

Министерство образования и науки Российской Федерации
Вологодский государственный университет

Кафедра электрооборудования

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ,
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Методическое пособие к курсовому проекту

Факультеты: электроэнергетический; заочного и дистанционного обучения

Направление бакалавриата – 13.03.02 (140400.62)

«Электроэнергетика и электротехника»

Направление магистратуры – 13.04.02 (140400.68)

«Электроэнергетика и электротехника»

Вологда

2015

Электрооборудование источников энергии, электрических сетей и промышленных предприятий: методическое пособие к курсовому проекту для студентов направлений 13.03.02 (140400.62), 13.04.02 (140400.68). - Вологда: ВоГУ, 2015. - 39 с.

Изложены основные сведения о содержании, составе и объеме курсового проекта; даны указания по определению сечения проводов ВЛ, параметров схемы замещения ЛЭП, технико-экономическому расчету; выбору силовых трансформаторов; выбору электрооборудования подстанции; определению параметров рабочих режимов электрических сетей; выбору компенсирующих устройств. В приложении даны справочные данные трансформаторов, воздушных линий, компенсирующих устройств, высоковольтных выключателей, разъединителей, короткозамыкателей трансформаторов тока и напряжения, а также задания на курсовой проект. Предназначено для студентов очной и заочной форм обучения по направлениям 13.03.02 (140400.62), 13.04.02 (140400.68).

Утверждено редакционно-издательским советом ВоГУ

Составители: И.Ю. Сергиевская, канд. техн. наук, доцент

А.Е. Немировский, д-р техн. наук, профессор

Л.Ю. Крепышева, ст. преподаватель

Рецензент А.С. Крепышев, мастер КИП ООО «ЦентрСтройКомплекс»

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ ПРОЕКТА	4
2 ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ	5
3 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	6
4 ВЫБОР ВАРИАНТА СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РАЙОНА	6
4.1 Выбор схемы сети	6
4.2 Выбор и проверка сечения проводов по экономической плотности тока, допустимой нагрузке	7
4.3 Определение параметров схемы замещения ЛЭП	8
4.4 Техничко-экономическое сопоставление вариантов проектируемой сети	9
5 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИИ	11
5.1 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов	11
5.2 Техничко-экономический расчет выбора силовых трансформаторов	12
5.3 Определение параметров схемы замещения трансформаторов	13
6 ВЫБОР СИЛОВОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ	15
6.1 Выбор высоковольтных выключателей	15
6.2 Выбор разъединителей	18
6.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения	18
7 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ..	21
8 ВЫБОР ОПОР ВОЗДУШНОЙ ЛЭП	23
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	24
ПРИЛОЖЕНИЯ	23

ВВЕДЕНИЕ

Содержание дисциплины Б2.В.ОД4 «Электрооборудование источников энергии, электрических сетей и промышленных предприятий»:

Объем часов на изучение дисциплины по учебному плану составляет 360 часов(10 з.е.), в том числе аудиторных занятий (лекций, практических и лабораторных занятий) 96 часов. Остальное время отводится на самостоятельную работу (изучение программного материала по учебникам, решение задач, выполнение курсового проекта). Итоговая форма контроля знаний студента по дисциплине – зачет, КП, экзамен.

1 ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ ПРОЕКТА

Проект состоит из расчетно-пояснительной записки (РПЗ) и чертежа.

Оформление РПЗ должно соответствовать требованиям ГОСТ 7.32-2001.

Текст в РПЗ печатается (допускается рукописный вариант) на одной стороне листа формата А4 (210 х 297 мм) через полтора интервала. Цвет шрифта – черный, шрифт Times New Roman, размер 14.

Размеры полей в РПЗ должны быть следующие: левое - 30 мм, правое - не менее 10 мм, верхнее - не менее 20 мм, нижнее - не менее 20 мм. Рамки на страницах наносить не допускается.

Страницы РПЗ нумеруются арабскими цифрами (нумерация сквозная по всему тексту). Номер страницы ставится в центре нижней части листа без точки. Титульный лист включается в общую нумерацию, номер на нем не ставится.

Заголовки разделов РПЗ располагают в середине строки без точки в конце и печатают заглавными буквами без подчеркивания. Каждый раздел следует начинать с новой страницы.

Номер подраздела состоит из номеров раздела и подраздела, разделенных точкой. Заголовки подразделов следует печатать с абзацного отступа с прописной буквы без точки в конце, не подчеркивая. Если заголовок состоит из двух предложений, их разделяют точкой. Переносы слов в заголовках не допускаются.

Расстояние между заголовком и текстом должно быть равно 3 или 4 интервалам (15 мм). Если курсовой проект напечатан интервалом 1,5, то это значит, что расстояние между заголовком и текстом равно одной пустой строке. Расстояние между заголовками и подзаголовком - 2 интервала (8 мм).

Структурными элементами РПЗ являются титульный лист, содержание, введение, основная часть, заключение, список используемых источников, приложения.

Содержание включает введение, номера и названия всех разделов и подразделов, заключение, список литературы, номера и наименования приложений с указанием номеров страниц, с которых начинаются эти элементы РПЗ.

Введение должно содержать задачи и актуальность темы. Введение не нумеруется.

Основная часть, которая должна содержать методику и результаты выполненной работы делится на разделы, подразделы и подпункты (если это необходимо).

Заключение должно содержать краткие выводы по результатам выполненной работы. Заключение не нумеруется.

Список используемых источников составляется в порядке появления ссылок на них в тексте РПЗ.

В приложения включаются дополнительные и вспомогательные материалы. Каждое приложение нужно начинать с нового листа. В правом верхнем углу над заголовком прописными буквами пишется слово «ПРИЛОЖЕНИЕ». Если приложений более одного, их следует нумеровать русскими буквами.

Графическая часть проекта выполняется на листе формата А1 (594х840мм) и оформляется в соответствии со стандартами ЕСКД (единая система конструкторской документации).

2 ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

В курсовом проекте необходимо спроектировать сеть вновь электрифицируемого района и выбрать электрооборудование.

Задание на курсовой проект:

1. Выбор варианта схемы электроснабжения района:
 - 1.1. выбор схемы сети для каждого варианта (3 варианта);
 - 1.2. выбор и проверка сечения проводов по экономической плотности тока, допустимой нагрузке и короне;
 - 1.3. определение параметров схемы замещения ЛЭП;
 - 1.4. технико-экономическое сопоставление вариантов.
2. Выбор силовых трансформаторов подстанции:
 - 2.1 выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов;
 - 2.2. определение параметров схемы замещения трансформаторов;
3. Выбор силового электрооборудования трансформаторной подстанции:
 - 3.1. выбор высоковольтных выключателей;
 - 3.2. выбор разъединителей;
 - 3.3. выбор трансформаторов тока и напряжения.
4. Компенсация реактивной мощности.
5. Выбор опоры воздушной ЛЭП.

6. Графическая часть проекта должна содержать 1 лист формата А1:

6.1. Схема электроснабжения района выбранного варианта с нанесением всех элементов сети (силовых трансформаторов, высоковольтных выключателей, разъединителей, компенсирующих устройств с указанием параметров этих элементов).

6.2. Эскиз выбранной опоры.

3 Исходные данные

Исходные данные представлены в ПРИЛОЖЕНИИ А (таблица А1).

Число часов использования максимума нагрузки:

$$T_{\max 1} = T_{\max 2} = 6200 \text{ ч.}; T_{\max 3} = 4355 \text{ ч.}; T_{\max 4} = T_{\max 5} = 4345 \text{ ч.}$$

План расположения нагрузок представлен в ПРИЛОЖЕНИИ А (таблица А2).

Номинальное напряжение: $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$

4 Выбор варианта схемы электроснабжения района

4.1 Выбор схемы сети

При выполнении данного раздела необходимо наметить несколько вариантов (3 варианта) схемы электрической сети проектируемого района (кольцевая, радиальная, смешанная), выполненной одноцепными или двухцепными ЛЭП в зависимости от категории надежности.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения потребители электрической энергии разделяются на три категории.

Потребители I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервируемых источников питания, а перерыв их электроснабжения допускается лишь на время автоматического восстановления питания. Для электроснабжения особой группы электроприемников I категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервируемого источника питания. В качестве второго и третьего источников питания могут использоваться местные электростанции, специальные агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т.п.

Потребители II категории могут иметь два независимых источника питания.

Потребители III категории могут осуществлять питание от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, вызванные ремонтом или заменой поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток.

4.2 Выбор и проверка сечения проводов по экономической плотности тока, допустимой нагрузке

Сечения проводов линий электросетей при номинальном напряжении не выше 220 кВ выбираются по нормированной экономической плотности тока $j_{эк}$ (А/мм²), рекомендуемые величины которой приведены в ПРИЛОЖЕНИИ В (таблица В4).

$$s_p = \frac{I_p}{j_{эк}}, \quad (1)$$

где I_p - расчетный ток, (А).

Расчетный ток определяется

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n}; \quad (2)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (3)$$

где S_p - расчетная нагрузка, (кВ·А);

$U_{ном}$ - напряжение линии электропередачи, (кВ);

n - число цепей линии передачи, (шт.).

Сечение, полученное в результате расчета, округляется до ближайшего большего стандартного значения (70, 95, 120, 185, 240 мм²).

Для выбора сечения проводов в кольцевой линии необходимо:

1. Определить мощность на участках этой линии, считая ее однородной, по выражению

$$S_{A1} = \sum_{i=1}^n \frac{S_{нагр.i} \ell_i}{\ell \sum i}, \quad (4)$$

где $S_{нагр.}$ - мощность нагрузки, (кВ·А);

ℓ_i - длина участков линии, (км).

2. Определить расчетный ток по выражению (2) и расчетное сечение по выражению (1).

Провода линий любого назначения проверяются на нагрев расчетным током.

Выбранное сечение считается удовлетворяющим условиям нагрева в установившемся режиме, если:

$$I_{p \max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (5)$$

где I_p - максимальный расчетный ток линии, (А);

$I_{\text{доп}}$ - допустимый ток проводников, (А) выбранный по ПРИЛОЖЕНИЮ В (таблица В5).

В противном случае сечение должно быть увеличено.

При выходе из строя одной цепи двухцепной линии по оставшейся в работе цепи будет передаваться прежняя мощность, т.е. ток линии возрастет вдвое по сравнению с режимом нормальной работы

В этом случае

$$2 \cdot I_{p.\max} \leq I_{\text{доп}}. \quad (6)$$

4.3 Определение параметров схемы замещения ЛЭП

Определение параметров элементов электрической сети необходимо для составления схемы замещения (рис.1), на основании которой дается расчет режимов сети.

Активное сопротивление ЛЭП

$$R_{\text{ЛЭП}} = r_0 \cdot \ell, \quad (7)$$

где r_0 - удельное (погонное) активное сопротивление, (Ом/км), [1];

ℓ - длина линии, (км).

Для двухцепной линии

$$R_{\text{ЛЭП}} = 0,5 \cdot r_0 \cdot \ell, \quad (8)$$

если $s_1 = s_2$.

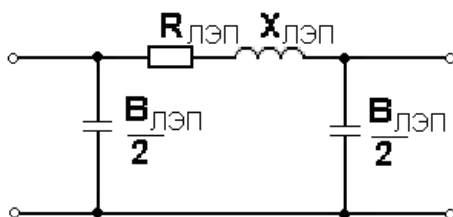


Рисунок 1- Схема замещения ЛЭП

Индуктивное сопротивление ЛЭП

$$X_{\text{ЛЭП}} = x_0 \cdot \ell, \quad (9)$$

для двухцепной линии

$$X_{\text{ЛЭП}} = 0,5 \cdot x_0 \cdot \ell, \quad (10)$$

если $s_1 = s_2$.

Емкостная проводимость ЛЭП (См) определяется по выражению:

$$B_{\text{ЛЭП}} = b_0 \cdot \ell, \quad (11)$$

где b_0 – удельная емкостная проводимость, (См/км).

Для двухцепной линии

$$B_{\text{ЛЭП}} = 2 \cdot b_0 \cdot \ell. \quad (11')$$

Наличие емкостной проводимости в ЛЭП приводит к образованию зарядных токов, а следовательно, и реактивной мощности, генерируемой линией (квар), которая определяется по выражению

$$Q_c = U_{\text{ном}}^2 \cdot b_0 \cdot \ell. \quad (12)$$

Для двухцепной линии

$$Q_c = U_{\text{ном}}^2 \cdot 2 \cdot b_0 \cdot \ell. \quad (12')$$

4.4 Технико-экономическое сопоставление вариантов проектируемой сети

Для окончательного выбора проектируемой сети необходимо произвести сравнение двух наиболее приемлемых вариантов сети на основе технико-экономических расчетов.

При сооружении всей сети в течение одного года приведенные затраты для каждого варианта:

$$Z_{\Sigma} = E \cdot K_{\text{н.сети}} + И, \quad (13)$$

где E - норма дисконта, ($E = 0,2 \div 0,3$);

$K_{\text{н.сети}}$ - полные капитальные затраты сети с учетом стоимости оборудования, монтажных и наладочных работ, (тыс. руб.);

$И$ - стоимость эксплуатационных расходов на сеть, (тыс. руб.).

$$K_{\text{н.сети}} = Ц \cdot \ell \cdot I (1 + \sigma_{\text{т}} + \sigma_{\text{с}} + \sigma_{\text{м}}), \quad (14)$$

где $Ц$ - цена на оборудование (приложение Г, таблица Г1, Г2, Г3, Г4), (тыс.руб.);

I - индекс цен на оборудование ($I = 125$ на январь 2015 г.);

$\sigma_{\text{т}} = 0,1$ - коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы, связанные с приобретением оборудования;

$\sigma_{\text{с}} = 0,02 \div 0,08$ (в зависимости от массы и сложности оборудования) - коэффициент, учитывающий затраты на строительные работы;

$\sigma_{\text{м}} = 0,1 \div 0,15$ (от оптовой цены на оборудование) - коэффициент, учитывающий затраты на монтаж и наладку оборудования.

$$И = И_{\text{п}} + И_{\text{обсл., рем, ам.}}, \quad (15)$$

где $И_{\text{п}}$ - стоимость потерь электроэнергии в сети, (тыс. руб.);

$И_{\text{обсл., рем, ам.}}$ - затраты на обслуживание, ремонт и амортизацию сети, (тыс. руб.).

$$И_{\text{п}} = C_0 \cdot \tau_{\text{п}} \cdot \left(\frac{S_{\text{нагр.}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot R_{\text{сети}}, \quad (16)$$

где C_0 - стоимость электроэнергии ($C_0 = 2,7$ руб/кВт · ч (на январь 2015 г.);

τ_{Π} - время максимальных потерь, (ч);

$S_{\text{нагр}}$ – мощность нагрузки, (кВА).

$$\tau_{\Pi} = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max.}}}{10000} \right)^2 8760; \quad (17)$$

$$I_{\text{обсл. рем. ам.}} = (N_a + N_{\text{обсл.}} + N_{\text{рем.}}) \cdot K_{\text{н.сети.}}, \quad (18)$$

где N_a - норма амортизационных отчислений на сеть (табл. 1);

$N_{\text{обсл.}}$ - норма отчислений на обслуживание сети (табл. 1);

$N_{\text{рем.}}$ - норма отчисления на капитальный ремонт сети (табл. 1).

Таблица 1 - Норма отчислений на амортизацию, капитальный ремонт и обслуживание сети и трансформаторов

Параметры	Нормы отчислений, %		
	N_a	$N_{\text{рем.}}$	$N_{\text{обсл.}}$
1. Воздушные линии на металлических и железобетонных опорах на напряжение, кВ			
до 20	3,6	0,6	2,0
35 и выше	2,0	0,4	0,4
2. Воздушные линии на деревянных опорах из пропитанной древесины на напряжение, кВ			
до 20	4,0	1,7	2,0
35 и выше	3,3	1,6	0,5
3. Воздушные линии на деревянных опорах из непитанной древесины до 20 кВ	6,0	2,0	2,0
4. Кабельные линии с алюминиевой оболочкой до 10 кВ, проложенные			
в земле	4,0	0,3	2,0
в помещении	2,0	0,3	2,0
5. Кабельные линии с пластмассовой изоляцией до 10 кВ, проложенные в земле или в помещениях	5,0	0,3	2,0
Электрооборудование подстанций, силовое электро-техническое оборудование и распределительные устройства	3,5	2,9	1,0

5 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИИ

5.1 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов должен быть технически и экономически обоснован, т.к. он оказывает существенное влияние на рациональное построение схем промышленного электроснабжения.

Главным критерием при выборе трансформаторов является надежность электроснабжения. Наиболее часто подстанции выполняют двухтрансформаторными. Однотрансформаторные - допустимы только при наличии централизованного резерва трансформаторов и при поэтапном строительстве подстанции. Установка более двух трансформаторов возможна в исключительных случаях.

Выбор числа, мощности и типа силовых трансформаторов подстанции производится в следующем порядке:

1. Определяется число трансформаторов на подстанции (с учетом категории надежности потребителей).
2. Намечаются возможные варианты мощности трансформаторов подстанции с учетом допустимой нагрузки их в нормальном режиме и перегрузки - в послеаварийном режиме.
3. На основании технико-экономического расчета выбирают нужный вариант.

При двухтрансформаторной подстанции номинальную мощность каждого из трансформаторов определяют по условию

$$S_{\text{ном,т}} \geq \frac{S_{\text{р}\Sigma}}{2 \cdot 0,7}, \quad (19)$$

где $S_{\text{р}\Sigma}$ - суммарная расчетная нагрузка подстанции, (кВ·А);

2 - количество трансформаторов;

0,7 - коэффициент загрузки в нормальном режиме.

В аварийных условиях оставшийся в работе трансформатор должен быть проверен на допустимую перегрузку с учетом возможного отключения потребителей III категории надежности

$$1,4 \cdot S_{\text{ном,т}} \geq S_{\text{р}\Sigma}. \quad (20)$$

В системах электроснабжения наряду с двухобмоточными трансформаторами на подстанции устанавливают трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения и в редких случаях – трехобмоточные трансформаторы.

5.2 Технико-экономический расчет выбора силовых трансформаторов

Суммарные затраты определяются:

$$З_{\Sigma} = E \cdot K_{н. тр.} + И, \quad (21)$$

где $K_{н. тр.}$ - полные капитальные затраты на трансформаторы с учетом стоимости оборудования, монтажных и наладочных работ, (тыс. руб.);

$И$ - стоимость эксплуатационных расходов на трансформаторы, (тыс. руб.)

$$K_{н. тр.} = Ц \cdot I \cdot (1 + \sigma_T + \sigma_c + \sigma_m), \quad (22)$$

где $Ц$ - цена на трансформаторы (Приложение Е, таблица Е1), (тыс. руб.);

I - индекс цен на оборудование ($I = 125$ на январь 2015 г.);

σ_T - коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы, связанные с приобретением оборудования ($\sigma_T = 0,05$ - для оборудования с массой более 1 тонны; $\sigma_T = 0,1$ - для оборудования с небольшой массой).

$$И = И_{\Pi} + И_{обсл., рем., ам.}, \quad (23)$$

где $И_{\Pi}$ - стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах, (тыс. руб.);

$И_{обсл., рем., ам.}$ - затраты на обслуживание, ремонт и амортизацию трансформаторов, (тыс. руб.).

$$И_{\Pi. тр.} = C_0 (N_{тр} \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \left(\frac{S_{нагр.}}{S_{ном.тр}} \right)^2 \cdot \Delta P_k \cdot \tau_{\Pi} \cdot \frac{1}{N_{тр}}), \quad (24)$$

где C_0 - стоимость электроэнергии ($C_0 = 2,7$ руб/кВт · ч (на январь 2015 г.);

$N_{тр}$ - количество трансформаторов, (шт.);

ΔP_x , ΔP_k - потери холостого хода и короткого замыкания трансформатора, (кВт).

$$И_{обсл. рем. ам.} = (H_a + H_{обсл.} + H_{рем.}) \cdot K_{н. тр.}, \quad (25)$$

где H_a - норма амортизационных отчислений на трансформаторы (табл. 1);

$H_{обсл.}$ - норма отчислений на обслуживание трансформаторов (табл. 1);

$H_{рем.}$ - норма отчислений на капитальный ремонт трансформаторов (табл. 1).

5.3 Определение параметров схемы замещения трансформаторов

Активное сопротивление (Ом) двухобмоточного трансформатора (рис. 2) определяется на основании каталожных данных:

$$R_{\text{дд}} = \frac{DP_{\hat{e}} U_{\hat{i}}^2}{S_{\hat{i}}^2} \cdot 10^3. \quad (26)$$

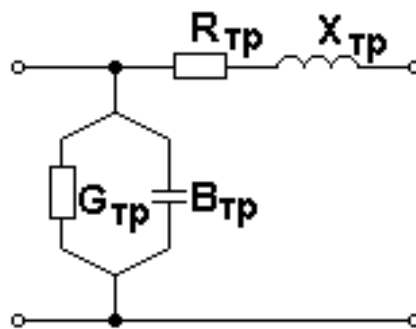


Рисунок 2 – Схема замещения двухобмоточного трансформатора

Реактивное (индуктивное) сопротивление двухобмоточного трансформатора (Ом), представляющее собой сумму индуктивного сопротивления рассеяния первичной обмотки и приведенного к ней индуктивного сопротивления вторичной обмотки, определяется по формуле:

$$X_{\text{тр}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном.тр}}} \cdot 10^3, \quad (27)$$

где $u_{\text{к}}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора, (%).

Активная проводимость (См), обусловленная потерями активной мощности в режиме холостого хода, определяется так:

$$G_{\text{дд}} = \frac{DP_{\hat{o}}}{U_{\hat{i}}^2} \cdot 10^{-3}. \quad (28)$$

Реактивная проводимость трансформатора (См), обусловленная основным магнитным потоком, находится так:

$$\hat{A}_{\text{дд}} = \frac{DQ_{\hat{o}}}{U_{\hat{i}}^2} \cdot 10^{-3}, \quad (29)$$

где $\Delta Q_{\text{х}}$ - потери реактивной мощности, (квар):

$$DQ_{\hat{o}} = \frac{I_{\hat{o}}}{100} \cdot \varphi_{\hat{i}}, \quad (30)$$

где $I_{\text{х}}$ - ток холостого хода, отнесенный к номинальному току, (%).

Общее активное сопротивление обмоток двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения и трехобмоточного трансформатора (рис. 3) определяется по выражению (26), а активное сопротивление лучей звезды в схеме замещения трансформатора при равенстве мощностей обмоток составляет

$$R_{\text{тр.В}} = R_{\text{тр.С}} = R_{\text{тр.Н}} = 0,5 \cdot R_{\text{общ}}. \quad (31)$$

Общее индуктивное сопротивление определяется по выражению (27), а индуктивные сопротивления лучей звезды в схеме замещения трансформатора составляют

$$\begin{aligned} X_{\text{трВН}} &= 0,125 \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном.тр}}} \cdot 10^3, \\ X_{\text{трНН1}} = X_{\text{трНН2}} &= 1,75 \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном.тр}}} \cdot 10^3 \end{aligned} \quad (32)$$

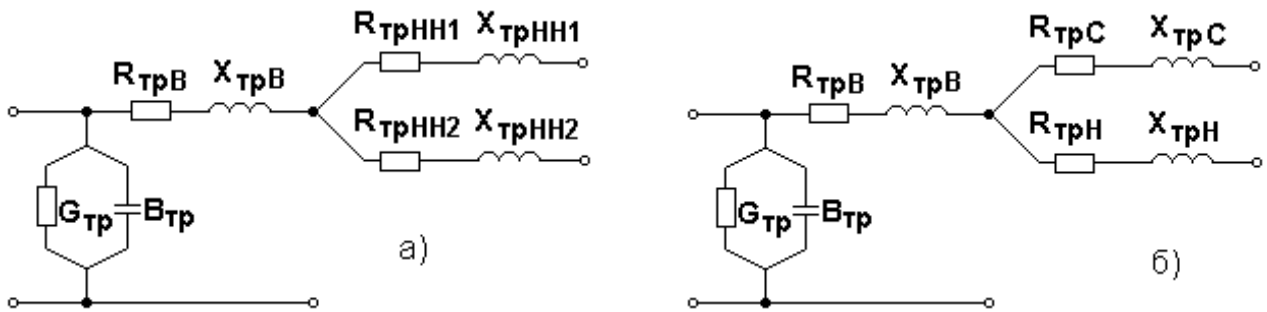


Рисунок 3 - Схема замещения трансформатора:

а) двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения;
б) трехобмоточного трансформатора

Проводимости двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения определяются по выражениям (28) – (30).

Индуктивное сопротивление трехобмоточного трансформатора рассчитывается по заданным значениям напряжения короткого замыкания для каждой пары обмоток по (33). Индуктивное сопротивление обмотки СН благодаря взаимному влиянию соседних обмоток обычно близко к нулю, либо имеет небольшое отрицательное значение, соответствующее емкостному сопротивлению и принимаемое при расчетах равным нулю.

$$\begin{aligned} X_{\text{трВН}} &= \frac{0,5(u_{\text{кВС}} + u_{\text{кВН}} - u_{\text{кСН}})}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном.тр}}} \cdot 10^3; \\ X_{\text{трСН}} &= \frac{0,5(u_{\text{кВС}} + u_{\text{кСН}} - u_{\text{кВН}})}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном.тр}}} \cdot 10^3; \\ X_{\text{трНН}} &= \frac{0,5(u_{\text{кВН}} + u_{\text{кСН}} - u_{\text{кВС}})}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном.тр}}} \cdot 10^3; \end{aligned} \quad (33)$$

Проводимости трехобмоточного трансформатора определяются по выражениям (28) - (30).

Общее активное сопротивление автотрансформатора (Ом) определяется на основании каталожных данных по выражению (26), а активные сопротивления обмоток ВН и СН при равенстве мощностей обмоток:

$$R_{\text{тр.В}} = R_{\text{тр.С}} = 0,5 \cdot R_{\text{общ.}} \quad (34)$$

Активное сопротивление обмотки НН, мощность которой меньше мощности обмотки ВН, находится из выражения:

$$R_{\text{трН}} = \frac{R_{\text{трВ}} \cdot S_{\text{ном.трВ}}}{S_{\text{ном.трН}}}, \quad (35)$$

где $S_{\text{ном.тр. В}}$ - номинальная мощность обмотки высшего напряжения, (кВА);

$S_{\text{ном.тр. Н}}$ - номинальная мощность обмотки низшего напряжения, (кВА).

Индуктивное сопротивление автотрансформатора определяется по выражению (33).

Проводимости автотрансформатора определяются по выражениям (28)-(30).

6 ВЫБОР СИЛОВОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

6.1 Выбор высоковольтных выключателей

Высоковольтный выключатель - это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока (при длительной нагрузке, перегрузке, коротком замыкании (КЗ), холостом ходе, несинхронной работе).

По конструктивным особенностям и способу гашения дуги различают следующие типы выключателей: масляные баковые (масляные многообъемные), маломасляные (масляные малообъемные), воздушные, элегазовые, электромагнитные, вакуумные выключатели. К особой группе относятся выключатели нагрузки, рассчитанные на отключение токов нормального режима.

По роду установки различают выключатели для внутренней, наружной установки и для комплектных распределительных устройств.

Условия выбора высоковольтных выключателей:

1. По напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (36)$$

2. По длительному току

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}; \quad I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}. \quad (37)$$

3. Проверка на симметричный ток отключения по условию

$$I_{\text{п},\tau} \leq I_{\text{отк, ном}}, \quad (38)$$

где $I_{\text{отк, ном}}$ – номинальное допустимое значение периодической составляющей, (кА).

4. Проверка на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ

$$i_{\text{a},\tau} \leq i_{\text{a, ном}}, \quad (39)$$

где $i_{\text{a, ном}}$ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ , (кА);

$i_{\text{a},\tau}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ , (кА);

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, (с).

5. По включающей способности проверка производится по условию

$$i_y \leq i_{\text{вкл.}}; I_{\text{п},0} \leq I_{\text{вкл}}, \quad (40)$$

где i_y – ударный ток КЗ в цепи выключателя, (кА);

$I_{\text{п},0}$ – значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя, (кА);

$I_{\text{вкл}}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей), (кА);

$i_{\text{вкл}}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу). Заводами-изготовителями соблюдается условие $i_{\text{вкл}} = 1,8 \sqrt{2} I_{\text{вкл}}$, где $k_y = 1,8$ – ударный коэффициент, нормированный для выключателей.

6. На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_y \leq i_{\text{дин.}}; I_{\text{п},0} \leq I_{\text{дин}}, \quad (41)$$

где $i_{\text{дин}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу, (кА);

$I_{\text{дин}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, (кА).

7. На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}, \quad (42)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ по расчету, ($\text{A}^2 \cdot \text{с}$);

$I_{\text{тер}}$ - среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) по каталогу, (А);

$t_{\text{тер}}$ - длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, (с).

6.2 Выбор разъединителей

Разъединитель — это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

Условия выбора разъединителей:

1. По напряжению установки

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (43)$$

2. По роду тока и его значению

$$I_{\text{ном ап.}} \geq I_{\text{max}}, \quad (44)$$

где $I_{\text{ном ап.}}$ — номинальный ток аппарата, (А).

3. По конструкции, роду установки;

4. По электродинамической стойкости

$$i_y \leq i_{\text{пр,с}}, \quad (45)$$

где $i_{\text{пр,с}}$ — предельный сквозной ток (амплитудное значение), (кА).

5. По термической стойкости (выражение (42)).

6.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

К основным параметрам трансформатора тока, которые задаются в справочниках, относятся: тип; конструктивное исполнение; номинальное напряжение ($U_{\text{ном.ТТ}}$); номинальный ток первичной ($I_{\text{ном.1ТТ}}$), и вторичной ($I_{\text{ном.2ТТ}}$) обмоток; номинальные вторичные нагрузки при разных классах точности ($S_{\text{ном.2ТТ}}$); термическая стойкость (кратность) $k_{\text{тер.}}$ токам КЗ; динамическая стойкость (кратность) $k_{\text{уд}}$ к токам КЗ. Трансформатор тока нормально должен работать в режиме, близком к режиму КЗ.

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

К основным параметрам трансформатора напряжения, которые задаются в справочниках, относятся: тип; конструктивное исполнение; номинальное

напряжение первичное ($U_{\text{ном. ТН}}$); вторичное напряжение равно 100 или $100/\sqrt{3}$ В; номинальная мощность при разных классах точности ($S_{\text{ном. Т.Н.}}$); максимальная мощность вне классов точности.

Трансформатор напряжения в отличие от трансформатора тока работает в режиме, близком к режиму холостого хода.

Условия выбора трансформатора тока.

1. По напряжению установки

$$U_{\text{ном. ТТ}} \geq U_{\text{ном у.}}, \quad (46)$$

где $U_{\text{ном. ТТ}}$ - номинальное напряжение трансформатора тока, (кВ).

2. По току и мощности
в первичной цепи

$$I_{\text{ном.1ТТ}} \geq I_{\text{па}}, \quad (47)$$

где $I_{\text{ном.1ТТ}}$ - номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока, (А);
 $I_{\text{па}}$ - ток послеаварийного режима, (А).

во вторичной цепи

$$S_{\text{ном.2ТТ}} \geq S_{\text{расч}}, \quad (48)$$

где $S_{\text{ном.2ТТ}}$ - номинальная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока, (ВА);

$S_{\text{расч.}}$ - расчетная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока в нормальном режиме, (ВА).

$$S_{\text{расч.}} = (I_{\text{ном.2ТТ}})^2 z_{\text{ТТ}}, \quad (49)$$

где $I_{\text{ном.2ТТ}}$ - номинальный ток вторичной обмотки, (А);

$z_{\text{ТТ}}$ - полное допустимое сопротивление внешней цепи, равное сумме сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов, реле, соединительных проводов и контактов, (Ом).

$$z_{\text{ТТ}} \approx r_{\text{ТТ}} \text{ (} x_{\text{ТТ}} \text{ невелико).}$$

$$r_{\text{ТТ}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (50)$$

где $r_{\text{приб}}$ - сопротивление приборов, (Ом);

$r_{\text{пр}}$ - сопротивление соединительных проводов, (Ом);

$r_{\text{к}}$ - сопротивления переходных контактов, (Ом).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (51)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами, (ВА);

I_2 - вторичный номинальный ток прибора, (А).

$r_k = 0,05$ Ом - при 2 - 3 приборах; $r_k = 0,1$ Ом при большем числе приборов.

Чтобы ТТ работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k < Z_{\text{Т.Т.}}; \text{ отсюда } r_{\text{пр}} = Z_{\text{Т.Т.}} - r_{\text{приб}} - r_k.$$

Зная $r_{\text{пр}}$, можно найти сечение соединительных проводов

$$q = \frac{\rho \cdot \ell_{\text{расч.}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (52)$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода: $\rho = 0,0175$ Ом $\cdot$ мм² - для медных проводов; $\rho = 0,0283$ Ом $\cdot$ мм² - для алюминиевых проводов;

$\ell_{\text{расч.}}$ - расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока (при включении в одну фазу: $\ell_{\text{расч.}} = 2\ell$; при включении в неполную звезду: $\ell_{\text{расч.}} = \sqrt{3}\ell$; при включении в полную звезду: $\ell_{\text{расч.}} = \ell$).

Длину соединительных приборов от трансформатора тока до приборов можно принять для различных присоединений согласно табл. 2.

Для подстанций указанные длины снижают на 15-20 %.

В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, поливинилхлоридной изоляцией. Сечение проводов не должно быть меньше 4 мм² для алюминиевых жил и 2,5 мм² для медных и не больше 6 мм².

Таблица 2 - Приблизительная длина соединительных проводов

Присоединения трансформатора тока до приборов	Длина, м
Все цепи ГРУ 6 - 10 кВ, кроме линий к потребителям	40 - 60
Цепи генераторного напряжения блочных электростанций	20 - 40
Линии 6 - 10 кВ к потребителям	4 - 6
Все цепи РУ	
35 кВ	60 - 75
110 кВ	75 - 100
220 кВ	100 - 150
330 - 500 кВ	150 - 175
Синхронные компенсаторы	25 - 40

3. По электродинамической стойкости;

$$k_y \geq i_y \sqrt{2} I_{\text{ном.2ТТ}}. \quad (53)$$

4. По термической стойкости

$$B_k \leq (k_{\text{тер}} I_{\text{ном1ТТ}})^2 t_{\text{тер}}, \quad (54)$$

Условия выбора трансформатора напряжения.

1. По напряжению установки

$$U_{\text{ном. т.н.}} \geq U_{\text{ном у.}} \quad (55)$$

2. По конструкции и схеме соединения обмоток.

3. По классу точности.

4. По вторичной нагрузке

$$S_{\text{расч}} \leq S_{\text{ном ТН}}, \quad (56)$$

где $S_{\text{расч}}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, (ВА).

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (57)$$

7 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Повышение коэффициента мощности нагрузки приводит к уменьшению полной мощности S , а, следовательно, и тока I , протекающего по сети. Снижается нагрузка линий и трансформаторов, в результате чего в отдельных случаях изменяются сечения проводов и мощности трансформаторов, что ведет к уменьшению затрат на сооружение сети.

Коэффициент мощности можно повысить, уменьшая реактивную мощность, потребляемую электроприемниками, а также путем использования синхронных компенсаторов и конденсаторов.

Величина потребляемой мощности компенсирующих устройств находится из выражения:

$$Q_{\text{КУ}} = P_{\text{нагр.}} (\text{tg}\varphi - \text{tg}\varphi_k) \alpha, \quad (58)$$

где $\text{tg}\varphi$ - тангенс угла сдвига фаз, соответствующий коэффициенту мощности до компенсации;

$\text{tg}\varphi_k$ - тангенс угла сдвига после компенсации;

$\alpha = 0,9$ - коэффициент, вводимый в расчет с целью учета возможности повышения коэффициента мощности мерами, не требующими установки компенсирующих устройств.

8 ВЫБОР ОПОР ВОЗДУШНОЙ ЛЭП

Необходимо выбрать тип и материал опор и нарисовать на листе ватмана формата А1 эскиз.

Опоры ВЛ напряжением выше 1 кВ разделяются на два основных типа: анкерные опоры и промежуточные.

По роду материала различают деревянные, стальные и железобетонные опоры.

Деревянные опоры (для одноцепных линий до 220 кВ) на ВЛ все еще имеют широкое распространение в странах, располагающих лесными запасами. Достоинствами деревянных опор являются: небольшой удельный вес, высокая механическая прочность, хорошие электроизоляционные свойства, природный круглый сортамент, обеспечивающий простые конструкции. Недостаток древесины - это ее гниение, для уменьшения которого применяют антисептики.

Для ВЛ напряжением 10 и 35 кВ целесообразно применять одностоечные «свечеобразные» опоры с треугольным расположением проводов. Стойку опоры выполняют составной: верхнюю часть (собственно стойку) - из бревен, а нижнюю часть (так называемый "пасынок") - из железобетона сечением 20 х 20 см. Составные опоры с железобетонным пасынком сочетают в себе преимущества железобетонных и деревянных опор: грозоустойчивость и сопротивляемость гниению в месте касания с грунтом.

Основное преимущество железобетонных опор по сравнению с металлическими - уменьшение расхода стали на 40 - 75%, недостаток - большая масса.

По способу изготовления железобетонные опоры делят на: а) бетонные на месте установки (большой частью такие опоры применяют за рубежом); б) заводского изготовления.

Стальные опоры широко применяют на ВЛ напряжением 35 кВ и выше. По конструктивному исполнению стальные опоры могут быть двух видов: а) башенные или одностоечные; б) порталные.

Достоинством стальных опор является их высокая прочность, недостатком - подверженность коррозии, что требует при эксплуатации проведения периодической окраски или нанесения антикоррозионного покрытия.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Электрические станции и сети систем электроснабжения: метод. указания для выполнения контрольных работ/ сост. И. Ю. Сергиевская, А.Е. Немировский. - Вологда: ВоГТУ, 2012. - 23 с.
2. Электрооборудование источников энергии, электрических сетей и промышленных предприятий: метод. указания к практическим занятиям, контрольной и самостоятельной работе/ сост. И. Ю. Сергиевская, А.Е. Немировский, Л.Ю. Крепышева. - Вологда: ВоГТУ, 2013. - 34 с.
3. Немировский, А.Е. Электрические системы и сети: учеб. пособие / А.Е. Немировский, И.Ю. Сергиевская. - Вологда: ВоГТУ, 2003. - 83 с.
4. Немировский, А.Е. Электрические сети и станции систем электроснабжения. Электрические оборудование станций и подстанций: учеб. пособие / А.Е. Немировский, И.Ю. Сергиевская. Ч.2 - Вологда: ВоГТУ, 2008. - 104с.
5. Электрические системы. Электрические сети: учебник для электро-энерг. спец. вузов / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др.; под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. - 2-е изд. перераб и доп. – Москва: Высш. шк., 1998. – 511 с.
6. Гамазин, С.И. Сборник заданий для контрольных работ по электрическим сетям и токам короткого замыкания / С.И. Гамазин, С.А. Цирук; под ред. Э.А. Киреевой. - Москва: Изд-во МЭИ, 1998. - 52 с.
7. Железко, Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю.С. Железко. - Москва: Энергоатомиздат, 1985. - 160 с.
8. Правила устройства электроустановок / Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному контролю. - 7-е изд. – Санкт-Петербург: ДЕАН, 2014. - 1164 с.
9. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: учеб. пособие для студ. учреждений сред. проф. образования / Е.А. Конюхова. - Москва: Мастерство, 2001. - 320 с.
10. Федоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учеб. пособие для вузов / А.А. Федоров, Л.Е. Старкова. - Москва: Энергоатомиздат, 1987. - 368 с.
11. Вязникова, Л.В. Техничко-экономическое обоснование инвестиций в электроэнергетике: методические указания по выполнению организационно-экономической части дипломного проекта / сост: Л.В. Вязникова, Л.П. Летунова, Е.А. Толокнова. - Вологда: ВоГТУ, 2002. - 35 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А1 - Задание на курсовой проект

№ варианта	Мощность нагрузки, $S_{\text{нагр.}}$, МВ·А					$\cos \varphi$			Категории надежности	Номер схемы
	1	2	3	4	5	1,2	3	4,5		
1	21	13	4	18	32	0,8	0,82	0,85	п.1 и 2 - I, II - 75 %; п.3 - II - 20 %, III - 80 %; п.4 и 5 - I, II - 85 %	1
2	12,5	7,5	34	6	21	0,85	0,8	0,8	п.1 и 2 - I, II - 75 %; п.4 - II - 20 %, III - 80 %; п.3 и 5 - I, II - 80 %	2
3	24	6	30	18	14	0,8	0,82	0,85	п.1 и 3 - I, II - 80 %; п.2 - II - 20 %, III - 80 %; п.4 и 5 - I, II - 80 %	3
4	52	18	55	20	12	0,8	0,8	0,82	п.1 и 3 - I, II - 75 %; п.2 - II - 20 %, III - 80 %; п.4 и 5 - I, II - 85 %	4
5	4	21	13	14	18	0,8	0,85	0,85	п.1 - II - 20 %, III - 80 %; п.2 и 5 - I, II - 80 %; п.3 и 4 - I, II - 75 %	5
6	30	34	24	21	6	0,8	0,8	0,85	п.1 и 3 - I, II - 85 %; п.2 и 4 - I, II - 80 %; п.5 - II - 20 %, III - 80 %;	6
7	18	11	21	30	32	0,82	0,82	0,8	п.1 и 3 - I, II - 85 %; п.2 - II - 20 %, III - 80%; п.4 и 5 - I, II - 75 %	7
8	18	52	30	34	55	0,8	0,8	0,85	п.1 - II - 20 %, III - 80%; п.2 и 5 - I, II - 80%; п.3 и 4 - I, II - 75 %	8
9	11	34	30	85	90	0,85	0,8	0,8	п.1 - II - 20 %, III - 80 %; п.2 и 3 - I, II - 75 %; п.4 и 5 - I, II - 85 %	9
10	24	6	30	18	14	0,8	0,82	0,85	п.1 и 3 - I, II - 80 %; п.2 - II - 20 %, III - 80 %; п.4 и 5 - I, II - 80 %	10
11	18	52	30	34	55	0,8	0,8	0,85	п.1 - II - 20 %, III - 80%; п.2 и 5 - I, II - 80%; п.3 и 4 - I, II - 75 %	11

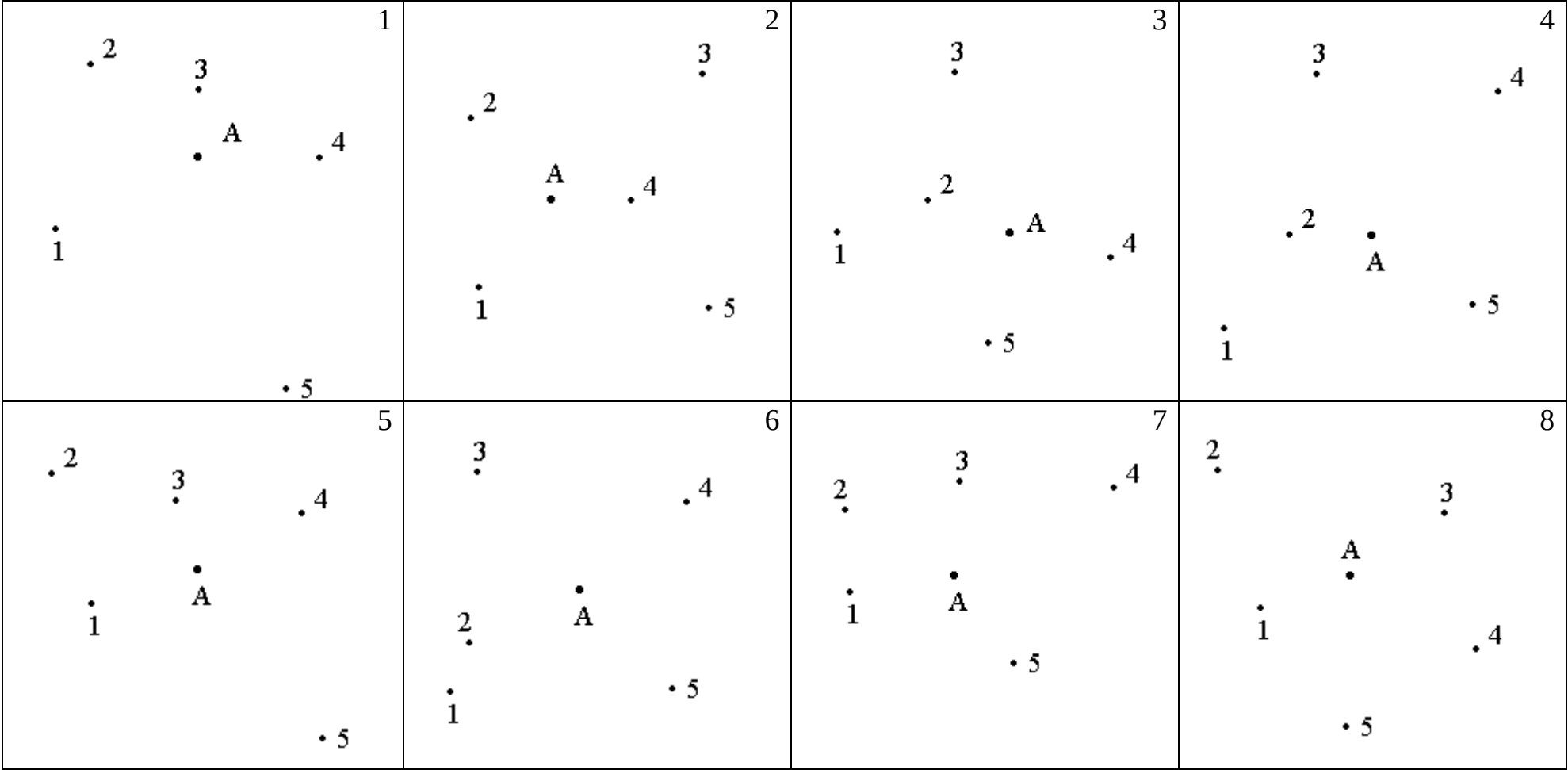
Продолжение табл.А1

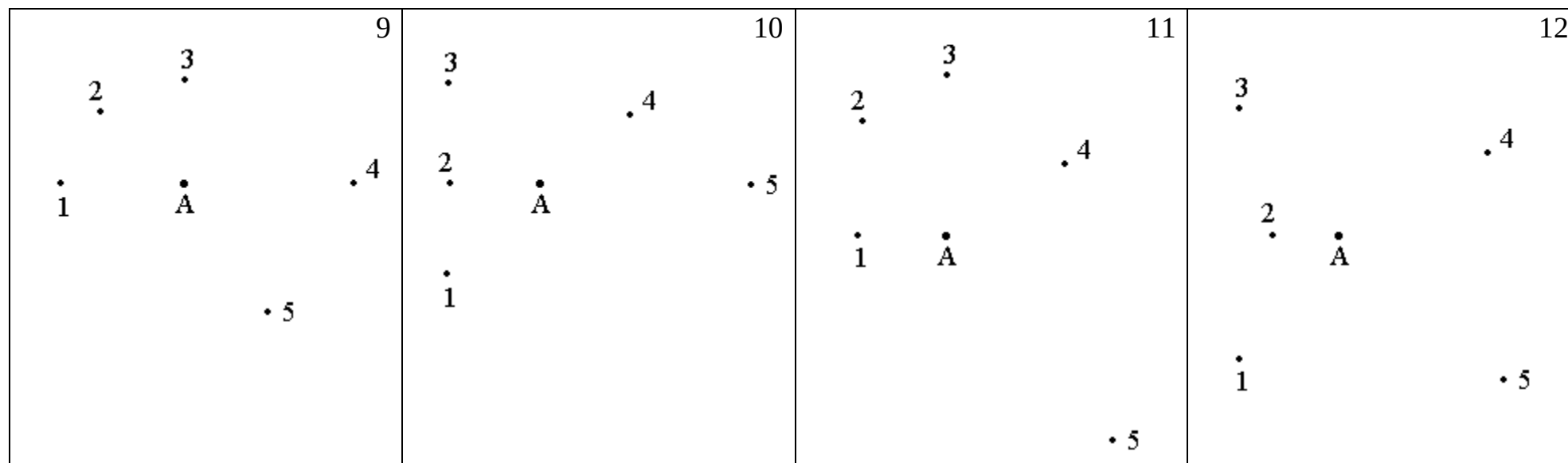
№ варианта	Мощность нагрузки, $S_{\text{нагр.}}$, МВ·А					cos φ			Категории надежности	Номер схемы
	1	2	3	4	5	1,2	3	4,5		
12	52	18	55	20	12	0,8	0,8	0,82	п.1 и 3 - I, II - 75 %; п.2 - II - 20 %, III - 80 %; п.4 и 5 - I, II - 85 %	12
13	21	4	13	14	18	0,8	0,85	0,85	п.2 - II - 20 %, III - 80 %; п.1 и 3 - I, II - 80 %; п.4 и 5 - I, II - 75 %	1
14	30	34	24	6	21	0,8	0,8	0,85	п.1 и 2 - I, II - 85 %; п.3 и 5 - I, II - 80 %; п.4 - II - 20 %, III - 80 %;	2
15	52	12	55	20	18	0,8	0,8	0,82	п.1 и 3 - I, II - 75 %; п.2 - II - 20 %, III - 80 %; п.4 и 5 - I, II - 85 %	3
16	11	34	30	85	90	0,85	0,8	0,8	п.1 - II - 20 %, III - 80 %; п.2 и 5 - I, II - 80 %; п.3 и 4 - I, II - 75 %	4
17	21	13	4	18	32	0,8	0,82	0,85	п.1 и 2 - I, II - 75 %; п.3 - II - 20 %, III - 80 %; п.4 и 5 - I, II - 85 %	5
18	12,5	7,5	34	6	21	0,85	0,8	0,8	п.1 и 2 - I, II - 75 %; п.4 - II - 20 %, III - 80 %; п.3 и 5 - I, II - 80 %	6
19	24	30	6	18	14	0,8	0,82	0,85	п.1 и 2 - I, II - 80 %; п.3 - II - 20 %, III - 80 %; п.4 и 5 - I, II - 80 %	7
20	18	52	55	20	12	0,8	0,8	0,82	п.2 и 3 - I, II - 75 %; п.1 - II - 20 %, III - 80 %; п.4 и 5 - I, II - 85 %	8
21	13	21	4	14	18	0,8	0,85	0,85	п.3 - II - 20 %, III - 80 %; п.1 и 2 - I, II - 80 %; п.4 и 5 - I, II - 75 %	9
22	30	34	6	21	24	0,8	0,8	0,85	п.1 и 2 - I, II - 85 %; п.4 и 5 - I, II - 80 %; п.3 - II - 20 %, III - 80 %;	10
23	11	18	21	30	32	0,82	0,82	0,8	п.2 и 3 - I, II - 85 %; п.1 - II - 20 %, III - 80%; п.4 и 5 - I, II - 75 %	11

Продолжение табл. А1

№ варианта	Мощность нагрузки, $S_{\text{нагр.}}$, МВ·А					$\cos \varphi$			Категории надежности	Номер схемы
	1	2	3	4	5	1,2	3	4,5		
24	52	18	30	34	55	0,8	0,8	0,85	п.2 - II - 20 %, III - 80%; п.1 и 3 - I, II - 80%; п.4 и 5 - I, II - 75 %	12
25	21	13	4	18	32	0,8	0,82	0,85	п.1 и 2 - I, II - 75 %; п.3 - II - 20 %, III - 80 %; п.4 и 5 - I, II - 85 %	8
26	12,5	7,5	34	6	21	0,85	0,8	0,8	п.1 и 2 - I, II - 75 %; п.4 - II - 20 %, III - 80 %; п.3 и 5 - I, II - 80 %	10
27	24	30	6	18	14	0,8	0,82	0,85	п.1 и 2 - I, II - 80 %; п.3 - II - 20 %, III - 80 %; п.4 и 5 - I, II - 80 %	1
28	18	52	55	20	12	0,8	0,8	0,82	п.2 и 3 - I, II - 75 %; п.1 - II - 20 %, III - 80 %; п.4 и 5 - I, II - 85 %	11
29	13	21	4	14	18	0,8	0,85	0,85	п.3 - II - 20 %, III - 80 %; п.1 и 2 - I, II - 80 %; п.4 и 5 - I, II - 75 %	5

Схемы к курсовому проекту





ПРИМЕЧАНИЕ:

1. В схемах буквой А обозначен источник питания; цифрами 1, 2, 3, 4, 5 электрические нагрузки.
2. Масштаб: 1 см = 20 км.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В1 - *Каталожные данные воздушных ЛЭП $U_{ном} = 6, 10, 35$ кВ со штыревыми изоляторами*

Марка проводов	r_0 , Ом/км	$U_{ном} = 6, 10$ кВ		$U_{ном} = 35$ кВ		$I_{доп}$, А
		x_0 , Ом/км	b_0 , См/км·10 ⁻⁴	x_0 , Ом/км	b_0 , См/км·10 ⁻⁴	
АС-35	0,79	0,394	0,0319	0,403	0,026	175
АС-50	0,6	0,388	0,0327	0,396	0,0265	210
АС-70	0,428	0,376	0,0338	0,385	0,0272	265
АС-95	0,306	0,366	0,0349	0,374	0,0279	330

Таблица В2 - *Каталожные данные воздушных ЛЭП $U_{ном} = 35, 110, 220$ кВ на подвесных изоляторах*

Марка проводов	r_0 , Ом/км	35 кВ x_0 , Ом/км	110 кВ		220 кВ		$I_{доп}$, А
			x_0 , Ом/км	b_0 , См/км·10 ⁻⁴	x_0 , Ом/км	b_0 , См/км·10 ⁻⁴	
АС-70	0,428	0,432	0,444	0,0255	-	-	265
АС-95	0,306	0,421	0,434	0,0261	-	-	330
АС-120	0,249	0,414	0,427	0,0266	-	-	390
АС-150	0,198	0,406	0,42	0,027	-	-	450
АС-185	0,162	-	0,413	0,0275	-	-	510
АС-240	0,12	-	0,405	0,0281	0,435	0,026	605
АС-300	0,098	-	-	-	0,429	0,0264	690
АС-400	0,075	-	-	-	0,42	0,027	830
АС-500	0,06	-	-	-	0,413	0,0274	945

Таблица В3 - *Технико-экономические характеристики проводов*

Сечение провода, мм ²	Масса, кг/км				Диаметр провода, $D_{пр}$, мм
	А	АС	АСО	АСУ	
35	95	150	-	-	8,4
50	136	196	-	-	9,6
70	191	275	-	-	11,4
95	257	386	-	-	13,5
120	322	492	-	530	15,2
150	407	617	559	673	17,2
185	503	771	687	850	19,3
240	656	997	935	1111	22,0
300	817	1257	1098	1390	24,3
400	1087	1660	1501	1840	27,9
500	1376	-	1836	-	33,5

Таблица В4 - Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм ² , при T _{max}		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины: медные алюминиевые	2,5 1,3	2,1 1,1	1,8 1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами: медными алюминиевыми	3,0 1,6	2,5 1,4	2,0 1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами: медными алюминиевыми	3,5 1,9	3,1 1,7	2,7 1,6

Таблица В5 - Допустимый длительный ток для неизолированных проводов

Номинальное сечение, мм ²	Сечение (алюминий/ сталь) мм ²	Ток, А для проводов марки					
		АС, АСКС, АСК, АСКП		М	А и АКП	М	А и АКП
		вне помещений	внутри помещений	вне помещений		внутри помещений	
10	10/1,8	84	53	95	-	60	-
16	16/2,7	111	79	133	105	102	75
25	25/4,2	142	109	183	136	137	106
35	35/6,2	175	135	223	170	173	130
50	50/8	210	165	275	215	219	165
70	70/11	265	210	337	265	268	210
95	95/16	330	260	422	320	341	255
120	120/19	390	313	485	375	395	300
	120/27	375	-				
150	150/19	450	365	570	440	465	355
	150/24	450	365				
	150/34	450	-				
185	185/24	52	430	650	500	540	410
	185/29	510	425				
	185/43	515	-				
240	240/32	605	50	760	590	685	490
	240/39	610	505				
	240/56	610	-				
300	300/39	710	600	880	680	740	570
	300/48	690	585				
	300/66	680	-				
330	330/27	730	-	-	-	-	-
400	400/22	830	713	1050	815	895	690
	400/51	825	705				
	400/64	860	-				
500	500/27	960	830	-	980	-	820
	500/64	645	815				
600	600/72	1050	920	-	1100	-	955
700	700/86	1180	1040	-	-	-	-

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица Г1 - *Технико-экономические характеристики одноцепных воздушных линий*

Провод		Общая стоимость, тыс. руб./км ¹		
марка	сечение, мм ²	деревянные опоры	деревянные опоры с железобетонными пасынками	железобетонные опоры
6-10 кВ				
А	25	1,65	1,35	1,0
	35	1,75	1,45	1,12
	50	1,8	1,6	1,25
	70	2,15	1,83	1,45
	95	2,4	2,1	1,75
	120	2,65	2,35	2,0
АС	16	1,65	1,38	1,17
	25	1,75	1,5	1,25
	35	1,85	1,63	1,35
	50	1,97	1,75	1,5
АС	70	2,18	1,95	1,7
	95	2,45	2,2	1,95
	120	2,7	2,45	2,2
20 кВ				
А	25	1,98	2,31	2,5
	35	2,09	2,43	2,6
	50	2,25	2,58	2,75
	70	2,45	2,8	2,95
	95	2,72	3,08	3,25
	120	3,0	3,35	3,55
	150	3,31	3,66	3,85
АС	25	2,1	2,4	2,62
	35	2,23	2,5	2,72
	50	2,38	2,68	2,7
	70	2,6	2,9	3,1
	95	2,87	3,18	3,38
	120	3,15	3,45	3,67
	150	3,5	3,8	4,0
35 кВ				
А	50	4,05	-	-
	70	4,3	5,9	8,22
	95	4,65	6,22	8,45
	120	5,0	6,4	8,73
	150	5,3	6,8	9,05
	185	5,82	7,22	9,52
	240	6,43	7,8	10,05

¹ стоимость дана в ценах 1987 года.

Продолжение таблицы Г1

Провод		Общая стоимость, тыс. руб./км		
марка	сечение, мм ²	деревянные опоры	деревянные опоры с железобетонными пасынками	железобетонные опоры
35 кВ				
АС	50	4,3	-	-
	70	4,85	6,1	8,4
	95	4,85	6,4	8,65
	120	5,2	6,7	8,9
	150	5,55	7,0	9,2
	185	6,0	7,4	9,7
	240	6,65	8,0	10,25

Таблица Г2 -Технико-экономические характеристики двухцепных воздушных линий

Провод		Общая стоимость, тыс. руб./км	
марка	сечение, мм ²	стальные опоры	железобетонные опоры
35 кВ			
А	70	12,2	10,5
	95	12,75	11,05
	120	13,25	11,6
	150	14,05	12,3
	185	14,85	13
	240	16,2	14,2
АС	70	12,4	10,7
	95	13,0	11,3
	120	13,6	11,85
	150	14,3	12,5
	185	15,1	13,25
	240	16,4	14,4
110 кВ			
А	70	15,85	13,3
	95	16,45	13,8
	120	17,0	14,4
	150	17,65	15
	185	18,45	15,8
	240	19,7	17
	300	21,1	18,2
АС	70	16,05	13,5
	95	16,6	13,95
	120	17,15	14,55
	150	17,85	15,2
	185	18,65	15,95
	240	19,9	17,2
	300	21,3	18,4

Таблица Г3 -Технико-экономические характеристики одноцепных воздушных линий

Провод		Общая стоимость, тыс. руб./км		
марка	сечение, мм ²	деревянные опоры	железобетонные опоры	стальные опоры
110 кВ				
А	70	6	7,5	10,4
	95	6,28	7,3	10,65
	120	6,5	8,1	11,0
	150	6,9	8,4	11,3
	185	7,28	8,8	11,7
	240	7,9	9,93	12,4
АС	70	6,2	7,7	10,6
	95	6,5	8,0	10,9
	120	6,75	8,35	11,1
	150	7,1	8,6	11,5
	185	7,5	9,0	11,9
АСО	240	8,1	9,6	12,6
	300	-	10,3	13,25
220 кВ				
АСО	240	10,7	12,4	16,4
	300	11,5	13,2	17,2
	400	12,8	14,5	18,6
	500	14,1	15,8	19,8
АС	240	10,9	12,6	16,6
	300	11,7	13,4	17,4
	400	13	14,7	18,8
	500	14,3	16	20
АСУ	240	11,12	12,9	16,9
	300	12,0	13,7	17,7
	400	13,3	15,0	19,1
	500	14,6	16,3	20,3

Таблица Г4 -Технико-экономические характеристики двухцепных ВЛ 220 кВ

Провод		Общая стоимость, тыс. руб./км
марка	сечение, мм ²	стальные опоры
АСО	240	27,15
	300	28,76
	400	31,55
	500	34,15
АС	240	27,5
	300	29,1
	400	31,7
	500	34,35
АСУ	240	27,8
	300	29,9
	400	32
	500	34,65

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Таблица Д 1 - *Каталожные данные трехфазных двухобмоточных трансформаторов*

Тип трансформатора	U _{ВН} , кВ	U _{НН} , кВ	u _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
ТМН-630	35	6, 10	6,5	7,6	1,7	2,0
ТМН-1000	35	6, 10	6,5	11,6	2,1	1,4
ТМН-1600	35	6, 10	6,5	16,5	2,9	1,3
ТМН-2500	35	6, 10	6,5	23,5	3,9	1,1
ТМН-4000	35	6, 10	7,5	33,5	5,6	1,0
ТМН-6300	35	6, 10	7,5	46,5	8,0	0,9
ТМН-10000	35	6, 10	8,0	60,0	12,0	0,8
ТДНС-16000	35	6, 10	10,0	85,0	17,0	0,7
ТРДНС-25000	35	6, 10	10,5	115,0	25,0	0,65
ТРДНС-32000	35	6, 10	12,7	145	29	0,6
ТРДНС-40000	35	6, 10	12,7	170	36	0,5
ТРДНС-63000	35	6, 10	12,7	250	50	0,45

Таблица Д2 - *Каталожные данные трехфазных двухобмоточных трансформаторов*

Тип трансформатора	U _{ВН} , кВ	U _{НН} , кВ	u _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
ТМН-2500	110	6, 10	10,5	22	5,5	1,5
ТМН-6300	110	6, 10	10,5	44	11,5	0,8
ТДН-10000	110	6, 10	10,5	60	14	0,7
ТДН-16000	110	6, 10	10,5	85	19	0,7
ТРДН-25000	110	6, 10	10,5	120	27	0,7
ТРДН-32000	110	6, 10	10,5	145	36	0,7
ТРДН-40000	110	6, 10	10,5	172	44	0,65
ТРДЦН-63000	110	6, 10	10,5	260	59	0,6
ТРДЦН-80000	110	6, 10	10,5	310	70	0,6
ТРДЦН-125000	110	6, 10	10,5	400	100	0,55

Таблица Д3 - *Каталожные данные трехфазных двухобмоточных трансформаторов*

Тип трансформатора	U _{ВН} , кВ	U _{НН} , кВ	u _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
ТРДН-40000	220	6, 10, 35	12	170	50	0,9
ТРДЦН-63000	220	6, 10, 35	12	300	82	0,8
ТРДЦН-100000	220	6, 10, 35	12	360	115	0,7
ТРДЦН-160000	220	6, 10, 35	12	525	167	0,6

Таблица Д 4 - Каталожные данные трехфазных трехобмоточных трансформаторов

Тип трансформатора	U _{ВН} , кВ	U _{СН} , кВ	U _{НН} , кВ	u _к , % BC/ВН/СН	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
ТМТН-6300	35	10	6	7,5 / 7,5 / 16	55	13	1,1
ТДТН-10000	35	10	6	8,0 / 16,5 / 7	75	16	1,0
ТДТН-16000	35	10	6	8,0 / 16,5 / 7	1158	21	0,9

Таблица Д 5 - Каталожные данные трехфазных трехобмоточных трансформаторов

Тип трансформатора	U _{ВН} , кВ	U _{СН} , кВ	U _{НН} , кВ	u _к , % BC/ВН/СН	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
ТМТН-6300	110	35, 10	10, 6	10,5 / 17 / 6	58	14	1,2
ТДТН-10000	110	35, 10	10, 6	10,5 / 17 / 6	76	17	1,1
ТДТН-16000	110	35, 10	10, 6	10,5 / 17 / 6	100	23	1,0
ТДТН-25000	110	35, 10	10, 6	10,5 / 17,5 / 6,5	140	31	0,7
ТДТН-40000	110	35, 10	10, 6	10,5(17) / 17(10,5) / 6	200	43	0,6
ТДТН-63000	110	35, 10	10, 6	10,5 / 17 / 6,5	290	56	0,7
ТДТН-80000	110	35, 10	10, 6	11(17)/18,5(10,5)/7(6,5)	390	82	0,6

Таблица Д 6 - Каталожные данные трехфазных трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов

Тип трансформатора	U _{ВН} , кВ	U _{СН} , кВ	U _{НН} , кВ	u _к , % BC/ВН/СН	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
ТДТН-25000	220	110, 35	35, 10, 6	12,5 / 20 / 6,5	135	50	1,2
ТДТН-40000	220	110, 35	35, 10, 6	12,5 / 22 / 9,5	220	55	1,1
АТДЦТН-63000	220	110, 35	35, 10, 6	11 / 35,7 / 21,9	215	45	0,5
АТДЦТН-125000	220	110, 35	35, 10, 6	11 / 45 / 28	305	65	0,5
АТДЦТН-200000	220	110, 35	35, 10, 6	11 / 32 / 20	430	125	0,5
АТДЦТН-250000	220	110, 35	35, 10, 6	11,5/33,4/ 20,8	520	145	0,5

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Таблица Е1 - *Технико-экономические показатели типовых подстанций*

Напряжение, кВ	Тип и мощность подстанции	Площадь застройки, м ²	Стоимость (полная), тыс. руб. ²
35/6-10	ГПП-35-1 х 4000	790	86,19
	ГПП-35-1 х 6300	790	88,69
	ГПП-35-1 х 10000	790	97,32
	ГПП-35-2 х 4000	1310	158,44
	ГПП-35-2 х 6300	1310	163,44
	ГПП-35-2 х 10000	1310	180,69
110/6-10	ГПП-110-1 х 6300	900	96,37
	ГПП-110-1 х 10000	900	109,79
	ГПП-110-1 х 16000	900	116,11
	ГПП-110-2 х 6300	1550	188,27
	ГПП-110-2 х 10000	1550	214,83
	ГПП-110-2 х 16000	1550	226,66
	ГПП-110-2 х 25000	1660	312,16
	ГПП-110-2 х 32000	1660	329,69
	ГПП-110-2 х 40000	1660	342,84
	ГПП-110-2 х 63000	1660	382,1

Таблица Е2 - *Технические данные конденсаторов и конденсаторных установок*

Тип	Напряже- ние, кВ	Мощ- ность, квар	Масса, кг	Габариты, мм
Высоковольтные конденсаторные установки				
УКЛ(П)56- 6,3- 450 У3	6,3	450	432	1625(1600) x 885 x 1820
УКЛ(П)56- 10,5- 450 У3	10,5			
УКЛ(П)56- 6,3- 900 У3	6,3	900	504	
УКЛ(П)56- 10,5- 900 У3	10,5			
УКЛ(П)56- 6,3- 1350 У3	6,3	1350	712	2425(2400) x 885 x 1820
УКЛ(П)56- 10,5- 1350 У3	10,5			
УКЛ(П)56- 6,3- 1800 У3	6,3	1800	784	
УКЛ(П)56- 10,5- 1800 У3	10,5			
УКЛ(П)56- 6,3- 2250 У3	6,3	2250	992	3225(3200) x 885 x 1820
УКЛ(П)56- 10,5- 2250 У3	10,5			
УКЛ(П)56- 6,3- 2700 У3	6,3	2700	1064	
УКЛ(П)56- 10,5- 2700 У3	10,5			
УКЛ(П)56- 6,3- 3150 У3	6,3	3150	1272	4025(4000) x 885 x 1820
УКЛ(П)56- 10,5- 3600 У3	10,5			
УКЛ(П)56- 6,3- 3600 У3	6,3	3600	1344	
УКЛ(П)56- 10,5- 1350 У3	10,5			
УКЛ(П)57- 6,3- 4050 У3	6,3	4050	1370	4000 x 835 x 1820
УКЛ(П)57- 10,5- 4050 У3	10,5			

² стоимость дана в ценах 1987 года.

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Таблица Ж1 - *Технические данные разъединителей*

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Эл.динамич. стойкость, кА	Термическая стойкость, кА	Масса, кг
РНД(3)- 35/1000	35	1000	63	25	85
РНД(3)- 35/2000		2000	80	31,5	211
РНД(3)- 35/1000		3200	125	50	262
РНД(3)- 110/1000	110	1000	80	31,5	254
РНД(3)- 35/2000		2000	100	40	374
РНД(3)- 35/1000		3200	125	50	530

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Таблица И1 - Справочные данные высоковольтных выключателей

Тип	Номи- нальное напряже- ние, U _{ном} , кВ	Номиналь- ный ток I _{ном} , А	Номиналь- ный ток отключе- ния I _{ном откл} , кА	Параметры сквозного тока КЗ, кА			Время протекания тока тер- мической стойкости, t _{тер} , с	Полное время отключе- ния, t _{откл} , с	Собствен- ное время отключе- ния, t _{с.в} , с
				Ток электроди- намической стойкости		Ток терми- ческой стой- кости			
				ι _{дин}	I _{дин}	I _{тер}			
Масляные баковые									
С-35М-630-10У1	35	630	10	26	10	10	4	0,08	0,05
С-35М-3200-2000-50У1	35	3200, 2000	50	127	50	50	4	0,08	0,055
МКП-35-1000-25	35	1000	25	64	25	25	4	0,08	0,05
МКП-110М-1000-20	110	1000	20	52	20	20	3	0,08	0,04
Воздушные									
ВВУ-35-40	35	2000, 3200	40	100	40	40	3	0,07	0,05
ВВУ-110Б-40	110	2000	40	40	102	40	3	0,07	-
ВВБК-110Б-50	110	3150	50	35	128	50	3	0,06	0,045
Маломасляные									
ВМУЭ-35Б-25	35	1000, 1250	25	64	25	25	4	0,075	0,05
ВМТ-110Б/220Б-20	110,220	1000	20	52	20	20	3	0,08	0,05
ВМТ-110Б/220Б-20	110,220	1250	25	65	25	25	3	0,06	0,035

Продолжение таблицы И.1

Тип	Номи- нальное напряже- ние, U _{ном} , кВ	Номиналь- ный ток I _{ном} , А	Номиналь- ный ток отключе- ния I _{ном откл} , кА	Параметры сквозного тока КЗ, кА			Время протекания тока тер- мической стойкости, t _{тер} , с	Полное время отключе- ния, t _{откл} , с	Собствен- ное время отключе- ния, t _{с.в} , с
				Ток электроди- намической стойкости		Ток терми- ческой стой- кости			
				ι _{дин}	I _{дин}	I _{тер}			
Вакуумные									
ВВК-35Б-20	35	1000	20	51	-	-	-	0,07	-
ВБЭ-110	110	1600	20	52	-	-	-	0,07	-
ВБУ-110	110	100 1250 1600	50	125	-	-	-	0,085	-
ВВК-110Б-20	110	1000	20	51	-	-	-	-	-
Элегазовые									
ВГП-110 У1	110	2000	40	51	-	-	-	0,055	-
ВГБ-110	110	2000	40	102	-	-	-	-	-
ВГТ-220П-40/2500 У1	220	2500	40	51	-	-	-	0,07	-

Таблица И2 - Справочные данные трансформаторов напряжения

Тип	Номинальное напряжение обмотки			Номинальная мощность, В·А, в классе точности				Максимальная мощность, В·А
	первичной, кВ	основной вторичной, В	дополнительной, В	0,2	0,5	1	3	
ЗНОЛ-35	$35/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100 : 3	-	150	300	600	1000
НКФ-110-57	$110/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	-	400	600	1200	2000
НКФ-110-58	$110/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100 : 3	-	400	600	1200	2000
НАМИ-35	35	100	100	-	360	500	1200	2000

Таблица И3 - Справочные данные трансформаторов тока для наружной установки

Тип	Напряжение, $U_{\text{ном}}$, кВ	Номинальный ток		Ток термической стойкости, кА		Время, $t_{\text{тер}}$, с	Нагрузка измерительной обмотки, $S_{2 \text{ ном}}$, В·А
		первичный, $I_{1 \text{ ном}}$, А	вторичный, $I_{2 \text{ ном}}$, А	электродинамической, $I_{\text{дин}}$	термической, $I_{\text{тер}}$		
ТФНД-35	35	15-600 800 1000 1500 2000	5	3-127 107 134 106 141	0,7-31 31 37 41 55	3	30
ТФНД-110	110	50-600 400-800 750-1500 1000-2000	5	10-126 62-124 79-158 106-212	2-26 14-28 26-52 34-68	3	30

Подписано в печать 23.06.2015. Усл. печ. л. 2,4. Тираж экз.
Печать офсетная. Бумага офисная. Заказ № 252.

Отпечатано: РИО ВоГУ, г. Вологда, ул. С. Орлова, 6