

Работа 2

РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ КОЛЬЦЕВОЙ СЕТИ.

Цель работы: выбор сечений проводов ЛЭП кольцевой сети, анализ установившихся режимов в исходной и послеаварийной схемах сети с позиций обеспечения технико-экономических требований к величинам токов в линиях электропередачи и уровню напряжения в узлах сети.

Программа работы.

1. Выполнить задание на подготовительную работу.
2. Выполнить расчеты установившихся режимов для следующих схем сети:
 - а) полной, подобрав оптимальные значения коэффициентов трансформации трансформаторов,
 - б) разомкнутой (вблизи точки естественного потокораздела),
 - в) послеаварийной (при отключении наиболее нагруженной линии кольцевой сети).
3. Выполнить расчеты режимов в полной и послеаварийной схемах сети при компенсации реактивной мощности нагрузки.
4. Провести анализ полученных результатов:
 - а) соответствия токов (мощностей) их экономическим значениям в исходном установившемся режиме,
 - б) по степени близости токов в проводах линий в послеаварийном режиме к длительно допустимым по нагреву,
 - в) по уровням напряжений на шинах нагрузки понижающих трансформаторов в узлах кольцевой цепи,
5. На основе проведенного анализа дать рекомендации по уточнению сечений проводов ЛЭП и оценить их эффективность, повторив расчеты установившихся режимов.

Задание на подготовительную работу.

1. Ознакомиться с рекомендуемыми разделами литературы.
2. Ответить на контрольные вопросы.

3. В соответствии с вариантом задания произвести предварительный выбор сечений проводов линии в полной схеме сети и рассчитать параметры схемы замещения.

Пояснения к работе.

На рис.2.1 показана схема кольцевой сети из 3-х воздушных ЛЭП (ВЛ1-ВЛ3) с двумя нагрузками Н1 и Н2, присоединенными к узлам 1 и 2 через понижающие трансформаторы Т1 и Т2. Головные участки ЛЭП (ВЛ1 и ВЛ2) подключены к шинам центра питания, которым может являться одна из подстанций электроэнергетической системы (ЭЭС) или электрическая станция.

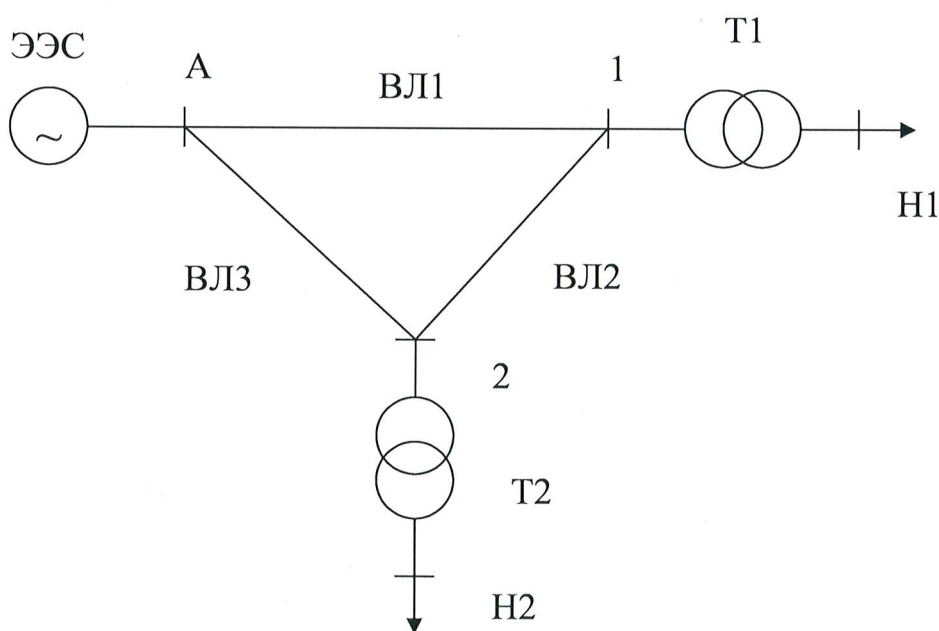


Рис.2.1. Схема кольцевой сети.

Составление расчетной схемы сети необходимо начать с выбора мощности трансформаторов в нагрузочных узлах.

По заданным значениям активной мощности и $\cos\varphi_n$ нагрузок в узлах вычисляются полные мощности:

$$S_{ni} = \sqrt{P_{ni}^2 + Q_{ni}^2}, \text{ где } Q_{ni} = P_{ni} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{ni} \text{ или } S_{ni} = \frac{P_{ni}}{\cos\varphi_{ni}} \quad (2.1)$$

Выбор количества трансформаторов (автотрансформаторов) зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от подстанций потребителей и является, таким образом, технико-экономической задачей. На подстанциях, как правило, предусматривается установка двух трансформаторов, хотя на вновь

строящихся подстанциях на первом этапе развития энергорайона возможна установка одного трансформатора [1].

На питающих подстанциях устанавливаются, как правило, трансформаторы со встроенным регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Данные по трансформаторам приведены в [1].

Мощность трансформаторов выбирается с учетом коэффициентов их загрузки в нормальном и послеаварийном режимах. В качестве послеаварийного режима рассматривается установившийся режим работы сети при отключении одного из трансформаторов на подстанции.

Тогда, в исходном режиме коэффициент загрузки $\beta_{нр} = \frac{S_{нi}}{n_{Ti} \cdot S_{ном.Ti}}$, в послеаварийном $\beta_{нар} = \frac{S_{нi}}{(n_{Ti} - 1) \cdot S_{ном.Ti}}$,

где n_{Ti} - число параллельно работающих трансформаторов (как правило, $n_{Ti} = 2$).

Обычно принимают $\beta_{нр} = (0,6 \div 0,7)$, тогда $\beta_{нар} = (1,2 \div 1,4)$. Полуторакратная перегрузка трансформаторов ($\beta_{нар} = 1,5$) допускается на время не более часа при температуре окружающего воздуха не выше 5°C [1].

Найденное таким образом значение $S_{ном.Ti}$ определяют до ближайшего большего стандартного [1] и проверяют по условиям работы в нормальном и послеаварийном режимах.

Для выбора сечений проводов ЛЭП необходимо определить нагрузку линий в нормальном и послеаварийных режимах. Предварительный расчет потокораспределения в замкнутой сети следует начать с приведения нагрузок к узлам кольцевой сети. Приведение осуществляется с учетом потерь мощности в элементах, примыкающих к узлам кольцевой сети, в данной расчетной схеме – в трансформаторах.

При этом потери мощности определяются приближенно по номинальным напряжениям сети $U_{ном}$, либо по средним номинальным напряжениям, которые, например, для сетей 110-220кВ составляют 115 и 230кВ соответственно [2].

Для схемы на рис.2.1 $\dot{S}_i = \dot{S}_{Hi} + \Delta\dot{S}_{Ti\Sigma}$ ($i = 1, 2$),

$$\Delta\dot{S}_{Ti\Sigma} = \frac{P_{Hi}^2 + Q_{Hi}^2}{U_{ном}^2} (R_{Ti\Sigma} + jX_{Ti\Sigma}) + j\Delta Q_{xTi\Sigma} \quad (2.1)$$

В приведенных выражениях S_{Hi} и ΔS_{Ti} – комплексная нагрузка и потери мощности в трансформаторах i -го узла; $R_{Ti\Sigma}$, $X_{Ti\Sigma}$, $\Delta Q_{xTi\Sigma}$ - их эквивалентные сопротивления и потери реактивной мощности шунтах намагничивания с учетом количества параллельно работающих трансформаторов n_{Ti} .

$$R_{Ti\Sigma} = \frac{R_{Ti}}{n_{Ti}}, \quad X_{Ti\Sigma} = \frac{X_{Ti}}{n_{Ti}}, \quad \Delta Q_{xi\Sigma} = n_{Ti} \cdot \Delta Q_{xi} \quad (2.2)$$

Далее необходимо найти потоки мощности по линиям.

В первом приближении это можно сделать [3], разрезав условно исходную схему в центре питания (узел А) и представив ее как сеть с двухсторонним питанием (рис.2.2), но одинаковыми напряжениями источников (А' и А''). Тогда условие равенства напряжений по концам ($U_{A'} = U_{A''}$) означает равенство нулю падения напряжения в схеме.

Комплексные сопротивления участков сети $\dot{Z}_1, \dot{Z}_2, \dot{Z}_3$ в рассматриваемом случае можно представить как произведения их рабочих погонных параметров ЛЭП (на 1 км) на длины соответствующих линий: $\dot{Z}_i = (r_i + jx_i) \cdot l_i$

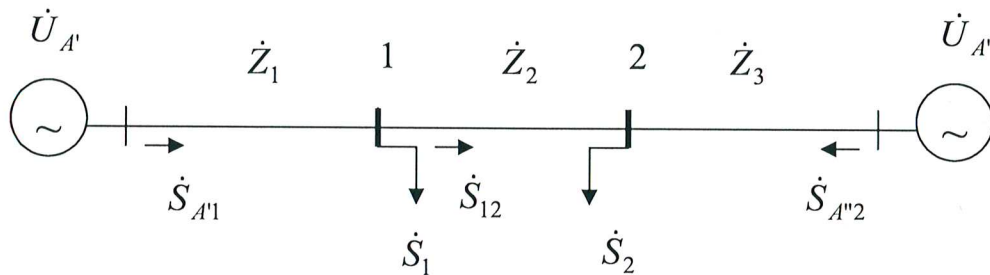


Рис. 2.2. Расчетная схема замещения.

На основании второго закона Кирхгофа, полагая напряжения в узлах сети равным их номинальным значениям $U_{ном}$ и пренебрегая потерями мощности на участках ($\Delta \dot{S}_{ij} = 0$), можно записать:

$$\dot{I}_1 \cdot \dot{Z}_1 + \dot{I}_2 \cdot \dot{Z}_2 - \dot{I}_3 \cdot \dot{Z}_3 = 0.$$

Учитывая, что $\dot{S} = \dot{U} \cdot \hat{I}$, следовательно, $\hat{I} = \hat{S} / \hat{U}$, это выражение приобретает вид:

$$\frac{\hat{S}_{A'1} \cdot \dot{Z}_1}{U_{ном}} + \frac{\hat{S}_{12} \cdot \dot{Z}_{12}}{U_{ном}} - \frac{\hat{S}_{A''2} \cdot \dot{Z}_3}{U_{ном}} = 0.$$

Выразив потоки мощности по линиям через мощности нагрузок можно получить:

$$\hat{S}_{A'1} = \frac{\hat{S}_1(\dot{Z}_2 + \dot{Z}_3) + \dot{S}_2 \cdot \dot{Z}_3}{\dot{Z}_1 + \dot{Z}_2 + \dot{Z}_3}, \quad \hat{S}_{A''2} = \frac{\hat{S}_1 \cdot \dot{Z}_1 + \hat{S}_2(\dot{Z}_1 + \dot{Z}_2)}{\dot{Z}_1 + \dot{Z}_2 + \dot{Z}_3} \text{ или}$$

$$\dot{S}_{A'1} = \frac{\dot{S}_1(\widehat{Z}_2 + \widehat{Z}_3) + \dot{S}_2 \cdot \widehat{Z}_3}{Z_1 + \widehat{Z}_2 + \widehat{Z}_3}, \quad \dot{S}_{A'2} = \frac{\dot{S}_1 \cdot \widehat{Z}_1 + \dot{S}_2(\widehat{Z}_1 + \widehat{Z}_3)}{\widehat{Z}_1 + \widehat{Z}_2 + \widehat{Z}_3} \quad (2.3)$$

Для однородной сети, когда участки ЛЭП выполнены проводом одной марки и сечения, т.е. для всей сети $\frac{r_i}{x_i} = const$, получим:

$$\dot{S}_{A'} = \frac{\dot{S}_1[(r - jx)l_2 + (r - jx)l_3] + \dot{S}_2(r - jx)l_2}{(r - jx)(l_1 + l_2 + l_3)}, \quad (2.4)$$

$$\dot{S}_{A''} = \frac{\dot{S}_1(r - jx)l_1 + \dot{S}_2[(r - jx)l_1 + (r - jx)l_2]}{(r - jx)(l_1 + l_2 + l_3)},$$

где: r, x – рабочие параметры ЛЭП (на 1 км), l_1, l_2, l_3 – длины линий.

Окончательно так называемое «правило моментов» имеет вид:

$$\dot{S}_{A'} = \frac{\dot{S}_1(l_2 + l_3) + \dot{S}_2 l_3}{(l_1 + l_2 + l_3)} = P_{A'} + jQ_{A'}, \quad (2.5)$$

$$\dot{S}_{A''} = \frac{\dot{S}_1 l_1 + \dot{S}_2(l_1 + l_2)}{(l_1 + l_2 + l_3)} = P_{A''} + jQ_{A''} \quad (2.6)$$

Тогда мощности $S_{A'} = \sqrt{(P_{A'})^2 + (Q_{A'})^2}$ и $S_{A''} = \sqrt{(P_{A''})^2 + (Q_{A''})^2}$, и

$$\text{токи в линиях: } I_i = \frac{S_i \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \text{ (А)},$$

где: S_i (МВА) – полная мощность, передаваемая по i -ой линии,

$U_{ном}$, кВ – номинальное (линейное) напряжение.

Критерием для выбора сечений проводов ЛЭП является минимум приведенных затрат. В практике проектирования выбор сечений ЛЭП производится не сопоставительным технико-экономическим расчетом различных вариантов в каждом конкретном случае, а по нормируемым обобщенным показателям.

В качестве такого показателя при проектировании кабельных и воздушных линий 35÷500кВ долгое время использовалась экономическая плотность тока ($j_{эк}$). Для ВЛ со сталеалюминиевыми проводами она принималась в пределах (1÷1,5) А/мм² в зависимости от региона страны и значения числа часов максимума нагрузки T_m . Однако [2, 4], допущения, положенные в основу этого метода, вносят существенную погрешность в расчеты, поэтому может быть оправданным применение метода экономических интервалов.

Экономические токовые интервалы нормируют для каждой марки провода ВЛ, разных классов напряжений и учитывают унификацию конструкций опор. При этом расчетная токовая нагрузка отражает перспективу развития энергорайона (рост энергопотребления), изменение нагрузки по годам эксплуатации введением коэффициента α_i . Величина T_m и коэффициент k_m , отражающий степень совпадения максимумов нагрузки ЛЭП и энергосистемы, учитываются коэффициентом α_m .

Расчетный ток определяется как $I_p = I_{np} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T$,

где: I_{np} – ток линии в нормальном режиме на пятому году эксплуатации;

$\alpha_i = 1,05$ (принято для ВЛ 110 ÷ 220кВ);

$\alpha_T = 1,0$ (что отвечает $T_m = (4000 - 6000)$ часов и $k_m = 1$).

Сечение проводов ЛЭП в данной работе выбирается с помощью метода экономической плотности тока одинаковым для всех участков кольцевой сети по максимальному из 3-х найденных значений I_{pi} в зависимости от напряжения, расчетной токовой нагрузки, района по гололеду, материала опор и числа цепей. Параметры схем замещения ЛЭП определяются по [1].

Области экономических интервалов определены для всех применяемых стандартных сечений проводов в регионах России, отличающихся замыкающими затратами на электроэнергию. В настоящих указаниях к лабораторной работе приведена только та их часть, которая относится к европейской России [1].

В случае, если расчетные токовые нагрузки и, соответственно, сечения превышают максимальные значения для унифицированных ЛЭП, приведенные в [1], необходимо рассмотреть варианты усиления наиболее нагруженного участка сети, предусмотрев на нем строительство двухцепной ЛЭП. При этом необходимо повторить расчет потокораспределения, задав указанный участок половиной его реальной длины ($l_i/2$), так как он становится электрически вдвое короче.

Выбор проводов ЛЭП по технико-экономическим показателям необходимо уточнить, оценив их нагрузку в послеаварийных режимах (при отключении наиболее нагруженного участка кольцевой сети либо одной из параллельных цепей двухцепной ЛЭП). Она не должна превышать значений, приведенных в [1].

Методические указания.

Работа выполняется в соответствии с вариантом задания (табл.2.1).

Выбор оборудования (трансформаторов), предпредварительный расчет потокораспределения и выбор проводов ЛЭП осуществляются с помощью аналитических выражений, приведенных в пояснениях к работе.

Расчеты установившихся режимов выполняются с помощью программы «Растр». В качестве базисного узла задается центр питания (узел А), в котором фиксируется модуль напряжения $|\dot{U}_A|$. Нагрузки в узлах задаются постоянными мощностями \dot{S}_{ni} , что отвечает наиболее тяжелому расчетному случаю.

Оптимальным следует считать также величины коэффициентов трансформации k_{mi} , при которых в исходном режиме на шинах низкого напряжения (НН) трансформаторов обеспечивается $1,05 \cdot U_{ном.сети}$ (10,5 кВ).

Такие значения напряжений целесообразно поддерживать с позиций встречного регулирования напряжения.

В соответствии с ГОСТ 13109-97 [5], отклонения напряжения $V\% = \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100$, выраженные в % от $U_{ном}$ сети в узлах присоединения электроприемников должны составлять не более $\pm 5\%$ от $U_{ном}$ [4].

В послеаварийных и ремонтных режимах целесообразно ориентироваться на максимально допустимые отклонения напряжения, которые не должны превышать $\pm 10\% U_{ном}$.

Если указанные требования не обеспечиваются, необходимо компенсировать реактивную мощность электроприемников, увеличив $\cos \varphi_n$ вплоть до значения $\cos \varphi_n = 1,0$, а также повысить напряжение в центре питания (узел А) до максимально допустимых значений по условиям работы изоляции (например, 126 и 252 кВ для ВЛ 110 и 220 кВ, соответственно).

Контрольные вопросы

1. Какие технико-экономические условия должны быть обеспечены при проектировании ВЛ используемых классов напряжения?
2. Что такое отклонение напряжения и потери напряжения?

3. В каких узловых точках сети нормируются уровни напряжения и каковы эти нормы?
4. Что такое экономическая плотность тока, и какими основными факторами она определяется?
5. Как моделируется нагрузка в расчетах электрических режимов?
6. На каких допущениях основано применение "правила моментов" для расчета потокораспределения кольцевой сети?
7. Чем определяются ограничения уровня напряжения на шинах центра питания в максимальном режиме?

ЛИТЕРАТУРА

1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. Рокотяна С.С. и Шапиро И.М. "Энергоатомиздат", М., 1985.
2. Веселов А.Е., Горюнов Ю.П., Иванов С.А. Исследование установившихся режимов электроэнергетических систем на расчетных столах переменного тока. Лабораторный практикум. Часть 1. Издательство ЛПИ, Л, 1989.
3. Горюнов Ю.П., Иванов С.А. Исследование установившихся режимов электроэнергетических систем на расчетных столах переменного тока. Лабораторный практикум. Часть 2. Издательство СПбГТУ, СПб, 1995
4. Суднова В.В. Качество электрической энергии. «Энергосервис», М., 2000.
5. С.А. Ульянов. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. М. Энергия, 1970.
6. Электрические системы; том II. Электрические сети. Под редакцией В.А. Веникова. М., Высшая школа, 1971.
7. И.В. Идельчик. Электрические системы и сети. М., Энергоатомиздат, 1989.

Таблица 2.1.

Варианты заданий

<i>№</i> вар.	$P_{н1}$	$P_{н2}$	L_1	L_2	L_3	U_A	$\cos \varphi_n$
	<i>МВт</i>	<i>МВт</i>	<i>кМ</i>	<i>кМ</i>	<i>кМ</i>	<i>кВ</i>	
1	200	150	150	150	100	230	0,85
2	65	50	40	40	40	126	0,82
3	180	130	120	150	120	242	0,85
4	170	120	100	150	120	230	0,87
5	60	60	40	60	50	115	0,82
6	180	150	120	190	90	230	0,87
7	60	45	45	50	50	126	0,85
8	210	180	120	150	150	252	0,87
9	410	360	210	180	195	340	0,83
10	1300	850	350	400	300	515	0,84
11	80	95	90	85	70	154	0,86
12	170	180	100	110	90	230	0,84
13	1050	900	250	410	320	525	0,85
14	45	70	35	20	32	115	0,87
15	390	350	200	185	210	363	0,85
16	150	160	130	100	120	240	0,82
17	60	55	50	45	35	121	0,84
18	25	10	15	12	10	37	0,85
19	100	90	80	100	70	154	0,83
20	1100	1000	420	350	280	515	0,84
21	400	310	250	205	200	340	0,86
22	50	60	55	60	45	115	0,87
23	140	180	110	80	145	230	0,82
24	70	45	30	45	50	121	0,86
25	23	16	12	16	22	38.5	0,84
26	150	145	130	105	115	252	0,85
27	350	420	150	180	190	340	0,87
28	65	60	35	40	40	115	0,85
29	110	95	65	75	70	154	0,88
30	190	130	110	120	120	230	0,82