

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	2
1 Климатическая и географическая характеристика района проектирования	4
2 Расчёт электрических нагрузок подстанций	5
3 Разработка конкурентоспособных вариантов электрической сети	7
3.1 Разработка и анализ четырёх вариантов конфигурации электрической сети	7
3.2 Расчет упрощенного потокораспределения активной мощности и выбор номинального напряжения в каждом из вариантов	9
3.3 Выбор типов схем распределительных устройств подстанций	12
3.4 Выбор двух конкурентоспособных вариантов	15
3.5 Компенсация реактивной мощности	16
3.6 Выбор сечений проводников в каждом из двух вариантов	17
3.7 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	19
3.8 Конструктивное исполнение электрической сети	22
4 Выбор оптимального варианта электрической сети	25
4.1 Расчёт капитальных вложений	25
4.2 Расчет потерь электрической энергии	26
4.3 Расчёт эксплуатационных издержек	28
4.4 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	29
5 Расчёт и анализ установившихся режимов	30
5.1 Расчёт максимального режима	30
5.2 Расчёт послеаварийного режима	32
5.3 Анализ режимов	33
6 Регулирование напряжения в сети	36
Заключение	39
Библиографический список	41
Приложение А. Расчёт максимального режима	43
Приложение Б. Расчёт послеаварийного режима	54

## ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика в России является одной из важнейших отраслей промышленности, а на Дальнем Востоке – практически основной отраслью промышленности. Объёмов электроэнергии, вырабатываемой электростанциями этого региона, достаточно не только для полного обеспечения всех региональных потребителей электроэнергии, но и для экспорта в Китай.

Электроэнергетическая отрасль на Дальнем Востоке в настоящее время не только успешно функционирует, но и развивается. В свою очередь, развитие электроэнергетики влияет в лучшую сторону на состояние промышленности в целом. Поэтому невозможно представить себе современного инженера-электрика, который жил бы только сегодняшним днём, не задумываясь о перспективах развития для своего энергопредприятия, своей региональной энергосистемы и объединённой энергосистемы в целом. Следовательно, любой специалист, имеющий электроэнергетическое образование, должен уметь на высоком техническом уровне проектировать электрические сети. Данный курсовой проект как раз и должен подтвердить умение будущего инженера-электрика проектировать электрические сети.

Целью данного проекта является разработка распределительной электрической сети, которая должна объединить пять подстанций, потребляющих электрическую энергию, с источниками питания – двумя узловыми районными подстанциями (ИП). Рассматриваемые объекты находятся на Дальнем Востоке России.

Результатом проектирования должен стать оптимальный по технико-экономическим показателям вариант сети, для которого в процессе проектирования должно быть выбрано основное электрооборудование (силовые трансформаторы, компенсирующие устройства, провода ЛЭП) и схемы электрических соединений распределительных устройств подстанций.

Для выбора оборудования необходимо рассчитать вероятностные характеристики нагрузок подстанций, а оптимальный вариант выбирается по мини-

муму среднегодовых эквивалентных затрат.

Выбранный оптимальный вариант необходимо проверить на возможность работы в установившихся электрических режимах – максимальном и послеаварийном, везде должно обеспечиваться надёжное электроснабжение потребителей в требуемом объёме при соблюдении ограничений по уровням напряжений в узлах сети. Расчёты режимов выполнить в программе MathCad.

## 1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ И ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Для определения климатических характеристик уточняем район Дальнего Востока России, в котором будет сооружаться проектируемая распределительная электрическая сеть, – Приморский край. Климат района формируется под влиянием Тихоокеанского муссона и горного рельефа местности. Влияние Тихоокеанского муссона зимой определяет низкие температуры воздуха и большую влажность воздуха. Тихоокеанский муссон в тёплый период приносит восточные влажные ветра, осадки, потепления. Под влиянием гор характер элементов искажается: направления ветра приобретают направления межгорных долин, в замкнутых котловинах происходит застой воздуха и дополнительное выхолаживание, меняется количество выпадающих осадков.

Среднегодовое количество осадков составляет 900–1200 мм. Среднегодовое число дней с грозой равно 40–50 дней, среднегодовая продолжительность гроз равна 60–80 часов (в соответствии с ПУЭ). Информация по остальным климатическим условиям определена по [12] и сведена в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия

Район по толщине стенки гололёда	IV
Нормативная толщина стенки гололеда $b$ для высоты 10 м над поверхностью земли, мм	20 мм
Район по ветровому давлению	IV
Наибольшая нормативная скорость ветра на высоте до 15 м, м/с	32
Наибольший нормативный скоростной напор ветра на высоте до 15 м от поверхности земли, Па	650
Наивысшая температура, °С	+36°С
Наинизшая температура, °С	-31°С
Среднегодовая температура, °С	4°С

## 2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПОДСТАНЦИЙ

Первым этапом проектирования электрической сети является определение электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование электроэнергетической системы, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на электрическую сеть, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования.

По максимальным электрическим нагрузкам определяются номинальные напряжения участков сети, выбираются и проверяются токоведущие элементы – провода ВЛЭП, проводится расчёт режимов работы сети, по средним электрическим нагрузкам определяется число и мощность силовых трансформаторов, потребление электроэнергии, по среднеквадратичной (эффективной) нагрузке – рассчитываются потери электроэнергии.

Максимальные значения мощностей нагрузок по подстанциям известны из задания на проектирование.

Средние ( $P_{cp}$ ), максимальные ( $P_{max}$ ) и среднеквадратичные ( $P_{ск}$ ) значения активной мощности нагрузок подстанций определяются по следующим формулам:

$$P_{cp} = P_{уст} \cdot K_{и}; \quad (1)$$

$$P_{max} = P_{cp} \cdot K_{max}; \quad (2)$$

$$P_{ск} = P_{cp} \cdot K_{ф}, \quad (3)$$

где  $P_{уст}$  – суммарная установленная мощность подстанции в соответствии с заданием на проектирование;

$K_{и} = 0,7$  – заданное значение коэффициента использования;

$K_{max} = 1,2$  – заданное значение коэффициента максимума;

$K_{\phi}=1,17$  – заданное значение коэффициента формы.

Реактивные мощности нагрузки  $j$ -ой подстанции находятся через коэффициент мощности:

$$Q_j = P_j \cdot \operatorname{tg} \varphi_j, \quad (4)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_j$  – заданный коэффициент мощности для  $j$ -ой подстанции.

Вероятностные характеристики нагрузки для подстанции А:

$$P_{\text{cpA}} = 32 \cdot 0,7 = 22,40 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{maxA}} = 22,40 \cdot 1,2 = 26,88 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{скA}} = 22,40 \cdot 1,17 = 26,21 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{cpA}} = 22,40 \cdot 0,51 = 11,42 \text{ МВар};$$

$$Q_{\text{maxA}} = 26,88 \cdot 0,51 = 13,71 \text{ МВар};$$

$$Q_{\text{скA}} = 26,21 \cdot 0,51 = 13,37 \text{ МВар}.$$

Значения рассчитанных вероятностных характеристик для всех подстанций приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Вероятностные характеристики нагрузки

ПС	$P_{\text{уст}}$ , МВт	$P_{\text{cp}}$ , МВт	$P_{\text{max}}$ , МВт	$P_{\text{ск}}$ , МВт	$\operatorname{tg} \varphi$	$Q_{\text{cp}}$ , Мвар	$Q_{\text{max}}$ , Мвар	$Q_{\text{ск}}$ , Мвар
А	32	22,40	26,88	26,21	0,51	11,42	13,71	13,37
Б	38	26,60	31,92	31,12	0,52	13,83	16,60	16,18
В	42	29,40	35,28	34,40	0,53	15,58	18,70	18,23
Г	28	19,60	23,52	22,93	0,49	9,60	11,52	11,24
Д	29	20,30	24,36	23,75	0,50	10,15	12,18	11,88

### 3 РАЗРАБОТКА КОНКУРЕНТОСПОСОБНЫХ ВАРИАНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

#### 3.1 Разработка и анализ четырёх вариантов конфигурации электрической сети

В процессе составления вариантов следует стремиться к наиболее простым схемам сети и подстанций. При разработке вариантов следует отдавать предпочтение вариантам, в которых разветвление сети происходит в узле нагрузки. Необходимо также учитывать, что объединение крупных и мелких по потребляемой мощности подстанций может привести к неэкономичной работе силовых трансформаторов на мелких подстанциях, так как трансформаторы на них будут работать с недогрузкой. Кроме того, при составлении вариантов необходимо исключать обратные перетоки мощности в разомкнутых сетях и учитывать то, что кольцевые сети выполняются на одном уровне напряжения.

На всех подстанциях есть потребители всех категорий по надёжности электроснабжения, следовательно, к каждой подстанции должны подходить по две ВЛ или одна двухцепная ВЛ.

Руководствуясь принципами составления вариантов, разработаны четыре варианта схемы электрической сети, показанные на рисунках 1–4.

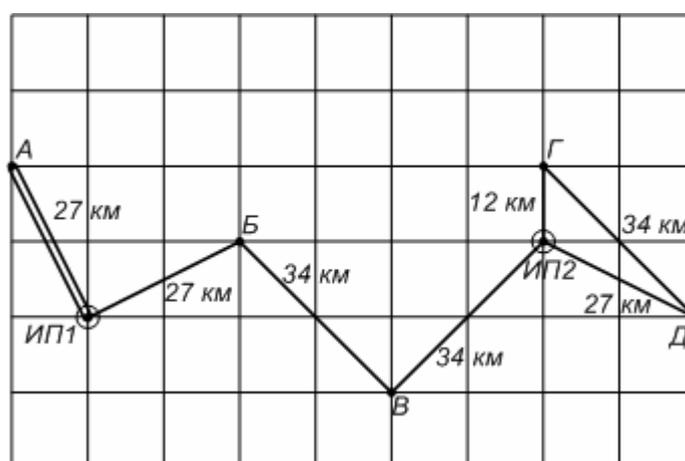


Рисунок 1 – Первый вариант сети

Все составленные варианты являются равнонадежными, т.к. во всех вариантах к каждой подстанции подходит или две одноцепные линии (в замкнутых

подсхемах) или одна двухцепная линия (в разомкнутых). В 1–3 вариантах сеть выполнена по смешанному принципу, а в 4 варианте сеть относится к замкнутым.

Сеть в первом варианте (рисунок 1) состоит из трёх подсхем: одноцепной линии ИП1–Б–В–ИП2 с двухсторонним питанием, двухцепной радиальной тупиковой линии ИП1–А и кольца ИП2–Г–Д–ИП2. Подстанция А является тупиковой, все остальные подстанции – транзитными.

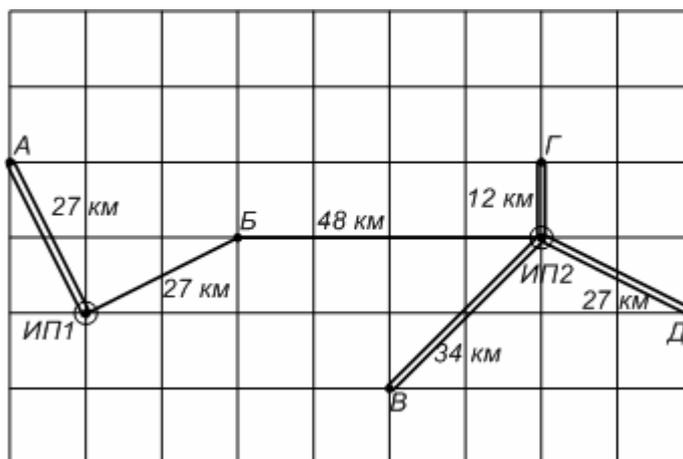


Рисунок 2 – Второй вариант сети

Сеть второго варианта можно также разложить на три подсхемы: радиальный участок с питанием от ИП1 (двухцепная тупиковая линия ИП1–А), участок с двухсторонним питанием (одноцепная линия ИП1–Б–ИП2) и радиальные линии, питающие три тупиковые подстанции от ИП2 (двухцепные линии ИП2–Г, ИП2–Д и ИП2–В). Подстанция Б – транзитная, все остальные подстанции – тупиковые.

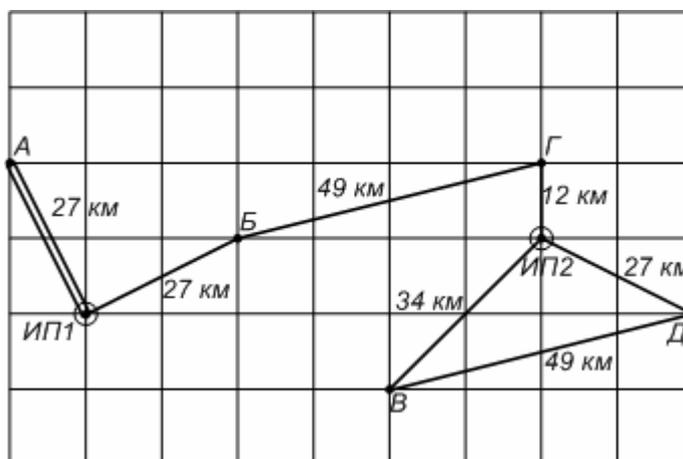


Рисунок 3 – Третий вариант сети

Сеть третьего варианта, показанная на рисунке 3, также состоит из трёх подсхем: двухцепной радиальной тупиковой линии ИП1–А, линии с двухсторонним питанием ИП1–Б–Г–ИП2 и замкнутого участка – кольца ИП2–Д–В–ИП2. Подстанция А – тупиковая, а остальные подстанции – транзитные.

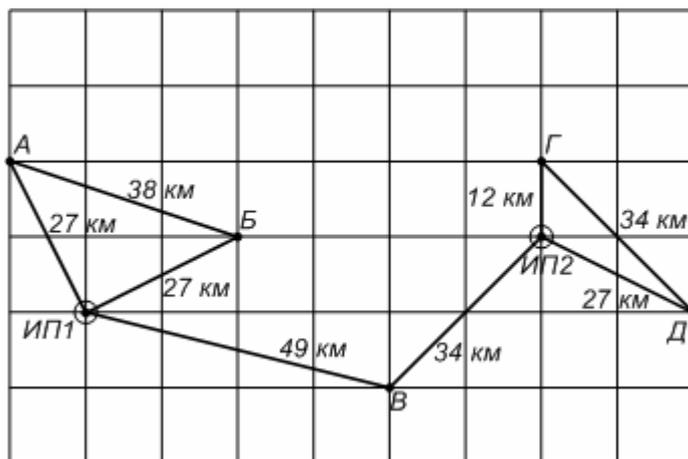


Рисунок 4 – Четвёртый вариант сети

Сеть четвёртого варианта состоит из трёх замкнутых подсхем и включает два кольца (ИП1–А–Б–ИП1 и ИП2–Г–Д–ИП2) и линию с двухсторонним питанием (ИП1–В–ИП2). Все потребительские подстанции выполняются транзитными.

### 3.2 Расчет упрощенного потокораспределения активной мощности и выбор номинального напряжения в каждом из вариантов

Номинальное напряжение сети является важнейшим параметром, который находится в самом начале проектирования и определяет все остальные принимаемые решения.

Рациональное напряжение находится по эмпирическому расчетному выражению:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (5)$$

здесь  $L$  – длина линии, определяемая по заданному плану расположения под-

станций с учётом коэффициента удлинения трассы ВЛ (принято значение 1,09), км;

$P$  – максимальная мощность, передаваемая по одной цепи рассматриваемой линии и определяемая приближённо (без учёта уравнивающей мощности и потерь мощности и по длинам линий), МВт.

Замкнутые участки (кольцевые и линии с двухсторонним питанием) выполняются на одном номинальном напряжении, поэтому для них достаточно рассчитывать  $U_{\text{рац}}$  на головных участках.

Потоки активной мощности на головных участках ИП1–Б и ИП2–В линии с двухсторонним питанием ИП1–Б–В–ИП2 в 1 варианте:

$$P_{\text{ИП1-Б}} = \frac{P_{\text{max Б}} \cdot (L_{\text{Б-В}} + L_{\text{ИП2-В}}) + P_{\text{max В}} \cdot L_{\text{ИП2-В}}}{L_{\text{ИП1-Б}} + L_{\text{Б-В}} + L_{\text{ИП2-В}}}; \quad (6)$$

$$P_{\text{ИП2-В}} = \frac{P_{\text{max Б}} \cdot L_{\text{ИП1-Б}} + P_{\text{max В}} \cdot (L_{\text{ИП1-Б}} + L_{\text{Б-В}})}{L_{\text{ИП1-Б}} + L_{\text{Б-В}} + L_{\text{ИП2-В}}}; \quad (7)$$

$$P_{\text{ИП1-Б}} = \frac{31,92 \cdot (34 + 34) + 35,28 \cdot 34}{27 + 34 + 34} = 35,47 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{ИП2-В}} = \frac{31,92 \cdot 27 + 35,28 \cdot (27 + 34)}{27 + 34 + 34} = 31,73 \text{ МВт}.$$

Поток мощности на участке Б–В в 1 варианте:

$$P_{\text{Б-В}} = P_{\text{ИП1-Б}} - P_{\text{max Б}}; \quad (8)$$

$$P_{\text{Б-В}} = 35,47 - 31,92 = 3,55 \text{ МВт}.$$

Поток мощности по двухцепной линии ИП1–А в 1 варианте:

$$P_{\text{ИП1-А}} = P_{\text{max А}}; \quad (9)$$

$$P_{\text{ИП1-А}} = 26,88 \text{ МВт}.$$

Остальные значения потоков максимальной активной мощности для всех сравниваемых четырех вариантов, рассчитанные аналогично, сведены в таблицу 3.

Рассчитываем рациональные напряжения для участков ИП1–Б и ИП2–В в 1 варианте по формуле (5):

$$U_{\text{рац.ИП1-Б}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{27} + \frac{2500}{35,47}}} = 106 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{рац.ИП2-В}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{34} + \frac{2500}{31,73}}} = 103 \text{ кВ}.$$

Таким образом, в 1 варианте для линии с двухсторонним питанием ИП1–Б–В–ИП2 принимается номинальное напряжение 110 кВ.

Расчёт рациональных и выбор номинальных напряжений для всех четырех сравниваемых вариантов выполнен в таблице 3.

Таблица 3 – Определение номинальных напряжений

Участок	L, км	P <sub>max</sub> , МВт	n <sub>ц</sub>	U <sub>рац</sub> , кВ	U <sub>ном</sub> , кВ
1 вариант					
ИП1–А	27	26,88	2	70	110
ИП1–Б	27	35,47	1	106	
Б–В	34	3,55	1	37	110
ИП2–В	34	31,73	1	103	
ИП2–Г	12	28,66	1	88	
Г–Д	34	5,14	1	45	110
ИП2–Д	27	19,22	1	82	
2 вариант					
ИП1–А	27	26,88	2	70	110
ИП1–Б	27	20,43	1	84	
ИП2–Б	48	11,49	1	66	110
ИП2–В	34	35,28	2	80	
ИП2–Г	12	23,52	2	63	
ИП2–Д	27	24,36	2	67	110

Продолжение таблицы 3

Участок	L, км	P <sub>max</sub> , МВт	n <sub>ц</sub>	U <sub>рац</sub> , кВ	U <sub>ном</sub> , кВ
3 вариант					
ИП1–А	27	26,88	2	70	110
ИП1–Б	27	25,33	1	92	110
Г–Б	49	6,59	1	51	
ИП2–Г	12	30,11	1	90	
ИП2–В	34	30,35	1	102	110
Д–В	49	4,93	1	44	
ИП2–Д	27	29,29	1	98	
4 вариант					
ИП1–А	27	28,36	1	97	110
А–Б	38	1,48	1	24	
ИП1–Б	27	30,44	1	100	
ИП1–В	49	14,45	1	74	110
ИП2–В	34	20,83	1	86	
ИП2–Г	12	28,66	1	88	110
Г–Д	34	5,14	1	45	
ИП2–Д	27	19,22	1	82	

### 3.3 Выбор типов схем распределительных устройств подстанций

Тупиковая подстанция А, получающая питание по двухцепной линии в 1–3 вариантах, и подстанции В, Г и Д во 2 варианте, которые также являются тупиковыми и питаются по двухцепным радиальным линиям, выполняются по схеме двух блоков линия–трансформатор, которая показана на рисунке 5.

В нормальном режиме работы схемы, показанной на рисунке 5, трансформатор Т1 подключен к линии W1 через выключатель Q1, а трансформатор Т2 – к линии W2 через выключатель Q2. Ремонтная перемычка из двух разъединителей QS3, QS4 отключена одним из них.

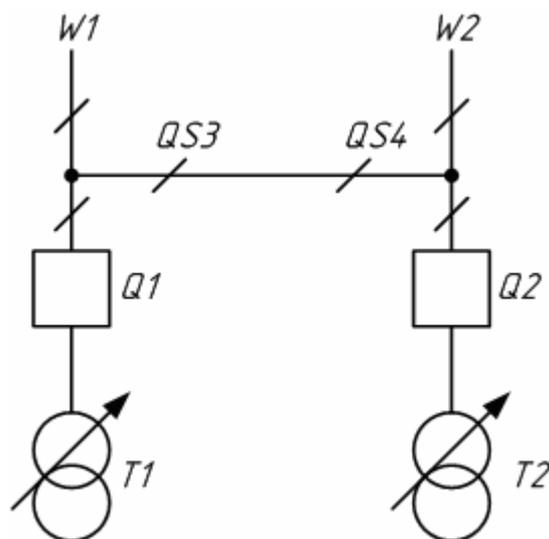


Рисунок 5 – Схема двух блоков линия–трансформатор с выключателями в цепях трансформаторов и неавтоматической ремонтной перемычкой

При необходимости вывода в ремонт трансформатора или выключателей, ошиновки в цепи трансформатора на стороне ВН и НН предварительно вся нагрузка подстанции переводится на другой трансформатор. Например, при выводе в ремонт трансформатора T1 отключается вводной выключатель в цепи НН этого трансформатора и включается секционный выключатель НН или наоборот (последовательность операций определяется местными инструкциями по производству переключений). Затем отключается выключатель Q1 со стороны высокого напряжения и отключается соответствующий разъединитель ВН, а выключатель НН в цепи трансформатора T1 выкатывается из ячейки в ремонтное положение.

При выводе в ремонт одной из линий ВН для того, чтобы оставить на подстанции в работе оба трансформатора, включается перемычка из разъединителей QS3 и QS4. Таким образом, возможно питание трансформатора T1 от линии W2 и трансформатора T2 от линии W1.

При коротком замыкании в трансформаторе релейной защитой отключаются выключатели на сторонах ВН и НН, и после срабатывания АВР включается секционный выключатель НН, переводя нагрузку обесточенной секции на оставшийся в работе трансформатор.

Схема двух блоков простая в обслуживании, недорогая и достаточно на-

дежная для питания потребителей всех категорий.

Подстанция Б во всех сравниваемых вариантах, подстанция А в 4 варианте и подстанции В, Г и Д в 1, 3 и 4 вариантах являются транзитными и поэтому выполняются по схеме мостика с выключателями в цепях линий и неавтоматической ремонтной перемычкой со стороны линий, которая показана на рисунке 6.

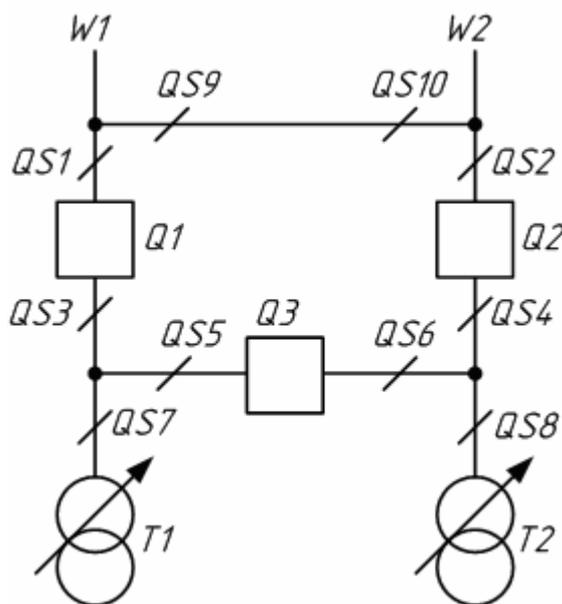


Рисунок 6 – Схема мостика с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий

В схеме мостика, показанной на рисунке 6, нормально один разъединитель, например, QS9, перемычки отключен, все выключатели включены. При коротком замыкании на линии отключается соответствующий линейный выключатель, но оба трансформатора остаются в работе. Короткое замыкание в трансформаторе отключается двумя выключателями, на время оперативных переключений теряется транзит по сети высокого напряжения.

Для ревизии выключателя Q1 предварительно включают QS9, затем отключают Q1 и разъединители QS1 и QS3 по обе стороны от выключателя. В результате оба трансформатора и обе линии остались в работе. Если в этом режиме произойдет КЗ на любой линии, то отключится Q2, т.е. подстанция останется без напряжения. При КЗ в трансформаторе отключаются выключатели Q2 и Q3, потребители на время оперативных переключений остаются обесточенными.

ми, а транзит по сети ВН сохраняется.

Для ремонта выключателя Q3 также предварительно включают переключку, а затем отключают Q3. В этом режиме при КЗ на одной линии отключаются обе линии, но при КЗ в цепи трансформатора, отключается только этот трансформатор.

Достоинством мостиковой схемы является возможность ревизии любого выключателя без отключения линий и трансформаторов. Схема простая в обслуживании и достаточно надежная для питания потребителей всех категорий.

### **3.4 Выбор двух конкурентоспособных вариантов**

Для выбора двух конкурентоспособных вариантов нужно определить суммарное количество выключателей, при этом число выключателей на шинах источников питания (ИП1 и ИП2) учитывается по числу цепей отходящих линий. Кроме суммарного числа выключателей для отбора двух конкурентоспособных вариантов рассчитывается суммарная длина ВЛЭП в одноцепном исполнении по вариантам. Результаты расчётов суммарных длин линий и общего количества выключателей по вариантам сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Отбор двух конкурентоспособных вариантов

Вариант	1	2	3	4
Суммарная длина линий 110 кВ, км	222	275	252	248
Суммарное число выключателей 110 кВ	20	21	20	21

По данным таблицы 4 в качестве первого конкурентоспособного варианта принимается 1 вариант, имеющий минимальную суммарную длину линий. Из таблицы 4 видно, что в 4 варианте суммарная длина ВЛ по сравнению с 3 вариантом меньше на 4 км, но суммарное число выключателей в 3 варианте меньше числа выключателей в 4 варианте, поэтому, учитывая стоимость ячейки одного комплекта выключателя 110 кВ (6300 тыс. руб. [10]) и одного километра ВЛ 110 кВ (1100 тыс. руб. [10]), в качестве второго конкурентоспособного варианта выбирается 3 вариант. Таким образом, для дальнейшей разработки и сравнения отобраны 1 и 3 варианты сети, показанные на рисунках 1 и 3.

### 3.5 Компенсация реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности по подстанциям выполняется с помощью конденсаторных батарей или синхронных компенсаторов для снижения потерь электроэнергии и напряжения в элементах питающей сети.

Требуемая мощность компенсирующих устройств (КУ) на одну секцию шин:

$$Q_{\text{ку}}^{\text{тр}} = 0,5 \cdot (Q_{\text{max}} - P_{\text{max}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{э}}), \quad (10)$$

где  $Q_{\text{max}}$ ,  $P_{\text{max}}$  – максимальные активная и реактивная мощности;  
 $\text{tg}\varphi_{\text{э}} = 0,4$  – значение коэффициента мощности, задаваемого энергосистемой.

Требуемая мощность КУ на одну секцию шин для подстанции А в режиме зимнего максимума:

$$Q_{\text{ку А}}^{\text{тр}} = 0,5 \cdot (13,71 - 26,88 \cdot 0,4) = 1,48 \text{ МВАр.}$$

На подстанции А на каждой секции шин устанавливается по 5 комплектных конденсаторных установок (ККУ) УКЛ-10,5-300У3 [9].

Нескомпенсированная реактивная мощность подстанции находится следующим образом:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{max}} - 2 \cdot Q_{\text{ку}}^{\text{факт}}, \quad (11)$$

здесь  $Q_{\text{ку}}^{\text{факт}}$  – фактическая мощность КУ на одну секцию шин.

Для подстанции А в режиме зимнего максимума:

$$Q_{\text{неск А}} = 13,71 - 2 \cdot 5 \cdot 0,3 = 10,71 \text{ МВАр.}$$

Результаты аналогично проведённой компенсации реактивной мощности для остальных подстанций даны в таблице 5.

Таблица 5 – Компенсация реактивной мощности (для обоих вариантов)

ПС	$Q_{\max}$ , МВАр	$P_{\max}$ , МВт	$Q_{\text{ку}}$ , МВАр	ККУ на одну секцию шин	$Q_{\text{ку}}^{\text{факт}}$ , МВАр	$Q_{\text{неск}}$ , МВАр
А	13,71	26,88	1,48	5×УКЛ-10,5-300УЗ	1,50	10,71
Б	16,60	31,92	1,92	7×УКЛ-10,5-300УЗ	2,10	12,40
В	18,70	35,28	2,29	8×УКЛ-10,5-300УЗ	2,40	13,90
Г	11,52	23,52	1,06	4×УКЛ-10,5-300УЗ	1,20	9,12
Д	12,18	24,36	1,22	4×УКЛ-10,5-300УЗ	1,20	9,78

### 3.6 Выбор сечений проводников в каждом из двух вариантов

Сечения проводов ВЛ выбираются по экономическим токовым интервалам [12] в зависимости от расчетного тока, напряжения, материала и цепности опор, района по гололедности и региона страны.

Значение расчётного тока [12]:

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (12)$$

где  $I_{\max}$  – максимальный ток в линии;

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, для ВЛ 110 кВ принимается равным 1,05 [12];

$\alpha_T = 0,86$  – коэффициент, учитывающий заданное число часов использования максимальной нагрузки  $T_{\max} = 3600$  ч и коэффициент попадания в максимум нагрузки системы  $K_M = 1,0$  [12].

Максимальный ток в линии:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}}, \quad (13)$$

где  $P_{\max}$ ,  $Q_{\text{неск}}$  – потоки максимальной активной и некомпенсированной реактивной мощности, текущие по рассматриваемой линии (расчёт потоков  $Q_{\text{неск}}$

выполняется аналогично расчёту потоков  $P_{\max}$ , результаты даны в таблице 6);

$n_{\text{ц}}$  – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение линии.

Максимальный ток, текущий по линии ИП1–Б в 1 варианте:

$$I_{\max \text{ ИП1-Б}} = \frac{\sqrt{35,47^2 + 13,85^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} \cdot 1000 = 199,9 \text{ А.}$$

Расчётный ток, текущий по линии ИП1–Б в 1 варианте:

$$I_{\text{рИП1-Б}} = 1,05 \cdot 0,86 \cdot 199,9 = 180,5 \text{ А.}$$

Для одноцепной линии 110 кВ ИП1–Б, выполненной на стальных опорах в IV районе по гололёду, принимается провод АС–240/32 [12].

Выбор сечений остальных проводов ВЛЭП показан в таблице 6.

Таблица 6 – Выбор сечений проводов

Линия	$P_{\max}$ , МВт	$Q_{\max}$ , МВАр	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$n_{\text{ц}}$	$I_{\max}$ , А	$I_{\text{р}}$ , А	Провод	$I_{\text{ав}}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А
1 вариант									
ИП1–А	26,88	10,71	110	2	75,9	68,6	АС–185/29	159,5	510
ИП1–Б	35,47	13,85	110	1	199,9	180,5	АС–240/32	397,7	605
Б–В	3,55	1,45	110	1	20,1	18,2	АС–95/16	209,0	330
ИП2–В	31,73	12,45	110	1	178,9	161,5	АС–240/32	397,7	605
ИП2–Г	28,66	11,24	110	1	161,6	145,9	АС–240/32	283,7	605
Г–Д	5,14	2,12	110	1	29,2	26,4	АС–150/24	144,7	450
ИП2–Д	19,22	7,66	110	1	108,6	98,1	АС–185/29	283,7	510
3 вариант									
ИП1–А	26,88	10,71	110	2	75,9	68,6	АС–185/29	159,5	510
ИП1–Б	25,33	9,84	110	1	142,6	128,8	АС–185/29	327,8	510
Г–Б	6,59	2,56	110	1	37,1	33,5	АС–150/24	188,7	450
ИП2–Г	30,11	11,68	110	1	169,5	153,1	АС–240/32	327,8	605
ИП2–В	30,35	12,00	110	1	171,3	154,7	АС–240/32	353,6	605
Д–В	4,93	1,90	110	1	27,7	25,0	АС–150/24	209,0	450
ИП2–Д	29,29	11,68	110	1	165,5	149,4	АС–240/32	353,6	605

Проверка выбранных сечений проводов осуществляется по условию допустимого нагрева:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{п/ав}}, \quad (14)$$

где  $I_{\text{п/ав}}$  – наибольший ток в послеаварийном режиме;

$I_{\text{доп}}$  – длительно допустимый ток провода [8].

Проверочным послеаварийным режимом для линии ИП1–Б в 1 варианте является отключение участка ИП2–В. В этом режиме на линию ИП1–Б ляжет суммарная нагрузка подстанций Б и В, а значение тока по линии ИП1–Б составит:

$$S_{\text{п/ав ИП1-Б}} = 31,92 + 35,28 + j(12,40 + 13,90) = 67,20 + j26,30 \text{ МВА};$$

$$I_{\text{п/ав ИП1-Б}} = \frac{\sqrt{67,20^2 + 26,30^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 1000 \cdot 1,05 = 397,7 \text{ А.}$$

Длительно допустимый ток по нагреву для провода АС–240/32 равен 605 А [8], следовательно, выбранное для линии ИП1–Б в 1 варианте сечение проводов выдержит нагрев послеаварийным током:

$$I_{\text{п/ав ИП1-Б}} = 397,7 \text{ А} < I_{\text{доп240}} = 605 \text{ А.}$$

Проверка сечений остальных проводов ВЛЭП в 1 и 3 вариантах выполнена аналогичным образом и показана в таблице 6, из данных которой видно, что все выбранные сечения проводов в обоих конкурентоспособных вариантах успешно прошли проверку по длительному нагреву в послеаварийном режиме.

### **3.7 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов**

Так как на всех подстанциях есть нагрузки всех категорий по надёжности электроснабжения, то везде необходимо установить по два трансформатора.

Трансформаторы выбирают так, чтобы при выходе из работы одного из них оставшийся трансформатор обеспечил питание потребителей на время замены выбывшего трансформатора с учетом возможного ограничения нагрузки без значительного ущерба и с использованием допустимой перегрузки транс-

форматора.

Расчётную мощность трансформаторов можно определить по формуле:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср.неск}}^2}}{n \cdot K_{\text{опт}}}, \quad (15)$$

где  $P_{\text{ср}}$  – зимняя средняя активная мощность;

$Q_{\text{ср.неск}}$  – зимняя некомпенсированная средняя реактивная мощность;

$n=2$  – число трансформаторов;

$K_{\text{опт}}=0,7 \div 0,75$  – оптимальный коэффициент загрузки.

Находим расчётную мощность трансформаторов для подстанции А в обоих сравниваемых вариантах:

$$Q_{\text{ср.неск}} = Q_{\text{ср}} \cdot \frac{Q_{\text{неск}}}{Q_{\text{max}}}; \quad (16)$$

$$Q_{\text{ср.нескА}} = 11,42 \cdot \frac{10,71}{13,71} = 8,92 \text{ МВАр};$$

$$S_{pA} = \frac{\sqrt{22,40^2 + 8,92^2}}{2 \cdot 0,75} = 16,1 \text{ МВА}.$$

Для подстанции А в обоих вариантах выбираем два трансформатора ТДН–16000/110 [12].

Выбранные трансформаторы проверяются по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах:

$$0,5 \leq K_n = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср.неск}}^2}}{n \cdot S_{\text{тр}}} \leq 0,75; \quad (17)$$

$$K_{п/а} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{ср.неск}^2}}{(n-1) \cdot S_{тр}} \leq 1,5, \quad (18)$$

здесь  $S_{тр}$  – номинальная мощность трансформатора.

Проверяем коэффициенты загрузки трансформаторов подстанции А для обоих вариантов:

$$K_{нА}^3 = \frac{\sqrt{22,40^2 + 8,92^2}}{2 \cdot 16} = 0,754;$$

$$K_{п/а.А}^3 = \frac{\sqrt{22,40^2 + 8,92^2}}{16} = 1,507;$$

$$Q_{ср. нескА л} = 9,71 \cdot \frac{9,25}{11,65} = 7,71 \text{ МВАр};$$

Выбранные силовые трансформаторы для всех подстанций показаны в таблице 7, в этой же таблице показаны коэффициенты загрузки для зимнего и летнего периодов.

Таблица 7 – Выбор силовых трансформаторов для 1 и 3 вариантов

ПС	$P_{ср}$ , МВт	$Q_{ср.неск}$ , МВАр	$S_{р}$ , МВА	Трансформаторы	$K_{н}^3$	$K_{п/а}^3$
А	22,40	8,92	16,1	ТДН–16000/110	0,75	1,51
Б	26,60	10,33	19,0	ТРДН–25000/110	0,57	1,14
В	29,40	11,58	21,1	ТРДН–25000/110	0,63	1,26
Г	19,60	7,60	14,0	ТДН–16000/110	0,66	1,31
Д	20,30	8,15	14,6	ТДН–16000/110	0,68	1,37

В нормальном зимнем режиме трансформаторы на всех подстанциях в обоих вариантах загружены в требуемых пределах. В послеаварийном зимнем режиме трансформаторы на всех подстанциях в обоих вариантах будут перегружены в допустимых пределах.

### 3.8 Конструктивное исполнение электрической сети

Для одноцепных линий 110 кВ ИП1–Б–В–ИП2 и ИП2–Г–Д–ИП2 в 1 варианте и линий ИП1–Б–Г–ИП2 и ИП2–Д–В–ИП2 в 3 варианте, выполненных проводами АС–95/16÷АС–240/32, принимаются следующие одноцепные стальные свободностоящие опоры: промежуточные П110-5 и анкерно-угловые У110-1+9, которые рассчитаны на подвеску проводов АС–70/11÷АС–240/32 в IV районе по гололёду [12].

Для двухцепной линии 110 кВ ИП1–А, выполненной в обоих вариантах проводом АС–185/29, принимаются следующие двухцепные стальные свободностоящие опоры: промежуточные П110-6 и анкерно-угловые У110-2+9, которые рассчитаны на подвеску проводов АС–70/11÷АС–240/32 в IV районе по гололёду [12].

Выбранные типы одноцепных опор показаны на рисунке 7, а двухцепных – на рисунке 8.

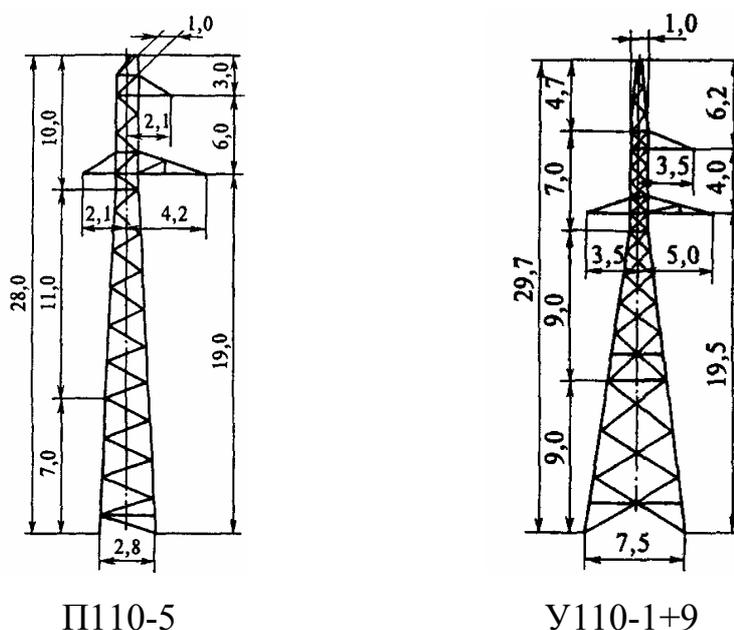


Рисунок 7 – Принятые типы одноцепных опор ВЛ 110 кВ

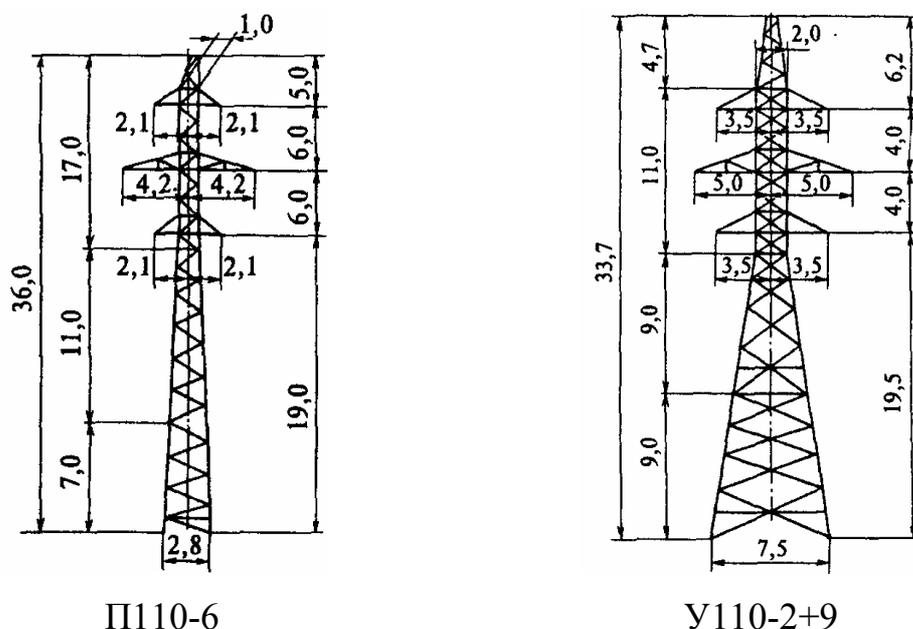


Рисунок 8 – Принятые типы двухцепных опор ВЛ 110 кВ

Для ЛЭП 110 кВ выбраны полимерные изоляторы ЛК120/110, рассчитанные на разрушающую нагрузку  $P=120$  кН [12].

В качестве грозозащитного троса для всех линий принят трос канатного типа ТК–11. Для защиты троса от коррозии предусматривается покрытие его электротехнической смазкой.

Линейная арматура делится по назначению на пять основных видов:

- 1) зажимы, которые служат для закрепления проводов и тросов, подразделяются на поддерживающие и натяжные;
- 2) сцепная арматура – для соединения зажима с изолятором, для подвески гирлянды на опору, для соединения многоцепных гирлянд друг с другом;
- 3) защитная арматура – монтируется для выравнивания напряжения по гирлянде и для защиты от дуги при перекрытии;
- 4) соединительная арматура – для соединения проводов и тросов в пролётах, для соединения проводов в шлейфах;
- 5) распорки – применяются для фиксации проводов в расщеплённой фазе.

Ниже приводится выбор элементов линейной арматуры в соответствии с [1].

Поддерживающая арматура. Зажим поддерживающий состоит из лодочки, зажимного устройства и подвески, через которую зажим соединяется с изо-

лятором. Для ВЛ 110 кВ, выполненных проводами АС–240/32, выбирается зажим поддерживающий «глухой» ПГН-5-3 [1]. Для ВЛ 110 кВ, выполненных проводами АС–150/24 и АС–185/29, выбирается зажим поддерживающий «глухой» ПГН-3-5 [1], а для проводов АС–95/16 – зажим ПГН-2-6 [1].

Натяжная арматура. Натяжные зажимы подразделяются на: болтовые, прессуемые, клиновые. Для проводов АС–150/24 и АС–185/29 принимаются натяжные болтовые зажимы НБН-3-6 [1], для проводов АС–95/16 – зажимы НБН-2-6 [1], а для проводов АС–240/32 принимаются натяжные прессуемые зажимы для сталеалюминиевых проводов НАС-240-Р1 [1].

Соединительная арматура. Соединители подразделяются на овальные и прессуемые. Для проводов АС–95/16, АС–150/24 и АС–185/29 выбираются соединительные овальные зажимы СОАС-95-2А, СОАС-150-2А и СОАС-185-2А соответственно [1], а для проводов АС–240/32 выбираются прессуемые соединительные зажимы САС-240-Р1У [1].

Сцепная арматура. Скобы служат для присоединения изоляторов к опоре, марка СК-12-1А. Серьги соединяют скобу и шапку изолятора, марка СРС-12-16. Ушки служат для сопряжения стержня изолятора с зажимом. Выбираем ушки однолапчатые, марки У1-12-16.

Узлы крепления состоят из V-образного болта, закрепляемого в отверстии траверсы. Марка КГП–12–1.

Распределительные устройства 110 кВ на всех подстанциях выполняются открытыми, на подстанциях предусматривается проезжая дорога шириной 4 метра. Для защиты оборудования от прямых ударов молнии устанавливаются молниеотводы. Защита от волн перенапряжений, приходящих с линии, осуществляется нелинейными ограничителями перенапряжений ОПН. Для открытых распределительных устройств 110 кВ на всех подстанциях к установке намечены элегазовые выключатели.

## 4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 4.1 Расчёт капитальных вложений

Капитальные вложения определяются суммированием затрат на сооружение ВЛ и подстанций:

$$K=K_{ВЛ}+K_{ПС}. \quad (19)$$

При определении капитальных вложений одни и те же элементы, повторяющиеся во всех вариантах, не учитываются [8]. Поэтому при сравнении 1 и 3 вариантов линия ИП1–А и все затраты по подстанциям учитываться не будут.

Капитальные вложения на сооружение ВЛ находятся по формуле:

$$K_{ВЛ}=K_{уд} \cdot L \cdot k_{зон} \cdot k_{изм}, \quad (20)$$

здесь  $K_{уд}$  – удельная стоимость сооружения одного километра ВЛ в ценах 2000 г. [8];

$L$  – длина линии с учётом коэффициента трассы (таблица 3);

$k_{зон}=1,3 \div 1,8$  – зональный повышающий коэффициент к базисной стоимости ВЛ [8];

$k_{изм}=4,18$  – индекс изменения сметной стоимости капитальных вложений к уровню цен по состоянию на 01.01.2000 г. на III квартал 2015 год [5].

Капиталовложения в различающиеся линии 1 и 3 вариантов определены в таблице 8.

По данным таблицы 8 определяем учитываемые капитальные вложения по конкурентоспособным вариантам с учетом района строительства сети в расценках, приведенных к текущему году:

$$K_1=239312 \cdot 1,5 \cdot 4,18=1500486 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_3=279332 \cdot 1,5 \cdot 4,18=1751412 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 8 – Учитываемые капиталовложения в воздушные линии

Линия	U <sub>ном</sub> , кВ	Провод	n <sub>ц</sub>	K <sub>0</sub> , тыс. руб./км	L, км	K <sub>ВЛ</sub> , тыс. руб.
1 вариант						
ИП1–Б	110	АС–240/32	1	1486	27	40122
Б–В	110	АС–95/16	1	1334	34	45356
ИП2–В	110	АС–240/32	1	1486	34	50524
ИП2–Г	110	АС–240/32	1	1486	12	17832
Г–Д	110	АС–150/24	1	1334	34	45356
ИП2–Д	110	АС–185/29	1	1486	27	40122
<b>Σ</b>						<b>239312</b>
3 вариант						
ИП1–Б	110	АС–185/29	1	1486	27	40122
Г–Б	110	АС–150/24	1	1334	49	65366
ИП2–Г	110	АС–240/32	1	1486	12	17832
ИП2–В	110	АС–240/32	1	1486	34	50524
Д–В	110	АС–150/24	1	1334	49	65366
ИП2–Д	110	АС–240/32	1	1486	27	40122
<b>Σ</b>						<b>279332</b>

#### 4.2 Расчет потерь электрической энергии

Потери электроэнергии в сети складываются из потерь в воздушных линиях, в силовых трансформаторах и в компенсирующих устройствах.

Потери электроэнергии в одинаковые элементах сети при сравнении вариантов не учитываются, следовательно, при сравнении 1 и 3 вариантов учитываются потери электроэнергии только в ВЛ.

Потери электроэнергии в ВЛ определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = \frac{(P_{\text{эф}}^3)^2 + (Q_{\text{эф}}^3)^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{эф}}^л)^2 + (Q_{\text{эф}}^л)^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_л + \Delta P_{\text{кор}} \cdot L \cdot n_{\text{ц}} \cdot T_{\Gamma}, \quad (21)$$

где  $P_{\text{эф}}$  и  $Q_{\text{эф}}$  – потоки эффективных мощностей, протекающие через рассмат-

риваемую ВЛ в режиме зимнего или летнего максимума, рассчитываются аналогично потокам максимальных мощностей;

$R_{ВЛ}$  – активное сопротивление ВЛ;

$T_3=4800$  ч,  $T_л=3960$  ч – количество часов зимнего и летнего периодов;

$T_Г=8760$  ч – число часов в году;

$\Delta P_{кор}$  – удельные среднегодовые потери мощности на корону на линиях 110 кВ в ОЭС Востока [2];

$L$  – длина ЛЭП.

Расчёт учитываемых потерь электроэнергии выполнен в таблице 9.

Таблица 9 – Расчёт учитываемых потерь электроэнергии

Линия	$P_{эф}^3$ , МВт	$Q_{эф}^3$ , МВАр	$P_{эф}^л$ , МВт	$Q_{эф}^л$ , МВАр	$R_{ВЛ}$ , Ом	$U_{ном}$ , кВ	$\Delta P_{кор}$ , кВт/км	$L$ , км	$n_{ц}$	$\Delta W_{ВЛ}$ , МВт·ч
1 вариант										
ИП1–Б	34,59	13,50	29,40	11,41	3,24	110	0,14	27	1	2860
Б–В	3,47	1,41	2,95	1,17	10,40	110	0,14	34	1	134
ИП2–В	30,93	12,14	26,29	10,23	4,08	110	0,14	34	1	2891
ИП2–Г	27,95	10,96	23,75	9,38	1,44	110	0,14	12	1	837
Г–Д	5,01	2,06	4,26	1,59	6,73	110	0,14	34	1	166
ИП2–Д	18,74	7,47	15,93	6,17	4,37	110	0,14	27	1	1156
<b><math>\Sigma</math></b>										<b>8044</b>
3 вариант										
ИП1–Б	24,70	9,59	21,00	8,17	4,37	110	0,14	27	1	1976
Г–Б	6,42	2,50	5,46	2,08	9,70	110	0,14	49	1	351
ИП2–Г	29,35	11,39	24,95	9,88	1,44	110	0,14	12	1	920
ИП2–В	29,60	11,70	25,16	9,78	4,08	110	0,14	34	1	2654
Д–В	4,80	1,85	4,08	1,62	9,70	110	0,14	49	1	223
ИП2–Д	28,55	11,38	24,27	9,37	3,24	110	0,14	27	1	1965
<b><math>\Sigma</math></b>										<b>8089</b>

### 4.3 Расчёт эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки включают амортизационные отчисления  $I_{ам}$ , отчисления на ремонт и эксплуатационное обслуживание  $I_{рэ}$  и стоимость потерь электроэнергии  $I_{\Delta W}$ :

$$I = I_{рэ} + I_{ам} + I_{\Delta W}. \quad (22)$$

Отчисления на ремонт и эксплуатационное обслуживание определяются по формуле:

$$I_{рэ} = I_{рэ \text{ ВЛ}} + I_{рэ \text{ ПС}} = \alpha_{рэ \text{ ВЛ}} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{рэ \text{ ПС}} \cdot K_{ПС}, \quad (23)$$

здесь  $\alpha_{рэ \text{ ВЛ}} = 0,8\%$ ,  $\alpha_{рэ \text{ ПС}} = 5,9\%$  – нормы отчислений на обслуживание и ремонты ВЛ и ПС 110 кВ [11];

$$I_{рэ1} = 0,008 \cdot 1500486 = 12004 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{рэ3} = 0,008 \cdot 1751412 = 14011 \text{ тыс. руб.}$$

Отчисления на амортизацию:

$$I_{ам} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (24)$$

где  $T_{сл} = 20$  лет – срок службы оборудования;

$$I_{ам1} = \frac{1500486}{20} = 75024 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{ам3} = \frac{1751412}{20} = 87571 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = C_o \cdot \Delta W, \quad (25)$$

здесь  $C_o = 1,84500 \text{ руб.}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}) = 1,84500 \text{ тыс. руб.}/(\text{МВт}\cdot\text{ч})$  – одноставочный та-

риф на электрическую энергию для сетевых организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Приморского края, приобретающих ее в целях компенсации потерь в сетях, принадлежащих данным организациям на праве собственности или ином законном основании у ОАО «Дальневосточная энергетическая компания» на 2015 год [3];

$\Delta W$  – учитываемые потери электроэнергии в сети (таблица 9);

$I_{\Delta W1} = 1,84500 \cdot 8044 = 14841$  тыс. руб.;

$I_{\Delta W3} = 1,84500 \cdot 8089 = 14924$  тыс. руб.

Суммарные издержки для сравниваемых 1 и 3 вариантов определяем по формуле (24):

$I_1 = 12004 + 75024 + 14841 = 101869$  тыс. руб.;

$I_3 = 14011 + 87571 + 14924 = 116506$  тыс. руб.

#### **4.4 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети**

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых эксплуатационных затрат, которые определяются с учётом капитальных вложений и эксплуатационных издержек:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (26)$$

где  $K$  – капитальные вложения;

$I$  – издержки;

$E = 0,1$  – норма дисконтирования.

Среднегодовые эксплуатационные затраты для сравниваемых вариантов:

$Z_1 = 0,1 \cdot 1500486 + 101869 = 251918$  тыс. руб.;

$Z_3 = 0,1 \cdot 1751412 + 116506 = 291647$  тыс. руб.

Среднегодовые эксплуатационные затраты для 1 варианта меньше затрат для 3 варианта на 15%, следовательно, 1 вариант является оптимальным.

## 5 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

В данном курсовом проекте необходимо рассчитать максимальный и послеаварийный установившиеся режимы работы сети.

### 5.1 Расчёт максимального режима

Для расчёта максимального режима составлена схема замещения, которая показана на рисунке 9.

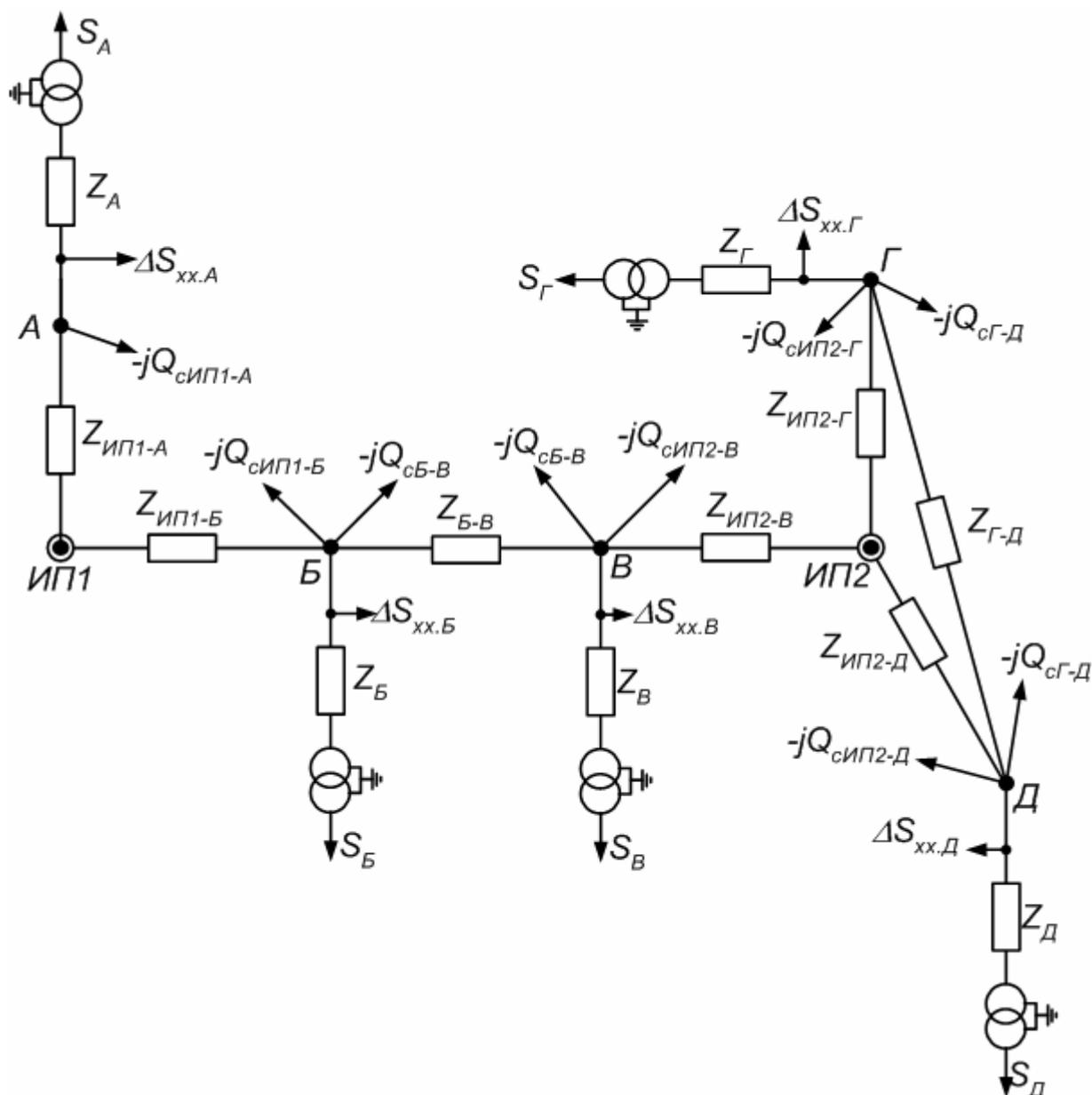


Рисунок 9 – Схема замещения для расчёта максимального режима

Параметры элементов схемы замещения, показанной на рисунке 9, приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Параметры элементов схемы замещения

Линия	$Z_{ВЛ}, \text{Ом}$	$Q_{с}, \text{МВАр}$	ПС	$Z_{тр}, \text{Ом}$	$\Delta S_{xx}, \text{кВА}$	$K_{тр}$
ИП1–А	2,19+j5,58	1,11	А	0,5·(4,38+j86,70)	2·(19+j112)	115/11,0
ИП1–Б	3,24+j10,94	0,57	Б	0,5·(2,54+j55,90)	2·(27+j175)	115/10,5
Б–В	10,40+j14,76	0,66	В	0,5·(2,54+j55,90)	2·(27+j175)	115/10,5
ИП2–В	4,08+j13,77	0,71	Г	0,5·(4,38+j86,70)	2·(19+j112)	115/11,0
ИП2–Г	1,44+j4,86	0,25	Д	0,5·(4,38+j86,70)	2·(19+j112)	115/11,0
Г–Д	6,73+j14,28	0,68	–	–	–	–
ИП2–Д	4,37+j11,15	0,55	–	–	–	–

Установившиеся режимы работы сети рассчитываются в программе MathCAD. При расчёте режимов используются максимальные нагрузки в зимний период.

Распечатка расчёта максимального режима в программе MathCAD с подробным описанием порядка расчёта дана в приложении А.

Результаты расчёта максимального режима приведены в таблицах 11 и 12. Таблица 11 – Потоки мощностей и токи в линиях в максимальном режиме

Линия	$P_{ij}^H + jQ_{ij}^H, \text{МВА}$	$\Delta P_{ij} + j\Delta Q_{ij}, \text{МВА}$	$P_{ij}^K + jQ_{ij}^K, \text{МВА}$	I, А
ИП1–А	27,17+j12,59	0,13+j0,33	27,04+j12,26	71,4
ИП1–Б	31,20+j5,33	0,21+j0,72	30,98+j4,61	151,0
В–Б	1,15+j9,19	0,06+j0,08	1,09+j9,11	44,1
ИП2–В	37,14+j26,57	0,53+j1,80	36,61+j24,77	210,3
ИП2–Г	28,98+j13,19	0,10+j0,33	28,89+j12,86	146,6
Г–Д	5,24+j2,60	0,02+j0,03	5,22+j2,57	27,1
ИП2–Д	19,41+j8,53	0,13+j0,33	19,28+j8,20	97,6

Таблица 12 – Напряжения в узлах (без учёта регулирования с помощью РПН) в максимальном режиме

Подстанция	U, кВ	Подстанция	U <sub>ВН</sub> , кВ	U <sub>НН</sub> , кВ
ИП1	121,0	А	119,93	11,01
ИП2	125,4	Б	119,71	10,61
–	–	В	121,32	10,72
–	–	Г	124,56	11,54
–	–	Д	123,97	11,45

## 5.2 Расчёт послеаварийного режима

В послеаварийном режиме принято, что оборваны наиболее загруженный головной участок линии с двухсторонним питанием ИП1–Б–В–ИП2 – линия ИП2–В, наиболее загруженный головной участок кольца ИП2–Г–Д–ИП2 – линия ИП2–Г, а также учтено отключение одной цепи на двухцепной линии ИП1–А.

Схема замещения для расчёта послеаварийного режима показана на рисунке 10.

Распечатка расчёта послеаварийного режима в программе MathCAD дана в приложении Б.

Найденные значения потоков мощности по линиям и напряжений в узлах показаны в таблицах 13 и 14.

Таблица 13 – Потоки мощностей и токи в линиях в послеаварийном режиме

Линия	$P_{ij}^H + jQ_{ij}^H$ , МВА	$\Delta P_{ij} + j\Delta Q_{ij}$ , МВА	$P_{ij}^K + jQ_{ij}^K$ , МВА	I, А
ИП1–А	27,37+j14,07	0,31+j0,79	27,06+j13,28	146,9
ИП1–Б	70,28+j37,50	1,46+j4,94	68,81+j32,56	380,1
Б–В	36,72+j18,49	1,25+j1,77	35,48+j16,72	204,9
ИП2–Д	49,51+j25,15	0,98+j2,49	48,54+j22,65	277,6
Д–Г	24,02+j11,56	0,36+j0,75	23,67+j10,81	138,3

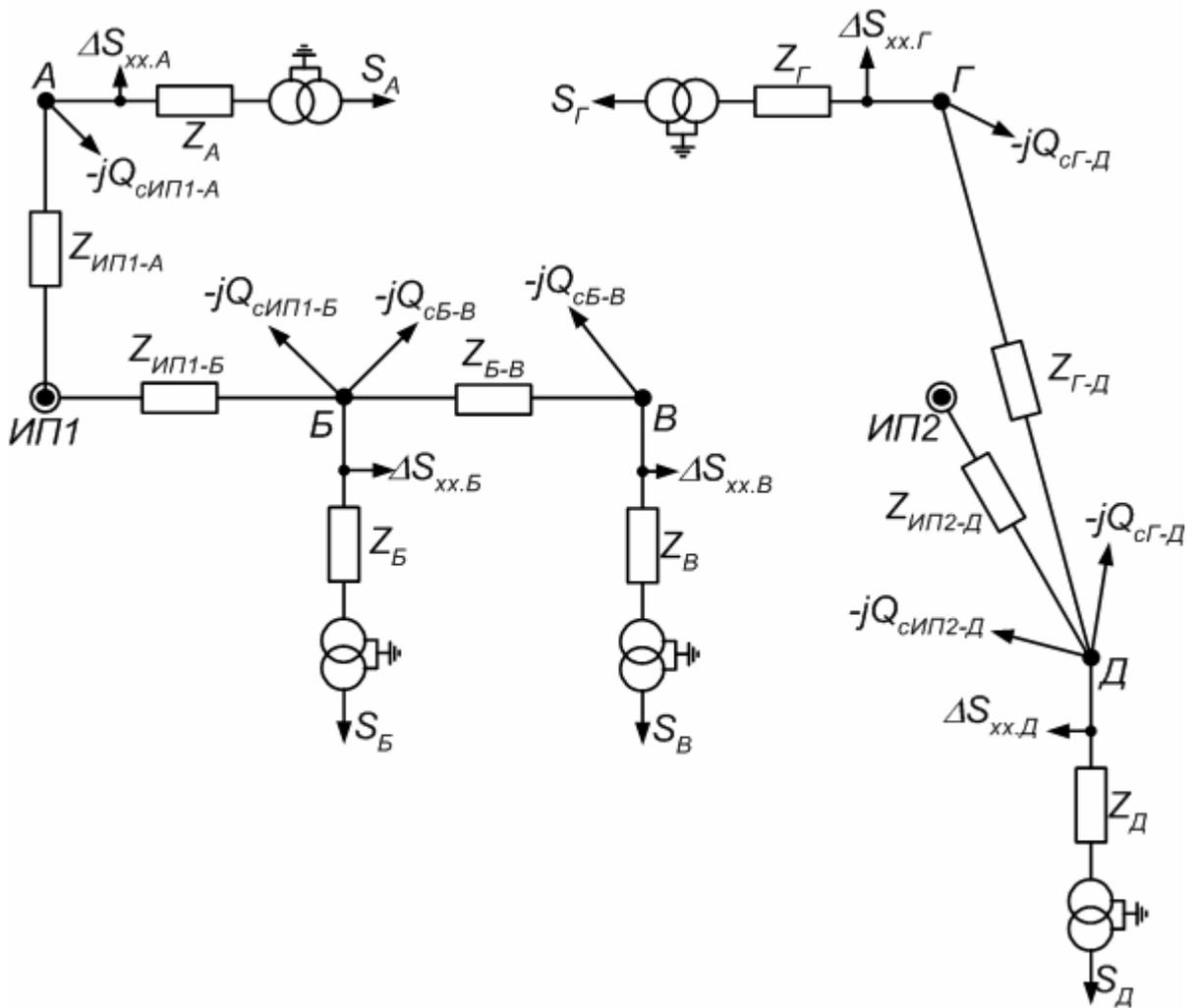


Рисунок 10 – Схема замещения для расчёта послеаварийного режима

Таблица 14 – Напряжения в узлах (без учёта регулирования с помощью РПН) в послеаварийном режиме

Подстанция	U, кВ	Подстанция	U <sub>ВН</sub> , кВ	U <sub>НН</sub> , кВ
ИП1	121,0	А	118,73	10,88
ИП2	115,5	Б	115,85	10,24
–	–	В	110,24	9,67
–	–	Г	111,26	10,01
–	–	Д	108,35	10,18

### 5.3 Анализ режимов

Сравнение значений напряжений в узлах сети 110 кВ с номинальным напряжением выполнено в таблице 15.

Таблица 15 – Отклонения напряжения в узлах сети ВН

ПС	Максимальный режим		Послеаварийный режим	
	$U_{ВН}$ , кВ	$\delta U_y$ , %	$U_{ВН}$ , кВ	$\delta U_y$ , %
А	119,93	9,0	118,73	7,9
Б	119,71	8,8	115,85	5,3
В	121,32	10,3	110,24	0,2
Г	124,56	13,2	111,26	1,1
Д	123,97	12,7	108,35	-1,5

Из таблицы 15 видно, что отклонения напряжения на сторонах ВН всех подстанций в максимальном и послеаварийном режимах попадают в допустимый интервал от  $-5\%$  до  $+15\%$ .

Сравнение напряжений на шинах низкого напряжения подстанций (10 кВ) с номинальным значением выполнено в таблице 16.

Таблица 16 – Отклонения напряжения в узлах 10 кВ

ПС	$U_{жел}$ , кВ	Максимальный режим		Послеаварийный режим	
		$U_{НН}$ , кВ	$\delta U_y$ , %	$U_{НН}$ , кВ	$\delta U_y$ , %
А	10,3	11,01	10,1	10,88	8,8
Б	10,2	10,61	6,1	10,24	2,4
В	10,1	10,72	7,2	9,67	-3,3
Г	10,0	11,54	15,4	10,01	0,1
Д	10,4	11,45	14,5	10,18	1,8

Из данных таблицы 16 видно, что отклонения напряжения на стороне НН части подстанций в максимальном режиме превышают допустимые 10%. При этом в максимальном режиме напряжения на сторонах НН всех подстанций не соответствуют заданным желаемым значениям, поэтому необходимо отрегулировать напряжения на шинах НН подстанций с помощью устройств РПН, которыми оснащены все выбранные трансформаторы.

В послеаварийном режиме напряжения на стороне НН подстанций А, В и

Д также не соответствуют желаемым значениям. Следовательно, в послеаварийном режиме также требуется регулирование напряжения.

В таблице 17 выполнено сравнение токов в линиях с допустимыми токами.

Таблица 17 – Проверка сечений

Линия	$I_{\text{макс}}, \text{ А}$	$I_{\text{п/ав}}, \text{ А}$	Провод	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$
ИП1–А	71,4	146,9	АС–185/29	510
ИП1–Б	151,0	380,1	АС–240/32	605
В–Б	44,1	204,9	АС–95/16	330
ИП2–В	210,3	–	АС–240/32	605
ИП2–Г	146,6	–	АС–240/32	605
Г–Д	27,1	138,3	АС–150/24	450
ИП2–Д	97,6	277,6	АС–185/29	510

Из таблицы 17 видно, что токи во всех линиях в обоих режимах не превышают допустимых значений.

## 6 РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ

Анализ режимов показал, что на всех подстанциях требуется регулирование напряжения на шинах НН подстанций.

По конструктивному выполнению различают два типа трансформаторов понижающих подстанций: а) с переключением регулировочных ответвлений без возбуждения, т.е. с отключением от сети (сокращенно «трансформаторы с ПБВ»); б) с переключением регулировочных ответвлений под нагрузкой (сокращенно «трансформаторы с РПН»).

РПН представляет из себя автоматическое устройство, меняющее рабочее ответвление витков обмотки трансформатора и изменяющее, таким образом, коэффициент трансформации трансформатора. РПН устанавливаются в трансформаторах напряжением 35 кВ и выше и размещаются в нейтрали обмотки ВН.

В упрощенном виде схема переключений ответвлений двухобмоточного трансформатора представлена на рисунке 11.

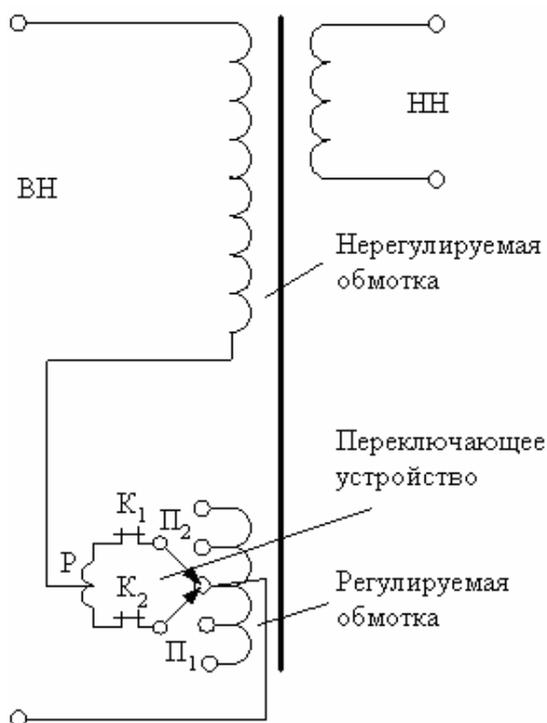


Рисунок 11 – Упрощенная схема регулирования напряжения двухобмоточного трансформатора

В среднем положении переключателей отпаек (номинальное ответвление) трансформатор работает с основным (номинальным) коэффициентом трансформации. В других положениях (на других ответвлениях) коэффициент трансформации уменьшается или увеличивается в зависимости от того согласно или встречно с витками основной обмотки включаются дополнительные витки регулируемой обмотки.

Порядок определения номеров регулировочных ответвлений следующий:

1) определяются желаемые коэффициенты трансформации  $K_{\text{жел}}$  и желаемые номера отпаек РПН  $n_{\text{жел}}$  по формулам:

$$K_{\text{жел}} = \frac{U_{\text{НН}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}^{\text{жел}}}; \quad (27)$$

$$n_{\text{жел}} = \left( \frac{K_{\text{жел}}}{K_{\text{тр}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t}, \quad (28)$$

здесь  $t=1,78\%$  – шаг регулирования устройства РПН выбранных трансформаторов 110 кВ;

2) желаемое значение номера отпайки  $n_{\text{жел}}$  округляется до ближайшего целого значения  $n$ ;

3) рассчитывается фактическое напряжение на шинах подстанции на стороне НН после регулирования по формуле:

$$U_{\text{НН}}^{\text{ф}} = \frac{U_{\text{НН}}^{\text{ВН}}}{K_{\text{тр}} \cdot (1 + n \cdot t)}; \quad (29)$$

4) определяется фактический номер ответвления РПН:

$$n_{\text{факт}} = n_0 - n, \quad (30)$$

здесь  $n_0$  – номер ответвления РПН, соответствующий номинальному напряжению трансформатора.

Рассчитанные номера отпаек РПН и достигнутые с их помощью напряжения показаны в таблице 18, сам расчёт приведён в приложениях А и Б.

Таблица 18 – Регулирование напряжения с помощью РПН

Узел	$U_{\text{НН до регул, кВ}}$	$U_{\text{жел, кВ}}$	Номер отпайки РПН	$U_{\text{НН после регул, кВ}}$
Максимальный режим				
А	11,01	10,3	6	10,28
Б	10,61	10,2	8	10,24
В	10,72	10,1	7	10,18
Г	11,54	10,0	2	10,10
Д	11,45	10,4	4	10,35
Послеаварийный режим				
А	10,88	10,3	7	10,32
Б	10,24	10,2	10	10,24
В	9,67	10,1	12	10,02
Г	10,01	10,0	10	10,01
Д	10,18	10,4	11	10,37

В максимальном и послеаварийном режимах с помощью устройств РПН удалось достичь желаемых значений напряжения на стороне 10 кВ всех подстанций.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В начале данного курсового проекта дана климатическая и географическая характеристика энергорайона, с учётом которой проводилось всё дальнейшее проектирование. Затем по заданным значениям коэффициентов использования, максимума и формы были определены вероятностные характеристики электрических нагрузок, необходимые для выбора номинального напряжения и электрооборудования, а также расчётов режимов работы сети.

На основе взаимного расположения потребительских подстанций и их мощностей были разработаны 4 варианта электрической сети. Все варианты являются технически осуществимыми. Для всех разработанных вариантов были выполнены расчёты упрощенного потокораспределения активной мощности и осуществлен выбор номинального напряжения (все варианты выполняются на напряжении 110 кВ) и типов схем РУ всех подстанций. Затем для каждого из четырех вариантов определена суммарная длина линий в одноцепном исполнении и рассчитано суммарное число выключателей, позволившие выбрать два конкурентоспособных варианта конфигурации электрической сети – 1 (минимальная длина ВЛ) и 3 (меньшее число выключателей). Для выбранных конкурентоспособных вариантов по задаваемому энергосистемой коэффициенту реактивной мощности проведена компенсация реактивной мощности, с учётом которой методом экономических токовых интервалов выбраны сечения проводников ВЛ и типы силовых трансформаторов подстанций. Выбранные сечения проводов успешно прошли проверку по нагреву длительно допустимым током в послеаварийном режиме. Для выбранных трансформаторов проверена их загрузка в нормальном и послеаварийном режимах, в нормальном режиме загрузка трансформаторов на четырех из пяти подстанций близка к оптимальной, на одной подстанции – лежит в допустимом интервале, а в послеаварийном режиме перегрузка на всех подстанциях не превышает допустимой. Для рассматриваемых линий с учётом выбранных сечений проводов приняты типы опор, выбраны изоляторы и линейная арматура. Для подстанций определено их кон-

структивное исполнение (с открытыми распределительными устройствами ВН).

Рассчитав капитальные вложения по укрупненным стоимостным показателям для различающихся элементов сети конкурентоспособных вариантов и определив суммарные эксплуатационные издержки, включающие амортизационные отчисления, отчисления на ремонт и эксплуатационное обслуживание и стоимость потерь электроэнергии, нашли среднегодовые эксплуатационные затраты, которые для 1 варианта оказались меньше на 15%, что означает его оптимальность.

Для оптимального варианта в программе Mathcad выполнен расчет установившихся максимального и послеаварийного режимов. Анализ режимов показал, что значения напряжений на стороне ВН подстанций в максимальном и послеаварийном режимах соответствуют допустимым значениям, сечения проводов выдержат нагрев токами максимального и послеаварийного режимов. Структурный анализ потерь показал, что потери в сети не превышают допустимого уровня.

Для максимального и послеаварийного режимов рассчитаны номера регулировочных ответвлений РПН для поддержания желаемого уровня напряжений на стороне НН подстанций. Следовательно, для стороны НН выполняется закон встречного регулирования напряжения.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Гологорский, Е. Г. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4–750 кВ / под ред. Е. Г. Гологорского. – М.: ЭНАС, 2007. – 560 с.: ил.

2 Железко, Ю. С. Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчётов / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 280 с.: ил.

3 ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания».: - Клиентам - Передача электроэнергии - Тарифы на передачу - Приморский край - Тарифы утвержденные на 2015 год - Тарифы на компенсацию потерь [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://drsk.ru/tarify\\_na\\_kompensaciju\\_poter\\_pr\\_15.html](http://drsk.ru/tarify_na_kompensaciju_poter_pr_15.html).

4 ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания».: - Клиентам - Передача электроэнергии - Тарифы на передачу - Приморский край - Тарифы утвержденные на 2015 год - Котловые тарифы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://drsk.ru/kotlovy\\_e\\_tarify\\_pr\\_15.html](http://drsk.ru/kotlovy_e_tarify_pr_15.html).

5 Письмо министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 13.08.2015 г. №25760–ЮР/08. Рекомендуемые к применению в III квартале 2015 года индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ, изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также индексах изменения сметной стоимости оборудования.

6 ПРИКАЗ МинПромЭнерго РФ №49 от 22.02.2007 г. «О порядке расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)».

7 Информация о порядке закупки ОАО «ДРСК» электрической энергии

для компенсации потерь в сетях – Режим доступа:  
[http://drsk.ru/poizjadok\\_zakupki\\_ehлектроehnergii.html](http://drsk.ru/poizjadok_zakupki_ehлектроehnergii.html)

8 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.: ил.

9 Справочник по электрическим сетям 35–1150 кВ / под ред. Д. Л. Файбисовича. – М.: ОАО «Энергосетьпроект», 2004. – 109 с.

10 Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России». Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35–750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10–750 кВ. ОАО РАО «ЕЭС России», 2007. – 13 с.

11 Экономика промышленности: учеб. пособие для вузов. – В 3-х т. Т 2. Экономика и управление энергообъектами. Кн. 2. РАО «ЕЭС России». Электростанции. Электрические сети / под ред. А. И. Барановского, Н. Н. Кожевникова, Н. В. Пирадовой. – М.: Издательство МЭИ, 2006. – 368 с.: ил.

12 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова [и др.] (гл. ред. А. И. Попов) – 8-е изд., испр. и доп. Москва: издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчёт максимального режима

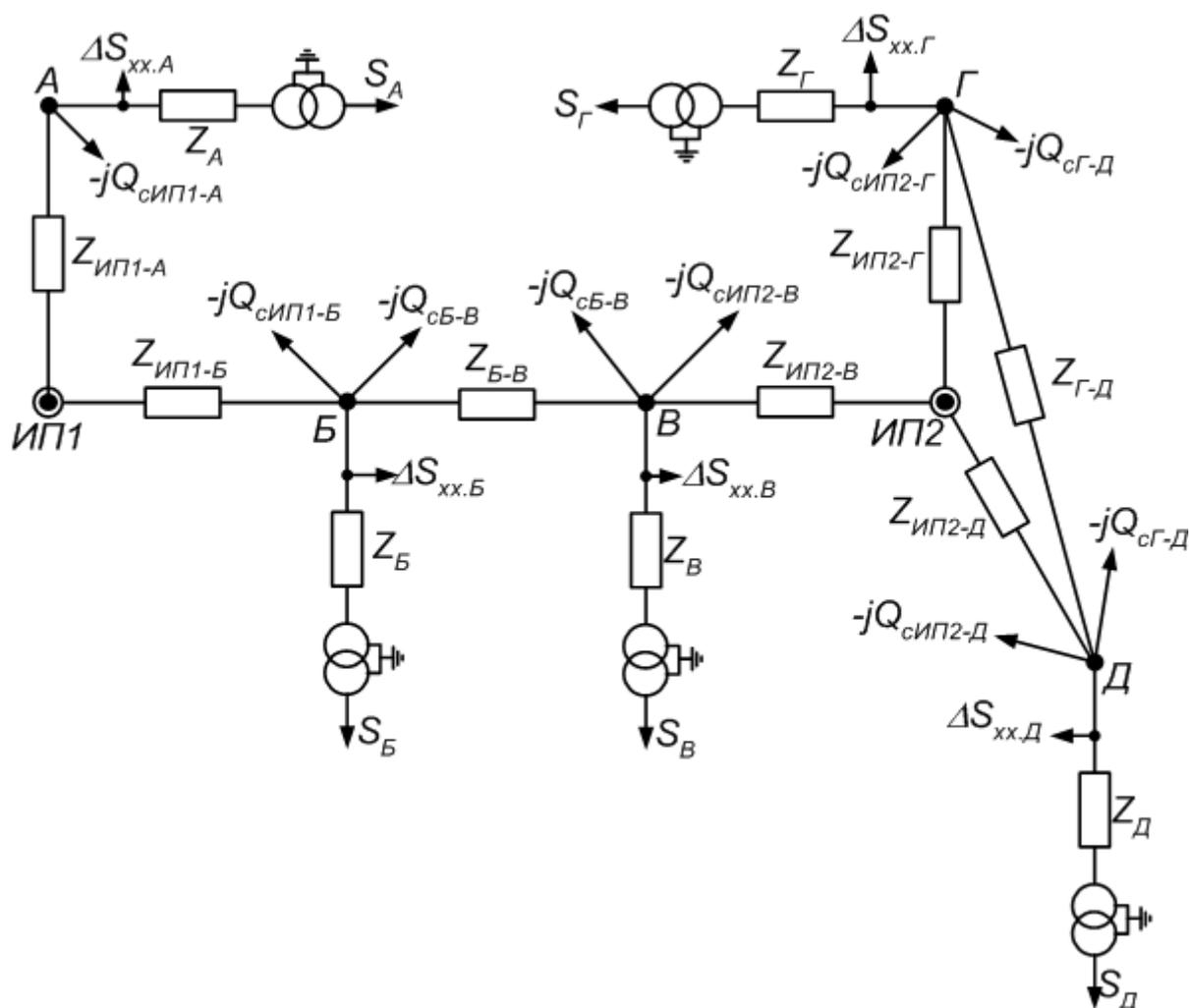


Рисунок А.1 - Схема замещения

Удельные сопротивления, проводимости и длины линий:

$$z_{уд240} := (0.12 + j 0.405) \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$b_{уд240} := 2.81 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$z_{уд185} := (0.162 + j 0.413) \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$b_{уд185} := 2.75 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$z_{уд150} := (0.198 + j 0.420) \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$b_{уд150} := 2.70 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$z_{уд95} := (0.306 + j 0.434) \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$b_{уд95} := 2.61 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$L_{1А} := 27 \text{ км}$$

$$L_{2В} := 34 \text{ км}$$

$$L_{2Д} := 27 \text{ км}$$

$$L_{1Б} := 27 \text{ км}$$

$$L_{2Г} := 12 \text{ км}$$

$$L_{БВ} := 34 \text{ км}$$

$$L_{ГД} := 34 \text{ км}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### Расчёт максимального режима

Рассчитываем сопротивления линий:

$$\begin{aligned} Z_{1A} &:= 0.5z_{уд185} \cdot L_{1A} & Z_{1A} &= 2.19 + 5.58i \text{ Ом} \\ Z_{1Б} &:= z_{уд240} \cdot L_{1Б} & Z_{1Б} &= 3.24 + 10.94i \text{ Ом} \\ Z_{БВ} &:= z_{уд95} \cdot L_{БВ} & Z_{БВ} &= 10.40 + 14.76i \text{ Ом} \\ Z_{2В} &:= z_{уд240} \cdot L_{2В} & Z_{2В} &= 4.08 + 13.77i \text{ Ом} \\ Z_{2Г} &:= z_{уд240} \cdot L_{2Г} & Z_{2Г} &= 1.44 + 4.86i \text{ Ом} \\ Z_{ГД} &:= z_{уд150} \cdot L_{ГД} & Z_{ГД} &= 6.73 + 14.28i \text{ Ом} \\ Z_{2Д} &:= z_{уд185} \cdot L_{2Д} & Z_{2Д} &= 4.37 + 11.15i \text{ Ом} \end{aligned}$$

Напряжения на шинах ИП:

$$\begin{aligned} U_{ном} &:= 110 \text{ кВ} \\ U_1 &:= 1.1U_{ном} & U_1 &= 121.00 \text{ кВ} \\ U_2 &:= 1.14U_{ном} & U_2 &= 125.40 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Начальное приближение для напряжений в узлах:

$$U_{нач} := 1.11U_{ном} \quad U_{нач} = 122.10 \text{ кВ}$$

Зарядные мощности линий:

$$Q_c = \frac{1}{2}U^2 \cdot b_{уд} \cdot L \cdot n_{цеп}$$
$$\begin{aligned} Q_{с.1A} &:= 0.5 \cdot U_{нач}^2 \cdot b_{уд185} \cdot L_{1A} \cdot 2 & Q_{с.1A} &= 1.11 \text{ Мвар} \\ Q_{с.1Б} &:= 0.5 \cdot U_{нач}^2 \cdot b_{уд240} \cdot L_{1Б} & Q_{с.1Б} &= 0.57 \text{ Мвар} \\ Q_{с.БВ} &:= 0.5 \cdot U_{нач}^2 \cdot b_{уд95} \cdot L_{БВ} & Q_{с.БВ} &= 0.66 \text{ Мвар} \\ Q_{с.2В} &:= 0.5 \cdot U_{нач}^2 \cdot b_{уд240} \cdot L_{2В} & Q_{с.2В} &= 0.71 \text{ Мвар} \\ Q_{с.2Г} &:= 0.5 \cdot U_{нач}^2 \cdot b_{уд240} \cdot L_{2Г} & Q_{с.2Г} &= 0.25 \text{ Мвар} \\ Q_{с.ГД} &:= 0.5 \cdot U_{нач}^2 \cdot b_{уд150} \cdot L_{ГД} & Q_{с.ГД} &= 0.68 \text{ Мвар} \\ Q_{с.2Д} &:= 0.5 \cdot U_{нач}^2 \cdot b_{уд185} \cdot L_{2Д} & Q_{с.2Д} &= 0.55 \text{ Мвар} \end{aligned}$$

Параметры трансформаторов:

$$Z_A := 0.5 \cdot (4.38 + j 86.7) \text{ Ом} \quad \Delta S_{xx.A} := 2 \cdot (19 + j 112) \text{ кВА} \quad K_A := \frac{115}{11}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

**Расчёт максимального режима**

$$\begin{aligned}
 Z_B &:= 0.5 \cdot (2.54 + j 55.9) \text{ Ом} & \Delta S_{\text{хх.Б}} &:= 2 \cdot (27 + j 175) \text{ кВА} & K_B &:= \frac{115}{10.5} \\
 Z_B &:= 0.5 \cdot (2.54 + j 55.9) \text{ Ом} & \Delta S_{\text{хх.В}} &:= 2 \cdot (27 + j 175) \text{ кВА} & K_B &:= \frac{115}{10.5} \\
 Z_\Gamma &:= 0.5 \cdot (4.38 + j 86.7) \text{ Ом} & \Delta S_{\text{хх.Г}} &:= 2 \cdot (19 + j 112) \text{ кВА} & K_\Gamma &:= \frac{115}{11} \\
 Z_\Delta &:= 0.5 \cdot (4.38 + j 86.7) \text{ Ом} & \Delta S_{\text{хх.Д}} &:= 2 \cdot (19 + j 112) \text{ кВА} & K_\Delta &:= \frac{115}{11}
 \end{aligned}$$

Максимальные нагрузки подстанций:

$$\begin{aligned}
 S_A &:= (26.88 + j 10.71) \text{ МВА} & S_\Gamma &:= (23.52 + j 9.12) \text{ МВА} \\
 S_B &:= (31.92 + j 12.40) \text{ МВА} & S_\Delta &:= (24.36 + j 9.78) \text{ МВА} \\
 S_B &:= (35.28 + j 13.90) \text{ МВА}
 \end{aligned}$$

Приведённые нагрузки в узлах, т.е. с учётом потерь мощности в трансформаторах:

$$\begin{aligned}
 S_{\text{пр.А}} &:= S_A + \frac{|S_A|^2}{U_{\text{нач}}^2} \cdot Z_A + \Delta S_{\text{хх.А}} & S_{\text{пр.А}} &= 27.04 + 13.37i \text{ МВА} \\
 S_{\text{пр.Б}} &:= S_B + \frac{|S_B|^2}{U_{\text{нач}}^2} \cdot Z_B + \Delta S_{\text{хх.Б}} & S_{\text{пр.Б}} &= 32.07 + 14.95i \text{ МВА} \\
 S_{\text{пр.В}} &:= S_B + \frac{|S_B|^2}{U_{\text{нач}}^2} \cdot Z_B + \Delta S_{\text{хх.В}} & S_{\text{пр.В}} &= 35.46 + 16.95i \text{ МВА} \\
 S_{\text{пр.Г}} &:= S_\Gamma + \frac{|S_\Gamma|^2}{U_{\text{нач}}^2} \cdot Z_\Gamma + \Delta S_{\text{хх.Г}} & S_{\text{пр.Г}} &= 23.65 + 11.19i \text{ МВА} \\
 S_{\text{пр.Д}} &:= S_\Delta + \frac{|S_\Delta|^2}{U_{\text{нач}}^2} \cdot Z_\Delta + \Delta S_{\text{хх.Д}} & S_{\text{пр.Д}} &= 24.50 + 12.01i \text{ МВА}
 \end{aligned}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### Расчёт максимального режима

Расчётные мощности узлов, т.е. с учётом зарядных мощностей, подтекающих к узлу:

$$\begin{aligned} S_{p.A} &:= S_{пр.А} - j Q_{с.1А} & S_{p.A} &= 27.04 + 12.26i \text{ МВА} \\ S_{p.Б} &:= S_{пр.Б} - j Q_{с.1Б} - j Q_{с.БВ} & S_{p.Б} &= 32.07 + 13.72i \text{ МВА} \\ S_{p.В} &:= S_{пр.В} - j Q_{с.БВ} - j Q_{с.2В} & S_{p.В} &= 35.46 + 15.57i \text{ МВА} \\ S_{p.Г} &:= S_{пр.Г} - j Q_{с.2Г} - j Q_{с.ГД} & S_{p.Г} &= 23.65 + 10.26i \text{ МВА} \\ S_{p.Д} &:= S_{пр.Д} - j Q_{с.2Д} - j Q_{с.ГД} & S_{p.Д} &= 24.50 + 10.77i \text{ МВА} \end{aligned}$$

Потоки мощности на головных участках линии с двухсторонним питанием ИП1-Б-В-ИП2 без учёта потерь мощности и уравнивающей мощности:

$$\begin{aligned} S_{1Б} &:= \frac{S_{p.Б} \cdot (\overline{Z_{БВ}} + \overline{Z_{2В}}) + S_{p.В} \cdot \overline{Z_{2В}}}{\overline{Z_{1Б}} + \overline{Z_{БВ}} + \overline{Z_{2В}}} & S_{1Б} &= 35.57 + 14.82i \text{ МВА} \\ S_{2В} &:= \frac{S_{p.Б} \cdot \overline{Z_{1Б}} + S_{p.В} \cdot (\overline{Z_{1Б}} + \overline{Z_{БВ}})}{\overline{Z_{1Б}} + \overline{Z_{БВ}} + \overline{Z_{2В}}} & S_{2В} &= 31.96 + 14.48i \text{ МВА} \end{aligned}$$

Проверка:

$$S_{1Б} + S_{2В} = 67.53 + 29.29i \text{ МВА}$$

$$S_{p.Б} + S_{p.В} = 67.53 + 29.29i \text{ МВА}$$

Так как напряжения на шинах ИП1 и ИП2 не равны между собой, то по линии ИП1-Б-В-ИП2 протекает уравнивающая мощность:

$$S_{ур} := \frac{\overline{U_2} - \overline{U_1}}{\overline{Z_{1Б}} + \overline{Z_{БВ}} + \overline{Z_{2В}}} \cdot U_{ном} \quad S_{ур} = 4.58 + 10.21i \text{ МВА}$$

Фактические потоки мощности на головных участках линии ИП1-Б-В-ИП2 с учётом уравнивающей мощности:

$$\begin{aligned} S_{1Б.ф} &:= S_{1Б} - S_{ур} & S_{1Б.ф} &= 30.98 + 4.61i \text{ МВА} \\ S_{2В.ф} &:= S_{2В} + S_{ур} & S_{2В.ф} &= 36.55 + 24.68i \text{ МВА} \end{aligned}$$

Поток мощности на участке Б-В без учёта потерь мощности:

$$\begin{aligned} S_{БВ} &:= S_{1Б.ф} - S_{p.Б} & S_{БВ} &= -1.09 - 9.11i \text{ МВА} \\ S_{ВБ} &:= S_{2В.ф} - S_{p.В} & S_{ВБ} &= 1.09 + 9.11i \text{ МВА} \end{aligned}$$

Точкой потокоузла в линии с двухсторонним питанием ИП1-Б-В-ИП2 является подстанция Б.

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### Расчёт максимального режима

Разрезаем мысленно линию с двухсторонним питанием ИП1-Б-В-ИП2 по точке потокораздела (ПС Б) и определяем потоки мощности на её участках с учётом потерь:

$$S_{ВБ.к} := S_{ВБ} \quad S_{ВБ.к} = 1.09 + 9.11i \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{ВБ} := \frac{|S_{ВБ.к}|^2}{U_{нач}^2} Z_{ВБ} \quad \Delta S_{ВБ} = 0.06 + 0.08i \text{ МВА}$$

$$S_{ВБ.н} := S_{ВБ.к} + \Delta S_{ВБ} \quad S_{ВБ.н} = 1.15 + 9.19i \text{ МВА}$$

$$S_{2В.к} := S_{ВБ.н} + S_{р.В} \quad S_{2В.к} = 36.61 + 24.77i \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{2В} := \frac{|S_{2В.к}|^2}{U_{нач}^2} Z_{2В} \quad \Delta S_{2В} = 0.53 + 1.8i \text{ МВА}$$

$$S_{2В.н} := S_{2В.к} + \Delta S_{2В} \quad S_{2В.н} = 37.14 + 26.57i \text{ МВА}$$

$$S_{1Б.к} := S_{1Б.ф} \quad S_{1Б.к} = 30.98 + 4.61i \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{1Б} := \frac{|S_{1Б.к}|^2}{U_{нач}^2} Z_{1Б} \quad \Delta S_{1Б} = 0.21 + 0.72i \text{ МВА}$$

$$S_{1Б.н} := S_{1Б.к} + \Delta S_{1Б} \quad S_{1Б.н} = 31.20 + 5.33i \text{ МВА}$$

Потоки мощности на головных участках кольца ИП2-Г-Д-ИП2 без учёта потерь мощности:

$$S_{2Г} := \frac{S_{р.Г} \cdot (\overline{Z_{ГД}} + \overline{Z_{2Д}}) + S_{р.Д} \cdot \overline{Z_{2Д}}}{\overline{Z_{2Г}} + \overline{Z_{ГД}} + \overline{Z_{2Д}}} \quad S_{2Г} = 28.87 + 12.83i \text{ МВА}$$

$$S_{2Д} := \frac{S_{р.Г} \cdot \overline{Z_{2Г}} + S_{р.Д} \cdot (\overline{Z_{2Г}} + \overline{Z_{ГД}})}{\overline{Z_{2Г}} + \overline{Z_{ГД}} + \overline{Z_{2Д}}} \quad S_{2Д} = 19.28 + 8.20i \text{ МВА}$$

Проверка:

$$S_{2Г} + S_{2Д} = 48.15 + 21.03i \text{ МВА}$$

$$S_{р.Г} + S_{р.Д} = 48.15 + 21.03i \text{ МВА}$$

Поток мощности на участке Г-Д без учёта потерь мощности:

$$S_{ГД} := S_{2Г} - S_{р.Г} \quad S_{ГД} = 5.22 + 2.57i \text{ МВА}$$

Точкой потокораздела в кольце ИП2-Г-Д-ИП2 является подстанция Д.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

**Расчёт максимального режима**

Потоки мощности в кольце ИП2-Г-Д-ИП2 с учётом потерь:

$$\begin{aligned}
 S_{ГД.к} &:= S_{ГД} & S_{ГД.к} &= 5.22 + 2.57i \text{ МВА} \\
 \Delta S_{ГД} &:= \frac{|S_{ГД.к}|^2}{U_{нач}^2} Z_{ГД} & \Delta S_{ГД} &= 0.02 + 0.03i \text{ МВА} \\
 S_{ГД.н} &:= S_{ГД.к} + \Delta S_{ГД} & S_{ГД.н} &= 5.24 + 2.60i \text{ МВА} \\
 S_{2Г.к} &:= S_{ГД.н} + S_{р.Г} & S_{2Г.к} &= 28.89 + 12.86i \text{ МВА} \\
 \Delta S_{2Г} &:= \frac{|S_{2Г.к}|^2}{U_{нач}^2} Z_{2Г} & \Delta S_{2Г} &= 0.10 + 0.33i \text{ МВА} \\
 S_{2Г.н} &:= S_{2Г.к} + \Delta S_{2Г} & S_{2Г.н} &= 28.98 + 13.19i \text{ МВА} \\
 S_{2Д.к} &:= S_{2Д} & S_{2Д.к} &= 19.28 + 8.20i \text{ МВА} \\
 \Delta S_{2Д} &:= \frac{|S_{2Д.к}|^2}{U_{нач}^2} Z_{2Д} & \Delta S_{2Д} &= 0.13 + 0.33i \text{ МВА} \\
 S_{2Д.н} &:= S_{2Д.к} + \Delta S_{2Д} & S_{2Д.н} &= 19.41 + 8.53i \text{ МВА}
 \end{aligned}$$

Потоки мощности в радиальной линии ИП1-А с учётом потерь:

$$\begin{aligned}
 S_{1А.к} &:= S_{р.А} & S_{1А.к} &= 27.04 + 12.26i \text{ МВА} \\
 \Delta S_{1А} &:= \frac{|S_{1А.к}|^2}{U_{нач}^2} Z_{1А} & \Delta S_{1А} &= 0.13 + 0.33i \text{ МВА} \\
 S_{1А.н} &:= S_{1А.к} + \Delta S_{1А} & S_{1А.н} &= 27.17 + 12.59i \text{ МВА}
 \end{aligned}$$

Определяем напряжения в узлах на высоких сторонах подстанций:

$$\begin{aligned}
 U_A &:= U_1 - \frac{\overline{S_{1А.н}}}{U_1} \cdot Z_{1А} & U_A &= 119.93 - 1.02i \text{ кВ} & |U_A| &= 119.93 \text{ кВ} \\
 U_B &:= U_1 - \frac{\overline{S_{1Б.н}}}{U_1} \cdot Z_{1Б} & U_B &= 119.68 - 2.68i \text{ кВ} & |U_B| &= 119.71 \text{ кВ} \\
 U_B &:= U_2 - \frac{\overline{S_{2В.н}}}{U_2} \cdot Z_{2В} & U_B &= 121.27 - 3.21i \text{ кВ} & |U_B| &= 121.32 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

**Расчёт максимального режима**

$$U_{B'} := U_B - \frac{\overline{S_{BB.H}}}{U_B} \cdot Z_{BB} \quad U_{B'} = 120.07 - 2.53i \text{ кВ} \quad |U_{B'}| = 120.10 \text{ кВ}$$

$$U_{\Gamma} := U_2 - \frac{\overline{S_{2\Gamma.H}}}{U_2} \cdot Z_{2\Gamma} \quad U_{\Gamma} = 124.56 - 0.97i \text{ кВ} \quad |U_{\Gamma}| = 124.56 \text{ кВ}$$

$$U_{D'} := U_{\Gamma} - \frac{\overline{S_{\Gamma D.H}}}{U_{\Gamma}} \cdot Z_{\Gamma D} \quad U_{D'} = 123.97 - 1.43i \text{ кВ} \quad |U_{D'}| = 123.98 \text{ кВ}$$

$$U_{D''} := U_2 - \frac{\overline{S_{2D.H}}}{U_2} \cdot Z_{2D} \quad U_{D''} = 123.96 - 1.43i \text{ кВ} \quad |U_{D''}| = 123.97 \text{ кВ}$$

Сравниваем значения напряжения в узлах Б и Д, рассчитанные с двух сторон:

$$\frac{|U_{B'}| - |U_B|}{|U_B|} = 0.32\% \quad \frac{|U_{D''}| - |U_{D'}|}{|U_{D'}|} = -0.01\%$$

Сравниваем полученные значения напряжений в узлах на высоких сторонах подстанций с использованным начальным приближением:

$$\begin{aligned} \frac{|U_A| - U_{\text{нач}}}{|U_A|} &= -1.81\% & \frac{|U_B| - U_{\text{нач}}}{|U_B|} &= -0.65\% & \frac{|U_{D'}| - U_{\text{нач}}}{|U_{D'}|} &= 1.52\% \\ \frac{|U_B| - U_{\text{нач}}}{|U_B|} &= -1.99\% & \frac{|U_{\Gamma}| - U_{\text{нач}}}{|U_{\Gamma}|} &= 1.97\% & & \end{aligned}$$

Все погрешности меньше 2%, следовательно, вторая итерация не требуется.

Рассчитываем значения токов в ветвях:

$$I_{1A} := \frac{|S_{1A.H}|}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot |U_1|} \quad I_{1A} = 71.4 \text{ А}$$

$$I_{1B} := \frac{|S_{1B.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_1|} \quad I_{1B} = 151.0 \text{ А}$$

$$I_{BB} := \frac{|S_{BB.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_B|} \quad I_{BB} = 44.1 \text{ А}$$

$$I_{2B} := \frac{|S_{2B.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_2|} \quad I_{2B} = 210.3 \text{ А}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

**Расчёт максимального режима**

$$I_{2Г} := \frac{|S_{2Г.н}|}{\sqrt{3} \cdot |U_2|} \quad I_{2Г} = 146.6 \text{ А}$$

$$I_{ГД} := \frac{|S_{ГД.н}|}{\sqrt{3} \cdot |U_Г|} \quad I_{ГД} = 27.1 \text{ А}$$

$$I_{2Д} := \frac{|S_{2Д.н}|}{\sqrt{3} \cdot |U_2|} \quad I_{2Д} = 97.6 \text{ А}$$

Находим значения потоков мощностей, втекающих в обмотку ВН трансформаторов:

$$S_{ВН.А} := S_{пр.А} - \Delta S_{хх.А} \quad S_{ВН.А} = 27.00 + 13.14i \text{ МВА}$$

$$S_{ВН.Б} := S_{пр.Б} - \Delta S_{хх.Б} \quad S_{ВН.Б} = 32.02 + 14.60i \text{ МВА}$$

$$S_{ВН.В} := S_{пр.В} - \Delta S_{хх.В} \quad S_{ВН.В} = 35.40 + 16.60i \text{ МВА}$$

$$S_{ВН.Г} := S_{пр.Г} - \Delta S_{хх.Г} \quad S_{ВН.Г} = 23.61 + 10.97i \text{ МВА}$$

$$S_{ВН.Д} := S_{пр.Д} - \Delta S_{хх.Д} \quad S_{ВН.Д} = 24.46 + 11.78i \text{ МВА}$$

Напряжения на низкой стороне подстанций, приведённые к стороне ВН:

$$U_{НН.ВН.А} := \left| U_A - \frac{\overline{S_{ВН.А}}}{U_A} \cdot Z_A \right| \quad U_{НН.ВН.А} = 115.08 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.ВН.Б} := \left| U_B - \frac{\overline{S_{ВН.Б}}}{U_B} \cdot Z_B \right| \quad U_{НН.ВН.Б} = 116.20 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.ВН.В} := \left| U_B - \frac{\overline{S_{ВН.В}}}{U_B} \cdot Z_B \right| \quad U_{НН.ВН.В} = 117.39 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.ВН.Г} := \left| U_Г - \frac{\overline{S_{ВН.Г}}}{U_Г} \cdot Z_Г \right| \quad U_{НН.ВН.Г} = 120.59 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.ВН.Д} := \left| U_Д - \frac{\overline{S_{ВН.Д}}}{U_Д} \cdot Z_Д \right| \quad U_{НН.ВН.Д} = 119.72 \text{ кВ}$$

Определяем напряжения на шинах НН подстанций и сравниваем их с желаемым уровнем напряжения:

$$U_{НН.А} := \frac{U_{НН.ВН.А}}{K_A} \quad U_{НН.А} = 11.01 \text{ кВ} \quad U_{жел.А} := 10.3 \text{ кВ}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

**Расчёт максимального режима**

$$U_{\text{НН.Б}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.Б}}}{K_{\text{Б}}} \quad U_{\text{НН.Б}} = 10.61 \text{ кВ} \quad U_{\text{жел.Б}} := 10.2 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.В}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.В}}}{K_{\text{В}}} \quad U_{\text{НН.В}} = 10.72 \text{ кВ} \quad U_{\text{жел.В}} := 10.1 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Г}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.Г}}}{K_{\text{Г}}} \quad U_{\text{НН.Г}} = 11.54 \text{ кВ} \quad U_{\text{жел.Г}} := 10.0 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Д}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.Д}}}{K_{\text{Д}}} \quad U_{\text{НН.Д}} = 11.45 \text{ кВ} \quad U_{\text{жел.Д}} := 10.4 \text{ кВ}$$

На всех подстанциях требуется регулирование напряжения.

Определяем желаемые коэффициенты трансформации:

$$K_{\text{жел.А}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.А}}}{U_{\text{жел.А}}} \quad K_{\text{жел.А}} = 11.17$$

$$K_{\text{жел.Б}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.Б}}}{U_{\text{жел.Б}}} \quad K_{\text{жел.Б}} = 11.39$$

$$K_{\text{жел.В}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.В}}}{U_{\text{жел.В}}} \quad K_{\text{жел.В}} = 11.62$$

$$K_{\text{жел.Г}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.Г}}}{U_{\text{жел.Г}}} \quad K_{\text{жел.Г}} = 12.06$$

$$K_{\text{жел.Д}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.Д}}}{U_{\text{жел.Д}}} \quad K_{\text{жел.Д}} = 11.51$$

Определяем требуемые номера отпаяк РПН, округляя желаемые значения номеров отпаяк до ближайших возможных стандартных значений:

$$t := 1.78\%$$

$$n_{\text{жел.А}} := \left( \frac{K_{\text{жел.А}}}{K_{\text{А}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} \quad n_{\text{жел.А}} = 3.9 \quad n_{\text{А}} := 4$$

$$n_{\text{жел.Б}} := \left( \frac{K_{\text{жел.Б}}}{K_{\text{Б}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} \quad n_{\text{жел.Б}} = 2.3 \quad n_{\text{Б}} := 2$$

$$n_{\text{жел.В}} := \left( \frac{K_{\text{жел.В}}}{K_{\text{В}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} \quad n_{\text{жел.В}} = 3.4 \quad n_{\text{В}} := 3$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

**Расчёт максимального режима**

$$n_{\text{жел.Г}} := \left( \frac{K_{\text{жел.Г}}}{K_{\text{Г}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} \quad n_{\text{жел.Г}} = 8.6 \quad n_{\text{Г}} := 8$$
$$n_{\text{жел.Д}} := \left( \frac{K_{\text{жел.Д}}}{K_{\text{Д}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} \quad n_{\text{жел.Д}} = 5.7 \quad n_{\text{Д}} := 6$$

Находим фактические напряжения на шинах подстанций на стороне НН после регулирования:

$$U_{\text{НН.А}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.А}}}{K_{\text{А}} \cdot (1 + n_{\text{А}} \cdot t)} \quad U_{\text{НН.А}} = 10.28 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Б}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.Б}}}{K_{\text{Б}} \cdot (1 + n_{\text{Б}} \cdot t)} \quad U_{\text{НН.Б}} = 10.24 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.В}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.В}}}{K_{\text{В}} \cdot (1 + n_{\text{В}} \cdot t)} \quad U_{\text{НН.В}} = 10.18 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Г}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.Г}}}{K_{\text{Г}} \cdot (1 + n_{\text{Г}} \cdot t)} \quad U_{\text{НН.Г}} = 10.10 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Д}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.Д}}}{K_{\text{Д}} \cdot (1 + n_{\text{Д}} \cdot t)} \quad U_{\text{НН.Д}} = 10.35 \text{ кВ}$$

Определяем фактические номера ответвлений РПН:

$$n_{\text{факт}} = n_0 - n$$

здесь  $n_0$  - номер ответвления РПН, соответствующий номинальному напряжению ВН трансформатора.

$$n_{\text{факт.А}} := 10 - n_{\text{А}} \quad n_{\text{факт.А}} = 6$$

$$n_{\text{факт.Б}} := 10 - n_{\text{Б}} \quad n_{\text{факт.Б}} = 8$$

$$n_{\text{факт.В}} := 10 - n_{\text{В}} \quad n_{\text{факт.В}} = 7$$

$$n_{\text{факт.Г}} := 10 - n_{\text{Г}} \quad n_{\text{факт.Г}} = 2$$

$$n_{\text{факт.Д}} := 10 - n_{\text{Д}} \quad n_{\text{факт.Д}} = 4$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### Расчёт максимального режима

Для проведения структурного анализа потерь мощности необходимо выделить потери мощности в отдельных элементах сети и суммарные потери.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{Ан}} := \frac{|S_{\text{А}}|^2}{|U_{\text{А}}|^2} \cdot \text{Re}(Z_{\text{А}}) \quad \Delta P_{\text{Ан}} = 0.13 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{Бн}} := \frac{|S_{\text{Б}}|^2}{|U_{\text{Б}}|^2} \cdot \text{Re}(Z_{\text{Б}}) \quad \Delta P_{\text{Бн}} = 0.10 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{Вн}} := \frac{|S_{\text{В}}|^2}{|U_{\text{В}}|^2} \cdot \text{Re}(Z_{\text{В}}) \quad \Delta P_{\text{Вн}} = 0.12 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{Гн}} := \frac{|S_{\text{Г}}|^2}{|U_{\text{Г}}|^2} \cdot \text{Re}(Z_{\text{Г}}) \quad \Delta P_{\text{Гн}} = 0.09 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{Дн}} := \frac{|S_{\text{Д}}|^2}{|U_{\text{Д}}|^2} \cdot \text{Re}(Z_{\text{Д}}) \quad \Delta P_{\text{Дн}} = 0.10 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{тр.н}} := \Delta P_{\text{Ан}} + \Delta P_{\text{Бн}} + \Delta P_{\text{Вн}} + \Delta P_{\text{Гн}} + \Delta P_{\text{Дн}} \quad \Delta P_{\text{тр.н}} = 0.54 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{тр.х}} := \text{Re}(\Delta S_{\text{хх.А}}) + \text{Re}(\Delta S_{\text{хх.Б}}) + \text{Re}(\Delta S_{\text{хх.В}}) + \text{Re}(\Delta S_{\text{хх.Г}}) + \text{Re}(\Delta S_{\text{хх.Д}})$$

$$\Delta P_{\text{тр.х}} = 0.22 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{тр}} := \Delta P_{\text{тр.н}} + \Delta P_{\text{тр.х}} \quad \Delta P_{\text{тр}} = 0.77 \text{ МВт}$$

Потери в линиях:

$$\Delta P_{\text{уд.кор}} := 0.14 \frac{\text{кВт}}{\text{км}}$$

$$\Delta P_{\text{ВЛ.кор}} := \Delta P_{\text{уд.кор}} \cdot (2 \cdot L_{1\text{А}} + L_{1\text{Б}} + L_{\text{БВ}} + L_{2\text{В}} + L_{2\text{Г}} + L_{\text{ГД}} + L_{2\text{Д}})$$

$$\Delta P_{\text{ВЛ.кор}} = 0.03 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{ВЛ.нагр}} := \text{Re}(\Delta S_{1\text{А}} + \Delta S_{1\text{Б}} + \Delta S_{\text{ВБ}} + \Delta S_{2\text{В}} + \Delta S_{2\text{Г}} + \Delta S_{\text{ГД}} + \Delta S_{2\text{Д}})$$

$$\Delta P_{\text{ВЛ.нагр}} = 1.18 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{ВЛ}} := \Delta P_{\text{ВЛ.нагр}} + \Delta P_{\text{ВЛ.кор}} \quad \Delta P_{\text{ВЛ}} = 1.21 \text{ МВт}$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Расчет послеаварийного режима

В послеаварийном режиме принято, что произошли обрыв участков ИП2-В и ИП2-Г и отключение одной цепи двухцепной линии ИП1-А. Схема замещения для послеаварийного режима дана на рисунке Б.1.

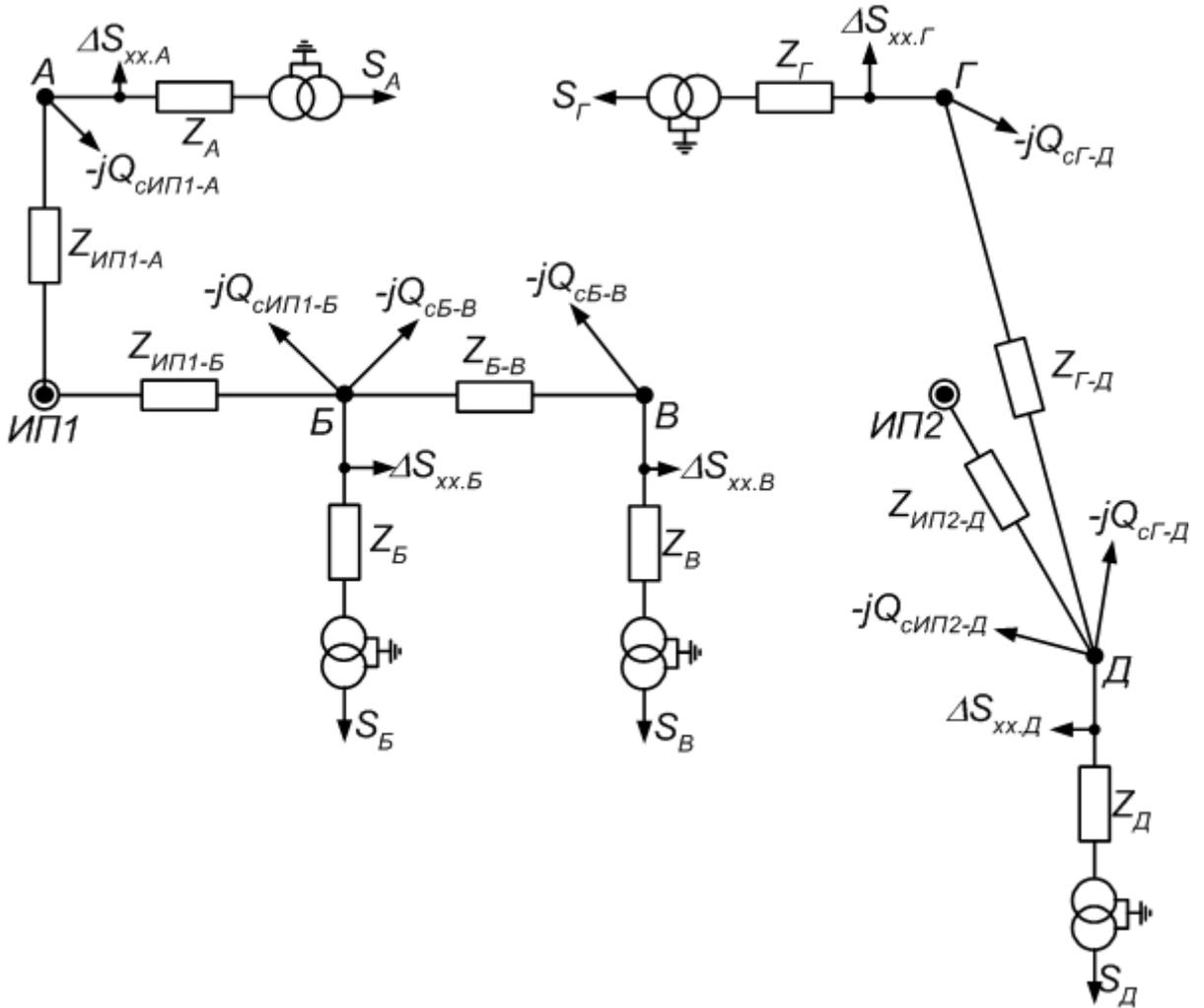


Рисунок Б.1 - Схема замещения для послеаварийного режима

Рассчитываем сопротивление одной цепи на двухцепной линии ИП1-А:

$$Z_{1A} := z_{уд185} \cdot L_{1A}$$

$$Z_{1A} = 4.37 + 11.15i \text{ Ом}$$

Напряжения на шинах ИП:

$$U_1 := 1.1 U_{ном}$$

$$U_1 = 121.00 \text{ кВ}$$

$$U_2 := 1.05 U_{ном}$$

$$U_2 = 115.50 \text{ кВ}$$

Начальные приближения для напряжений в узлах и зарядная мощность одной цепи на двухцепной линии ИП1-А:

$$U_{нач} := 1.03 U_{ном}$$

$$U_{нач} = 113.30 \text{ кВ}$$

$$Q_{с.1A} := 0.5 \cdot U_{нач}^2 \cdot b_{уд185} \cdot L_{1A}$$

$$Q_{с.1A} = 0.48 \text{ Мвар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

**Расчет послеаварийного режима**

Приведённые нагрузки в узлах, т.е. с учётом потерь мощности в трансформаторах:

$$S_{\text{пр.А}} := S_{\text{А}} + \frac{|S_{\text{А}}|^2}{U_{\text{нач}}^2} \cdot Z_{\text{А}} + \Delta S_{\text{хх.А}} \quad S_{\text{пр.А}} = 27.06 + 13.76i \text{ МВА}$$

$$S_{\text{пр.Б}} := S_{\text{Б}} + \frac{|S_{\text{Б}}|^2}{U_{\text{нач}}^2} \cdot Z_{\text{Б}} + \Delta S_{\text{хх.Б}} \quad S_{\text{пр.Б}} = 32.09 + 15.30i \text{ МВА}$$

$$S_{\text{пр.В}} := S_{\text{В}} + \frac{|S_{\text{В}}|^2}{U_{\text{нач}}^2} \cdot Z_{\text{В}} + \Delta S_{\text{хх.В}} \quad S_{\text{пр.В}} = 35.48 + 17.38i \text{ МВА}$$

$$S_{\text{пр.Г}} := S_{\text{Г}} + \frac{|S_{\text{Г}}|^2}{U_{\text{нач}}^2} \cdot Z_{\text{Г}} + \Delta S_{\text{хх.Г}} \quad S_{\text{пр.Г}} = 23.67 + 11.49i \text{ МВА}$$

$$S_{\text{пр.Д}} := S_{\text{Д}} + \frac{|S_{\text{Д}}|^2}{U_{\text{нач}}^2} \cdot Z_{\text{Д}} + \Delta S_{\text{хх.Д}} \quad S_{\text{пр.Д}} = 24.52 + 12.33i \text{ МВА}$$

Расчётные мощности узлов, т.е. с учётом зарядных мощностей, подтекающих к узлу:

$$S_{\text{р.А}} := S_{\text{пр.А}} - j Q_{\text{с.1А}} \quad S_{\text{р.А}} = 27.06 + 13.28i \text{ МВА}$$

$$S_{\text{р.Б}} := S_{\text{пр.Б}} - j Q_{\text{с.1Б}} - j Q_{\text{с.БВ}} \quad S_{\text{р.Б}} = 32.09 + 14.08i \text{ МВА}$$

$$S_{\text{р.В}} := S_{\text{пр.В}} - j Q_{\text{с.БВ}} \quad S_{\text{р.В}} = 35.48 + 16.72i \text{ МВА}$$

$$S_{\text{р.Г}} := S_{\text{пр.Г}} - j Q_{\text{с.ГД}} \quad S_{\text{р.Г}} = 23.67 + 10.81i \text{ МВА}$$

$$S_{\text{р.Д}} := S_{\text{пр.Д}} - j Q_{\text{с.2Д}} - j Q_{\text{с.ГД}} \quad S_{\text{р.Д}} = 24.52 + 11.09i \text{ МВА}$$

Потоки мощности с учётом потерь на участках сети в послеаварийном режиме:

$$S_{\text{БВ.к}} := S_{\text{р.В}} \quad S_{\text{БВ.к}} = 35.48 + 16.72i \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{\text{БВ}} := \frac{|S_{\text{БВ.к}}|^2}{U_{\text{нач}}^2} Z_{\text{БВ}} \quad \Delta S_{\text{БВ}} = 1.25 + 1.77i \text{ МВА}$$

$$S_{\text{БВ.н}} := S_{\text{БВ.к}} + \Delta S_{\text{БВ}} \quad S_{\text{БВ.н}} = 36.72 + 18.49i \text{ МВА}$$

$$S_{\text{1Б.к}} := S_{\text{БВ.н}} + S_{\text{р.Б}} \quad S_{\text{1Б.к}} = 68.81 + 32.56i \text{ МВА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

**Расчет послеаварийного режима**

$$\Delta S_{1Б} := \frac{|S_{1Б.к}|^2}{U_{нач}^2} Z_{1Б} \quad \Delta S_{1Б} = 1.46 + 4.94i \text{ МВА}$$

$$S_{1Б.н} := S_{1Б.к} + \Delta S_{1Б} \quad S_{1Б.н} = 70.28 + 37.50i \text{ МВА}$$

$$S_{дГ.к} := S_{р.Г} \quad S_{дГ.к} = 23.67 + 10.81i \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{дГ} := \frac{|S_{дГ.к}|^2}{U_{нач}^2} Z_{дГ} \quad \Delta S_{дГ} = 0.36 + 0.75i \text{ МВА}$$

$$S_{дГ.н} := S_{дГ.к} + \Delta S_{дГ} \quad S_{дГ.н} = 24.02 + 11.56i \text{ МВА}$$

$$S_{2д.к} := S_{дГ.н} + S_{р.д} \quad S_{2д.к} = 48.54 + 22.65i \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{2д} := \frac{|S_{2д.к}|^2}{U_{нач}^2} Z_{2д} \quad \Delta S_{2д} = 0.98 + 2.49i \text{ МВА}$$

$$S_{2д.н} := S_{2д.к} + \Delta S_{2д} \quad S_{2д.н} = 49.51 + 25.15i \text{ МВА}$$

$$S_{1А.к} := S_{р.А} \quad S_{1А.к} = 27.06 + 13.28i \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{1А} := \frac{|S_{1А.к}|^2}{U_{нач}^2} Z_{1А} \quad \Delta S_{1А} = 0.31 + 0.79i \text{ МВА}$$

$$S_{1А.н} := S_{1А.к} + \Delta S_{1А} \quad S_{1А.н} = 27.37 + 14.07i \text{ МВА}$$

Определяем напряжения в узлах на высоких сторонах подстанций:

$$U_A := U_1 - \frac{\overline{S_{1А.н}}}{U_1} \cdot Z_{1А} \quad U_A = 118.71 - 2.01i \text{ кВ} \quad |U_A| = 118.73 \text{ кВ}$$

$$U_B := U_1 - \frac{\overline{S_{1Б.н}}}{U_1} \cdot Z_{1Б} \quad U_B = 115.73 - 5.35i \text{ кВ} \quad |U_B| = 115.85 \text{ кВ}$$

$$U_B := U_B - \frac{\overline{S_{БВ.н}}}{U_B} \cdot Z_{БВ} \quad U_B = 109.94 - 8.10i \text{ кВ} \quad |U_B| = 110.24 \text{ кВ}$$

$$U_д := U_2 - \frac{\overline{S_{2д.н}}}{U_2} \cdot Z_{2д} \quad U_д = 111.20 - 3.83i \text{ кВ} \quad |U_д| = 111.26 \text{ кВ}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

**Расчет послеаварийного режима**

$$U_{\Gamma} := U_{\text{Д}} - \frac{\overline{S_{\text{ДГ.н}}}}{U_{\text{Д}}} \cdot Z_{\text{ГД}} \quad U_{\Gamma} = 108.18 - 6.11i \text{ кВ} \quad |U_{\Gamma}| = 108.35 \text{ кВ}$$

Сравниваем полученные значения напряжений в узлах на высоких сторонах подстанций с использованным начальным приближением:

$$\begin{aligned} \frac{|U_{\text{А}}| - U_{\text{нач}}}{|U_{\text{А}}|} &= 4.57\% & \frac{|U_{\text{В}}| - U_{\text{нач}}}{|U_{\text{В}}|} &= -2.77\% & \frac{|U_{\text{Д}}| - U_{\text{нач}}}{|U_{\text{Д}}|} &= -1.83\% \\ \frac{|U_{\text{Б}}| - U_{\text{нач}}}{|U_{\text{Б}}|} &= 2.2\% & \frac{|U_{\Gamma}| - U_{\text{нач}}}{|U_{\Gamma}|} &= -4.57\% \end{aligned}$$

Все погрешности меньше 5%, следовательно, вторая итерация не требуется.

Рассчитываем значения токов в ветвях:

$$\begin{aligned} I_{1\text{А}} &:= \frac{|S_{1\text{А.н}}|}{\sqrt{3} \cdot |U_1|} & I_{1\text{А}} &= 146.9 \text{ А} \\ I_{1\text{Б}} &:= \frac{|S_{1\text{Б.н}}|}{\sqrt{3} \cdot |U_1|} & I_{1\text{Б}} &= 380.1 \text{ А} \\ I_{\text{БВ}} &:= \frac{|S_{\text{БВ.н}}|}{\sqrt{3} \cdot |U_{\text{Б}}|} & I_{\text{БВ}} &= 204.9 \text{ А} \\ I_{2\text{Д}} &:= \frac{|S_{2\text{Д.н}}|}{\sqrt{3} \cdot |U_2|} & I_{2\text{Д}} &= 277.6 \text{ А} \\ I_{\text{ДГ}} &:= \frac{|S_{\text{ДГ.н}}|}{\sqrt{3} \cdot |U_{\text{Д}}|} & I_{\text{ДГ}} &= 138.3 \text{ А} \end{aligned}$$

Находим значения потоков мощностей, втекающих в обмотку ВН трансформаторов:

$$\begin{aligned} S_{\text{ВН.А}} &:= S_{\text{пр.А}} - \Delta S_{\text{хх.А}} & S_{\text{ВН.А}} &= 27.02 + 13.54i \text{ МВА} \\ S_{\text{ВН.Б}} &:= S_{\text{пр.Б}} - \Delta S_{\text{хх.Б}} & S_{\text{ВН.Б}} &= 32.04 + 14.95i \text{ МВА} \\ S_{\text{ВН.В}} &:= S_{\text{пр.В}} - \Delta S_{\text{хх.В}} & S_{\text{ВН.В}} &= 35.42 + 17.03i \text{ МВА} \\ S_{\text{ВН.Г}} &:= 0.8S_{\text{пр.Г}} - \Delta S_{\text{хх.Г}} & S_{\text{ВН.Г}} &= 18.90 + 8.97i \text{ МВА} \\ S_{\text{ВН.Д}} &:= S_{\text{пр.Д}} - \Delta S_{\text{хх.Д}} & S_{\text{ВН.Д}} &= 24.48 + 12.11i \text{ МВА} \end{aligned}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

**Расчет послеаварийного режима**

Напряжения на низкой стороне подстанций, приведённые к стороне ВН:

$$U_{\text{НН.ВН.А}} := \left| U_{\text{А}} - \frac{\overline{S_{\text{ВН.А}}}}{\overline{U_{\text{А}}}} \cdot Z_{\text{А}} \right| \quad U_{\text{НН.ВН.А}} = 113.70 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.ВН.Б}} := \left| U_{\text{Б}} - \frac{\overline{S_{\text{ВН.Б}}}}{\overline{U_{\text{Б}}}} \cdot Z_{\text{Б}} \right| \quad U_{\text{НН.ВН.Б}} = 112.15 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.ВН.В}} := \left| U_{\text{В}} - \frac{\overline{S_{\text{ВН.В}}}}{\overline{U_{\text{В}}}} \cdot Z_{\text{В}} \right| \quad U_{\text{НН.ВН.В}} = 105.88 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.ВН.Г}} := \left| U_{\text{Г}} - \frac{\overline{S_{\text{ВН.Г}}}}{\overline{U_{\text{Г}}}} \cdot Z_{\text{Г}} \right| \quad U_{\text{НН.ВН.Г}} = 104.64 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.ВН.Д}} := \left| U_{\text{Д}} - \frac{\overline{S_{\text{ВН.Д}}}}{\overline{U_{\text{Д}}}} \cdot Z_{\text{Д}} \right| \quad U_{\text{НН.ВН.Д}} = 106.47 \text{ кВ}$$

Определяем напряжения на шинах НН подстанций и сравниваем их с желаемым уровнем напряжения:

$$U_{\text{НН.А}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.А}}}{K_{\text{А}}} \quad U_{\text{НН.А}} = 10.88 \text{ кВ} \quad U_{\text{жел.А}} = 10.30 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Б}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.Б}}}{K_{\text{Б}}} \quad U_{\text{НН.Б}} = 10.24 \text{ кВ} \quad U_{\text{жел.Б}} = 10.20 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.В}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.В}}}{K_{\text{В}}} \quad U_{\text{НН.В}} = 9.67 \text{ кВ} \quad U_{\text{жел.В}} = 10.10 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Г}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.Г}}}{K_{\text{Г}}} \quad U_{\text{НН.Г}} = 10.01 \text{ кВ} \quad U_{\text{жел.Г}} = 10.00 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Д}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.Д}}}{K_{\text{Д}}} \quad U_{\text{НН.Д}} = 10.18 \text{ кВ} \quad U_{\text{жел.Д}} = 10.40 \text{ кВ}$$

На подстанциях А, В и Д требуется регулирование напряжения.

Определяем желаемые коэффициенты трансформации:

$$K_{\text{жел.А}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.А}}}{U_{\text{жел.А}}} \quad K_{\text{жел.А}} = 11.04$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

**Расчет послеаварийного режима**

$$K_{\text{жел.Б}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.Б}}}{U_{\text{жел.Б}}} \quad K_{\text{жел.Б}} = 11.00$$

$$K_{\text{жел.В}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.В}}}{U_{\text{жел.В}}} \quad K_{\text{жел.В}} = 10.48$$

$$K_{\text{жел.Г}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.Г}}}{U_{\text{жел.Г}}} \quad K_{\text{жел.Г}} = 10.46$$

$$K_{\text{жел.Д}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.Д}}}{U_{\text{жел.Д}}} \quad K_{\text{жел.Д}} = 10.24$$

Определяем требуемые номера отпаяк РПН, округляя желаемые значения номеров отпаяк до ближайших возможных стандартных значений:

$$n_{\text{жел.А}} := \left( \frac{K_{\text{жел.А}}}{K_{\text{А}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} \quad n_{\text{жел.А}} = 3.1 \quad n_{\text{А}} := 3$$

$$n_{\text{жел.Б}} := \left( \frac{K_{\text{жел.Б}}}{K_{\text{Б}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} \quad n_{\text{жел.Б}} = 0.2 \quad n_{\text{Б}} := 0$$

$$n_{\text{жел.В}} := \left( \frac{K_{\text{жел.В}}}{K_{\text{В}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} \quad n_{\text{жел.В}} = -2.4 \quad n_{\text{В}} := -2$$

$$n_{\text{жел.Г}} := \left( \frac{K_{\text{жел.Г}}}{K_{\text{Г}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} \quad n_{\text{жел.Г}} = 0.1 \quad n_{\text{Г}} := 0$$

$$n_{\text{жел.Д}} := \left( \frac{K_{\text{жел.Д}}}{K_{\text{Д}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} \quad n_{\text{жел.Д}} = -1.2 \quad n_{\text{Д}} := -1$$

Находим фактические напряжения на шинах подстанций на стороне НН после регулирования:

$$U_{\text{НН.А}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.А}}}{K_{\text{А}} \cdot (1 + n_{\text{А}} \cdot t)} \quad U_{\text{НН.А}} = 10.32 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Б}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.Б}}}{K_{\text{Б}} \cdot (1 + n_{\text{Б}} \cdot t)} \quad U_{\text{НН.Б}} = 10.24 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.В}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.В}}}{K_{\text{В}} \cdot (1 + n_{\text{В}} \cdot t)} \quad U_{\text{НН.В}} = 10.02 \text{ кВ}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

**Расчет послеаварийного режима**

$$U_{\text{НН.Г}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.Г}}}{K_{\Gamma} \cdot (1 + n_{\Gamma} \cdot t)} \quad U_{\text{НН.Г}} = 10.01 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Д}} := \frac{U_{\text{НН.ВН.Д}}}{K_{\text{Д}} \cdot (1 + n_{\text{Д}} \cdot t)} \quad U_{\text{НН.Д}} = 10.37 \text{ кВ}$$

Определяем фактические номера ответвлений РПН:

$$n_{\text{факт.А}} := 10 - n_{\text{А}} \quad n_{\text{факт.А}} = 7$$

$$n_{\text{факт.Б}} := 10 - n_{\text{Б}} \quad n_{\text{факт.Б}} = 10$$

$$n_{\text{факт.В}} := 10 - n_{\text{В}} \quad n_{\text{факт.В}} = 12$$

$$n_{\text{факт.Г}} := 10 - n_{\Gamma} \quad n_{\text{факт.Г}} = 10$$

$$n_{\text{факт.Д}} := 10 - n_{\text{Д}} \quad n_{\text{факт.Д}} = 11$$

Для проведения структурного анализа потерь мощности необходимо выделить потери мощности в отдельных элементах сети и суммарные потери.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{Ан}} := \frac{|S_{\text{А}}|^2}{|U_{\text{А}}|^2} \cdot \text{Re}(Z_{\text{А}}) \quad \Delta P_{\text{Ан}} = 0.13 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{Бн}} := \frac{|S_{\text{Б}}|^2}{|U_{\text{Б}}|^2} \cdot \text{Re}(Z_{\text{Б}}) \quad \Delta P_{\text{Бн}} = 0.11 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{Вн}} := \frac{|S_{\text{В}}|^2}{|U_{\text{В}}|^2} \cdot \text{Re}(Z_{\text{В}}) \quad \Delta P_{\text{Вн}} = 0.15 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{Гн}} := \frac{|S_{\Gamma}|^2}{|U_{\Gamma}|^2} \cdot \text{Re}(Z_{\Gamma}) \quad \Delta P_{\text{Гн}} = 0.12 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{Дн}} := \frac{|S_{\text{Д}}|^2}{|U_{\text{Д}}|^2} \cdot \text{Re}(Z_{\text{Д}}) \quad \Delta P_{\text{Дн}} = 0.12 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{тр.н}} := \Delta P_{\text{Ан}} + \Delta P_{\text{Бн}} + \Delta P_{\text{Вн}} + \Delta P_{\text{Гн}} + \Delta P_{\text{Дн}} \quad \Delta P_{\text{тр.н}} = 0.63 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{тр.х}} := \text{Re}(\Delta S_{\text{хх.А}}) + \text{Re}(\Delta S_{\text{хх.Б}}) + \text{Re}(\Delta S_{\text{хх.В}}) + \text{Re}(\Delta S_{\text{хх.Г}}) + \text{Re}(\Delta S_{\text{хх.Д}})$$

$$\Delta P_{\text{тр.х}} = 0.22 \text{ МВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

**Расчет послеаварийного режима**

$$\Delta P_{\text{тр}} := \Delta P_{\text{тр.н}} + \Delta P_{\text{тр.х}}$$

$$\Delta P_{\text{тр}} = 0.85 \text{ МВт}$$

Потери в линиях:

$$\Delta P_{\text{ВЛ.кор}} := \Delta P_{\text{уд.кор}} \cdot (L_{1A} + L_{1B} + L_{БВ} + L_{ГД} + L_{2Д})$$

$$\Delta P_{\text{ВЛ.кор}} = 0.02 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{ВЛ.нагр}} := \text{Re}(\Delta S_{1A} + \Delta S_{1B} + \Delta S_{БВ} + \Delta S_{ГД} + \Delta S_{2Д})$$

$$\Delta P_{\text{ВЛ.нагр}} = 4.01 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{ВЛ}} := \Delta P_{\text{ВЛ.нагр}} + \Delta P_{\text{ВЛ.кор}}$$

$$\Delta P_{\text{ВЛ}} = 4.03 \text{ МВт}$$