

ЛЕКЦИЯ 2. Структурные схемы подстанций и электрических сетей. 2.1. Структурные схемы подстанций

Электрической сетью называется совокупность линий электропередачи, подстанций, секционирующих и распределительных пунктов, работающих на определенной территории и предназначенных для передачи и распределения электроэнергии. Электрические сети делятся по классу напряжения:

- 220–500 кВ – магистральные сети (системообразующие);
- 35–110 кВ – основные или питающие сети;
- 0,4–10 кВ – распределительные сети.

В данном пособии выделено два последних класса, причем рассмотрение схем распределительных сетей ограничивается секциями шин НН подстанций.

В качестве объектов питающих электрических сетей рассмотрим три типовые схемы электроснабжения узлов нагрузок промышленных потребителей, состоящих из питающих линий, подключенных к центрам питания (ЦП) и трех двухтрансформаторных подстанций.

На рис. 2.1, *а* представлена структурная схема питающей сети 110 кВ (вариант 1), состоящая из трех проходных подстанций 1, 2, 3 и цепочки одиночных линий $W1$ – $W4$, две из которых $W1$, $W2$ связывают наши узлы нагрузок с ЦП (крупные узловы подстанции, сборные шины 110 кВ городских электростанций). Эта принципиальная схема электроснабжения потребителей, не смотря на наличие двух источников питания, на практике не обладает высокой степенью надежности и применяется для питания не особо ответственных потребителей (городские и сельскохозяйственные потребители). На рис. 2.1, *б* представлена схема питающей сети (вариант 2), которая состоит из двух радиальных линий $W1$ и $W2$ и вышеназванных подстанций тупикового типа, подключенных к ним по блочно-модульной схеме. Эта схема имеет более высокую надежность, в особенности при независимости ЦП (что случается редко в городских сетях) и коротких длинах линий (до 10 км), и применяется для питания ответственных промышленных потребителей. Отличие схемы варианта 3 (рис. 2.1, *в*) заключается в том, что обе цепи двухцепной линии подвешены на одних и тех же опорах и подключены в одном из двух ЦП, при наличии секционирования в распределительных устройствах. Этот вариант сети позволяет существенно сэкономить на строительной части, однако в эксплуатации имеет более низкую надежность как источника – общего ЦП, так и линий, так как известно из многих источников, включая обобщенные справочные материа-

лы, что частота сложных аварий – отключения обеих цепей с обрывом провода фазы (троса) одной и одновременным замыканием фаз другой составляет 0,2 (1 раз в 5 лет). Однако в случае строительства крупных промышленных объектов, расположенных на ограниченной территории, с десятками подстанций 110–220 кВ и невысокой протяженностью линий (радиус локализации несколько километров), схема может быть признана экономически целесообразной. Вариант 4 (рис. 2.1, *г*) по сути является подвариантом схемы *б*).

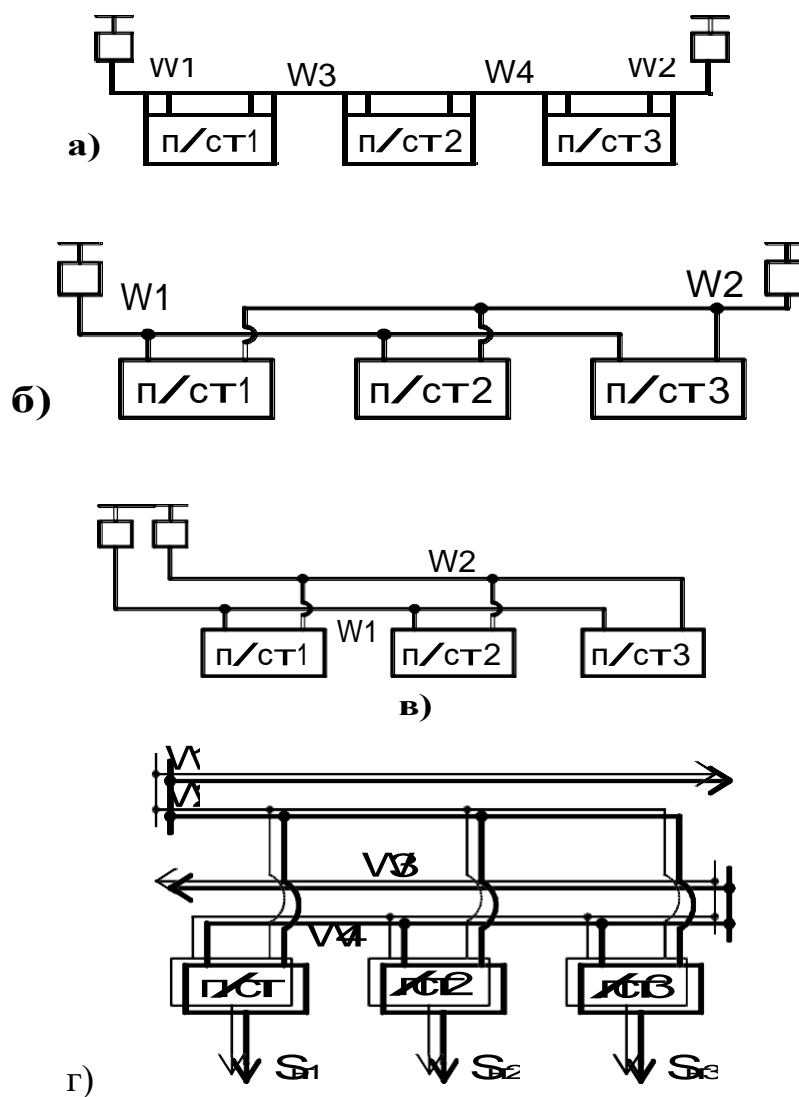


Рис. 2.1. Типовые схемы электроснабжения

Ниже приведем принципиальные электрические схемы вариантов 1 и 2 с детализацией основного и вспомогательного оборудования, схемами ОРУ ВН и НН, которые показаны соответственно на рис. 2.2, *а*, *б*. Отметим при этом, что варианты 2 и 3 питающей сети в части электрических схем подстанций между собой не отличаются. Все схемы подстанций выполне-

ны по так называемым упрощенным схемам: проходные подстанции варианта 1 – мостиковые с выключателями в перемычке для поддержания транзита электроэнергии; тупиковые ответвительные подстанции вариантов 2, 3, 4 – блочно-модульные с ремонтной неавтоматической перемычкой (без выключателя).

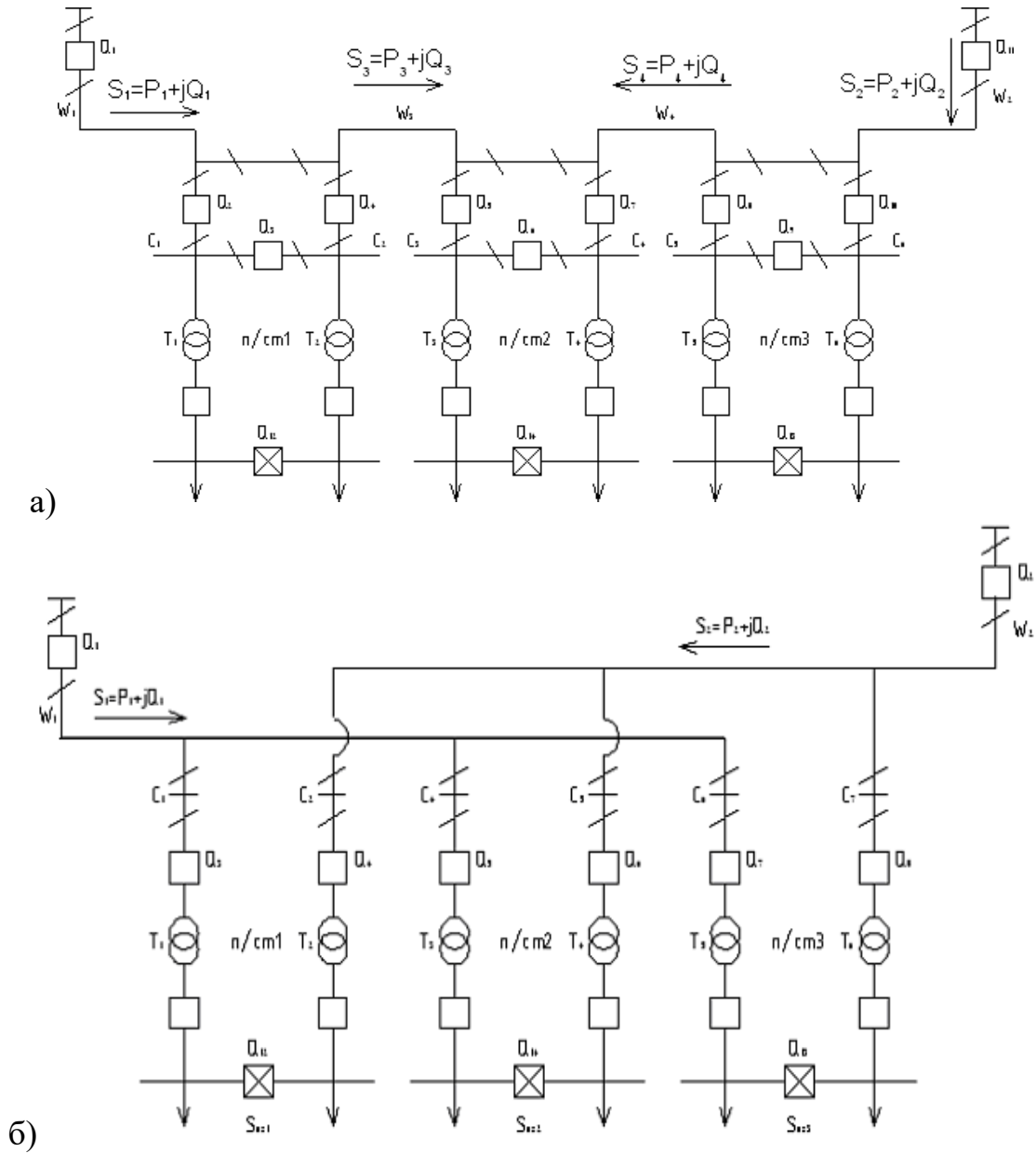


Рис. 2.2. Электрические схемы вариантов питающей сети 110/10 кВ

Для всех вариантов сети, описание которых дано выше, справедливы следующие соотношения применительно к питаемым j -м подстанциям:

$$\bar{S}_{нгj} = \bar{S}'_{нгj} + \Delta\bar{S}_{потj},$$

где $S'_{нгj}$ – полная мощность потребителей, питающихся с шин НН,
 $\Delta\bar{S}_{потj} = \Delta S_{потj} = \Delta P_{потj} + \Delta Q_{потj}$ – потери в трансформаторах ГПП (ЦРП)
и собственных нужд. Потерями в проводниках и аппаратах схемы РУ ВН и
НН при проведении инженерных расчетов можно пренебречь. При этом
для схем крупных нефтехимических и машиностроительных потребителей
справедливо соотношение для допустимой пропускной способности линий
($S_{\text{вдоп}}$) $W1$ и $W2(W_i)$

$$\sum_j S_{\text{т.ном}j}^{\Sigma} \leq 0,45 S_{\text{вдоп}} ;$$

при этом

$$S_{\text{т.ном}j} \geq S_{нгj}^{\max} ,$$

где $S_{нгj}^{\max} = \bar{S}_{нгj} + \Delta S_{нгj}^{\text{гр}}$; $\Delta S_{нгj}^{\text{гр}}$ – разница между максимальной $S_{нгj}^{\max}$ и
средней $\bar{S}_{нгj}$ нагрузками j -й п/ст по графику электрических нагрузок.

$S_{\text{т.ном}j}^{\Sigma}$ – суммарная номинальная мощность двухтрансформаторной j -й
подстанции.

2.2. Схемы электрических соединений ЦП 110, 220 кВ

Рассмотрим принципиальную схему городской ТЭЦ, имеющей связь
с системой на напряжении 220 кВ, в качестве ЦП крупных промышленных
предприятий. Схемы ОРУ 110 и 220 кВ (рис. 2.3–2.4) выполнены в виде
двух рабочих систем сборных шин и обходной системы шин. Причём, с
учётом числа и ответственности присоединений, ОРУ 110 кВ (6 блочных
трансформаторов, 2 автотрансформаторных присоединения и 9 питающих
линий) выполнено с секционированием обеих рабочих систем шин и об-
ходной, что несколько увеличивает число выключателей схемы (добавля-
ются 2 секционных выключателя (СВ), один секционный разъединитель
обходной системы шин, один шиносоединительный (ШСВ), или как его
называют в эксплуатации – междушинный выключатель (МВ), и один об-
ходной выключатель (ОВ). При этом на второй очереди ОРУ (рис. 2.4)
ШСВ выполнен как совмещённый с обходным, что снижает надёжность
схемы.

Наряду с явными преимуществами этой схемы ОРУ (простота, отно-
сительная дешевизна, малое число операций выключателями, несложное
выполнение устройств релейной защиты и автоматизации) имеют место и
существенные для эксплуатации недостатки:

- большое число операций разъединителями, особенно в случае совмещённого ОВ и ШСВ;
- при двухстороннем КЗ на секционном выключателе СВ1 и СВ2 теряются все присоединения рабочей системы шин;
- при двухстороннем КЗ на ШСВ теряются все присоединения обеих рабочих систем сборных шин на время оперативных переключений.

Учитывая низкую надёжность установленного коммутационного оборудования наиболее актуальным представляется в первую очередь модернизация выключателей и разъединителей ОРУ 110, 220 кВ, а также стеклянных изоляторов ОРУ на изоляторы из кремнийорганических соединений.

В ОРУ 110, 220 кВ установлено электротехническое оборудование:

- воздушные выключатели колонковые ВВН-110-6 (ячейки 1–11, 13), баковые ВВБМ-110 (ячейки 12, 14–16, 19–22, 25–28, 33);
- разъединители серий РЛНД (преобладают в ячейках 1–11, 13), РНДЗ (по одному в ячейках 1–11, 13, и все разъединители ячеек 12, 14–16, 19–22, 25–28, 33). Электрифицированный привод установлен лишь на разъединителях ячеек 14–16, 19–22, 25–28;
- измерительные трансформаторы тока ТФНД-110м (ячейки 1–13, 16), ТФЗМ-110-Б (ячейки 14–15, 19–22, 25–26, 28, 33);
- измерительные трансформаторы напряжения ЗНКФ-110;
- вентильные разрядники РВМГ-110 (ячейки 12, 28, 33), РВС-110 (ячейки 1, 3, 5, 13, 16, 22, 25–27, 28);
- нелинейные ограничители перенапряжений ОПН-110 (ячейки 10, 11 – измерительные трансформаторы напряжения секций 1 и 2 рабочей системы шин).

ОРУ 220 кВ:

- воздушные выключатели ВВД-220Б;
- разъединители серии РНДЗ;
- трансформаторы тока ТФЗМ-220-Б;
- измерительные трансформаторы напряжения ЗНКФ-220, НАМИ-220 (обходной системы шин);
- нелинейные ограничители перенапряжений ОПН-220 (ячейки 1, 5, 7, 9).

ОРУ 110 кВ было предназначено для электроснабжения местного крупного потребителя. ОРУ 220 кВ обеспечивает связь с системой и транзит энергии.

Формирование ОРУ 110 кВ станции в основном относится к периодам 70–90-х годов. Для ОРУ 220 кВ это конец 90-х годов. Поэтому нема-

ловажным будет указать на уровни токов коротких замыканий в максимальном режиме работы системы на шинах электростанции, определяющих ситуацию по динамической и термической стойкости оборудования. Эти данные приведены в табл. 2.1. Примечательно, что уровни токов однофазного КЗ превысили соответствующие значения трёхфазного.

Таблица 2.1. Уровни токов коротких замыканий на шинах ОРУ 110, 220 кВ городской ТЭЦ в максимальном режиме работы системы на 2011 г.

Наименование	3-фазное КЗ прямая последовательность I(1)3, А	1-фазное КЗ прямая последовательность I(1)1, А	1-фазное КЗ обратная последовательность I(2)1, А	1-фазное КЗ нулевая последовательность 3I(0)1, А
КТЭЦ-3 110 кВ 1с	30087	11560	11560	34679
КТЭЦ-3 110 кВ 2с	30089	11560	11560	34680
КТЭЦ-3 110 кВ 3с	30089	11561	11561	34682
КТЭЦ-3 110 кВ 4с	30089	11560	11560	34681
КТЭЦ-3 220 кВ 1СШ	12848	3888	3888	11664
КТЭЦ-3 220 кВ 2СШ	12848	3888	3888	11664

Следует отметить, что уровни токов КЗ достаточно высоки для физически и морально устаревшего оборудования ОРУ 110 кВ. Очевидно, что ЦП с таким оборудованием не может являться надежным источником для высокотехнологичных промышленных потребителей.

В следующих разделах пособия будут рассмотрены вопросы расчета комплексных показателей надежности вариантов сетей, оценки среднегодового вероятностного ущерба у потребителя из-за ненадежности оборудования и схемных решений, а также показателей эффективности и целесообразности проведения программ реконструкции.

В табл. 2.2 приведены среднестатистические эксплуатационные показатели надежности для установленного оборудования электрических сетей и подстанций (до реконструкции объектов), а также показатели надежности нового электрооборудования, которое устанавливается при реконструкции и модернизации объектов. Новое оборудование электрических сетей, его типы, характеристики и производители представлены в последующих разделах пособия.

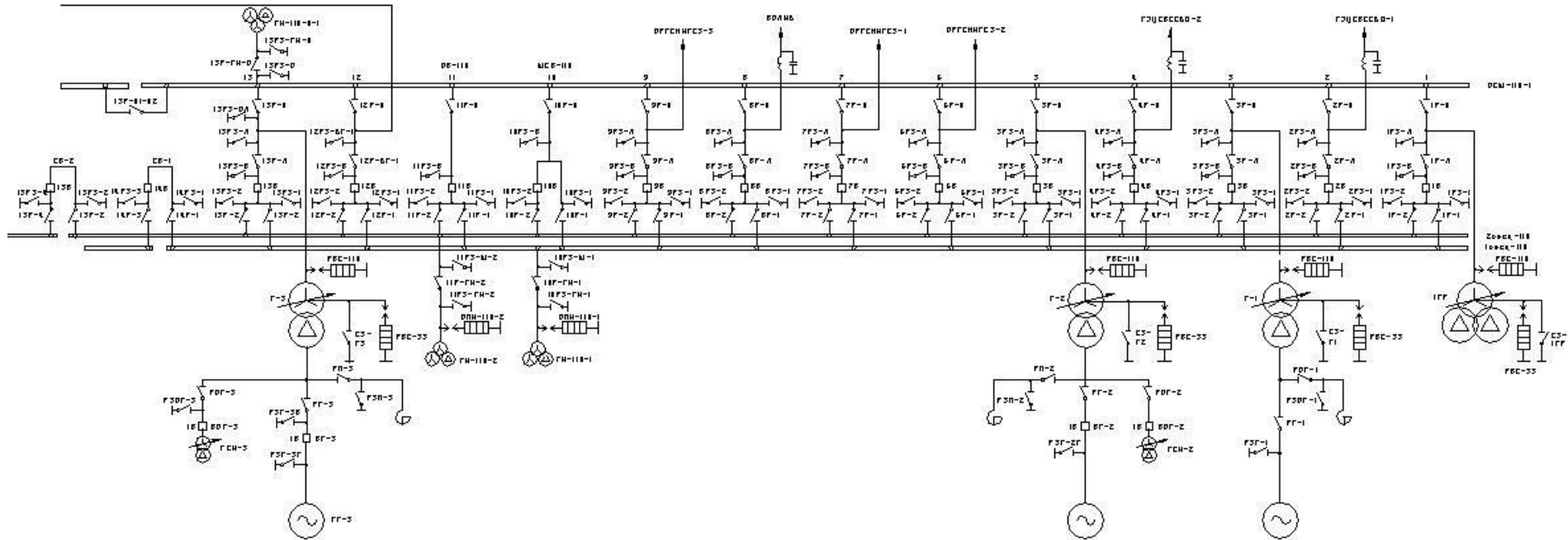


Рис. 2.3. Схема электрических соединений ОРУ 110 кВ. Ячейки № 1–15

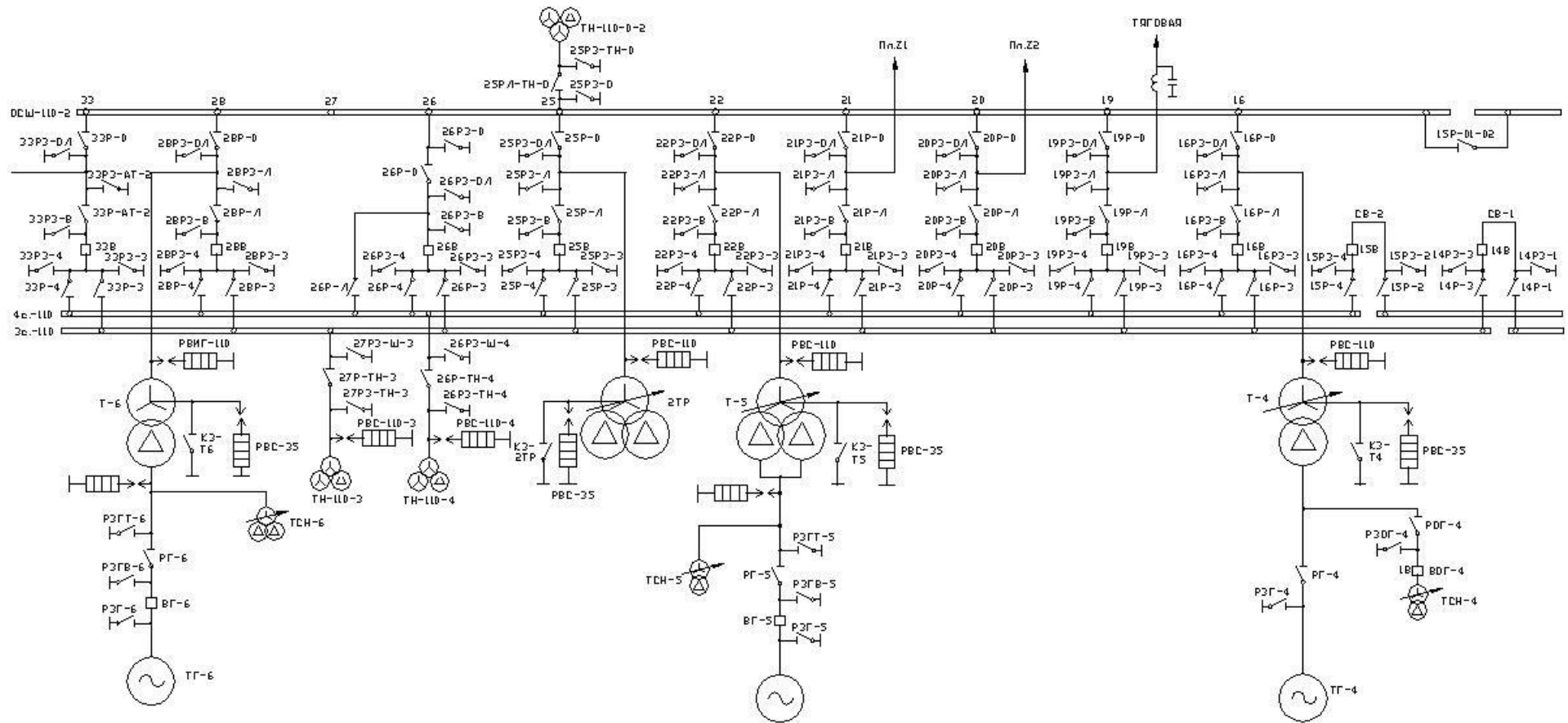


Рис. 2.4. Схема электрических соединений ОРУ 110 кВ. Ячейки № 14–16, 19–22, 25–28, 33

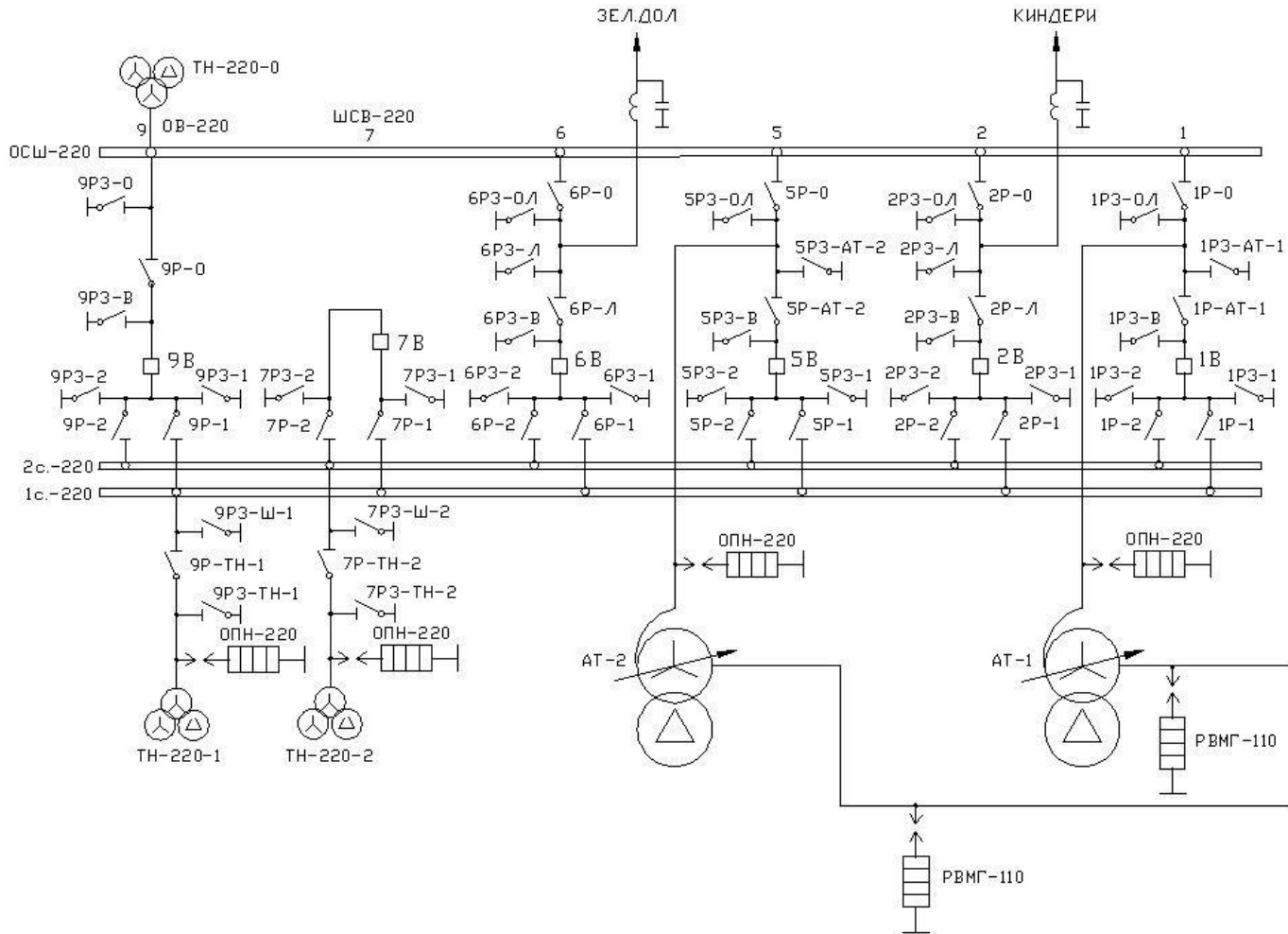


Рис. 2.5. Схема электрических соединений ОРУ 220 кВ

Таблица 2.2.

	Показатели надежности установленного оборудования ЦП и РЭС							Показатели надежности нового оборудования, применяемого при реконструкции ЦП и РЭС						
	Q110 Выключатель воздушный 110 кВ	Линии, кВ $\frac{W110^*}{100\text{км}}$	T110 кВ Трансформаторы 110 кВ	Секция шин* 110 кВ	Q 10 Маломас- ленный 10 кВ	Секция шин 10 кВ*	Q сек- цион- ный 10 кВ	Вы- ключа- тель элега- зовый 110кВ	$\frac{W110^*}{100\text{км}}$	Транс- фор- матор 110 кВ	Сек- ция* 110 кВ	Q ва- куум- ный 10 кВ	Секция 10 кВ*	Q сек- цион- ный 10 кВ ваку- ум.
λ , 1/год	0,1 0,05	$1,1 \frac{0,9}{0,2}$	0,02	0,02	0,04	$0,005n$	0,005	0,02	$1,1 \frac{0,9}{0,2}$	0,02	0,02	0,005	$0,005n$	0,005
T_B , ч	25	$9 \frac{4}{27}$	100	4	10	2	10	32	$9 \frac{4}{27}$	100	4	10	2	10
μ , 1/год	Кам. 0,2 Тек 2	$4 \frac{4}{8}$	0,17 2	2	0,2 2	1	0,5	0,04	$4 \frac{4}{8}$	0,17 2	2	0,04	1	0,04
T_p , ч	230 10	$12 \frac{12}{12}$	300 12	4	10 6	1	14	200	$12 \frac{12}{12}$	300 12	4	15	1	15
q_0 , о. е.	$0,3 \cdot 10^{-3}$	$1,1 \times 10^{-3} \frac{4 \cdot 10^{-4}}{6,2 \cdot 10^{-4}}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$0,91 \times 10^{-5}$	$0,46 \times 10^{-4}$	$1,1 \times 10^{-6}n$	$6 \cdot 10^{-6}$	$0,73 \times 10^{-4}$	$1,1 \times 10^{-3}$	$0,23 \times 10^{-3}$	$0,91 \times 10^{-5}$	$0,5 \times 10^{-5}$	$1,1 \times 10^{-6}$	$0,5 \times 10^{-5}$

* В расчете на 1 присоединение.

Ниже в табл. 2.3 приведены сравнительные показатели надёжности выключателей, опубликованные в официальной литературе.

Таблица 2.3.

Выключатели	Тип выключателя	Общее число выключателей	Распределение отказов по напряжениям, кВ					ω, 1/год
			110	220	330	500	750	
Воздушные	ВНВ-750	9	–	–	–	–	6	0,061
	ВО-750	1	–	–	–	–	–	–
	ВВБ-750	5	–	–	–	–	1	0,018
Элегазовые	НРЛ-800	2	–	–	–	–	–	–
Воздушные	ВНВ-500	7	–	–	–	5	–	0,065
	ВВБК-500	30	–	–	–	17	–	0,052
	ВВБ-500	15	–	–	–	6	–	0,036
	ВВ-500(Б)	76	–	–	–	31	–	0,037
Элегазовые	ВГУ-500	8	–	–	–	3	–	0,075
	ФХТ-17	15	–	–	–	1	–	0,013
Воздушные	ВНВ-300	9	–	–	8	–	–	0,081
	ВВ-300Б	22	–	–	5	–	–	0,021
	ВВН-330	13	–	–	1	–	–	0,007
	ВВБ-330	5	–	–	–	–	–	–
	ВВД-300Б	4	–	–	–	–	–	–
Элегазовые	ВГУ-330	2	–	–	–	–	–	–
	ФХТ-15	4	–	–	–	–	–	–
Воздушные	ВВБК-220	14	–	1	–	–	–	0,006
	ВВД-220	53	–	4	–	–	–	0,007
	ВВБ-220	85	–	4	–	–	–	0,004
	ВВН-220	58	–	10	–	–	–	0,016
Элегазовые	ВГУ-220	5	–	3	–	–	–	0,055
	НРЛ-245	6	–	–	–	–	–	–
	ВГТ-220	2	–	–	–	–	–	–
Масляные	МКП-220	1	–	–	–	–	–	–
	У-220	2	–	–	–	–	–	–
Воздушные	ВВУ-110	17	1	–	–	–	–	0,005
	ВВШ-110	22	2	–	–	–	–	0,008
	ВВН-110	87	10	–	–	–	–	0,010
	ВВБМ-110Б	29	2	–	–	–	–	0,006

Выключатели	Тип выключателя	Общее число выключателей	Распределение отказов по напряжениям. кВ					ω, 1/год
			110	220	330	500	750	
Маломасляные	ВМТ-110	14	3	–	–	–	–	0,019
	ММО-110	1	–	–	–	–	–	–
	У-110	31	4	–	–	–	–	0,012
	МКП-110	16	3	–	–	–	–	0,017
	МКП-110М	27	2	–	–	–	–	0,007
	HLR-110	33	–	–	–	–	–	–
Элегазовые	ВГТ-110	2	3	–	–	–	–	0,3
Итого		732	30	22	14	63	7	

