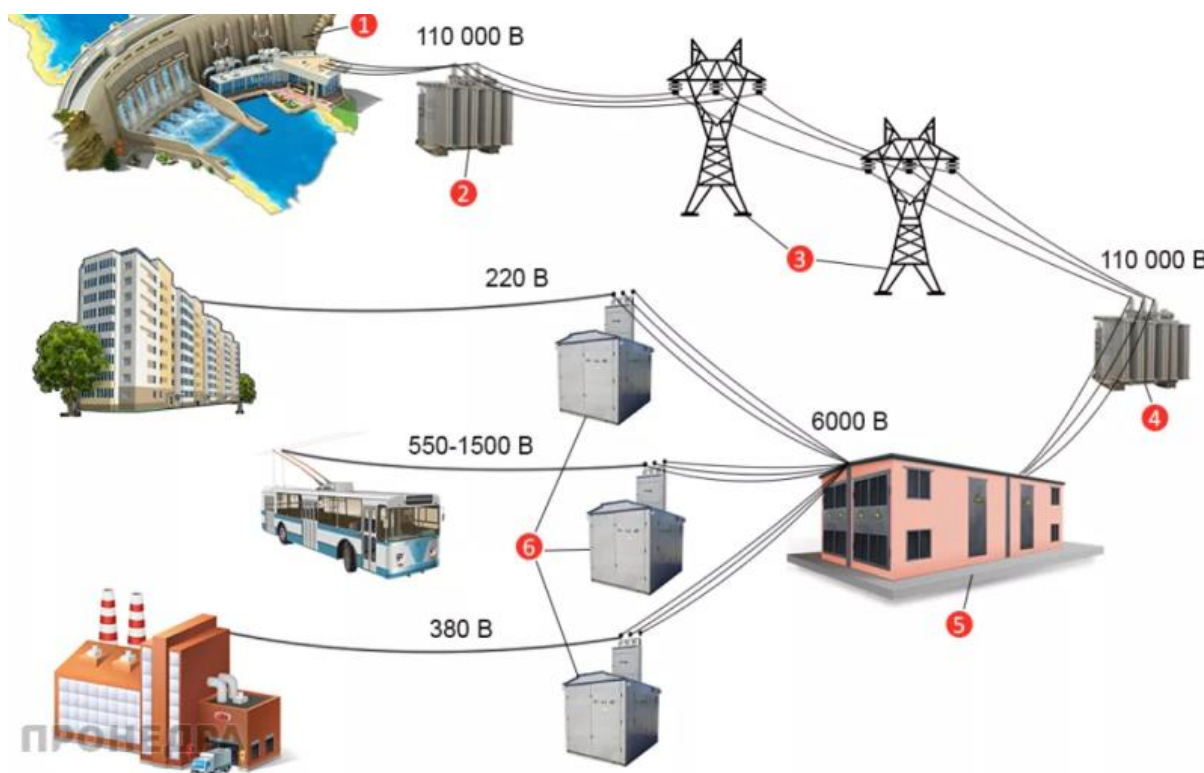


Специальные расчёты в ЭЭС с использованием ПК

*Методические указания по выполнению курсового проекта по дисциплине
СПЕЦИАЛЬНЫЙ КУРС ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ*



ББК 31.27я73
С 71

*Печатается по решению
редакционно-издательского совета
Амурского государственного
университета*

Рецензенты:

Начальник ситуационного аналитического центра АО «ДРСК» – С.В. Крутько

Выходные данные:

Специальные расчёты в ЭЭС с использованием ПВК:
методические указания по выполнению курсового проекта/ сост.: А.А. Казакул. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2023.- 66 с.

Описание пособия:

Методическое пособие предназначено для подготовки бакалавров по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника, направленность (профиль) «Электроэнергетика». Описан порядок выполнения курсового проекта, выполняемой в рамках дисциплины Специальный курс электрических сетей, приведены примеры выполнения заданного объёма расчётов в RastrWin3.

В авторской редакции.

©Амурский государственный университет, 2023
© Казакул А.А. (составитель), 2023

СОДЕРЖАНИЕ

Список используемых сокращений	4
Введение	6
1. Порядок выполнения курсового проекта	7
2. Выбор оптимальной схемы сети с использованием транспортной задачи	13
2.1 Основные теоретические положения	13
2.2 Пример решения транспортной задачи с транзитом в MSExcel	15
3. Проектирование электрической сети	19
3.1 Выбор номинального напряжения сети	19
3.2 Выбор сечения проводов линий электропередач	20
3.3 Выбор силовых трансформаторов	21
3.4 Выбор генераторов	21
4. Составление схем замещения	26
4.1 Составление схем замещения для расчёта установившихся режимов	26
4.2 Составление схем замещения для расчёта токов КЗ	26
5. Расчёт и анализ установившихся режимов	29
5.1 Расчёты установившихся режимов	29
5.2 Анализ установившихся режимов	33
6. Расчёт токов короткого замыкания	38
7. Повышение эффективности работы сети	46
7.1 Замена проводов на проводники с меньшим сопротивлением	46
7.2 Установка устройств компенсации реактивной мощности и/или оптимизация уровней напряжений в центрах питания	47
7.3 Отключение трансформаторов в режимах минимальных нагрузок	47
7.4 Организация нормальных разрывов в проектируемой сети	48
Перечень вопросов для подготовки к защите	49

Заключение	
Библиографический список	50
Приложение № 1. Основные схемы замещения при расчёте установившихся режимов	53
Приложение № 2. Порядок работы при расчёте установившегося режима в RastrWin 3	57
Приложение № 3 Пример составления схем замещения для расчёта токов КЗ	63

СПИСОК ИСОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия;
ВН – высокое напряжение;
КП – курсовой проект;
КЗ – короткое замыкание;
КЭ – качество электроэнергии;
ЛР – линейный регулятор;
ЛЭП – линия электропередачи;
НН – низкое напряжение;
ПВК – программно-вычислительный комплекс;
ПС – подстанция;
РУ – распределительное устройство;
СН – среднее напряжение;
ТКЗ – ток короткого замыкания;
ЭДС – электродвижущая сила;
ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Данный курсовой проект, посвящённый выбору основных параметров и анализу электрических режимов с помощью современных программно-вычислительных комплексов, является важным этапом при подготовке специалистов в области энергетики. Расчёты установившихся режимов ЭЭС и токов КЗ являются основой выбора и проверки силового и вторичного оборудования на электрических станциях и подстанциях при проектировании и эксплуатации. Для эффективного решения таких задач инженерам необходимо уметь пользоваться современными программными комплексами, предназначенными для расчётов различных электрических режимов, и применять полученные результаты при решении инженерных задач.

Целью курсового проекта является выполнение комплекса расчётов в современных ПВК, результаты которых позволят выполнить выбор и проверку основного оборудования проектируемой ЭЭС, а так же повысить эффективность работы спроектированной электрической сети.

Данное методическое пособие создано для помощи студентам при выполнении курсового проекта, при этом необходимо использовать знания, полученные при изучении соответствующих лекционных курсов, а также проработать рекомендованную литературу.

1. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

В качестве исходных данных задаются объемы выработки электрических станций A_n и потребление подстанций B_n МВт, а также стоимости передачи электроэнергии от каждой электростанции до каждого потребителя.

При выполнении курсового проекта требуется провести следующий объём работ:

1. По заданной стоимости доставки электрической мощности необходимо спроектировать электрическую сеть (решить транспортную задачу с транзитом мощности). При необходимости добавить мнимые источники или потребителей (в случае с открытой транспортной задачей). Доработать схему соединений по указанию преподавателя.

2. Спроектировать предварительную однолинейную схему проектируемой ЭЭС. Выбрать элементы системы: генераторы, трансформаторы, марки и сечения проводов линий электропередач, а также типы распределительных устройств станций и подстанций. Определить расстояния между объектами подключения необходимо путём умножения стоимости передачи мощности между узлами на **10 км** (полученную схему сети согласовать с руководителем КП).

3. Составить схемы замещения для выполнения расчётов электрических режимов, токов КЗ (схемы прямой и нулевой последовательности). В пояснительную записку нужно включить схемы замещения для **расчёта режима**, схемы замещения **прямой и нулевой последовательности** для расчёта токов КЗ с рассчитанными параметрами.

4. С применением специализированных программно-вычислительных комплексов выполнить расчёты установившихся режимов спроектированной электрической сети, расчёты токов симметричного и несимметричных КЗ (в узлах, заданных руководителем КП).

5. Провести анализ потерь активной и реактивной мощности в спроектированной сети: изучить структуру технических потерь, выполнить расчёт потерь активной и реактивной мощностей, определить доли каждого вида потерь, подготовить структуры потерь активной и реактивной мощности в процентах от мощности генерации. На основании полученной структуры дать рекомендации по применению технических устройств для снижения потерь мощности в спроектированной электрической сети.

6. Выбрать мероприятия по снижению технических потерь в спроектированной сети и провести расчёты установившихся режимов с каждым из них. Рассчитать стоимость (капитальные вложения) внедрения предлагаемых мероприятий.

7. Оценить эффективность предложенных мероприятий: определить снижение потерь мощности, энергии, дисконтированный срок окупаемости предлагаемых мероприятий. Сделать вывод об эффективности предложенных мероприятий.

В пояснительной записке привести результаты расчётов и обоснования принятых технических решений. При выполнении серии однотипных расчётов один из них провести полностью, с целью демонстрации принятой методики. Результаты остальных свести в виде таблицы.

В приложениях к КП приводятся однолинейная схема спроектированной электрической сети, схема потокораспределения нормального и послеаварийного режимов до применения мероприятий по повышению эффективности; схемы потокораспределения нормального режима после применения мероприятий по повышению эффективности; скриншоты (или таблицы) с результатами расчёта токов КЗ, а так же графическая схема с результатами расчёта токов КЗ из используемого ПВК.

Проекта завершается защитой, на основании которой выставляется оценка, зависящая от качества обоснования технических решений, логичности изложения материалов, правильности выполненных расчётов и знания теоретической части материала.

Вариант исполнителя определяется по двум последним цифрам зачётной книжки студента. Мощности потребителей и электрических станций, выбирается по таблице 1 согласно варианта, соответствующего предпоследней цифре зачётной книжки.

Таблица 1 – Исходная вырабатываемая и потребляемая мощность.

Вариант	Мощность, МВт							
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8
0	-100	-28	-25	-34	70	33	35	49
1	-90	-75	-45	-40	36	60	74	80
2	-130	-70	-65	-35	45	75	80	100
3	-185	-70	-55	-40	135	40	80	95
4	-225	-200	-190	-130	100	125	240	280
5	-300	-395	-330	-215	160	260	350	470
6	-98	-90	-75	-53	58	76	87	95
7	-145	-120	-115	-90	66	90	120	194
8	-500	-390	-340	-295	240	360	390	535
9	-48	-32	-150	55	18	26	55	76

Примечание:

*вариант определяется последней цифрой номера зачётной книжки;

** знаком « – » заданы мощности, генерируемые электрическими станциями;

*** при расчёте реактивной мощности ПС во всех вариантах $tg\varphi$ принимается равным 0,4.

Из нижеприведённых таблиц по номеру варианта следует взять стоимостные коэффициенты затрат на передачу электроэнергии. Вариант определяется последней цифрой номера зачётной книжки.

Таблица 2 – Вариант № 0.

	A1	A2	A3	A4	B5	B6	B7	B8
A1	0	5	2	4	1	7	8	9
A2	5	0	3	9	1	4	6	6
A3	2	3	0	11	5	9	8	2
A4	4	9	11	0	12	2	7	4
B5	1	1	5	12	0	5	7	2
B6	7	4	9	2	5	0	2	6
B7	8	6	8	7	7	2	0	5
B8	9	6	2	4	2	6	5	0

Таблица 3 – Вариант № 1.

	A1	A2	A3	A4	B5	B6	B7	B8
A1	0	8	9	11	2	3	5	9
A2	8	0	7	6	5	3	8	1
A3	9	7	0	3	4	3	4	10
A4	11	6	3	0	5	8	12	2
B5	2	5	4	5	0	7	8	7
B6	3	3	3	8	7	0	3	1
B7	5	8	4	12	8	3	0	5
B8	9	1	10	2	7	1	5	0

Таблица 4 – Вариант № 2.

	A1	A2	A3	A4	B5	B6	B7	B8
A1	0	3	6	8	12	9	6	5
A2	3	0	4	5	9	3	2	1
A3	6	4	0	5	9	9	6	2
A4	8	5	5	0	4	8	11	3
B5	12	9	9	4	0	4	6	6
B6	9	3	9	8	4	0	8	2
B7	6	2	6	11	6	8	0	1
B8	5	1	2	3	6	2	1	0

Таблица 5 – Вариант № 3.

	A1	A2	A3	A4	B5	B6	B7	B8
A1	0	7	5	3	4	5	11	2
A2	7	0	1	10	3	5	8	9
A3	5	1	0	3	2	6	8	1
A4	3	10	3	0	4	7	7	5
B5	4	3	2	4	0	3	2	11
B6	5	5	6	7	3	0	10	5
B7	11	8	8	7	2	10	0	3
B8	2	9	1	5	11	5	3	0

Таблица 6 – Вариант № 4.

	A1	A2	A3	A4	B5	B6	B7	B8
A1	0	6	3	4	1	7	8	9
A2	6	0	3	10	1	4	6	6
A3	3	3	0	12	5	9	8	2
A4	4	10	12	0	10	2	5	4
B5	1	1	5	10	0	5	7	2
B6	7	4	9	2	5	0	2	6
B7	8	6	8	5	7	2	0	4
B8	9	6	2	4	2	6	4	0

Таблица 7 – Вариант № 5.

	A1	A2	A3	A4	B5	B6	B7	B8
A1	0	3	8	5	6	7	1	10
A2	3	0	2	4	5	9	12	9
A3	8	2	0	3	6	4	1	2
A4	5	4	3	0	3	3	8	10
B5	6	5	6	3	0	1	12	5
B6	7	9	4	3	1	0	6	8
B7	1	12	1	8	12	6	0	7
B8	10	9	2	10	5	8	7	0

Таблица 8 – Вариант № 6.

	A1	A2	A3	A4	B5	B6	B7	B8
A1	0	3	1	2	5	10	11	5
A2	3	0	7	6	2	3	10	8
A3	1	7	0	3	6	4	1	2
A4	2	6	3	0	3	3	8	10
B5	5	2	6	3	0	1	12	5
B6	10	3	4	3	1	0	6	8
B7	11	10	1	8	12	6	0	7
B8	5	8	2	10	5	8	7	0

Таблица 9 – Вариант № 7.

	A1	A2	A3	A4	B5	B6	B7	B8
A1	0	3	4	2	1	9	8	3
A2	3	0	11	4	8	2	3	1
A3	4	11	0	6	5	2	1	4
A4	2	4	6	0	10	2	5	4
B5	1	8	5	10	0	5	7	2
B6	9	2	2	2	5	0	2	6
B7	8	3	1	5	7	2	0	4
B8	3	1	4	4	2	6	4	0

Таблица 10 – Вариант № 8.

	A1	A2	A3	A4	B5	B6	B7	B8
A1	0	1	5	8	9	3	11	2
A2	1	0	3	6	5	1	4	7
A3	5	3	0	10	2	7	8	3
A4	8	6	10	0	2	6	8	10
B5	9	5	2	2	0	3	1	4
B6	3	1	7	6	3	0	5	6
B7	11	4	8	8	1	5	0	1
B8	2	7	3	10	4	6	1	0

Таблица 11 – Вариант №9.

	A1	A2	A3	A4	B5	B6	B7	B8
A1	0	7	5	2	11	5	8	9
A2	7	0	3	1	12	3	6	2
A3	5	3	0	5	4	8	9	1
A4	2	1	5	0	3	4	8	5
B5	11	12	4	3	0	6	1	11
B6	5	3	8	4	6	0	3	2
B7	8	6	9	8	1	3	0	9
B8	9	2	1	5	11	2	9	0

2. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ СХЕМЫ СЕТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТРАНСПОРТНОЙ ЗАДАЧИ

2.1 Основные теоретические положения

Оптимизационные задачи – это класс задач, в которых существует несколько вариантов решения, из которых необходимо найти оптимальный по тем или иным критериям. В качестве критерия оптимальности наиболее часто принимается экономический критерий, представляющий собой минимум затрат (финансовых, сырьевых, энергетических или трудовых) на реализацию поставленной задачи[9].

Транспортная задача - это задача отыскания таких путей перевозки продукта от пунктов производства к пунктам потребления, при которых общая стоимость перевозок оказывается минимальной.

Математический аппарат транспортной задачи применим и к задачам электроэнергетики. Здесь под продуктом подразумевается электрическая мощность, передаваемая от источников питания к потребителям по линиям электропередачи.

Постановка задачи: Имеются n пунктов отправления (электростанции) A_1, A_2, \dots, A_n с объемами выработки a_1, a_2, \dots, a_n и m пунктов назначения (потребители электроэнергии) B_1, B_2, \dots, B_m с объемами потребления b_1, b_2, \dots, b_m . Известны стоимости $C_{i,j}$ передачи электроэнергии от каждой электростанции A_i до каждого потребителя электроэнергии B_j . Требуется составить такой план электрических сетей, чтобы все потребители электроэнергии были обеспечены, а общие затраты на передачу электроэнергии были минимальными.

Если суммарная мощность электростанций равна суммарной мощности потребителей электроэнергии, то такие транспортные задачи называются *закрытыми*.

Если суммарная мощность электростанций не равна суммарной мощности потребителей электроэнергии, то такие транспортные задачи называются *открытыми*. Для их решения требуется добавить в

рассматриваемую задачу мнимый источник или мнимого потребителя мощности.

В решаемой оптимизационной задаче затраты на передачу мощности равны сумме произведений удельных стоимостей на величины передаваемых мощностей от источников A_i к потребителям B_j . Поэтому подлежащая минимизации целевая функция имеет[9]:

$$Z = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m C_{ij} x_{ij} \rightarrow \min. \quad (1)$$

С позиций теоретической электротехники электрическая сеть является электрической цепью и для этой сети применимы все законы, известные из курса электротехники, в частности 1-й закон Кирхгофа.

Соотношения, представляющие собой балансы мощности в каждом из узлов, являются ограничениями при решении транспортной задачи. Общее количество ограничений равно количеству узлов источников и потребителей $n+m$. Из теоретической электротехники известно, что для любой электрической сети количество независимых уравнений, составленных по 1-му закону Кирхгофа, на единицу меньше количества узлов и составляет $(n + m - 1)$. Следовательно, количество независимых ограничений составляет $(n + m - 1)$. Количество базисных (не равных нулю) переменных равняется количеству независимых ограничений и составляет $(n + m - 1)$. Остальные переменные являются свободными (равными нулю). Количество свободных переменных составляет $(nm - (n + m - 1))$. Каждая *базисная* переменная x_{ij} соответствует *присутствию* в схеме линии между узлами i и j , поскольку мощность, протекающая между ними, не равна нулю. Каждая свободная переменная x_{ij} соответствует *отсутствию* в схеме линии между узлами i и j , так как мощность, протекающая между этими узлами, равна нулю.

2.2 Пример решения транспортной задачи с транзитом в MSExcel

Стоимости передачи мощности между узлами для ТЗ с транзитом приведены в таблице 12, а передаваемые мощности в таблице 13.

Таблица 12 – Стоимости передачи мощности между узлами.

	A1	A2	A3	B4	B5	B6	B7
A1	0	4	4	10	7	5	8
A2	4	0	4	3	6	8	4
A3	4	4	0	4	2	9	6
B4	10	3	4	0	3	3	3
B5	7	6	2	3	0	3	3
B6	5	8	9	3	3	0	3
B7	8	4	6	3	3	3	0

Таблица 13 – Передаваемые мощности.

Мощность, МВт						
P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7
-100	-25	-50	60	45	40	30

Решение:

На рисунке 1 показаны таблицы, которые необходимо подготовить на рабочем листе MSExcel для решения транспортной задачи.

В первую таблицу необходимо внести стоимости передачи мощности между узлами. Вторая таблица – это перечень искомым неизвестных (x_{ij}), - потоков мощности. Справа от этой таблицы вносятся значения генерирующих мощностей каждой станции, внизу таблицы – мощности, потребляемые подстанциями. Эти значения необходимы для проверки ограничений при решении.

В целевую ячейку (Целевая функция), в данном случае в графу **A26**, необходимо занести формулу: **=СУММПРОИЗВ(A4:G10;A13:G19)**.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	
1	Транспортная с транзитом														
2	Стоимость														
3	A1	A2	A3	B4	B5	B6	B7								
4	0	4	4	10	7	5	8	A1							
5	4	0	4	3	6	8	4	A2							
6	4	4	0	4	2	9	6	A3							
7	10	3	4	0	3	3	3	B4							
8	7	6	2	3	0	3	3	B5							
9	5	8	9	3	3	0	3	B6							
10	8	4	6	3	3	3	0	B7							
11	Неизвестные														
12	A1	A2	A3	B4	B5	B6	B7								
13	0	0	0	0	0	0	0	A1		0	100				
14	0	0	0	0	0	0	0	A2		0	25				
15	0	0	0	0	0	0	0	A3		0	50				
16	0	0	0	0	0	0	0	B4		0	0				
17	0	0	0	0	0	0	0	B5		0	0				
18	0	0	0	0	0	0	0	B6		0	0				
19	0	0	0	0	0	0	0	B7		0	0				
20	0	0	0	0	0	0	0							Общее потребление	
21	0	0	0	60	45	40	30							175	
22										Общая генерация	175				
23															
24															
25	Целевая функция														
26	0														

Рисунок 1- Пример подготовки исходных данных в MS Excel для решения транспортной задачи с транзитом мощности.

Во вкладке **Данные** выбирается диалоговое окно **Поиск решения** (рисунок 2), в котором устанавливается целевая ячейка равная минимальному значению, определяется диапазон изменяемых ячеек и вводятся ограничения.

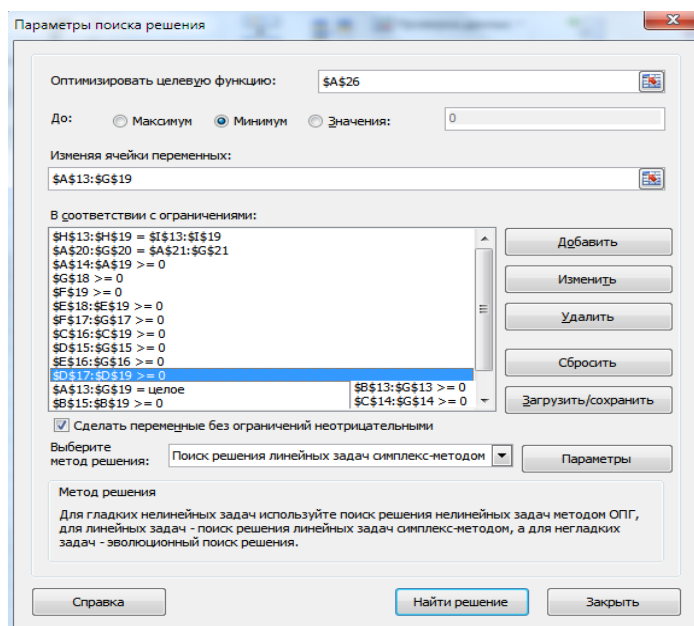


Рисунок 2- Диалоговое окно «Поиск решения».

Для транспортной задачи с транзитом устанавливаются следующие ограничения:

1. Для каждого i -го источника питания сумма мощностей, оттекающих по линиям ко всем $j=1, 2, \dots, m$ узлам потребителей, равна мощности A_i этого источника:

$$\sum_{j=1}^m x_{ij} = A_i. \quad (2)$$

2. Для каждого j -го потребителя сумма мощностей, притекающих по линиям от всех $i=1, 2, \dots, n$ источников, равна мощности B_j этого потребителя:

$$\sum_{i=1}^n x_{ij} = B_j. \quad (3)$$

3. В рассматриваемой постановке транспортной задачи искомые мощности x_{ij} (не входящие в главную диагональ), передаваемые от источников к потребителям, являются неотрицательными. Следовательно: $x_{ij} \geq 0$, $i = 1, 2, \dots, n$; $j = 1, 2, \dots, m$.

Диагональные элементы решения, заполнение которых позволяет моделировать транзит мощности, могут быть только отрицательными.

4. Среди ограничений рекомендуется задавать целые значения переменных.

После заполнения всех ограничений запускается процедура вычисления - кнопка **Найти решение**.

Результат решения рассматриваемой задачи представлен на рисунке 3, по которому формируется оптимальный граф сети (рисунок 4).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	Транспортная с транзитом													
2	Стоимость													
3	A1	A2	A3	B4	B5	B6	B7							
4	0	4	4	10	7	5	8	A1						
5	4	0	4	3	6	8	4	A2						
6	4	4	0	4	2	9	6	A3						
7	10	3	4	0	3	3	3	B4						
8	7	6	2	3	0	3	3	B5						
9	5	8	9	3	3	0	3	B6						
10	8	4	6	3	3	3	0	B7						
11	Неизвестные													
12	A1	A2	A3	B4	B5	B6	B7							
13	-75	0	0	175	0	0	0	A1		100	100			
14	25	0	0	0	0	0	0	A2		25	25			
15	50	0	0	0	0	0	0	A3		50	50			
16	0	0	0	-115	45	40	30	B4		0	0			
17	0	0	0	0	0	0	0	B5		0	0			
18	0	0	0	0	0	0	0	B6		0	0			
19	0	0	0	0	0	0	0	B7		0	0			
20	0	0	0	60	45	40	30						Общее потребление	
21	0	0	0	60	45	40	30							175
22									Общая генерация		175			
23														
24														
25	Целевая функция													
26	2395													

Рисунок 3 – Результат решения.

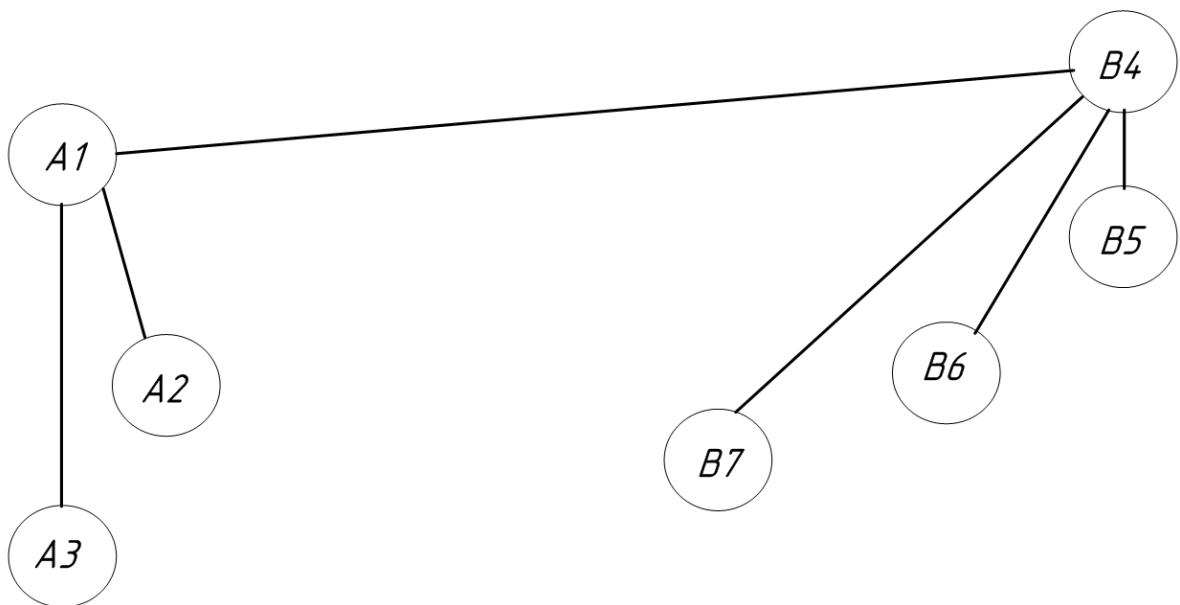


Рисунок 4 – Граф сети, построенный по результатам решения транспортной задачи.

Граф электрической сети согласовывается с преподавателем. На основании утверждённого графа выполняется дальнейшее проектирование ЭЭС.

3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

На основании полученной конфигурации электрической сети и величины передаваемой мощности по линиям определяются номинальное напряжение проектируемой ЭЭС, марки и сечения проводов ЛЭП, выбирается номинальная мощность и количество генераторов, мощности трансформаторов (ПС принимаются двухтрансформаторными). После этого определяются схемы РУ ВН проектируемых станций и подстанций согласно [1, 26].

3.1 Выбор номинального напряжения сети

Номинальное напряжение сети оказывает существенное влияние на технико-экономические показатели электрической сети. При повышении номинального напряжения в сети наблюдается снижение потерь мощности, эксплуатационных издержек и сечения проводов, но растут капитальные вложения на сооружение линий и распределительных устройств подстанций.

Основными факторами, от которых зависит номинальное напряжение, являются активная мощность, протекающая по линии и длина самой линии. В данном проекте для выбора номинального напряжения рекомендуется формула Илларионова [8]:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}} \text{ кВ}, \quad (4)$$

где l – длина линии электропередачи, км;

P – передаваемая активная мощность, МВт.

На основании принципов формирования схем [26] и полученных рациональных напряжений принимаются номинальные напряжения на всех участках проектируемой ЭЭС, соответствующие принятой шкале напряжений в России [2].

3.2 Выбор сечения проводов линий электропередач

Сечение провода – важнейший параметр линии. С увеличением сечения проводов линии увеличиваются затраты на ее сооружение и отчисления от них. Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год.

На воздушных линиях до недавнего времени предусматривалось применение только сталеалюминевых проводов марки АС. При этом для их выбора применяются следующие методы:

- Выбор сечений проводников по экономической плотности тока [14].
- Выбор сечений проводников методом экономических интервалов тока [30].
- Выбор сечений проводников по допустимой потере напряжения
- Выбор сечений проводников по допустимому току (по нагреву)

Выбор метода выбора провода необходимо обосновать самостоятельно.

В курсовом проекте допускается для сложнзамкнутых участков сети (при 3 и более линиях отходящих от ПС или станции) принимать предварительное сечение провода (АС-120 или АС-240), а после проведения расчётов уточнять сечения на отдельных участках после расчётов установившихся режимов.

3.3 Выбор силовых трансформаторов

Число силовых трансформаторов на подстанции определяется категорией подключаемых потребителей и уровнями номинальных напряжений подстанции.

Расчетная мощность силовых трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{расч.}i} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n \cdot k_{3,\text{опт}}}, (5)$$

где P_{cp} - средняя активная мощность ПС;

$Q_{неск}$ - некомпенсированная реактивная мощность;

n – количество трансформаторов;

$k_{з,опт}$ – оптимальный коэффициент загрузки;

$k_{з,опт} = 0,7$ (для двух трансформаторов);

$k_{з,опт} = 0,9$ (для одного трансформатора).

В КП ПС принимаются двух трансформаторными. Низшее напряжение ПС рекомендуется принимать равными 10 кВ. Перегрузочная способность трансформаторов определяется Требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики [17].

3.4 Выбор генераторов

Задача выбора генераторов возникает как при проектировании новых электрических станций различной мощности, так и при необходимости их модернизации. Выбор осуществляется с помощью технических параметров (мощность, частота вращения, напряжение, способ охлаждения и т.п.) и показателей надежности.

Номинальные параметры генераторов. Завод-изготовитель предназначает генератор для определенного длительно допустимого режима работы, который называют номинальным. Этот режим работы характеризуется параметрами, которые носят название номинальных данных генератора и указываются на его табличке, а также в паспорте машины.

Номинальное напряжение генератора - это линейное (междуфазное) напряжение обмотки статора в номинальном режиме.

Номинальным током статора генератора называется то значение тока, при котором допускается длительная нормальная работа генератора при нормальных параметрах охлаждения (температура, давление и расход

охлаждающего газа и жидкости) и номинальных значениях мощности и напряжения, указанных в паспорте генератора.

Номинальная полная мощность генератора определяется по следующей формуле, кВА:

$$S_{ном} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{ном}, \quad (6)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение генератора;

$I_{ном}$ – номинальный ток генератора.

Номинальная активная мощность генератора — это наибольшая активная мощность, для длительной работы с которой он предназначен в комплекте с турбиной.

В данном КП тип генераторов (турбо- или гидро-) выбирается студентом самостоятельно с приведением соответствующего обоснования.

Номинальная активная мощность генератора определяется следующим выражением:

$$P_{ном} = S_{ном} \cdot \cos\varphi_{ном} \quad (7)$$

Исходя из заданной мощности электрической станции на каждой из них суммарная мощность генераторов должна отвечать условиям:

1 условие

$$P_{уст\Sigma} = \frac{P_{заданная}}{0,8} \quad (8)$$

где $P_{заданная}$ - мощность электрической станции, указанная в задании на КП;

$P_{уст\Sigma}$ - рекомендуемая установленная мощность станции.

2 условие

Количество генераторов на каждой станции должно быть не менее двух:

$$P_{\Sigma} \geq \frac{P_{\text{усм}\Sigma}}{2}, \quad (9)$$

где P_{Σ} - принятая мощность генератора.

3.5 Выбор распределительных устройств

Распределительные устройства станций, подстанций характеризуются:

- номинальным напряжением;
- числом и мощностью присоединенных генераторов;
- трансформаторов;
- мощностью, выдаваемой в сеть и режимом работы.

Схемы ПС выбираются согласно [26]. Схемы электрических станций выбираются согласно [1].

Существуют также и практические способы выбора схем. Далее приведены примеры выбора схемы для тупиковых и транзитных ПС разного номинального напряжения.

Для двухтрансформаторной тупиковой подстанции 35-220 кВ, питающейся по двухцепной ВЛ, выбирается схема - два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (рисунок 5).

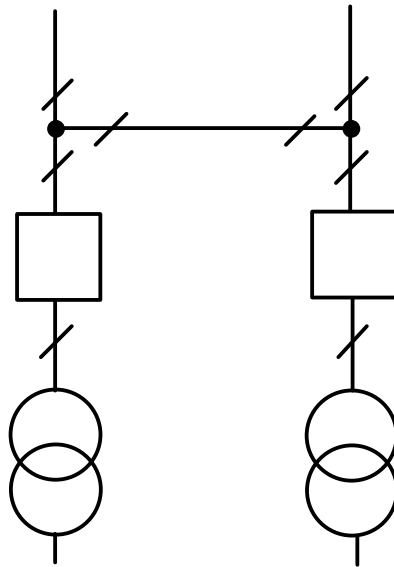


Рисунок 5 - Схема два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой.

Если ПС транзитная 35-220 кВ питается по двум одноцепным ЛЭП (от разных источников питания), то для её рекомендуемой схемой РУ ВН является мостик с выключателями в цепях линий или мостик с выключателями цепях трансформаторов (рисунок 6).

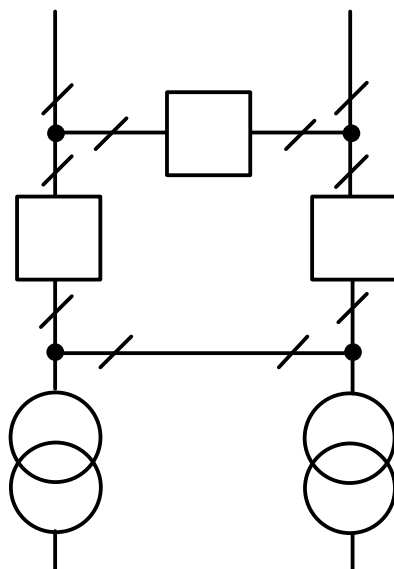


Рисунок 6—Схема мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

Для транзитных ПС 330 кВ и выше при двух подходящих ЛЭП рекомендуется схема четырёхугольник (рисунок 7).

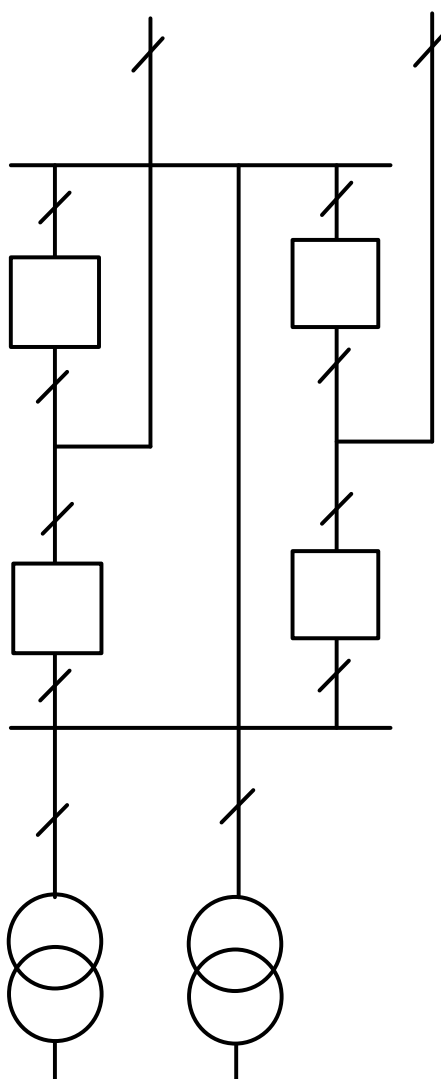


Рисунок 7 – Схема четырёхугольник.

По результатам выполнения всех вышеприведённых пунктов должна быть начерчена однолинейная схема спроектированной ЭЭС с указанием мощности, марок трансформаторов и генераторов, марок проводов и длин ЛЭП и РУ ВН ПС. Схема вычерчивается с использованием специализированного программного обеспечения по действующему в АмГУ ГОСТу по оформлению графической части курсовых и дипломных работ (MSVisio, AutoCAD).

4. СОСТАВЛЕНИЕ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ

Для дальнейшего выполнения расчётов установившихся режимов и токов КЗ составляются схемы замещения и определяются их параметры.

4.1 Составление схем замещения для расчёта установившихся режимов

Расчёты электрических режимов могут выполняться в любых, предназначенных для этого ПВК.

Порядок составления схемы замещения, нахождения её параметров для расчёта режима подробно представлен в [8, 12, 23]. Основные схемы замещения и основные расчётные формулы для определения их параметров приведены в Приложения №1 настоящего пособия.

Погонные параметры ЛЭП и справочные данные по трансформаторам, необходимые для расчёта, определяются по справочникам, например по [21, 29, 30], либо по данным заводов-изготовителей, имеющих на их официальных сайтах.

В настоящем методическом пособии подробно описывается порядок применения ПВК RastrWin3 для решения поставленных задач [10, 11].

4.2 Составление схем замещения для расчёта токов КЗ

Для расчёта токов КЗ необходимо составление схем прямой и нулевой последовательностей спроектированной ЭЭС.

Порядок составления схем замещения и нахождения её параметров для расчёта токов КЗ указан в [19, 20].

При расчёте токов КЗс использованием ПВК необходимо определить значения сопротивлений всех последовательностей в именованных единицах, приведённых к номинальному напряжению сети, для которой они рассчитываются (сопротивления обмоток трансформаторов рассчитываются приведёнными к стороне ВН, если расчётная модель заканчивается шинами НН и СН данной ПС).

Элементы вводят в схему их эквивалентными сопротивлениями, а источники питания, кроме того, и ЭДС.

Схема замещения прямой последовательности представляет собой схему, в которую все источники, подпитывающие точку короткого замыкания, вводятся своими ЭДС и сопротивлениями, а остальные элементы только сопротивлениями.

Схема замещения обратной последовательности по структуре аналогична схеме прямой последовательности, так как пути циркуляции токов у них одинаковы, но в тоже время в ней ЭДС всех генерирующих ветвей условно приняты равными нулю.

Пути циркуляции токов нулевой последовательности значительно отличаются от циркуляции токов прямой и обратной последовательности. Ток нулевой последовательности представляет собой однофазный ток разветвленный между двумя фазами. Поэтому составление схемы нулевой последовательности следует начинать с места возникновения несимметрии, считая, что в этой точке все фазы замкнуты между собой накоротко и к этой точке приложено напряжение нулевой последовательности [19].

В приближённых расчётах токов КЗ для расчёта параметров нулевой последовательности ЛЭП можно использовать отношения x_0/x_1 , показанные в [19] и приведённые в таблице 14.

Таблица 14 - Средние значения отношения X_0/X_1 для воздушных линий электропередачи.

Характеристика линии	X_0/X_1
Одноцепная линия без заземленных тросов	3.5
То же, со стальными заземленными тросами	3.0
То же, с заземленными тросами из хорошо проводящих материалов	2.0
Двухцепная линия без заземленных тросов	5.5
То же, с заземленными тросами из хорошо проводящих материалов	3.0

Индуктивное сопротивление нулевой последовательности трансформаторов и автотрансформаторов определяется схемой соединения обмоток и конструктивным исполнением.

Если однофазное повреждение произошло со стороны трансформатора, где обмотка соединена в треугольник или звезду без заземленного нуля

или нулевого провода, токи нулевой последовательности не могут проходить через данный трансформатор и его сопротивление в схемах замещения нулевой последовательности равно бесконечности.

Путь для циркуляции токов нулевой последовательности имеет место лишь в тех трансформаторах, которые со стороны места повреждения имеют обмотку, соединенную в звезду с заземлением нейтрали. В этом случае сопротивление трансформатора должно быть учтено в схеме замещения нулевой последовательности [19].

Активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности понижающих трансформаторов, обмотки которых соединены по схеме Δ/Y_0 , при расчете КЗ в сети низшего напряжения следует принимать равными соответственно активным и индуктивным сопротивлениям прямой последовательности. При других схемах соединения обмоток трансформаторов активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности необходимо принимать в соответствии с указаниями изготовителей.

Пример составления схем замещения для расчёта токов КЗ представлен в Приложении №3.

5. РАСЧЁТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

В КП необходимо выполнить расчёты нормальных режимов **максимальных и минимальных нагрузок.**

В режиме максимальных нагрузок выполнить расчёты послеаварийных режимов с отключением одной линии на каждом из проектируемых участков ЛЭП (режимы N-1) и отключение одного из трансформаторов каждой ПС; температуру для расчёта принять -5°C .

В режимах минимальных (летних) нагрузок выполнить расчёт отключения двух ЛЭП для подстанций и электростанций от которых отходит более 2-х ЛЭП.

Схемы потокораспределения всех рассчитанных режимов для каждого варианта должны быть представлены в приложении к КП.

5.1 Расчёты установившихся режимов

Режим работы энергосистемы – её состояние, определяемое значениями мощностей, напряжений, токов, частоты. Режим характеризует процесс производства, преобразования, передачи и распределения электроэнергии.

Исходные данные для расчётов режимов:

- схема замещения;
- параметры элементов;
- электрические нагрузки.

Схема замещения и параметры её элементов рассчитываются по указаниям п.п. 4.1. настоящего пособия. Один из генераторов (самый мощный) принимается в качестве балансирующего узла.

Активные нагрузки в узлах задаются на шинах НН или СН ПС согласно заданию. Суммарная активная нагрузка делится между трансформаторами. Реактивная нагрузка узлов определяется через коэффициент реактивной мощности, рекомендуемый в [24]:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi , \quad (10)$$

где P – активная нагрузка узла (приведённая в задании);

$\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности (принимается равным 0,4).

Нормативными документами, согласно которым определяются порядок, объём расчётов электрических режимов, а также ограничения при их выполнении являются [6, 24].

Согласно этим нормативным документам, напряжения на шинах электрических станций и на шинах НН питающих ПС должно быть не ниже $1,05-1,1U_{\text{ном}}$. Регулирование напряжения на станциях необходимо осуществлять путём изменения напряжения на шинах генераторов, на регулирование напряжений на шинах НН и СН ПС с помощью устройств РПН и, при необходимости, с помощью дополнительных ЛР.

В данном КПП проводится расчёт нормального режима и серии послеаварийных режимов:

В режиме максимальных нагрузок отключается каждая ЛЭП, отходящая от станции при этом нагрузка в таких режимах должна быть запитана. Температура окружающего воздуха для расчёта в режиме максимальных нагрузок **равна -5°C** . При перегрузке оставшихся в работе ЛЭП их сечение должно быть пересмотрено (применён провод или кабель удовлетворяющий всем послеаварийным режимам).

В режиме минимальных нагрузок отключается две из трёх отходящих ВЛ от каждой станции. Температура окружающего воздуха для расчёта в режиме минимальных нагрузок принимается **равной $+35^{\circ}\text{C}$** . При перегрузке оставшихся в работе ЛЭП их сечение должно быть пересмотрено (применён провод или кабель, удовлетворяющий всем послеаварийным режимам).

Для нормальных режимов в КПП выполняется следующий анализ:

- анализ напряжений в узлах (на соответствие требованиям ПП 937[13]),

- анализ загрузки ЛЭП и трансформаторов (сравнение с экономическими токовыми интервалами и экономической плотностью тока для проводов АС),

- анализ потерь активной и реактивной мощностей.

Для послеаварийных режимов режима выполняется анализ напряжений в узлах, анализ загрузки ЛЭП и трансформаторов (сравнение с предельно допустимыми значениями).

ПВК являются лишь инструментами, с помощью которых увеличивается оперативность и качество расчётов. Подробные указания по выполнению всех расчётов в данном методическом пособии показаны на примере RastrWin3.

Для выполнения расчётов в RastrWin3 необходимо скачать с официального сайта разработчиков данный программный продукт и активировать студенческую лицензию. Порядок установки RastrWin приводится на официальном сайте разработчиков [11].

В результате расчёта режимов должны быть получены: напряжения в узлах, потоки мощности и токи, протекающие по линиям и трансформаторам, потери активной и реактивной мощности. Результат представить в записке в виде схемы потокораспределения (рисунок 8) и таблиц «Узлы» и «Ветви», «Районы» (рисунки 9-11).

Порядок расчёта установившегося режимов ПВК RastrWin3 приведён в приложении №2 настоящего пособия.

	O	S	Тип	Номер	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		Ген	1	10	1			55,0	13,5	10,5	-500,0	500,0	10,50	2,86
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	220	1								217,44	1,60
3	<input type="checkbox"/>		Ген	3	10	1			55,0	13,5	10,5	-500,0	500,0	10,50	2,86
4	<input type="checkbox"/>		Ген	4	10	1			20,0	4,0	10,5	-500,0	500,0	10,50	3,05
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	220	1								215,84	1,05
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	10	1	29,0	11,6						10,48	-2,45
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	10	1	29,0	11,6						10,48	-2,45
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	220	1								212,68	-1,35
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	10	1	38,0	15,2						10,40	-6,13
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	10	1	38,0	15,2						10,40	-6,13
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	220	1								217,17	-1,33
12	<input type="checkbox"/>		База	12	10	1			58,0	16,5	10,5	-500,0	500,0	10,50	
13	<input type="checkbox"/>		Ген	13	10	1			15,0	5,1	10,5	-500,0	500,0	10,50	-0,25
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	220	1								214,75	-2,63
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	10	1	17,0	6,8						10,37	-6,73
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	10	1	17,0	6,8						10,37	-6,73
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	220	1								215,16	-2,12
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	10	1	43,5	17,4						10,45	-5,59
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	10	1	43,5	17,4						10,45	-5,59
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	220	1								216,73	-1,60
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	10	1			55,0	22,0	10,5	-500,0	-500,0	10,50	-0,34

Рисунок 9 - Пример таблицы «Узлы» из ПВК RastrWin3.

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	1	0,71	19,20	11,0	0,048		[нет...	55	12
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	3	0,71	19,20	11,0	0,048		[нет...	55	12
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4	2,90	60,90	9,0	0,048		[нет...	20	3
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	5	2,36	8,70	-208,0			[нет...	-58	-19
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	8	9,44	34,80	-208,0			[нет...	-72	-7
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	6	3,90	96,70	10,0	0,050		[нет...	-29	-14
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	7	3,90	96,70	10,0	0,050		[нет...	-29	-14
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	9	3,90	96,70	10,0	0,051		[нет...	-38	-20
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	10	3,90	96,70	10,0	0,051		[нет...	-38	-20
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	11	11,80	43,50	-260,0			[нет...	6	26
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	14	8,85	32,63	-481,0			[нет...	-34	4
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	17	5,90	21,75	-130,0			[нет...	-33	-8
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	15	7,70	190,50	9,0	0,050		[нет...	-17	-9
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	16	7,70	190,50	9,0	0,050		[нет...	-17	-9
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	12	0,71	19,20	11,0	0,048		[нет...	58	15
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	13	2,90	60,90	9,0	0,048		[нет...	15	4
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	17	18	1,90	63,50	14,0	0,050		[нет...	-44	-21
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р	17	19	1,90	63,50	14,0	0,050		[нет...	-44	-21
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	20	2,36	8,70	-208,0			[нет...	55	29
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	21	0,71	19,20	19,2	0,048		[нет...	55	20

Рисунок 10 - Пример таблицы «Ветви» из ПВК RastrWin3.

	N...	Район	Ноб	Pген	Pнаг	Dp	Pпотр	Pвн
1	<input type="checkbox"/>	1		258	255	2,97	258	0

Рисунок 11 – Таблица «Районы» в ПВК RastrWin3.

5.2 Анализ установившихся режимов

Установившийся режим работы электрической сети является допустимым, если не нарушены ограничения, наложенные на режимные параметры, характеризующие работу сети и отдельных ее элементов, а также требования устойчивости ЭЭС.


Наиболее критичными ограничениями являются: ограничения по загрузке оборудования и по отклонению напряжений от номинальных значений.

5.2.1 Анализ загрузки оборудования

Определить загрузку оборудования можно как вручную, используя результаты токовой загрузки элементов, так и с использованием встроенных инструментов RastrWin3. Токовая загрузка ЛЭП показана во вкладке Открыть/Ветви/Токовая загрузка ЛЭП, а трансформаторов - Открыть/Ветви/Токовая загрузка тр-ров.

Значения в столбцах $I_{\text{нач}}$ и $I_{\text{кон}}$ показывают токовую загрузку начала и конца ветви. Токи приведены к напряжению узла, который ограничивает рассматриваемую ветвь, поэтому для трансформаторных ветвей они могут значительно отличаться. При анализе загрузки трансформаторов необходимо обязательно учитывать степень напряжения, к которой приведено значение тока.

Для того, чтобы выполнить расчёт послеаварийных режимов, необходимо отключать поочерёдно ветви, отходящие от станций.

Для этого во вкладке «Ветви» в столбце S нужно изменить состояние ветви на  (отключить ветвь). После чего повторить действия, описанные для нормального режима.

Для определения допустимости загрузки оборудования в RastrWin3 предусмотрена функция автоматического расчёта загрузки элементов сети.

Для её использования необходимо:

1. В таблицах Токовая загрузка ЛЭП и Токовая загрузка тр-ров заполнить столбец $I_{\text{доп_25}}$ (для наименьшего сечения провода ЛЭП) –

допустимый ток при температуре 25 °С и **I_доп_оборот** – ток не зависящий от температуры окружающего воздуха (номинальная токовая нагрузка разъединителя, высокочастотного заградителя, выключателя или трансформатора тока). В данном КП **I_доп_оборот** заполнять не обязательно.

2. Для ЛЭП заполнить столбец **N_I(t)** – характеристика зависимости изменения допустимого тока от температуры. Для ВЛ принимается равным «1» (рисунок 12). Для КЛ указание температуры выполняется индивидуально для каждого расчётных условий (уточняется у руководителя КП).

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	N_I(t)	Iдоп_25	Iдоп_р...	I/I_доп
1	2	5	-	168	174	ВЛ	<input type="checkbox"/>	1	610,0	610,0	28,5
2	2	8	-	194	197	ВЛ	<input type="checkbox"/>	1	610,0	610,0	32,2

Рисунок 12 – Токовая нагрузка ЛЭП.

3. Задать температуру окружающего воздуха для которого выполняется расчёт. В КП принять температуру -5°С для режима максимальных нагрузок и +35°С для режима минимальных нагрузок. Для этого необходимо нажать F9 и в появившемся окне задать температуру (рисунок 13).

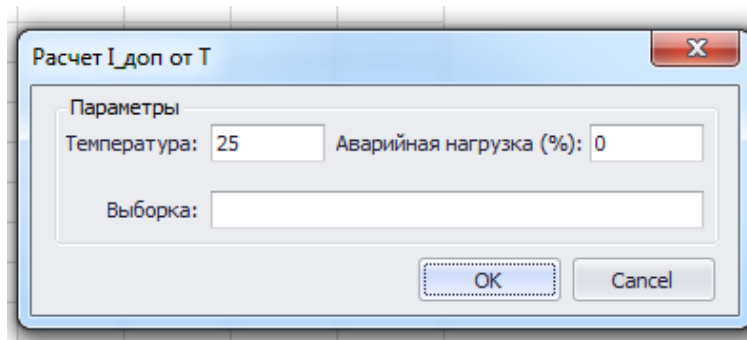


Рисунок 13- Задание температуры в ПК RastrWin3.

4. Выполнить расчёт режима (F5). После чего в таблицах Токовая нагрузка ЛЭП и Токовая нагрузка тр-ров будут автоматически заполнены столбцы Токовая нагрузка (**I/I_доп**) в % от заданного номинального значения.

В случае, если нагрузка оставшихся в работе элементов в любом послеаварийном режиме превышает 100%, необходимо **заменить** по в

спроектированной ЭЭС эти параметры на ЛЭПС с требуемой пропускной способностью (выбрать марку провода/кабеля имеющего требуемую пропускную способность).

Анализ загрузки выполняем для режима зимних нагрузок и для режима летних нагрузок со значением коэффициента летнего снижения нагрузки:

$$P_{лето} = P_{max} \cdot k_l, \quad (11)$$

где P_{max} - максимальная мощность, МВт (приведена в задании).

k_l - коэффициент летнего снижения нагрузки (принимаем 0,75).

Снижение нагрузки целесообразно выполнить функцию Групповая коррекция.

В столбце P_н на белом поле нажимаем правой кнопкой мыши. Из меню выбираем «Групповая коррекция» (рисунок 14)

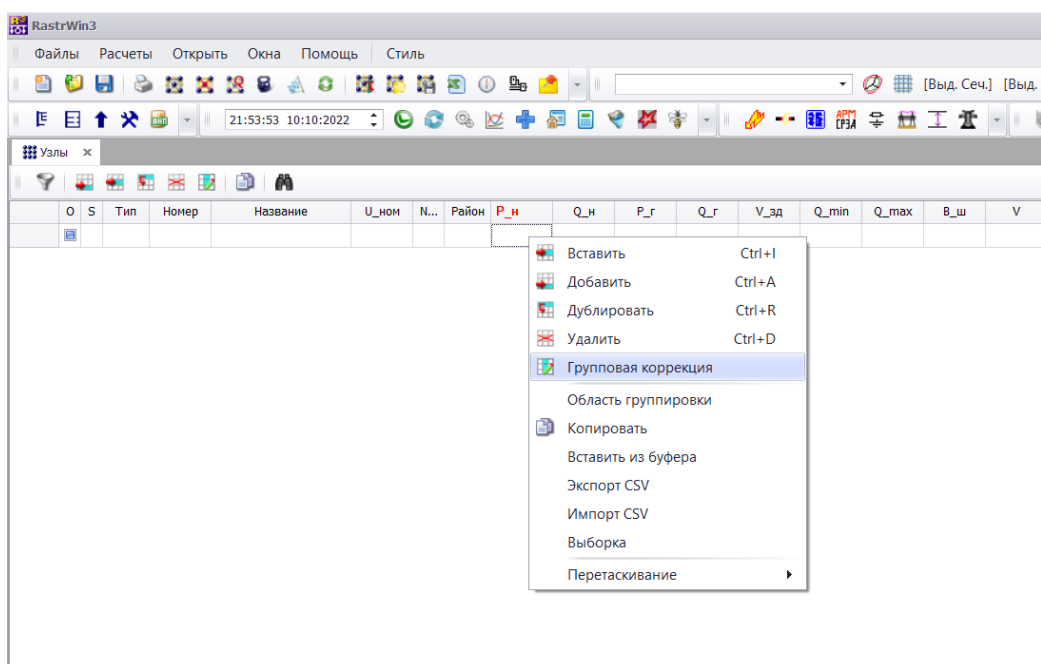


Рисунок 14 – Выполнение групповой коррекции параметров
Вводим формулу $pn*0.75$ и нажимаем «ОК» (рисунок15)

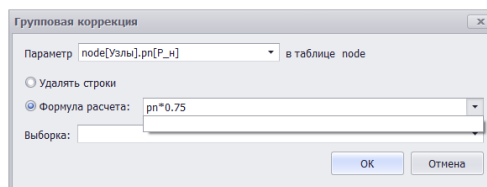
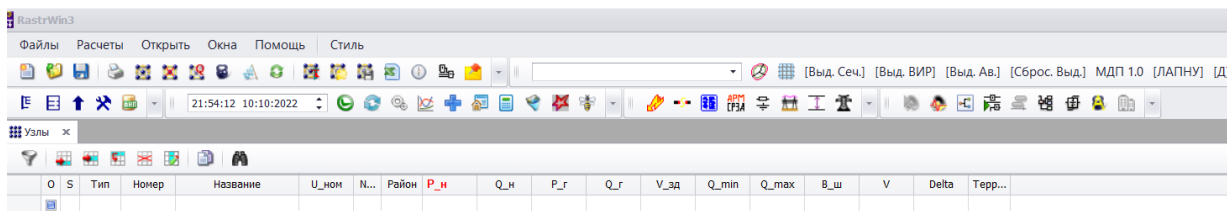


Рисунок 15 – Формула для групповой коррекции нагрузки

5.2.2 Анализ напряжений в узлах

Медленные изменения напряжения электропитания обусловлены обычно изменениями нагрузки электрической сети. Показателями КЭ, относящимися к медленным изменениям напряжения электропитания, являются отрицательное $\delta U_{(-)}$ и положительное $\delta U_{(+)}$ отклонения напряжения электропитания в точке передачи электрической энергии от номинального значения, % [4]:

$$\delta U_{(-)} = \frac{U_0 - U_{m(-)}}{U_0} \cdot 100\%, \quad (12)$$

$$\delta U_{(+)} = \frac{U_{m(+)} - U_0}{U_0} \cdot 100\%, \quad (13)$$

где $U_{m(-)}$, $U_{m(+)}$ - значения напряжения электропитания, меньшие U_0 и большие U_0 соответственно, усредненные в интервале времени 10 мин в соответствии с требованиями [4];

U_0 - напряжение, равное стандартному номинальному $U_{ном}$.

Для указанных выше показателей КЭ установлены следующие нормы: положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии **не должны превышать 10%** номинального или согласованного значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю [4].

Однако в настоящее время действуют Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утв. Постановление Правительства РФ от 13 августа 2018 г. N 937 согласно которым отклонения напряжения должны быть не более 5% в нормальном режиме, и не более 10% в послеаварийном.

В режиме максимальных нагрузок, согласно рекомендациям ПУЭ [14], напряжение на шинах НН ПС должно быть не ниже $1,05-1,1 U_{ном}$, в режиме минимальных нагрузок не ниже - $U_{ном}$.

Исходя из того, что ПУЭ устанавливает наиболее оптимальные значения напряжения на шинах НН центров питания напряжения необходимо регулировать согласно ПУЭ.

Для определения фактического отклонения напряжения в узлах в RastrWin3 необходимо открыть вкладку **Узлы/ Напряжения**. В этой таблице по умолчанию задана выборка отображения узлов с отклонением напряжения больше 5%.

Для послеаварийного режима напряжение на шинах НН ПС должно быть не ниже $0,9 U_{ном}$ [4, 13].

В случае несоблюдения этих условий необходимо выполнить регулирование напряжение на шинах подстанций путём изменения отпаек устройств РПН или путём установки дополнительных компенсирующих устройств (при недостаточности устройств РПН).

5.2.3 Анализ потерь активной и реактивной мощностей

Показателем, отражающим эффективность работы ЭЭС, является величина потерь активной мощности, а именно их доля от вырабатываемой или передаваемой мощности.

По мнению международных экспертов в области энергетики относительные потери электроэнергии при ее передаче в электрических сетях не должны превышать 4%. Потери электроэнергии на уровне 10 % можно считать максимально допустимыми [7].

Общепринятая терминология по потерям приведена в [7, 16].

Для выполнения анализа потерь мощности студентам необходимо сначала ознакомиться с такими понятиями как *фактические потери электроэнергии, технические потери электроэнергии, расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, коммерческие потери.*

В ПВК RastrWin3 для анализа потерь по уровням номинального напряжения используется таблица **Потери** (меню **Открыть – Потери**) – рисунок 16.

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП	Q_XX_тр
1	220	3,08	2,01	1,07	0,00	0,00		1,90	7,39	28,50	-41,19	7,19

Рисунок 16 – Таблица «Потери» в ПВК RastrWin3.

В данной таблице номинальные напряжения, заданные в схеме, заносятся вручную или используется макрос **Номинальные напряжения (Расчёты / Выполнить / Номинальные напряжения)**.

С помощью данной таблицы определяются следующие виды потерь:

- суммарные потери : нагрузочные и постоянные (столбец **dP**);
- нагрузочные потери в ЛЭП (**dP_ЛЭП**);
- нагрузочные потери в трансформаторах(**dP_Тр-р**);
- постоянные потери в ЛЭП (**Корона**);
- потери холостого хода в трансформаторах(**XX_Тран**);
- потери в шунтах узлов(**dP_Ш-нт**).

Для определения суммарных потерь без разбивки по напряжениям используется таблица **Районы**:

1. Во вкладке **Открыть/Районы/Районы** задается номер района (обычно 1).
2. В таблице **Узлы** в столбце **Район** для каждого узла присваивается номер района, заданного в п.1.
3. Выполняется расчёт режима. Вид таблицы **Районы** с рассчитанными потерями показан на рисунке 17.

	№-н	Район	№об	Рген	Рнаг	Др	Рпотр	dP_ЛЭП	dP_нагр	dP_пост	dQ_пост	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dP_Тр	Рвн	dP_ш
1	1			42	40	1,78	42	1,17	1,51	0,27	2,00	9,98	7,98	1,85	0,34	0	

Рисунок 17 – Таблица Районы.

Такой метод определения потерь позволяет разделить потери по РЭСам или собственникам электрических сетей с разбивкой по ЛЭП, трансформаторам и т.п.

По результатам расчёта потерь активной и реактивной мощностей в записке необходимо составить структуру потерь активной и реактивной мощности для нормального режима в виде таблиц и диаграмм, по которым будут определены наибольшие и наименьшие доли потерь мощности.

По результатам анализа потерь активной мощности необходимо предложить метод снижения потерь в спроектированной сети, смоделировать предлагаемые мероприятия и оценить их эффективность в порядке, описанном в главе 7 данного методического пособия.

6. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрооборудования по условиям короткого замыкания (КЗ); для выбора уставок и оценки возможного действия релейной защиты и автоматики; для определения влияния токов нулевой последовательности линий электропередачи на линии связи; для выбора заземляющих устройств [11].

Порядок расчёта токов короткого замыкания в программном комплексе RastrWin3:

1. Для создания нового файла для расчётов несимметричных режимов необходимо воспользоваться командой «Новый» в меню «Файлы» и выбрать в диалоговом окне тип файла «динамика.rst» (рисунок 18).

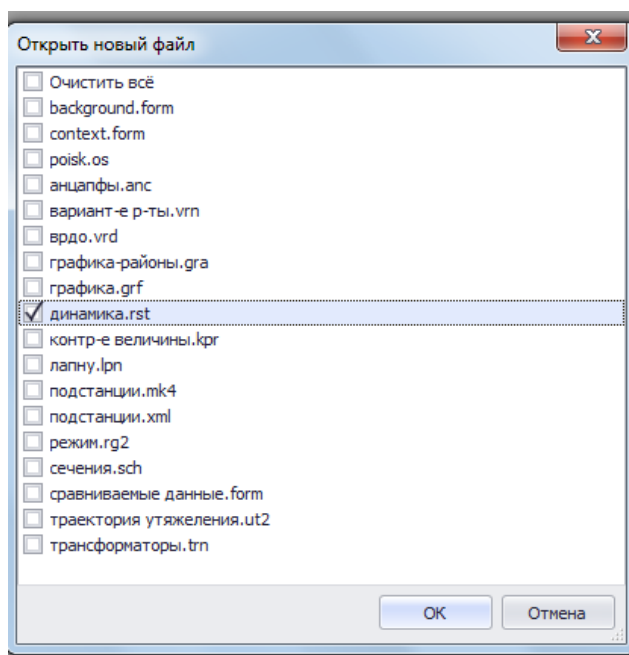


Рисунок 19 - Загрузка шаблона для расчёта несимметричных режимов.

Исходные данные представляют собой параметры схемы замещения прямой, обратной, и нулевой последовательности, по узлам, ветвям и генераторам, которые были рассчитаны согласно п.4.2 данного методического пособия.

2. Все исходные данные (ИД) вводятся в таблицы Узлы/Несим/ИД, Ветви/Несим/ИД, Генератор/Несим, которые находятся во вкладке Открыть/Несимметрия (рисунок 19).

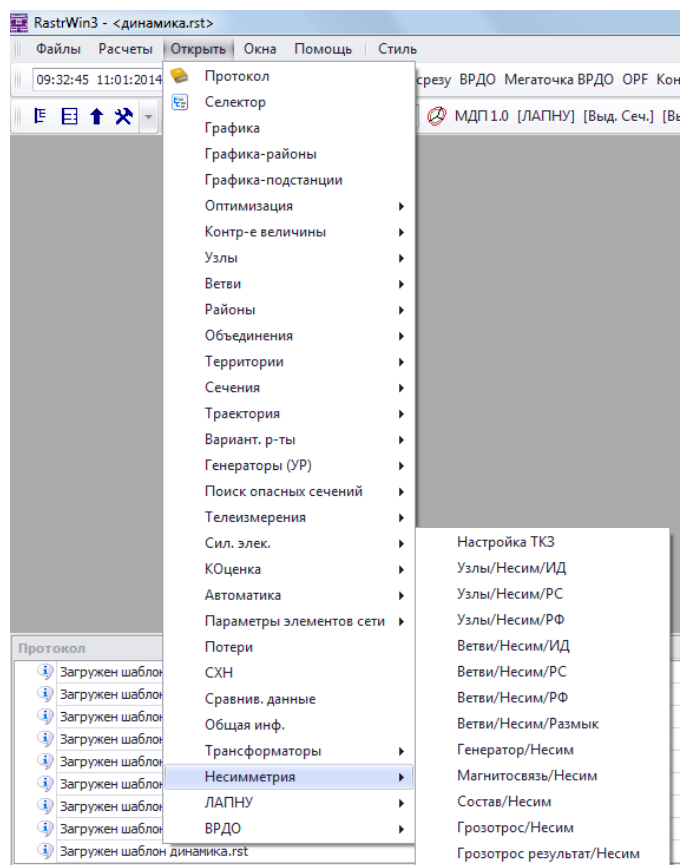


Рисунок 19– Открытие вкладки для моделирования несимметричных режимов.

Исходные данные задаются с помощью стандартного табличного ввода ПВК RastWin. Параметры схем замещения вводятся в именованных единицах.

Для генераторов нужно указать номер агрегата «N агр» и номер узла «N узла», к которому присоединен агрегат. Колонка ЭДС генератора **E**, для расчета ТКЗ заполняется значениями, полученными в результате соответствующего расчёта.

3. В таблице «Состав/Несим» (рисунок 20) задаётся точка несимметрии, тип несимметрии.

В колонках «№» и «№ сост» указываем номер несимметрии и номер составляющей несимметрии. В колонке «Тип» выбирается вид короткого замыкания (трёхфазное, двухфазное, однофазное). Для указания места короткого замыкания используется колонка «П1», где задается номер узла в котором моделируется выбранный тип несимметрии.

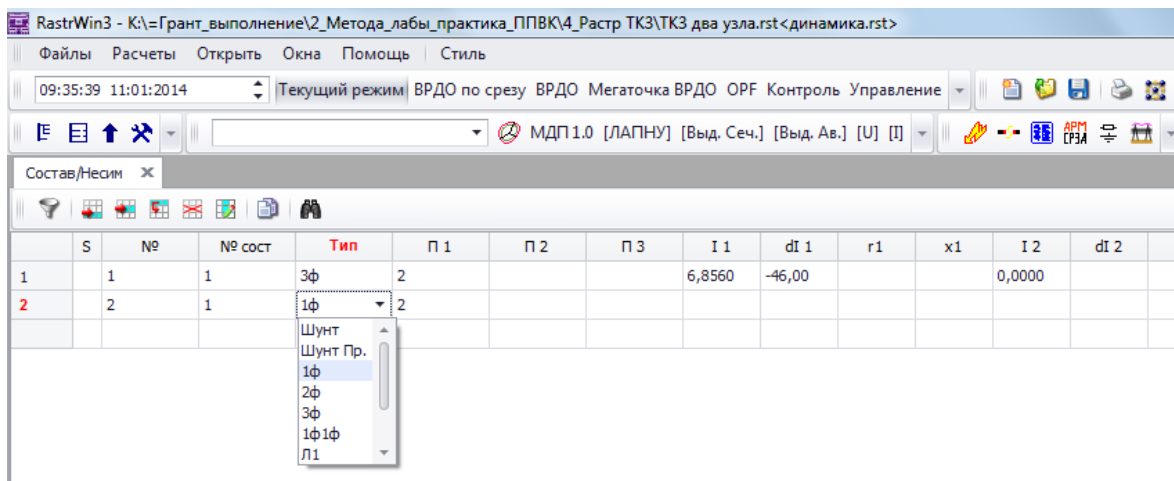


Рисунок 20– Выбор типа несимметрии.

4. Выполняется расчёт ТКЗ в точке № 1 нажатием кнопки  .

5. Результаты расчёта переносятся на графическую схему. Для этого открывается окно для рисования графической схемы как для расчётов установившихся режимов (Открыть/Графика). Формируется стандартная графика сети. Далее запускается макро команда: «Расчёты /Выполнить/ ТКЗ/Настроить графику для ТКЗ» (рисунок 21).

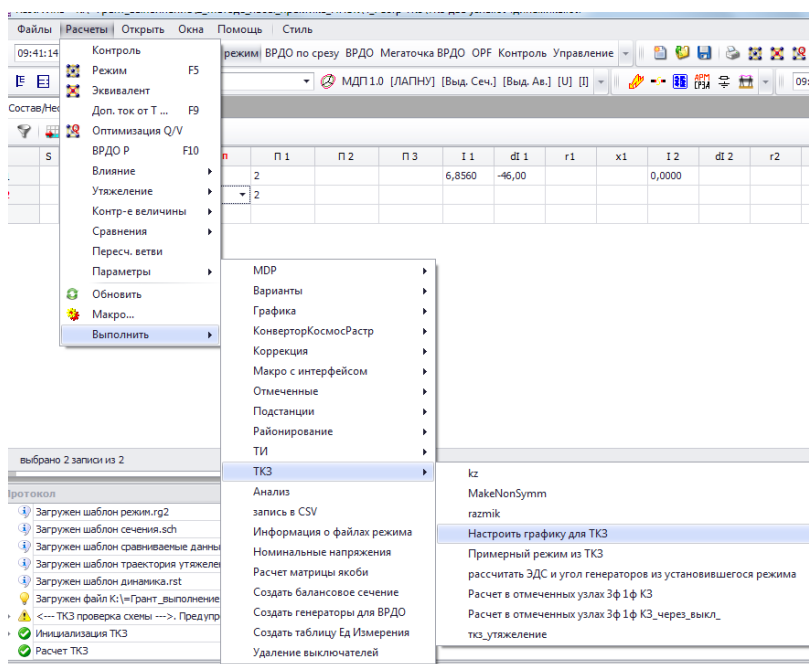


Рисунок 21– Создание графической схемы для ТКЗ.

После преобразования графическая схема сохраняется в формате *.grf. Вид схемы с результатами расчёта ТКЗ приведён на рисунке 22.

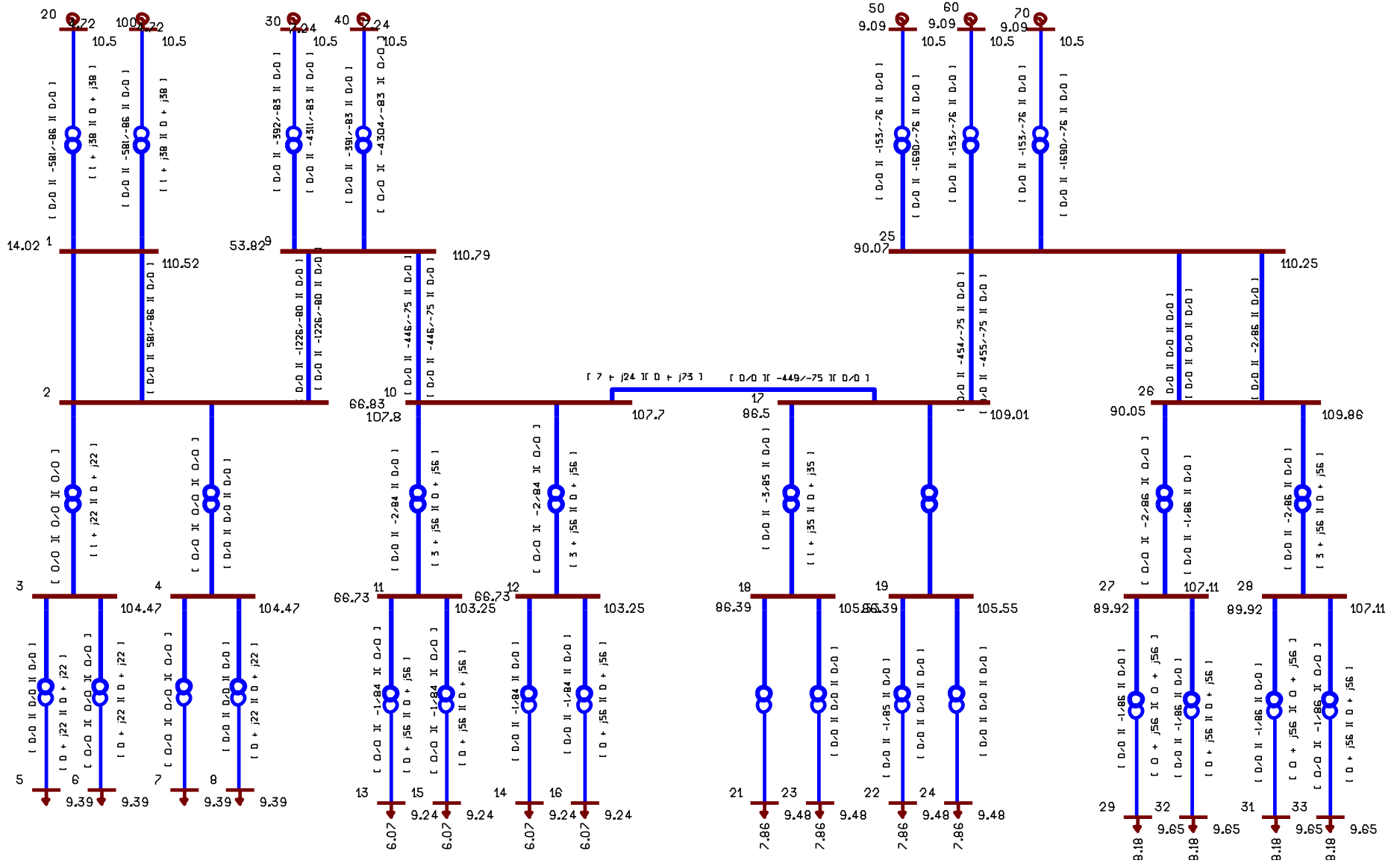


Рисунок 22 – Пример графического представления результатов расчётов токов КЗ схемы в ПК RastWin3.

Графический файл для ТКЗ необходимо сохранить под именем, не совпадающим с именем графического файла для расчёта установившихся режимов.

При тестовом изучении функций программы, не требующем точных расчётов, предусмотрена возможность применения макрокоманды для формирования параметров схем замещения обратной и нулевой последовательностей. Макрос генерации приблизительных данных последовательностей находится в директории «macro» и называется «MakeNonSym.rbs». Он работает в автоматическом режиме и не требует настройки. Данный макрос можно запустить через меню Расчёты/Выполнить/ТКЗ/«MakeNonSym».

В данном курсовом проекте необходимо выполнить расчёты токов трёхфазного, однофазного и двухфазного КЗ на шинах НН и ВН одной электрической станции и на шинах ВН, НН и СН (если есть) любой приёмной ПС. Результаты представить в пояснительной записке в виде таблицы. Для одного случая привести результаты расчёта в графическом виде.

7. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СЕТИ

Для повышения эффективности работы проектируемой электрической сети в КП необходимо оценить эффективность следующих мероприятий:

- замена проводов на проводники большего сечения, проводанового поколения или на кабельные линии (с меньшим активным сопротивлением) [27];
- установка устройств компенсации реактивной мощности/или оптимизация уровней напряжений в центрах питания.
- отключение трансформаторов в режимах минимальных нагрузок;
- организация нормальных разрывов в проектируемой сети.

Выбор мероприятия должен быть обоснован, исходя из анализа ранее рассчитанных режимов и проведённого анализа потерь активной мощности.

7.1 Замена проводов на проводники с меньшим сопротивлением

Порядок выполнения:

1. Выбрать одну или несколько ЛЭП имеющих наибольшие потери.
2. Выбрать проводник (воздушный или кабель) для данных участков и рассчитать их параметры схемы замещения.
3. Пересохранить расчётную модель для режима максимальных нагрузок.
4. Внести новые параметры выбранных проводников.
5. Рассчитать режим.
6. Определить потери мощности в скорректированном режиме.
7. Определить эффект от экономии потерь мощности (в кВт*ч и в руб.). Величина снижения потерь электроэнергии определяются по выражению:

$$\Delta W = (\Delta P_{до} - \Delta P_{после}) \cdot T_{МАХ}, \quad (14)$$

где $\Delta P_{до}$ - потери мощности в исходном режиме (до замены провода).

$\Delta P_{после}$ - потери мощности в режиме после замены провода.

T_{MAX} - время использования максимальной нагрузки (принять $T_{MAX} = 5000ч$).

8. Оценить стоимость сэкономленных потерь мощности:

$$\Delta = \Delta W \cdot c_0, \quad (15)$$

где c_0 - стоимость потерь электроэнергии (принять 2,6 руб./кВт*ч).

7.2 Установка устройств компенсации реактивной мощности и/или оптимизация уровней напряжений в центрах питания.

Порядок выполнения такой:

1. Пересохранить режим максимальных нагрузок.
2. Провести оптимизацию режима по напряжению в режиме максимальных нагрузок по алгоритму описанному в лабораторной № 3 методического пособия «Промышленные программно-вычислительные комплексы в электроэнергетике. Методические указания по выполнению лабораторных работ (часть 2)» [18].

3. Выбрать ПС с наибольшей реактивной нагрузкой и установить на шины ВН данной ПС устройство регулирования напряжения с мощностью равной реактивной мощности нагрузки данной ПС. Провести повторную оптимизацию режима по напряжению в режиме максимальных нагрузок по алгоритму описанному в лабораторной № 3 методического пособия.

4. Определить эффект от экономии потерь мощности (в кВт*ч и в руб.) по выражениям (14-15).

7.3 Отключение трансформаторов в режимах минимальных нагрузок;

Порядок выполнения оптимизации такой:

1. Пересохранить режим **минимальных** нагрузок.
2. Провести анализ загрузки трансформаторов по условию равенства потерь мощности потерь ХХ и КЗ. Если нагрузка ПС меньше чем величина, определённая по выражению:

$$S_{\text{НОМ}} \sqrt{\frac{2\Delta P_x}{\Delta P_k}}, \quad (16)$$

то необходимо выполнить отключение одного из трансформаторов на этих ПС. При данном условии потери ХХ (ΔP_x) будут равны потерям КЗ (ΔP_k).

3. Рассчитать режим со всеми отключенными трансформаторами (по одному на ПС).

4. Определить эффект от экономии потерь мощности (в кВт*ч и в руб.) по выражению:

$$\Delta W = (\Delta P_{\text{до}} - \Delta P_{\text{после}}) \cdot T_{\text{ЛЕТО}}, \quad (17)$$

где $\Delta P_{\text{до}}$ - потери мощности в исходном режиме (до отключения трансформаторов).

$\Delta P_{\text{после}}$ - потери мощности в режиме после отключения трансформаторов.

$T_{\text{ЛЕТО}}$ - время минимальных нагрузок для 165 дней в году (принять $T_{\text{ЛЕТО}} = 3960\text{ч}$).

5. Оценить стоимость сэкономленных потерь мощности по формуле (15).

7.4 Организация нормальных разрывов в проектируемой сети

Порядок выполнения оптимизации такой:

1. Пересохранить режим максимальных нагрузок.
2. Выделить участки сети, которые работают в сложно замкнутом режиме.
3. Уточнить схему оптимизации у руководителя КП. Добавить требуемое количество балансирующих узлов на каждой станции (на одной станции работающей изолированно от остальных не более одного БУ)
4. Рассчитать режимы с отключением элементов, обеспечивающих замкнутость схемы.
5. Рассчитать режим.
6. Определить эффекты по выражениям (14-15).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения курсового проекта выбирается оптимальная схема сети с помощью решения транспортной задачи, проектируется электрическая сеть, для которой выбираются элементы, рассчитываются установившиеся режимы и токи КЗ, анализируются потери активной и реактивной мощности. Выполняется разработка и оценка мероприятий по повышению эффективности работы спроектированной ЭЭС затратными и не затратными методами.

При выполнении данного проекта закрепляются знания по проектированию ЭЭС, приобретаются навыки практических расчётов электрических режимов и токов короткого замыкания, а так же оценки эффектов от внедрения мероприятий, повышающих эффективность работы ЭЭС. Их изучение позволит выпускникам успешно решать задачи в профессиональной деятельности, связанной с проектированием, обслуживанием и эксплуатацией объектов электроэнергетики.

Приведённые в пособии методы решения, алгоритмы и справочные данные позволят легче освоить изложенный материал, овладеть практическими навыками решения задач и более свободно ориентироваться в технической литературе.

ПЕРЕЧЕНЬ ВОПРОСОВ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ К ЗАЩИТЕ

1. Определение транспортной задачи, её виды. В чём отличие транспортной задачи с транзитом мощности?
2. Какие ограничения устанавливаются при решении транспортной задачи с транзитом?
3. Какими методами выбираются (могут выбираться) номинальное напряжение сети, провода ЛЭП?
4. Для чего применяется расщеплённая обмотка НН трансформаторов?
5. В чём заключается метод симметричных составляющих?
6. Какие особенности имеет схема замещения нулевой последовательности?
7. Какие существуют режимы работы энергосистемы и чем они характеризуются?
8. Что такое базисный узел и для чего он вводится в расчётную схему?
9. Какими моделями могут задаваться генераторы при расчётах установившихся режимов?
10. Суть встречного регулирования напряжения.
11. Каким стандартом регулируется отклонение напряжения и какой показатель предусмотрен для анализа напряжений в узлах?
12. Какими способами возможно регулирование напряжения в узлах энергосистемы?
13. Какую структуру имеют потери электроэнергии?
14. Какие методы существуют для расчёта нагрузочных потерь?
15. Что такое статическая и динамическая устойчивость энергосистем?
16. Как определяется максимально допустимый предельный переток в сечении?
17. В чём заключается повышение эффективности работы сети?
18. Как влияет структура потерь активной мощности на выбор метода повышения эффективности работы ЭЭС?

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Баков, Ю.В. Проектирование электрической части электростанций с применением ЭВМ: Учеб.пособие для вузов.— М.: Энергоатомиздат, 1991.— 272 с.
- 2 ГОСТ 23366-78. Ряды номинальных напряжений постоянного и переменного тока.
- 3 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках.
- 4 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
- 5 ГОСТ 839-80. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи.
- 6 ГОСТ Р 58670-2019. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://meganorm.ru/Data/723/72397.pdf>
- 7 Железко, Ю. С. Расчёт и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчётов / Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. – М. : ЭНАС, 2008. – 280 с.
- 8 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов / В.И. Идельчик - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 592 с.
- 9 Костин, В.Н. Оптимизационные задачи электроэнергетики: Учеб.пособие. / В.Н. Костин - СПб.: СЗТУ, 2003. - 120 с.
- 10 Неуймин, В. Г. Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя / В.Г. Неуймин, Е. В. Машалов, А.С. Александров, А.А.Багрянцев – Екатеринбург, 2013. – 266 с.
- 11 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru>

12Поспелов, Г.Е., Электрические системы и сети / Г.Е. Поспелов, В.Т.Федин - Уч. пособие для вузов. - 2-е изд., испр. и доп. - Мн.: Выш. шк., 1988. - 308 с.

13Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утв. Постановлением Правительства РФ от 13 августа 2018 г. N 937

14Правила устройства электроустановок: нормативно-технич. материал. – 7-е изд. – М. :Энергосервис, 2003. – 280с.

15Приказ Минэнерго РФ от 03.08.2018 N 630 "Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Методические указания по устойчивости энергосистем" (Зарегистрировано в Минюсте РФ 29.08.2018 n 52023).

16Приказ Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 г. № 326"Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям".

17 Приказ Минэнерго РФ от 08.02.2019 N 81. "Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. N 229".

18Промышленные программно-вычислительные комплексы в электроэнергетике.методические указания по выполнению лабораторных работ (часть 2)» /сост. Казакул А.А. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2017 [Электронный ресурс]. – Режим доступа:https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/11140.pdf

19РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.

20Рожков, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожков, В.С. Козулина. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

21Рокотян, С.С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Рокотяна, С.С., Шапиро И.М. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

22Савина, Н.В. Учебно-методический комплекс по дисциплине «Электропитающие системы и электрические сети», – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2012. – 167 с.

23Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах: Уч. пособие. / Савина Н.В., Мясоедов Ю.В., Дудченко Л.Н. – Благовещенск. Изд-во АмГУ, 1999. – 238 с.

24СО 153-34.20.118-2003. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем.

25СО 153-34.20.501-2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.

26СТО 56947007-29.240.30.010-2008 – Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения – ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.

27СТО 56947007-29.060.50.268-2019. Указания по проектированию ВЛ 220 кВ и выше с неизолированными проводами нового поколения. https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/СТО_56947007-29.060.50.268-2019.pdf

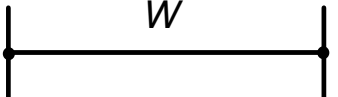
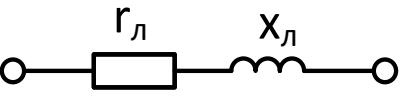
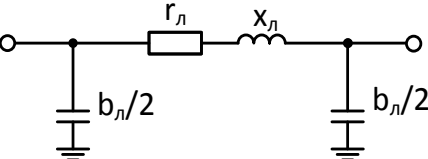
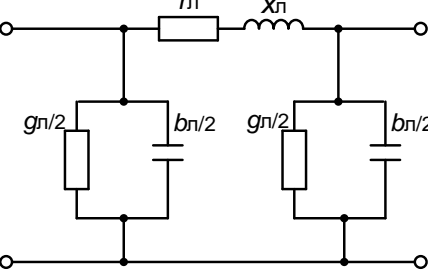
28Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах / С.А. Ульянов. - М.: Энергия, 1970. – 188 с.

29Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г.Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 392 с.

30Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 964 с.

Основные схемы замещения при расчёте установившихся режимов

Таблица П1.1– Расчетные схемы и параметры схем замещения электроэнергетической системы.

Наименование элемента	Расчетная схема	Уровень напряжения, протяжённость	Выражения для расчёта параметров схемы замещения
1	2	3	4
<p>Воздушная линия электропередачи</p> 		<p>6-35 кВ</p>	<p>$r_l = r_0 \cdot l, \text{ Ом};$ $x_l = x_0 \cdot l, \text{ Ом}$</p>
		<p>110-220 кВ до 250 км</p>	<p>$r_l = r_0 \cdot l, \text{ Ом}$ $x_l = x_0 \cdot l, \text{ Ом}$ $b_l = b_0 \cdot l, \text{ мкСм}$</p>
		<p>220-500 кВ до 250 км</p>	<p>$r_l = r_0 \cdot l, \text{ Ом}$ $x_l = x_0 \cdot l, \text{ Ом}$ $b_l = b_0 \cdot l, \text{ мкСм}$ $g_l = g_0 \cdot l, \text{ мкСм}$</p>

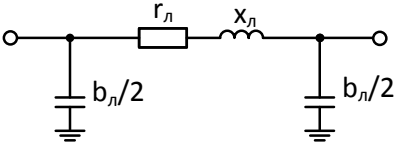
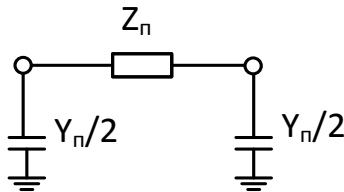
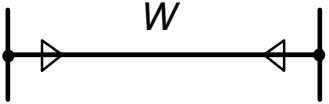
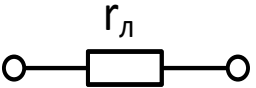
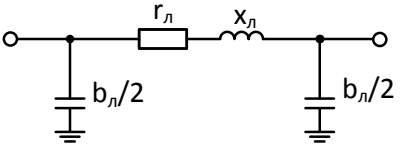
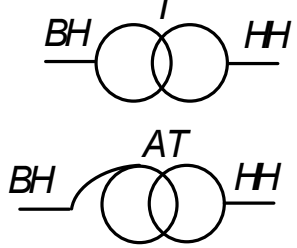
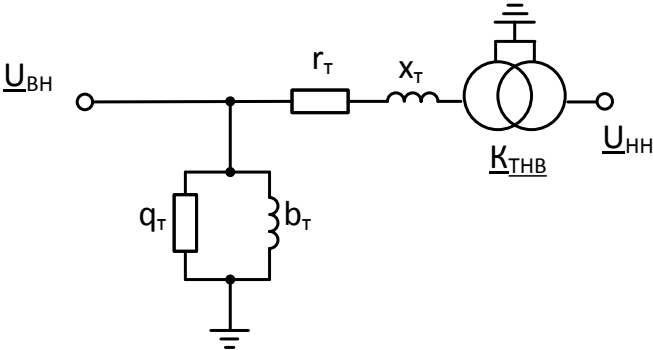
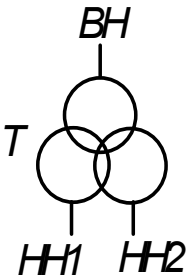
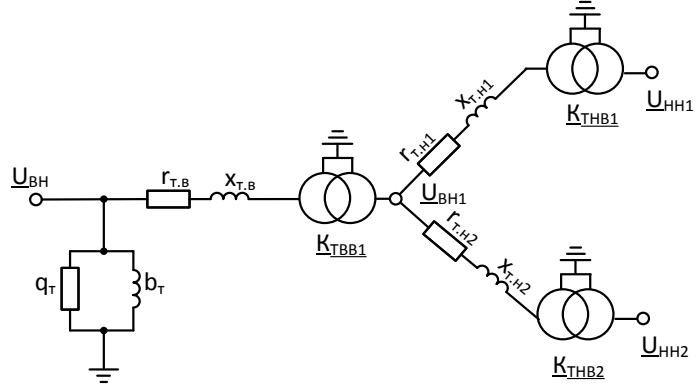
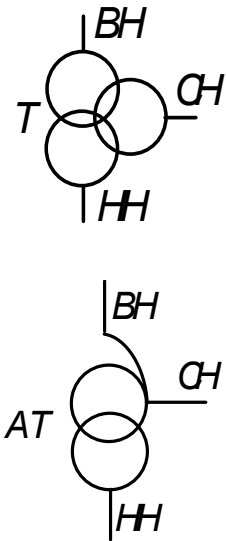
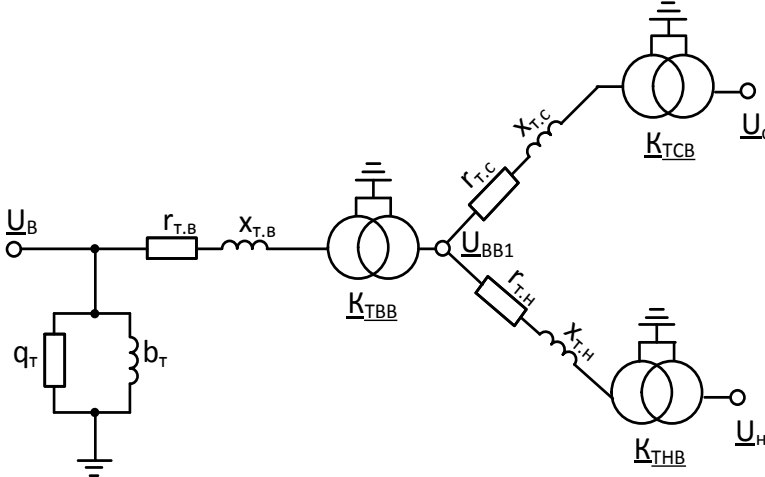
1	2	3	4
		<p>Для ЛЭП протяжённостью 250-600 км</p>	$r_l = r_0 \cdot l \cdot k_r, \text{ Ом} \left(k_r = 1 - \frac{L^2}{3} \cdot x_0 \cdot b_0 \right)$ $x_l = x_0 \cdot l \cdot k_x, \text{ Ом} \left(k_x = 1 - \frac{L^2}{6} \cdot x_0 \cdot b_0 \right)$ $b_l = b_0 \cdot l \cdot k_b, \text{ мкСм} \left(k_b = 1 + \frac{L^2}{12} \cdot x_0 \cdot b_0 \right)$
		<p>Для ВЛЭП протяжённостью 250-1500 км</p>	$Z_{II} = Z_B \frac{r_0}{2 \cdot x_0} (\lambda \cos \lambda + \sin \lambda) + j Z_B \cdot \sin \lambda$ $Y_{II} = \frac{1}{Z_B} \left(\frac{r_0}{2 x_0} \cdot \frac{\lambda - \sin \lambda}{1 + \cos \lambda} + j \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2} \right)$
<p>Кабельная линия электропередачи</p> 		<p>до 10 кВ включительно</p>	$r_l = r_0 \cdot l, \text{ Ом}$
		<p>КЛ 35 кВ и выше</p>	$r_l = r_0 \cdot l, \text{ Ом}$ $x_l = x_0 \cdot l, \text{ Ом или } x_l = \omega \cdot L \cdot l, \text{ Ом}$ $b_l = b_0 \cdot l, \text{ мкСм или } b_l = \omega \cdot C \cdot l, \text{ мкСм}$

Таблица П1.2 – Схемы замещения трансформаторов и формулы для расчёта их параметров.

Тип трансформатора	Схема замещения	Выражения для расчёта параметров схемы замещения
1	2	3
<p>Двухобмоточный трансформатор (двухобмоточный автотрансформатор)</p> 		$r_T = \frac{\Delta P_k U_{ном}^2}{S_{ном}^2} \quad x_T = \frac{U_{k\%} U_{ном}^2}{100 S_{ном}}$ $g_T = \Delta P_x / U_{ном}^2 \quad \text{или} \quad b_T = \frac{I_{x\%} S_{ном}}{100 U_{ном}^2}$ $K_{THB} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}$
<p>Двухобмоточный трансформатор с расщеплённой обмоткой, каждая из которых работает на собственную нагрузку</p> 		$g_T = \Delta P_x / U_{ном}^2 \quad b_T = \Delta Q_x / U_{ном}^2$ $K_{TBном} = 1 \quad K_{THB1} = \frac{U_{HH1}}{U_{BH}} \quad K_{THB2} = \frac{U_{HH2}}{U_{BH}}$ $r_{TB} = 0,5 \frac{\Delta P_k U_{ном}^2}{S_{ном}^2} \quad r_{TH1} = r_{TH2} = \frac{\Delta P_k U_{ном}^2}{S_{ном}^2}$ $x_{TB} = 0,5 \frac{U_{k\%} U_{ном}^2}{100 S_{ном}} \quad x_{TH1} = x_{TH2} = \frac{U_{k\%} U_{ном}^2}{100 S_{ном}}$

1	2	3
<p>Трехобмоточный трансформатор (автотрансформатор)</p> 		$g_T = \Delta P_x / U_{ном}^2 \quad b_T = \Delta Q_x / U_{ном}^2$ $K_{ТВном} = 1 \quad K_{TCB} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}} \quad K_{THB} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}$ $r_{TB} = 0,5 \frac{\Delta P_k U_{ном}^2}{S_{ном}^2}$ $x_{TB} = \frac{U_{kB\%} U_{ном}^2}{100 S_{ном}} \quad x_{TC} = \frac{U_{kC\%} U_{ном}^2}{100 S_{ном}} \quad x_{TH} = \frac{U_{kH\%} U_{ном}^2}{100 S_{ном}}$ $U_{KB} = 0,5 (U_{к, в-с} + U_{к, в-н} - U_{к, с-н})$ $U_{KC} = 0,5 (U_{к, в-с} + U_{к, с-н} - U_{к, в-н})$ $U_{KH} = 0,5 (U_{к, в-н} + U_{к, с-н} - U_{к, в-с})$

Порядок работы при расчёте установившегося режима в RastrWin 3:

1. Запускается программа (Rastr3.exe)
2. Создаётся необходимые шаблоны для работы.

Для этого во вкладке «Файл» необходимо выбрать – Новый. В появившемся окне отмечаются галочками файлы формата *.rg2 и *.grf. (рисунок П2.1).

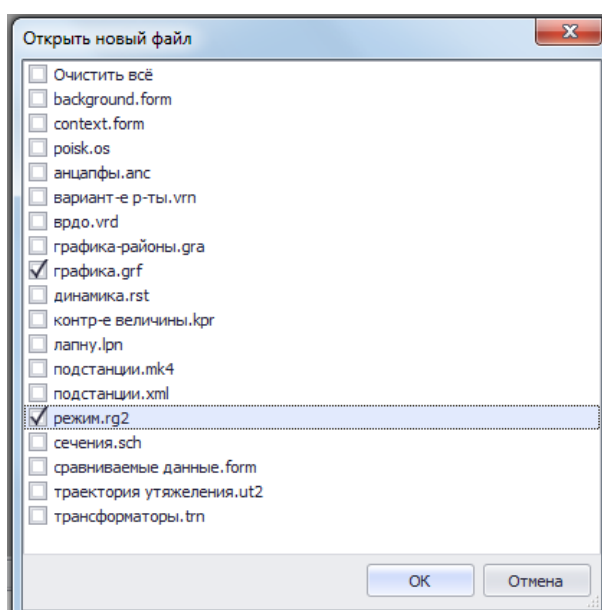


Рисунок П2.1 – Загрузка шаблонов (Начало работы с создаваемой моделью).

3. Вводятся исходные данные

3.1 Ввод схемы рекомендуется начинать с данных по узлам. Для открытия таблицы «Узлы» в меню «Открыть» выбираем /Узлы/Узлы - рисунок П2.2.

Минимально необходимой информацией для каждого узла является его номер (**Номер**) и номинальное напряжение (**U_ном**). Вид таблицы «Узлы» показан на рисунке П2.3.

Одна строка в таблице «Узлы» моделирует один узел в схеме замещения.

В ПВК RastrWin при задании модели сети все узлы разделяются на нагрузочные (Нагр), генерирующие (Ген) и балансирующие (База).

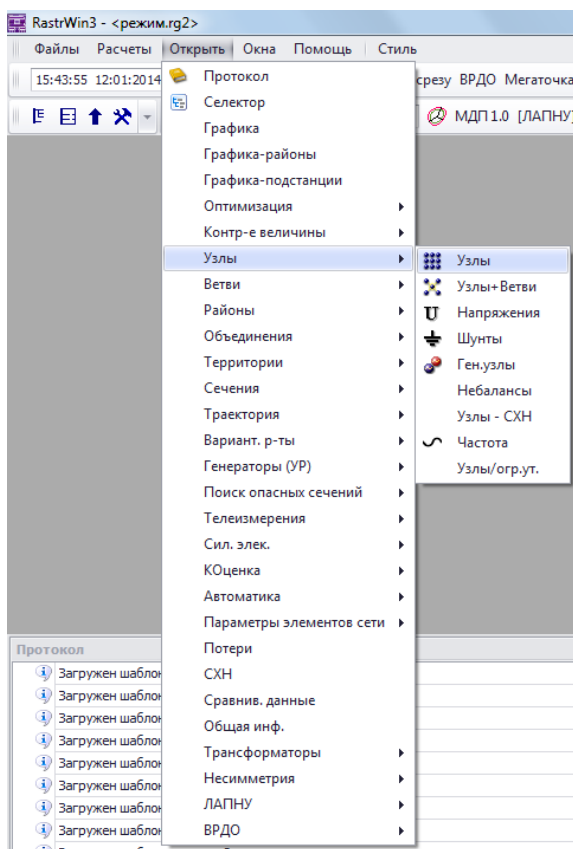


Рисунок П2.2 – Открытие таблицы «Узлы».

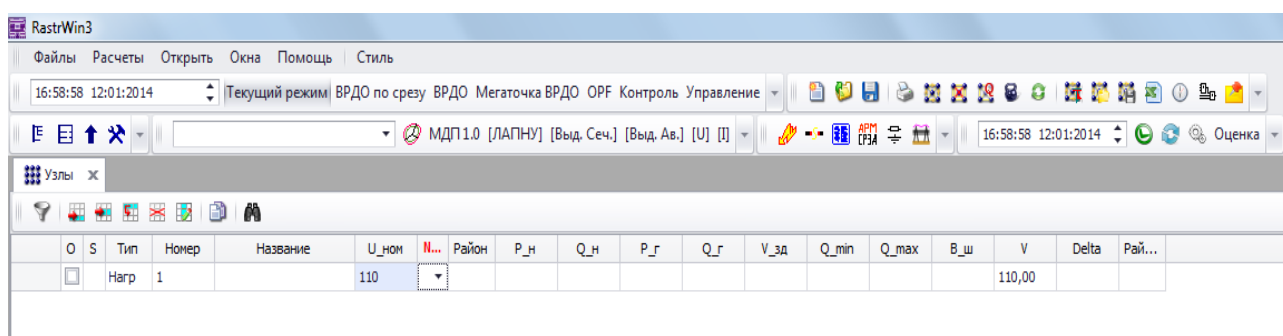


Рисунок П2.3 – Таблицы «Узлы» в RasrtWin3.

Для выполнения расчётов установившихся режимов один из узлов связной схемы должен быть назначен базисным (балансирующим), для чего в меню **Тип** этого узла надо выбрать строку **База**. В данном узле необходимо задать модуль напряжения в графе **V_зд**.

Генераторные узлы могут задаваться моделью $P_r, Q_r = \text{const}$ или моделью $P_r, U_r = \text{const}$. В первом случае в узле необходимо задать P_r и Q_r , при этом напряжение в данном узле будет **зависимой** величиной. Во втором случае в генераторном узле необходимо задать $P_r, V_{зд}$, а так же пределы изменения реактивной мощности (**Q_min, Q_max**). При этом напряжение в

данном узле является независимой величиной, пока соблюдаются пределы по выработке/потреблению реактивной мощности (Q_{\min} , Q_{\max}). При нарушении ограничений узел переходит в модель P_r , $Q_r = \text{const}$.

Для моделирования синхронных компенсаторов в узле необходимо задать $V_{\text{зд}}$, а так же пределы изменения реактивной мощности (Q_{\min} , Q_{\max}). Графа P_r при этом не заполняется.

В расчётах установившихся режимов, в данном КП рекомендуется задавать генераторы моделью P_r , $U_r = \text{const}$.

3.2 Заполняется таблица «Ветви».

Для открытия таблицы «Ветви» в меню «Открыть» выбирается /Ветви/Ветви - рисунок П2.4.

O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	G	B	Кт/r	N_анц	БД...	Идоп_25	I_доп...	Идоп_р...	I/I_доп	P_нач	Q_нач	Na	
1		Выкл	1	2																		

Рисунок П2.4 - Таблица «Ветви».


При вводе данных по ветвям задаются номера узлов, ограничивающих ветвь, сопротивления, проводимости и коэффициенты трансформации согласно схеме замещения. Сопротивления задаются в Ом, проводимости в мкСм.

Разделение ветвей на ЛЭП и трансформаторы осуществляется программой по значению, проставленному в поле $K_{T/r}$ (коэффициент трансформации): для ЛЭП это поле может оставаться пустым или заполняться нулем, для трансформаторов – обязательно заполняется значением (даже если это единица!) [9]. При вводе данных о трансформаторных ветвях важен порядок задания номеров узлов, которые их ограничивают. Первым (поле $N_{\text{нач}}$) должен стоять номер узла высшего напряжения, тогда вторым (поле $N_{\text{кон}}$) будет номер узла НН или СН. Коэффициент трансформации – отношение напряжения узла $N_{\text{конк}}$

напряжению узла $N_{нач}$, то есть это, отношение низшего (или среднего) напряжения к высшему.

Часть перечисленных параметров в таблице скрыта, изменить их видимость можно с помощью меню, вызываемого щелчком правой кнопки мыши на заголовке соответствующего столбца – «Выбор колонок» [9].

Для работы с таблицами в RastrWin разработан универсальный набор инструментов. Для добавления/копирования строк в таблицах RastrWin используются кнопки или .

Для удаления лишних строк используется кнопка или . Оставлять в таблицах «Узлы» и «Ветви» пустые (нулевые) строки **нежелательно**.

После задания данных в таблицы «Узлы» и «Ветви» можно выполнять расчёт и анализ режимов, однако без оформления графического файла выполнять анализ рассчитываемых режимов менее удобно, чем при их наличии.

3.3 Оформление графики в растр RastrWin.

Открывается окно Графика в меню Открыть/Графика (рисунок П2.5).

Подготовка графической схемы осуществляется на основе предварительно загруженной расчетной схемы и заключается в последовательном выполнении следующих операций:

- расстановка узлов в пространстве на условно бесконечной доске;
- улучшение внешнего вида схемы путем изменения точек присоединения ветвей и фигур к узлу и создания изломов ветвей;
- расстановка окон отображения текстовой информации;
- ввод поясняющих надписей.

После открытия окна «Графика» перед пользователем открывается условно бесконечное поле для расстановки элементов сети.

Ввод начинается после нажатия кнопки Ввод - .

Нажимая левой кнопкой мыши на поле Графической схемы, расставляются узлы, заданные ранее в соответствующей таблице.

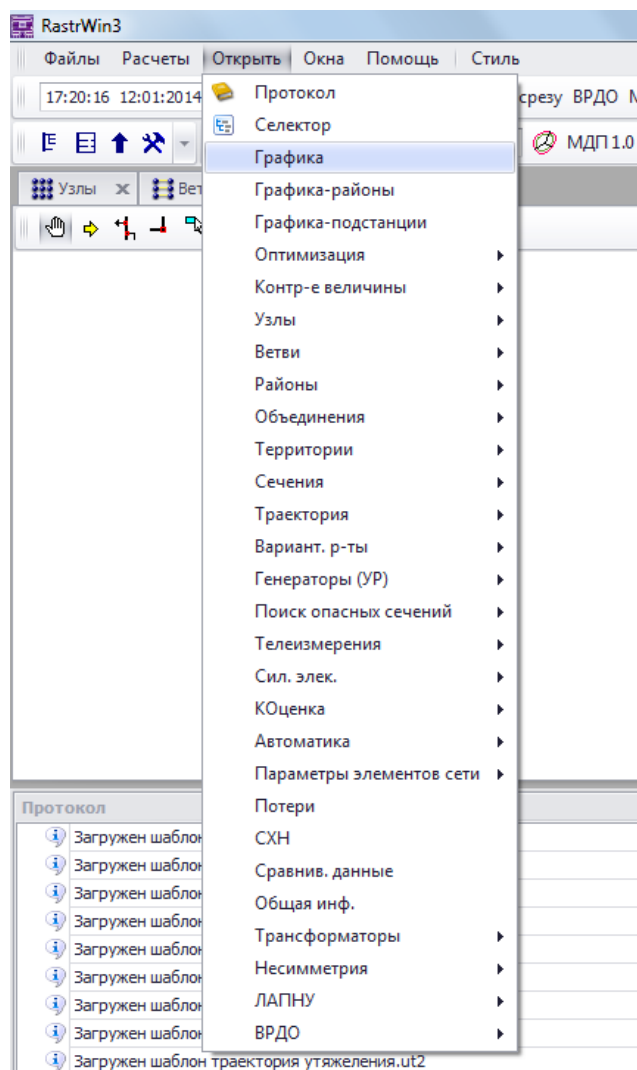


Рисунок П2.5 – Вызов окна для формирования графической схемы сети.

Номер вводимого узла отображается в диалоговом вспомогательном окне «Узел ввода» (рисунок П2.6).

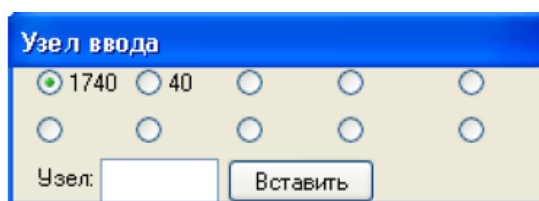



Рисунок П2.6 – Диалоговое окно «Узел ввода».

Для ввода другого узла из списка необходимо щелкнуть мышью на нем (установить зелёный флажок около требуемого узла). Для выбора узла, не попавшего в список, нужно ввести его номер и щелкнуть мышью на слове **Вставить**.

После ввода всех узлов на графическую схему выполняется улучшение внешнего вида схемы с использованием инструментов .

После выполнения расчёта режимов на подготовленной графической схеме отображается информация об уровнях напряжения и углах δ в узлах (в кВ), потоках активной и реактивной мощности (в МВА) и токах в ветвях.

Размер, шрифт, цвет и количество отображаемой информации на графической схеме можно настроить используя таблицу «Текст» в меню Дополнительно/Параметры/Текст (рисунок П2.7)

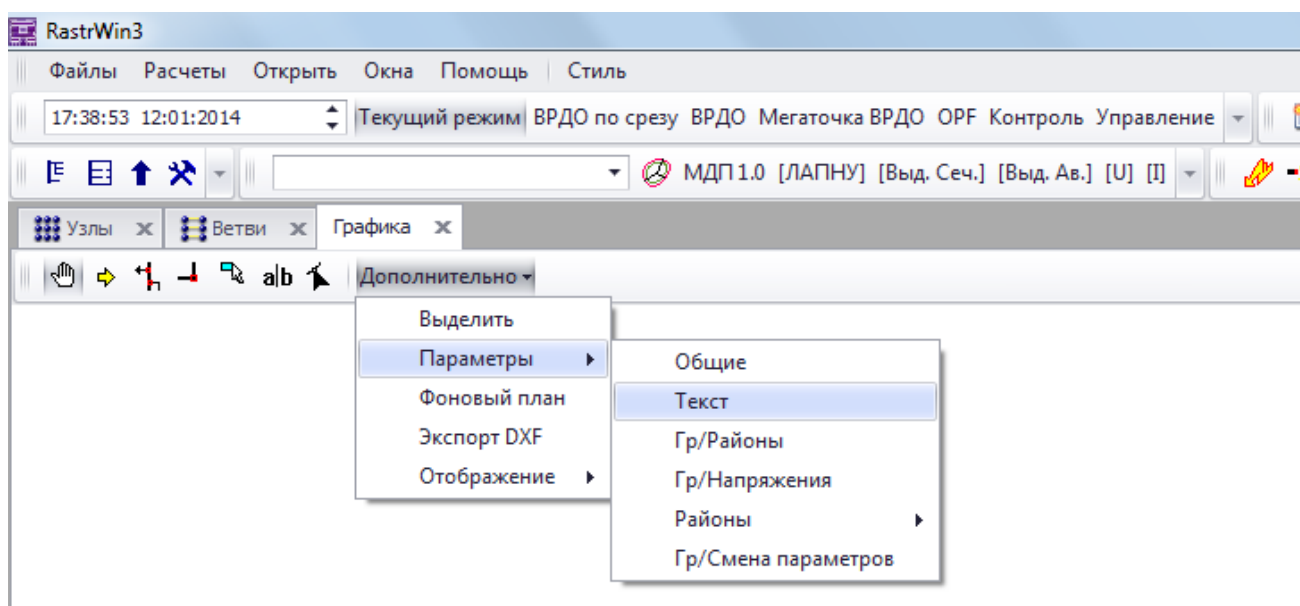


Рисунок П2.7 – Вызов окна для редактирования текстовых полей на графической схеме.

Пример составления схем замещения для расчёта токов КЗ (доработано)

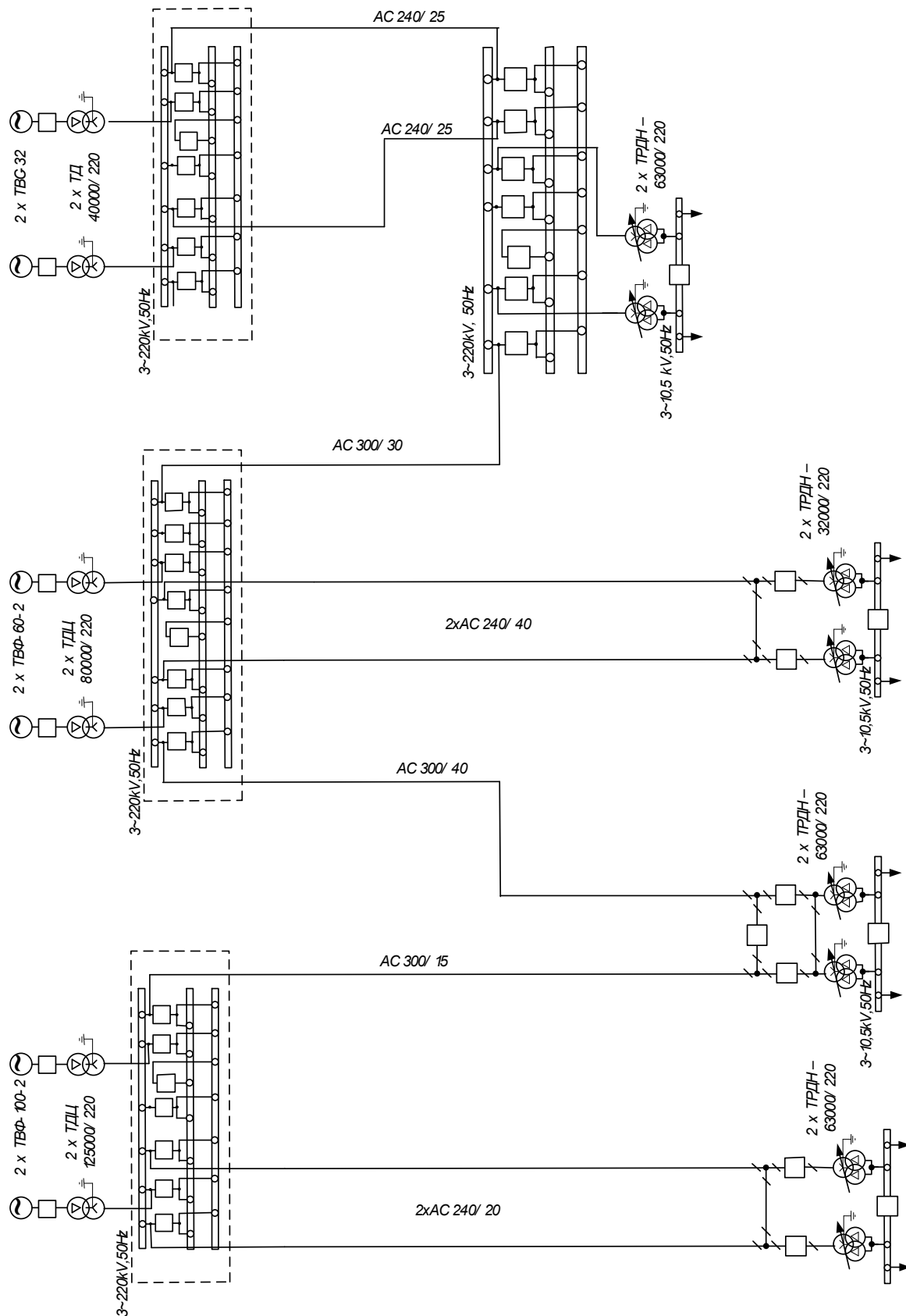


Рисунок П3.1 – Исходная схема сети.

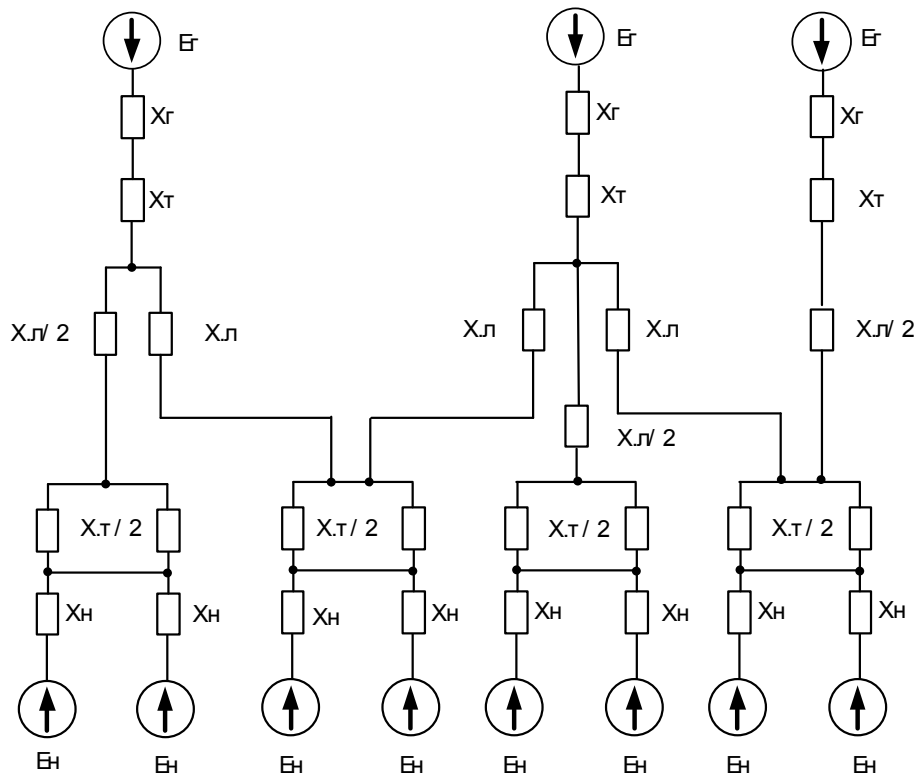


Рисунок П3.2 – Схема замещения прямой последовательности.

В расчётах по данному КП допускается не учитывать ЭДС нагрузки.

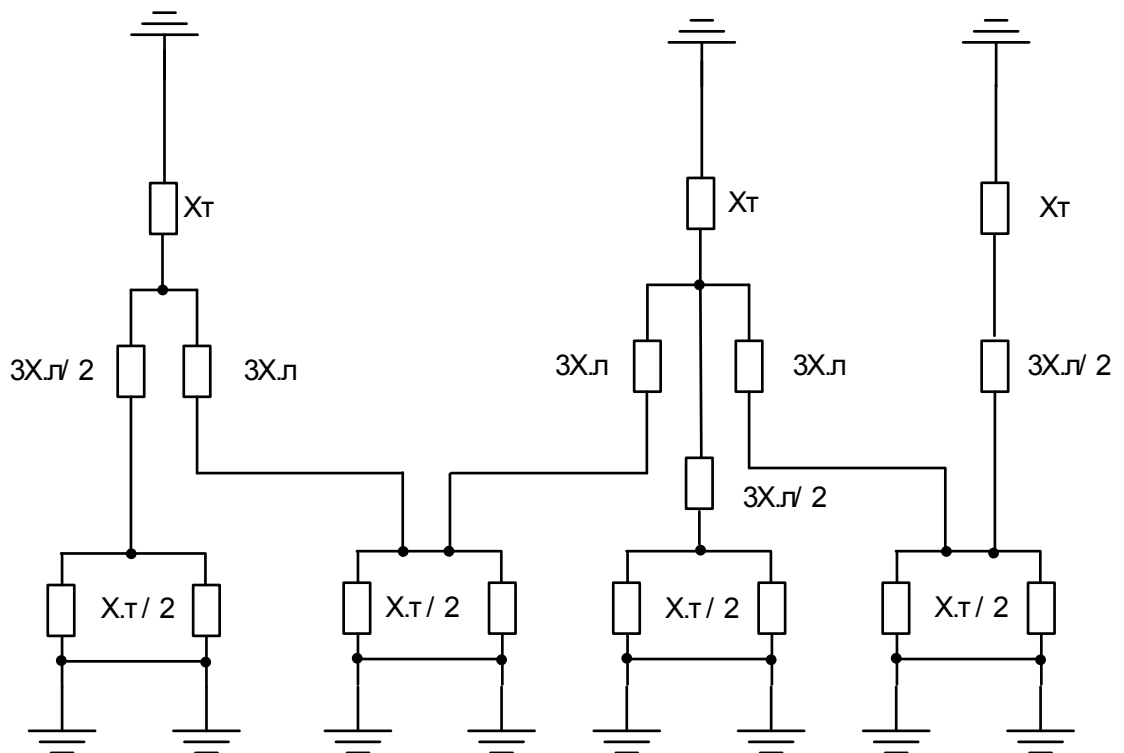


Рисунок П3.3 – Схема замещения нулевой последовательности.

Учебное издание

Казакул Алексей Александрович,
Доцент кафедры энергетики ФГБОУ ВО «АмГУ»

Специальные расчёты в ЭЭС с использованием ПВК

Учебное пособие.

Издательство АмГУ. Формат 60x84/16. Усл. печ. л. 3,78.