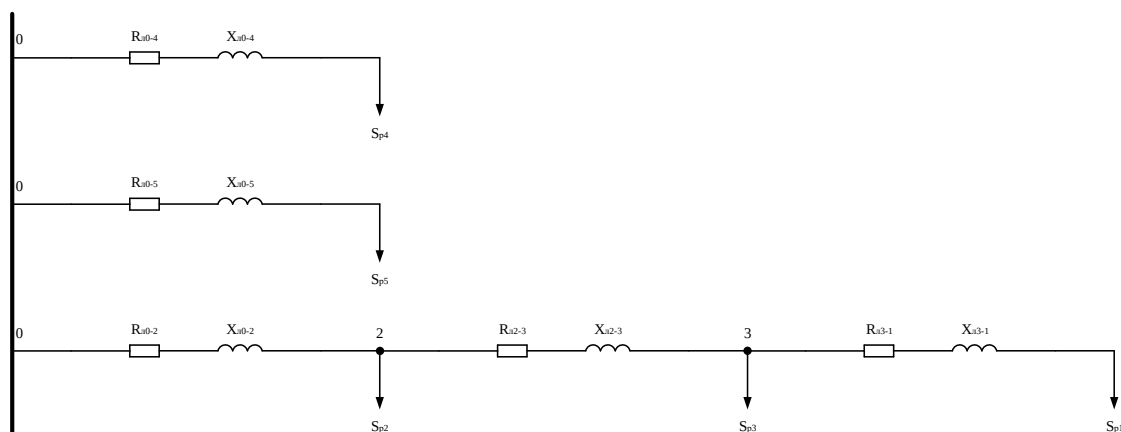


Рисунок 48 – Расчётная схема замещения сети

5.3.3. Электрический расчет режимов сети

Задача расчёта установившихся режимов электрической сети (нормального для максимальных и минимальных нагрузок и послеаварийного) состоит в определении параметров режима данной сети (напряжений в узлах, потоков мощности в ветвях схемы, потерь активной и реактивной мощностей). Основными исходными данными при расчете режима сети являются: расчётная схема сети и параметры схем замещения её элементов и расчётные нагрузки узлов в соответствующих режимах.

Расчёт режимов электрических сетей различных по структуре производится по соответствующим математическим моделям (методикам).

Расчёт режимов радиальных и магистральных участков сети производится методом последовательных приближений в два этапа. На первом этапе определяются мощности в конце и в начале каждого участка путем последовательного перехода от участка к участку в направлении от конца сети к её началу с учетом потерь мощности, которые вычисляются из условия, что напряжения во всех узлах равны номинальному напряжению сети.

На втором этапе расчета по найденным потокам мощности в начале каждой ветви определяются потери напряжения в этих ветвях и напряжения в конце каждой ветви при последовательном переходе от узла к узлу в направлении от питающего пункта до конца участка сети. Вторую и последующие итерации (приближения) выполняют по описанному выше алгоритму. При этом вместо номинального используют фактические напряжения, вычисленные на предыдущей итерации. Более подробно порядок расчета рассмотрен в примерах ниже.

Расчет режима кольцевой сети в нормальных режимах производится в два этапа. На первом этапе необходимо определить потокораспределение по участкам, исходя из расчетных нагрузок узлов. Предварительное потокораспределение в простейших замкнутых сетях (кольцевых, а также содержащих ограниченное количество замкнутых контуров) можно получить, преобразуя сеть в линию с двухсторонним питанием, с последующим расчетом по правилу моментов, методами контурных уравнений, «расщепления» сети, коэффициентов распределения и др.

После определения точек раздела мощностей замкнутые электрических сетей можно представить, как совокупность разомкнутых, потокораспределение в которых уточняют с учетом потерь мощностей и действительных уровней напряжения в соответствии с приведенным выше алгоритмом.

Расчет аварийных режимов кольцевого участка заключается в поочередном отключении головных участков (линий, связывающих кольцо с центром питания) и расчёта соответствующих разомкнутых сетей, как это описано выше.

Пример 5.3.3. Рассчитать режим участка 0-4 сети радиально-магистрального исполнения для максимальных, минимальных нагрузок и в послеаварийном режиме. Напряжение на шинах РЭС при наибольших нагрузках и в послеаварийном режиме принять равным $1,1U_{\text{ном}}$, а в режиме минимальных нагрузок $1,05U_{\text{ном}}$. Расчетная схема участка приведена на рисунке 49.

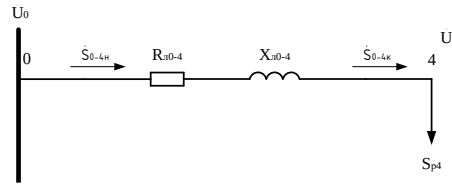


Рисунок 49 – Расчетная схема замещения участка сети

Нормальный режим максимальных нагрузок.

1-й этап.

Принимаем $U_4 = U_{\text{ном}} = 110$ кВ.

Мощность в конце участка 0-4:

$$\begin{aligned}\tilde{S}_{0-4.к} &= \tilde{S}_{p.4} \\ \tilde{S}_{0-4.к} &= \tilde{S}_{p.4} = 15,1 + j4,598 \text{ МВА}\end{aligned}\quad (92)$$

Потери мощности на участке 0-4:

$$\begin{aligned}\Delta\tilde{S}_{0-4} &= \left(\frac{S_{p.4}}{U_4}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{0-4} = \left(\frac{S_{p.4}}{U_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{0-4} \\ \Delta\tilde{S}_{0-4} &= \left(\frac{15,783}{110}\right)^2 \cdot (5,08 + j5,32) = 0,104 + j0,109 \text{ МВА}\end{aligned}\quad (93)$$

Мощность в начале участка 0-4:

$$\begin{aligned}\tilde{S}_{0-4.н} &= \tilde{S}_{0-4.к} + \Delta\tilde{S}_{0-4} \\ \tilde{S}_{0-4.н} &= 15,1 + j4,598 + 0,104 + j0,109 = 15,2 + j4,7 \text{ МВА}\end{aligned}\quad (94)$$

2-й этап.

Определим напряжение в узле 4 через продольную и поперечную составляющие падения напряжения:

$$\dot{U}_4 = \dot{U}_0 - \Delta U_{0-4} - j\delta U_{0-4} \quad (95)$$

где ΔU_{0-4} и δU_{0-4} продольная и поперечная составляющие падения напряжения на участке 0-4.

$$\Delta U_{0-4} = \frac{P_{0-4.н} \cdot R_{л} + Q_{0-4.н} \cdot X_{л}}{U_0} \quad (96)$$

$$\delta U_{0-4} = \frac{P_{0-4.н} \cdot X_{л} - Q_{0-4.н} \cdot R_{л}}{U_0} \quad (97)$$

По заданию $U_0 = 1,1 \cdot U_{\text{ном}} = 1,1 \cdot 110 = 121$ кВ.

$$\Delta U_{0-4} = \frac{P_{0-4.н} \cdot R_{л} + Q_{0-4.н} \cdot X_{л}}{U_0} = \frac{15,2 \cdot 5,08 + 4,7 \cdot 5,32}{121} = 0,85 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{0-4} = \frac{P_{0-4.н} \cdot X_{л} - Q_{0-4.н} \cdot R_{л}}{U_0} = \frac{15,2 \cdot 5,32 - 4,7 \cdot 5,08}{121} = 0,47 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_4 = \dot{U}_0 - \Delta U_{0-4} - j\delta U_{0-4} = 121 - 0,85 - j0,47 = 120,15 - j0,47 \text{ кВ}$$

Модуль напряжения в узле 4:

$$U_4 = \sqrt{120,15^2 + 0,47^2} = 120,15 \text{ кВ}$$

В сетях 150 кВ и ниже поперечной составляющей падения напряжения можно пренебречь. Если в рассматриваемом примере учесть только продольную составляющую падения напряжения, то модуль напряжения в первом узле будет:

$$U_4 = 121 - 0,85 = 120,15 \text{ кВ}$$

Решения совпадают. Поэтому в дальнейших расчетах поперечной составляющей падения напряжения пренебрегаем. Для повышения точности итерационный расчет можно было бы продолжить. Но для сетей с номинальным напряжением 150 кВ и ниже для инженерных расчетов достаточно одной итерации. При использовании ЭВМ, тем не менее, рекомендуется провести две итерации.

Уточняем потери мощности:

$$\Delta \tilde{S}_{0-4} = \left(\frac{15,783}{120,15} \right)^2 \cdot (5,08 + j5,32) = 0,088 + j0,092 \text{ МВА}$$

Режим минимальных нагрузок.

1-й этап.

Принимаем $U_4 = U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$.

Мощность в конце участка 0-4:

$$\begin{aligned} \tilde{S}_{0-4.к} &= \tilde{S}_{p.4} \\ \tilde{S}_{0-4.к} &= \tilde{S}_{p.4} = 4,53 + j0,977 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Потери мощности на участке 0-4:

$$\begin{aligned} \Delta \tilde{S}_{0-4} &= \left(\frac{S_{p.4}}{U_4} \right)^2 \cdot \dot{Z}_{0-4} = \left(\frac{S_{p.4}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \dot{Z}_{0-4} \\ \Delta \tilde{S}_{0-4} &= \left(\frac{4,638}{110} \right)^2 \cdot (5,08 + j5,32) = 0,009 + j0,009 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Мощность в начале участка 0-4:

$$\begin{aligned} \tilde{S}_{0-4.н} &= \tilde{S}_{0-4.к} + \Delta \tilde{S}_{0-4} \\ \tilde{S}_{0-4.н} &= 4,53 + j0,977 + 0,009 + j0,009 = 4,54 + j0,98 \text{ МВА} \end{aligned}$$

2-й этап

Определим напряжение в узле 4 через продольную составляющую падения напряжения:

$$U_4 = U_0 - \frac{P_{0-4.н} \cdot R_{\text{л}} + Q_{0-4.н} \cdot X_{\text{л}}}{U_0}$$

По заданию в режиме минимальных нагрузок $U_0 = 1,05 \cdot U_{\text{ном}} = 1,05 \cdot 110 = 115,5 \text{ кВ}$.

$$U_4 = 115,5 - \frac{4,54 \cdot 5,08 + 0,98 \cdot 5,32}{115,5} = 115,25 \text{ кВ}$$

Уточняем потери мощности:

$$\Delta \tilde{S}_{0-4} = \left(\frac{4,638}{115,25} \right)^2 \cdot (5,08 + j5,32) = 0,0082 + j0,0086 \text{ МВА}$$

Послеаварийный режим.

Для разомкнутых сетей в качестве послеаварийных режимов рассматриваются режимы отключения одной цепи всех двухцепных участков. Поэтому в расчете послеаварийного режима следует учесть увеличение активных и реактивных сопротивлений схем замещения всех двухцепных ЛЭП вдвое. Сопротивления одноцепных ЛЭП остаются неизменными.

1-й этап.

Принимаем $U_4 = U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$.

Мощность в конце участка 0-4:

$$\begin{aligned} \tilde{S}_{0-4.к} &= \tilde{S}_{p.4} \\ \tilde{S}_{0-4.к} &= \tilde{S}_{p.4} = 5,1 + j4,976 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Потери мощности на участке 0-4:

$$\begin{aligned} \Delta \tilde{S}_{0-4} &= \left(\frac{S_{p.4}}{U_4} \right)^2 \cdot \dot{Z}_{0-4} = \left(\frac{S_{p.4}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \dot{Z}_{0-4} \\ \Delta \tilde{S}_{0-4} &= \left(\frac{15,898}{110} \right)^2 \cdot (10,16 + j10,64) = 0,212 + j0,222 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Мощность в начале участка 0-4:

$$\begin{aligned} \tilde{S}_{0-4.н} &= \tilde{S}_{0-4.к} + \Delta \tilde{S}_{0-4} \\ \tilde{S}_{0-4.н} &= 5,1 + j4,976 + 0,212 + j0,222 = 15,31 + j5,19 \text{ МВА} \end{aligned}$$

2-й этап.

Определим напряжение в узле 4 через продольную составляющую падения напряжения:

$$U_4 = U_0 - \frac{P_{0-4.н} \cdot R_{\text{л}} + Q_{0-4.н} \cdot X_{\text{л}}}{U_0} \quad (98)$$

По заданию в режиме минимальных нагрузок $U_0 = 1,1 \cdot U_{\text{ном}} = 121 \text{ кВ}$.

$$U_4 = 121 - \frac{15,31 \cdot 10,16 + 5,19 \cdot 10,64}{121} = 119,26 \text{ кВ}$$

Уточняем потери мощности:

$$\Delta \tilde{S}_{0-4} = \left(\frac{15,898}{119,26} \right)^2 \cdot (10,16 + j10,64) = 0,18 + j0,189 \text{ МВА}$$

Рассчитать режим участка сети 0-2-3-1 для максимальных, минимальных нагрузок и в послеаварийном режиме. Расчетная схема приведена ниже.

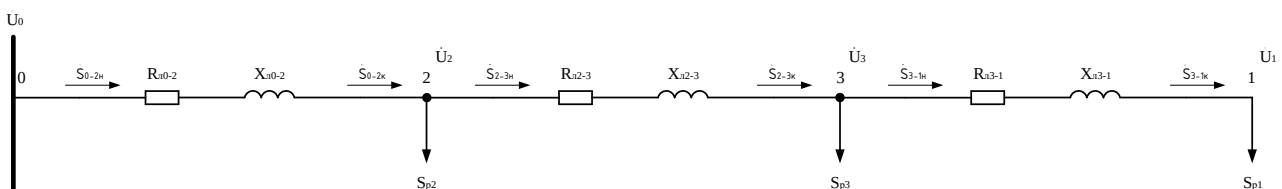


Рисунок 50 – Расчетная схема замещения участка сети

Режим максимальных нагрузок.

1-й этап.

Принимаем $U_2 = U_3 = U_1 = U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$.

Мощность в конце участка 3-1:

$$\begin{aligned}\tilde{S}_{3-1.к} &= \tilde{S}_{p.1} \\ \tilde{S}_{3-1.к} &= \tilde{S}_{p.1} = 13,081 + j4,278 \text{ МВА}\end{aligned}\quad (99)$$

Потери мощности на участке 3-1:

$$\begin{aligned}\Delta\tilde{S}_{3-1} &= \left(\frac{S_{p.1}}{U_1}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{3-1} = \left(\frac{S_{p.1}}{U_{\text{НОМ}}}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{3-1} \\ \Delta\tilde{S}_{3-1} &= \left(\frac{13,763}{110}\right)^2 \cdot (2,6 + j2,72) = 0,04 + j0,043 \text{ МВА}\end{aligned}\quad (100)$$

Мощность в начале участка 3-1:

$$\begin{aligned}\tilde{S}_{3-1.н} &= \tilde{S}_{3-1.к} + \Delta\tilde{S}_{3-1} \\ \tilde{S}_{3-1.н} &= 13,081 + j4,278 + 0,04 + j0,043 = 13,12 + j4,32 \text{ МВА}\end{aligned}\quad (101)$$

Мощность в конце участка 2-3:

$$\begin{aligned}\tilde{S}_{2-3.к} &= \tilde{S}_{p.3} + \tilde{S}_{3-1.н} \\ \tilde{S}_{2-3.к} &= 9,06 + j2,753 + 13,12 + j4,32 = 22,18 + j7,07 \text{ МВА} \\ S_{2-3.к} &= \sqrt{22,18^2 + 7,07^2} = 23,28 \text{ МВА}\end{aligned}\quad (102)$$

Потери мощности на участке 2-3:

$$\begin{aligned}\Delta\tilde{S}_{2-3} &= \left(\frac{S_{2-3.к}}{U_3}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{2-3} = \left(\frac{S_{p.3}}{U_{\text{НОМ}}}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{2-3} \\ \Delta\tilde{S}_{2-3} &= \left(\frac{23,28}{110}\right)^2 \cdot (3,21 + j3,37) = 0,144 + j0,15 \text{ МВА}\end{aligned}\quad (103)$$

Мощность в начале участка 2-3:

$$\begin{aligned}\tilde{S}_{2-3.н} &= \tilde{S}_{2-3.к} + \Delta\tilde{S}_{2-3} \\ \tilde{S}_{2-3.н} &= 22,18 + j7,07 + 0,144 + j0,15 = 22,32 + j7,22 \text{ МВА}\end{aligned}\quad (104)$$

Мощность в конце участка 0-2:

$$\begin{aligned}\tilde{S}_{0-2.к} &= \tilde{S}_{p.2} + \tilde{S}_{2-3.н} + \tilde{S}_{3-1.н} \\ \tilde{S}_{0-2.к} &= 17,09 + j5,519 + 22,32 + j7,22 + 13,12 + j4,32 = \\ &= 52,53 + j17,06 \text{ МВА} \\ S_{2-3.к} &= \sqrt{52,53^2 + 17,06^2} = 55,23 \text{ МВА}\end{aligned}\quad (105)$$

Потери мощности на участке 0-2:

$$\begin{aligned}\Delta\tilde{S}_{0-2} &= \left(\frac{S_{2-3.к}}{U_2}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{0-2} = \left(\frac{S_{p.2}}{U_{\text{НОМ}}}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{0-2} \\ \Delta\tilde{S}_{0-2} &= \left(\frac{55,23}{110}\right)^2 \cdot (3,39 + j3,55) = 0,855 + j0,896 \text{ МВА}\end{aligned}\quad (106)$$

Мощность в начале участка 0-2:

$$\begin{aligned}\tilde{S}_{0-2.н} &= \tilde{S}_{0-2.к} + \Delta\tilde{S}_{0-2} \\ \tilde{S}_{0-2.н} &= 52,53 + j17,06 + 0,855 + j0,896 = 53,38 + j17,95 \text{ МВА}\end{aligned}\quad (107)$$

2-й этап

Определим напряжение в узле 2 через продольную составляющую падения напряжения:

$$U_2 = U_0 - \frac{P_{0-2.н} \cdot R_{л} + Q_{0-2.н} \cdot X_{л}}{U_0} \quad (108)$$

По заданию в режиме минимальных нагрузок $U_0 = 1,1 \cdot U_{ном} = 1,1 \cdot 110 = 121$ кВ.

$$U_2 = 121 - \frac{53,385 \cdot 3,39 + 17,956 \cdot 3,55}{121} = 118,98 \text{ кВ}$$

Определим напряжение в узле 3 через продольную составляющую падения напряжения:

$$U_3 = U_2 - \frac{P_{2-3.н} \cdot R_{л} + Q_{2-3.н} \cdot X_{л}}{U_2} \quad (109)$$

$$U_3 = 118,98 - \frac{22,32 \cdot 3,21 + 7,22 \cdot 3,37}{118,98} = 118,17 \text{ кВ}$$

Определим напряжение в узле 1 через продольную составляющую падения напряжения:

$$U_1 = U_3 - \frac{P_{3-1.н} \cdot R_{л} + Q_{3-1.н} \cdot X_{л}}{U_3} \quad (110)$$

$$U_1 = 118,17 - \frac{13,12 \cdot 2,6 + 4,32 \cdot 2,72}{118,17} = 117,78 \text{ кВ}$$

Уточняем потери мощности.

Мощность в конце участка 3-1:

$$\tilde{S}_{3-1.к} = \tilde{S}_{р.1} = 13,081 + j4,278 \text{ МВА}$$

Потери мощности на участке 3-1:

$$\Delta \tilde{S}_{3-1} = \left(\frac{\tilde{S}_{3-1.к}}{U_1} \right)^2 \cdot \dot{Z}_{3-1} \quad (111)$$

$$\Delta \tilde{S}_{3-1} = \left(\frac{13,763}{117,78} \right)^2 \cdot (2,6 + j2,72) = 0,035 + j0,037 \text{ МВА}$$

Мощность в начале участка 3-1:

$$\tilde{S}_{3-1.н} = \tilde{S}_{3-1.к} + \Delta \tilde{S}_{3-1}$$

$$\tilde{S}_{3-1.н} = 13,081 + j4,278 + 0,035 + j0,037 = 13,116 + j4,315 \text{ МВА}$$

Мощность в конце участка 2-3:

$$\tilde{S}_{2-3.к} = \tilde{S}_{р.3} + \tilde{S}_{3-1.н}$$

$$\tilde{S}_{2-3.к} = 9,06 + j2,753 + 13,116 + j4,315 = 22,176 + j7,068 \text{ МВА}$$

$$S_{2-3.к} = \sqrt{22,176^2 + 7,068^2} = 23,275 \text{ МВА}$$

Потери мощности на участке 2-3:

$$\Delta \tilde{S}_{2-3} = \left(\frac{S_{2-3.к}}{U_3} \right)^2 \cdot \dot{Z}_{2-3} \quad (112)$$

$$\Delta \tilde{S}_{2-3} = \left(\frac{23,275}{118,17} \right)^2 \cdot (3,21 + j3,37) = 0,124 + j0,13 \text{ МВА}$$

Мощность в начале участка 2-3:

$$\begin{aligned}\tilde{S}_{2-3.н} &= \tilde{S}_{2-3.к} + \Delta\tilde{S}_{2-3} \\ \tilde{S}_{2-3.н} &= 22,176 + j7,068 + 0,124 + j0,13 = 22,3 + j7,198 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Мощность в конце участка 0-2:

$$\begin{aligned}\tilde{S}_{0-2.к} &= \tilde{S}_{р.2} + \tilde{S}_{2-3.н} + \tilde{S}_{3-1.н} \\ \tilde{S}_{0-2.к} &= 17,09 + j5,519 + 22,3 + j7,198 + 13,116 + j4,315 = \\ &= 52,506 + j17,032 \text{ МВА}\end{aligned}$$

$$S_{2-3к} = \sqrt{52,506^2 + 17,032^2} = 55,199 \text{ МВА}$$

Потери мощности на участке 0-2:

$$\Delta\tilde{S}_{0-2} = \left(\frac{S_{2-3.к}}{U_2}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{0-2} \quad (113)$$

$$\Delta\tilde{S}_{0-2} = \left(\frac{55,199}{118,98}\right)^2 \cdot (3,39 + j3,55) = 0,73 + j0,765 \text{ МВА}$$

Мощность в начале участка 0-2:

$$\begin{aligned}\tilde{S}_{0-2.н} &= \tilde{S}_{0-2.к} + \Delta\tilde{S}_{0-2} \\ \tilde{S}_{0-2.н} &= 52,506 + j17,032 + 0,73 + j0,765 = 53,236 + j17,797 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Режим минимальных нагрузок.

1-й этап

Принимаем $U_2 = U_3 = U_1 = U_{ном} = 110 \text{ кВ}$.

Мощность в конце участка 3-1:

$$\tilde{S}_{3-1.к} = \tilde{S}_{р.1} = 3,93 + j1,139 \text{ МВА}$$

Потери мощности на участке 3-1:

$$\begin{aligned}\Delta\tilde{S}_{3-1} &= \left(\frac{\tilde{S}_{3-1.к}}{U_1}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{3-1} = \left(\frac{S_{р.1}}{U_{ном}}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{3-1} \\ \Delta\tilde{S}_{3-1} &= \left(\frac{4,094}{110}\right)^2 \cdot (2,6 + j2,72) = 0,0035 + j0,0037 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Мощность в начале участка 3-1:

$$\begin{aligned}\tilde{S}_{3-1.н} &= \tilde{S}_{3-1.к} + \Delta\tilde{S}_{3-1} \\ \tilde{S}_{3-1.н} &= 3,93 + j1,139 + 0,0035 + j0,0037 = 3,933 + j1,142 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Мощность в конце участка 2-3:

$$\begin{aligned}\tilde{S}_{2-3.к} &= \tilde{S}_{р.3} + \tilde{S}_{3-1.н} \\ \tilde{S}_{2-3.к} &= 2,72 + j0,58 + 3,933 + j1,142 = 6,65 + j1,72 \text{ МВА} \\ S_{2-3.к} &= \sqrt{6,65^2 + 1,72^2} = 6,86 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Потери мощности на участке 2-3:

$$\begin{aligned}\Delta\tilde{S}_{2-3} &= \left(\frac{S_{2-3.к}}{U_3}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{2-3} = \left(\frac{S_{р.3}}{U_{ном}}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{2-3} \\ \Delta\tilde{S}_{2-3} &= \left(\frac{6,86}{110}\right)^2 \cdot (3,21 + j3,37) = 0,012 + j0,013 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Мощность в начале участка 2-3:

$$\tilde{S}_{2-3.н} = \tilde{S}_{2-3.к} + \Delta\tilde{S}_{2-3}$$

$$\tilde{S}_{2-3.н} = 6,65 + j1,72 + 0,012 + j0,013 = 6,66 + j1,73 \text{ МВА}$$

Мощность в конце участка 0-2:

$$\tilde{S}_{0-2.к} = \tilde{S}_{p.2} + \tilde{S}_{2-3.н} + \tilde{S}_{3-1.н}$$

$$\tilde{S}_{0-2.к} = 5,14 + j1,415 + 6,66 + j1,73 + 3,933 + j1,142 = 15,73 + j4,28 \text{ МВА}$$

$$S_{2-3.к} = \sqrt{15,73^2 + 4,28^2} = 55,23 \text{ МВА}$$

Потери мощности на участке 0-2:

$$\Delta \tilde{S}_{0-2} = \left(\frac{S_{2-3.к}}{U_2} \right)^2 \cdot \dot{Z}_{0-2} = \left(\frac{S_{p.2}}{U_{ном}} \right)^2 \cdot \dot{Z}_{0-2}$$

$$\Delta \tilde{S}_{0-2} = \left(\frac{16,3}{110} \right)^2 \cdot (3,39 + j3,55) = 0,074 + j0,078 \text{ МВА}$$

Мощность в начале участка 0-2:

$$\tilde{S}_{0-2.н} = \tilde{S}_{0-2.к} + \Delta \tilde{S}_{0-2}$$

$$\tilde{S}_{0-2.н} = 15,73 + j4,28 + 0,074 + j0,078 = 15,804 + j4,358 \text{ МВА}$$

2-й этап.

Определим напряжение в узле 2 через продольную составляющую падения напряжения:

$$U_2 = U_0 - \frac{P_{0-2.н} \cdot R_{л} + Q_{0-2.н} \cdot X_{л}}{U_0}$$

По заданию в режиме минимальных нагрузок $U_0 = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 110 = 115,5 \text{ кВ}$.

$$U_2 = 115,5 - \frac{15,804 \cdot 3,39 + 4,358 \cdot 3,55}{115,5} = 114,9 \text{ кВ}$$

Определим напряжение в узле 3 через продольную составляющую падения напряжения:

$$U_3 = U_2 - \frac{P_{2-3.н} \cdot R_{л} + Q_{2-3.н} \cdot X_{л}}{U_2}$$

$$U_3 = 114,9 - \frac{6,66 \cdot 3,21 + 1,73 \cdot 3,37}{114,9} = 114,66 \text{ кВ}$$

Определим напряжение в узле 1 через продольную составляющую падения напряжения:

$$U_1 = U_3 - \frac{P_{3-1.н} \cdot R_{л} + Q_{3-1.н} \cdot X_{л}}{U_3}$$

$$U_1 = 114,66 - \frac{3,933 \cdot 2,6 + 1,142 \cdot 2,72}{114,66} = 114,55 \text{ кВ}$$

Уточняем потери мощности.

Мощность в конце участка 3-1:

$$\tilde{S}_{3-1.к} = \tilde{S}_{p.1} = 3,93 + j1,139 \text{ МВА}$$

Потери мощности на участке 3-1:

$$\Delta \tilde{S}_{3-1} = \left(\frac{\tilde{S}_{3-1.к}}{U_1} \right)^2 \cdot \dot{Z}_{3-1}$$

$$\Delta \tilde{S}_{3-1} = \left(\frac{4,094}{114,55} \right)^2 \cdot (2,6 + j2,72) = 0,0033 + j0,0034 \text{ МВА}$$

Мощность в начале участка 3-1:

$$\tilde{S}_{3-1.н} = \tilde{S}_{3-1.к} + \Delta \tilde{S}_{3-1}$$

$$\tilde{S}_{3-1.н} = 3,93 + j1,139 + 0,0033 + j0,0034 = 3,933 + j1,142 \text{ МВА}$$

Мощность в конце участка 2-3:

$$\tilde{S}_{2-3.к} = \tilde{S}_{р.3} + \tilde{S}_{3-1.н}$$

$$\tilde{S}_{2-3.к} = 2,72 + j0,58 + 3,933 + j1,142 = 6,653 + j1,722 \text{ МВА}$$

$$S_{2-3.к} = \sqrt{6,653^2 + 1,722^2} = 6,872 \text{ МВА}$$

Потери мощности на участке 2-3:

$$\Delta \tilde{S}_{2-3} = \left(\frac{S_{2-3.к}}{U_3} \right)^2 \cdot \dot{Z}_{2-3}$$

$$\Delta \tilde{S}_{2-3} = \left(\frac{6,872}{114,66} \right)^2 \cdot (3,21 + j3,37) = 0,011 + j0,012 \text{ МВА}$$

Мощность в начале участка 2-3:

$$\tilde{S}_{2-3.н} = \tilde{S}_{2-3.к} + \Delta \tilde{S}_{2-3}$$

$$\tilde{S}_{2-3.н} = 6,653 + j1,722 + 0,011 + j0,012 = 6,664 + j1,734 \text{ МВА}$$

Мощность в конце участка 0-2:

$$\tilde{S}_{0-2.к} = \tilde{S}_{р.2} + \tilde{S}_{2-3.н} + \tilde{S}_{3-1.н}$$

$$\begin{aligned} \tilde{S}_{0-2.к} &= 5,14 + j1,415 + 6,664 + j1,734 + 3,933 + j1,142 = \\ &= 15,737 + j4,291 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$S_{2-3.к} = \sqrt{15,737^2 + 4,291^2} = 16,311 \text{ МВА}$$

Потери мощности на участке 0-2:

$$\Delta \tilde{S}_{0-2} = \left(\frac{S_{2-3.к}}{U_2} \right)^2 \cdot \dot{Z}_{0-2}$$

$$\Delta \tilde{S}_{0-2} = \left(\frac{16,311}{114,9} \right)^2 \cdot (3,39 + j3,55) = 0,068 + j0,071 \text{ МВА}$$

Мощность в начале участка 0-2:

$$\tilde{S}_{0-2.н} = \tilde{S}_{0-2.к} + \Delta \tilde{S}_{0-2}$$

$$\tilde{S}_{0-2.н} = 15,737 + j4,291 + 0,068 + j0,071 = 15,805 + j4,362 \text{ МВА}$$

Послеаварийный режим.

1-й этап.

Принимаем $U_2 = U_3 = U_1 = U_{ном} = 110 \text{ кВ}$.

Мощность в конце участка 3-1:

$$\tilde{S}_{3-1.к} = \tilde{S}_{р.1}$$

$$\tilde{S}_{3-1.к} = \tilde{S}_{р.1} = 13,081 + j4,471 \text{ МВА}$$

Потери мощности на участке 3-1:

$$\Delta \tilde{S}_{3-1} = \left(\frac{S_{р.1}}{U_1} \right)^2 \cdot \dot{Z}_{3-1} = \left(\frac{S_{р.1}}{U_{ном}} \right)^2 \cdot \dot{Z}_{3-1}$$

$$\Delta \tilde{S}_{3-1} = \left(\frac{13,824}{110} \right)^2 \cdot (5,20 + j5,44) = 0,082 + j0,086 \text{ МВА}$$

Мощность в начале участка 3-1:

$$\tilde{S}_{3-1.н} = \tilde{S}_{3-1.к} + \Delta \tilde{S}_{3-1}$$

$$\tilde{S}_{3-1.н} = 13,081 + j4,471 + 0,082 + j0,086 = 13,163 + j4,557 \text{ МВА}$$

Мощность в конце участка 2-3:

$$\tilde{S}_{2-3.к} = \tilde{S}_{p.3} + \tilde{S}_{3-1.н}$$

$$\tilde{S}_{2-3.к} = 9,06 + j2,991 + 13,163 + j4,557 = 22,223 + j7,548 \text{ МВА}$$

$$S_{2-3.к} = \sqrt{22,223^2 + 7,548^2} = 23,47 \text{ МВА}$$

Потери мощности на участке 2-3:

$$\Delta \tilde{S}_{2-3} = \left(\frac{S_{2-3.к}}{U_3} \right)^2 \cdot \dot{Z}_{2-3} = \left(\frac{S_{p.3}}{U_{ном}} \right)^2 \cdot \dot{Z}_{2-3}$$

$$\Delta \tilde{S}_{2-3} = \left(\frac{23,47}{110} \right)^2 \cdot (6,42 + j6,73) = 0,292 + j0,306 \text{ МВА}$$

Мощность в начале участка 2-3:

$$\tilde{S}_{2-3.н} = \tilde{S}_{2-3.к} + \Delta \tilde{S}_{2-3}$$

$$\tilde{S}_{2-3.н} = 22,223 + j7,548 + 0,292 + j0,306 = 22,515 + j7,854 \text{ МВА}$$

Мощность в конце участка 0-2:

$$\tilde{S}_{0-2.к} = \tilde{S}_{p.2} + \tilde{S}_{2-3.н} + \tilde{S}_{3-1.н}$$

$$\begin{aligned} \tilde{S}_{0-2.к} &= 17,09 + j5,771 + 22,515 + j7,854 + 13,163 + j4,557 = \\ &= 52,768 + j18,182 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$S_{2-3.к} = \sqrt{52,768^2 + 18,182} = 55,812 \text{ МВА}$$

Потери мощности на участке 0-2:

$$\Delta \tilde{S}_{0-2} = \left(\frac{S_{2-3.к}}{U_2} \right)^2 \cdot \dot{Z}_{0-2} = \left(\frac{S_{p.2}}{U_{ном}} \right)^2 \cdot \dot{Z}_{0-2}$$

$$\Delta \tilde{S}_{0-2} = \left(\frac{55,812}{110} \right)^2 \cdot (6,79 + j7,11) = 1,747 + j1,83 \text{ МВА}$$

Мощность в начале участка 0-2:

$$\tilde{S}_{0-2.н} = \tilde{S}_{0-2.к} + \Delta \tilde{S}_{0-2}$$

$$\tilde{S}_{0-2.н} = 52,768 + j18,182 + 1,747 + j1,83 = 54,515 + j20,012 \text{ МВА}$$

2-й этап.

Определим напряжение в узле 2 через продольную составляющую падения напряжения:

$$U_2 = U_0 - \frac{P_{0-2.н} \cdot R_{л} + Q_{0-2.н} \cdot X_{л}}{U_0}$$

По заданию в послеаварийном режиме $U_0 = 1,1 \cdot U_{ном} = 1,1 \cdot 110 = 121 \text{ кВ}$.

$$U_2 = 121 - \frac{54,515 \cdot 6,79 + 20,012 \cdot 7,11}{121} = 116,77 \text{ кВ}$$

Определим напряжение в узле 3 через продольную составляющую падения напряжения:

$$U_3 = U_2 - \frac{P_{2-3.н} \cdot R_{л} + Q_{2-3.н} \cdot X_{л}}{U_2}$$

$$U_3 = 116,77 - \frac{22,515 \cdot 6,42 + 7,854 \cdot 6,73}{116,77} = 115,08 \text{ кВ}$$

Определим напряжение в узле 1 через продольную составляющую падения напряжения:

$$U_1 = U_3 - \frac{P_{3-1.н} \cdot R_{л} + Q_{3-1.н} \cdot X_{л}}{U_3}$$

$$U_1 = 115,08 - \frac{13,163 \cdot 5,20 + 4,557 \cdot 5,44}{115,08} = 114,27 \text{ кВ}$$

Уточняем потери мощности.

Мощность в конце участка 3-1:

$$\tilde{S}_{3-1.к} = \tilde{S}_{p1} = 13,081 + j4,471 \text{ МВА}$$

Потери мощности на участке 3-1:

$$\Delta \tilde{S}_{3-1} = \left(\frac{S_{p1}}{U_1} \right)^2 \cdot \dot{Z}_{3-1}$$

$$\Delta \tilde{S}_{3-1} = \left(\frac{13,824}{114,27} \right)^2 \cdot (5,20 + j5,44) = 0,076 + j0,079 \text{ МВА}$$

Мощность в начале участка 3-1:

$$\tilde{S}_{3-1.н} = \tilde{S}_{3-1.к} + \Delta \tilde{S}_{3-1}$$

$$\tilde{S}_{3-1.н} = 13,081 + j4,471 + 0,076 + j0,079 = 13,157 + j4,55 \text{ МВА}$$

Мощность в конце участка 2-3:

$$\tilde{S}_{2-3.к} = \tilde{S}_{p.3} + \tilde{S}_{3-1.н}$$

$$\tilde{S}_{2-3.к} = 9,06 + j2,991 + 13,157 + j4,55 = 22,217 + j7,541 \text{ МВА}$$

$$S_{2-3.к} = \sqrt{22,217^2 + 7,541^2} = 23,461 \text{ МВА}$$

Потери мощности на участке 2-3:

$$\Delta \tilde{S}_{2-3} = \left(\frac{S_{2-3.к}}{U_3} \right)^2 \cdot \dot{Z}_{2-3}$$

$$\Delta \tilde{S}_{2-3} = \left(\frac{23,461}{115,08} \right)^2 \cdot (6,42 + j6,73) = 0,267 + j0,279 \text{ МВА}$$

Мощность в начале участка 2-3:

$$\tilde{S}_{2-3.н} = \tilde{S}_{2-3.к} + \Delta \tilde{S}_{2-3}$$

$$\tilde{S}_{2-3.н} = 22,217 + j7,541 + 0,267 + j0,279 = 22,484 + j7,82 \text{ МВА}$$

Мощность в конце участка 0-2:

$$\tilde{S}_{0-2.к} = \tilde{S}_{p.2} + \tilde{S}_{2-3.н} + \tilde{S}_{3-1.н}$$

$$\tilde{S}_{0-2.к} = 17,09 + j5,771 + 22,484 + j7,82 + 13,157 + j4,55 =$$

$$= 52,731 + j18,141 \text{ МВА}$$

$$S_{2-3.к} = \sqrt{52,731^2 + 18,141^2} = 55,764 \text{ МВА}$$

Потери мощности на участке 0-2:

$$\Delta \tilde{S}_{0-2} = \left(\frac{S_{2-3,к}}{U_2} \right)^2 \cdot \dot{Z}_{0-2} = \left(\frac{S_{p,2}}{U_{ном}} \right)^2 \cdot \dot{Z}_{0-2}$$

$$\Delta \tilde{S}_{0-2} = \left(\frac{55,764}{116,77} \right)^2 \cdot (6,79 + j7,11) = 1,547 + j1,621 \text{ МВА}$$

Мощность в начале участка 0-2:

$$\tilde{S}_{0-2,н} = \tilde{S}_{0-2,к} + \Delta \tilde{S}_{0-2}$$

$$\tilde{S}_{0-2,н} = 52,731 + j18,14 + 1,547 + j1,621 = 54,278 + j19,761 \text{ МВА}$$

Расчет для остальных участков радиально-магистрального варианта сети выполняем аналогично. Результаты расчётов сводим в таблицы 48, 49 и 50.

Таблица 48 – Расчетные величины напряжений на стороне высшего напряжения подстанций в расчетных установившихся режимах

№ п/с	$U_{вн}$, кВ в режимах:		
	Максимальных нагрузок	Минимальных нагрузок	Послеаварийный режим
1	117,78	114,55	114,27
2	118,98	114,9	116,77
3	118,17	114,66	115,08
4	120,15	115,25	119,26
5	120,55	115,36	120,09

Таким образом, отклонения напряжения в точках передачи электроэнергии в режимах максимальных, минимальных нагрузок, послеаварийном режиме не превышают 10 % в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

Таблица 49 – Расчетные потери активной мощности в ЛЭП

Участок	ΔP , МВт в режимах:		
	Максимальных нагрузок	Минимальных нагрузок	Послеаварийный режим
0-5	0,061	0,006	0,124
0-4	0,087	0,008	0,18
0-2	0,73	0,068	1,547
2-3	0,124	0,011	0,267
3-1	0,035	0,003	0,076
Итого:	1,037	0,096	2,194

Таблица 50 – Расчетные значения потребляемой реактивной мощности ЛЭП

Участок	ΔQ , МВАр в режимах:		
	Максимальных нагрузок	Минимальных нагрузок	Послеаварийный режим
0-5	0,064	0,006	0,13
0-4	0,091	0,008	0,189
0-2	0,765	0,071	1,621
2-3	0,13	0,012	0,279
3-1	0,037	0,003	0,079
Итого:	1,087	0,1	2,298

Таким образом, суммарные потери активной мощности в линиях электропередачи в режиме максимальных нагрузок составляют: $\Delta P = 1,037$ МВт. Суммарная потребляемая реактивная мощность линиями электропередачи в режиме максимальных нагрузок составляют: $\Delta Q = 1,087$ МВАр.

5.3.4. Выбор регулировочных ответвлений трансформаторов

Одним из основных средств регулирования напряжения у потребителей является трансформаторы с регулированием ответвлений под нагрузкой (РПН).

Сведения о ступенях регулирования (пределах регулирования) трансформаторов можно найти в справочной литературе [5,9].

В курсовом проекте необходимо выбрать регулировочные ответвления трансформаторов с РПН на всех подстанциях в режимах максимальных и минимальных нагрузок и наиболее тяжелом послеаварийном режиме.

Регулировочные отпайки выбираются исходя из желаемых напряжений на стороне низкого напряжения подстанций. Применительно к районным подстанциям в соответствии с принципом встречного регулирования устройства регулирования напряжения должны обеспечивать поддержание напряжения на шинах напряжением 10–20 кВ подстанций, к которым присоединены распределительные сети, в пределах не ниже 105 % номинального напряжения в период наибольших нагрузок и не выше 100 % номинального напряжения в период наименьших нагрузок этих сетей. В аварийных режимах допускается дополнительное снижение напряжения на 5 %.

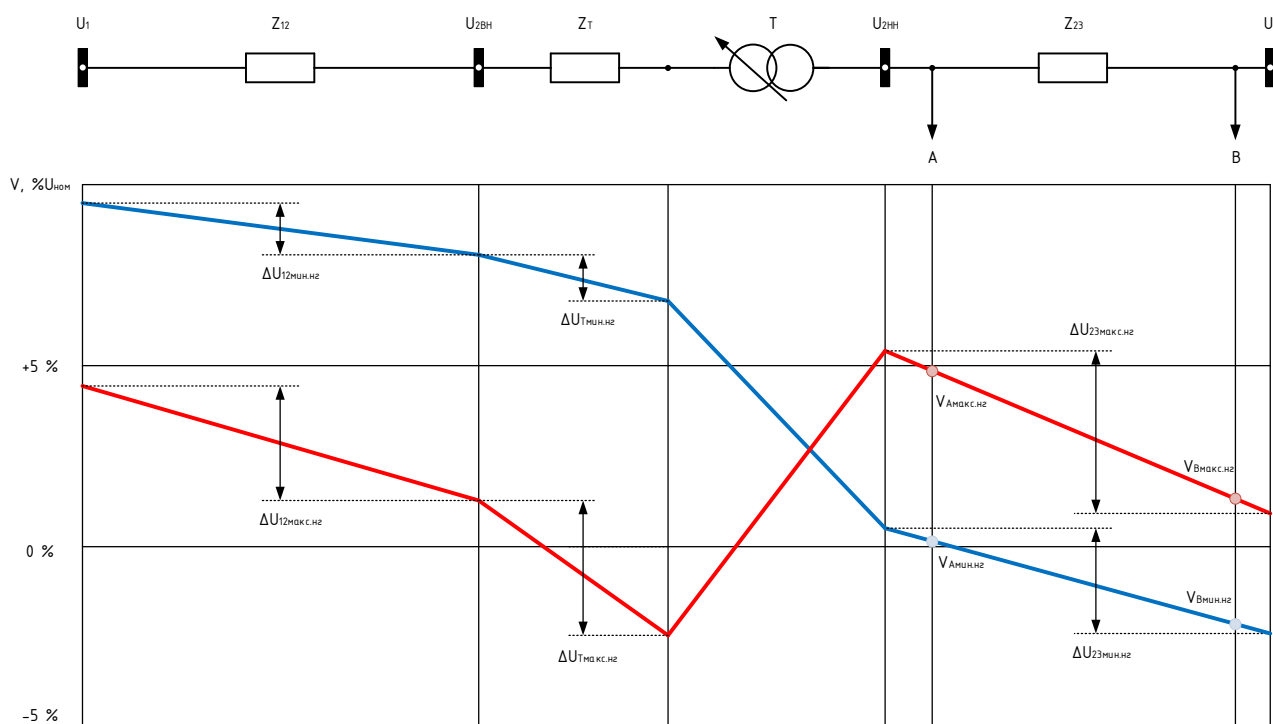


Рисунок 51 – Встречное регулирование напряжения: схема замещения и эпюры напряжений

На рисунке 51 приняты следующие обозначения:

U_1 – напряжение на шинах центра питания;

Z_{12} – полное сопротивление первой линии электропередачи;

$U_{2ВН}$ – напряжение на шинах первичного напряжения (ВН) районной подстанции;

Z_T – полное сопротивление трансформатора;

$U_{2НН}$ – напряжение на шинах вторичного напряжения (НН) районной подстанции;

A – близлежащий от центра питания электроприёмник;

Z_{23} – полное сопротивление второй линии электропередачи;

B – удалённый от центра питания электроприёмник;

U_3 – напряжение у потребителей.

Отсюда в качестве желаемых напряжений на стороне низкого напряжения подстанций можно задать:

- $1,05U_{ном}$ – для режима максимальных нагрузок;

- $U_{ном}$ – для режима минимальных нагрузок;

- $1,05U_{ном}$ – для послеаварийного режима с допустимостью снижения напряжения до уровня $0,95U_{ном}$.

Желаемое регулировочное ответвление трансформатора на i -й подстанции:

$$m_{ж.i} = \left(\frac{U_i \cdot U_{НН.ном.i}}{U_{ж.НН} \cdot U_{ВН.ном.i}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{ст.i. \%}} \quad (114)$$

где U_i – Расчетная величина напряжения на стороне высшего напряжения i -й подстанции в расчётных установившихся режимах, кВ;

$U_{\text{НН.ном.}i}$ и $U_{\text{ВН.ном.}i}$ – соответственно номинальное напряжение на низшей и высшей стороне трансформаторов i -й подстанции, кВ;

$U_{\text{ж.НН}}$ – желаемые напряжения на стороне низшего напряжения подстанции в расчётных установившихся режимах, кВ;

$\Delta U_{\text{ст.}i.\%}$ – величина ступени регулирования трансформатора в процентах от номинального напряжения, %, определяется из справочной литературы [5,9].

В качестве действительного регулировочного ответвления $m_{\text{д.}i}$ трансформатора на i -й подстанции принимается ближайшее меньшее целое число к желаемому $m_{\text{ж.}i}$.

Значение действительного ответвления должно лежать в диапазоне:

$$m_{\text{мин}} \leq m_{\text{д.}i} \leq m_{\text{мак}} \quad (115)$$

где $m_{\text{мин}}$ и $m_{\text{мак}}$ – соответственно минимальное и максимальное ответвление трансформатора.

Если условие 116 не выполняется, то значение $m_{\text{д.}i}$ фиксируется на границе нарушенного ограничения.

Действительное напряжение на стороне НН i -й подстанции:

$$U_{\text{д.НН.}i} = \frac{U_i \cdot U_{\text{НН.ном.}i}}{U_{\text{ВН.ном.}i} \cdot \left(1 + \frac{\Delta U_{\text{ст.}i.\%} \cdot m_{\text{д.}i}}{100}\right)} \quad (116)$$

Пример 5.3.4. Выбрать регулировочные ответвления трансформаторов с РПН на всех подстанциях в режимах максимальных и минимальных нагрузок и наиболее тяжелом послеаварийном режиме.

Перед выбором регулировочных ответвлений найдём необходимые данные.

Активное и индуктивное сопротивления продольных ветвей схем замещения трансформаторов 4-й подстанции:

$$R_{\text{т.4}} = \frac{\Delta P_{\text{к.4}} \cdot U_{\text{ВН.ном.4}}^2}{1000 \cdot n_{\text{тр.4}} \cdot S_{\text{т.ном.4}}^2} \quad (117)$$

$$X_{\text{т.4}} = \frac{u_{\text{к.4}} \cdot U_{\text{ВН.ном.4}}^2}{100 \cdot n_{\text{тр.4}} \cdot S_{\text{т.ном.4}}} \quad (118)$$

$$R_{\text{т.4}} = \frac{\Delta P_{\text{к.4}} \cdot U_{\text{ВН.ном.4}}^2}{1000 \cdot n_{\text{тр.4}} \cdot S_{\text{т.ном.4}}^2} = \frac{58 \cdot 115^2}{1000 \cdot 2 \cdot 10^2} = 3,84 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{т.4}} = \frac{u_{\text{к.4}} \cdot U_{\text{ВН.ном.4}}^2}{100 \cdot n_{\text{тр.4}} \cdot S_{\text{т.ном.4}}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 2 \cdot 10} = 69,43 \text{ Ом}$$

Мощность в начале продольных ветвей схем замещения трансформаторов 4-й подстанции:

$$P_{\text{т.4}}^{\text{Н}} = P_4 + \Delta P_{\text{п.4}}, \quad (119)$$

$$Q_{\text{т.4}}^{\text{Н}} = Q_4 + \Delta Q_{\text{п.4}}, \quad (120)$$

где ΔP_{Π} и ΔQ_{Π} найдены в таблицах 45-47.

$$P_{Т.4}^H = P_4 + \Delta P_{\Pi.4} = 15 + 0,071 = 15,07 \text{ МВт}$$

$$Q_{Т.4}^H = Q_4 + \Delta Q_{\Pi.4} = 4,35 + 0,82 = 5,17 \text{ МВАр}$$

Продольная составляющая падения напряжения в продольной ветви схемы замещения трансформаторов 4-й подстанции:

$$\Delta U_{Т.4} = \frac{P_{Т.4}^H \cdot R_{4.Т} + Q_{Т.4}^H \cdot X_{Т.4}}{U_4} \quad (121)$$

$$\Delta U_{Т.4} = \frac{15,07 \cdot 3,84 + 5,17 \cdot 69,43}{120,15} = 3,47 \text{ кВ}$$

Напряжение на шинах низшего напряжения 4-й подстанции приведенное к стороне ВН:

$$\dot{U}_{4Н}^B = \dot{U}_4 - \Delta U_{Т.4} \quad (122)$$

$$\dot{U}_{4Н}^B = \dot{U}_4 - \Delta U_{Т.4} = 120,15 - 3,47 = 116,68$$

Результаты расчётов сведём в таблицы 28-31.

Выберем регулировочные ответвления трансформатора.

Принимаем в качестве желаемых напряжений на стороне НН подстанций:

- $1,05U_{НОМ}$ — для режима максимальных нагрузок;
- $U_{НОМ}$ — для режима минимальных нагрузок;
- $1,05U_{НОМ}$ — для послеаварийного режима с допустимостью снижения напряжения до уровня $0,95U_{НОМ}$.

Желаемое регулировочное ответвление трансформатора на первой подстанции в режиме максимальных нагрузок:

$$m_{ж.4} = \left(\frac{U_4 \cdot U_{НН.НОМ.4}}{U_{ж.НН} \cdot U_{ВН.НОМ.4}} - 1 \right) \frac{100}{\Delta U_{СТ.4. \%}} \quad (123)$$

Величина ступени регулирования напряжения для трансформаторов 4-й подстанции (табл. 32) составляет 1 %.

$$m_{ж.4} = \left(\frac{U_4 \cdot U_{НН.НОМ.4}}{U_{ж.НН} \cdot U_{ВН.НОМ.4}} - 1 \right) \frac{100}{\Delta U_{СТ.4. \%}} = \left(\frac{120,15 \cdot 11}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1} = 9,46$$

Принимаем в качестве действительного регулировочного ответвления трансформаторов на 4-й подстанции в режиме максимальных нагрузок ближайшее меньшее целое число со знаком по отношению к $m_{ж.4}$.

$$m_{д.4} = 9$$

Значение действительного ответвления лежит в диапазоне

$$-16 \leq 9 \leq 16$$

Действительное напряжение на стороне НН первой подстанции в режиме максимальных нагрузок:

$$U_{д.нн.4} = \frac{U_4 \cdot U_{нн.ном.4}}{U_{вн.ном.4} \cdot (1 + \frac{\Delta U_{ст.4.\%} \cdot m_{д.4}}{100})} \quad (124)$$

$$U_{д.нн.4} = \frac{U_4 \cdot U_{нн.ном.4}}{U_{вн.ном.4} \cdot (1 + \frac{\Delta U_{ст.4.\%} \cdot m_{д.4}}{100})} = \frac{120,15 \cdot 11}{115 \cdot (1 + \frac{1 \cdot 9}{100})} = 10,54 \text{ кВ}$$

Аналогично выполняем расчеты для всех подстанций в режиме максимальных и минимальных нагрузок и послеаварийном режиме. Результаты расчетов сводим в таблицы 51, 52 и 53.

Таблица 51 – Выбор регулировочных ответвлений в режиме максимальных нагрузок

№ п/с	U_i , кВ	R_T , Ом	X_T , Ом	P_T^H , МВт	Q_T^H , МВАр	ΔU_T , кВ	U_H^B , кВ	$m_{ж}$	m_d	$U_{д.нн.}$, кВ
1	117,78	3,84	69,43	13,05	4,48	3,07	114,71	7,29	7,00	10,53
2	118,98	2,20	43,39	17,05	5,86	2,45	116,52	8,38	8,00	10,54
3	118,17	6,66	110,21	9,04	3,10	3,41	114,76	7,65	8,00	10,47
4	120,15	3,84	69,43	15,07	5,17	3,47	116,68	9,46	9,00	10,54
5	120,55	2,20	43,39	20,07	6,90	2,85	117,70	9,82	10,00	10,48

Таблица 52 – Выбор регулировочных ответвлений в режиме минимальных нагрузок

№ п/с	U_i , кВ	R_T , Ом	X_T , Ом	P_T^H , МВт	Q_T^H , МВАр	ΔU_T , кВ	U_H^B , кВ	$m_{ж}$	m_d	$U_{д.нн.}$, кВ
1	114,55	3,84	69,43	3,90	1,35	0,95	113,60	9,57	10,00	9,96
2	114,90	2,20	43,39	5,10	1,76	0,76	114,14	9,91	10,00	9,99
3	114,66	6,66	110,21	2,70	0,93	1,05	113,61	9,68	10,00	9,97
4	115,25	3,84	69,43	4,51	1,55	1,08	114,17	10,24	10,00	10,02
5	115,36	2,20	43,39	6,01	2,07	0,89	114,47	10,34	10,00	10,03

Таблица 53 – Выбор регулировочных ответвлений в послеаварийном режиме

№ п/с	U_i , кВ	R_T , Ом	X_T , Ом	P_T^H , МВт	Q_T^H , МВАр	ΔU_T , кВ	U_H^B , кВ	$m_{ж}$	m_d	$U_{днн}$, кВ
1	114,27	7,67	138,86	13,05	4,48	6,33	107,94	4,09	4,00	10,51
2	116,77	4,39	86,79	17,05	5,86	5,00	111,77	6,37	6,00	10,54
3	115,08	13,33	220,42	9,04	3,10	6,99	108,08	4,83	5,00	10,48
4	119,26	7,67	138,86	15,07	5,17	6,99	112,26	8,64	9,00	10,47
5	120,09	4,39	86,79	20,07	6,90	5,72	114,37	9,40	9,00	10,54

5.3.5. Проверочный расчет баланса активной и реактивной мощности

Целью данного раздела является определение баланса активной и реактивной мощности в сети с учётом уточнённых значений потерь активной мощности и потребляемой реактивной мощности.

Пример 5.3.5. Определить баланс активной и реактивной мощности в сети с учётом уточнённых значений потерь активной мощности и потребляемой реактивной мощности.

Баланс составляем для режима максимальных нагрузок.

Баланс активной мощности.

Расход активной мощности на собственные нужды электростанции:

$$\Sigma P_{сн} = 0,05 \cdot \Sigma P_i = 3,7 \text{ МВт}$$

Принимая необходимый резерв активной мощности на электростанции, равный 10 % от суммарной активной мощности нагрузки потребителей района ΣP_i , получим:

$$\Sigma P_p = 0,1 \cdot \Sigma P_i = 7,4 \text{ МВт}$$

Суммарные потери активной мощности в сети складываются из потерь в линиях и трансформаторах:

$$\Sigma \Delta P_{сети} = \Sigma \Delta P_{лэп} + \Sigma \Delta P_{тр} = 1,037 + 0,44 = 1,47 \text{ МВт}$$

где $\Sigma \Delta P_{лэп}$ – суммарные потери активной мощности в линиях электропередачи, МВт (табл. 49);

$\Sigma \Delta P_{тр}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах, МВт (табл. 45).

Тогда суммарная активная мощность, отдаваемая генераторами энергосистемы через узловую подстанцию в проектируемую сеть:

$$\Sigma P_{г} = \Sigma P_i + \Sigma P_{сн} + \Sigma P_p + \Sigma \Delta P_{сети} = 74 + 3,7 + 7,4 + 1,47 = 86,57 \text{ МВт}$$

Баланс реактивной мощности.

Расход реактивной мощности на собственные нужды электростанции:

$$Q_{сн} = 0,04 \cdot \Sigma S_{3i} = 3,52 \text{ МВАр}$$

Принимая резерв реактивной мощности на электростанции, равный 10 % от суммарной полной мощности нагрузки потребителей района ΣS_{3i} , получим:

$$Q_p = 0,1 \cdot \Sigma S_{3i} = 8,81 \text{ МВАр}$$

Суммарная потребляемая трансформаторами и ЛЭП реактивная мощность определяется из таблиц 45 и 50.

Суммарная зарядная мощность ЛЭП определяется из таблицы 45.

Суммарная потребляемая реактивная мощность элементами сети:

$$\Sigma \Delta Q_{\text{сети}} = \Sigma \Delta Q_{\text{лэп}} + \Sigma \Delta Q_{\text{тр}} - \Sigma \Delta Q_{\text{с}}$$

$$\Sigma \Delta Q_{\text{сети}} = 1,087 + 4,851 - 4,839 = 1,099 \text{ МВАр}$$

Баланс реактивной мощности:

$$\Sigma Q_{\Pi} = \Sigma Q_{3.i} + \Sigma Q_{\text{сн}} + \Sigma Q_p + \Sigma \Delta Q_{\text{сети}} - \Sigma Q_{\text{ку.}i}$$

$$\Sigma Q_{\Pi} = 46,86 + 3,52 + 8,81 + 1,099 - 25,38 = 34,909 \text{ МВАр}$$

Располагаемая реактивная мощность системы ($\text{tg} \varphi_c = 0,48$):

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg} \varphi_c = 86,57 \cdot 0,48 = 41,553 \text{ МВАр}$$

Реактивная мощность небаланса:

$$\Sigma Q_{\Pi} - \Sigma Q_{\Gamma} = 34,909 - 41,553 = -6,644 \text{ МВАр}$$

Таким образом, предварительно выбранное значение суммарной реактивной мощности компенсирующих устройств оказалось больше, чем требуется, на величину 6,644 МВАр.

Можно уменьшить мощность компенсирующих устройств или повысить коэффициент мощности энергосистемы с величины 0,9 до величины:

$$\cos \varphi_c = \frac{P_{\Gamma}}{\sqrt{P_{\Gamma}^2 + Q_{\Pi}^2}} = \frac{86,57}{\sqrt{86,57^2 + 34,909^2}} = 0,927$$

Если в результате расчета окажется, что мощность небаланса имеет положительный знак, то это свидетельствует о необходимости дополнительной установки компенсирующих устройств реактивной мощности.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Карты районирования территории РФ по климатическим характеристикам [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://alusit.ru/kartyi-rayonirovaniya-territorii-rf-po-klimaticheskim-harakteristikam/> (Дата обращения: 20.05.2023).
2. Горелов А. А. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.12.11 / А. А. Горелов. – Москва: КноРус, 2011. – 488 с.
3. ГОСТ 721–77. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии: межгос. стандарт: изд. офиц.: введ. впервые: дата введ. 1978-07-01 / разработ. Издательство стандартов. – Москва: Издательство стандартов, 2002. – 8 с.
4. Горячев, В. Я. Электроэнергетические системы и сети: учеб. пособие / В. Я. Горячев, Л. М. Инаходова, Т. Ю. Бростилова, М. А. Кулага, Ю. А. Шатова. – Москва: Издательство МЭИ, 2018. – 172 с.
5. Карапетян, И. Г., Файбисович, Д. Л., Шапиро, И. М. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – Москва: ЭНАС, 2012. – 376 с.
6. ГОСТ 32144–2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: нац. стандарт Российской Федерации: изд. офиц.: утв. и введен в действие Приказом Федерального агентства по тех. регулированию и метрологии от 22 июля 2013 г. № 400-ст: введ. впервые: дата введ. 2014-07-01 / разработ. ООО «ЛИНВИТ» и Техническим комитетом по стандартизации ТК 30 “Электромагнитная совместимость технических средств”. – Москва: Стандартинформ, 2014. – 20 с.
7. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: учебник для вузов / В. И. Идельчик. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
8. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (Дата обращения: 27.05.2023).
9. Гайсаров Р. В. Справочник по высоковольтному оборудованию электроустановок [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.studmed.ru/gaysarov-rv-spravochnik-po-vysokovoltnomu-oborudovaniyu-elektroustanovok-2-2004_a4b83afdce6.html (Дата обращения: 28.05.2023).

10.СТО 56947007- 29.240.124-2012. Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/sto_56947007-29.240.124-2012.pdf (Дата обращения: 28.05.2023).

Приложение А. Образец титульного листа



Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«КАЛИНИНГРАДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт морских технологий, энергетики и строительства
Кафедра энергетики

Оценка _____

Дата защиты _____

Руководитель проекта _____

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

«Проектирование электрической сети 35-220 кВ, предназначенной
для электроснабжения территориального района, содержащего несколько
узлов нагрузки»

по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети»
направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Работу выполнил:
студент гр. XX-ЗЭЭ / XX-ЭЭ
Ушаков Ф. Ф.
Вариант X

Калининград
202X

Локальный электронный методический материал

Коротких Кирилл Викторович

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

Редактор И.В. Голубева

Уч.-изд. л. 7,7. Печ. л. 7,5.

Издательство федерального государственного бюджетного
образовательного учреждения высшего образования
«Калининградский государственный технический университет».
236022, Калининград, Советский проспект, 1