

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

Кафедра «Электроэнергетика»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ В.И. Пантелеев
« ___ » _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02.05 – Электроэнергетические системы и сети

**ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗВИТИЯ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ
РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

Руководитель	_____	профессор, д-р техн. наук	А.А. Герасименко
	подпись, дата	должность, учёная степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		И.В. Опригов
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2023

РЕФЕРАТ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. Анализ действующей и проектируемой электрической системы.....	6
1.1. Анализ электрического режима действующей сети.....	7
1.2. Баланс мощностей проектируемой электрической системы.....	11
1.3. Варианты схем соединений проектируемой сети.....	14
1.4. Расчет приближенного потокораспределения.....	16
1.5. Выбор номинального напряжения.....	17
2. Проект первого варианта электрической системы.....	18
2.1. Выбор сечений проводов по условию экономичности.....	18
2.2. Определение сопротивления линий.....	20
2.3. Анализ электрического режима действующей электропередачи с учетом дальнейшего развития сети.....	20
2.4. Расчет мощности и выбор компенсирующих устройств.....	24
2.5. Выбор силовых трансформаторов.....	26
2.6. Выбор схем распределительных устройств.....	28
2.7. Расчёт потерь электроэнергии.....	29
2.8. Расчет капитальных затрат.....	33
2.9. Расчет эксплуатационных затрат.....	35
3. Проект второго варианта электрической системы.....	36
3.1. Выбор сечений проводов по условию экономичности.....	36
3.2. Определение сопротивления линий.....	37
3.3. Потери напряжения в сети.....	38
3.4. Анализ электрического режима действующей электропередачи с учетом дальнейшего развития электрической системы.....	40
3.5. Расчет мощности и выбор компенсирующих устройств.....	43
3.6. Выбор силовых трансформаторов.....	43
3.7. Выбор схем распределительных устройств.....	45
3.8. Расчёт потерь электроэнергии.....	46
3.9. Расчет капитальных затрат.....	49
3.10. Расчет эксплуатационных затрат.....	50
4. Сравнение вариантов по экономическим показателям.....	50
4.1. Расчет приведенных затрат.....	50
4.2. Расчёт чистого дисконтированного дохода.....	51
4.3. Сравнение вариантов по экономическим показателям.....	53
5. Графики электрических нагрузок.....	54
5.1. Графики нагрузок отдельных потребителей.....	54
5.2. Суммарный график электрических нагрузок энергосистемы.....	58
6. Расчет и анализ характерных установившихся режимов.....	60
6.1. Составление схемы замещения.....	60
6.2. Расчёт установившихся режимов в программе RastrWin3.....	62
6.3. Выбор средств регулирования напряжения.....	62
6.4. Определение потерь электроэнергии.....	65
7. Оптимизация режима эксплуатационными методами.....	66

7.1. Постановка задачи поиска минимума потерь мощности.....	66
7.2. Определение оптимального уровня напряжений в узлах сети.....	68
7.3. Определение экономического эффекта от оптимизации.....	71
8. Расчёт токов короткого замыкания.....	72
8.1. Параметры схемы замещения прямой и обратной последовательности..	73
8.2. Параметры схемы замещения нулевой последовательности.....	74
8.3. Расчёт токов короткого замыкания.....	75
8.4. Определение ударного тока короткого замыкания.....	75
9. Выбор выключателей 10 кВ на подстанции 1.....	76
9.1. Расчёт токов нормального режима в трансформаторах.....	76
9.2. Проверка выключателей по расчётным токам короткого замыкания.....	77
9.3. Сравнение выключателей по надёжности.....	80
9.4. Сравнение выключателей по экономическим показателям.....	82
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	85
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	86
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	88
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	91
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	95
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	98
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	101
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	106
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.....	109
ПРИЛОЖЕНИЕ З.....	119
ПРИЛОЖЕНИЕ И.....	127

ВВЕДЕНИЕ

Районная электрическая сеть является важным объектом электроэнергетической системы, она осуществляет связь между источниками электроэнергии и её потребителями. К районным сетям предъявляются многочисленные требования по обеспечению надежности электроснабжения и качества электроэнергии.

Задача проектирования сети заключается в том, чтобы предложить оптимальные решения и наилучшие параметры этих решений, которые позволят сети работать в оптимальном режиме. При проектировании сети важно использовать современное оборудование с большим сроком эксплуатации и учитывать перспективы её развития.

Одна из важнейших задач проектирования определить организационно-технические мероприятия, которые позволят эксплуатировать сеть в наилучшем режиме, обеспечат минимальные эксплуатационные издержки.

Расчёт и анализ режимов работы сети необходимо проводить при помощи современных программно-вычислительных комплексов. С построением максимально точной модели проектируемой сети.

При проектировании подстанций районной сети выбор оборудования нужно осуществлять с учётом технико-экономических показателей, проводя анализ и сравнение конкурирующих вариантов. Выбирать оптимальные технические решения.

1. Анализ действующей и проектируемой электрической системы

Таблица 1.1 Исходные данные о проектируемой сети

Данные	Источники и пункты потребления электроэнергии						
	Ст. Б	П/ст. 1	П/ст. 2	П/ст. 3	П/ст. 4	П/ст. 5	П/ст. 6
Нагрузка $P_{\max}/\cos\varphi$, МВт		50/0,82	64/0,85	32/0,82	36/0,75	48/0,78	28/0,80
Координаты X/Y, мм	35/70	10/10	30/35	35/60	65/63	55/43	62/35

Масштаб 1 см – 10 км.

Продолжительность использования максимальной нагрузки $T_{\max} = 6000$.

План расположения подстанций представлен на рис. 1.1

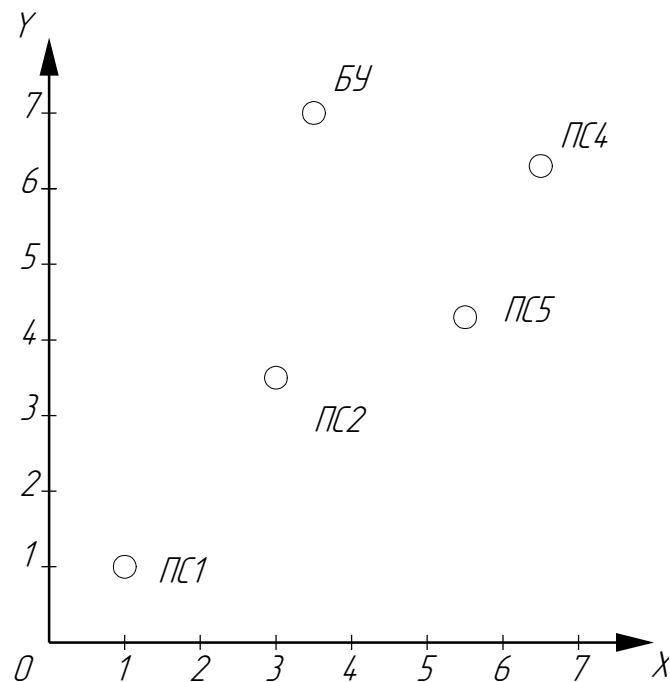


Рис.1. План расположения подстанций

1.1. Анализ электрического режима действующей сети

Строящаяся районная электрическая система подключается к действующей в узле №5. Схема действующей сети показана на рис. 1.1.

Исходные данные о действующей системе:

Номинальное напряжение – $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$;

Длина ЛЭП $W_{7-5} - l_{7-5} = 200 \text{ км}$;

Марка проводов ЛЭП $W_{7-5} - \text{АС} - 300/39$;

Количество линий ЛЭП $W_{7-5} - 2$;

Трансформаторы $T_1, T_2 - \text{АТДЦТН} - 125000/220/110$;

Нагрузка в узле №5 – $S_5 = 10 + j 10 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

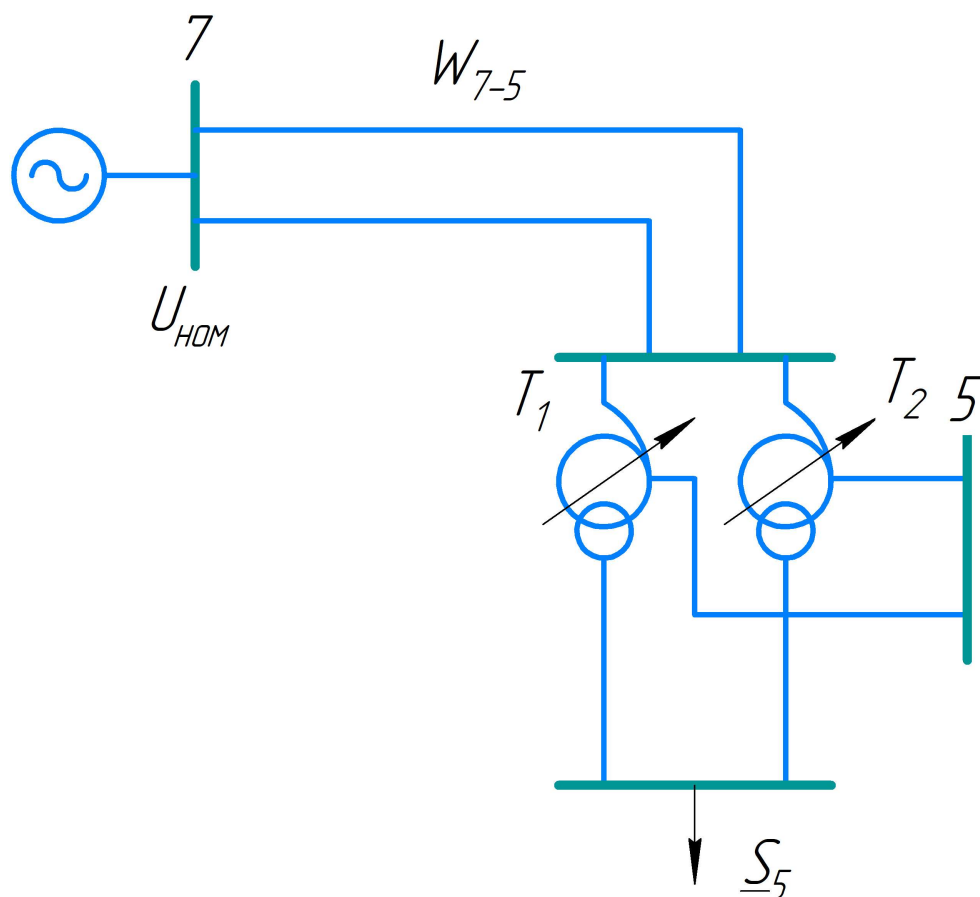


Рис. 1.2. Схема действующей сети

Найдем параметры схемы замещения автотрансформатора АТДЦТН – 125000/220/110 и одной цепи линии W_{7-5} .

В табл. 1.2 приведены характеристики автотрансформатора АТДЦТН – 125000/220/110 по [2].

Таблица 1.2. Характеристики автотрансформатора АДЦТН – 125000/220/110

$S_{\text{ном}}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$u_k, \%$				$\Delta P_x, \text{кВТ}$	$R_T, \text{Ом}$			$X_T, \text{Ом}$		
	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	ВН-ВН		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
125	11	45	28	305	65	0,52	0,52	3,2	49,0	0	131

Найдем коэффициент приведения, мощность обмотки НН равна 50% номинальной мощности трансформатора:

$$\alpha = \frac{S_{\text{НН}}}{S_{\text{ВН}}} = \frac{0,50 \cdot S_{\text{НН}}}{S_{\text{ВН}}};$$

$$\alpha = \frac{0,50 \cdot 100}{100} = 0,50.$$

Активные сопротивления автотрансформатора:

$$R_B = R_C = R_{\text{ВН}} / \left(\frac{\alpha + 1}{\alpha} \right);$$

$$R_B = R_C = 0,52 / \left(\frac{0,5 + 1}{0,5} \right) = 0,173 \text{ Ом};$$

$$R_H = \frac{1}{\alpha} \cdot R_B;$$

$$R_H = \frac{1}{0,5} \cdot 0,173 = 0,346 \text{ Ом}.$$

Напряжение короткого замыкания отдельных обмоток:

$$u_{\text{кв}} = 0,5 (u_{\text{к}_{\text{В-С}}} + u_{\text{к}_{\text{В-Н}}} - u_{\text{к}_{\text{С-Н}}});$$

$$u_{кв} = 0,5(11,0 + 45,0 - 28,0) = 18,5\%$$

$$u_{кс} = 0,5(u_{к_{B-C}} + u_{к_{C-H}} - u_{к_{B-H}});$$

$$u_{кс} = 0,5(11,0 + 28,0 - 45,0) = -3,0\%;$$

$$u_{кн} = 0,5(u_{к_{B-H}} + u_{к_{C-H}} - u_{к_{B-C}});$$

$$u_{кн} = 0,5(45,0 + 28,0 + 11,0) = 31,0\%;$$

Активные сопротивления автотрансформатора:

$$X_B = \frac{u_{кв}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}};$$

$$X_B = \frac{18,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 100} = 97,9 \text{ Ом};$$

$$X_H = \frac{u_{кн}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}};$$

$$X_H = \frac{31,0 \cdot 230^2}{100 \cdot 100} = 164 \text{ Ом}.$$

Проводимость автотрансформатора:

$$G_{\text{ЭП}} + jB_{\text{ЭП}} = \frac{\Delta P_{xi}}{U_{ном}^2} + j \frac{\Delta Q_{xi}}{U_{ном}^2}. \quad (1.1)$$

$$G_{\text{ЭГ7}} + jB_{\text{ЭГ7}} = \frac{65,0}{220^2} \cdot 10^{-3} + j \frac{625}{220^2} \cdot 10^{-3} = 4,02 \cdot 10^{-6} + j 38,73 \cdot 10^{-6} \text{ см.}$$

Определим сопротивление линии по формуле:

$$Z_{ij} = R_{ij} + X_{ij} = \frac{r_0 \cdot l}{n} + \frac{x_0 \cdot l}{n}; \quad (1.2)$$

Расчетные данные для провода АС – 300/39:

$$r_0 = 0,096 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0,429 \text{ Ом/км};$$

$$b_0 = 2,645 \cdot 10^{-6} \text{ см/км.}$$

Тогда сопротивление одной цепи линии W_{7-5} :

$$Z_{7-5} = \frac{0,096 \cdot 200}{1} + \frac{0,429 \cdot 200}{1} = 19,2 + j 85,8 \text{ Ом.}$$

Ёмкостная проводимость линии:

$$B_i = n_i \cdot b_0 \cdot l_i. \quad (1.3)$$

Отсюда ёмкостная проводимость одной цепи линии W_{7-5} :

$$B_{7-5} = 1 \cdot 2,645 \cdot 10^{-6} \cdot 200 = 529 \cdot 10^{-6} \text{ см/км.}$$

Используя найденные параметры рассчитаем в программе RastrWin3 электрический режим действующей сети. Исходные данные и результаты расчета представлены в приложении А.

Напряжения в узлах полученные в результате расчета представлены в табл. 1.3.

Таблица 1.3. Напряжения в узлах сети

Узел	7 (БУ)	ПС5 ВН	ПС5 СН	ПС5 НН
Напряжение, кВ	242	234	122	10,9

1.2. Баланс мощностей проектируемой электрической системы

Мощность генерации:

$$P_g = 0 \text{ МВт.}$$

Суммарная нагрузка $P_{H\Sigma}$:

$$P_{H\Sigma} = P_{n\Sigma} + \Delta P_{T\Sigma} + \Delta P_{L\Sigma} + P_{рез\Sigma}$$

где – $P_{n\Sigma}$ – активная нагрузка всех потребителей; $(\Delta P_{T\Sigma} + \Delta P_{L\Sigma})$ – потери активной мощности; $P_{рез\Sigma}$ – необходимый резерв.

$$P_{n\Sigma} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4$$

$$P_{n\Sigma} = 50,0 + 64,0 + 36,0 + 48,0 = 198 \text{ МВт.}$$

$$(\Delta P_{T\Sigma} + \Delta P_{L\Sigma}) = 0,08 P_{n\Sigma},$$

$$(\Delta P_{T\Sigma} + \Delta P_{L\Sigma}) = 0,08 \cdot 198 = 15,8 \text{ МВт.}$$

$$P_{рез\Sigma} = 0,1 P_{n\Sigma},$$

$$P_{рез\Sigma} = 0,1 \cdot 198 = 19,8 \text{ МВт}.$$

Тогда суммарная нагрузка:

$$P_{H\Sigma} = 198 + 15,8 + 19,8 = 234 \text{ МВт}.$$

Небаланс активной мощности:

$$P_{нб} = P_{\Sigma} - P_{H\Sigma},$$

$$P_{нб} = 0,0 - 234 = -234 \text{ МВт}.$$

$P_{нб} < 0$, энергосистема дефицитная, недостающая в энергосистеме мощность будет получена из балансирующего узла.

Составим баланс по реактивной мощности. Реактивные нагрузки потребителей:

$$Q_i = P_i \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \tag{1.4}$$

$$\operatorname{tg} \varphi_i = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_i}}{\cos \varphi_i}.$$

Для первой подстанции:

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{\sqrt{1 - 0,820^2}}{0,820} = 0,698,$$

$$Q_1 = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_1 = 50 \cdot 0,698 = 34,9 \text{ Мвар}.$$

Определим мощность компенсирующих устройств, для обеспечения баланса реактивной мощности в энергосистеме. Примем целевой $\operatorname{tg} \varphi_u = 0,330$ по [1]. Мощность компенсирующего устройства для подстанции:

$$Q_{\text{кв}i} = P_{ni} (\operatorname{tg} \varphi_i - \operatorname{tg} \varphi_u),$$

Тогда для первой подстанции:

$$Q_{\text{кв}1} = 50,0 \cdot (0,698 - 0,330) = 18,4 \text{ Мвар.}$$

Расчетные нагрузки в узлах:

$$S_{ni} = P_{ni} + j(Q_{ni} - Q_{\text{кв}i}),$$

Расчётная нагрузка в первом узле:

$$S_{n1} = 50,0 + j(34,9 - 18,4) = 50,0 + j16,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Полная мощность в узле:

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

Полная мощность в первом узле:

$$S_1 = \sqrt{50,0^2 + 16,5^2} = 52,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Расчёты для остальных подстанций приведены в табл. 1.4.

Таблица 1.4. Результаты расчета мощностей

П/С	$P, \text{МВт}$	$\cos \varphi$	$\text{tg } \varphi$	$Q, \text{Мвар}$	$Q_{\text{кв}}, \text{Мвар}$	$S_n, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$S, \text{МВ} \cdot \text{А}$
1	50,0	0,820	0,698	34,9	16,5	$50,0+j16,5$	52,7
2	64,0	0,850	0,620	39,7	21,1	$64,0+j21,1$	67,4
3	36,0	0,750	0,882	31,7	11,9	$36,0+j12,0$	37,9
4	48,0	0,780	0,802	38,5	15,8	$48,0+j15,8$	50,5

1.3. Варианты схем соединений проектируемой сети

Районная электрическая сеть состоит из 4 подстанций. Все потребители относятся к I и II категории, поэтому должно быть обеспечено надежное электроснабжение по схеме с резервированием линий и понижающих трансформаторов. Радиально-магистральные сети выполним не менее чем двухцепными линиями электропередач, замкнутые сети одноцепными.

Расположение узлов сети представлено на рис. 1.3.

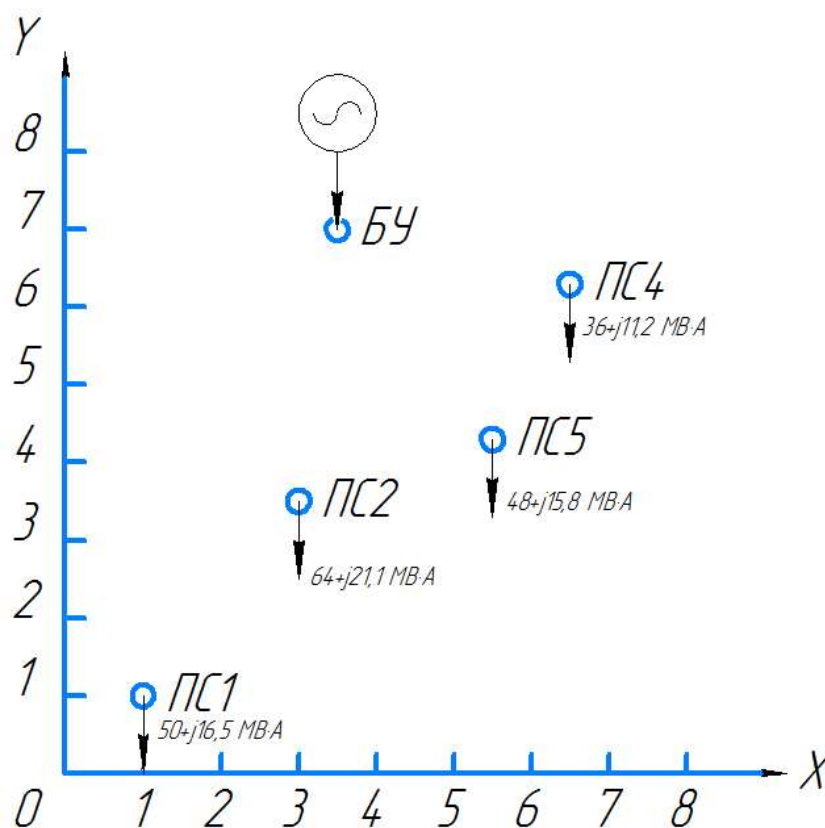


Рис. 1.3. Расположение узлов сети

На рис. 1.4 и рис. 1.5 представлены варианты схем соединения сети, обозначены длины линий и мощности потребителей.

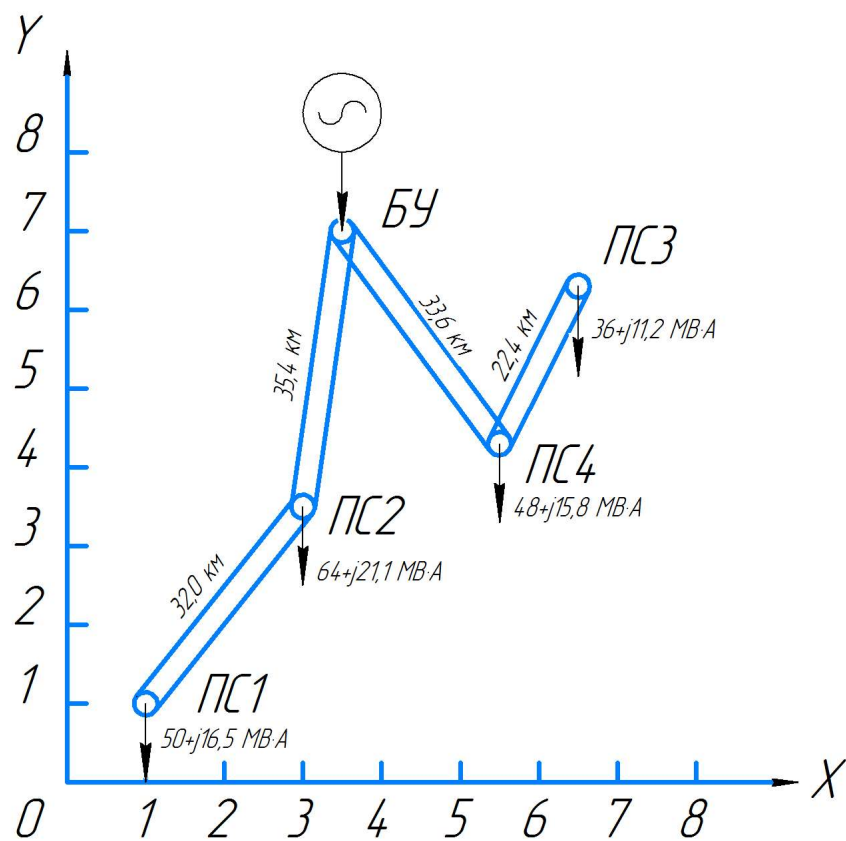


Рис. 1.4. Первый вариант схемы соединений сети

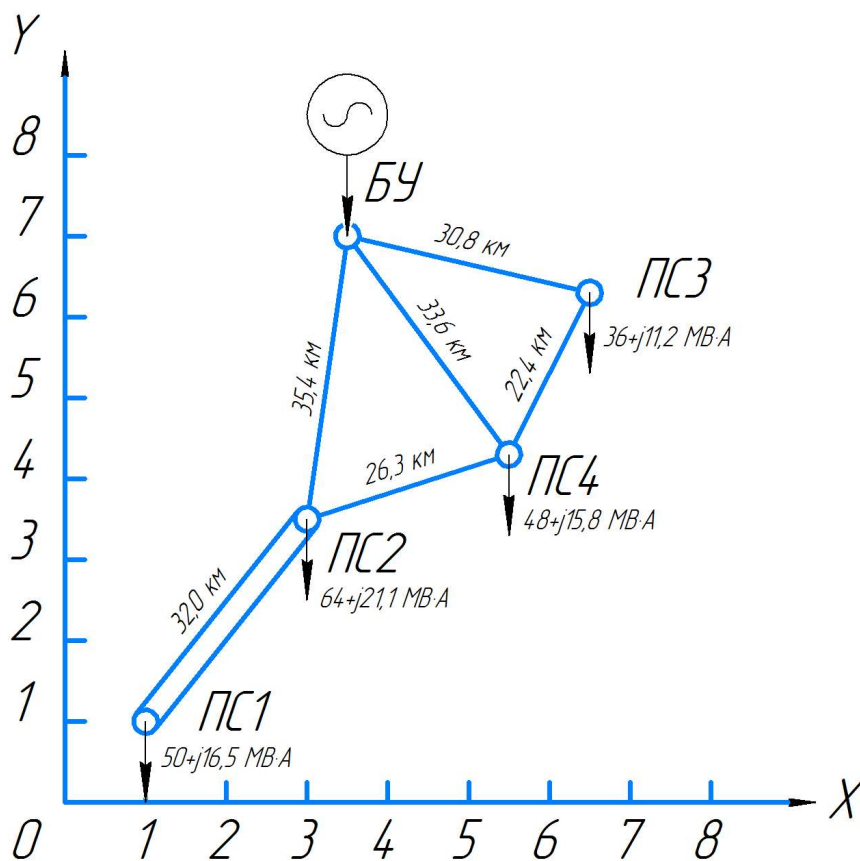


Рис. 1.5. Второй вариант схемы соединений сети

1.4. Расчет приближенного потокораспределения

Рассчитаем приближенное потокораспределение в программе RastrWin3, исходные данные и результаты расчёта представлены в приложении А. Расчёт выполняется со следующими допущениями [1, с.21]:

1. Полученные после установки компенсирующих устройств нагрузки в узлах принимают в качестве расчётных. При этом не учитывают потери в трансформаторах подстанций, ёмкостные (зарядные) мощности линий, примыкающих к узлам.

2. Балансирующая станция позволяет выдавать любую мощность, потребляемую электрической системой.

3. Потокораспределение в сети определяют из условия постоянства напряжений во всех узлах сети без учета потерь мощности.

5. Распределение нагрузок между несколькими параллельными линиями принимают одинаковым.

Потокораспределение для вариантов сети показано на рис. 1.6 и на рис. 1.7. Результаты для двух вариантов сведены в табл. 1.5.

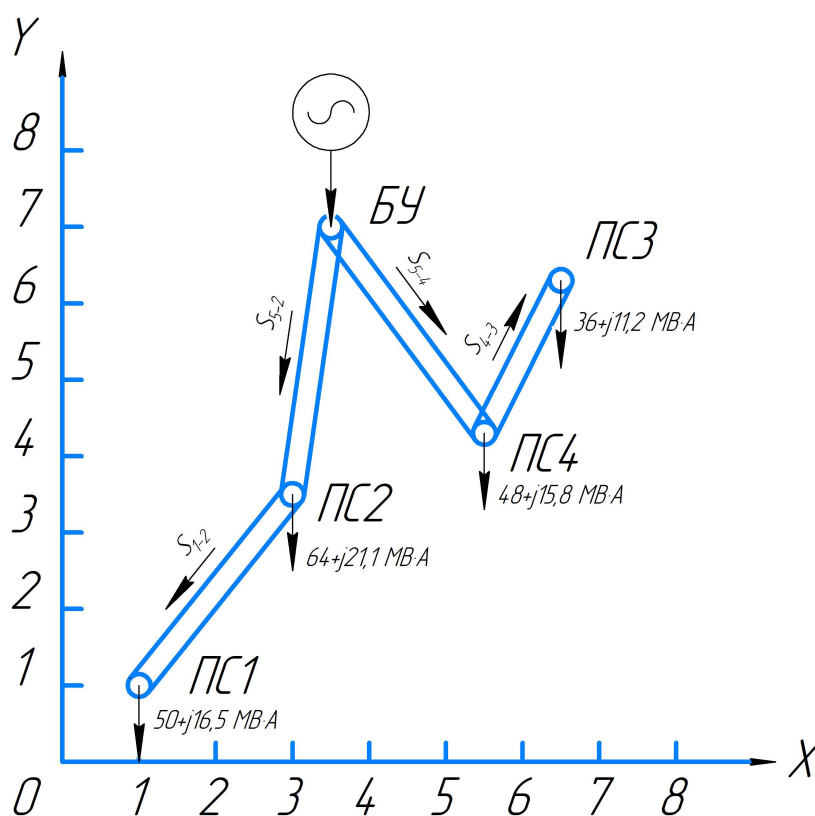


Рис. 1.6. Потокораспределение в первом варианте сети

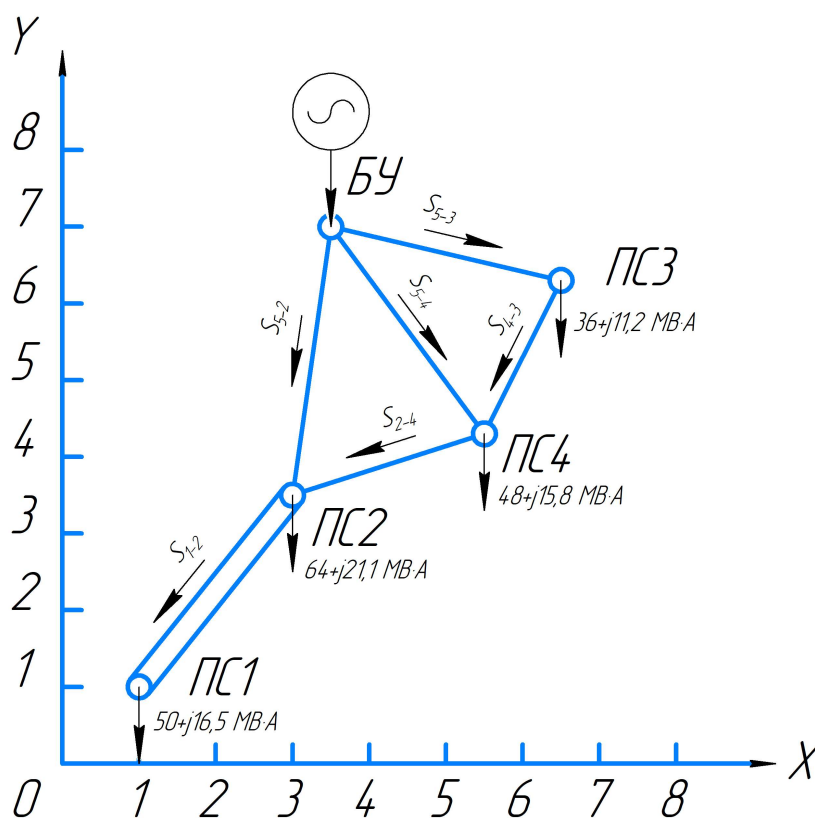


Рис. 1.7. Потокораспределение во втором варианте сети

Таблица 1.5. Потокораспределение на участках сети

Вариант	Поток, МВ·А					
	S_{5-2}	S_{1-2}	S_{5-4}	S_{4-3}	S_{2-4}	S_{5-3}
Первый	$114+j36,0$	$50,0+j16,5$	$84,0+j27,0$	$36,0+j11,9$	-	-
Второй	$82,2+j27,1$	$50,0+j16,5$	$61,7+j20,5$	$18,1+j6,1$	$31,8+j10,7$	$54,1+j18,0$

1.5. Выбор номинального напряжения

Расчётные длины линий приведены в табл. 1.6.

Таблица 1.6. Расчётные длины линий.

Вариант	Расчётные длины линий, км					
	W_{5-2}	W_{1-2}	W_{5-4}	W_{4-3}	W_{2-4}	W_{5-3}
Первый	17,7	33,7	16,8	39,2	-	-
Второй	26,7	42,7	15,4	15,4	20,1	18,1

Оценим напряжения по эмпирической формуле [5, разд. 12.5]:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}$$

где P – мощность передаваемая по линии, МВт; L – расчетная длина линии, км.

Оценим номинальное напряжение линии 1-2:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{16} + \frac{2500}{50}}} = 110,9 \text{ кВ.}$$

Номинальные напряжения для остальных линий приведены в табл. 1.7.

Таблица 1.7. Оценка номинальных напряжений линий

Вариант	Номинальные напряжения линий, кВ					
	W_{5-2}	W_{1-2}	W_{5-4}	W_{4-3}	W_{2-4}	W_{5-3}
Первый	141,2	124,2	129,6	110,3	-	-
Второй	100,1	120,8	76,6	72,6	84,5	82,4

Исходя из предыдущих расчетов, длин линий и мощности нагрузок выберем номинальное напряжение сети для первого и второго варианта.

Для первого варианта сети примем следующие напряжения, для линий W_{5-2} и W_{1-2} – 220 кВ, для линий W_{5-4} и W_{4-3} – 110 кВ.

Для второго варианта сети – 110 кВ.

2. Проект первого варианта электрической системы

2.1. Выбор сечений проводов по условию экономичности

Экономическую плотность тока примем 1,00 по [5, разд. 12.6].
Экономическое сечение определим по формуле:

$$F_{\text{э}} = \frac{S_{\text{макс}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot j_{\text{э}} \cdot n_{\text{л}}}, \quad (2.1)$$

где, $S_{\text{макс}}$ – полная мощность участка цепи, МВ·А, $n_{\text{л}}$ – число линий участка.

Полная мощность участка 5–2:

$$S_{5-2} = \sqrt{P_{5-2}^2 + Q_{5-2}^2};$$

$$S_{5-2} = \sqrt{114^2 + 36,0^2} = 120 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

Тогда расчётное экономическое сечение для участка 5–2:

$$F_{\text{э}5-2 \text{ расч}} = \frac{120 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1,00 \cdot 2} = 157 \text{ мм}^2.$$

Минимальный диаметр проводов по условию короны и радиопомех для напряжения линии 110кВ – АС70/11, для линии 220кВ – АС240/32 по [2, табл. 3.7]. Следовательно сечение проводов для линии 5–2:

$$F_{\text{э}5-2} = 240 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод АС – 240/32.

Аналогично проведем расчёт для остальных участков. Результаты расчёта сведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1. Экономическое сечение проводов линий

Линия	$U_{\text{ном}}$, кВ	$n_{\text{л}}$	$S_{\text{макс}}$, МВ·А	$F_{\text{э расч}}$, мм ²	$F_{\text{э}}$, мм ²	Провод
5-2	220	2	120	157	240	АС – 240/32
2-1	220	2	52,7	69,2	240	АС – 240/32
5-4	110	2	88,7	232	240	АС – 240/32
4-3	110	2	37,9	99,5	120	АС – 120/19

2.2. Определение сопротивления линий

Сопротивление участка сети зависит от марки провода, количества цепей и длины. Расчётные данные для проводов берём по [2. табл. 3.8, табл. 3.9]. Сопротивление линии определяется по формуле (1.2), тогда для линии 5–2:

$$Z_{5-2} = \frac{0,118 \cdot 35,4}{2} + \frac{0,435 \cdot 35,4}{2} = 2,09 + j7,70 \text{ Ом.}$$

Ёмкостную проводимость линии определим по формуле (1.3), откуда ёмкостная проводимость линии 5–2:

$$B_{5-2} = 2 \cdot 2,604 \cdot 10^{-6} \cdot 35,4 = 184 \cdot 10^{-6} \text{ см/км.}$$

Расчёты для остальных линий проведём аналогично и представим их в табл. 2.2.

Таблица 2.2. Сопротивления линий

Линия	n_w	l_w , км	g_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , см/км· 10^{-6}	Z, Ом	B, см· 10^{-6}
5-2	2	35,4	0,120	0,440	2,604	2,08+j7,70	184
2-1	2	32,0	0,118	0,435	2,604	1,89+j6,96	167
5-4	2	33,6	0,118	0,405	2,808	1,98+j6,80	189
4-3	2	22,4	0,244	0,434	2,658	2,73+j4,86	119

2.3. Анализ электрического режима действующей электропередачи с учетом дальнейшего развития сети

На рис. 2.1 показана схема действующей электропередачи с подключенными участками проектируемой электрической системы.

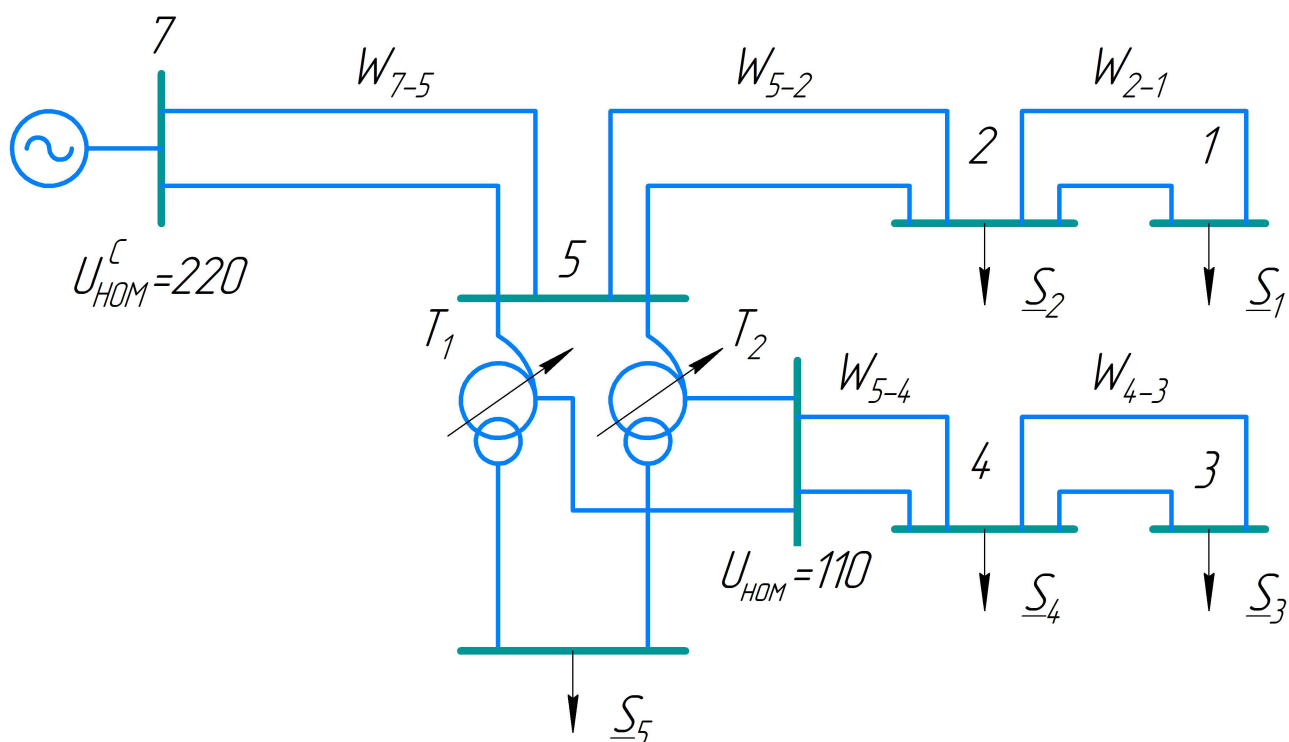


Рис. 2.1. Схема действующей электропередачи с подключенным первым вариантом сети

Определим потери напряжения в сети. Потери напряжения зависят от параметров участка, а также от активной и реактивной составляющей мощности нагрузки и определяются по формуле:

$$\Delta U_{ij} = \frac{P_{ij} \cdot R_{ij} + Q_{ij} \cdot X_{ij}}{U_{ном}},$$

Суммарные потери напряжения в сети определяется как алгебраическая сумма потерь напряжения на всех участках сети одного номинального напряжения от балансирующего источника до самой удаленной подстанции.

$$\Delta U_{ноб} = \sum_m \Delta U_{ij} \quad (2.2)$$

Потери напряжения на участке 7-5:

$$\Delta U_{7-5} = \frac{208 \cdot 9,6 + 73,0 \cdot 42,9}{220} = 23,3 \text{ кВ.}$$

Потери напряжения для остальных участков приведены в табл. 2.3

Таблица 2.3. Потери напряжения на участках сети

Линия	W ₇₋₅	W ₅₋₂	W ₁₋₂	W ₅₋₄	W ₄₋₃
ΔU , кВ	23,3	2,34	0,95	3,18	1,42

Наибольшие потери:

$$\Delta U_{нб} = \Delta U_{7-5} + \Delta U_{5-2} + \Delta U_{1-2} = 23,3 + 2,34 + 0,95 = 26,6 \text{ кВ.}$$

Потери напряжения в процентах от номинального:

$$\Delta U_{нб} = \frac{\Delta U_{нб}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{26,6}{220} \cdot 100\% = 12,1\% \quad (2.3)$$

Суммарные потери напряжения в наиболее удаленной подстанции не выходят за пределы 15% [1, с. 24].

Произведем расчёт электрического режима сети в программе RastrWin3, исходные данные и результаты расчета приведены в приложении Б. Напряжения в узлах сети полученные в результате расчёта в программе RastrWin3 представлены в табл. 2.4.

Таблица 2.4. Напряжения в узлах сети

Узел	7, БУ	5, ВН	5, СН	5, НН	ПС2	ПС1	ПС4	ПС3
Напряжение, кВ	242	238,8	110,3	9,83	217,6	216,8	107,4	105,7

Токи в линиях полученные в результате расчета режима сети в программе RastrWin3 представлены в табл. 2.5:

Таблица 2.5. Токи в линиях

Линия	W ₇₋₅	W ₅₋₂	W ₁₋₂	W ₅₋₄	W ₄₋₃
I, А	576	310	138	464	200

Проанализируем параметры работы элементов существующей сети с учетом нагрузки проектируемой сети:

а) Проверим плотность тока в линии 7–5 на соответствие экономической плотности тока равной 1 А/мм² по [5].

Формула для расчёта суммарного сечения проводов линии [2, стр.90]:

$$F = \frac{I_p}{J},$$

где, I_p – расчетный ток, А; J – плотность тока, А/мм².

Откуда плотность тока:

$$J = \frac{I_p}{F};$$

Плотность тока линии 7–5:

$$J = \frac{576}{2 \cdot 300} = 0,96 \text{ А/мм}^2.$$

Плотность тока в линии 7–5 немного ниже экономической плотности тока $j_3 = 1,00 \text{ А/мм}^2$, поэтому расширение линии не требуется.

б) Проверим коэффициент загрузки автотрансформаторов на подстанции 5. Коэффициент загрузки для двухтрансформаторной подстанции [1, стр.27]:

$$k_3 = \frac{S_{\text{макс}}}{n_T \cdot S_{\text{номТ}}}. \quad (2.4)$$

Мощность передаваемая через автотрансформаторы:

$$S_{5_{\max}} = \sqrt{(86,2+10)^2 + (38,0+10)^2} = 107,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Коэффициент загрузки автотрансформаторов на подстанции 5:

$$k_{5_3} = \frac{107,5}{2 \cdot 125} = 0,43$$

Допустимый коэффициент загрузки для двухтрансформаторной подстанции 0,7 по [1]. Данное условие выполнено для автотрансформаторов на подстанции 5.

2.4. Расчет мощности и выбор компенсирующих устройств

Для данной сети решим задачу оптимальной компенсации реактивной мощности. Критерий оптимизации минимум суммарных потерь активной мощности в сети. Сформируем названную целевую функцию в виде:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_W + \Delta P_T + \Delta P_{KY} \rightarrow \min$$

где, $\Delta P_W, \Delta P_T, \Delta P_{KY}$ – потери активной мощности в линии, в трансформаторе и компенсирующем устройстве.

Выразим составляющие целевой функции через оптимизируемый поток реактивной мощности:

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{(Q - Q_K)^2}{U^2} R_W + \frac{(Q - Q_K)^2}{U^2} R_T + q_K Q_K = \frac{(Q - Q_K)^2}{U^2} (R_W + R_T) + q_K Q_K \rightarrow \min$$

где U – средний уровень напряжения в сети; q_K – удельные потери активной мощности в конденсаторах, находящиеся в интервале 0,003÷0,005 кВт/квар.

Имеем функцию одной переменной без ограничений. Тогда на основе необходимого экстремума функции получим:

$$\frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial Q_k} = \frac{2(Q_k - Q)}{U^2} (R_W + R_T) + q_K = 0.$$

Решение линейного уравнения запишем в виде:

$$Q_k = Q - \frac{q_k U^2}{2(R_W + R_T)}. \quad (2.5)$$

На основе данных получим мощность компенсирующего устройства на стороне среднего напряжения автотрансформатора на подстанции 5:

$$Q_K^{5CH} = 27,6 - \frac{0,004 \cdot 112^2}{2(9,6 + 0,17)} = 25,0 \text{ Мвар}.$$

Как видно из расчёта, оптимальной является практически полная компенсация реактивной нагрузки. Установим батарею статических конденсаторов БСК-110-26 УХЛ1, номинальной мощностью 26 Мвар. Результаты расчётов и выбранные компенсирующие устройства для остальных узлов подстанции 5 сведены в табл. 2.6.

Таблица 2.6. Мощность компенсирующих устройств

Узел	ПС5 СН	ПС5 ВН	ПС5 НН
$Q_K^{расч}$, Мвар	25,0	10	6,70
Типономинал КУ	БСК-110-26 УХЛ1	-	БСК-10-7 УХЛ1
$Q_K^{факт}$, Мвар	26,0	0	7,00

2.5. Выбор силовых трансформаторов

Количество трансформаторов, устанавливаемых на подстанции, принимается, как правило, два. Установка более двух трансформаторов принимается на основе технико-экономических расчётов, либо при необходимости наличия двух средних напряжений. На двухтрансформаторных подстанциях номинальная мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены, оставшиеся в работе, с учётом их допустимой по техническим условиям перегрузки, обеспечивали питание нагрузки. Мощность устанавливаемых трансформаторов определяется из условия [1, стр. 27]:

$$S_{ном}^T = 0,7 \cdot S_{н/см}. \quad (2.6)$$

При выборе трансформаторов для двухтрансформаторной подстанции коэффициент загрузки не должен превышать 70%, и определяется по формуле (2.1). Мощность трансформаторов, устанавливаемых на подстанции 1:

$$S_{ТР1}^{расч} = 0,7 \cdot 52,6 = 36,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Выберем трансформатор ТРДНС-40000/220, номинальной мощностью 40,0 МВ·А. Тогда коэффициент загрузки:

$$k_3 = \frac{52,6}{2 \cdot 40,0} = 0,66$$

Результаты расчёта мощности и данные из каталога для трансформаторов остальных подстанций сведены в табл. 2.7.

Таблица 2.7. Параметры трансформаторов

ПС	$S_{n/cm}$, МВ·А	$S_T^{расч}$, МВ·А	Тип	$S_{ном}$, МВ·А	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ
1	52,6	36,9	ТРДНС-40000/220	40,0	230	11–11
2	67,4	47,2	ТРДНС-63000/220	63,0	230	11–11
3	38,0	26,6	ТДН-25000/110	25,0	115	11
4	50,5	35,4	ТДН-40000/110	40,0	115	10,5

Для дальнейших расчётов режимов электрической системы в программе RastrWin3 необходимо рассчитать параметры схемы замещения трансформаторов. Активное и индуктивное сопротивления трансформаторов берём по [2, табл. 5.18, 5.22]. По данным этого же источника определим параметры поперечной ветви намагничивания по формуле (1.1).

Проводимость трансформатора ТРДНС-40000/220:

$$G_{T1} + jB_{T1} = \frac{50,0}{220^2} \cdot 10^{-3} + j \frac{360}{220^2} \cdot 10^{-3} = 0,94 \cdot 10^{-6} + j 6,80 \cdot 10^{-6} \text{ см.}$$

Результаты расчёта для трансформаторов остальных подстанций представлены в табл. 2.8.

Таблица 2.8. Каталожные и расчётные данные трансформаторов

ПС	Тип	ΔP_X , кВт	ΔP_K , кВт	ΔQ_X , кВт	R_T , Ом	X_T , Ом	G_T , см·10 ⁻⁶	B_T , см·10 ⁻⁶
1	ТРДНС-40000/220	50,0	170	360	5,60	152,4	0,95	6,81
2	ТРДНС-63000/220	82,0	300	504	3,90	96,7	1,55	9,53
3	ТДН-25000/110	27,0	120	175	2,54	55,9	2,04	13,2
4	ТДН-40000/110	50,0	160	260	1,46	38,4	3,78	19,7

2.6. Выбор схем распределительных устройств

При выборе схем распределительных устройств подстанций следует учитывать число присоединений (линий и трансформаторов), требования надёжности электроснабжения потребителей и обеспечения транзита мощности через подстанцию в нормальном, ремонтных и послеаварийных режимах. Выбор схем осуществляется согласно действующему стандарту ФСК по типовым схемам распределительных устройств [6].

Схемы выбранные для распределительных устройств сведены в табл. 2.9. На рис. 2.2 показана упрощенная схема электрических соединений сети.

Таблица 2.9. Схемы распределительных устройств

Узел	Тип ПС	Количество присоединений	Схема РУ
1	Тупиковая	4	4Н
2	Узловая	6	8 – шестиугольник
3	Тупиковая	4	4Н
4	Узловая	6	8 – шестиугольник
5	Узловая	15	13 – две рабочие системы шин

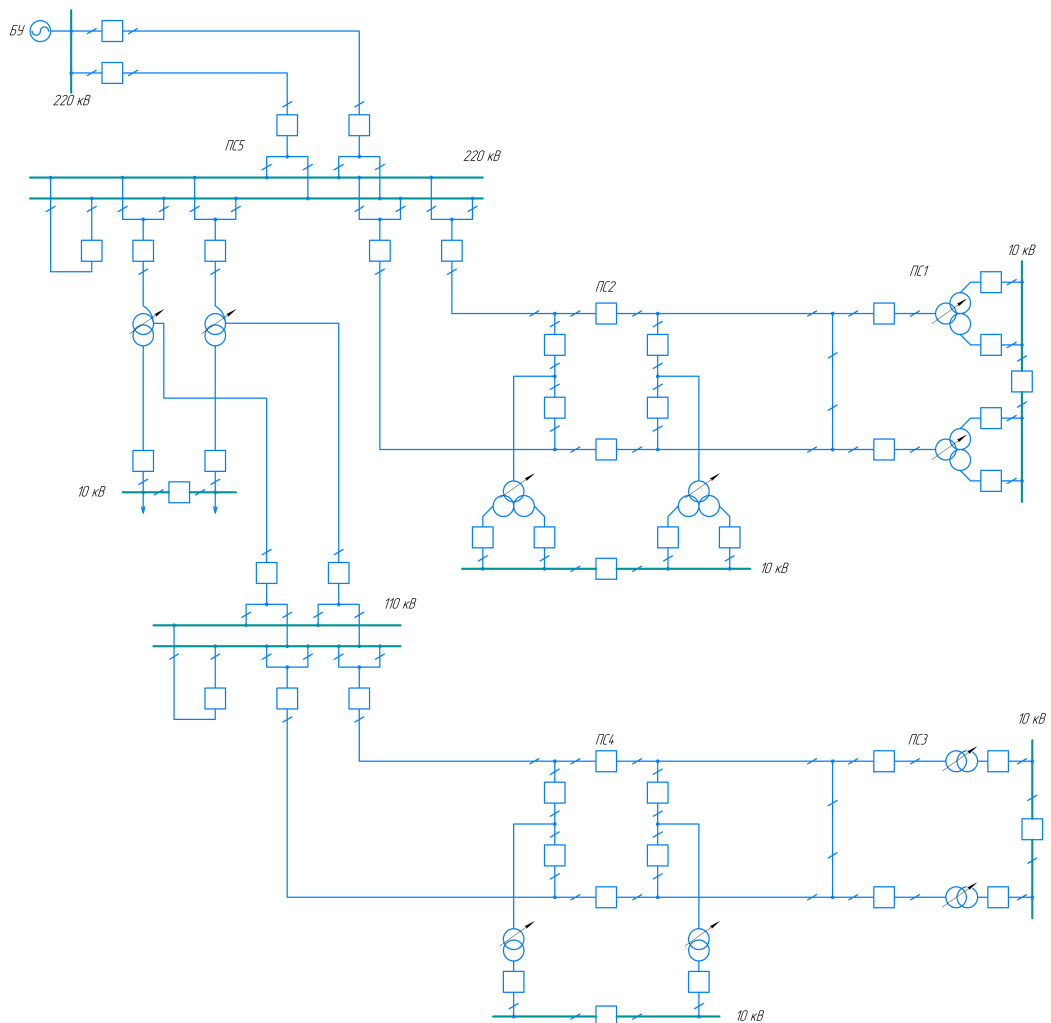


Рис. 2.2. Упрощенная схема электрических соединений

2.7. Расчёт потерь электроэнергии

Для экономического сравнения вариантов сетей необходима оценка суммарных годовых потерь электроэнергии в линиях, трансформаторах, компенсирующих устройствах и других элементах, входящих в состав сети. Потери электроэнергии в сети заметно влияют на ежегодные эксплуатационные расходы и себестоимость передачи электроэнергии.

Выражение потерь электроэнергии за год, в продольных ветвях схемы замещения элементов сети имеет вид [1, с. 28]:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P_M \cdot \tau = 3 I_M^2 \cdot R \cdot \tau = \frac{S_M^2}{U_M^2} \cdot R \cdot \tau \quad (2.7)$$

где ΔP_M – потери активной мощности МВт, соответствующие максимальной нагрузке S_M .

Значение времени максимальных потерь τ , ч/год определим по эмпирической формуле:

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

Откуда время максимальных потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{6000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 4592 \text{ ч/год}. \quad (2.8)$$

На основе предварительного потокораспределения и с учётом установленных в п.2.4 компенсирующих устройств определим потери электроэнергии в линии 7–5:

$$\Delta \mathcal{E}_{w(7-5)} = \frac{208^2}{220^2} \cdot 9,6 \cdot 4592 = 39405 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Аналогично проведём расчёты для остальных линий, результаты сгруппируем в табл. 2.10.

Таблица 2.10. Потери электроэнергии в линиях

Линия	R_w , Ом	S_M , МВт	$\Delta \mathcal{E}_w$, МВт·ч
7-5	9,60	208	39405
5-2	2,09	120	2856
2-1	1,89	52,7	497
5-4	1,98	88,2	5861
4-3	2,73	37,7	1475
Суммарные потери в линиях			50094

Потери электроэнергии в трансформаторах найдем по формуле:

$$\Delta \mathcal{E}_T = n_T \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{\Delta P_{\kappa}}{n_T} \cdot \frac{S_M^2}{S_{\text{номТ}}^2} \cdot \tau. \quad (2.9)$$

Потери электроэнергии в трансформаторах подстанции 1:

$$\Delta \mathcal{E}_{T1} = 2 \cdot 50,0 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 + \frac{170 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot \frac{52,7^2}{40,0^2} \cdot 4592 = 1552 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Потери электроэнергии в автотрансформаторах подстанции 5 определяются выражением:

$$\Delta \mathcal{E}_{AT5} = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{\Delta P_{\kappa B}}{n_T} \cdot \frac{S_{MB}^2}{S_{\text{номТ}}^2} \cdot \tau + \frac{\Delta P_{\kappa C}}{n_T} \cdot \frac{S_{MC}^2}{S_{\text{номТ}}^2} \cdot \tau + \frac{\Delta P_{\kappa H}}{n_T} \cdot \frac{S_{MH}^2}{S_{\text{номТ}}^2} \cdot \tau. \quad (2.10)$$

Потери мощности в обмотках автотрансформатора:

$$\Delta P_{\kappa B} = 0,5 \cdot \left(\Delta P_{\kappa B-C} + \frac{\Delta P_{\kappa B-H}}{\alpha^2} - \frac{\Delta P_{\kappa C-H}}{\alpha^2} \right);$$

$$\Delta P_{\kappa C} = 0,5 \cdot \left(\Delta P_{\kappa B-C} + \frac{\Delta P_{\kappa C-H}}{\alpha^2} - \frac{\Delta P_{\kappa B-H}}{\alpha^2} \right);$$

$$\Delta P_{\kappa H} = 0,5 \cdot \left(\frac{\Delta P_{\kappa B-H}}{\alpha^2} + \frac{\Delta P_{\kappa C-H}}{\alpha^2} - \Delta P_{\kappa B-C} \right).$$

Каталожные данные автотрансформатора:

$$\Delta P_{\kappa B-C} = 277 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{\kappa B-H} = 210 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{\kappa C-H} = 220 \text{ кВт}.$$

Потери мощности для автотрансформатора АДЦТН–125000/220/110:

$$\Delta P_{\kappa B} = 0,5 \cdot \left(277 + \frac{210}{0,5^2} - \frac{220}{0,5^2} \right) = 118,5 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\kappa C} = 0,5 \cdot \left(277 + \frac{220}{0,5^2} - \frac{210}{0,5^2} \right) = 158,5 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\kappa H} = 0,5 \cdot \left(\frac{210}{0,5^2} + \frac{220}{0,5^2} - 277 \right) = 721,5 \text{ кВт}.$$

Потери электроэнергии в двух автотрансформаторах подстанции 5:

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_{AT5} = & 2 \cdot 65 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 + \frac{118,5 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot \frac{96,8^2}{125^2} \cdot 4592 + \frac{158,5 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot \frac{86,1^2}{125^2} \cdot 4592 + \\ & + \frac{721,5 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot \frac{10,4^2}{125^2} \cdot 4592 = 1139 + 163,0 + 172,6 + 11,47 = 1486 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \end{aligned}$$

Результаты расчётов для остальных подстанций в табл. 2.11.

Таблица 2.11. Потери мощности в трансформаторах

ПС	n_T	ΔP_X , кВт	ΔP_K , кВт	S_M , МВт	$S_{ном}$, МВт	$\Delta \mathcal{E}_T$, МВт·ч
1	2	50,0	170	52,7	40,0	1552
2	2	82,0	300	67,4	63,0	1955
3	2	27,0	120	37,9	25,0	248
4	2	50,0	160	50,5	40,0	586
5	2	-	-	-	125	1486
Суммарные потери электроэнергии в трансформаторах						5827

Потери электроэнергии в батареях конденсаторов:

$$\Delta \mathcal{E}_\delta = \Delta P_\delta Q_\delta t_\delta, \quad (2.11)$$

где $\Delta P_\delta = 0,004 \text{ МВт} / \text{МВар}$ – удельные потери в батарее; $t_\delta = 6000 \text{ ч}$ – время работы батареи.

Потери электроэнергии в компенсирующем устройстве подстанции 1:

$$\Delta \mathcal{E}_{61} = 0,004 \cdot 16,5 \cdot 6000 = 396 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Результаты расчета для остальных подстанций представлены в табл. 2.12.

Таблица 2.12. Потери электроэнергии в компенсирующих устройствах

Узел	$Q_{\text{ку}}$, Мвар	$\Delta \mathcal{E}_6$, МВт·ч
1	16,5	396
2	21,1	506
3	11,9	286
4	15,8	379
5ВН	52	1248
5СН	26	624
5НН	7	168
Суммарные потери в компенсирующих устройствах		3607

Суммарные потери электроэнергии в сети:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_w + \Delta \mathcal{E}_T + \Delta \mathcal{E}_6 = 50094 + 5827 + 3607 = 59528 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

2.8. Расчет капитальных затрат

Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций в ценах 2000 года берём из [8]. Для пересчёта капиталовложений в ценах 2023 года воспользуемся инфляционным калькулятором [9], согласно которому инфляция с января 2000 года по май 2023 составила 749%. Поэтому стоимость оборудования из [8] умножив на коэффициент приведения к ценам 2023 года $K = 7,49$.

Капиталовложения K определяются затратами на сооружение линий K_w и подстанций K_{nc} :

$$K_{\Sigma} = K_w + K_{nc}. \quad (2.12)$$

Капитальные вложения в подстанцию:

$$K_{nc} = K \cdot (n_{я} K_{я} + n_{Т} K_{Т} + K_{кв} + K_{пост}) \quad (2.13)$$

Капитальные вложения в подстанцию 1:

$$K_{nc1} = 7,49 \cdot (2 \cdot 11750 + 2 \cdot 10246 + 3290 + 24440) = 537198 \text{ тыс. руб.} = 537,2 \text{ млн. руб.}$$

Капитальные вложения в расширение подстанции 5, постоянную часть затрат примем равной 20% от приведенных в [8 табл. 27]:

$$K_{nc5} = 7,49 \cdot (3 \cdot 11750 + 4 \cdot 6580 + 45966 + 0,2 \cdot 48880) = 878667 \text{ тыс. руб.} = 879 \text{ млн. руб.}$$

Исходные данные и расчёт капиталовложений в подстанции представлены в табл. 2.13.

Таблица 2.13. Капиталовложения в подстанции

ПС	$n_{я}$	$K_{я}$, тыс. руб	$n_{Т}$	$K_{Т}$ тыс. руб	$K_{кв}$ тыс. руб	$K_{пост}$ тыс. руб	Всего, млн. руб.
1	2	11750	2	10246	3290	24440	537
2	6	11750	2	13818	6580	32900	1031
3	2	6580	2	6674	3290	10340	300
4	6	6580	2	8084	3290	10340	518
5	-	-	-	-	-	-	879
Суммарные затраты на подстанции							3265

Капиталовложения в воздушные линии:

$$K_w = K \cdot \left(\sum_{i=1}^{L1} K'_{0i} \cdot l'_i + \sum_{i=1}^{L2} K''_{0i} \cdot l''_i \right), \quad (2.14)$$

Капитальные вложения в линии, опоры железобетонные, район по гололёду III:

$$K_w = 7,49 \cdot (1993 \cdot (35,4 + 32,0) + 1551 \cdot 33,6 + 1081 \cdot 22,4) = \\ = 1583786 \text{ тыс. руб.} = 1584 \text{ млн. руб.}$$

Суммарные капиталовложения:

$$K_\Sigma = 1584 + 3265 = 4849 \text{ млн. руб.}$$

2.9. Расчет эксплуатационных затрат

Суммарные годовые издержки определяют с учётом затрат на возмещение потерь электроэнергии:

$$I = I_w + I_{nc} + I_\Delta$$

Ежегодные издержки на амортизацию и текущий ремонт, обслуживание линий I_w и подстанций I_{nc} пропорциональны стоимости капиталовложений:

$$I_w = \alpha_{w\Sigma} \cdot K_w;$$

$$I_{nc} = \alpha_{nc\Sigma} \cdot K_{nc}$$

где $\alpha_{w\Sigma}$, $\alpha_{nc\Sigma}$ – коэффициенты суммарных отчислений на амортизацию, текущий ремонт, а также обслуживание линий и подстанций $\alpha_{w\Sigma} = 0,028$, $\alpha_{nc\Sigma} = 0,094$.

Стоимость суммарных потерь электроэнергии определяется выражением, где стоимость 1 кВт·ч потерь примем $\beta = 2,16 \text{ тыс. руб. / MВт}\cdot\text{ч}$:

$$I_\Delta = \beta \cdot \Delta \mathcal{E} \tag{2.15}$$

Тогда суммарные годовые издержки:

$$I = \alpha_{w\Sigma} \cdot K_w + \alpha_{nc\Sigma} \cdot K_{nc} + \beta \cdot \Delta \mathcal{E} \quad (2.16)$$

Капиталовложения в линии и подстанции определены в п.2.8, потери электроэнергии в п.2.7, отсюда суммарные годовые издержки для первого варианта сети:

$$I = 0,028 \cdot 1584 + 0,094 \cdot 3265 + 2,16 \cdot 10^{-3} \cdot 50094 = \\ = 44,4 + 307 + 108 = 459 \text{ млн. руб.}$$

Результаты технико-экономических расчётов для первого варианта сети сведены в табл. 2.14.

Таблица 2.14. Технико-экономические показатели первого варианта сети

Капитальные затраты, млн. руб.			Ежегодные издержки, млн. руб.			
K_w	K_{nc}	K_Σ	I_w	I_{nc}	$I_\mathcal{E}$	I_Σ
1584	3265	4849	44,4	307	108	459

3. Проект второго варианта электрической системы

3.1. Выбор сечений проводов по условию экономичности

Экономическое сечение проводов определим по формуле (2.1). Расчет полной мощности для каждого участка сети проведём на основе предварительного потокораспределения рассчитанного в приложении Б.

Полная мощность участка 5–2:

$$S_{5-2} = \sqrt{P_{5-2}^2 + Q_{5-2}^2};$$

$$S_{5-2} = \sqrt{82,2^2 + 28,2^2} = 86,9 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

Тогда расчётное экономическое сечение для участка 5–2:

$$F_{\text{Э5-2 расч}} = \frac{86,9 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1,00 \cdot 1} = 459 \text{ мм}^2.$$

Для остальных линий результаты расчета приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1. Расчёт экономического сечения линий

Линия	U _{ном} , кВ	n _w	S _{макс} , МВ·А	F _{Э расч} , мм ²
5-2	110	1	86,9	459
5-4	110	1	65,2	345
5-3	110	1	57,2	302
2-1	110	2	52,7	139
4-2	110	1	33,6	178
3-4	110	1	19,1	101

Максимальное сечение проводов ЛЭП напряжением 110 кВ – 240 мм² по [2]. Для того чтобы уложиться в это сечение изменим схему сети, сделаем линии 5–2 и 5–3 двухцепными. Расчет потокораспределения, с учётом изменений в схеме, выполнен в программе RastrWin3 и представлен в приложении Г.

Результаты расчёта экономического сечения линий и выбранные марки проводов приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2. Расчет экономического сечения линий

Линия	U _{ном} , кВ	n _w	S _{макс} , МВ·А	F _{Э расч} , мм ²	F _Э , мм ²	Провод
5-2	110	2	105	277	240	АС–240/32
5-4	110	1	43,2	228	240	АС–240/32
5-3	110	2	60,9	161	185	АС–185/29
2-1	110	2	52,7	139	150	АС–150/24
4-2	110	1	15,4	82	95	АС–95/16
3-4	110	1	22,9	121	120	АС–120/19

Минимальный диаметр проводов по условию короны и радиопомех для напряжения линии 110кВ – АС70/11, данное условие выполнено.

3.2. Определение сопротивления линий

Расчётные данные для проводов берём по [2. табл. 3.8]. Сопротивление линии определяется по формуле (1.2), тогда сопротивление линии 5–2:

$$Z_{5-2} = \frac{0,118 \cdot 35,4}{2} + \frac{0,405 \cdot 35,4}{2} = 2,08 + j7,17 \text{ Ом}.$$

Ёмкостную проводимость линии определим по формуле (1.3), откуда ёмкостная проводимость линии 5–2:

$$B_{5-2} = 2 \cdot 2,808 \cdot 10^{-6} \cdot 35,4 = 199 \cdot 10^{-6} \text{ см/км}.$$

Расчёты для остальных линий проведём аналогично и представим их в табл. 3.3.

Таблица 3.3. Сопротивление и ёмкостная проводимость линий

Линия	n_w	l_w , км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , см/км· 10^{-6}	Z , Ом	B , см· 10^{-6}
5-2	2	35,4	0,118	0,405	2,808	2,08+j7,17	199
5-4	1	33,6	0,118	0,405	2,808	3,96+j13,6	94,3
5-3	2	30,8	0,159	0,413	2,747	2,45+j6,36	169
2-1	2	32,0	0,204	0,420	2,707	3,26+j6,72	173
4-2	1	26,3	0,301	0,434	2,611	7,91+j11,4	68,7
3-4	1	22,4	0,24	0,43	2,66	5,46+j9,56	59,54

3.3. Потери напряжения в сети

Для расчета потерь напряжения в сети рассчитаем потокораспределение в сети с учетом параметров линий из п.3.2. Исходные данные и расчет потокораспределения показаны в приложении Д.

По результатам расчета нормального режима в программе RastrWin3 определим потери напряжения в линиях до самого удаленного узла сети. Потери напряжения в линиях на участке 5-2 и 2-1:

$$\Delta U_{5-2} = 4,90 \text{ кВ}; \Delta U_{2-1} = 2,73 \text{ кВ}.$$

Суммарные потери напряжения определим по формуле (2.2):

$$\Delta U_{нб} = 4,90 + 2,73 = 7,63 \text{ кВ}$$

Потери напряжения в процентах от номинального по формуле (2.3):

$$\Delta U_{нб} = \frac{7,63}{110} \cdot 100\% = 6,94\%$$

Суммарные потери напряжения в линиях до наиболее удаленной подстанции не выходят за пределы 15% [1, с. 24].

Самый тяжелый аварийный режим – отключение линии 5–4. Исходные данные и расчет аварийного режима в программе RastrWin3 показаны в приложении Д. По результатам расчета аварийного режима в программе RastrWin3 определим потери напряжения в линиях до самого удаленного узла сети. Потери напряжения в линиях на участке 5-2 и 2-1:

$$\Delta U_{5-2} = 5,83 \text{ кВ}; \Delta U_{2-1} = 2,73 \text{ кВ}.$$

Суммарные потери напряжения в аварийном режиме определим по формуле (2.2):

$$\Delta U_{нб} = 5,83 + 2,73 = 8,56 \text{ кВ}$$

Потери напряжения в процентах от номинального по формуле (2.3):

$$\Delta U_{нб} = \frac{8,56}{110} \cdot 100\% = 7,78\%$$

Суммарные потери напряжения в линиях до наиболее удаленной подстанции в аварийном режиме не выходят за пределы 20% [1, с. 24].

По токам в линиях, полученным в результате расчета аварийного режима в программе RastrWin3, проверим выбранные в п.3.1 провода линий по условию

допустимого нагрева длительным током нагрузки. Допустимые длительные токи для проводов марки АС возьмём по [2 табл.3.15]. Результаты расчета и справочные данные сведены в табл. 3.4.

Таблица 3.4. Токи в линиях в аварийном режиме

Линия	Провод	I_{\max}	$I_{\text{доп}}$
5-2	АС–240/32	348	610
5-4	АС–240/32	0,00	610
5-3	АС–185/29	220	510
2-1	АС–150/24	147	450
4-2	АС–95/16	38,4	330
3-4	АС–120/19	237	390

Все провода удовлетворяют условию допустимого нагрева длительным током нагрузки.

3.4. Анализ электрического режима действующей электропередачи с учетом дальнейшего развития электрической системы

На рис. 3.1 показана схема действующей электропередачи с подключенной проектируемой сетью.

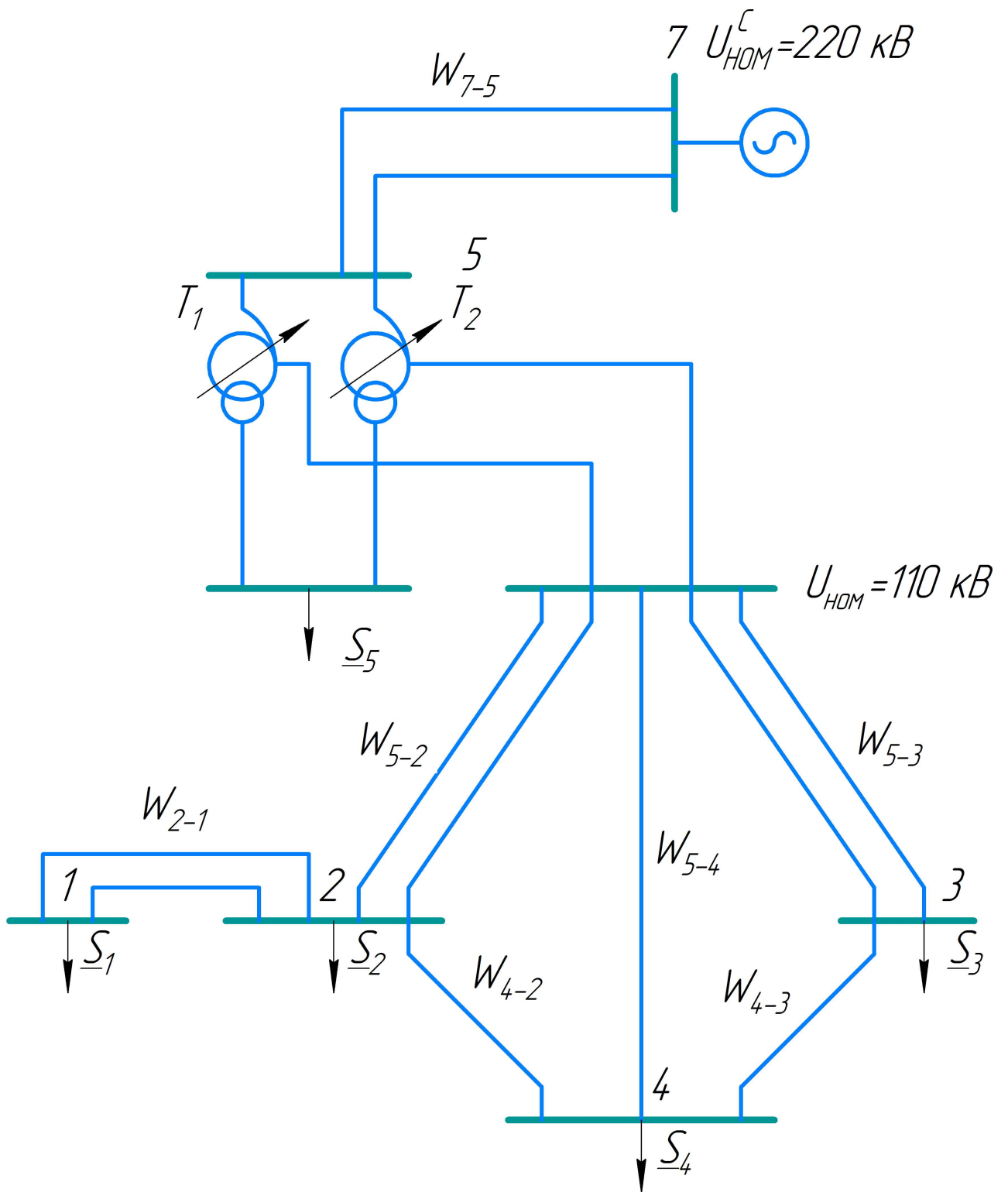


Рис. 3.1. Схема действующей электропередачи с подключенным вторым вариантом сети

Проанализируем параметры работы элементов существующей сети с учетом нагрузки проектируемой сети. По результатам расчёта нормального режима для второго варианта сети (Приложение Д) полная мощность потребляемая из балансирующего узла:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{202,5^2 + 94,9^2} = 224 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Анализ работы элементов действующей сети:

а) Определим экономическое сечение проводов линии 7–5 по формуле (2.1):

$$F_{7-5}^{\text{расч}} = \frac{224 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1,00 \cdot 2} = 296 \text{ мм}^2.$$

Фактическое сечение проводов линии 7–5:

$$F_{7-5}^{\text{факт}} = 300 \text{ мм}^2.$$

Пропускной способности линии 7–5 достаточно, расширение линии не требуется.

б) Проверим коэффициент загрузки автотрансформаторов на подстанции 5. Мощность передаваемая через автотрансформаторы:

$$S_{5_{\text{макс}}} = \sqrt{(202,5+10)^2 + (94,9+10)^2} = 237 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Коэффициент загрузки автотрансформаторов по формуле (2.4):

$$k_{53} = \frac{237}{2 \cdot 125} = 0,948$$

Допустимый коэффициент загрузки для двухтрансформаторной подстанции 0,7 по [1], требуется установка третьего автотрансформатора АТДЦТН–125000/220/110.

Коэффициент загрузки для трёх автотрансформаторов:

$$k_{53} = \frac{237}{3 \cdot 125} = 0,632$$

Допустимый коэффициент загрузки для трехтрансформаторной подстанции 0,93 [1] по условиям допустимой нагрузки трансформаторов, когда отключают один из них, условие выполнено.

3.5. Расчет мощности и выбор компенсирующих устройств:

Целесообразной является установка устройств компенсации реактивной мощности на сторонах среднего и низкого напряжений автотрансформатора. Мощность компенсирующих устройств определим по выражению (2.5):

$$Q_K^{5CH} = 65,4 - \frac{0,004 \cdot 220^2}{2(19,2 + 0,17)} = 55,5 \text{ Мвар}.$$

Установим две батареи статических конденсаторов БСК-110-25 УХЛ1, номинальной мощностью 50 Мвар. Результаты расчётов и выбранные компенсирующие устройства для остальных узлов подстанции 5 сведены в табл. 3.5.

Таблица 3.5. Мощность компенсирующих устройств

Узел	ПС5 СН	ПС5 НН
$Q_K^{расч}$, Мвар	55,5	6,70
Типономинал КУ	2 × БСК-110-25 УХЛ1	УКРМ-10,5-7200-450
$Q_K^{факт}$, Мвар	50,0	7,00

3.6. Выбор силовых трансформаторов

Мощность трансформаторов устанавливаемых на подстанциях определим по выражению (2.6) Мощность трансформаторов, устанавливаемых на подстанции 1:

$$S_{TP1}^{расч} = 0,7 \cdot 52,6 = 36,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Выберем трансформатор ТДН-40000/110, номинальной мощностью 40,0 МВ·А. Тогда коэффициент загрузки:

$$k_3 = \frac{52,6}{2 \cdot 40,0} = 0,66$$

Результаты расчёта мощности и данные из каталога для трансформаторов остальных подстанций сведены в табл. 3.6.

Таблица 3.6. Параметры трансформаторов

ПС	$S_{n/cm}$, МВ·А	$S_T^{расч}$, МВ·А	Тип	$S_{ном}$, МВ·А	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ
1	52,6	36,9	ТДН-40000/110	40,0	115	10,5
2	67,4	47,2	ТДЦН-63000/110	63,0	115	11
3	38,0	26,6	ТДН-25000/110	25,0	115	11
4	50,5	35,4	ТДН-40000/110	40,0	115	10,5

Рассчитаем параметры схемы замещения трансформаторов. Активное и индуктивное сопротивления трансформаторов берём по [2, табл. 5.18, 5.22]. По данным этого же источника определим параметры поперечной ветви намагничивания по формуле (1.1).

Проводимость трансформатора ТДН-40000/110:

$$G_{T1} + jB_{T1} = \frac{50,0}{110^2} \cdot 10^{-3} + j \frac{260}{110^2} \cdot 10^{-3} = 0,95 \cdot 10^{-6} + j 4,91 \cdot 10^{-6} \text{ см}.$$

Результаты расчёта для трансформаторов остальных подстанций представлены в табл. 3.7.

Таблица 3.7. Каталожные и расчётные данные трансформаторов

ПС	Тип	ΔP_X , кВт	ΔP_K , кВт	ΔQ_X , кВт	R_T , Ом	X_T , Ом	G_T , см $\cdot 10^{-6}$	B_T , см $\cdot 10^{-6}$
1	ТДН-40000/110	50,0	160	260	5,60	152,4	0,95	4,91
2	ТДЦН-63000/110	59,0	260	410	3,90	96,7	1,12	7,75
3	ТДН-25000/110	27,0	120	175	2,54	55,9	2,04	13,2
4	ТДН-40000/110	50,0	160	260	1,46	38,4	3,78	19,7

3.7. Выбор схем распределительных устройств

Выбор схем осуществляется согласно действующему стандарту ФСК по типовым схемам распределительных устройств [6]. Схемы выбранные для распределительных устройств сведены в табл. 3.8. На рис. 3.2 показана упрощенная схема электрических соединений ЭС.

Таблица 3.8. Схемы распределительных устройств

ПС	Тип ПС	Количество присоединений	Схема РУ
1	Тупиковая	4	4Н
2	Узловая	7	13 – две рабочие системы шин
3	Узловая	5	13 – две рабочие системы шин
4	Узловая	5	13 – две рабочие системы шин
5	Узловая	11	13 – две рабочие системы шин

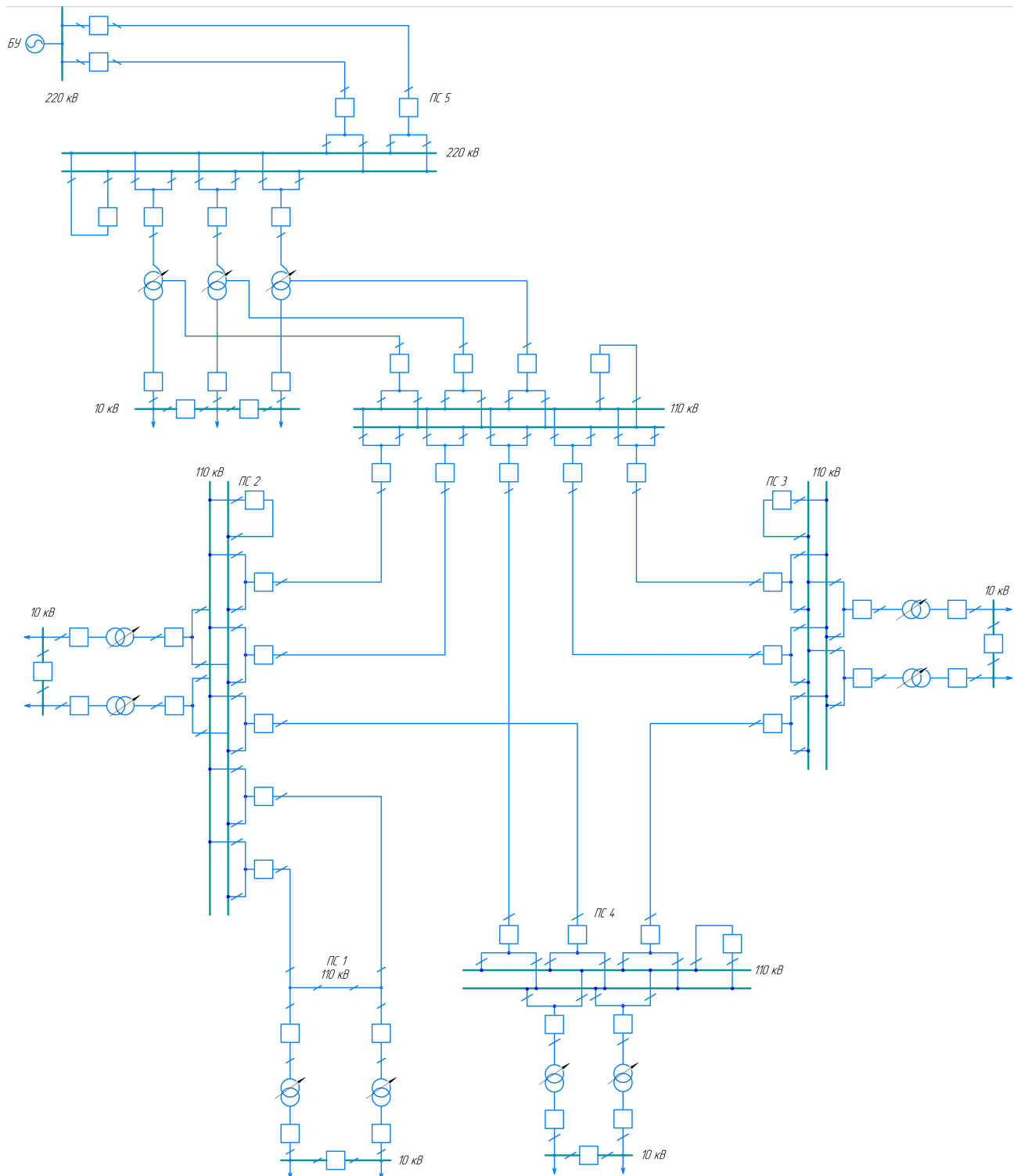


Рис. 3.2. Упрощенная схема электрических соединений

3.8. Расчёт потерь электроэнергии

Потери электроэнергии рассчитаем с учётом установки третьего автотрансформатора и компенсирующих устройств на подстанции 5. Для этого

определим потокораспределение в программе RastrWin3. Исходные данные и результаты расчёта представлены в приложении Е.

Потери электроэнергии в линиях определим по формуле (2.7), время максимальных потерь из (2.8), тогда потери электроэнергии в линии 7–5:

$$\Delta \mathcal{E}_{w(7-5)} = \frac{213^2}{220^2} \cdot 9,6 \cdot 4592 = 41630 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Аналогично проведём расчёты для остальных линий, результаты сгруппируем в табл. 3.9.

Таблица 3.9. Потери электроэнергии в линиях

Линия	R _w , Ом	S _M , МВт	ΔЭ _w , МВт·ч
7-5	9,60	214	41631
5-2	2,09	109	9394
5-4	3,96	83,7	10531
5-3	2,45	58,9	3222
2-1	3,27	52,7	3438
4-2	7,92	14,1	599
3-4	5,47	20,9	911
Суммарные потери в линиях			69726

Потери электроэнергии в трансформаторах найдём по формуле (2.9):

$$\Delta \mathcal{E}_{T1} = 2 \cdot 50,0 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 + \frac{160 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot \frac{52,7^2}{40,0^2} \cdot 4592 = 1513 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Потери электроэнергии в автотрансформаторах подстанции 5 найдём по формуле (2.10), расчётные данные возьмём из п.2.7:

$$\Delta \mathcal{E}_{AT5} = 3 \cdot 65 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 + \frac{118,5 \cdot 10^{-3}}{3} \cdot \frac{213^2}{125^2} \cdot 4592 + \frac{158,5 \cdot 10^{-3}}{3} \cdot \frac{202,5^2}{125^2} \cdot 4592 + \frac{721,5 \cdot 10^{-3}}{3} \cdot \frac{10,4^2}{125^2} \cdot 4592 = 1708 + 526 + 637 + 7,64 = 2879 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Результаты расчётов для остальных подстанций в табл. 3.10.

Таблица 3.10. Потери мощности в трансформаторах

ПС	n_T	ΔP_X , кВт	ΔP_K , кВт	S_M , МВт	$S_{ном}$, МВт	$\Delta \mathcal{E}_T$, МВт·ч
1	2	50	160	52,7	40,0	1513
2	2	59	260	67,4	63,0	1694
3	2	27	120	37,9	25,0	248
4	2	50	160	50,5	40,0	586
5	3	-	-	-	125	2879
Суммарные потери электроэнергии в трансформаторах						6920

Потери электроэнергии в батареях конденсаторов определим по формуле (2.11). Потери электроэнергии в компенсирующем устройстве подстанции 1:

$$\Delta \mathcal{E}_{61} = 0,004 \cdot 16,5 \cdot 6000 = 396 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Результаты расчета для остальных подстанций представлены в табл. 3.11.

Таблица 3.11. Потери электроэнергии в компенсирующих устройствах

Узел	$Q_{ку}$, Мвар	$\Delta \mathcal{E}_6$, МВт·ч
1	16,5	396
2	21,1	506
3	11,9	286
4	15,8	379
5СН	50	1200
5НН	7	168
Суммарные потери в компенсирующих устройствах		3331

Суммарные потери электроэнергии в сети:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_w + \Delta \mathcal{E}_T + \Delta \mathcal{E}_6 = 69726 + 6920 + 3331 = 79977 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

3.9. Расчет капитальных затрат

Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций рассчитаем аналогично п.2.8.

Капитальные вложения в подстанций определим по формуле (2.13), капитальные вложения в подстанцию 1:

$$K_{nc1} = 7,49 \cdot (2 \cdot 6580 + 2 \cdot 8084 + 3290 + 10340) = 211922 \text{ тыс. руб.} = \\ = 211,9 \text{ млн. руб.}$$

Капитальные вложения в расширение подстанции 5, постоянную часть затрат примем равной 20% от приведенных в [8 табл. 27]:

$$K_{nc5} = 7,49 \cdot (1 \cdot 11750 + 9 \cdot 6580 + 21526 + 14429 + 0,2 \cdot 48880) = \\ = 874090 \text{ тыс. руб.} = 874,1 \text{ млн. руб.}$$

Исходные данные и расчёт капиталовложений в подстанции представлены в табл. 3.12.

Таблица 3.12. Капиталовложения в подстанции

ПС	п _л	К _я , тыс. руб	п _т	К _т тыс. руб	К _{кв} тыс. руб	К _{пост} тыс. руб	Всего, млн. руб.
1	2	6580	2	8084	3290	10340	211,9
2	8	6580	2	10904	6580	19740	328,1
3	6	6580	2	6674	3290	19741	271,8
4	6	6580	2	8084	3290	19742	282,3
5	-	-	-	-	-	-	874,1
Суммарные затраты на подстанции							1968

Капитальные вложения в линии определим по формуле , опоры железобетонные, район по гололёду III:

$$K_w = 7,49 \cdot (1551 \cdot (35,4 + 30,8) + 1081 \cdot 32,0 + 799 \cdot (26,3 + 22,4) + 893 \cdot 33,6) = \\ = 1544318 \text{ тыс. руб.} = 1544 \text{ млн. руб.}$$

Суммарные капиталовложения по формуле (2.12):

$$K_{\Sigma} = 1544 + 1968 = 3512 \text{ млн. руб.}$$

3.10. Расчет эксплуатационных затрат

Суммарные годовые издержки определим по формуле (2.16):

$$\begin{aligned} I &= 0,028 \cdot 1544 + 0,094 \cdot 1968 + 2,16 \cdot 10^{-3} \cdot 79977 = \\ &= 43,2 + 185,0 + 172,7 = 401 \text{ млн. руб.} \end{aligned}$$

Результаты технико-экономических расчётов для второго варианта сети сведены в табл. 3.13.

Таблица 3.13. Технико-экономические показатели первого варианта сети

Капитальные затраты, млн. руб.			Ежегодные издержки, млн. руб.			
K_w	K_{nc}	K_{Σ}	I_w	I_{nc}	$I_{\text{Э}}$	I_{Σ}
1544	1968	3512	43,2	185	175	401

4. Сравнение вариантов по экономическим показателям

4.1. Расчет приведенных затрат

Допустим, что капитальные вложения в строительство сети осуществляются за один год, после чего сеть вводится в эксплуатацию с неизменными по годам ежегодными издержками. В этом случае используется формула годовых приведенных затрат [5, п.12.3]:

$$Z_i = I_i + EK_i \rightarrow \min \quad (4.1)$$

где E – норма дисконта, определяемая ключевой ставкой Банка России и равна 7,5% или 0,075.

Данные для расчёта приведенных затрат возьмём для первого варианта сети из табл. 2.14, для второго из табл. 3.13.

Приведенные затраты для первого варианта сети:

$$Z_1 = 459 + 0,075 \cdot 4849 = 823 \text{ млн. руб.}$$

Приведенные затраты для второго варианта сети:

$$Z_2 = 401 + 0,075 \cdot 3512 = 664 \text{ млн. руб.}$$

Для наглядности сведём данные и результаты расчёта в табл. 4.1.

Таблица 4.1. Годовые приведенные затраты

Вариант	Капитальные затраты, млн. руб.			Ежегодные издержки, млн. руб.				Z_i , млн. руб
	K_w	K_{nc}	K_Σ	I_w	I_{nc}	I_Δ	I_Σ	
1	1584	3265	4849	44,4	307	108	459	823
2	1544	1968	3512	43,2	185	175	401	664

По критерию годовых приведенных затрат оптимальным является второй вариант сети.

4.2. Расчёт чистого дисконтированного дохода

Чисто дисконтированный доход (ЧДД) – показатель эффективности инвестиционного проекта, показывающий превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами с учётом неравноценности эффектов, относящихся к различным моментам времени.

ЧДД определяется по выражению [5, п.12.3]:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{D_t - I_t - K_t}{(1+E)^t} \rightarrow \max.$$

где D_t – суммарный доход в год t ; I_t – годовые эксплуатационные издержки; K_t – капитальные затраты в год t ; T – расчётный срок эксплуатации, примем равным 8 лет.

Доход рассчитаем по формуле, где стоимость электроэнергии $C_0 = 1,22$ тыс. руб./МВт·ч:

$$D_i = C_0 \cdot P_m \cdot T_m.$$

Определим ЧДД для первого варианта сети:

а) первый год:

$$D_0 = 0;$$

$$\text{ЧДД}_0 = -K_{\Sigma} = -4849 \text{ млн. руб.}$$

б) второй год:

$$D_2 = 1,22 \cdot 198 \cdot 6000 = 1449 \text{ млн. руб.}$$

$$\text{ЧДД}_2 = -4849 + \frac{1449 - 459}{(1+0,075)^1} = -3928 \text{ млн. руб.}$$

Дальнейшие расчёты производим аналогично. Результаты ЧДД для двух вариантов сети представлены в табл. 4.2

Таблица 4.2. Чистый дисконтированный доход

Год	ЧДД, млн. руб	
	Первый вариант сети	Второй вариант сети
1	-4849	-3512
2	-3928	-2539
3	-3071	-1634
4	-2274	-792
5	-1533	-8,60
6	-844	720
7	-202	1398
8	395	2028

Сравнение вариантов сети по критерию ЧДД показывает, что второй вариант сети является оптимальным.

4.3. Сравнение вариантов по экономическим показателям

На основе рассчитанных капитальных затратах, эксплуатационных издержках, чисто дисконтированного дохода, приведённых затрат выберем оптимальный вариант сети. Сгруппируем экономические показатели в табл. 4.3

Таблица 4.3. Экономические показатели вариантов сети

Параметр	Первый вариант сети	Второй вариант сети
Капитальные затраты, млн. руб.	4849	3512
Эксплуатационные издержки, млн. руб.	459	401
Годовые приведенные затраты, млн. руб.	823	664
Чистый дисконтированный доход, млн. руб.	395	2028

Второй вариант сети является оптимальным по всем критериям экономической эффективности, примем его для дальнейшего рассмотрения.

5. Графики электрических нагрузок

5.1. Графики нагрузок отдельных потребителей

Графики электрических нагрузок отражают колебания спроса на электроэнергию во времени. Суммарная нагрузка энергосистемы и отдельных потребителей электроэнергии изменяется во времени под влиянием большого числа факторов. В суточном разрезе нагрузка регулярно снижается в ночные часы и повышается в утренние и вечерние. Рассмотрим графики нагрузок потребителей в рабочий день.

Потребитель в узле 1 – нефтеперерабатывающий завод. Активную мощность для заданных интервалов времени рассчитаем по характерному графику суточной нагрузки из [5, ПЗ.1]. Активная мощность в период с 0 до 2 часов составляет 80% от максимальной мощности:

$$P_j = \frac{P_{0-2} \%}{100} \cdot P_i$$

$$P_{0-2} = \frac{80}{100} \cdot 50 = 40 \text{ MВт}.$$

Расчёты за суточный период представлены в табл. 5.1.

Таблица 5.1. Расчёты для суточного графика нагрузок подстанции 1

Час	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$P_j, \%$	80,0	80,0	85,0	85,0	90,0	100	100	100	85,0	110	100	80,0
$P_1, \text{MВт}$	40,0	40,0	42,5	42,5	45,0	50,0	50,0	50,0	42,5	55,0	50,0	40,0

Суточный график нагрузок подстанции 1 представлен на рис.1.

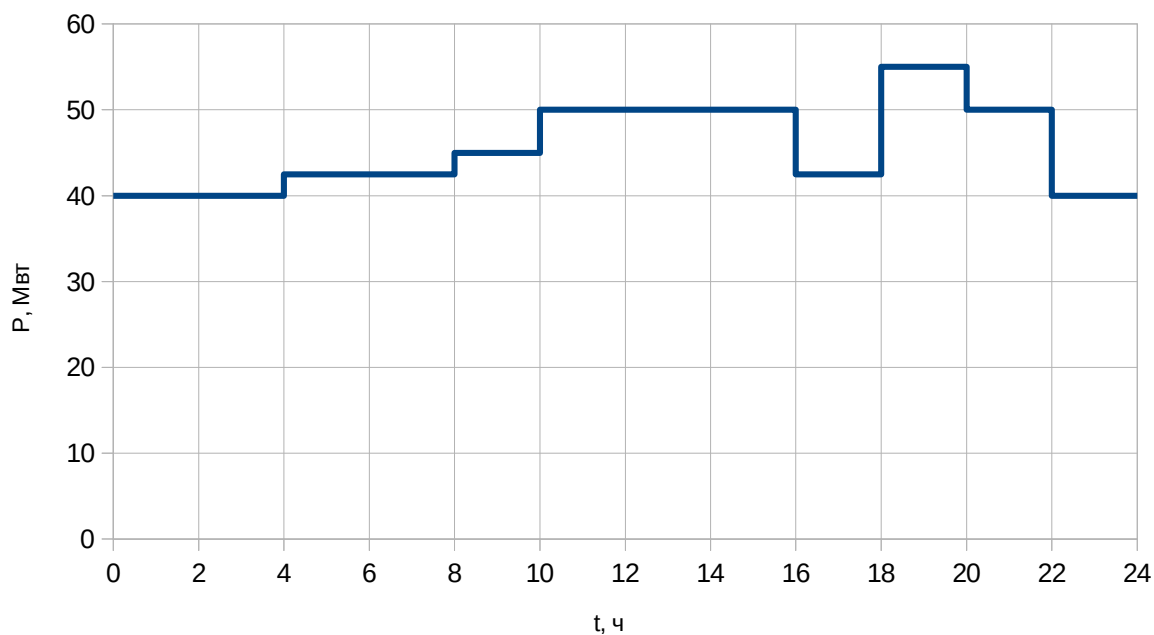


Рис. 5.1 Суточный график нагрузок подстанции 1

Аналогично построим графики для остальных узлов. Данные для расчёта нагрузок возьмём из [5, ПЗ.1].

Потребитель в узле 2 – завод пластмасс. Расчёты активной мощности за суточный период представлены в табл. 5.2. Суточный график нагрузок представлен на рис. 5.2.

Таблица 5.2. Расчёты для суточного графика нагрузок подстанции 2

Час	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$P_j, \%$	94,0	90,0	98,0	98,0	100	94,5	90,0	97,5	95,0	88,5	90,0	93,0
$P_2, МВт$	60,2	57,6	62,7	62,7	64,0	60,5	57,6	62,4	60,8	56,6	57,6	59,5

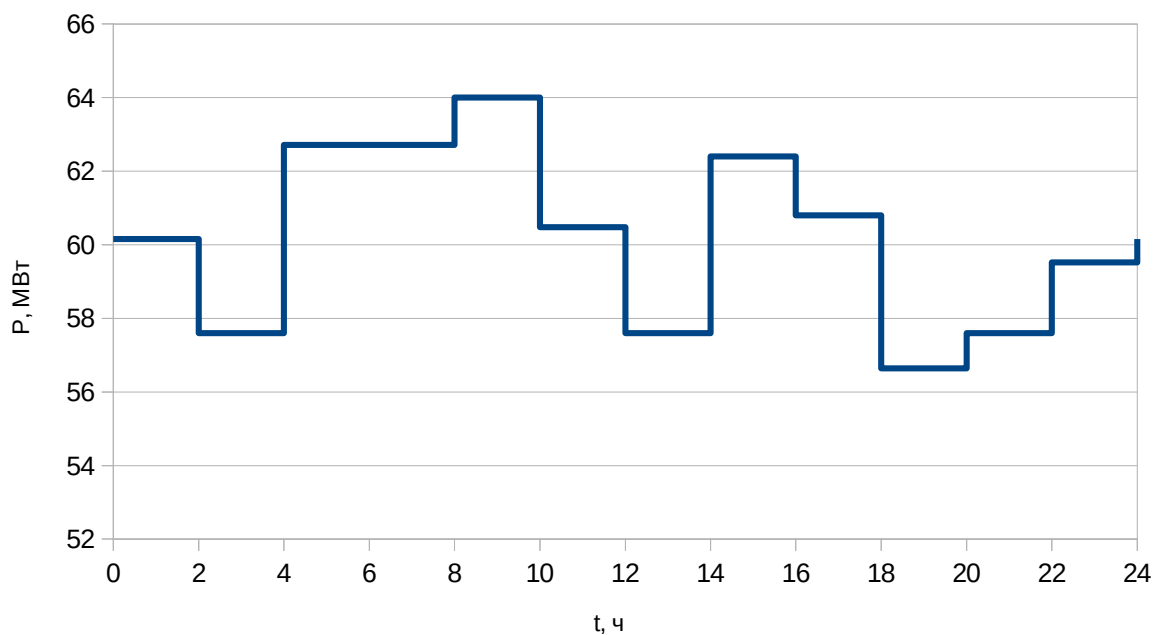


Рис. 5.2 Суточный график нагрузок подстанции 2

Потребитель в узле 3 – пищекомбинат. Расчёты активной мощности за суточный период представлены в табл. 5.3. Суточный график нагрузок представлен на рис. 5.3.

Таблица 5.3. Расчёты для суточного графика нагрузок подстанции 3

Час	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$P_j, \%$	67,5	66,0	67,5	72,5	95,0	100,0	97,0	95,0	90,0	90,0	85,0	70,0
$P_3, MВт$	24,3	23,8	24,3	26,1	34,2	36,0	34,9	34,2	32,4	32,4	30,6	25,2

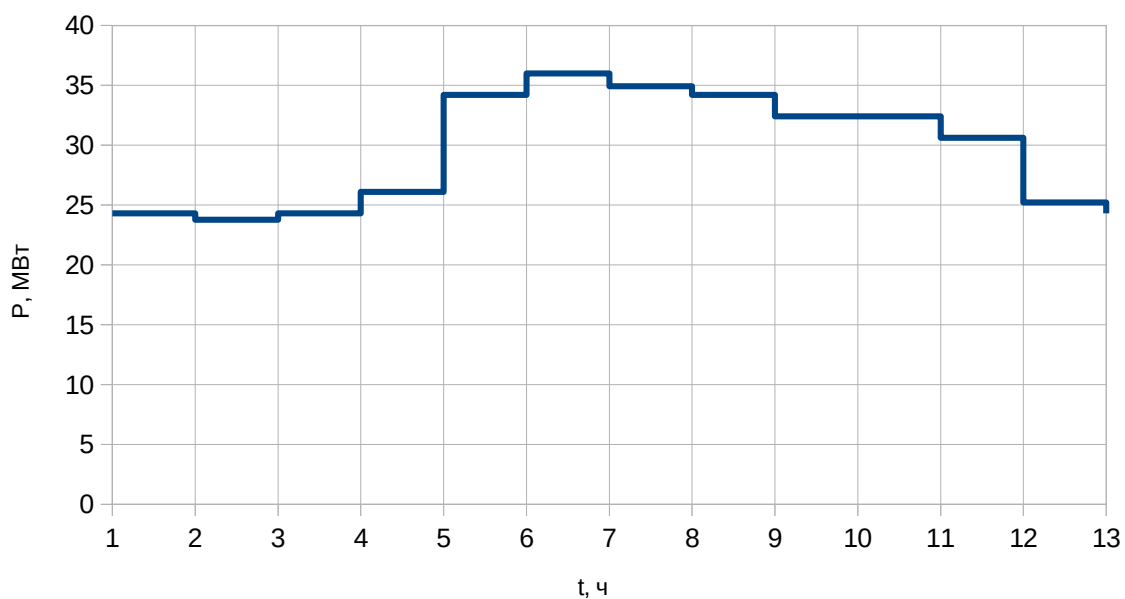


Рис. 5.3 Суточный график нагрузок подстанции 3

Потребитель в узле 4 – деревообрабатывающий комбинат. Расчёты активной мощности за суточный период представлены в табл. 5.4. Суточный график нагрузок представлен на рис. 5.4.

Таблица 5.4. Расчёты для суточного графика нагрузок подстанции 4

Час	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$P_j, \%$	38,0	35,0	30,0	50,0	90,0	100,0	77,0	90,0	80,0	74,0	79,0	40,0
$P_4, MВт$	18,2	16,8	14,4	24,0	43,2	48,0	37,0	43,2	38,4	35,5	37,9	19,2

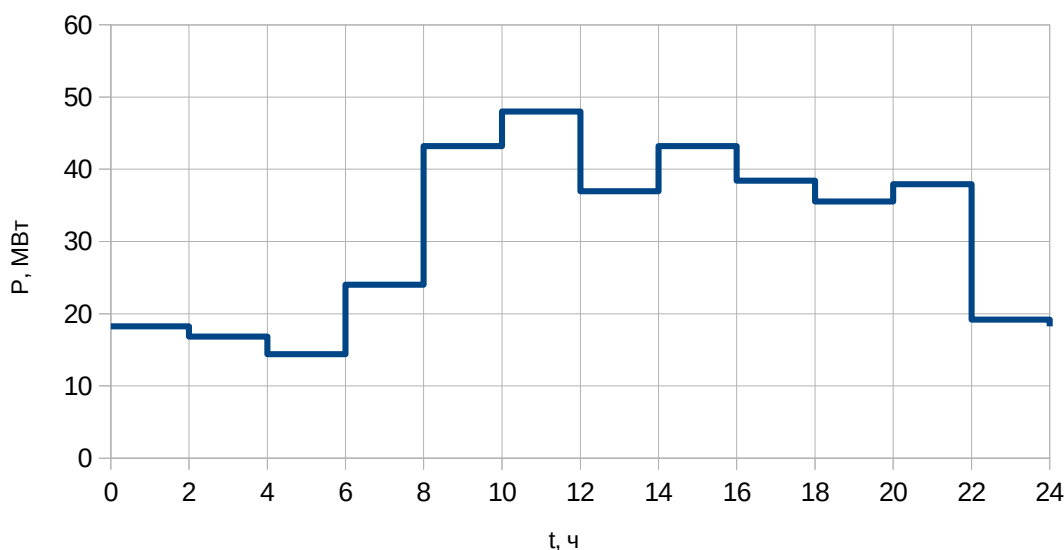


Рис. 5.4 Суточный график нагрузок подстанции 4

Потребитель в узле 5 – небольшой населенный пункт. Расчёты активной мощности за суточный период представлены в табл. 5.5. Суточный график нагрузок представлен на рис. 5.5.

Таблица 5.5. Расчёты для суточного графика нагрузок подстанции 5

Час	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$P_j, \%$	60,0	60,0	85,0	90,0	90,0	90,0	77,0	77,0	90,0	100,0	100,0	80,0
$P_5, MВт$	6,0	6,0	8,5	9,0	9,0	9,0	7,7	7,7	9,0	10,0	10,0	8,0

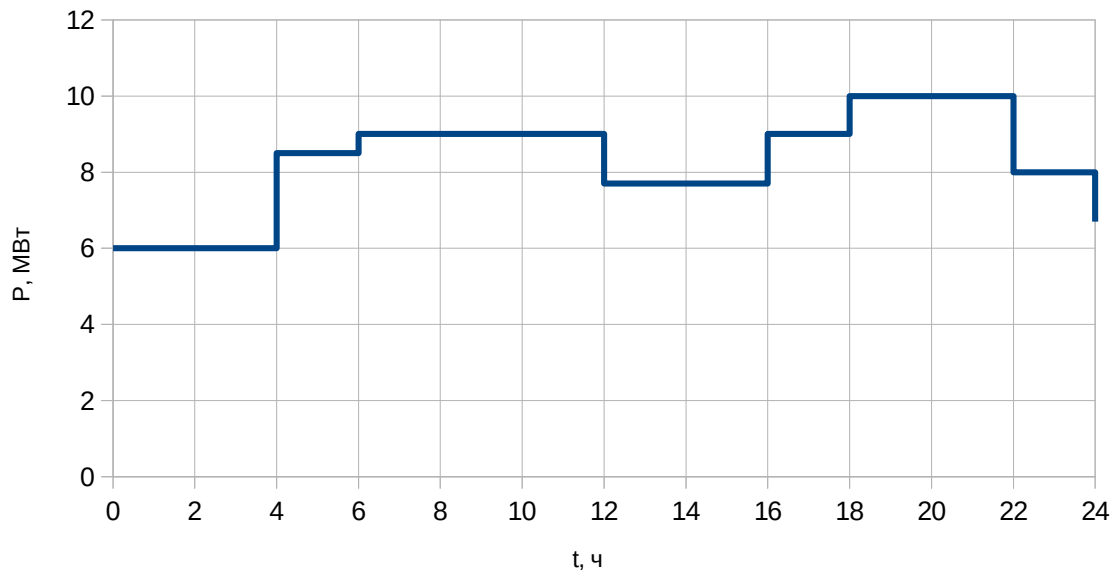


Рис. 5.5. Суточный график нагрузок подстанции 5.

5.2. Суммарный график электрических нагрузок энергосистемы

Суммарный график активной мощности определим суммированием мощностей отдельных потребителей. Результаты расчёта показаны в табл. 5.6.

Таблица 5.6. Расчёты для суммарного суточного графика нагрузок

Час	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$P_1, \text{МВт}$	40,0	40,0	42,5	42,5	45,0	50,0	50,0	50,0	42,5	55,0	50,0	40,0
$P_2, \text{МВт}$	60,2	57,6	62,7	62,7	64,0	60,5	57,6	62,4	60,8	56,6	57,6	59,5
$P_3, \text{МВт}$	24,3	23,8	24,3	26,1	34,2	36,0	34,9	34,2	32,4	32,4	30,6	25,2
$P_4, \text{МВт}$	18,2	16,8	14,4	24,0	43,2	48,0	37,0	43,2	38,4	35,5	37,9	19,2
$P_5, \text{МВт}$	6	6	8,5	9	9	9	7,7	7,7	9	10	10	8
$P_{\Sigma}, \text{МВт}$	149	144	152	164	195	203	187	198	183	190	186	152

Суммарный суточный график нагрузок представлен на рис. 5.6.

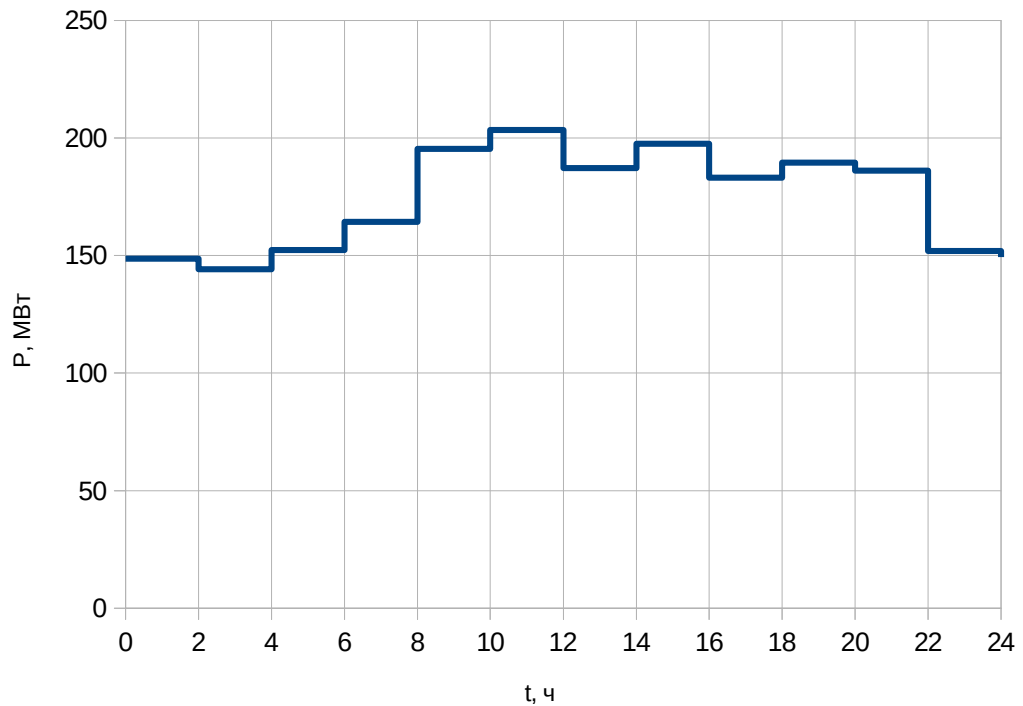


Рис. 5.6. Суммарный график электрических нагрузок энергосистемы

Суммарный график нагрузок можно разделить на два интервала стационарности, первый интервал с 8:00 до 22:00 с наибольшей нагрузкой и второй интервал с 22:00 до 8:00 с наименьшей нагрузкой. Определить среднюю нагрузку на интервале постоянства можно по выражению:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^T P_i \cdot t$$

Определим суммарную нагрузку для первого интервала:

$$P_{нб} = \frac{195 \cdot 2 + 203 \cdot 2 + 187 \cdot 2 + 198 \cdot 2 + 183 \cdot 2 + 190 \cdot 2 + 186 \cdot 2}{7 \cdot 2} = 192 \text{ MBm.}$$

Определим нагрузку для второго интервала:

$$P_{нм} = \frac{152 \cdot 2 + 149 \cdot 2 + 144 \cdot 2 + 152 \cdot 2 + 164 \cdot 2}{5 \cdot 2} = 152 \text{ MBm.}$$

Средние реактивные нагрузки потребителей рассчитаем на основе активной нагрузки и коэффициента мощности потребителя по формуле (1.4):

$$Q_{нб1} = P_{нб1} \cdot \operatorname{tg} \varphi_1,$$

$$Q_{нб1} = 48,9 \cdot 0,698 = 34,2 \text{ Мвар}$$

Определим реактивные нагрузки для остальных потребителей для первого и второго периодов, расчёты сгруппируем в табл. 5.7.

Таблица 5.7. Реактивная нагрузка потребителей на интервалах постоянства

П/ст	$\operatorname{tg} \varphi_i$	$P_{нбi}, \text{МВт}$	$Q_{нбi}, \text{Мвар}$	$P_{нми}, \text{МВт}$	$Q_{нми}, \text{Мвар}$
1	0,7	48,9	34,2	34,2	23,8
2	0,62	59,9	37,2	50,5	31,3
3	0,88	33,5	29,6	20,6	18,2
4	0,8	40,5	32,4	15,4	12,4
5	1,00	8,91	8,91	6,25	6,25

6. Расчет и анализ характерных установившихся режимов

6.1. Составление схемы замещения

Для расчёта установившегося режима составим схему замещения. Линии представим П–образной схемой замещения, учитывающей потери в линии и ёмкостную генерацию линии. Трансформаторы представим Г–образной схемой замещения, учитывающей сопротивления и проводимости трансформаторов. Данные для линий берём из табл. 3.3, для трансформаторов из табл. 3.7. Для расчёта режима в программе RastrWin3 рассчитаем реактивную проводимость компенсирующих устройств из табл. 1.1 и табл. 3.5 по формуле:

$$B_{КБi} = \frac{Q_{КБi}}{U_{ку.ном}^2},$$

$$B_{KB5} = \frac{104}{110^2} = 8595 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Рассчитаем проводимости остальных компенсирующих устройств, результаты сгруппируем в табл. 6.1.

Таблица 6.1. Проводимости компенсирующих устройств

П/ст	$Q_{КУ}, \text{ Мвар}$	$U_{\text{ку. ном}}, \text{ кВ}$	$B_{KB}, \text{ См} \cdot 10^{-6}$
1	16,5	10,5	149700
2	21,1	10,5	191400
3	11,9	10,5	107900
4	15,8	10,5	143300
5 НН	7	10,5	63492
5 ВН	104	110	8595

Схема замещения энергосистемы показана на рис. 6.1.

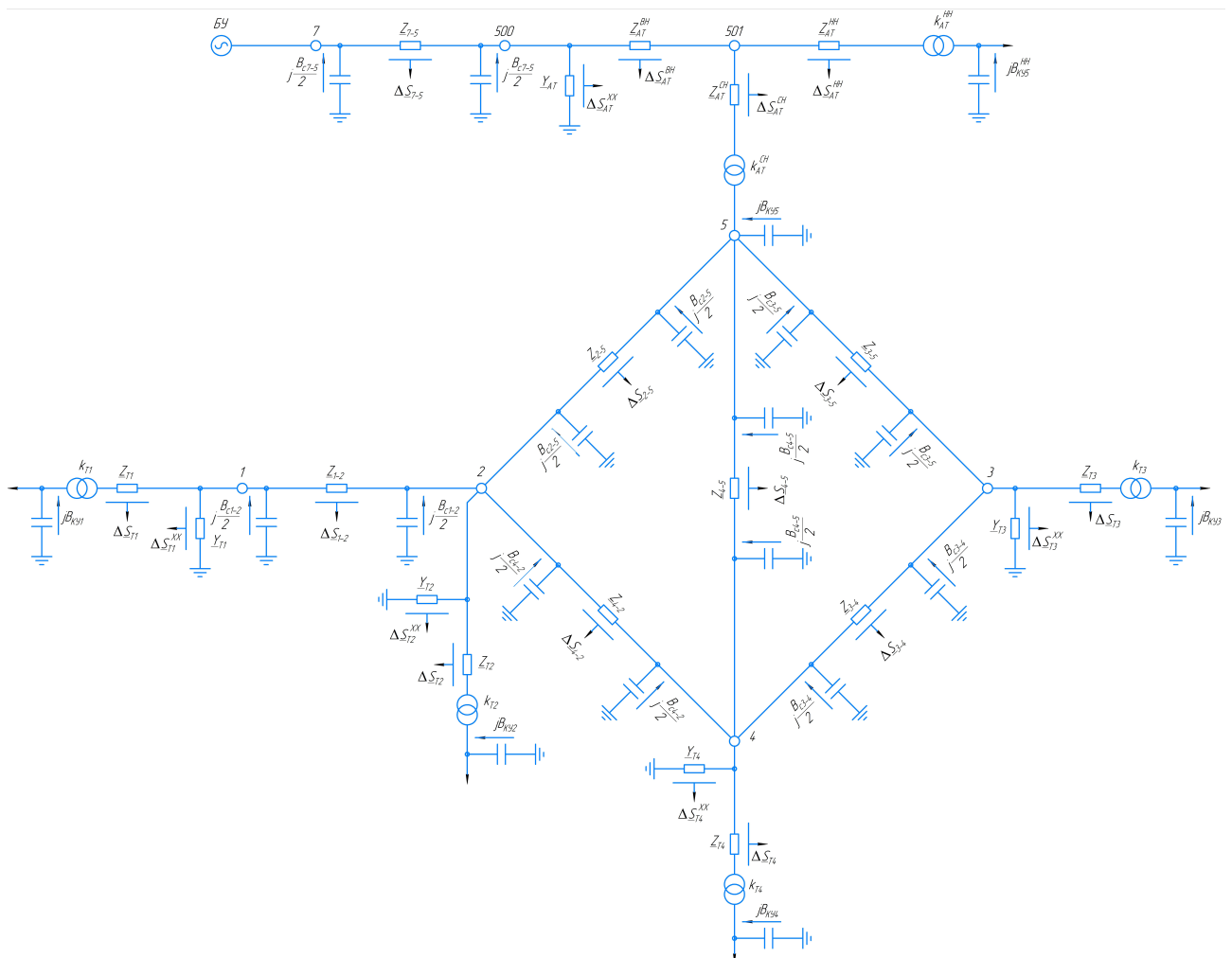


Рис. 6.1. Схема замещения энергосистемы

6.2. Расчёт установившихся режимов в программе RastrWin3

По схеме замещения и данным полученным в п.6.1 произведем расчёт установившихся режимов в программе RastrWin3. Исходные данные и результаты расчёта приложения Ж. При расчёте режимов при наибольшей нагрузке примем напряжение в балансирующем узле $U_c = 242 \text{ кВ}$, при наименьшей нагрузке $U_c = 220 \text{ кВ}$.

Напряжения в узлах полученные в результате расчёта электрических режимов энергосистемы представлены в табл. 6.2.

Таблица 6.2. Напряжения в узлах энергосистемы

Узел	$U_{нб}, \text{кВ}$		$U_{нм}, \text{кВ}$	
	Нормальный	После аварийный	Нормальный	После аварийны
1	108	94,4	112	108
1 НН	9,48	8,11	10,3	9,64
2	111	98,2	113	109
2 НН	10,4	9,11	10,7	10,3
3	113	105	115	113
3 НН	10,3	9,40	10,8	10,6
4	112	102	114	112
4 НН	9,91	8,97	10,49	10,3
5	222	212	218	216
5 СН	115	108	115	114
5 НН	10,5	9,75	10,5	10,3
БУ	238	238	220	220

6.3. Выбор средств регулирования напряжения

На подстанциях установлены трансформаторы с устройствами регулирования напряжения (РПН), которые позволяют регулировать режим напряжения внутри допустимого диапазона. Напряжение на низкой стороне подстанции 5 можно регулировать изменяя реактивную мощность вырабатываемую компенсирующим устройством.

Первый шаг регулирования выбор ответвления РПН автотрансформатора. Автотрансформатор АДЦТН–125000/230 оснащен устройством РПН $\pm 6 \times 2,00\%$, изменение положения которого возможно под напряжением. Произведем выбор ответвления РПН для нормального режима при наибольшей нагрузке.

Примем желаемое напряжение на шинах среднего напряжения подстанции 5 $U_{5.жс.нб} = 115 \text{ кВ}$. Трансформируемое напряжение приведенное к стороне высокого напряжения $U'_{5.нб} = 219,0 \text{ кВ}$.

Желаемый коэффициент трансформации:

$$k_{Т.жс.нб} = \frac{U'_{5.нб}}{U_{5.жс.нб}} = \frac{U_{5ВН.жс.нб}}{U_{СН}}$$

Желаемое напряжение ответвления автотрансформатора, обеспечивающие желаемое напряжение на шинах среднего напряжения:

$$U_{5ВН.жс.нб} = \frac{U'_{5.нб} \cdot U_{СН}}{U_{5.жс.нб}},$$

$$U_{5ВН.жс.нб} = \frac{219,0 \cdot 121}{115} = 230,4 \text{ кВ}.$$

Выберем ближайшее стандартное напряжение ответвления автотрансформатора и номер ответвления:

$$U_{5ВН.д} = 230 \text{ кВ}, n = 7;$$

Действительное напряжение на шинах среднего напряжения автотрансформатора подстанции 5:

$$U_{5CH.\partial} = \frac{U'_{5.нб}}{k_{5м.\partial}} = \frac{U'_{5.нб}}{U_{5ВН.\partial}/U_{CH}} = \frac{U'_{5.нб} U_{CH}}{U_{5ВН.\partial}},$$

$$U_{5CH.\partial} = \frac{220,6 \cdot 121}{230} = 116 \text{ кВ.}$$

Аналогично найдём ответвления для трансформаторов остальных подстанций, результаты сгруппируем в табл. 6.3. Желаемое напряжение на шинах НН примем 10,5 кВ. На подстанциях 1–4 установлены трансформаторы с РПН с пределом регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$. Проверим установившийся режим с учётом выбранных ответвлений в программе RastrWin3, результаты расчёта в приложении 3, напряжения в узлах показаны в табл. 6.3:

Таблица 6.3. Результаты регулирования напряжений РПН трансформаторов

П/ст	Нормальный режим наибольшая нагрузка		Аварийный режим наибольшая нагрузка		Нормальный режим наименьшая нагрузка		Аварийный режим наименьшая нагрузка	
	Номер ответв.	$U_{\partial}, \text{кВ}$	Номер ответв.	$U_{\partial}, \text{кВ}$	Номер ответв.	$U_{\partial}, \text{кВ}$	Номер ответв.	$U_{\partial}, \text{кВ}$
1	14	10,5	15	10,5	13	10,7	14	10,6
2	11	10,8	11	10,6	10	10,8	11	10,6
3	11	10,7	10	10,6	9	10,7	9	10,5
4	12	10,5	12	10,5	11	10,7	11	10,6
5 СН	7	116	8	118	7	116	7	114
5 НН	-	10,6	-	10,5	-	10,8	-	10,4

В результате регулирования напряжения с помощью РПН трансформаторов удалось достичь во всех узлах требуемого значения напряжения. Так же стоит отметить, что большое влияние оказывает отрицательный регулирующий эффект конденсаторных батарей. Этот эффект заключается в том, что при снижении напряжения в сети они снижают выдаваемую реактивную мощность и наоборот. Это достаточно сильно сказывается на итоговом режиме в энергосистеме, поэтому в режиме

наименьших нагрузок необходимо отключать одну конденсаторную батарею БСК–110-25 на шинах среднего напряжения подстанции 5.

6.4. Определение потерь электроэнергии

Суточные графики нагрузок, определённые в п.5, при расчёте потерь электроэнергии позволяют применить подход, основанный на расчёте характерных режимов, когда в пределах контрольных суток выделено до четырёх интервала постоянства нагрузок. Тогда при переходе к более простым модификациям метода характерных режимов потери электроэнергии за интервал времени T , на который распространяются замеры выбранных суток определяют по выражению:

$$\Delta \mathcal{E} = \sum_{i=1}^K \Delta P_i \cdot t_i,$$

где ΔP_i – суммарные потери мощности на интервале i ; t_i – продолжительность интервала i ; K – количество характерных режимов.

Суммарные потери активной мощности определены при расчёте установившихся режимов на интервалах постоянства в программе RastrWin3, сгруппированы в табл. 6.4:

Таблица 6.4. Суммарные потери активной на интервалах постоянства

Режим	$\Delta P_{\text{ЛЭП}}$, МВт	ΔP_T , МВт	$\Delta P_{T.XX}$, МВт	ΔP_{Σ} , МВт
Наибольший нормальный	11,9	0,78	0,55	12,4
Наименьший нормальный	5,22	0,32	0,55	6,08

Тогда потери электроэнергии за сутки:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{сут}} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot t_{\text{нб}} + \Delta P_{\text{нм}} \cdot t_{\text{нм}} = 12,4 \cdot 14 + 6,64 \cdot 10 = 240 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (6.1)$$

Годовые потери электроэнергии:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{сут}} \cdot 365 = 240 \cdot 365 = 87600 \text{ MВт} \cdot \text{ч}. \quad (6.2)$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии по формуле (2.15):

$$И_{\mathcal{E}} = 91177 \cdot 2,16 = 189216 \text{ тыс. руб.} = 189 \text{ млн. руб.}$$

7. Оптимизация режима эксплуатационными методами

7.1. Постановка задачи поиска минимума потерь мощности

В условиях эксплуатации задачи оптимизации принципиально отличаются от проектных задач тем, что наилучший режим определяется без дополнительных капитальных затрат. Поэтому, в качестве наиболее общего критерия оптимизации выступают ежегодные издержки. Они состоят из постоянных отчислений от капитальных затрат и стоимости потерь электроэнергии. В спроектированной сети доля стоимости потерь электроэнергии в ежегодных издержках составляет – 24%. Теперь можно перейти от экономических к техническим критериям оптимизации. При оптимизации режима электрической сети за какой-то период времени, в качестве критерия используют потери электроэнергии:

$$\Delta \mathcal{E} = \sum_{i=1}^n \Delta \mathcal{E}_i \rightarrow \min,$$

где $\Delta \mathcal{E}_i$ – потери электроэнергии в элементе сети за рассматриваемый период; n – количество элементов сети.

В нашем случае, режим оптимизируется для конкретных моментов времени, наибольших и наименьших нагрузок, поэтому используем более простой критерий в виде потерь активной мощности:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \rightarrow \min,$$

где ΔP_i – потери мощности в элементе сети в рассматриваемый момент времени.

Один из путей оптимизации режимов, который может быть осуществлен в условиях эксплуатации и не требует дополнительных капитальных затрат – оптимизация режима электрической сети по напряжению U и коэффициентам трансформации регулируемых трансформаторов и автотрансформаторов k_T . Суть задачи оптимизации состоит в определении установившегося режима электрической сети, при котором были бы выдержаны технические ограничения и были бы минимальными потери активной мощности в сети. Оптимизация режима по U и k_T –

В спроектированной системе центр питания, балансирующий узел от которого осуществляется питание всей системы. Также на режим можно воздействовать изменяя напряжение на шинах среднего напряжения подстанции 5, от них осуществляется питание части системы на напряжении 110 кВ.

При этом необходимо учитывать пределы регулирования РПН трансформаторов и поддерживать допустимый уровень напряжения в узлах системы, в том числе и не имеющих средств регулирования. Исходя из этих факторов задача оптимизации потерь активной мощности может быть сформулирована следующим образом:

$$\Delta P(U, k_T) = \Delta P(U_c, k_{AT5})$$

$$U_{i \min} \leq U_i \leq U_{i \max}$$

$$k_{jmin} \leq k_j \leq k_{jmax}$$

Потери мощности определяются методом покоординатной оптимизации. Основная идея метода следующая. Пусть имеются независимые параметры x_1 и x_2 и задана функция $\varphi(x_1, x_2)$. Требуется найти такие оптимальные x_1^P и x_2^P , при которых $\varphi - \min$. Для отыскания координат точки, в которых $\varphi - \min$, принимаем в качестве начального приближения какую-либо точку $0(x_1^0, x_2^0)$ при $\varphi = \varphi^0$. Затем фиксируем значение x_2^0 и путём изменения x_1 найдём точку с координатами x_1^0, x_2^0 , для которой φ меньше всех других координат при $x_2^0 = \text{const}$. Переход из точки 0 в точку 1- это шаг по координате x_1 . Теперь фиксируем $x_1 = \text{const}$ и путём изменения x_2 найдём точку 2, для которой φ меньше всех других на $x_1^0 = \text{const}$. Переходим из 1 в 2. Дальнейшие шаги аналогичны. Характерной чертой метода является поиск наименьшего значения φ с помощью шагов отдельно по каждой координате при фиксированном значении другой координаты. По мере приближения к точке P разница δ_m для двух соседних шагов m и $m+1$ постепенно уменьшается. Поиск можно считать законченным, если модуль допустимой погрешности определения $|\delta^m| \leq \varepsilon$.

7.2. Определение оптимального уровня напряжений в узлах сети

Применим метод покоординатной оптимизации расчёта оптимального напряжения в узлах сети. За исходный режим сети примем рассчитанный в п.6.3. Затем изменим напряжение в балансирующем узле, при неизменном коэффициенте трансформации автотрансформаторов подстанции 5. После чего заново рассчитаем режим и находим потери мощности. Если по сравнению с исходными потерями они снизились, на следующем шаге продолжаем изменения напряжения. Повторяем эти операции, пока потери активной

мощности не начнут расти, либо изменяемое напряжение не окажется предельно допустимым. После этого переходим к регулированию напряжения РПН автотрансформатора подстанции 5 и трансформаторов подстанций 1,2,3,4. Обходы заканчиваются в том случае, когда суммарные потери $i+1$ и i расчётов не отличаются более чем на заданную точность расчётов $\delta P = 0,01 \text{ MВт}$.

При этом напряжения в узлах 1, 2, 3, 4 поддерживаются в допустимых пределах с помощью РПН трансформаторов. Напряжение на шинах низкого напряжения подстанции 5 поддерживается на допустимом уровне с помощью конденсаторной установки компенсации реактивной мощности.

Результаты оптимизации напряжения в узлах на интервале наибольших нагрузок представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1. Результаты оптимизации уровня напряжений в сети

Цикл оптимизации	Номер шага во внутреннем цикле оптимизации	Узел и ограничения по предельным значениям напряжения, кВ		Номер ответвления	Суммарные потери активной мощности, МВт	Примечание
		U_c	$U_{5ВН}$	n_{AT5}		
		220-247	110-124	1-13		
I	1	238,0	117,4	7	12,42	Исх. режим
	2	239,0	118,8	7	12,20	
	3	240,0	119,8	7	11,91	
	4	241,0	120,6	7	11,76	Оптимальный I
	5	242,0	120,3	7	11,84	$U_{5НН} > 11,0 \text{ кВ}$
II	1	242,0	118,1	6	11,96	
	2	243,0	118,4	6	11,93	
	3	244,0	119,4	6	11,76	
	4	245,0	120,0	6	11,68	Оптимальный
	5	246,0	120,6	6	11,46	$U_{5НН} > 11,0 \text{ кВ}$
III	1	246,0	116,8	5	11,95	
	2	247,0	117,3	5	11,87	
	3	248,0	118,4	5	11,61	$U_{5НН} > 11,0 \text{ кВ}$

Определим оптимальные уровни напряжения на интервале наименьших нагрузок. Результаты представлены в табл. 7.2.

Таблица 7.2. Результаты оптимизации уровня напряжений в сети

Цикл оптимизации	Номер шага во внутреннем цикле оптимизации	Узел и ограничения по предельным значениям напряжения, кВ		Номер ответвления	Суммарные потери активной мощности, МВт	Примечание
		U_c	U_{5BH}			
		220-247	110-124	n_{AT5}		
I	1	220,0	116,3	7	6,08	Исх. режим
	2	222,0	117,5	7	6,00	
	3	224,0	119,3	7	5,93	
	4	226,0	120,3	7	5,85	Оптимальный I
	5	228,0	122,0	7	5,81	$U_{5HH} > 11,0 \text{ кВ}$
II	1	228,0	118,3	6	5,80	
	2	230,0	118,5	6	5,69	Оптимальный II
	3	232,0	119,9	6	5,62	$U_{5HH} > 11,0 \text{ кВ}$
III	1	232,0	116,7	5	5,68	
	2	234,0	118,3	5	5,60	
	3	236,0	119,7	5	5,53	Оптимальный III
	4	238,0	121,2	5	5,47	$U_{5HH} > 11,0 \text{ кВ}$
IV	1	238,0	118,1	4	5,51	
	2	240,0	119,5	4	5,44	Оптимальный
	3	242,0	120,9	4	5,38	$U_{5HH} > 11,0 \text{ кВ}$
V	1	242,0	117,9	3	5,46	$U_{5HH} > 11,0 \text{ кВ}$

В результате определён оптимальный следующий режим для периода наибольших нагрузок – напряжение в балансирующем узле $U_c = 245 \text{ кВ}$ и положение РПН автотрансформаторов подстанции 5 – $n_5 = 6$. Оптимальный режим для периода наименьших нагрузок – напряжение в балансирующем узле $U_c = 240 \text{ кВ}$ и положение РПН автотрансформаторов подстанции 5 – $n_5 = 4$.

7.3. Определение экономического эффекта от оптимизации

Экономический эффект от оптимизации определяется суммой сэкономленных средств на издержки от снижения потерь электроэнергии.

Потери электроэнергии на каждом интервале определим по формуле (6.1):

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{opt}} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot t_{\text{нб}} + \Delta P_{\text{нм}} \cdot t_{\text{нм}} = 11,68 \cdot 14 + 5,44 \cdot 10 = 217,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовые потери электроэнергии по формуле (6.2):

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{opt}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{opt}} \cdot 365 = 217,9 \cdot 365 = 79533 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии по формуле (2.15):

$$I_{\mathcal{E}}^{\text{opt}} = 79533 \cdot 2,16 = 171791 \text{ тыс. руб.} = 172 \text{ млн. руб.}$$

Экономия денежных средств за год:

$$E_{\text{год}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{год}} - \Delta \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{opt}} = 189 - 172 = 17 \text{ млн. руб.}$$

Для наглядности сведем расчёты до оптимизации и после в табл. 7.3.

Таблица 7.3. Эффект оптимизации

До оптимизации			После оптимизации		
$\Delta \mathcal{E}_{\text{сут}}$, МВт·ч	$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}}$, МВт·ч	$I_{\mathcal{E}}$, млн. руб.	$\Delta \mathcal{E}_{\text{сут}}$, МВт·ч	$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}}$, МВт·ч	$I_{\mathcal{E}}$, млн. руб.
240	87600	189	218	79533	172
Экономия за год:					17,0 млн. руб.

8. Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт токов однофазного и трёхфазного короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрических аппаратов и проводников, для сопоставления, оценки и выбора главных схем электрических станция, сетей и подстанций, анализа аварий в электроустановках и электрических системах и для решения других задач.

Составим принципиальную схему для расчёта токов короткого замыкания, рис. 8.1. Необходимо рассчитать токи на шинах низшего напряжения К1 и К2. Так как трансформаторы имеют одинаковое сопротивление обмоток низшего напряжения, то токи в точках К1 и К2 будут равны друг другу, поэтому расчёт ведём только для точки К1.

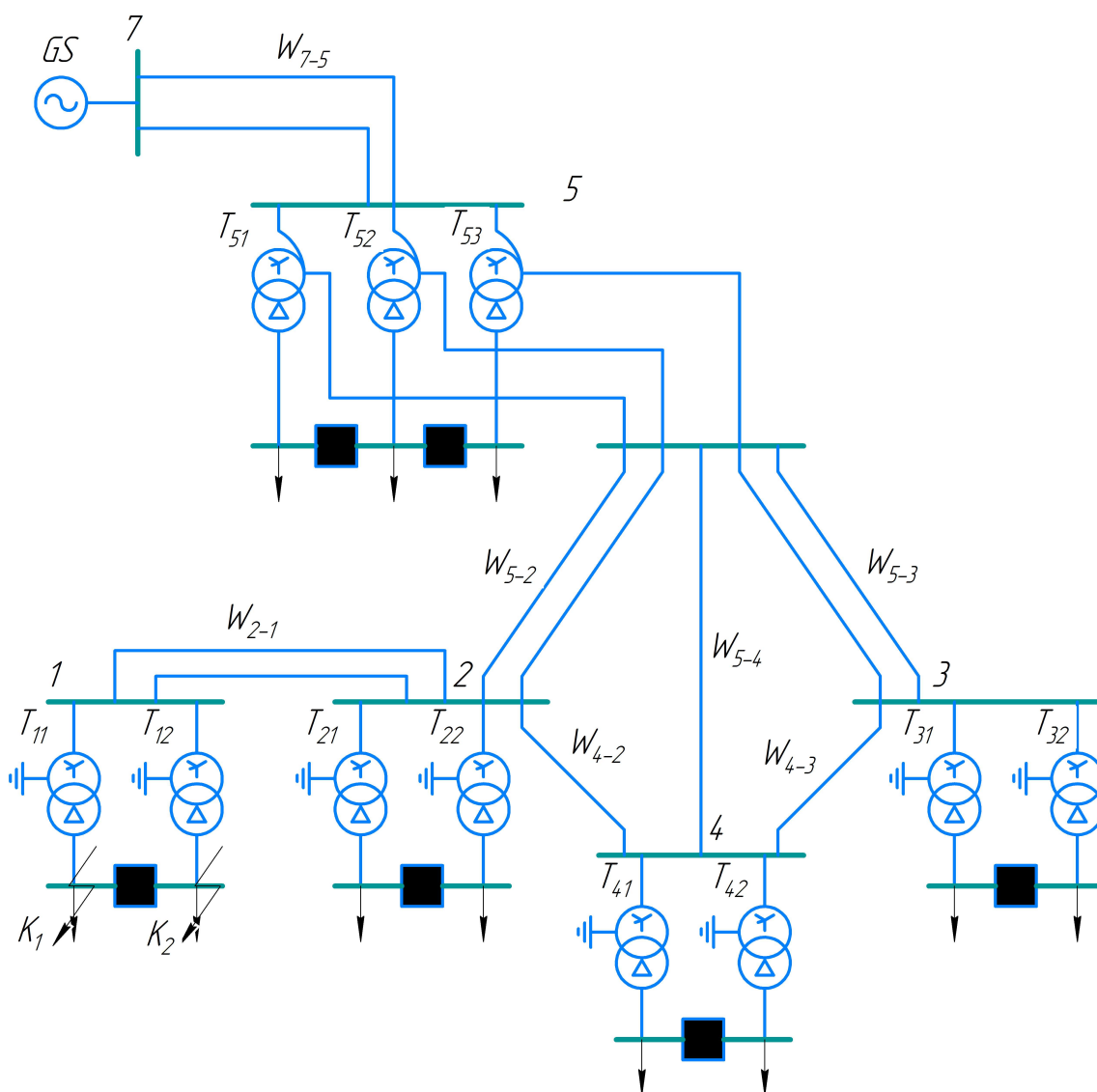


Рис. 8.1. Схема сети для расчёта токов короткого замыкания

8.1. Параметры схемы замещения прямой и обратной последовательности

Для расчёта токов короткого замыкания в программе RastrWin3 требуются следующие данные: активное сопротивление ветви, индуктивное сопротивление ветви, ёмкостная проводимость на землю. Все эти параметры были рассчитаны в п. 3.2 и п. 3.6. Расчётные параметры линий и трансформаторов для ввода в программу RastrWin3 показаны в табл. 8.1.

Таблица 8.1. Расчётные параметры для ввода в программу RastrWin3

Элемент	$R, \text{Ом}$	$X, \text{Ом}$	$B, \text{См} \cdot 10^{-6}$
ЛЭП 7–5	19,20	85,80	529,0
ЛЭП 5–2	4,18	14,34	198,8
ЛЭП 5–4	3,96	13,61	94,3
ЛЭП 5–3	4,90	12,72	169,2
ЛЭП 2–1	6,53	13,44	173,2
ЛЭП 4–2	7,92	11,41	68,67
ЛЭП 3–4	5,47	9,56	59,54
АТ 5 ВН	0,49	59,25	11,75
АТ 5 СН	0,49	0,00	0,00
АТ 5 НН	0,49	131,2	0,00
Тр-р 1	1,32	34,69	19,29
Тр-р 2	0,87	22,02	28,23
Тр-р 3	2,54	55,49	13,07
Тр-р 4	1,32	34,69	19,29

Параметры схемы замещения обратной последовательности элементов электрической сети равны параметрам схемы замещения прямой последовательности в связи с тем, что взаимоиנדукция между фазами не зависит от порядка чередования фаз [10, п. 1.3].

8.2. Параметры схемы замещения нулевой последовательности

Для практических расчётов токов несимметричных коротких замыканий допускается использовать данные о средних значениях отношений сопротивления нулевой и прямой последовательности воздушных линий электропередач, которые приведены в [10, табл. 1.4]. Для составления схемы замещения нулевой последовательности в табл. 8.2 приведены значения, равные отношению сопротивления нулевой и прямой последовательностей.

Таблица 8.2. Коэффициенты нулевой последовательности

Элемент сети	R_0/R_1	X_0/X_1	B_0/B_1
ЛЭП 220 кВ	2,50	3,00	0,70
ЛЭП 110 кВ	2,00	3,50	0,70
Трансформаторы	1,00	0,90	0,70

Параметры схемы замещения нулевой последовательности приведены в табл. 8.3.

Таблица 8.3. Параметры схемы замещения нулевой последовательности

Элемент	$R, Ом$	$X, Ом$	$B, См \cdot 10^{-6}$
ЛЭП 7–5	19,20	85,80	529,0
ЛЭП 5–2	4,18	14,34	198,8
ЛЭП 5–4	3,96	13,61	94,3
ЛЭП 5–3	4,90	12,72	169,2
ЛЭП 2–1	6,53	13,44	173,2
ЛЭП 4–2	7,92	11,41	68,67
ЛЭП 3–4	5,47	9,56	59,54
АТ 5 ВН	0,49	59,25	11,75
АТ 5 СН	0,49	0,00	0,00
АТ 5 НН	0,49	131,2	0,00
Тр-р 1	1,32	34,69	19,29
Тр-р 2	0,87	22,02	28,23
Тр-р 3	2,54	55,49	13,07
Тр-р 4	1,32	34,69	19,29

8.3. Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт токов короткого замыкания производится в программе RastrWin3, на основе данных из п. 8.1 и п. 8.2. Исходные данные и результаты расчетов представлены в приложении И. Значения тока короткого замыкания в точке К₁ приведены в табл. 8.3.

Таблица 8.3. Значение тока КЗ

Точка КЗ	Вид КЗ	$I_{П0}, \text{кА}$
К ₁	3 фазное	12,3

8.4. Определение ударного тока короткого замыкания

Ударный ток короткого замыкания определяется по выражению:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot k_{y\partial}$$

где $k_{y\partial}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания T_a , которая зависит от соотношения активного и индуктивного сопротивлений:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,010}{T_a}},$$

$$T_a = \frac{X_{рез}}{\omega \cdot r_{рез}}.$$

Для определения постоянной времени затухания апериодической составляющей воспользуемся таблицей средних значений [11, табл. 3.6].

Определим ударный ток на шинах низшего напряжения, $T_a = 0,050 \text{ с}$:

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot 12,3 \cdot \left(1 + e^{\frac{0,010}{0,050}}\right) = 38,6 \text{ кА}.$$

9. Выбор выключателей 10 кВ на подстанции 1

В данной главе представлены выбор и проверка выключателей на подстанции 1. Она является тупиковой с нагрузкой 52,7 МВ·А, питающей потребителей II категории. Питание осуществляется от двухцепной воздушной линии по двум трансформаторам.

Для сравнения возьмём два выключателя:

- вакуумный выключатель ВВР–10–31.5/3150А У3;
- элегазовый выключатель LF–10–31.5/3150.

Проверим эти выключатели по расчётным токам короткого замыкания, сравним их по надёжности и технико-экономическим показателям.

9.1. Расчёт токов нормального режима в трансформаторах

Расчёт токов в цепях линий и в трансформаторах необходимо произвести для дальнейшего выбора выключателей на подстанции 1.

На стороне низшего напряжения трансформатора токи определяются по выражениям [11, с. 171]:

$$I_{норм} = \frac{k_3^{норм} \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

$$I_{n/aв} = \frac{k_3^{n/aв} \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

где $I_{норм}$ – ток нормального режима, кА; $S_{ном}, U_{ном}$ – номинальные мощность и напряжение трансформатора; $k_3^{норм}, k_3^{н/ав}$ – коэффициенты загрузки трансформатора в нормальном и послеаварийном режимах.

Вычислим токи трансформатора:

$$I_{норм} = 0,657 \cdot \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1,379 \text{ кА};$$

$$I_{max} = I_{н/ав} = 2 \cdot 0,657 \cdot \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2,758 \text{ кА};$$

9.2. Проверка выключателей по расчётным токам короткого замыкания

Проверка выключателей осуществляется по следующим критериям[10]:

- коммутационной способности;
- электродинамической стойкости;
- термической стойкости.

Технические характеристики выключателей берем из руководств по эксплуатации, для ВВР–10–31.5/3150А У3 из [12], для LF–10–31.5/3150 из [13]. Для наглядности сгруппируем их в табл. 9.1.

Таблица 9.1. Технические характеристики выключателей

Параметр	Выключатель	
	ВВР–10–31.5/3150А У3	LF–10–31.5/3150
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный длительный ток, А	3150	3150
Ток термической стойкости для промежутка времени, 3с, кА	31,5	31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	81	81
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12	12
Номинальный ток отключения выключателя, кА	31,5	31,5
Собственное время отключения, с	0,030	0,048

Как видно из табл. 9.1. характеристики выключателей практически идентичны, проверим их на соответствие расчётным параметрам.

По напряжению установки:

$$U_{ном} \geq U_{уст},$$

$$10,0 = 10,0 \text{ кВ.}$$

По длительному току:

$$I_{ном} \geq I_{мах},$$

$$3150 > 2758 \text{ А.}$$

Проверка по отключающей способности на симметричный ток отключения:

$$I_{откл.ном} \geq I_{П0},$$

$$31,5 > 12,3 \text{ кА.}$$

Возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot \frac{I_{откл.ном}}{100} \geq i_{a.\tau}, \quad (9.1)$$

где β_n – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %; $i_{a.\tau}$ – апериодическая составляющая токов короткого замыкания в момент расхождения контактов [11, с. 112], кА.

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot e^{-\tau/T_a},$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, равная 0,050 с [11, с. 110]; τ – наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в.}$$

где $t_{з.мин}$ – минимальное время действия релейной защиты, с; $t_{с.в.}$ – собственное время отключения выключателя, с.

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 35 \cdot \frac{31,5}{100} = 15,6 \text{ кА}$$

Аperiodическая составляющая токов короткого замыкания в момент расхождения контактов для выключателя ВВР–10–31.5/3150А У3:

$$\tau = 0,010 + 0,030 = 0,040 \text{ с};$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 12,3 \cdot e^{-0,040/0,050} = 7,81 \text{ кА};$$

$$15,6 > 7,81 \text{ кА}.$$

Аperiodическая составляющая токов короткого замыкания в момент расхождения контактов для выключателя LF–10–31.5/3150:

$$\tau = 0,010 + 0,048 = 0,058 \text{ с}$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 12,3 \cdot e^{-0,058/0,050} = 5,45 \text{ кА}$$

$$15,6 > 5,45 \text{ кА}$$

Оба выключателя выполнили условие по выражению (9.1).

Проверим выключатели на термическую стойкость:

$$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_K,$$

где B_K – тепловой импульс тока КЗ, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$, определяемый по выражению:

$$B_K = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a),$$

где $t_{\text{отк}}$ – время отключения КЗ:

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{н.в}}$$

где – $t_{\text{рз}}$ – время действия основных релейных защит [13, с. 208], с; $t_{\text{н.в}}$ – полное время отключения выключателя, с.

$$t_{\text{отк}} = 0,1 + 0,070 = 0,170 \text{ с};$$

$$B_K = 12,3^2 \cdot (0,170 + 0,050) = 33,3 \text{ kA}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверим выполнение условия по термической стойкости:

$$31,5^2 \cdot 3 \geq 33,3,$$

$$2977 \geq 33,3 \text{ kA}^2 \cdot \text{с}.$$

9.3. Сравнение выключателей по надежности

Затратный критерий для сравнения выключателей с учётом ущерба от перерывов в электроснабжении имеет вид[5]:

$$Z_i = EK_i + I_i + Y_i \rightarrow \min,$$

где Y – ущерб от перерывов электроснабжения.

Поэтому необходимо провести сравнение выбранных выключателей по надежности.

Вероятность аварийного состояния элементов схемы:

$$p_{ав} = \frac{\omega_в \cdot t_{ав}}{8760}.$$

где $\omega_в$ – параметр потока отказов, 1/год; $t_{ав}$ – среднее время восстановления, ч.

Параметр потока отказов для вакуумных выключателей $\omega_в = 0,0011$ 1/год по [14]. Анализа статистики отказов для элегазовых выключателей на номинальное напряжение 10 кВ нет, поэтому будем основываться на данных производителя, $\omega_в = 0,004$ 1/год [13]. Среднее время восстановления для обоих выключателей примем 3,5 ч.

Вероятность аварийного простоя вакуумного выключателя:

$$p_{вв} = \frac{0,0011 \cdot 3,5}{8760} = 439 \cdot 10^{-9}.$$

Вероятность аварийного простоя элегазового выключателя:

$$p_{эв} = \frac{0,004 \cdot 3,5}{8760} = 1598 \cdot 10^{-9}.$$

Вероятность полного перерыва электроснабжения равна вероятности аварийного отключения сразу двух выключателей:

$$p_{\Sigma} = p_в^2.$$

Тогда для вакуумного выключателя:

$$p_{\Sigma в} = (439 \cdot 10^{-9})^2 = 0,192 \cdot 10^{-12},$$

для элегазового выключателя:

$$p_{\Sigma 6} = (1598 \cdot 10^{-9})^2 = 2,55 \cdot 10^{-12}$$

Дальнейший расчёт недоотпущенной электроэнергии по причине прекращения электроснабжения и причиненного ущерба не имеет смысла, по причине крайне малой вероятности такого события. Но стоит отметить более высокую надежность вакуумных выключателей.

9.4. Сравнение выключателей по экономическим показателям

Так как возможный ущерб от прекращения электроснабжения по причине аварийного отключения выключателей крайне мал, можно перейти к расчету приведенных затрат по формуле (4.1):

$$Z_i = I_i + EK_i \rightarrow \min$$

Капиталовложения в выключатели возьмём из [15], стоимость вакуумного выключателя ВВР–10–31.5/3150А У3 – $K_6 = 575 \text{ тыс. руб.}$, стоимость элегазового выключателя LF–10–31.5/3150 – $K_9 = 862 \text{ тыс. руб.}$

Ежегодные издержки определяются эксплуатационными затратами по формуле (2.16) и амортизационными отчислениями:

$$I_a = \alpha_a \cdot K$$

где α_a – норма амортизации за один год, определяемая по выражению:

$$\alpha_a = \frac{K - K_l}{K \cdot T_c},$$

где K_l – ликвидная стоимость выключателя, примем равной $K_l=0$; T_c – срок службы выключателя, равный $T_c=30$ лет [12, 13].

Тогда норма амортизации для выключателей:

$$\alpha_a = \frac{1}{T_c} = \frac{1}{30} = 0,033.$$

Ежегодные издержки для вакуумного выключателя:

$$E_{\text{в}} = I_{\text{а.в}} + I_{\text{э}} = 0,033 \cdot 575 + 0,094 \cdot 575 = 73,0 \text{ тыс. руб.}$$

Ежегодные издержки для элегазового выключателя:

$$E_{\text{в}} = I_{\text{а.в}} + I_{\text{э}} = 0,033 \cdot 862 + 0,094 \cdot 862 = 109 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные затраты для выключателя ВВР–10–31.5/3150А УЗ:

$$Z_{\text{в}} = 73 + 0,075 \cdot 575 = 116 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные затраты для выключателя LF–10–31.5/3150:

$$Z_{\text{в}} = 109 + 0,075 \cdot 862 = 174 \text{ тыс. руб.}$$

По критерию приведенных затрат оптимальным является выбор выключателя ВВР–10–31.5/3150А УЗ.

Сравнение выключателей показало, что и вакуумный, и элегазовый выключатели соответствуют требуемым техническим характеристикам.

Вакуумный выключатель отличаются большей надежностью, а так же имеет лучшие экономические показатели. Поэтому выбираем для установки на подстанцию 1 выключатели ВВР–10–31.5/3150А УЗ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При анализе работы действующей сети и проектируемой части были обработаны исходные данные с использованием программно–вычислительного комплекса RastrWin3.

Представлены два варианта проектируемой сети, проведено их сравнение по технико–экономическим показателям. Выбран оптимальный вариант развития районной сети.

Выполнен расчёт и анализ нормального и послеаварийного установившихся режимов электрической сети по суточным графикам нагрузки. Расчёты произведены с использованием программно–вычислительного комплекса RastrWin3.

Произведена оптимизация режима по напряжению и коэффициентам трансформации. Определены уровни напряжения в питающем узле, коэффициент трансформации автотрансформатора на подстанции 5, при которых наблюдаются минимальные потери активной мощности. Удалось добиться снижения издержек связанных с потерей электроэнергии.

Для подстанции 1 произведен выбор выключателей на 10 кВ. Рассчитаны токи короткого замыкания на стороне низшего напряжения с использованием программно–вычислительного комплекса RastrWin3. Осуществлено сравнение выключателей по техническим характеристикам, надежности и технико–экономическим показателям. Выбран оптимальный выключатель.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Герасименко А. А. Электроэнергетические системы и сети. Версия 1.0 [Электронный ресурс] : метод. указания по курсовому проектированию / А. А. Герасименко, Е. С. Кинев, Л.И. Пилюшенко – Красноярск : ИПК СФУ, 2008.
2. Карапетян И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро; под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
3. Герасименко А. А. Электроэнергетические системы и сети: Программа курса, контрольные задания и метод. указания для студентов заочного факультета электроэнергетических специальностей./ А. А. Герасименко, Л.И. Пилюшенко; Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003. 54с.
4. Блок В.М., Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов, 2–е изд., перераб. и доп. /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно, С.А. Гусева, Я.Х. Герхард, А.А. Ванас; – М.: Высш. шк. 1990. – 383 с.
5. Герасименко А.А. Электрические системы и сети: учебное пособие. /А.А. Герасименко, В.Т. Федин; Ростов н/Д : Феникс, 2023. 473с.
6. СТО 59012820-29.240.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения.
7. Усть-Каменогорский конденсаторный завод, каталог продукции : официальный сайт. – 2023. – URL: <https://www.ukkz.com/wp-content/uploads/2022/01/bsk.pdf>
8. Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ – ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 65 с.
9. Инфляционные калькуляторы. – 2019. – URL: http://уровеньинфляции.рф/инфляционные_калькуляторы.aspx
- 10.Ерошенко С.А. Расчет токов коротких замыканий в энергосистемах : учеб. пособие / С.А. Ерошенко [и др.].— Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2019. — 104 с

11. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станции и подстанции: учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Корнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Академия, 2005. – 448 с.
12. Руководство по эксплуатации РГВА 674152.021 РЭ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ВАКУУМНЫЙ ТИПА ВВР-10 привод электромагнитный – 2023 – URL: https://ls-electric.ru/f/rukovodstvo_po_ekspluatacii_vakumnye_vyklyuchateli_serii_vvr_10_rosvakuum_primechanie_e.pdf
13. Распределение электроэнергии. Элегазовые выключатели серии LF 6, 10 кВ – 2000 – URL: https://www.tesli.com/upload/iblock/be6/schneider_electric_lf.pdf
14. О характеристиках надежности ячеек маломасляных и вакуумных выключателей 6–10 кВ – 2019 – URL: <https://eepir.ru/article/o-harakteristikah-nadeghnosti-yacheek-malomaslyanyh-i-vakuumnyh-vyklyuchateley-6-10-kv/>
15. Вакуумный выключатель ВВР-10-31.5/3150А У3, страница товара – 2023 – URL: <https://ls-electric.ru/magazin/product/vakuumnyj-vyklyuchatel-vvr-10-31-5-3150a-u3-220v-50gc-e040-01>

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Исходные данные и расчёт электрического режима действующей ЭС

Таблица А.1. Исходные данные для узлов

Тип	Ном.	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш
База	7	Балансирующий узел	220	0	0	0	0	242	-500	500	0
Нагр	5	ПС5 СН	110	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	500	ПС5 ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	501	ПС5 Т1 пром. точка	220	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	502	ПС5 Т2 пром. точка	220	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	503	ПС5 НН	10	10	10	0	0	0	0	0	0

Таблица А.2. Исходные данные для ветвей

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Kт/г
ЛЭП	7	500	Балансирующий узел - ПС5 ВН	19,2	85,8	0	529	0
ЛЭП	7	500	Балансирующий узел - ПС5 ВН	19,2	85,8	0	529	0
Тр-р	500	501	ПС5 ВН - ПС5 Т1 пром. точка	0,173	97,9	4,02	38,73	1
Тр-р	501	5	ПС5 Т1 пром. точка - ПС5 СН	0,173	0	0	0	0,526
Тр-р	501	503	ПС5 Т1 пром. точка - ПС5 НН	0,346	164	0	0	0,048
Тр-р	500	502	ПС5 ВН - ПС5 Т2 пром. точка	0,173	97,9	4,02	38,73	1
Тр-р	502	5	ПС5 Т2 пром. точка - ПС5 СН	0,173	0	0	0	0,526
Тр-р	502	503	ПС5 Т2 пром. точка - ПС5 НН	0,346	164	0	0	0,048

Таблица А.3. Результаты расчёта электрического режима действующей ЭС

Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
N_кон	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
7	Балансирующий узел	242				10,8	76,1	242	-500	500	
500	ПС5 ВН	233,6		-5	-38	0,18	0,79	92		29,92	
500	ПС5 ВН	233,6		-5	-38	0,18	0,79	92		29,92	
5	ПС5 СН	121,74	-0,55								
5	ПС5 Т1 пром. точка	231,4									
5	ПС5 Т2 пром. точка	231,4									
500	ПС5 ВН	233,58	-0,03								

500	Балансирующий узел	242		5	7	0,1 8	0,7 9	22		29,92	
500	Балансирующий узел	242		5	7	0,1 8	0,7 9	22		29,92	
501	ПС5 Т1 пром. точка	231,4	-0,5	-5	-7		0,0 9	22	0,22	2,11	
502	ПС5 Т2 пром. точка	231,4	-0,5	-5	-7		0,0 9	22	0,22	2,11	
501	ПС5 Т1 пром. точка	231,4	-0,55								
501	ПС5 ВН	233,6	0,5	5	5		0,0 9	18	0,22	2,11	
5	ПС5 СН	121,7									
503	ПС5 НН	10,9	-0,9	-5	-5		0,1 6	18			
502	ПС5 Т2 пром. точка	231,4	-0,55								
502	ПС5 ВН	233,6	0,5	5	5		0,0 9	18	0,22	2,11	
5	ПС5 СН	121,7									
503	ПС5 НН	10,9	-0,9	-5	-5		0,1 6	18			
Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
N_кон	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
503	ПС5 НН	10,89	-1,44	10	10						
503	ПС5 Т1 пром. точка	231,4	0,9	5	5		0,1 6	374			
503	ПС5 Т2 пром. точка	231,4	0,9	5	5		0,1 6	374			

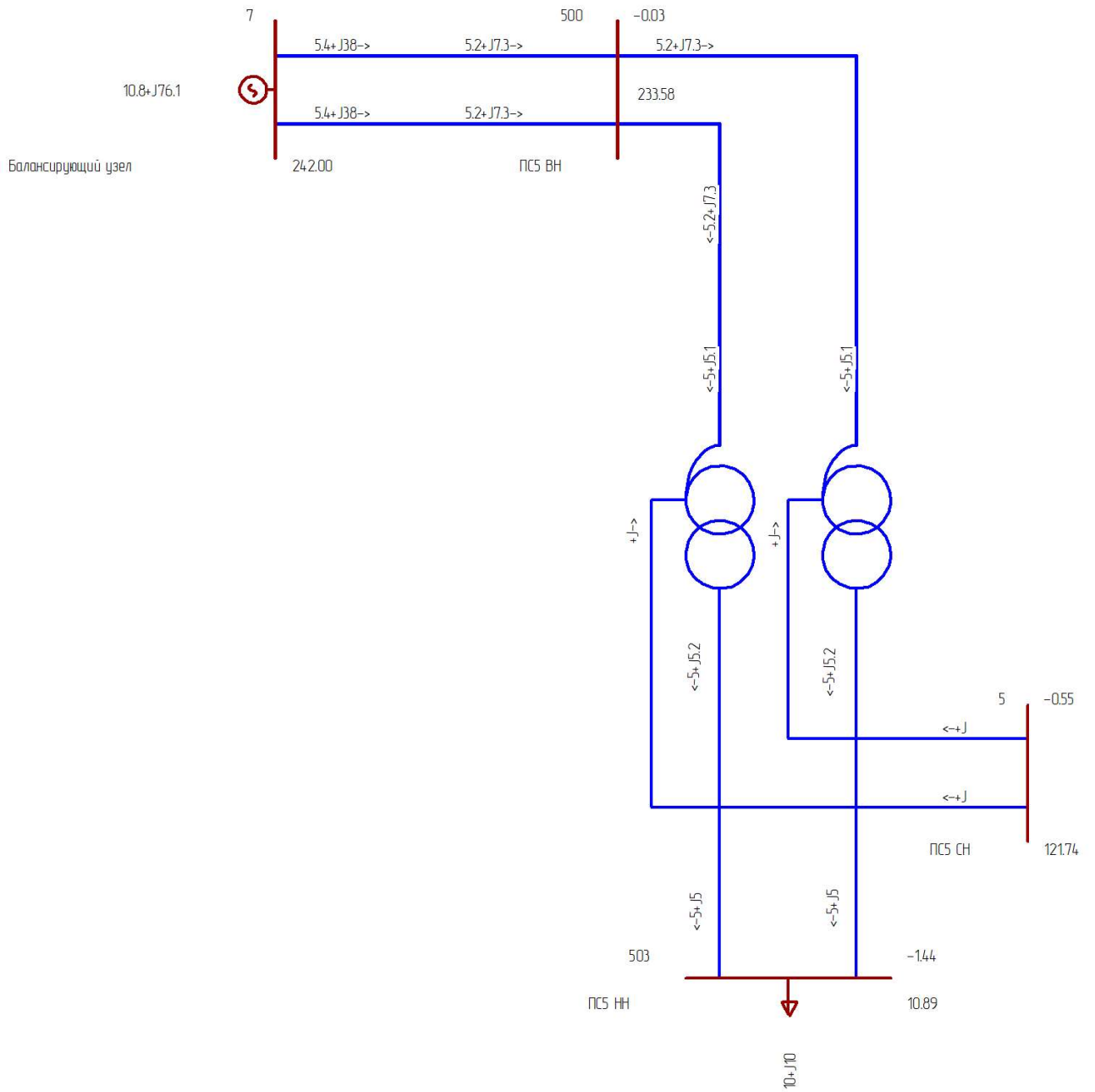


Рис. А.1. Результат расчёта электрического режима действующей ЭС

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчёт предварительного потокораспределения для вариантов ЭС

Таблица Б.1. Исходные данные для узлов

Тип	Номер	Название	U ном	N сxn	Район	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q min	Q max	B ш
Нагр	1	ПС1	330	0	1	50,0	16,5	0	0	0	0	0	0
Нагр	2	ПС2	330	0	1	64,0	21,1	0	0	0	0	0	0
Нагр	3	ПС3	330	0	1	36,0	11,9	0	0	0	0	0	0
Нагр	4	ПС4	330	0	1	48,0	15,8	0	0	0	0	0	0
База	5	БУ	330	0	1	0	0	0	0	330	-1000	1000	0

Таблица Б.2. Исходные данные для линий первого варианта сети

Тип	N нач	N кон	N п	ID Гр	Название	R	X	B	Кт/г	N анц
ЛЭП	5	2	0	0	БУ - ПС2	0,354	14,2	0	0	0
ЛЭП	5	2	0	0	БУ - ПС2	0,354	14,2	0	0	0
ЛЭП	2	1	0	0	ПС2 - ПС1	0,320	12,8	0	0	0
ЛЭП	2	1	0	0	ПС2 - ПС1	0,320	12,8	0	0	0
ЛЭП	5	4	0	0	БУ - ПС4	0,336	13,4	0	0	0
ЛЭП	5	4	0	0	БУ - ПС4	0,336	13,4	0	0	0
ЛЭП	4	3	0	0	ПС4 - ПС3	0,224	8,96	0	0	0
ЛЭП	4	3	0	0	ПС4 - ПС3	0,224	8,96	0	0	0

Таблица Б.3. Результаты расчёта предварительного потокораспределения для первого варианта сети

Номер	Название	V	Delta	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q min	Q max
Ny	Название	V 2	dDelta	P л	Q л	dP	dQ	I л	P ш	Q ш
1	ПС1	328,77	-0,59	50	16,5					
2	ПС2	329,1	0,2	25	8		0,08	46		
2	ПС2	329,1	0,2	25	8		0,08	46		
2	ПС2	329,12	-0,42	64	21,1					
5	БУ	330	0,4	57	19	0,01	0,47	105		
5	БУ	330	0,4	57	19	0,01	0,47	105		
1	ПС1	328,8	-0,2	-25	-8		0,08	46		
1	ПС1	328,8	-0,2	-25	-8		0,08	46		
3	ПС3	329,21	-0,38	36	11,9					
4	ПС4	329,4	0,1	18	6		0,03	33		
4	ПС4	329,4	0,1	18	6		0,03	33		
4	ПС4	329,39	-0,3	48	15,8					
5	БУ	330	0,3	42	14	0,01	0,24	78		
5	БУ	330	0,3	42	14	0,01	0,24	78		
3	ПС3	329,2	-0,1	-18	-6		0,03	33		
3	ПС3	329,2	-0,1	-18	-6		0,03	33		
5	БУ	330				198	67	330	-1000	1000
2	ПС2	329,1	-0,4	-57	-19	0,01	0,47	105		
2	ПС2	329,1	-0,4	-57	-19	0,01	0,47	105		
4	ПС4	329,4	-0,3	-42	-14	0,01	0,24	78		
4	ПС4	329,4	-0,3	-42	-14	0,01	0,24	78		

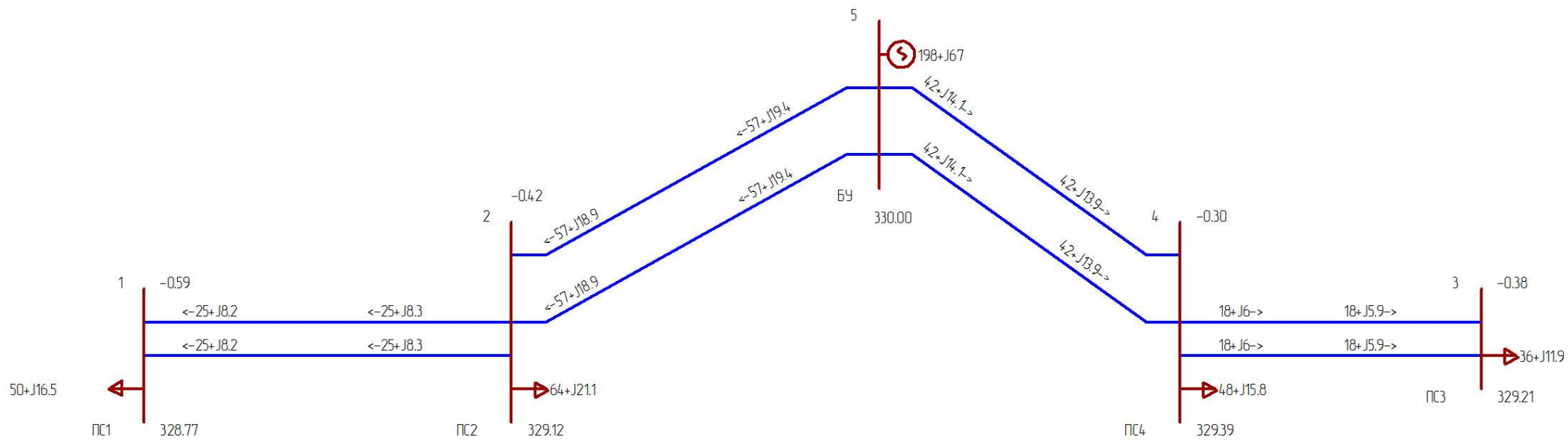


Рис. Б.1. Результат расчета предварительного потокораспределения для первого варианта сети

Таблица Б.4. Исходные данные для линий второго варианта сети

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Гр	Назв	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц
ЛЭП	5	2	0	0	БУ - ПС2	0,354	14,2	0	0	0	0
ЛЭП	5	4	0	0	БУ - ПС4	0,336	13,4	0	0	0	0
ЛЭП	5	3	0	0	БУ - ПС3	0,308	12,3	0	0	0	0
ЛЭП	2	1	0	0	ПС2 - ПС1	0,320	12,8	0	0	0	0
ЛЭП	2	1	0	0	ПС2 - ПС1	0,320	12,8	0	0	0	0
ЛЭП	4	2	0	0	ПС4 - ПС2	0,263	10,5	0	0	0	0
ЛЭП	3	4	0	0	ПС3 - ПС4	0,224	8,96	0	0	0	0

Таблица Б.5. Результаты расчёта предварительного потокораспределения для второго варианта сети

Номер	Название	V	Delta	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q min	Q max	Q ш
Ny	Название	V 2	dDelta	P л	Q л	dP	dQ	I л	P ш	Q ш	
1	ПС1	328,38	-0,78	50	16,5						
2	ПС2	328,7	0,2	25	8		0,08	46			
2	ПС2	328,7	0,2	25	8		0,08	46			
2	ПС2	328,72	-0,61	64	21,1						
5	БУ	330	0,6	82	27	0,02	0,98	152			
1	ПС1	328,4	-0,2	-25	-8		0,08	46			
1	ПС1	328,4	-0,2	-25	-8		0,08	46			
4	ПС4	329,1	0,2	32	11		0,11	59			
3	ПС3	329,27	-0,35	36	11,9						
5	БУ	330	0,3	54	18	0,01	0,37	100			
4	ПС4	329,1	-0,1	-18	-6		0,03	34			
4	ПС4	329,09	-0,43	48	15,8						
5	БУ	330	0,4	62	20	0,01	0,52	114			
2	ПС2	328,7	-0,2	-32	-11		0,11	59			
3	ПС3	329,3	0,1	18	6		0,03	34			
5	БУ	330				198	67,5	330	-1000	1000	
2	ПС2	328,7	-0,6	-82	-28	0,02	0,98	152			
4	ПС4	329,1	-0,4	-62	-21	0,01	0,52	114			
3	ПС3	329,3	-0,3	-54	-18	0,01	0,37	100			

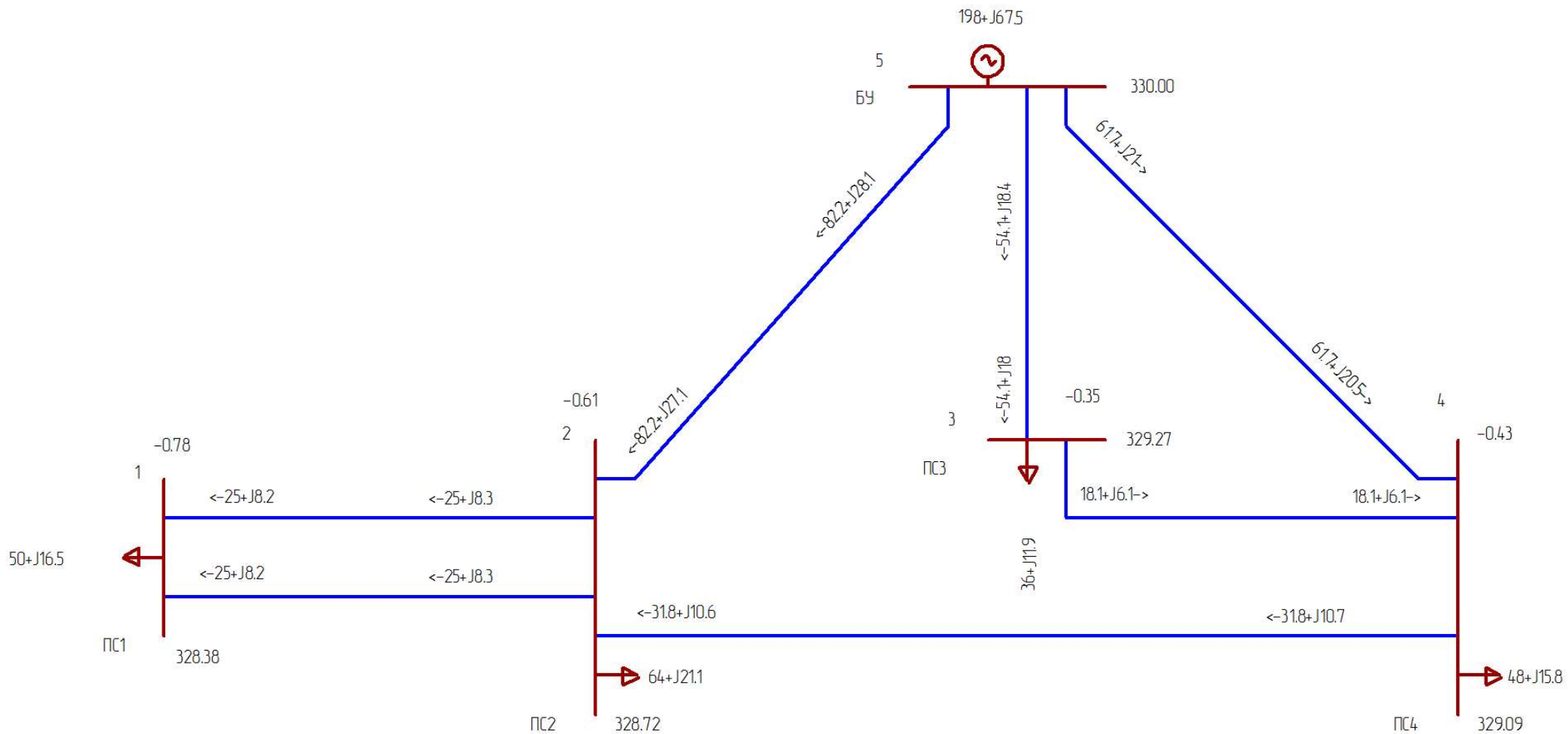


Рис. Б.2. Результат расчета предварительного потокораспределения для второго варианта сети

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Исходные данные и расчёт электрического режима действующей электропередачи с учетом дальнейшего развития ЭС для первого варианта

Таблица В.1. Исходные данные для узлов

Тип	Ном.	Название	U ном	N _{сх} н	P _н	Q _н	P _г	Q _г	V _{зд}	Q _{mi} н	Q _{ma} х	B _ш	V
База	7	БУ	220	0	0	0	0	0	242	-500	500	0	242
Нагр	5	ПС5 СН	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110
Нагр	500	ПС5 ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	220
Нагр	501	ПС5 Т1 пром. точка	220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	220
Нагр	502	ПС5 Т2 пром. точка	220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	220
Нагр	503	ПС5 НН	10	0	10	10	0	0	0	0	0	0	10
Нагр	2	ПС2 ВН	220	0	64	21,1	0	0	0	0	0	0	220
Нагр	1	ПС1 ВН	220	0	50	16,5	0	0	0	0	0	0	220
Нагр	4	ПС4 ВН	110	0	48	15,8	0	0	0	0	0	0	110
Нагр	3	ПС3 ВН	110	0	36	11,2	0	0	0	0	0	0	110

Таблица В.2. Исходные данные для линий

Тип	N _{нач}	N _{кон}	Название	R	X	B	Kт/г	N _{анц}
ЛЭП	7	500	БУ - ПС5 ВН	19,2	85,8	-529	0	0
ЛЭП	7	500	БУ - ПС5 ВН	19,2	85,8	-529	0	0
Тр-р	500	501	ПС5 ВН - ПС5 Т1 пром. точка	0,173	97,9	38,73	1,00	0
Тр-р	501	5	ПС5 Т1 пром. точка - ПС5 СН	0,173	0,00	0,00	0,526	0
Тр-р	501	503	ПС5 Т1 пром. точка - ПС5 НН	0,346	164	0,00	0,048	0
Тр-р	500	502	ПС5 ВН - ПС5 Т2 пром. точка	0,173	97,9	38,73	1,00	0
Тр-р	502	5	ПС5 Т2 пром. точка - ПС5 СН	0,173	0,00	0,00	0,526	0
Тр-р	502	503	ПС5 Т2 пром. точка - ПС5 НН	0,346	164	0,00	0,048	0
ЛЭП	500	2	ПС5 ВН - ПС2 ВН	4,18	15,4	-92,2	0	0
ЛЭП	500	2	ПС5 ВН - ПС2 ВН	4,18	15,4	-92,2	0	0
ЛЭП	2	1	ПС2 ВН - ПС1 ВН	3,78	13,9	-83,3	0	0
ЛЭП	2	1	ПС2 ВН - ПС1 ВН	3,78	13,9	-83,3	0	0
ЛЭП	5	4	ПС5 СН - ПС4 ВН	3,96	13,6	-94,3	0	0
ЛЭП	5	4	ПС5 СН - ПС4 ВН	3,96	13,6	-94,3	0	0
ЛЭП	4	3	ПС4 ВН - ПС3 ВН	3,96	13,6	-94,3	0	0
ЛЭП	4	3	ПС4 ВН - ПС3 ВН	3,96	13,6	-94,3	0	0

Таблица В.3. Результаты расчёта электрического режима сети

Номер	Название	V	Delta	P _н	Q _н	P _г	Q _г	V _{зд}	Q _{min}	Q _{max}
N _y	Название	V ₂	dDelta	P _л	Q _л	dP	dQ	I _л	P _ш	Q _ш
7	БУ	242				219,4	50,9	242	-500	500
500	ПС5 ВН	221,7	-9,3	-110	-25	4,5	20,09	269		-28,49
500	ПС5 ВН	221,7	-9,3	-110	-25	4,5	20,09	269		-28,49
5	ПС5 СН	112,34	-14,93							
501	ПС5 Т1 пром. точка	213,6		43	14	0,01		231		
502	ПС5 Т2 пром. точка	213,6		43	14	0,01		231		
4	ПС4 ВН	109,2	-2,4	-43	-14	0,64	2,18	230		-1,16
4	ПС4 ВН	109,2	-2,4	-43	-14	0,64	2,18	230		-1,16

500	ПС5 ВН	221,67	-9,26							
7	БУ	242	9,3	105	34	4,5	20,09	288		-28,49
7	БУ	242	9,3	105	34	4,5	20,09	288		-28,49
501	ПС5 Т1 пром. точка	213,6	-5,7	-48	-23	0,01	5,42	138	0,2	1,9
502	ПС5 Т2 пром. точка	213,6	-5,7	-48	-23	0,01	5,42	138	0,2	1,9
2	ПС2 ВН	219,7	-1	-57	-12	0,3	1,09	152		-4,49
2	ПС2 ВН	219,7	-1	-57	-12	0,3	1,09	152		-4,49
501	ПС5 Т1 пром. точка	213,57	-14,94							
500	ПС5 ВН	221,7	5,7	48	15	0,01	5,42	136	0,2	1,9
5	ПС5 СН	112,3		-43	-14	0,01		121		
503	ПС5 НН	10,2	-1	-5	-2		0,1	14		
502	ПС5 Т2 пром. точка	213,57	-14,94							
500	ПС5 ВН	221,7	5,7	48	15	0,01	5,42	136	0,2	1,9
5	ПС5 СН	112,3		-43	-14	0,01		121		
503	ПС5 НН	10,2	-1	-5	-2		0,1	14		
503	ПС5 НН	10,16	-15,96	10	3					
501	ПС5 Т1 пром. точка	213,6	1	5	1		0,1	295		
502	ПС5 Т2 пром. точка	213,6	1	5	1		0,1	295		
2	ПС2 ВН	219,66	-10,23	64	21,1					
500	ПС5 ВН	221,7	1	57	15	0,3	1,09	155		-4,49
500	ПС5 ВН	221,7	1	57	15	0,3	1,09	155		-4,49
1	ПС1 ВН	218,8	-0,4	-25	-4	0,05	0,19	67		-4
1	ПС1 ВН	218,8	-0,4	-25	-4	0,05	0,19	67		-4
1	ПС1 ВН	218,83	-10,61	50	16,5					
2	ПС2 ВН	219,7	0,4	25	8	0,05	0,19	69		-4
2	ПС2 ВН	219,7	0,4	25	8	0,05	0,19	69		-4
4	ПС4 ВН	109,19	-17,37	48	15,8					
5	ПС5 СН	112,3	2,4	42	13	0,64	2,18	232		-1,16
5	ПС5 СН	112,3	2,4	42	13	0,64	2,18	232		-1,16
3	ПС3 ВН	107,9	-1,1	-18	-5	0,12	0,4	99		-1,11
3	ПС3 ВН	107,9	-1,1	-18	-5	0,12	0,4	99		-1,11
3	ПС3 ВН	107,87	-18,46	36	11,2					
4	ПС4 ВН	109,2	1,1	18	6	0,12	0,4	100		-1,11
4	ПС4 ВН	109,2	1,1	18	6	0,12	0,4	100		-1,11

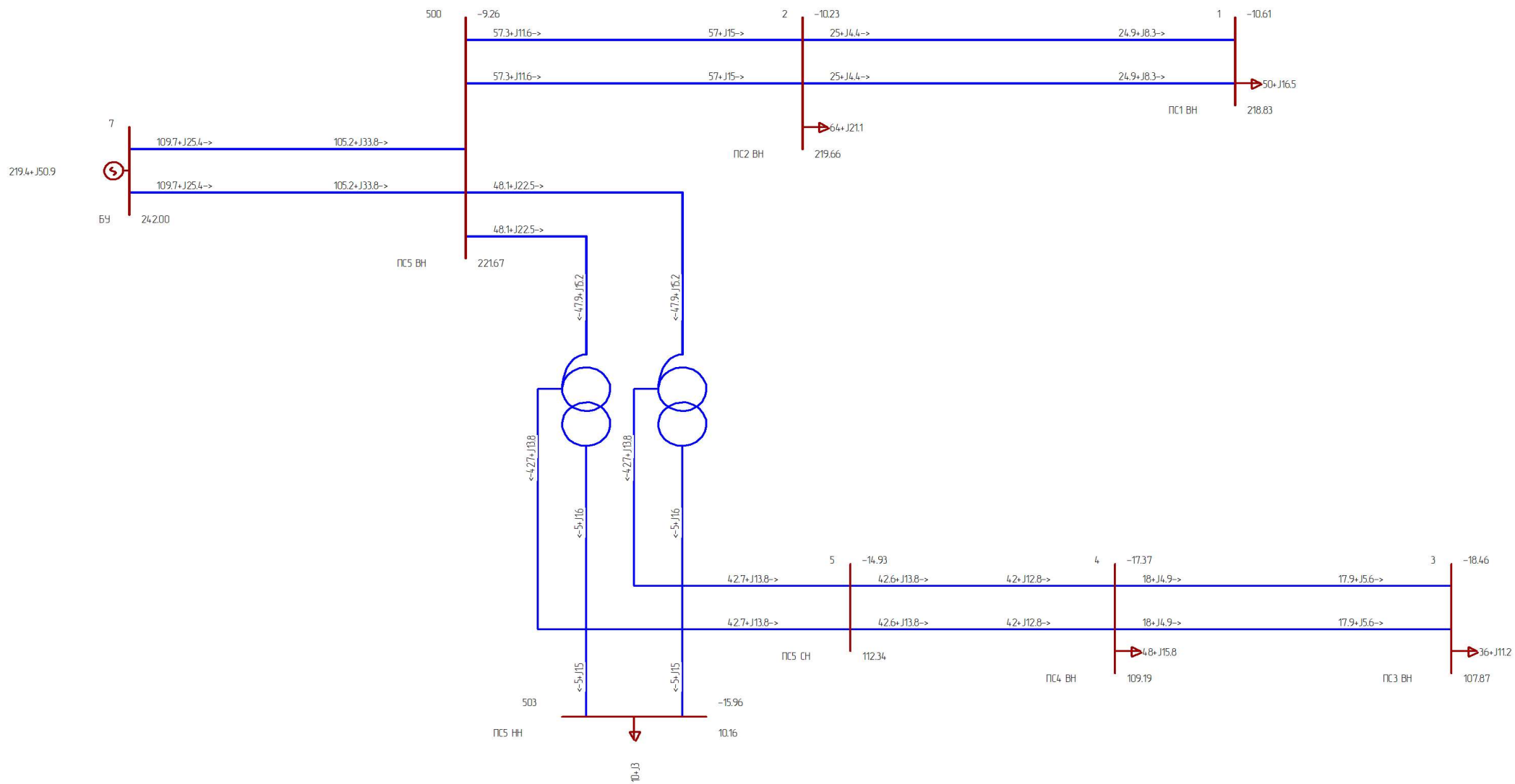


Рис. В.1. Результаты расчёта электрического режима сети

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчёт потокораспределения для второго варианта ЭС после изменения схемы

Таблица Г.1. Исходные данные для узлов

Тип	Номер	Название	U ном	N схн	Район	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q min	Q max	B ш
Нагр	1	ПС1	330	0	1	50,0	16,5	0	0	0	0	0	0
Нагр	2	ПС2	330	0	1	64,0	21,1	0	0	0	0	0	0
Нагр	3	ПС3	330	0	1	36,0	11,9	0	0	0	0	0	0
Нагр	4	ПС4	330	0	1	48,0	15,8	0	0	0	0	0	0
База	5	БУ	330	0	1	0	0	0	0	330	-1000	1000	0

Таблица Г.2. Исходные данные для линий

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	Кт/г	N анц	БД анц
ЛЭП	5	2	БУ - ПС2	0,354	14,2	0	0	0	0
ЛЭП	5	2	БУ - ПС2	0,354	14,2	0	0	0	0
ЛЭП	5	4	БУ - ПС4	0,336	13,4	0	0	0	0
ЛЭП	5	3	БУ - ПС3	0,308	12,3	0	0	0	0
ЛЭП	5	3	БУ - ПС3	0,308	12,3	0	0	0	0
ЛЭП	2	1	ПС2 - ПС1	0,320	12,8	0	0	0	0
ЛЭП	2	1	ПС2 - ПС1	0,320	12,8	0	0	0	0
ЛЭП	4	2	ПС4 - ПС2	0,263	10,5	0	0	0	0
ЛЭП	3	4	ПС3 - ПС4	0,224	8,96	0	0	0	0

Таблица Г.3. Результаты расчета потокораспределения

Номер	Название	V	Delta	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q min	Q max	Q ш
	Название	V 2	dDelta	P л	Q л	dP	dQ	I л	P ш	Q ш	
1	ПС1	328,89	-0,54	50	16,5						
2	ПС2	329,2	0,2	25	8		0,08	46			
2	ПС2	329,2	0,2	25	8		0,08	46			
2	ПС2	329,23	-0,37	64	21,1						
5	БУ	330	0,4	50	16	0,01	0,36	92			
5	БУ	330	0,4	50	16	0,01	0,36	92			
1	ПС1	328,9	-0,2	-25	-8		0,08	46			
1	ПС1	328,9	-0,2	-25	-8		0,08	46			
4	ПС4	329,4	0,1	15	5		0,02	27			
3	ПС3	329,61	-0,19	36	11,9						
5	БУ	330	0,2	29	10		0,1	53			
5	БУ	330	0,2	29	10		0,1	53			
4	ПС4	329,4	-0,1	-22	-7		0,04	40			
4	ПС4	329,4	-0,29	48	15,8						
5	БУ	330	0,3	41	14	0,01	0,23	76			
2	ПС2	329,2	-0,1	-15	-5		0,02	27			
3	ПС3	329,6	0,1	22	7		0,04	40			
5	БУ	330				198	66,7	330	-1000	1000	
2	ПС2	329,2	-0,4	-50	-17	0,01	0,36	92			

2	ПС2	329,2	-0,4	-50	-17	0,01	0,36	92			
4	ПС4	329,4	-0,3	-41	-14	0,01	0,23	76			
3	ПС3	329,6	-0,2	-29	-10		0,1	53			
3	ПС3	329,6	-0,2	-29	-10		0,1	53			

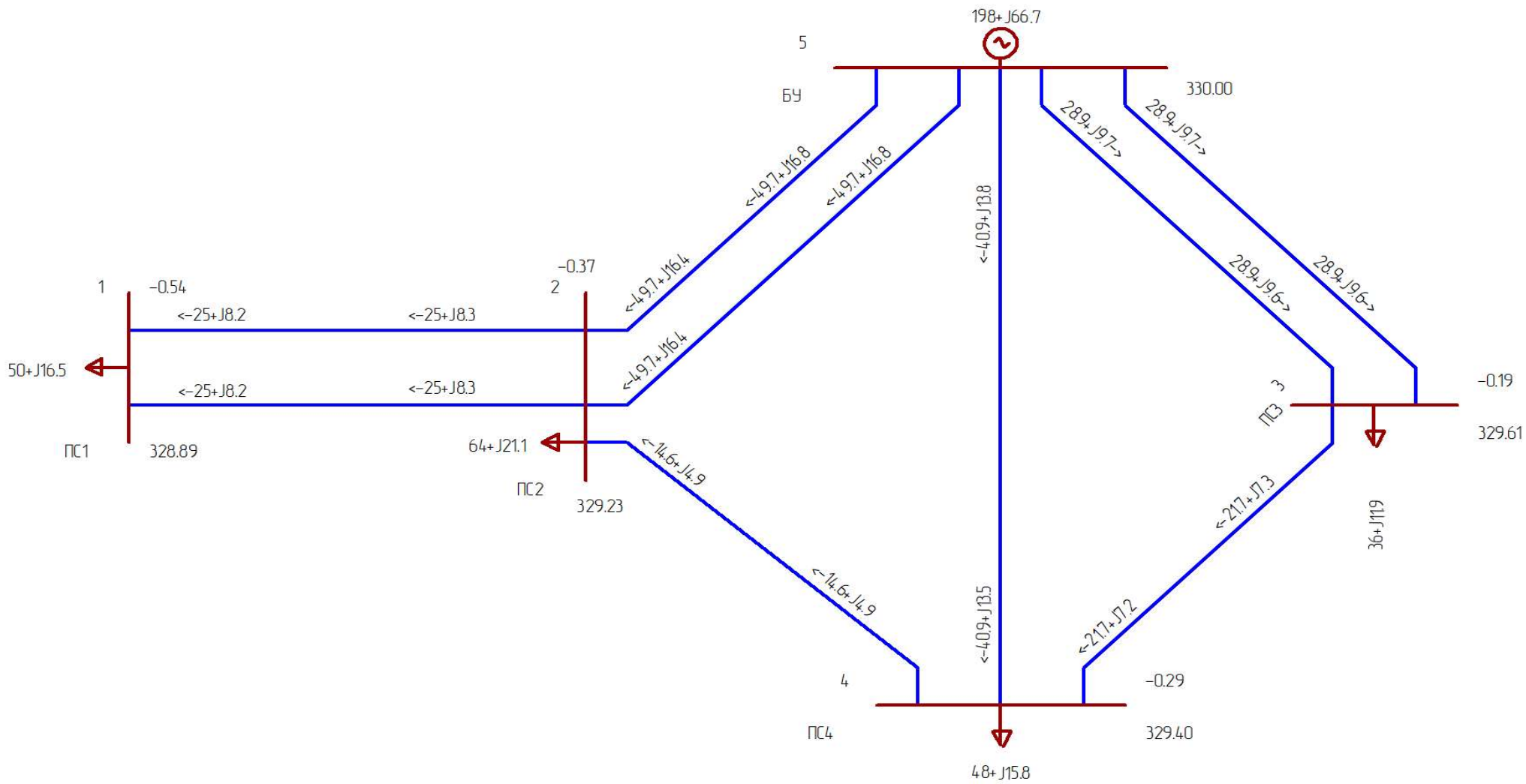


Рис. Г.1. Результаты расчёта потокораспределения

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Потокораспределение в нормальном и аварийном режиме для второго варианта ЭС

Таблица Д.1. Исходные данные для узлов

Тип	Номер	Название	U ном	N сxn	Район	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q min	Q_max
Нагр	1	ПС1	110	0	1	50,0	16,5	0	0	0	0	0
Нагр	2	ПС2	110	0	1	64,0	21,1	0	0	0	0	0
Нагр	3	ПС3	110	0	1	36,0	11,9	0	0	0	0	0
Нагр	4	ПС4	110	0	1	48,0	15,8	0	0	0	0	0
База	5	БУ	110	0	1	0	0	0	0	115	-500	500

Таблица Д.2. Исходные данные для линий в нормальном режиме

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	Кт/г	N анц	БД анц
ЛЭП	5	2	БУ - ПС2	4,1772	14,337	-198,8064	0	0	0
ЛЭП	5	2	БУ - ПС2	4,1772	14,337	-198,8064	0	0	0
ЛЭП	5	4	БУ - ПС4	3,9648	13,608	-94,3488	0	0	0
ЛЭП	5	3	БУ - ПС3	4,8972	12,7204	-169,2152	0	0	0
ЛЭП	5	3	БУ - ПС3	4,8972	12,7204	-169,2152	0	0	0
ЛЭП	2	1	ПС2 - ПС1	6,528	13,44	-173,248	0	0	0
ЛЭП	2	1	ПС2 - ПС1	6,528	13,44	-173,248	0	0	0
ЛЭП	4	2	ПС4 - ПС2	7,9163	11,4142	-68,6693	0	0	0
ЛЭП	3	4	ПС3 - ПС4	5,4656	9,5648	-59,5392	0	0	0

Таблица Д.3. Исходные данные для линий в аварийном режиме

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	Кт/г	N анц	БД анц
ЛЭП	5	2	БУ - ПС2	4,1772	14,337	-198,8064	0	0	0
ЛЭП	5	2	БУ - ПС2	4,1772	14,337	-198,8064	0	0	0
ЛЭП	5	3	БУ - ПС3	4,8972	12,7204	-169,2152	0	0	0
ЛЭП	5	3	БУ - ПС3	4,8972	12,7204	-169,2152	0	0	0
ЛЭП	2	1	ПС2 - ПС1	6,528	13,44	-173,248	0	0	0
ЛЭП	2	1	ПС2 - ПС1	6,528	13,44	-173,248	0	0	0
ЛЭП	4	2	ПС4 - ПС2	7,9163	11,4142	-68,6693	0	0	0
ЛЭП	3	4	ПС3 - ПС4	5,4656	9,5648	-59,5392	0	0	0

Таблица Д.4. Результаты расчета нормального режима

Номер	Название	V	Delta	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q min	Q max	Q ш
Ny	Название	V 2	dDelta	P л	Q л	dP	dQ	I л	P ш	Q ш	
1	ПС1	107,4	-4,2	50	16,5						
2	ПС2	110,1	1,3	25	8	0,4	0,83	142		2,05	
2	ПС2	110,1	1,3	25	8	0,4	0,83	142		2,05	
2	ПС2	110,11	-2,86	64	21,1						
5	БУ	115	2,9	50	21	1,04	3,56	285		2,52	
5	БУ	115	2,9	50	21	1,04	3,56	285		2,52	
1	ПС1	107,4	-1,3	-25	-11	0,4	0,83	146		2,05	

1	ПС1	107,4	-1,3	-25	-11	0,4	0,83	146		2,05	
4	ПС4	111,4	0,6	14	2	0,13	0,19	74		0,84	
3	ПС3	112,71	-1,4	36	11,9						
5	БУ	115	1,4	28	8	0,34	0,89	151		2,19	
5	БУ	115	1,4	28	8	0,34	0,89	151		2,19	
4	ПС4	111,4	-0,8	-21	-4	0,19	0,34	109		0,75	
4	ПС4	111,4	-2,22	48	15,8						
5	БУ	115	2,2	41	16	0,64	2,18	230		1,21	
2	ПС2	110,1	-0,6	-14	-3	0,13	0,19	75		0,84	
3	ПС3	112,7	0,8	21	3	0,19	0,34	108		0,75	
5	БУ	115				202,5	94,9	115	-500	500	
2	ПС2	110,1	-2,9	-51	-27	1,04	3,56	291		2,52	
2	ПС2	110,1	-2,9	-51	-27	1,04	3,56	291		2,52	
4	ПС4	111,4	-2,2	-42	-20	0,64	2,18	233		1,21	
3	ПС3	112,7	-1,4	-29	-11	0,34	0,89	155		2,19	
3	ПС3	112,7	-1,4	-29	-11	0,34	0,89	155		2,19	

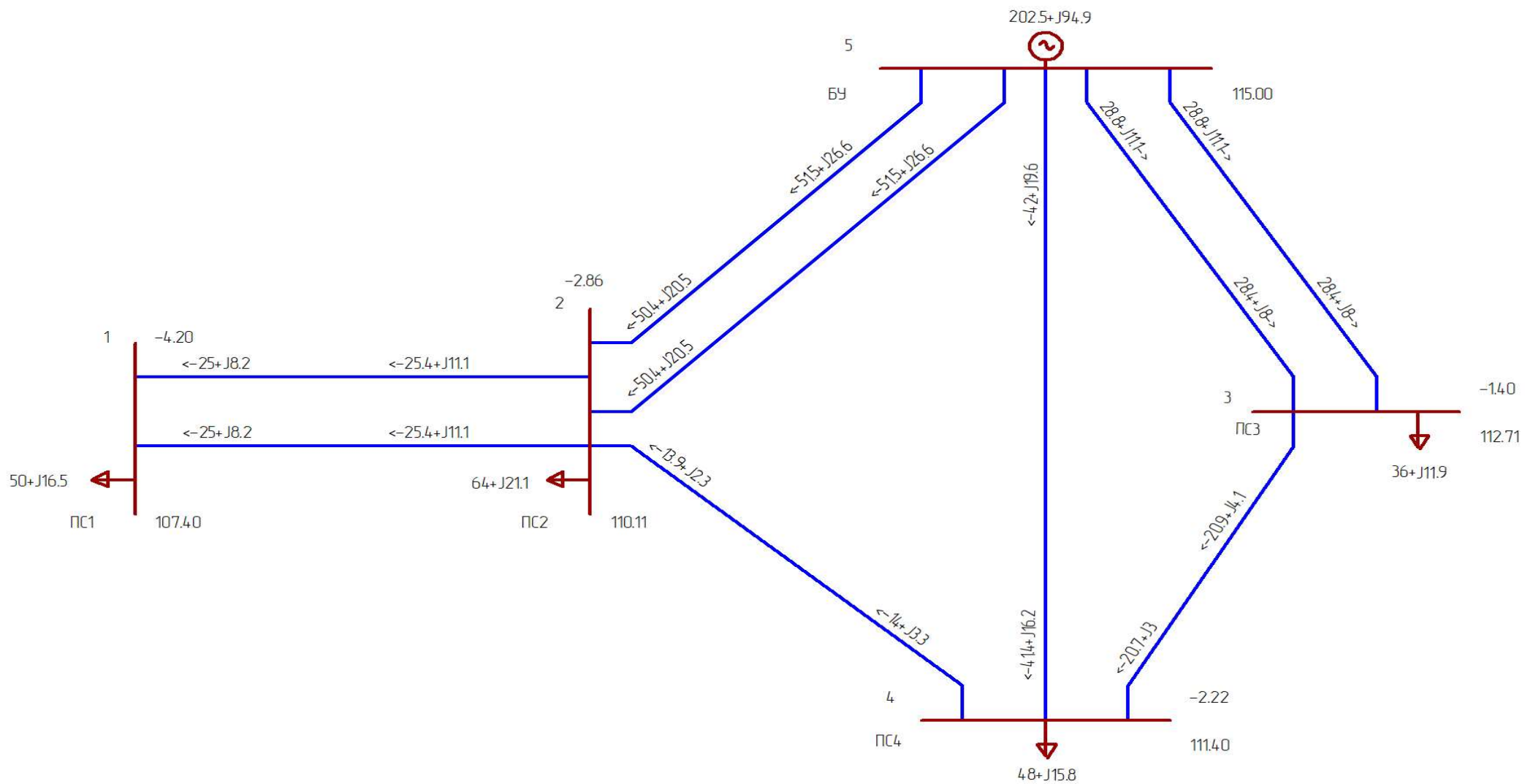


Рис. Д.1. Результат расчета нормального режима

Таблица Д.4. Результаты расчета аварийного режима

Номер	Название	V	Delta	P _н	Q _н	P _г	Q _г	V _{зд}	Q _{min}	Q _{max}	Q _ш
№	Название	V ₂	dDelta	P _л	Q _л	dP	dQ	I _л	P _ш	Q _ш	
1	ПС1	106,44	-4,81	50	16,5						
2	ПС2	109,2	1,4	25	8	0,41	0,84	143		2,01	
2	ПС2	109,2	1,4	25	8	0,41	0,84	143		2,01	
2	ПС2	109,17	-3,45	64	21,1						
5	БУ	115	3,5	60	24	1,49	5,11	342		2,5	
5	БУ	115	3,5	60	24	1,49	5,11	342		2,5	
1	ПС1	106,4	-1,4	-25	-11	0,41	0,84	147		2,01	
1	ПС1	106,4	-1,4	-25	-11	0,41	0,84	147		2,01	
4	ПС4	108,3	-0,1	-5	-5	0,03	0,05	38		0,81	
3	ПС3	111,59	-1,95	36	11,9						
5	БУ	115	2	40	13	0,7	1,82	217		2,17	
5	БУ	115	2	40	13	0,7	1,82	217		2,17	
4	ПС4	108,3	-1,6	-44	-14	0,92	1,6	237		0,72	
4	ПС4	108,32	-3,57	48	15,8						
2	ПС2	109,2	0,1	5	4	0,03	0,05	36		0,81	
3	ПС3	111,6	1,6	43	12	0,92	1,6	236		0,72	
5	БУ	115				204,1	97,4	115	-500	500	
2	ПС2	109,2	-3,5	-62	-32	1,49	5,11	348		2,5	
2	ПС2	109,2	-3,5	-62	-32	1,49	5,11	348		2,5	
3	ПС3	111,6	-2	-40	-17	0,7	1,82	220		2,17	
3	ПС3	111,6	-2	-40	-17	0,7	1,82	220		2,17	

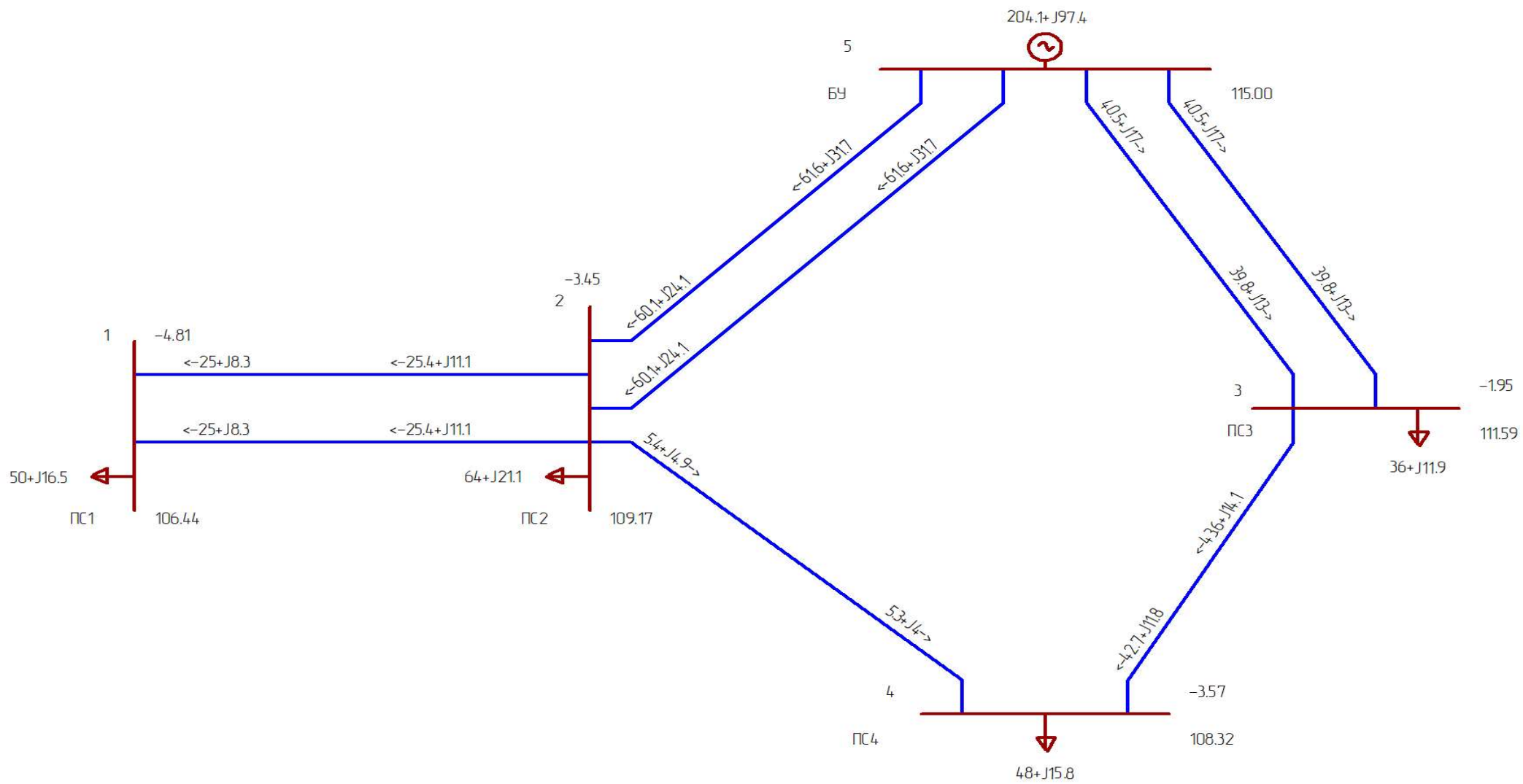


Рис. Д.2. Расчет аварийного режима

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Расчет электрического режима второго варианта ЭС

Таблица Е.1. Исходные данные для узлов

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш
Нагр	1	ПС1 ВН	110	50	16,5	0	0	0	0	0	0
Нагр	2	ПС2 ВН	110	64	21,1	0	0	0	0	0	0
Нагр	3	ПС3 ВН	110	36	11,2	0	0	0	0	0	0
Нагр	4	ПС4 ВН	110	48	15,8	0	0	0	0	0	0
Нагр	5	ПС5 СН	110	0	0	0	0	0	0	0	-4132
База	7	БУ	220	0	0	0	0	242	-500	500	0
Нагр	500	ПС5 ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	501	ПС5 Т1 пром. точка	220	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	502	ПС5 Т2 пром. точка	220	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	503	ПС5 НН	10	10	3	0	0	0	0	0	0
Нагр	504	ПС5 Т3 пром. точка	220	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица Е.2. Исходные данные для ветвей

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	G	B	Kт/г	N анц	БД анц
ЛЭП	7	500	БУ - ПС5 ВН	19,2	85,8	0,00	529	0,00	0	0
ЛЭП	7	500	БУ - ПС5 ВН	19,2	85,8	0,00	529	0,00	0	0
ЛЭП	5	2	ПС5 СН - ПС2 ВН	4,18	14,3	0,00	199	0,00	0	0
ЛЭП	5	2	ПС5 СН - ПС2 ВН	4,18	14,3	0,00	199	0,00	0	0
ЛЭП	5	4	ПС5 СН - ПС4 ВН	3,96	13,6	0,00	94,3	0,00	0	0
ЛЭП	5	3	ПС5 СН - ПС3 ВН	4,90	12,7	0,00	169	0,00	0	0
ЛЭП	5	3	ПС5 СН - ПС3 ВН	4,90	12,7	0,00	169	0,00	0	0
ЛЭП	2	1	ПС2 ВН - ПС1 ВН	6,53	13,4	0,00	173	0,00	0	0
ЛЭП	2	1	ПС2 ВН - ПС1 ВН	6,53	13,4	0,00	173	0,00	0	0
ЛЭП	4	2	ПС4 ВН - ПС2 ВН	7,92	11,4	0,00	68,7	0,00	0	0
ЛЭП	3	4	ПС3 ВН - ПС4 ВН	5,47	9,56	0,00	59,5	0,00	0	0
Тр-р	500	504	ПС5 ВН - ПС5 Т3 пром. точка	0,491	48,7	1,61	11,7	1,00	0	0
Тр-р	504	5	ПС5 Т3 пром. точка - ПС5 СН	0,491	-2,06	0,00	0,00	0,526	0	0
Тр-р	504	503	ПС5 Т3 пром. точка - ПС5 НН	0,491	82,5	0,00	0,00	0,048	0	0
Тр-р	500	501	ПС5 ВН - ПС5 Т1 пром. точка	0,491	48,7	1,61	11,7	1,00	0	0
Тр-р	501	5	ПС5 Т1 пром. точка - ПС5 СН	0,491	-2,06	0,00	0,00	0,526	0	0
Тр-р	501	503	ПС5 Т1 пром. точка - ПС5 НН	0,491	82,5	0,00	0,00	0,048	0	0
Тр-р	500	502	ПС5 ВН - ПС5 Т2 пром. точка	0,491	48,7	1,61	11,7	1,00	0	0
Тр-р	502	5	ПС5 Т2 пром. точка - ПС5 СН	0,491	-2,06	0,00	0,00	0,526	0	0
Тр-р	502	503	ПС5 Т2 пром. точка - ПС5 НН	0,491	82,5	0,00	0,00	0,048	0	0

Таблица Е.3. Результаты расчёта режима второго варианта ЭС

Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
Ny	Название	V 2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
7	БУ	242				222,3	116,9	242	-500	500	

500	ПС5 ВН	220,9	-9,4	-111	-58	4,66	20,8	300		28,4	
500	ПС5 ВН	220,9	-9,4	-111	-58	4,66	20,8	300		28,4	
5	ПС5 СН	115,69	-13,28								-95
2	ПС2 ВН	110,8	-2,8	-51	-27	1,03	3,52	289		2,55	
2	ПС2 ВН	110,8	-2,8	-51	-27	1,03	3,52	289		2,55	
4	ПС4 ВН	112,1	-2,2	-42	-19	0,63	2,15	231		1,22	
3	ПС3 ВН	113,4	-1,4	-29	-11	0,34	0,88	153		2,22	
3	ПС3 ВН	113,4	-1,4	-29	-11	0,34	0,88	153		2,22	
504	ПС5 Т3 пром. точка	220,1	-0,2	67		0,05	-0,19	337			
501	ПС5 Т1 пром. точка	220,1	-0,2	67		0,05	-0,19	337			
502	ПС5 Т2 пром. точка	220,1	-0,2	67		0,05	-0,19	337			
500	ПС5 ВН	220,91	-9,38								
7	БУ	242	9,4	106	9	4,66	20,8	279		28,4	
7	БУ	242	9,4	106	9	4,66	20,8	279		28,4	
504	ПС5 Т3 пром. точка	220,1	-4,1	-71	-6	0,05	5,05	186	0,08	0,57	
501	ПС5 Т1 пром. точка	220,1	-4,1	-71	-6	0,05	5,05	186	0,08	0,57	
502	ПС5 Т2 пром. точка	220,1	-4,1	-71	-6	0,05	5,05	186	0,08	0,57	
501	ПС5 Т1 пром. точка	220,07	-13,45								
500	ПС5 ВН	220,9	4,1	71	1	0,05	5,05	186	0,08	0,57	
5	ПС5 СН	115,7	0,2	-68		0,05	-0,19	177			
503	ПС5 НН	10,5	-0,3	-3	-1		0,02	9			
504	ПС5 Т3 пром. точка	220,07	-13,45								
500	ПС5 ВН	220,9	4,1	71	1	0,05	5,05	186	0,08	0,57	
5	ПС5 СН	115,7	0,2	-68		0,05	-0,19	177			
503	ПС5 НН	10,5	-0,3	-3	-1		0,02	9			
502	ПС5 Т2 пром. точка	220,07	-13,45								
500	ПС5 ВН	220,9	4,1	71	1	0,05	5,05	186	0,08	0,57	
5	ПС5 СН	115,7	0,2	-68		0,05	-0,19	177			
Номер	Название	V	Delta	P _н	Q _н	P _г	Q _г	V _{зд}	Q _{min}	Q _{max}	Q _ш
Ny	Название	V 2	dDelta	P _л	Q _л	dP	dQ	I _л	P _ш	Q _ш	
503	ПС5 НН	10,5	-0,3	-3	-1		0,02	9			
503	ПС5 НН	10,51	-13,77	10	3						
504	ПС5 Т3 пром. точка	220,1	0,3	3	1		0,02	191			
501	ПС5 Т1 пром. точка	220,1	0,3	3	1		0,02	191			
502	ПС5 Т2 пром. точка	220,1	0,3	3	1		0,02	191			
2	ПС2 ВН	110,84	-16,11	64	21,1						
5	ПС5 СН	115,7	2,8	50	21	1,03	3,52	284		2,55	
5	ПС5 СН	115,7	2,8	50	21	1,03	3,52	284		2,55	
1	ПС1 ВН	108,2	-1,3	-25	-11	0,4	0,82	144		2,08	
1	ПС1 ВН	108,2	-1,3	-25	-11	0,4	0,82	144		2,08	
4	ПС4 ВН	112,1	0,6	14	2	0,13	0,19	74		0,85	
1	ПС1 ВН	108,15	-17,43	50	16,5						
2	ПС2 ВН	110,8	1,3	25	8	0,4	0,82	141		2,08	
2	ПС2 ВН	110,8	1,3	25	8	0,4	0,82	141		2,08	
4	ПС4 ВН	112,13	-15,48	48	15,8						
5	ПС5 СН	115,7	2,2	41	16	0,63	2,15	228		1,22	
2	ПС2 ВН	110,8	-0,6	-14	-3	0,13	0,19	74		0,85	
3	ПС3 ВН	113,4	0,8	21	3	0,19	0,33	108		0,76	
3	ПС3 ВН	113,45	-14,67	36	11,2						
5	ПС5 СН	115,7	1,4	28	8	0,34	0,88	150		2,22	
5	ПС5 СН	115,7	1,4	28	8	0,34	0,88	150		2,22	
4	ПС4 ВН	112,1	-0,8	-21	-4	0,19	0,33	108		0,76	

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Расчет установившихся режимов энергосистемы

Таблица Ж1. Исходные данные для узлов

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q min	Q max	В ш
Нагр	1	ПС1 ВН	110	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	2	ПС2 ВН	110	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	3	ПС3 ВН	110	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	4	ПС4 ВН	110	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	5	ПС5 СН	110	0	0	0	0	0	0	0	-4132
База	7	БУ	220	0	0	0	0	242	-500	500	0
Нагр	11	ПС1 НН	10	48,9	34,2	0	0	0	0	0	-149700
Нагр	21	ПС2 НН	10	59,9	37,2	0	0	0	0	0	-191400
Нагр	31	ПС3 НН	10	33,5	29,6	0	0	0	0	0	-107900
Нагр	41	ПС4 НН	10	40,5	32,4	0	0	0	0	0	-143300
Нагр	101	ПС1 ВН-В	110	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	102	ПС1 ВН-В	110	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	201	ПС2 ВН-В	110	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	202	ПС2 ВН-В	110	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	301	ПС3 ВН-В	110	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	302	ПС3 ВН-В	110	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	401	ПС4 ВН	110	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	402	ПС4 ВН	110	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	500	ПС5 ВН	220	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	501	ПС5 Т1 пт	220	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	502	ПС5 Т2 пт	220	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	503	ПС5 НН	10	8,91	8,91	0	0	0	0	0	-63492
Нагр	504	ПС5 Т3 пт	220	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица Ж.2. Исходные данные для ветвей

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	Кт/г	N анц	БД анц
ЛЭП	7	500	БУ - ПС5 ВН	19,2	85,8	-529	0	0	0
ЛЭП	7	500	БУ - ПС5 ВН	19,2	85,8	-529	0	0	0
ЛЭП	5	2	ПС5 СН - ПС2 ВН	4,18	14,3	-198,8	0	0	0
ЛЭП	5	2	ПС5 СН - ПС2 ВН	4,18	14,3	-198,8	0	0	0
ЛЭП	5	4	ПС5 СН - ПС4 ВН	3,96	13,6	-94,3	0	0	0
ЛЭП	5	3	ПС5 СН - ПС3 ВН	4,90	12,7	-169,2	0	0	0
ЛЭП	5	3	ПС5 СН - ПС3 ВН	4,90	12,7	-169,2	0	0	0
ЛЭП	2	1	ПС2 ВН - ПС1 ВН	6,53	13,4	-173,2	0	0	0
ЛЭП	2	1	ПС2 ВН - ПС1 ВН	6,53	13,4	-173,2	0	0	0
ЛЭП	4	2	ПС4 ВН - ПС2 ВН	7,92	11,4	-68,7	0	0	0
ЛЭП	3	4	ПС3 ВН - ПС4 ВН	5,47	9,6	-59,5	0	0	0
Тр-р	500	504	ПС5 ВН - ПС5 Т3 пт	0,49	59,2	11,8	1,00	0	0
Тр-р	504	5	ПС5 Т3 пт - ПС5 СН	0,49	-12,7	0,0	0,53	7	1
Тр-р	504	503	ПС5 Т3 пт - ПС5 НН	0,49	131,2	0,0	0,05	0	0
Тр-р	500	501	ПС5 ВН - ПС5 Т1 пт	0,49	59,2	11,8	1,00	0	0
Тр-р	501	5	ПС5 Т1 пт - ПС5 СН	0,49	-12,7	0,0	0,53	7	1
Тр-р	501	503	ПС5 Т1 пт - ПС5 НН	0,49	131,2	0,0	0,05	0	0

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	Кт/г	N анц	БД анц
Тр-р	500	502	ПС5 ВН - ПС5 Т2 пт	0,49	59,2	11,8	1,00	0	0
Тр-р	502	5	ПС5 Т2 пт - ПС5 СН	0,49	-12,7	0,0	0,53	7	1
Тр-р	502	503	ПС5 Т2 пт - ПС5 НН	0,5	131,2	0,0	0,05	0	0
Выкл	1	101	ПС1 ВН - ПС1 ВН-В	0	0	0	0	0	0
Выкл	1	102	ПС1 ВН - ПС1 ВН-В	0	0	0	0	0	0
Выкл	2	201	ПС2 ВН - ПС2 ВН-В	0	0	0	0	0	0
Выкл	2	202	ПС2 ВН - ПС2 ВН-В	0	0	0	0	0	0
Выкл	3	301	ПС3 ВН - ПС3 ВН-В	0	0	0	0	0	0
Выкл	3	302	ПС3 ВН - ПС3 ВН-В	0	0	0	0	0	0
Выкл	4	401	ПС4 ВН - ПС4 ВН	0	0	0	0	0	0
Выкл	4	402	ПС4 ВН - ПС4 ВН	0	0	0	0	0	0
Тр-р	101	11	ПС1 ВН-В - ПС1 НН	1,32	34,69	19,29	0,09	10	2
Тр-р	102	11	ПС1 ВН-В - ПС1 НН	1,32	34,69	19,29	0,09	10	2
Тр-р	401	41	ПС4 ВН - ПС4 НН	1,32	34,69	19,29	0,09	10	2
Тр-р	402	41	ПС4 ВН - ПС4 НН	1,32	34,69	19,29	0,09	10	2
Тр-р	301	31	ПС3 ВН-В - ПС3 НН	2,54	55,49	13,07	0,10	10	3
Тр-р	302	31	ПС3 ВН-В - ПС3 НН	2,54	55,49	13,07	0,10	10	3
Тр-р	201	21	ПС2 ВН-В - ПС2 НН	0,87	22,02	28,23	0,10	10	3
Тр-р	202	21	ПС2 ВН-В - ПС2 НН	0,87	22,02	28,23	0,10	10	3

Таблица Ж.3. Результаты расчёта нормального режима

Номер	Название	V	Delta	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q min	Q max	Q ш
Ny	Название	V 2	dDelta	P л	Q л	dP	dQ	I л	P ш	Q ш	
7	БУ	238				204,8	25,2	238	17,2	17,2	
500	ПС5 ВН	222,5	-9	-102	-13	3,81	17,03	250		-28,08	
500	ПС5 ВН	222,5	-9	-102	-13	3,81	17,03	250		-28,08	
5	ПС5 СН	115,44	-12,58								-55
2	ПС2 ВН	110,9	-2,7	-49	-22	0,92	3,16	268		-2,55	
2	ПС2 ВН	110,9	-2,7	-49	-22	0,92	3,16	268		-2,55	
4	ПС4 ВН	111,9	-1,9	-38	-19	0,54	1,84	211		-1,22	
3	ПС3 ВН	113	-1,2	-26	-11	0,31	0,8	142		-2,21	
3	ПС3 ВН	113	-1,2	-26	-11	0,31	0,8	142		-2,21	
504	ПС5 Т3 пт	219	-1	63	10	0,04	-1,06	317			
501	ПС5 Т1 пт	219	-1	63	10	0,04	-1,06	317			
502	ПС5 Т2 пт	219	-1	63	10	0,04	-1,06	317			
500	ПС5 ВН	222,52	-8,97								
7	БУ	238	9	99	24	3,81	17,03	263		-28,08	
7	БУ	238	9	99	24	3,81	17,03	263		-28,08	
504	ПС5 Т3 пт	219	-4,6	-66	-16	0,05	5,43	175	0,06	0,58	
501	ПС5 Т1 пт	219	-4,6	-66	-16	0,05	5,43	175	0,06	0,58	
502	ПС5 Т2 пт	219	-4,6	-66	-16	0,05	5,43	175	0,06	0,58	
501	ПС5 Т1 пт	219,02	-13,54								
500	ПС5 ВН	222,5	4,6	66	10	0,05	5,43	175	0,06	0,58	
5	ПС5 СН	115,4	1	-63	-9	0,04	-1,06	167			
503	ПС5 НН	10,5	-0,5	-3	-1		0,03	8			
504	ПС5 Т3 пт	219,02	-13,54								
500	ПС5 ВН	222,5	4,6	66	10	0,05	5,43	175	0,06	0,58	
5	ПС5 СН	115,4	1	-63	-9	0,04	-1,06	167			
503	ПС5 НН	10,5	-0,5	-3	-1		0,03	8			
502	ПС5 Т2 пт	219,02	-13,54								
500	ПС5 ВН	222,5	4,6	66	10	0,05	5,43	175	0,06	0,58	

5	ПС5 СН	115,4	1	-63	-9	0,04	-1,06	167			
503	ПС5 НН	10,5	-0,5	-3	-1		0,03	8			
503	ПС5 НН	10,46	-14	8,9	8,9						-7
504	ПС5 Т3 ПТ	219	0,5	3	1		0,03	168			
501	ПС5 Т1 ПТ	219	0,5	3	1		0,03	168			
502	ПС5 Т2 ПТ	219	0,5	3	1		0,03	168			
21	ПС2 НН	10,41	-18,37	59,9	37,2						-21
201	ПС2 ВН-В	110,9	3,1	30	8	0,07	1,79	1721	0,05	0,35	
202	ПС2 ВН-В	110,9	3,1	30	8	0,07	1,79	1721	0,05	0,35	
202	ПС2 ВН-В	110,86	-15,27								
2	ПС2 ВН	110,9		30	10						
21	ПС2 НН	10,4	-3,1	-30	-10	0,07	1,79	165	0,05	0,35	
201	ПС2 ВН-В	110,86	-15,27								
2	ПС2 ВН	110,9		30	10						
21	ПС2 НН	10,4	-3,1	-30	-10	0,07	1,79	165	0,05	0,35	
2	ПС2 ВН	110,86	-15,27								
5	ПС5 СН	115,4	2,7	48	22	0,92	3,16	274			-2,55
5	ПС5 СН	115,4	2,7	48	22	0,92	3,16	274			-2,55
1	ПС1 ВН	107,9	-1,2	-25	-12	0,42	0,86	144			-2,07
1	ПС1 ВН	107,9	-1,2	-25	-12	0,42	0,86	144			-2,07
4	ПС4 ВН	111,9	0,8	14		0,13	0,19	75			-0,85
201	ПС2 ВН-В	110,9		-30	-10						
202	ПС2 ВН-В	110,9		-30	-10						
41	ПС4 НН	9,91	-17,76	40,5	32,4						-14
401	ПС4 ВН	111,9	3,3	20	9	0,06	1,45	1293	0,05	0,24	
402	ПС4 ВН	111,9	3,3	20	9	0,06	1,45	1293	0,05	0,24	
402	ПС4 ВН	111,9	-14,51								
4	ПС4 ВН	111,9		20	11						
41	ПС4 НН	9,9	-3,3	-20	-11	0,06	1,45	119	0,05	0,24	
401	ПС4 ВН	111,9	-14,51								
4	ПС4 ВН	111,9		20	11						
41	ПС4 НН	9,9	-3,3	-20	-11	0,06	1,45	119	0,05	0,24	
4	ПС4 ВН	111,9	-14,51								
5	ПС5 СН	115,4	1,9	37	18	0,54	1,84	214			-1,22
2	ПС2 ВН	110,9	-0,8	-15		0,13	0,19	75			-0,85
3	ПС3 ВН	113	0,7	18	3	0,15	0,26	95			-0,75
401	ПС4 ВН	111,9		-20	-11						
402	ПС4 ВН	111,9		-20	-11						
31	ПС3 НН	10,3	-18,06	33,5	29,6						-11
301	ПС3 ВН-В	113	4,3	17	9	0,08	1,73	1067	0,03	0,17	
302	ПС3 ВН-В	113	4,3	17	9	0,08	1,73	1067	0,03	0,17	
302	ПС3 ВН-В	113,03	-13,79								
3	ПС3 ВН	113		17	11						
31	ПС3 НН	10,3	-4,3	-17	-11	0,08	1,73	103	0,03	0,17	
301	ПС3 ВН-В	113,03	-13,79								
3	ПС3 ВН	113		17	11						
31	ПС3 НН	10,3	-4,3	-17	-11	0,08	1,73	103	0,03	0,17	
3	ПС3 ВН	113,03	-13,79								
5	ПС5 СН	115,4	1,2	26	12	0,31	0,8	147			-2,21
5	ПС5 СН	115,4	1,2	26	12	0,31	0,8	147			-2,21
4	ПС4 ВН	111,9	-0,7	-18	-3	0,15	0,26	94			-0,75
301	ПС3 ВН-В	113		-17	-11						

302	ПС3 ВН-В	113		-17	-11						
11	ПС1 НН	9,48	-20,75	48,9	34,2						-13
101	ПС1 ВН-В	107,9	4,3	24	10	0,09	2,26	1615	0,04	0,22	
102	ПС1 ВН-В	107,9	4,3	24	10	0,09	2,26	1615	0,04	0,22	
102	ПС1 ВН-В	107,87	-16,48								
1	ПС1 ВН	107,9		25	13						
11	ПС1 НН	9,5	-4,3	-25	-13	0,09	2,26	148	0,04	0,22	
101	ПС1 ВН-В	107,87	-16,48								
1	ПС1 ВН	107,9		25	13						
11	ПС1 НН	9,5	-4,3	-25	-13	0,09	2,26	148	0,04	0,22	
1	ПС1 ВН	107,87	-16,48					4			
2	ПС2 ВН	110,9	1,2	25	13	0,42	0,86	148		-2,07	
2	ПС2 ВН	110,9	1,2	25	13	0,42	0,86	148		-2,07	
101	ПС1 ВН-В	107,9		-25	-13						
102	ПС1 ВН-В	107,9		-25	-13						

Таблица Ж.4. Результаты расчета аварийного режима при наибольшей нагрузке

Номер	Название	V	Delta	P _н	Q _н	P _г	Q _г	V _{зд}	Q _{min}	Q _{max}	Q _ш
Ny	Название	V ₂	dDelta	P _л	Q _л	dP	dQ	I _л	P _ш	Q _ш	
7	БУ	238				211,1	81	238	42,3	42,3	
500	ПС5 ВН	212,1	-9,1	-106	-41	4,82	21,54	274		-26,89	
500	ПС5 ВН	212,1	-9,1	-106	-41	4,82	21,54	274		-26,89	
5	ПС5 СН	108,22	-13,22								-48
2	ПС2 ВН	98,2	-4,7	-77	-54	3,23	11,1	504		-2,12	
2	ПС2 ВН										
4	ПС4 ВН	102,4	-2,9	-50	-32	1,21	4,14	317		-1,05	
3	ПС3 ВН	104,8	-1,6	-32	-16	0,55	1,44	192		-1,92	
3	ПС3 ВН	104,8	-1,6	-32	-16	0,55	1,44	192		-1,92	
504	ПС5 Т3 ПТ	204,4	-1,1	64	23	0,05	-1,39	363			
501	ПС5 Т1 ПТ	204,4	-1,1	64	23	0,05	-1,39	363			
502	ПС5 Т2 ПТ	204,4	-1,1	64	23	0,05	-1,39	363			
500	ПС5 ВН	212,15	-9,11								
7	БУ	238	9,1	101	46	4,82	21,54	301		-26,89	
7	БУ	238	9,1	101	46	4,82	21,54	301		-26,89	
504	ПС5 Т3 ПТ	204,4	-5,2	-67	-31	0,06	7,1	201	0,06	0,53	
501	ПС5 Т1 ПТ	204,4	-5,2	-67	-31	0,06	7,1	201	0,06	0,53	
502	ПС5 Т2 ПТ	204,4	-5,2	-67	-31	0,06	7,1	201	0,06	0,53	
501	ПС5 Т1 ПТ	204,45	-14,34								
500	ПС5 ВН	212,1	5,2	67	23	0,06	7,1	200	0,06	0,53	
5	ПС5 СН	108,2	1,1	-64	-22	0,05	-1,39	191			
503	ПС5 НН	9,7	-0,5	-3	-1		0,03	9			
504	ПС5 Т3 ПТ	204,45	-14,34								
500	ПС5 ВН	212,1	5,2	67	23	0,06	7,1	200	0,06	0,53	
5	ПС5 СН	108,2	1,1	-64	-22	0,05	-1,39	191			
503	ПС5 НН	9,7	-0,5	-3	-1		0,03	9			
502	ПС5 Т2 ПТ	204,45	-14,34								
500	ПС5 ВН	212,1	5,2	67	23	0,06	7,1	200	0,06	0,53	
5	ПС5 СН	108,2	1,1	-64	-22	0,05	-1,39	191			
503	ПС5 НН	9,7	-0,5	-3	-1		0,03	9			
503	ПС5 НН	9,75	-14,87	8,9	8,9						-6

504	ПС5 Т3 ПТ	204,4	0,5	3	1		0,03	184			
501	ПС5 Т1 ПТ	204,4	0,5	3	1		0,03	184			
502	ПС5 Т2 ПТ	204,4	0,5	3	1		0,03	184			
21	ПС2 НН	9,11	-21,9	59,9	37,2						-16
201	ПС2 ВН-В	98,2	4	30	11	0,09	2,42	1999	0,04	0,27	
202	ПС2 ВН-В	98,2	4	30	11	0,09	2,42	1999	0,04	0,27	
202	ПС2 ВН-В	98,2	-17,94								
2	ПС2 ВН	98,2		30	13						
21	ПС2 НН	9,1	-4	-30	-13	0,09	2,42	192	0,04	0,27	
201	ПС2 ВН-В	98,2	-17,94								
2	ПС2 ВН	98,2		30	13						
21	ПС2 НН	9,1	-4	-30	-13	0,09	2,42	192	0,04	0,27	
2	ПС2 ВН	98,2	-17,94								
5	ПС5 СН	108,2	4,7	74	46	3,23	11,1	511		-2,12	
5	ПС5 СН										
1	ПС1 ВН	94,4	-1,4	-25	-15	0,6	1,23	172		-1,61	
1	ПС1 ВН	94,4	-1,4	-25	-15	0,6	1,23	172		-1,61	
4	ПС4 ВН	102,4	1,9	36	11	1,17	1,69	223		-0,69	
201	ПС2 ВН-В	98,2		-30	-13						
202	ПС2 ВН-В	98,2		-30	-13						
41	ПС4 НН	8,97	-19,98	40,5	32,4						-12
401	ПС4 ВН	102,4	3,9	20	10	0,07	1,84	1457	0,04	0,2	
402	ПС4 ВН	102,4	3,9	20	10	0,07	1,84	1457	0,04	0,2	
402	ПС4 ВН	102,45	-16,09								
4	ПС4 ВН	102,4		20	12						
41	ПС4 НН	9	-3,9	-20	-12	0,07	1,84	134	0,04	0,2	
401	ПС4 ВН	102,45	-16,09								
4	ПС4 ВН	102,4		20	12						
41	ПС4 НН	9	-3,9	-20	-12	0,07	1,84	134	0,04	0,2	
4	ПС4 ВН	102,45	-16,09								
5	ПС5 СН	108,2	2,9	49	29	1,21	4,14	320		-1,05	
2	ПС2 ВН	98,2	-1,9	-37	-12	1,17	1,69	222		-0,69	
3	ПС3 ВН	104,8	1,2	29	9	0,47	0,82	170		-0,64	
401	ПС4 ВН	102,4		-20	-12						
402	ПС4 ВН	102,4		-20	-12						
31	ПС3 НН	9,4	-19,85	33,5	29,6						-10
301	ПС3 ВН-В	104,8	5	17	10	0,1	2,16	1192	0,02	0,14	
302	ПС3 ВН-В	104,8	5	17	10	0,1	2,16	1192	0,02	0,14	
302	ПС3 ВН-В	104,79	-14,85								
3	ПС3 ВН	104,8		17	12						
31	ПС3 НН	9,4	-5	-17	-12	0,1	2,16	115	0,02	0,14	
301	ПС3 ВН-В	104,79	-14,85								
3	ПС3 ВН	104,8		17	12						
31	ПС3 НН	9,4	-5	-17	-12	0,1	2,16	115	0,02	0,14	
3	ПС3 ВН	104,79	-14,85								
5	ПС5 СН	108,2	1,6	32	17	0,55	1,44	197		-1,92	
5	ПС5 СН	108,2	1,6	32	17	0,55	1,44	197		-1,92	
4	ПС4 ВН	102,4	-1,2	-29	-9	0,47	0,82	169		-0,64	
301	ПС3 ВН-В	104,8		-17	-12						
302	ПС3 ВН-В	104,8		-17	-12						
11	ПС1 НН	8,11	-25,01	48,9	34,2						-10
101	ПС1 ВН-В	94,4	5,6	24	12	0,12	3,21	1924	0,03	0,17	

102	ПС1 ВН-В	94,4	5,6	24	12	0,12	3,21	1924	0,03	0,17	
102	ПС1 ВН-В	94,37	-19,38								
1	ПС1 ВН	94,4		25	16						
11	ПС1 НН	8,1	-5,6	-24	-15	0,12	3,21	176	0,03	0,17	
101	ПС1 ВН-В	94,37	-19,38								
1	ПС1 ВН	94,4		24	15						
11	ПС1 НН	8,1	-5,6	-24	-15	0,12	3,21	176	0,03	0,17	
1	ПС1 ВН	94,37	-19,38					4			
2	ПС2 ВН	98,2	1,4	24	16	0,6	1,23	177		-1,61	
2	ПС2 ВН	98,2	1,4	24	16	0,6	1,23	177		-1,61	
101	ПС1 ВН-В	94,4		-24	-15						
102	ПС1 ВН-В	94,4		-25	-16						

Таблица Ж.5. Результаты расчёта режима при наименьшей нагрузке

Номер	Название	V	Delta	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q min	Q max	Q ш
Ny	Название	V 2	dDelta	P л	Q л	dP	dQ	I л	P ш	Q ш	
7	БУ	220				133	-41,1	220	-28,9	-28,9	
500	ПС5 ВН	218,8	-7	-67	21	1,78	7,95	183		-25,47	
500	ПС5 ВН	218,8	-7	-67	21	1,78	7,95	183		-25,47	
5	ПС5 СН	115,42	-9,42								-28
2	ПС2 ВН	113,1	-2	-35	-7	0,41	1,4	179		-2,6	
2	ПС2 ВН	113,1	-2	-35	-7	0,41	1,4	179		-2,6	
4	ПС4 ВН	114,5	-1,3	-22	-1	0,15	0,52	112		-1,25	
3	ПС3 ВН	114,7	-0,8	-15		0,09	0,22	76		-2,24	
3	ПС3 ВН	114,7	-0,8	-15		0,09	0,22	76		-2,24	
504	ПС5 Т3 пт	219,7	-0,6	41	-4	0,02	-0,45	207			
501	ПС5 Т1 пт	219,7	-0,6	41	-4	0,02	-0,45	207			
502	ПС5 Т2 пт	219,7	-0,6	41	-4	0,02	-0,45	207			
500	ПС5 ВН	218,84	-6,99								
7	БУ	220	7	65	-3	1,78	7,95	171		-25,47	
7	БУ	220	7	65	-3	1,78	7,95	171		-25,47	
504	ПС5 Т3 пт	219,7	-3,1	-43	2	0,02	2,32	114	0,06	0,56	
501	ПС5 Т1 пт	219,7	-3,1	-43	2	0,02	2,32	114	0,06	0,56	
502	ПС5 Т2 пт	219,7	-3,1	-43	2	0,02	2,32	114	0,06	0,56	
501	ПС5 Т1 пт	219,72	-10,04								
500	ПС5 ВН	218,8	3,1	43	-5	0,02	2,32	114	0,06	0,56	
5	ПС5 СН	115,4	0,6	-41	4	0,02	-0,45	109			
503	ПС5 НН	10,5	-0,3	-2			0,01	5			
504	ПС5 Т3 пт	219,72	-10,04								
500	ПС5 ВН	218,8	3,1	43	-5	0,02	2,32	114	0,06	0,56	
5	ПС5 СН	115,4	0,6	-41	4	0,02	-0,45	109			
503	ПС5 НН	10,5	-0,3	-2			0,01	5			
502	ПС5 Т2 пт	219,72	-10,04								
500	ПС5 ВН	218,8	3,1	43	-5	0,02	2,32	114	0,06	0,56	
5	ПС5 СН	115,4	0,6	-41	4	0,02	-0,45	109			
503	ПС5 НН	10,5	-0,3	-2			0,01	5			
503	ПС5 НН	10,52	-10,37	6,3	6,3						-7
504	ПС5 Т3 пт	219,7	0,3	2			0,01	115			
501	ПС5 Т1 пт	219,7	0,3	2			0,01	115			
502	ПС5 Т2 пт	219,7	0,3	2			0,01	115			

21	ПС2 НН	10,7	-13,96	50,5	31,3						-22
201	ПС2 ВН-В	113,1	2,5	25	5	0,05	1,15	1380	0,06	0,36	
202	ПС2 ВН-В	113,1	2,5	25	5	0,05	1,15	1380	0,06	0,36	
202	ПС2 ВН-В	113,13	-11,47								
2	ПС2 ВН	113,1		25	6						
21	ПС2 НН	10,7	-2,5	-25	-6	0,05	1,15	133	0,06	0,36	
201	ПС2 ВН-В	113,13	-11,47								
2	ПС2 ВН	113,1		25	6						
21	ПС2 НН	10,7	-2,5	-25	-6	0,05	1,15	133	0,06	0,36	
2	ПС2 ВН	113,13	-11,47								
5	ПС5 СН	115,4	2	35	9	0,41	1,4	182		-2,6	
5	ПС5 СН	115,4	2	35	9	0,41	1,4	182		-2,6	
1	ПС1 ВН	111,6	-0,9	-17	-4	0,16	0,34	90		-2,19	
1	ПС1 ВН	111,6	-0,9	-17	-4	0,16	0,34	90		-2,19	
4	ПС4 ВН	114,5	0,7	16	2	0,16	0,24	83		-0,89	
201	ПС2 ВН-В	113,1		-25	-6						
202	ПС2 ВН-В	113,1		-25	-6						
41	ПС4 НН	10,49	-11,89	15,4	12,4						-16
401	ПС4 ВН	114,5	1,2	8	-2	0,01	0,16	432	0,05	0,25	
402	ПС4 ВН	114,5	1,2	8	-2	0,01	0,16	432	0,05	0,25	
402	ПС4 ВН	114,47	-10,72								
4	ПС4 ВН	114,5		8	-1						
41	ПС4 НН	10,5	-1,2	-8	1	0,01	0,16	40	0,05	0,25	
401	ПС4 ВН	114,47	-10,72								
4	ПС4 ВН	114,5		8	-1						
41	ПС4 НН	10,5	-1,2	-8	1	0,01	0,16	40	0,05	0,25	
4	ПС4 ВН	114,47	-10,72								
5	ПС5 СН	115,4	1,3	22	2	0,15	0,52	113		-1,25	
2	ПС2 ВН	113,1	-0,7	-16	-2	0,16	0,24	83		-0,89	
3	ПС3 ВН	114,7	0,5	10	-3	0,04	0,07	50		-0,78	
401	ПС4 ВН	114,5		-8	1						
402	ПС4 ВН	114,5		-8	1						
31	ПС3 НН	10,81	-12,73	20,6	18,2						-13
301	ПС3 ВН-В	114,7	2,5	10	3	0,02	0,49	568	0,03	0,17	
302	ПС3 ВН-В	114,7	2,5	10	3	0,02	0,49	568	0,03	0,17	
302	ПС3 ВН-В	114,68	-10,25								
3	ПС3 ВН	114,7		10	3						
31	ПС3 НН	10,8	-2,5	-10	-3	0,02	0,49	55	0,03	0,17	
301	ПС3 ВН-В	114,68	-10,25								
3	ПС3 ВН	114,7		10	3						
31	ПС3 НН	10,8	-2,5	-10	-3	0,02	0,49	55	0,03	0,17	
3	ПС3 ВН	114,68	-10,25								
5	ПС5 СН	115,4	0,8	15	2	0,09	0,22	77		-2,24	
5	ПС5 СН	115,4	0,8	15	2	0,09	0,22	77		-2,24	
4	ПС4 ВН	114,5	-0,5	-10	3	0,04	0,07	51		-0,78	
301	ПС3 ВН-В	114,7		-10	-3						
302	ПС3 ВН-В	114,7		-10	-3						
11	ПС1 НН	10,03	-15,12	34,2	23,8						-15
101	ПС1 ВН-В	111,6	2,7	17	4	0,03	0,89	1011	0,05	0,24	
102	ПС1 ВН-В	111,6	2,7	17	4	0,03	0,89	1011	0,05	0,24	
102	ПС1 ВН-В	111,58	-12,38								
1	ПС1 ВН	111,6		17	5						

11	ПС1 НН	10	-2,7	-17	-5	0,03	0,89	93	0,05	0,24	
101	ПС1 ВН-В	111,58	-12,38								
1	ПС1 ВН	111,6		17	5						
11	ПС1 НН	10	-2,7	-17	-5	0,03	0,89	93	0,05	0,24	
1	ПС1 ВН	111,58	-12,38					4			
2	ПС2 ВН	113,1	0,9	17	5	0,16	0,34	93		-2,19	
2	ПС2 ВН	113,1	0,9	17	5	0,16	0,34	93		-2,19	
101	ПС1 ВН-В	111,6		-17	-5						
102	ПС1 ВН-В	111,6		-17	-5						

Таблица Ж.6. Результаты расчёта аварийного режима при наименьшей нагрузке

Номер	Название	V	Delta	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q min	Q max	Q ш
Ny	Название	V 2	dDelta	P л	Q л	dP	dQ	I л	P ш	Q ш	
7	БУ	220				134,2	-28,9	220	-41,1	-41,1	
500	ПС5 ВН	216,4	-7	-67	14	1,79	7,98	180		-25,19	
500	ПС5 ВН	216,4	-7	-67	14	1,79	7,98	180		-25,19	
5	ПС5 СН	113,7	-9,5								-27
2	ПС2 ВН	109,3	-3,3	-56	-19	1,13	3,89	298		-2,47	
2	ПС2 ВН										
4	ПС4 ВН	112	-1,8	-31	-5	0,3	1,04	159		-1,2	
3	ПС3 ВН	112,7	-1	-19	-1	0,14	0,35	96		-2,17	
3	ПС3 ВН	112,7	-1	-19	-1	0,14	0,35	96		-2,17	
504	ПС5 Т3 ПТ	216,3	-0,6	42		0,02	-0,47	211			
501	ПС5 Т1 ПТ	216,3	-0,6	42		0,02	-0,47	211			
502	ПС5 Т2 ПТ	216,3	-0,6	42		0,02	-0,47	211			
500	ПС5 ВН	216,4	-6,98								
7	БУ	220	7	65	3	1,79	7,98	174		-25,19	
7	БУ	220	7	65	3	1,79	7,98	174		-25,19	
504	ПС5 Т3 ПТ	216,3	-3,2	-44	-2	0,02	2,41	117	0,06	0,55	
501	ПС5 Т1 ПТ	216,3	-3,2	-44	-2	0,02	2,41	117	0,06	0,55	
502	ПС5 Т2 ПТ	216,3	-3,2	-44	-2	0,02	2,41	117	0,06	0,55	
501	ПС5 Т1 ПТ	216,26	-10,15								
500	ПС5 ВН	216,4	3,2	44	-1	0,02	2,41	116	0,06	0,55	
5	ПС5 СН	113,7	0,6	-42	1	0,02	-0,47	111			
503	ПС5 НН	10,3	-0,3	-2			0,01	6			
504	ПС5 Т3 ПТ	216,26	-10,15								
500	ПС5 ВН	216,4	3,2	44	-1	0,02	2,41	116	0,06	0,55	
5	ПС5 СН	113,7	0,6	-42	1	0,02	-0,47	111			
503	ПС5 НН	10,3	-0,3	-2			0,01	6			
502	ПС5 Т2 ПТ	216,26	-10,15								
500	ПС5 ВН	216,4	3,2	44	-1	0,02	2,41	116	0,06	0,55	
5	ПС5 СН	113,7	0,6	-42	1	0,02	-0,47	111			
503	ПС5 НН	10,3	-0,3	-2			0,01	6			
503	ПС5 НН	10,35	-10,48	6,3	6,3						-7
504	ПС5 Т3 ПТ	216,3	0,3	2			0,01	116			
501	ПС5 Т1 ПТ	216,3	0,3	2			0,01	116			
502	ПС5 Т2 ПТ	216,3	0,3	2			0,01	116			
21	ПС2 НН	10,31	-15,45	50,5	31,3						-20
201	ПС2 ВН-В	109,3	2,7	25	5	0,05	1,26	1441	0,05	0,34	
202	ПС2 ВН-В	109,3	2,7	25	5	0,05	1,26	1441	0,05	0,34	
202	ПС2 ВН-В	109,25	-12,78								
2	ПС2 ВН	109,3		26	7						

21	ПС2 НН	10,3	-2,7	-25	-7	0,05	1,26	139	0,05	0,34	
201	ПС2 ВН-В	109,25	-12,78								
2	ПС2 ВН	109,3		25	7						
21	ПС2 НН	10,3	-2,7	-25	-7	0,05	1,26	139	0,05	0,34	
2	ПС2 ВН	109,25	-12,78								
5	ПС5 СН	113,7	3,3	54	18	1,13	3,89	303		-2,47	
5	ПС5 СН										
1	ПС1 ВН	107,6	-1	-17	-4	0,18	0,37	95		-2,04	
1	ПС1 ВН	107,6	-1	-17	-4	0,18	0,37	95		-2,04	
4	ПС4 ВН	112	1,5	31	5	0,65	0,94	166		-0,84	
201	ПС2 ВН-В	109,3		-25	-7						
202	ПС2 ВН-В	109,3		-26	-7						
41	ПС4 НН	10,26	-12,52	15,4	12,4						-15
401	ПС4 ВН	112	1,2	8	-1	0,01	0,17	438	0,05	0,24	
402	ПС4 ВН	112	1,2	8	-1	0,01	0,17	438	0,05	0,24	
402	ПС4 ВН	112,04	-11,3								
4	ПС4 ВН	112		8	-1						
41	ПС4 НН	10,3	-1,2	-8	1	0,01	0,17	40	0,05	0,24	
401	ПС4 ВН	112,04	-11,3								
4	ПС4 ВН	112		8	-1						
41	ПС4 НН	10,3	-1,2	-8	1	0,01	0,17	40	0,05	0,24	
4	ПС4 ВН	112,04	-11,3								
5	ПС5 СН	113,7	1,8	31	5	0,3	1,04	160		-1,2	
2	ПС2 ВН	109,3	-1,5	-32	-5	0,65	0,94	166		-0,84	
3	ПС3 ВН	112,7	0,8	17	-2	0,12	0,21	86		-0,75	
401	ПС4 ВН	112		-8	1						
402	ПС4 ВН	112		-8	1						
31	ПС3 НН	10,6	-13,11	20,6	18,2						-12
301	ПС3 ВН-В	112,7	2,6	10	3	0,02	0,52	583	0,03	0,17	
302	ПС3 ВН-В	112,7	2,6	10	3	0,02	0,52	583	0,03	0,17	
302	ПС3 ВН-В	112,69	-10,53								
3	ПС3 ВН	112,7		10	4						
31	ПС3 НН	10,6	-2,6	-10	-4	0,02	0,52	56	0,03	0,17	
301	ПС3 ВН-В	112,69	-10,53								
3	ПС3 ВН	112,7		10	4						
31	ПС3 НН	10,6	-2,6	-10	-4	0,02	0,52	56	0,03	0,17	
3	ПС3 ВН	112,69	-10,53								
5	ПС5 СН	113,7	1	19	3	0,14	0,35	97		-2,17	
5	ПС5 СН	113,7	1	19	3	0,14	0,35	97		-2,17	
4	ПС4 ВН	112	-0,8	-17	2	0,12	0,21	86		-0,75	
301	ПС3 ВН-В	112,7		-10	-4						
302	ПС3 ВН-В	112,7		-10	-4						
11	ПС1 НН	9,64	-16,69	34,2	23,8						-14
101	ПС1 ВН-В	107,6	2,9	17	5	0,04	0,98	1062	0,04	0,22	
102	ПС1 ВН-В	107,6	2,9	17	5	0,04	0,98	1062	0,04	0,22	
102	ПС1 ВН-В	107,55	-13,74								
1	ПС1 ВН	107,6		17	6						
11	ПС1 НН	9,6	-2,9	-17	-6	0,04	0,98	98	0,04	0,22	
101	ПС1 ВН-В	107,55	-13,74								
1	ПС1 ВН	107,6		17	6						
11	ПС1 НН	9,6	-2,9	-17	-6	0,04	0,98	98	0,04	0,22	
1	ПС1 ВН	107,55	-13,74					4			

2	ПС2 ВН	109,3	1	17	6	0,18	0,37	98		-2,04	
2	ПС2 ВН	109,3	1	17	6	0,18	0,37	98		-2,04	
101	ПС1 ВН-В	107,6		-17	-6						
102	ПС1 ВН-В	107,6		-17	-6						

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Расчёт режимов после выбора ответвлений РПН трансформаторов

Исходные данные для узлов и ветвей показаны в табл. Ж1 и табл. Ж2.

Таблица 3.1. Результаты расчёта нормального режима

Номер	Название	V	Delta	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q min	Q max	Q ш
Ny	Название	V 2	dDelta	P л	Q л	dP	dQ	I л	P ш	Q ш	
7	БУ	238				204,1	9,7	238	72,2	72,2	
500	ПС5 ВН	225,4	-9	-102	-5	3,66	16,37	248		-28,42	
500	ПС5 ВН	225,4	-9	-102	-5	3,66	16,37	248		-28,42	
5	ПС5 СН	117,45	-12,49								-57
2	ПС2 ВН	113,3	-2,6	-49	-19	0,85	2,92	258		-2,65	
2	ПС2 ВН	113,3	-2,6	-49	-19	0,85	2,92	258		-2,65	
4	ПС4 ВН	114,2	-1,9	-38	-17	0,49	1,7	203		-1,27	
3	ПС3 ВН	115,2	-1,2	-26	-10	0,28	0,74	137		-2,29	
3	ПС3 ВН	115,2	-1,2	-26	-10	0,28	0,74	137		-2,29	
504	ПС5 Т3 ПТ	223,1	-0,9	62	6	0,04	-1	309			
501	ПС5 Т1 ПТ	223,1	-0,9	62	6	0,04	-1	309			
502	ПС5 Т2 ПТ	223,1	-0,9	62	6	0,04	-1	309			
500	ПС5 ВН	225,38	-8,98								
7	БУ	238	9	98	17	3,66	16,37	256		-28,42	
7	БУ	238	9	98	17	3,66	16,37	256		-28,42	
504	ПС5 Т3 ПТ	223,1	-4,4	-66	-11	0,04	5,14	170	0,06	0,6	
501	ПС5 Т1 ПТ	223,1	-4,4	-66	-11	0,04	5,14	170	0,06	0,6	
502	ПС5 Т2 ПТ	223,1	-4,4	-66	-11	0,04	5,14	170	0,06	0,6	
501	ПС5 Т1 ПТ	223,09	-13,4								
500	ПС5 ВН	225,4	4,4	65	6	0,04	5,14	170	0,06	0,6	
5	ПС5 СН	117,5	0,9	-63	-5	0,04	-1	162			
503	ПС5 НН	10,7	-0,4	-3	-1		0,02	8			
504	ПС5 Т3 ПТ	223,09	-13,4								
500	ПС5 ВН	225,4	4,4	65	6	0,04	5,14	170	0,06	0,6	
5	ПС5 СН	117,5	0,9	-63	-5	0,04	-1	162			
503	ПС5 НН	10,7	-0,4	-3	-1		0,02	8			
502	ПС5 Т2 ПТ	223,09	-13,4								
500	ПС5 ВН	225,4	4,4	65	6	0,04	5,14	170	0,06	0,6	
5	ПС5 СН	117,5	0,9	-63	-5	0,04	-1	162			
503	ПС5 НН	10,7	-0,4	-3	-1		0,02	8			
503	ПС5 НН	10,65	-13,85	8,9	8,9						-7
504	ПС5 Т3 ПТ	223,1	0,4	3	1		0,02	164			
501	ПС5 Т1 ПТ	223,1	0,4	3	1		0,02	164			
502	ПС5 Т2 ПТ	223,1	0,4	3	1		0,02	164			
21	ПС2 НН	10,86	-18,08	59,9	37,2						-23
201	ПС2 ВН-В	113,3	3	30	7	0,07	1,68	1636	0,06	0,36	
202	ПС2 ВН-В	113,3	3	30	7	0,07	1,68	1636	0,06	0,36	
202	ПС2 ВН-В	113,3	-15,12								
2	ПС2 ВН	113,3		30	9						
21	ПС2 НН	10,9	-3	-30	-9	0,07	1,68	160	0,06	0,36	
201	ПС2 ВН-В	113,3	-15,12								
2	ПС2 ВН	113,3		30	9						
21	ПС2 НН	10,9	-3	-30	-9	0,07	1,68	160	0,06	0,36	

2	ПС2 ВН	113,3	-15,12								
5	ПС5 СН	117,5	2,6	48	19	0,85	2,92	263		-2,65	
5	ПС5 СН	117,5	2,6	48	19	0,85	2,92	263		-2,65	
1	ПС1 ВН	110,6	-1,2	-25	-10	0,37	0,77	136		-2,17	
1	ПС1 ВН	110,6	-1,2	-25	-10	0,37	0,77	136		-2,17	
4	ПС4 ВН	114,2	0,7	14		0,12	0,18	72		-0,89	
201	ПС2 ВН-В	113,3		-30	-9						
202	ПС2 ВН-В	113,3		-30	-9						
41	ПС4 НН	10,53	-17,49	40,5	32,4						-16
401	ПС4 ВН	114,2	3,1	20	8	0,05	1,33	1196	0,05	0,25	
402	ПС4 ВН	114,2	3,1	20	8	0,05	1,33	1196	0,05	0,25	
402	ПС4 ВН	114,22	-14,38								
4	ПС4 ВН	114,2		20	10						
41	ПС4 НН	10,5	-3,1	-20	-10	0,05	1,33	114	0,05	0,25	
401	ПС4 ВН	114,22	-14,38								
4	ПС4 ВН	114,2		20	10						
41	ПС4 НН	10,5	-3,1	-20	-10	0,05	1,33	114	0,05	0,25	
4	ПС4 ВН	114,22	-14,38								
5	ПС5 СН	117,5	1,9	37	16	0,49	1,7	205		-1,27	
2	ПС2 ВН	113,3	-0,7	-14	1	0,12	0,18	73		-0,89	
3	ПС3 ВН	115,2	0,7	18	2	0,14	0,24	91		-0,78	
401	ПС4 ВН	114,2		-20	-10						
402	ПС4 ВН	114,2		-20	-10						
31	ПС3 НН	10,74	-17,76	33,5	29,6						-12
301	ПС3 ВН-В	115,2	4,1	17	9	0,07	1,61	1010	0,03	0,17	
302	ПС3 ВН-В	115,2	4,1	17	9	0,07	1,61	1010	0,03	0,17	
302	ПС3 ВН-В	115,23	-13,67								
3	ПС3 ВН	115,2		17	10						
31	ПС3 НН	10,7	-4,1	-17	-10	0,07	1,61	99	0,03	0,17	
301	ПС3 ВН-В	115,23	-13,67								
3	ПС3 ВН	115,2		17	10						
31	ПС3 НН	10,7	-4,1	-17	-10	0,07	1,61	99	0,03	0,17	
3	ПС3 ВН	115,23	-13,67								
5	ПС5 СН	117,5	1,2	26	11	0,28	0,74	141		-2,29	
5	ПС5 СН	117,5	1,2	26	11	0,28	0,74	141		-2,29	
4	ПС4 ВН	114,2	-0,7	-18	-2	0,14	0,24	91		-0,78	
301	ПС3 ВН-В	115,2		-17	-10						
302	ПС3 ВН-В	115,2		-17	-10						
11	ПС1 НН	10,54	-20,37	48,9	34,2						-17
101	ПС1 ВН-В	110,6	4	24	9	0,08	2,02	1419	0,05	0,24	
102	ПС1 ВН-В	110,6	4	24	9	0,08	2,02	1419	0,05	0,24	
102	ПС1 ВН-В	110,61	-16,33								
1	ПС1 ВН	110,6		25	11						
11	ПС1 НН	10,5	-4	-24	-11	0,08	2,02	140	0,05	0,24	
101	ПС1 ВН-В	110,61	-16,33								
1	ПС1 ВН	110,6		24	11						
11	ПС1 НН	10,5	-4	-24	-11	0,08	2,02	140	0,05	0,24	
1	ПС1 ВН	110,61	-16,33								
2	ПС2 ВН	113,3	1,2	25	11	0,37	0,77	140		-2,17	
2	ПС2 ВН	113,3	1,2	25	11	0,37	0,77	140		-2,17	
101	ПС1 ВН-В	110,6		-24	-11						
102	ПС1 ВН-В	110,6		-25	-11						

101	ПС1 ВН-В	119,9		-25	-11						
102	ПС1 ВН-В	119,9		-25	-11						

Таблица 3.2. Результаты расчёта послеаварийного режима

Номер	Название	V	Delta	P _н	Q _н	P _г	Q _г	V _{зд}	Q _{min}	Q _{max}	Q _ш
Ny	Название	V ₂	dDelta	P _л	Q _л	dP	dQ	I _л	P _ш	Q _ш	
7	БУ	238				206,3	20,2	238	23,3	23,3	
500	ПС5 ВН	223,4	-9,1	-103	-10	3,82	17,08	251		-28,18	
500	ПС5 ВН	223,4	-9,1	-103	-10	3,82	17,08	251		-28,18	
5	ПС5 СН	118,47	-12,67								-58
2	ПС2 ВН	111,2	-4,1	-77	-39	2,25	7,72	421		-2,62	
2	ПС2 ВН										
4	ПС4 ВН	114,2	-2,5	-50	-23	0,85	2,91	266		-1,28	
3	ПС3 ВН	115,9	-1,4	-31	-11	0,39	1,02	162		-2,32	
3	ПС3 ВН	115,9	-1,4	-31	-11	0,39	1,02	162		-2,32	
504	ПС5 Т3 ПТ	220,4	-0,9	63	9	0,04	-1,06	311			
501	ПС5 Т1 ПТ	220,4	-0,9	63	9	0,04	-1,06	311			
502	ПС5 Т2 ПТ	220,4	-0,9	63	9	0,04	-1,06	311			
500	ПС5 ВН	223,41	-9,06								
7	БУ	238	9,1	99	21	3,82	17,08	263		-28,18	
7	БУ	238	9,1	99	21	3,82	17,08	263		-28,18	
504	ПС5 Т3 ПТ	220,4	-4,6	-66	-14	0,04	5,41	175	0,06	0,59	
501	ПС5 Т1 ПТ	220,4	-4,6	-66	-14	0,04	5,41	175	0,06	0,59	
502	ПС5 Т2 ПТ	220,4	-4,6	-66	-14	0,04	5,41	175	0,06	0,59	
501	ПС5 Т1 ПТ	220,36	-13,62								
500	ПС5 ВН	223,4	4,6	66	8	0,04	5,41	175	0,06	0,59	
5	ПС5 СН	118,5	0,9	-63	-8	0,04	-1,06	167			
503	ПС5 НН	10,5	-0,5	-3	-1		0,02	8			
504	ПС5 Т3 ПТ	220,36	-13,62								
500	ПС5 ВН	223,4	4,6	66	8	0,04	5,41	175	0,06	0,59	
5	ПС5 СН	118,5	0,9	-63	-8	0,04	-1,06	167			
503	ПС5 НН	10,5	-0,5	-3	-1		0,02	8			
502	ПС5 Т2 ПТ	220,36	-13,62								
500	ПС5 ВН	223,4	4,6	66	8	0,04	5,41	175	0,06	0,59	
5	ПС5 СН	118,5	0,9	-63	-8	0,04	-1,06	167			
503	ПС5 НН	10,5	-0,5	-3	-1		0,02	8			
503	ПС5 НН	10,52	-14,07	8,9	8,9						-7
504	ПС5 Т3 ПТ	220,4	0,5	3	1		0,02	166			
501	ПС5 Т1 ПТ	220,4	0,5	3	1		0,02	166			
502	ПС5 Т2 ПТ	220,4	0,5	3	1		0,02	166			
21	ПС2 НН	10,64	-19,8	59,9	37,2						-22
201	ПС2 ВН-В	111,2	3,1	30	8	0,07	1,74	1665	0,06	0,35	
202	ПС2 ВН-В	111,2	3,1	30	8	0,07	1,74	1665	0,06	0,35	
202	ПС2 ВН-В	111,17	-16,75								
2	ПС2 ВН	111,2		30	10						
21	ПС2 НН	10,6	-3,1	-30	-10	0,07	1,74	163	0,06	0,35	
201	ПС2 ВН-В	111,17	-16,75								
2	ПС2 ВН	111,2		30	10						
21	ПС2 НН	10,6	-3,1	-30	-10	0,07	1,74	163	0,06	0,35	
2	ПС2 ВН	111,17	-16,75								
5	ПС5 СН	118,5	4,1	75	34	2,25	7,72	426		-2,62	
5	ПС5 СН										

1	ПС1 ВН	108,4	-1,3	-25	-10	0,39	0,8	139		-2,09	
1	ПС1 ВН	108,4	-1,3	-25	-10	0,39	0,8	139		-2,09	
4	ПС4 ВН	114,2	1,6	35	5	0,8	1,15	184		-0,87	
201	ПС2 ВН-В	111,2		-30	-10						
202	ПС2 ВН-В	111,2		-30	-10						
41	ПС4 НН	10,53	-18,22	40,5	32,4						-16
401	ПС4 ВН	114,2	3,1	20	8	0,05	1,32	1190	0,05	0,25	
402	ПС4 ВН	114,2	3,1	20	8	0,05	1,32	1190	0,05	0,25	
402	ПС4 ВН	114,23	-15,13								
4	ПС4 ВН	114,2		20	10						
41	ПС4 НН	10,5	-3,1	-20	-10	0,05	1,32	113	0,05	0,25	
401	ПС4 ВН	114,23	-15,13								
4	ПС4 ВН	114,2		20	10						
41	ПС4 НН	10,5	-3,1	-20	-10	0,05	1,32	113	0,05	0,25	
4	ПС4 ВН	114,23	-15,13								
5	ПС5 СН	118,5	2,5	49	21	0,85	2,91	268		-1,28	
2	ПС2 ВН	111,2	-1,6	-36	-6	0,8	1,15	183		-0,87	
3	ПС3 ВН	115,9	1,1	28	4	0,33	0,57	142		-0,79	
401	ПС4 ВН	114,2		-20	-10						
402	ПС4 ВН	114,2		-20	-10						
31	ПС3 НН	10,61	-18,09	33,5	29,6						-12
301	ПС3 ВН-В	115,9	4	17	9	0,07	1,59	1022	0,03	0,18	
302	ПС3 ВН-В	115,9	4	17	9	0,07	1,59	1022	0,03	0,18	
302	ПС3 ВН-В	115,89	-14,07								
3	ПС3 ВН	115,9		17	10						
31	ПС3 НН	10,6	-4	-17	-10	0,07	1,59	98	0,03	0,18	
301	ПС3 ВН-В	115,89	-14,07								
3	ПС3 ВН	115,9		17	10						
31	ПС3 НН	10,6	-4	-17	-10	0,07	1,59	98	0,03	0,18	
3	ПС3 ВН	115,89	-14,07								
5	ПС5 СН	118,5	1,4	31	12	0,39	1,02	166		-2,32	
5	ПС5 СН	118,5	1,4	31	12	0,39	1,02	166		-2,32	
4	ПС4 ВН	114,2	-1,1	-28	-4	0,33	0,57	141		-0,79	
301	ПС3 ВН-В	115,9		-17	-10						
302	ПС3 ВН-В	115,9		-17	-10						
11	ПС1 НН	10,52	-22,17	48,9	34,2						-17
101	ПС1 ВН-В	108,4	4,2	24	9	0,08	2,08	1411	0,04	0,23	
102	ПС1 ВН-В	108,4	4,2	24	9	0,08	2,08	1411	0,04	0,23	
102	ПС1 ВН-В	108,42	-18								
1	ПС1 ВН	108,4		25	11						
11	ПС1 НН	10,5	-4,2	-24	-11	0,08	2,08	142	0,04	0,23	
101	ПС1 ВН-В	108,42	-18								
1	ПС1 ВН	108,4		24	11						
11	ПС1 НН	10,5	-4,2	-24	-11	0,08	2,08	142	0,04	0,23	
1	ПС1 ВН	108,42	-18								
2	ПС2 ВН	111,2	1,3	24	11	0,39	0,8	143		-2,09	
2	ПС2 ВН	111,2	1,3	24	11	0,39	0,8	143		-2,09	
101	ПС1 ВН-В	108,4		-24	-11						
102	ПС1 ВН-В	108,4		-25	-11						
101	ПС1 ВН-В	119,9		-25	-11						
102	ПС1 ВН-В	119,9		-25	-11						

Таблица 3.3. Результаты расчёта нормального режима при наименьшей нагрузке

Номер	Название	V	Delta	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q min	Q max	Q ш
Ny	Название	V 2	dDelta	P л	Q л	dP	dQ	I л	P ш	Q ш	
7	БУ	220				133	-44,7	220	-35,9	-35,9	
500	ПС5 ВН	219,6	-7	-67	22	1,79	8	184		-25,55	
500	ПС5 ВН	219,6	-7	-67	22	1,79	8	184		-25,55	
5	ПС5 СН	115,93	-9,43								-28
2	ПС2 ВН	113,8	-2	-35	-6	0,4	1,37	177		-2,62	
2	ПС2 ВН	113,8	-2	-35	-6	0,4	1,37	177		-2,62	
4	ПС4 ВН	115,1	-1,3	-22		0,15	0,51	112		-1,26	
3	ПС3 ВН	115,2	-0,8	-15		0,08	0,22	76		-2,26	
3	ПС3 ВН	115,2	-0,8	-15		0,08	0,22	76		-2,26	
504	ПС5 Т3 ПТ	220,8	-0,6	41	-5	0,02	-0,45	207			
501	ПС5 Т1 ПТ	220,8	-0,6	41	-5	0,02	-0,45	207			
502	ПС5 Т2 ПТ	220,8	-0,6	41	-5	0,02	-0,45	207			
500	ПС5 ВН	219,56	-7								
7	БУ	220	7	65	-5	1,79	8	171		-25,55	
7	БУ	220	7	65	-5	1,79	8	171		-25,55	
504	ПС5 Т3 ПТ	220,8	-3	-43	3	0,02	2,32	114	0,06	0,57	
501	ПС5 Т1 ПТ	220,8	-3	-43	3	0,02	2,32	114	0,06	0,57	
502	ПС5 Т2 ПТ	220,8	-3	-43	3	0,02	2,32	114	0,06	0,57	
501	ПС5 Т1 ПТ	220,76	-10,04								
500	ПС5 ВН	219,6	3	43	-6	0,02	2,32	114	0,06	0,57	
5	ПС5 СН	115,9	0,6	-41	6	0,02	-0,45	109			
503	ПС5 НН	10,6	-0,3	-2			0,01	5			
504	ПС5 Т3 ПТ	220,76	-10,04								
500	ПС5 ВН	219,6	3	43	-6	0,02	2,32	114	0,06	0,57	
5	ПС5 СН	115,9	0,6	-41	6	0,02	-0,45	109			
503	ПС5 НН	10,6	-0,3	-2			0,01	5			
502	ПС5 Т2 ПТ	220,76	-10,04								
500	ПС5 ВН	219,6	3	43	-6	0,02	2,32	114	0,06	0,57	
5	ПС5 СН	115,9	0,6	-41	6	0,02	-0,45	109			
503	ПС5 НН	10,6	-0,3	-2			0,01	5			
503	ПС5 НН	10,57	-10,36	6,3	6,3						-7
504	ПС5 Т3 ПТ	220,8	0,3	2			0,01	114			
501	ПС5 Т1 ПТ	220,8	0,3	2			0,01	114			
502	ПС5 Т2 ПТ	220,8	0,3	2			0,01	114			
21	ПС2 НН	10,77	-13,93	50,5	31,3						-22
201	ПС2 ВН-В	113,8	2,5	25	5	0,04	1,13	1369	0,06	0,37	
202	ПС2 ВН-В	113,8	2,5	25	5	0,04	1,13	1369	0,06	0,37	
202	ПС2 ВН-В	113,79	-11,47								
2	ПС2 ВН	113,8		26	6						
21	ПС2 НН	10,8	-2,5	-25	-6	0,04	1,13	132	0,06	0,37	
201	ПС2 ВН-В	113,79	-11,47								
2	ПС2 ВН	113,8		25	6						
21	ПС2 НН	10,8	-2,5	-25	-6	0,04	1,13	132	0,06	0,37	
2	ПС2 ВН	113,79	-11,47								
5	ПС5 СН	115,9	2	35	8	0,4	1,37	180		-2,62	
5	ПС5 СН	115,9	2	35	8	0,4	1,37	180		-2,62	
1	ПС1 ВН	112,4	-0,9	-17	-2	0,16	0,32	89		-2,22	
1	ПС1 ВН	112,4	-0,9	-17	-2	0,16	0,32	89		-2,22	
4	ПС4 ВН	115,1	0,8	16	2	0,16	0,23	82		-0,9	

201	ПС2 ВН-В	113,8		-25	-6						
202	ПС2 ВН-В	113,8		-26	-6						
41	ПС4 НН	10,74	-11,88	15,4	12,4						-17
401	ПС4 ВН	115,1	1,2	8	-2	0,01	0,16	427	0,05	0,26	
402	ПС4 ВН	115,1	1,2	8	-2	0,01	0,16	427	0,05	0,26	
402	ПС4 ВН	115,07	-10,72								
4	ПС4 ВН	115,1		8	-2						
41	ПС4 НН	10,7	-1,2	-8	2	0,01	0,16	40	0,05	0,26	
401	ПС4 ВН	115,07	-10,72								
4	ПС4 ВН	115,1		8	-2						
41	ПС4 НН	10,7	-1,2	-8	2	0,01	0,16	40	0,05	0,26	
4	ПС4 ВН	115,07	-10,72								
5	ПС5 СН	115,9	1,3	22	1	0,15	0,51	112		-1,26	
2	ПС2 ВН	113,8	-0,8	-16	-1	0,16	0,23	82		-0,9	
3	ПС3 ВН	115,2	0,5	9	-3	0,04	0,07	50		-0,79	
401	ПС4 ВН	115,1		-8	2						
402	ПС4 ВН	115,1		-8	2						
31	ПС3 НН	10,66	-12,7	20,6	18,2						-12
301	ПС3 ВН-В	115,2	2,5	10	3	0,02	0,49	578	0,03	0,17	
302	ПС3 ВН-В	115,2	2,5	10	3	0,02	0,49	578	0,03	0,17	
302	ПС3 ВН-В	115,22	-10,24								
3	ПС3 ВН	115,2		10	4						
31	ПС3 НН	10,7	-2,5	-10	-4	0,02	0,49	55	0,03	0,17	
301	ПС3 ВН-В	115,22	-10,24								
3	ПС3 ВН	115,2		10	4						
31	ПС3 НН	10,7	-2,5	-10	-4	0,02	0,49	55	0,03	0,17	
3	ПС3 ВН	115,22	-10,24								
5	ПС5 СН	115,9	0,8	15	2	0,08	0,22	76		-2,26	
5	ПС5 СН	115,9	0,8	15	2	0,08	0,22	76		-2,26	
4	ПС4 ВН	115,1	-0,5	-10	4	0,04	0,07	52		-0,79	
301	ПС3 ВН-В	115,2		-10	-4						
302	ПС3 ВН-В	115,2		-10	-4						
11	ПС1 НН	10,71	-15,1	34,2	23,8						-17
101	ПС1 ВН-В	112,4	2,7	17	3	0,03	0,85	934	0,05	0,24	
102	ПС1 ВН-В	112,4	2,7	17	3	0,03	0,85	934	0,05	0,24	
102	ПС1 ВН-В	112,39	-12,41								
1	ПС1 ВН	112,4		17	4						
11	ПС1 НН	10,7	-2,7	-17	-4	0,03	0,85	91	0,05	0,24	
101	ПС1 ВН-В	112,39	-12,41								
1	ПС1 ВН	112,4		17	4						
11	ПС1 НН	10,7	-2,7	-17	-4	0,03	0,85	91	0,05	0,24	
1	ПС1 ВН	112,39	-12,41								
2	ПС2 ВН	113,8	0,9	17	4	0,16	0,32	91		-2,22	
2	ПС2 ВН	113,8	0,9	17	4	0,16	0,32	91		-2,22	
101	ПС1 ВН-В	112,4		-17	-4						
102	ПС1 ВН-В	112,4		-17	-4						
101	ПС1 ВН-В	119,9		-25	-11						
102	ПС1 ВН-В	119,9		-25	-11						

Таблица 3.4. Результаты расчёта послеаварийного режима наименьшая нагрузка

Номер	Название	V	Delta	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q min	Q max	Q ш
Ny	Название	V 2	dDelta	P л	Q л	dP	dQ	I л	P ш	Q ш	
7	БУ	220				134,4	9,2	220	-500	500	
500	ПС5 ВН	219	-7,1	-67	-5	1,82	8,12	177		25,49	
500	ПС5 ВН	219	-7,1	-67	-5	1,82	8,12	177		25,49	
5	ПС5 СН	115,14	-9,5								-114
2	ПС2 ВН	110,1	-3,1	-55	-27	1,18	4,04	309		2,52	
2	ПС2 ВН										
4	ПС4 ВН	113,1	-1,7	-31	-10	0,31	1,07	163		1,23	
3	ПС3 ВН	113,8	-1	-19	-6	0,14	0,37	100		2,22	
3	ПС3 ВН	113,8	-1	-19	-6	0,14	0,37	100		2,22	
504	ПС5 Т3 ПТ	224,6	-0,6	42	-22	0,02	-0,56	236			
501	ПС5 Т1 ПТ	224,6	-0,6	42	-22	0,02	-0,56	236			
502	ПС5 Т2 ПТ	224,6	-0,6	42	-22	0,02	-0,56	236			
500	ПС5 ВН	219	-7,06								
7	БУ	220	7,1	65	-29	1,82	8,12	189		25,49	
7	БУ	220	7,1	65	-29	1,82	8,12	189		25,49	
504	ПС5 Т3 ПТ	224,6	-3	-44	19	0,02	2,85	126	0,06	0,56	
501	ПС5 Т1 ПТ	224,6	-3	-44	19	0,02	2,85	126	0,06	0,56	
502	ПС5 Т2 ПТ	224,6	-3	-44	19	0,02	2,85	126	0,06	0,56	
501	ПС5 Т1 ПТ	224,57	-10,09								
500	ПС5 ВН	219	3	44	-23	0,02	2,85	127	0,06	0,56	
5	ПС5 СН	115,1	0,6	-42	22	0,02	-0,56	121			
503	ПС5 НН	10,8	-0,3	-2			0,01	5			
504	ПС5 Т3 ПТ	224,57	-10,09								
500	ПС5 ВН	219	3	44	-23	0,02	2,85	127	0,06	0,56	
5	ПС5 СН	115,1	0,6	-42	22	0,02	-0,56	121			
503	ПС5 НН	10,8	-0,3	-2			0,01	5			
502	ПС5 Т2 ПТ	224,57	-10,09								
500	ПС5 ВН	219	3	44	-23	0,02	2,85	127	0,06	0,56	
5	ПС5 СН	115,1	0,6	-42	22	0,02	-0,56	121			
503	ПС5 НН	10,8	-0,3	-2			0,01	5			
503	ПС5 НН	10,75	-10,4	6,3	6,3						-7
504	ПС5 Т3 ПТ	224,6	0,3	2			0,01	113			
501	ПС5 Т1 ПТ	224,6	0,3	2			0,01	113			
502	ПС5 Т2 ПТ	224,6	0,3	2			0,01	113			
21	ПС2 НН	10,59	-15,23	50,5	31,3						-21
201	ПС2 ВН-В	110,1	2,6	25	5	0,05	1,22	1396	0,05	0,34	
202	ПС2 ВН-В	110,1	2,6	25	5	0,05	1,22	1396	0,05	0,34	
202	ПС2 ВН-В	110,06	-12,6								
2	ПС2 ВН	110,1		26	6						
21	ПС2 НН	10,6	-2,6	-25	-6	0,05	1,22	137	0,05	0,34	
201	ПС2 ВН-В	110,06	-12,6								
2	ПС2 ВН	110,1		25	6						
21	ПС2 НН	10,6	-2,6	-25	-6	0,05	1,22	137	0,05	0,34	
2	ПС2 ВН	110,06	-12,6								
5	ПС5 СН	115,1	3,1	54	21	1,18	4,04	304		2,52	
5	ПС5 СН										
1	ПС1 ВН	108,3	-0,9	-17	-7	0,18	0,38	99		2,07	
1	ПС1 ВН	108,3	-0,9	-17	-7	0,18	0,38	99		2,07	
4	ПС4 ВН	113,1	1,4	31	7	0,67	0,97	168		0,85	

201	ПС2 ВН-В	110,1		-25	-6						
202	ПС2 ВН-В	110,1		-26	-6						
41	ПС4 НН	10,55	-12,4	15,4	12,4						-16
401	ПС4 ВН	113,1	1,2	8	-2	0,01	0,17	431	0,05	0,25	
402	ПС4 ВН	113,1	1,2	8	-2	0,01	0,17	431	0,05	0,25	
402	ПС4 ВН	113,07	-11,2								
4	ПС4 ВН	113,1		8	-1						
41	ПС4 НН	10,6	-1,2	-8	1	0,01	0,17	40	0,05	0,25	
401	ПС4 ВН	113,07	-11,2								
4	ПС4 ВН	113,1		8	-1						
41	ПС4 НН	10,6	-1,2	-8	1	0,01	0,17	40	0,05	0,25	
4	ПС4 ВН	113,07	-11,2								
5	ПС5 СН	115,1	1,7	31	7	0,31	1,07	161		1,23	
2	ПС2 ВН	110,1	-1,4	-32	-8	0,67	0,97	169		0,85	
3	ПС3 ВН	113,8	0,8	17	-2	0,12	0,22	87		0,77	
401	ПС4 ВН	113,1		-8	1						
402	ПС4 ВН	113,1		-8	1						
31	ПС3 НН	10,52	-12,98	20,6	18,2						-12
301	ПС3 ВН-В	113,8	2,5	10	3	0,02	0,51	588	0,03	0,17	
302	ПС3 ВН-В	113,8	2,5	10	3	0,02	0,51	588	0,03	0,17	
302	ПС3 ВН-В	113,8	-10,45								
3	ПС3 ВН	113,8		10	4						
31	ПС3 НН	10,5	-2,5	-10	-4	0,02	0,51	56	0,03	0,17	
301	ПС3 ВН-В	113,8	-10,45								
3	ПС3 ВН	113,8		10	4						
31	ПС3 НН	10,5	-2,5	-10	-4	0,02	0,51	56	0,03	0,17	
3	ПС3 ВН	113,8	-10,45								
5	ПС5 СН	115,1	1	19	3	0,14	0,37	97		2,22	
5	ПС5 СН	115,1	1	19	3	0,14	0,37	97		2,22	
4	ПС4 ВН	113,1	-0,8	-17	1	0,12	0,22	87		0,77	
301	ПС3 ВН-В	113,8		-10	-4						
302	ПС3 ВН-В	113,8		-10	-4						
11	ПС1 НН	10,49	-16,42	34,2	23,8						-16
101	ПС1 ВН-В	108,3	2,9	17	4	0,04	0,92	957	0,04	0,23	
102	ПС1 ВН-В	108,3	2,9	17	4	0,04	0,92	957	0,04	0,23	
102	ПС1 ВН-В	108,29	-13,52								
1	ПС1 ВН	108,3		17	5						
11	ПС1 НН	10,5	-2,9	-17	-5	0,04	0,92	95	0,04	0,23	
101	ПС1 ВН-В	108,29	-13,52								
1	ПС1 ВН	108,3		17	5						
11	ПС1 НН	10,5	-2,9	-17	-5	0,04	0,92	95	0,04	0,23	
1	ПС1 ВН	108,29	-13,52								
2	ПС2 ВН	110,1	0,9	17	5	0,18	0,38	95		2,07	
2	ПС2 ВН	110,1	0,9	17	5	0,18	0,38	95		2,07	
101	ПС1 ВН-В	108,3		-17	-5						
102	ПС1 ВН-В	108,3		-17	-5						
101	ПС1 ВН-В	119,9		-25	-11						
102	ПС1 ВН-В	119,9		-25	-11						

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Расчет токов короткого замыкания

Таблица И.1. Исходные данные для узлов

Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U ном	G ш	B ш	g0	b0
зак	7	БУ		220	0	0	0	0
у	5	ПС5 СН		110	0	-4132	0	0
у	500	ПС5 ВН		220	0	0	0	0
у	501	ПС5 Т1 пт		220	0	0	0	0
у	504	ПС5 Т3 пт		220	0	0	0	0
у	502	ПС5 Т2 пт		220	0	0	0	0
зак	503	ПС5 НН		10	0	-12000	0	0
зак	21	ПС2 НН		10	0	-195000	0	0
у	202	ПС2 ВН-В		110	0	0	0	0
у	201	ПС2 ВН-В		110	0	0	0	0
у	2	ПС2 ВН		110	0	0	0	0
зак	41	ПС4 НН		10	0	-143300	0	0
у	402	ПС4 ВН		110	0	0	0	0
у	401	ПС4 ВН		110	0	0	0	0
у	4	ПС4 ВН		110	0	0	0	0
зак	31	ПС3 НН		10	0	-107900	0	0
у	302	ПС3 ВН-В		110	0	0	0	0
у	301	ПС3 ВН-В		110	0	0	0	0
у	3	ПС3 ВН		110	0	0	0	0
зак	11	ПС1 НН		10	0	-141000	0	0
у	102	ПС1 ВН-В		110	0	0	0	0
у	101	ПС1 ВН-В		110	0	0	0	0
у	1	ПС1 ВН		110	0	0	0	0

Таблица И.2. Исходные данные для ветвей

Тип	N нач	N кон	N п	R	X	G	B	БД анц	N анц	Кт/г	r0	x0	g0	b0
ЛЭП	7	500	0	19,2	85,8	0,0	-529,0	0,0	0,0	0,0	48,0	257,4	0,0	-370,3
ЛЭП	7	500	0	19,2	85,8	0,0	-529,0	0,0	0,0	0,0	48,0	257,4	0,0	-370,3
ЛЭП	5	2	0	4,2	14,3	0,0	-198,8	0,0	0,0	0,0	8,4	50,2	0,0	-139,2
ЛЭП	5	2	0	4,2	14,3	0,0	-198,8	0,0	0,0	0,0	8,4	50,2	0,0	-139,2
ЛЭП	5	4	0	4,0	13,6	0,0	-94,3	0,0	0,0	0,0	7,9	47,6	0,0	-66,0
ЛЭП	5	3	0	4,9	12,7	0,0	-169,2	0,0	0,0	0,0	9,8	44,5	0,0	-118,5
ЛЭП	5	3	0	4,9	12,7	0,0	-169,2	0,0	0,0	0,0	9,8	44,5	0,0	-118,5
ЛЭП	2	1	0	6,5	13,4	0,0	-173,2	0,0	0,0	0,0	13,1	47,0	0,0	-121,3
ЛЭП	2	1	0	6,5	13,4	0,0	-173,2	0,0	0,0	0,0	13,1	47,0	0,0	-121,3
ЛЭП	4	2	0	7,9	11,4	0,0	-68,7	0,0	0,0	0,0	15,8	39,9	0,0	-48,1
ЛЭП	3	4	0	5,5	9,6	0,0	-59,5	0,0	0,0	0,0	10,9	33,5	0,0	-41,7
Тр-р	500	504	0	0,5	59,2	1,2	11,8	0,0	0,0	1,0	0,5	53,3	1,2	8,2
Тр-р	504	5	0	0,5	-12,7	0,0	0,0	1,0	7,0	0,5	0,5	-11,4	0,0	0,0
Тр-р	504	503	0	0,5	131,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	118,1	0,0	0,0
Тр-р	500	501	0	0,5	59,2	1,2	11,8	0,0	0,0	1,0	0,5	53,3	1,2	8,2
Тр-р	501	5	0	0,5	-12,7	0,0	0,0	1,0	7,0	0,5	0,5	-11,4	0,0	0,0
Тр-р	501	503	0	0,5	131,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	118,1	0,0	0,0
Тр-р	500	502	0	0,5	59,2	1,2	11,8	0,0	0,0	1,0	0,5	53,3	1,2	8,2

Тр-р	502	5	0	0,5	-12,7	0,0	0,0	1,0	7,0	0,5	0,5	-11,4	0,0	0,0
Тр-р	502	503	0	0,5	131,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	118,1	0,0	0,0
Выкл	1	101	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Выкл	1	102	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Выкл	2	201	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Выкл	2	202	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Выкл	3	301	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Выкл	3	302	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Выкл	4	401	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Выкл	4	402	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Тр-р	101	11	0	1,3	34,7	3,8	19,3	2,0	14,0	0,1	1,3	31,2	3,8	13,5
Тр-р	102	11	0	1,3	34,7	3,8	19,3	2,0	14,0	0,1	1,3	31,2	3,8	13,5
Тр-р	401	41	0	1,3	34,7	3,8	19,3	2,0	11,0	0,1	1,3	31,2	3,8	13,5
Тр-р	402	41	0	1,3	34,7	3,8	19,3	2,0	11,0	0,1	1,3	31,2	3,8	13,5
Тр-р	301	31	0	2,5	55,5	2,0	13,1	3,0	9,0	0,1	2,5	49,9	2,0	9,2
Тр-р	302	31	0	2,5	55,5	2,0	13,1	3,0	9,0	0,1	2,5	49,9	2,0	9,2
Тр-р	201	21	0	0,9	22,0	4,5	28,2	3,0	9,0	0,1	0,9	19,8	4,5	19,8
Тр-р	202	21	0	0,9	22,0	4,5	28,2	3,0	9,0	0,1	0,9	19,8	4,5	19,8


Таблица И.3. Результаты расчёта токов КЗ

№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1	1	3ф	11	12,3	-83,31	0	0	0	0

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

Кафедра «Электроэнергетика»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 В.И. Пантелеев
«26» 06 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02.05 – Электроэнергетические системы и сети

ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗВИТИЯ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ
РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ


Руководитель


26.06.2023
подпись, дата

профессор, д-р техн. наук
должность, учёная степень

А.А. Герасименко
инициалы, фамилия

Выпускник


26.06.23
подпись, дата

И.В. Опритов
инициалы, фамилия

Красноярск 2023

л.шт.об

1:1

1

ТЕСТИРУ

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

Кафедра «Электроэнергетика»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В. И. Пантелеев

« 24 » 14 2023 г

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК

выполнения ВКР

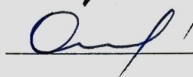
Наименование и содержание этапа	Срок выполнения
Обработка исходных данных	08.05
Проектирование и расчёт РЭС	15.05
Анализ графиков нагрузки и оптимизация режимов РЭС	22.05
Расчёт токов КЗ и выбор выключателей для подстанции №1	29.05
Оформление пояснительной записки	02.06
Выполнение графической части	07.06

Руководитель ВКР



А.А. Герасименко

Задание принял к исполнению



И.В. Опритов

«01» 02 2023 г.

Листов

1:1

1

Листов