

Раздел 3. УЧЕТ ФАКТОРА НАДЕЖНОСТИ В ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТАХ

Ниже приведены 2 варианта топологии районной электрической сети (РЭС) (рис. 3.1), питающей местный промышленный район с шин 110 кВ ЦП А. Приведем основные расчетные соотношения для определения среднегодовых показателей ущербов у потребителя в вариантах РЭС из-за отказов электрооборудования питающей сети и оценим их влияние на результирующие показатели приведенных затрат 3 вариантов сети.

Основные расчетные соотношения. Суммарный среднегодовой вероятный ущерб по вариантам РЭС определяется из известных выражений [1] на основе величины суммарного среднегодового недоотпуска электроэнергии $\Delta W_{\Sigma}^{РЭС}$ (кВт·ч) по РЭС в целом и соответствующих значений удельных ущербов U_{0j} (руб./кВт·ч) у каждого конкретного потребителя. U_{0j} -х узлов нагрузок могут существенно отличаться между собой (по стоимости конкретного продукта) выражение для определения суммарного среднегодового ущерба по РЭС в целом будет иметь вид:

$$U_{\Sigma}^{РЭС} = \sum_j U_{0j} \cdot \Delta W_{\Sigma j} = \sum_j U_{0j} \cdot Q_j \cdot T_{\text{раб}} \cdot S_{\text{нг}j}, \quad (3.1)$$

где U_{0j} – значение удельного ущерба для потребителя j -го узла нагрузки (подстанции); Q_j – вероятность полного отказа j -й подстанции за рабочее время $T_{\text{раб}}$; $S_{\text{нг}j}$ ($P_{\text{нг}j}$) – средняя нагрузка j -го узла (подстанции), кВ·А.

В практических расчетах по формуле (3.1) основную трудность составляет получение значений Q_j на основе показателей надежности электрооборудования РЭС (см. табл. П.1). Такими показателями являются:

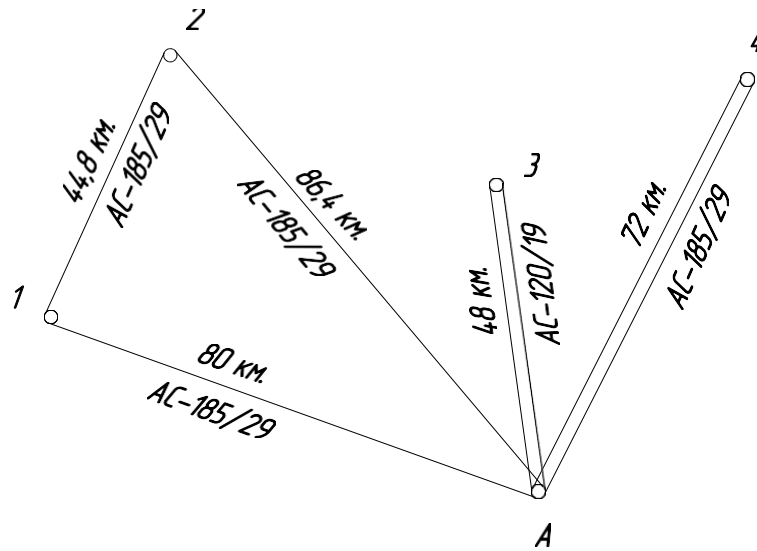
ω – параметр потока отказов (частота отказов), 1/год;

$T_{\text{в}}$ – среднее время восстановления, ч;

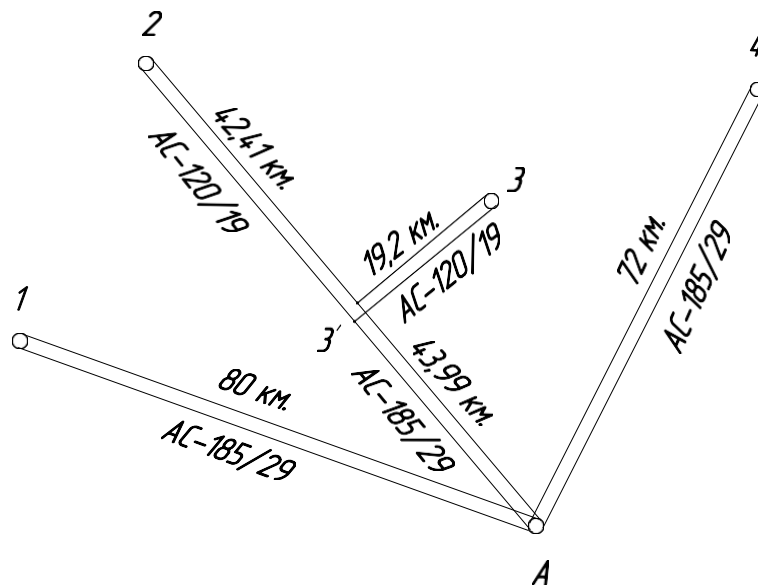
μ – частота плановых ремонтов (капитальных, текущих), 1/год;

$T_{\text{р}}$ – длительность плановых ремонтов, ч.

Для проведения расчетов показателей $\Delta W_{\Sigma j}$ по вариантам сети необходимо составить надежность схемы замещения вариантов РЭС и воспользоваться основными соотношениями при эквивалентировании параллельных и последовательных цепочек элементов, которые вытекают из теорем о сумме и произведении вероятностей независимых событий.



Вариант схемы № 1



Вариант схемы № 2

Рис. 3.1. Схемы вариантов сети

Предварительно приведем основные соотношения, используемые для определения вероятностей отказов элементов схемы замещения РЭС. Так, вероятность отказа элемента q_j определится как:

$$q_j = \omega_i \cdot T_{Vi},$$

где T_{Vi} – среднее время восстановления i -го элемента, ч; ω_i – частота отказа i -го элемента, 1/год.

Если элемент схемы находится в плановом ремонте, то вероятность этого события определяется как:

$$P_{\text{пл}i} = \mu_i \cdot T_{Pi},$$

где T_{Pi} – средняя длительность планового ремонта, ч; μ_i – частота плановых ремонтов, 1/год.

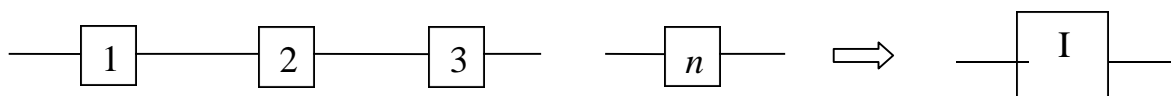
Таким образом, если элемент схемы замещения (трансформатор, линия) находится в течение календарного года $T_K = 8760$ ч в плановом ремонте, то его рабочее время $T_{\text{раб}i}$, ч, определится как

$$T_{\text{раб}i} = T_{Ki} - \mu_i \cdot T_{Pi},$$

а коэффициент рабочего времени $K_{\text{раб}i}$ составит:

$$K_{\text{раб}i} = T_{\text{раб}i} / T_{Ki} = 1 - \mu_j \cdot T_{Pi} / T_{Ki}.$$

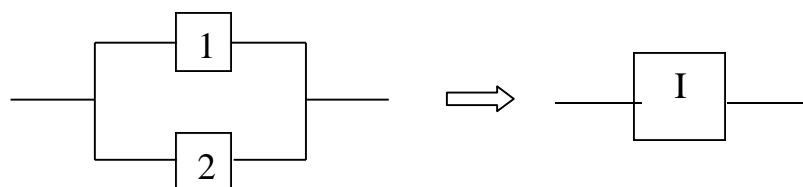
Применительно к последовательно соединенным элементам (блокам) выражения для суммарных частот и вероятностей отказов будут иметь вид (в соответствии с теоремой о сумме вероятностей независимых событий):



$$\omega_I = \sum \omega_i = \omega_1 + \omega_2 + \dots + \omega_n,$$

$$q_I = \sum q_i = q_1 + q_2 + \dots + q_n.$$

В случае параллельного соединения элементов выражение для ω_I усложняется.



$$\omega_I = \omega_1 \cdot \omega_2 \cdot T_{B2} + \omega_1 \cdot \omega_2 \cdot T_{B1} = \omega_1 \cdot q_2 + \omega_2 \cdot q_1.$$

Если элементы схемы идентичны, то

$$\omega_I = 2 \cdot \omega_i \cdot q_i = 2 \cdot \omega^2 \cdot T_B.$$

Плановый ремонт (капитальный или текущий) основного электрооборудования РЭС проводят с определенной периодичностью. Как правило, при плановом ремонте основного оборудования ($T_p > T_b$ длительность его достаточно продолжительная) производят плановый ремонт прочего оборудования, включенного последовательно с ним, так как цепочка в любом случае отключена и прочее оборудования находится в вынужденном простое (например, при ремонте силовых трансформаторов ремонту может быть подвергнуто находящиеся в отключенном состоянии коммутационное и измерительное оборудование). При наличии параллельных цепей (основной и резервный источник) в плановый ремонт в периоды минимальных нагрузок $S_{нг \min}$ выводится оборудование одной из цепей, чтобы электроснабжение потребителя не прекращалось (например в случае двухцепной ЛЭП или двухтрансформаторной подстанции). При этом надежность электроснабжения может быть существенно снижена. Как правило, это происходит в летний период во время ремонтов основных технологических установок потребителя. При этом от секций шин НН подстанции питаются вспомогательные установки и цеха. Последние, в силу низкого уровня потребления, могут быть запитаны резервно от кабельных линий 6–10 кВ РУНН других подстанций. С учетом вероятностей плановых ремонтов $P_{пл}$ длительности простоев цепочек увеличатся на величину $P_{пл} = \mu \cdot T_p$. Необходимость учета плановых ремонтов, как текущих, длительностью $T_{p,т}$, так и капитальных $T_{p,к}$ с соответствующими частотами μ_t и μ_k возникает, во-первых, в силу их относительно высокой длительности по сравнению с временем восстановления отказов $T_p \gg T_b$, а следовательно, во-вторых с целью учета вероятности события наложения отказа оборудования одной цепи на плановый ремонт другой, что неминуемо ведет к полному отключению потребителя. Например, отказ резервного ввода при плановом ремонте на рабочем; отказ второй цепи линии при плановом (преднамеренном) отключении первой. Особняком стоит случайно сложного повреждения, когда, например, рвется трос одной из фаз первой цепи и падает (замыкает) «здоровую» фазу второй цепи. Этот случай представляет собой тяжелую аварию в схеме с высоким недоотпуском электроэнергии $\Delta W_{ээ}$ и высоким ущербом как у потребителя, так и у сетевой компании, из-за недополученной прибыли. Эти случаи мы обязаны учитывать в расчетах, тем более что имеется устойчивая статистическая информация на этот счет.

Таким образом, учет состояний плановых ремонтов и других преднамеренных отключений, приводит нас к соотношениям в последовательной цепочке, где ω' содержит скорректированную

составляющую планового ремонта (учитывается только для основного оборудования: линии, трансформаторы ГПП).

$$\omega'_i = \omega_i + \mu_{\text{пл}i},$$

где $\mu_{\text{пл}i} = \mu_{\text{т}i} + \mu_{\text{к}i}$ – суммарная частота плановых отключений, 1/год.

Вероятность суммарного простоя элемента в вынужденном и плановом ремонтах определится как

$$q_i^{\Sigma} = q_i + P_{\text{пл}i} = \omega_i \cdot T_{\text{в}} + \mu_{\text{т}} \cdot T_{\text{рт}} + \mu_{\text{к}} \cdot T_{\text{рк}}.$$

Отметим, что последнее выражение, как было уже отмечено выше, актуально в случаях учета полного отказа двухцепных параллельных элементов при положении отказа в одной цепи на плановый ремонт в другой, так как вероятность этого события существенно выше, чем одновременный отказ обеих цепей.

В случае двух параллельных элементов получим соответственно выражения для ω_1 и q_1 ($\omega_1 = \omega_2$; $q_1 = q_2$):

$$\begin{aligned} \omega_1 &= \omega_1(\omega_2 \cdot T_{\text{в}2} + \mu_{\text{т}2} \cdot T_{\text{рт}2} + \mu_{\text{к}2} \cdot T_{\text{рк}2} + \\ &+ \omega_2(\omega_1 \cdot T_{\text{в}1} + \mu_{\text{т}1} \cdot T_{\text{рт}1} + \mu_{\text{к}1} \cdot T_{\text{рк}1})) = 2\omega_1(\omega_1 \cdot T_{\text{в}1} + \mu_{\text{т}1} \cdot T_{\text{рт}1} + \mu_{\text{к}1} \cdot T_{\text{рк}1}); \\ q_1 &= q_1^2 = \left(\omega_1 \cdot T_{\text{в}1} + \mu_{\text{т}1} \cdot T_{\text{рт}1} + \mu_{\text{к}1} \cdot T_{\text{рк}1} \right)^2. \end{aligned}$$

Ниже рассмотрим надежность схемы замещения вариантов РЭС, к которым применим полученные соотношения. Как было отмечено в начале раздела, все расчеты и расчетные схемы будем приводить по отношению к отдельным узлам нагрузок – секциям шин НН подстанций.

Задача 3.1. Схемы замещения РЭС (пример расчета). С учетом специфики определения величин $\Delta W_{\text{э}j}$ и U_j составим схемы замещения для обоих вариантов сети относительно узлов нагрузок по принципу формирования связей «источник – нагрузка».

При этом сделаем допущения с целью эквивалентирования схем и упрощения самих расчетов и примем нижеследующие исходные данные.

1. Отказы элементов схем независимые, потоки отказов простейшие. То же относится и к потокам плановых ремонтов и отключений.

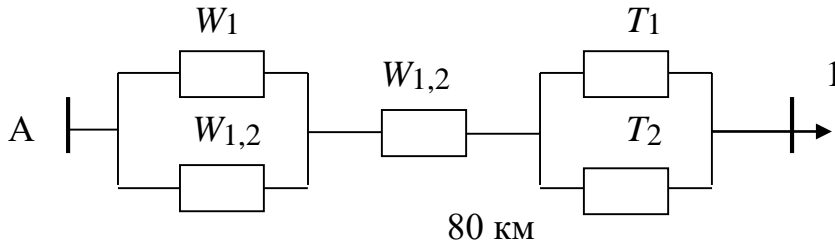
2. Сборные шины центра питания «А» имеют «абсолютную» надежность, $q_A = 0$, а отказы секций шин НН не учитываем.

3. Вероятностью отказов секционных выключателей со стороны НН подстанций пренебрегаем.

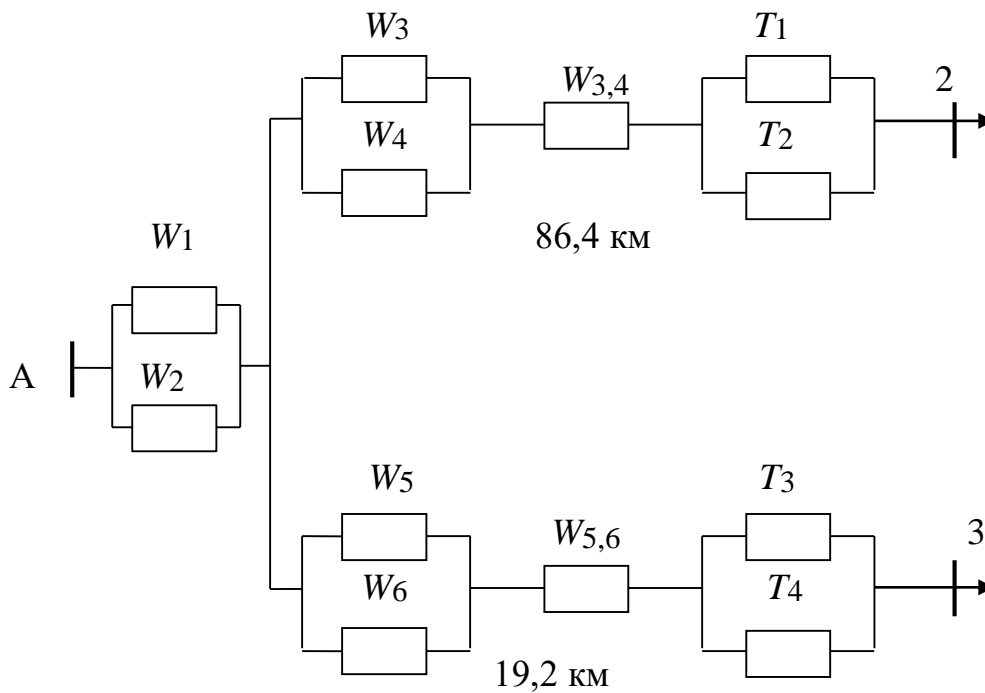
4. Ежегодные приведенные затраты по вариантам сети на основании предварительных расчетов составляют: $Z_1 = 187576,62$ тыс. руб./год; $Z_2 = 169173,66$ тыс. руб./год.

Рассмотрим схему РЭС. Вариант 2.

Участок А-1



Участок А-2-3



Участок А-4

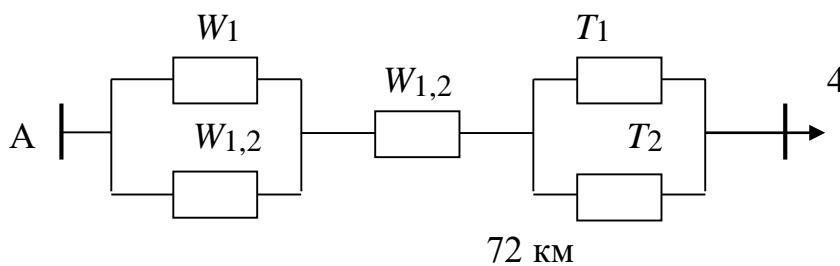
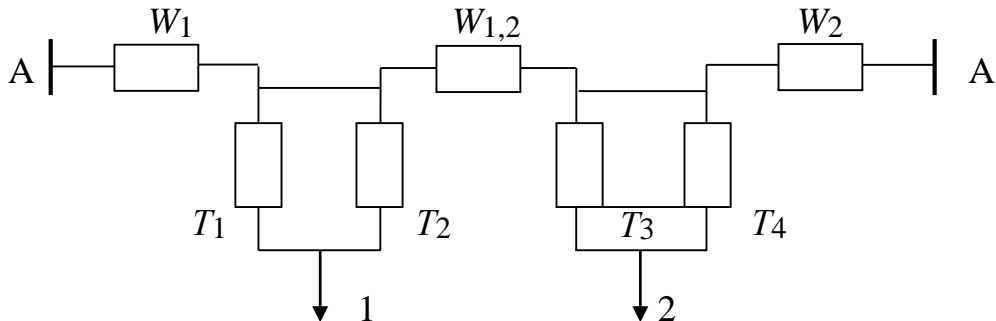
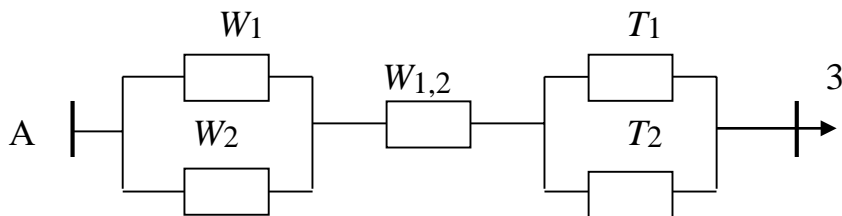


Схема замещения РЭС. Вариант 1.

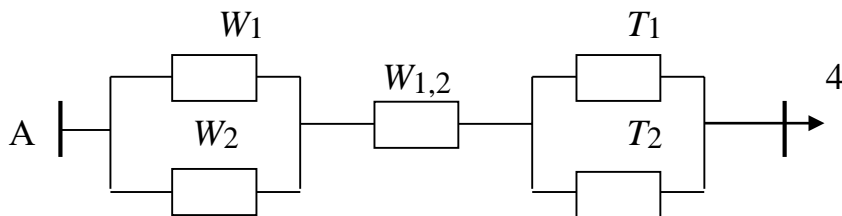
Кольцевой участок А-1-2-А



Участок А-3



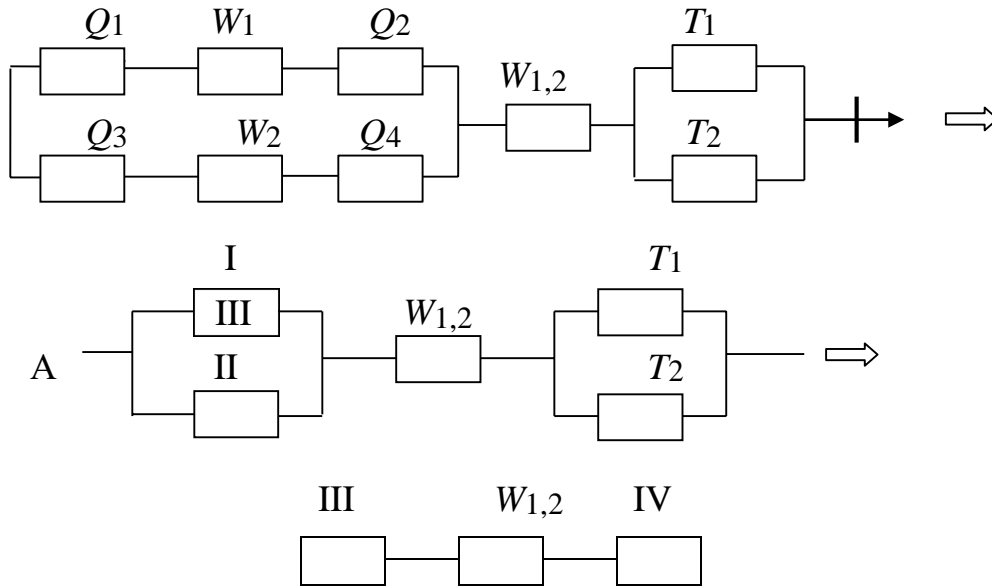
Участок А-4



Руководствуясь тем, что линии содержат выключатели по обоим их концам, а также с учетом принятых допущений и исходными данными вариантов РЭС можем произвести расчет вероятностей полного погашения подстанций Q_j из-за отказов оборудования в нормальном и ремонтном режимах относительно центров питания. Числовое значение показателей ω , μ , T_B , T_p электрооборудования позаимствуем из табл. П.1.

Задача 3.2. Расчет вероятностей отказов узлов нагрузок. Используя метод «блок – схем» и вышеприведенные соотношения, произведем расчет вероятности полного погашения узла нагрузки 1 (ПС 1) для Варианта 2 сети.

Участок А-1, $L = 80$ км, $P_{\max} = 18$ МВт



Показатели надежности элементов схем воздушных линий применяем в соответствии с их реальной длиной, так как в табл. 2.1 единичные показатели надежности приведены в расчете на 100 км линии, включая и показатель аварийности при одновременном отказе обеих цепей $\omega_{\text{дв}}$.

$$\omega_{W1} = 0,8\omega_{\text{л}}; \mu_{W1} = 0,8\omega_{\text{пл}}; \omega_{W1,2} = 0,8W_{\text{дц}}.$$

В силу идентичности обеих схем двухцепной линии участка А-1 получим:

$$q_{\text{I}} = q_{\text{II}} = 2 \cdot 0,73 \cdot 10^{-4} + 0,41 \cdot 10^{-3} \cdot 0,8 = 0,48 \cdot 10^{-3},$$

$$q_{W1,2} = 0,2 \cdot 27 \cdot 0,8 / 8760 = 0,5 \cdot 10^{-3},$$

$$P_{\text{пл}} = 4 \cdot 12 / 8760 = 0,44 \cdot 10^{-2},$$

$$q_{\text{I}}^{\Sigma} = 0,48 \cdot 10^{-3} + 0,44 \cdot 10^{-2} = 0,49 \cdot 10^{-2},$$

$$q_{T1,2} = 0,23 \cdot 10^{-3}; q_{\text{ТК}} = 0,6 \cdot 10^{-2}; q_{\text{ТТ}} = 0,274 \cdot 10^{-2},$$

$$q_{T1,2}^{\Sigma} = 0,87 \cdot 10^{-2} + 0,23 \cdot 10^{-3} = 0,9 \cdot 10^{-2},$$

$$Q_1 = (0,9 \cdot 10^{-2})^2 + (0,49 \cdot 10^{-2})^2 + 0,5 \cdot 10^{-3} = 0,00061,$$

$$T_{\text{ав}} = Q \cdot 8760 = 5,4 \text{ ч},$$

$$\Delta W_{\text{э1}} = 5,4 \cdot 18 \cdot 10^3 = 97,2 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

$$Y_1 = Y_0 \cdot \Delta W_{\text{ээ}1} = 15 \cdot 97,2 \cdot 10^3 = 1458000 \text{ руб./год.}$$

Участок А-2-3 (86,4 км+19,2 км)

$$q_I = q_{II} = 3 \cdot 0,73 \cdot 10^{-4} + 0,41 \cdot 1,05 \cdot 10^{-3} = 0,65 \cdot 10^{-3},$$

$$P_{\text{пл}} = 1,05 \cdot 4 \cdot 12 / 8760 = 0,58 \cdot 10^{-2},$$

$$q_I^{\Sigma} = q_I + P_{\text{пл}} = 0,65 \cdot 10^{-2},$$

$$q_{W1,2} = 0,65 \cdot 10^{-2}; \quad q_{T1,2}^{\Sigma} = 0,9 \cdot 10^{-2},$$

$$Q_2 = Q_3 = (0,9 \cdot 10^{-2})^2 + 0,65 \cdot 10^{-3} + (0,65 \cdot 10^{-2})^2 = 0,77 \cdot 10^{-3},$$

$$T_{\text{ав}2} = T_{\text{ав}3} = 6,83 \text{ ч/год}; \quad W_{\text{ээ}2} = 6,87 \cdot 16 \cdot 10^3 = 109,3 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год},$$

$$W_{\text{ээ}3} = 6083 \cdot 35 \cdot 10^3 = 240 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год},$$

$$Y_2 = 15 \cdot 109,3 \cdot 10^3 = 1640000 \text{ руб./год},$$

$$Y_3 = 3600000 \text{ руб./год.}$$

Участок А-4 (72 км)

$$q_I = 2 \cdot 0,73 \cdot 10^{-4} + 0,41 \cdot 0,72 \cdot 10^{-3} = 0,45 \cdot 10^{-3},$$

$$P_{\text{пл}} = 0,72 \cdot 4 \cdot 12 / 8760 = 0,4 \cdot 10^{-2},$$

$$q_I^{\Sigma} = 0,0044; \quad q_{W1,2} = 0,45 \cdot 10^{-3},$$

$$Q_4 = (0,44 \cdot 10^{-2})^2 + 0,45 \cdot 10^{-3} + 0,81 \cdot 10^{-4} = 0,55 \cdot 10^{-3},$$

$$T_{\text{ав}4} = 4,82 \text{ ч/год}; \quad W_{\text{ээ}4} = 4,82 \cdot 44 \cdot 10^3 = 212,1 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год},$$

$$Y_4 = 15 \cdot 21,2,1 \cdot 10^3 = 3182000 \text{ руб./год.}$$

Итого по варианту 2 получаем:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{ээ}}^{\Sigma} &= \sum_j \Delta W_{\text{ээ}j} = 97,2 \cdot 10^3 + 109,3 \cdot 10^3 + 240 \cdot 10^3 + 212,1 \cdot 10^3 = \\ &= 658,6 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год.} \end{aligned}$$

Суммарное среднегодовое значение вероятностного ущерба в РЭС по варианту 2 (при среднем значении $Y_0 = 15$ руб./кВт·ч) из за отказов электрооборудования:

$$Y_{\Sigma 2} = \sum_j Y_{0j} \cdot \Delta W_{\Sigma j} = Y_0 \cdot \sum \Delta W_{\Sigma j} = 15 \cdot 658,6 \cdot 10^3 = 9879000 \text{ руб./год.}$$

Задача 3.3. По аналогии со схемой варианта 2 РЭС произвести расчет показателей надежности для варианта 1 сети. Также разобьем электрическую схему сети на отдельные участки и произведем расчеты.

Участок А-4 (72 км)

Аналогично схеме варианта 2:

$$T_{ав4} = 4,82 \text{ ч/год}; W_{\Sigma 4} = 4,82 \cdot 44 \cdot 10^3 = 212,1 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год},$$

$$Y_4 = 15 \cdot 21,2,1 \cdot 10^3 = 3182000 \text{ руб.}$$

Участок А-3

$$q_I = 2 \cdot 0,73 \cdot 10^{-4} + 0,41 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 0,00035,$$

$$P_{Пл} = 0,5 \cdot 48 / 8760 = 0,274 \cdot 10^{-2},$$

$$q_I^{\Sigma} = 0,0031; q_{W1,2} = 0,31 \cdot 10^{-3},$$

$$q_T^{\Sigma} = 0,9 \cdot 10^{-2},$$

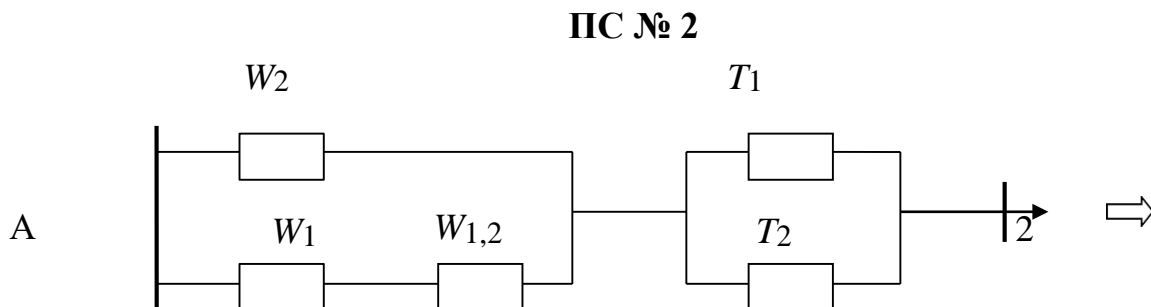
$$Q_3 = (0,31 \cdot 10^{-2})^2 + 0,31 \cdot 10^{-3} + 0,81 \cdot 10^{-4} = 0,4 \cdot 10^{-3},$$

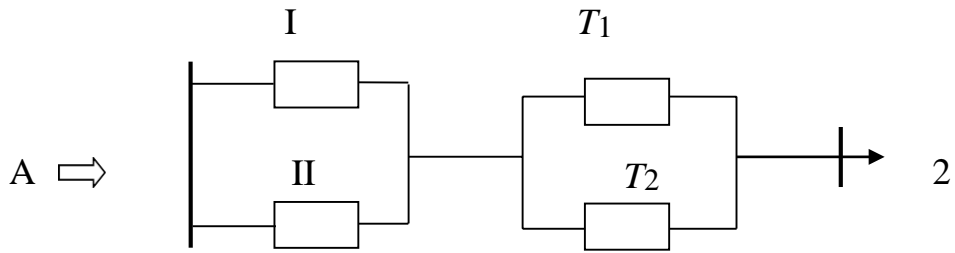
$$T_{ав3} = 305 \text{ ч/год}; \Delta W = 3,5 \cdot 35 = 122640 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год},$$

$$Y_3 = 1840000 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год.}$$

Участок А-1-2-А (80 км, 44,8 км, 84,6 км)

Рассмотрим для кольцевого участка сети 2 расчетные схемы относительно узлов нагрузок (ПС 1 и 2).





$$q_I = 2 \cdot 0,73 \cdot 10^{-4} + (0,11 \cdot 10^{-2} + 0,55 \cdot 10^{-2}) \cdot 0,864 = 0,6 \cdot 10^{-2},$$

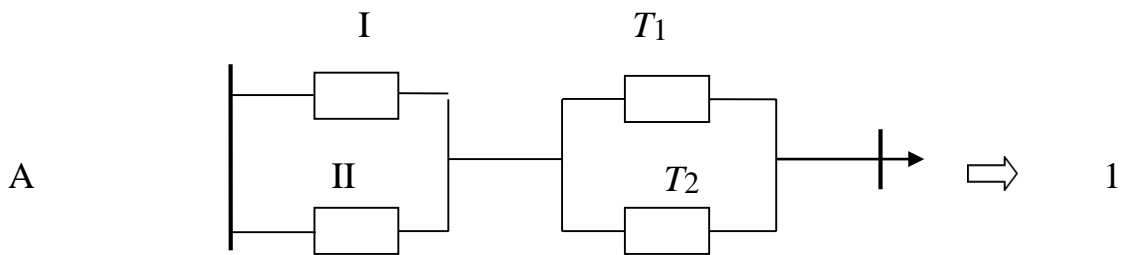
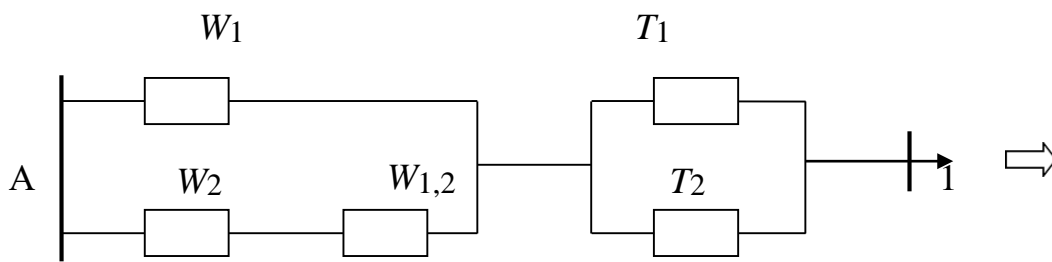
$$q_{II} = 5 \cdot 0,73 \cdot 10^{-4} + (0,55 \cdot 10^{-2} + 0,11 \cdot 10^{-2}) \cdot 1,25 = 0,87 \cdot 10^{-2},$$

$$Q_1 = 0,59 \cdot 10^{-2} \cdot 0,87 \cdot 10^{-2} + 0,81 \cdot 10^{-4} = 0,132 \cdot 10^{-3},$$

$$T_{авз} = 1,16 \text{ ч/год}; \Delta W = 18560 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год},$$

$$Y_3 = 278400 \text{ руб.}$$

ПС № 1



$$q_I = 2 \cdot 0,73 \cdot 10^{-4} + (0,11 \cdot 10^{-2} + 0,55 \cdot 10^{-2}) \cdot 0,8 = 0,00545,$$

$$q_{II} = 5 \cdot 0,73 \cdot 10^{-4} + (0,55 \cdot 10^{-2} + 0,11 \cdot 10^{-2}) \cdot 1,31 = 0,0091,$$

$$Q_1 = 0,5 \cdot 10^{-4} + 0,81 \cdot 10^{-4} = 0,000131,$$

$$T_{авз} = 1,15 \text{ ч/год}; \Delta W = 20700 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год},$$

$$Y_3 = 310000 \text{ руб./год},$$

$$\Delta W_{\text{эз}}^{\Sigma} = \sum_j \Delta W_{\text{эз}j} = 212,1 \cdot 10^3 + 122640 + 18560 + 20700 = 374000 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

$$Y_{\Sigma 1} = 15 \cdot 374000 = 5610000 \text{ руб./год.}$$

Определим затраты с учетом ущерба для обеих схем :

$$З = E_d \cdot K + I_{\Sigma} + Y_{\Sigma}.$$

$$З_1 = 187576,62 + 5610 = 193186,63 \text{ тыс. руб.}$$

$$З_2 = 169173,66 + 9879 = 179052,66 \text{ тыс. руб.}$$

Исходя из затрат с учетом вероятного ущерба окончательно убеждаемся в целесообразности выбора схемы № 2, так как она менее затратна.