ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС

“EnergyCS Электрика”

для автоматизированного проектирования и анализа низковольтных распределительных сетей систем электроснабжения

Математические модели и методы расчета

© CSoft Developvent

Программный комплекс EnergyCS Электрика предназначен для выполнения расчетов электрических сетей низкого и частично среднего напряжения при анализе существующих и при проектировании новых систем электроснабжения. Приводится описание математических моделей элементов электрической сети и методов, на основе которых выполняются расчеты установившихся и пусковых режимов и токов короткого замыкания.

Содержание

1 МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 4
1.1 Силовые трансформаторы 4
1.2 Кабельные линии 5
1.3 Воздушные линии 6
1.4 Шинопроводы 8
1.5 Проводки 8
1.6 Рубильники, разъединители, магнитные пускатели и контакторы 9
1.7 Трансформаторы тока 9
1.8 Токоограничивающие реакторы 10
1.9 Токовые реле 10
1.10 Батареи статических конденсаторов 10
1.11 Плавкие предохранители 11
1.12 Автоматические выключатели 12
1.13 Синхронные и асинхронные двигатели 14
1.14 Произвольные нагрузки 16
1.15 Моделирование электрической дуги 17
2 ОПИСАНИЕ МЕТОДИКИ РАСЧЕТОВ 20
2.1 Расчет установившегося режима и определение расчетных нагрузок элементов сети 21
2.1.1 Метод коэффициентов загрузки и одновременности 24
2.1.2 Метод института «Теплоэлектропроект» 24
2.1.3 Метод коэффициентов расчетной мощности 25
2.2 Расчет пиковых (пусковых) токов и напряжений 26
2.3 Расчет максимальных и ударных токов короткого замыкания 27
2.4 Расчет минимальных токов короткого замыкания 28
2.5 Расчет потерь электрической энергии 29
2.6 Расчет тепловыделения в помещениях 31
2.7 Расчет кабелей 31
2.7.1 Выбор кабелей по допустимой потере напряжения 32
3 ЛИТЕРАТУРА 37

1 МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Все расчеты в программном комплексе выполняются на основе расчетной модели электрической сети, которая отражает конфигурацию схемы и основные свойства ее элементов (кабельных и воздушных линий, трансформаторов, коммутационных аппаратов, электроприемников и т.д.). При этом различные элементы электрической сети представляются соответствующими расчетными параметрами (моделями).

При моделировании элементов сети часть расчетных параметров электрической сети, которая зависит от паспортных (каталожных) данных оборудования, определяется на этапе ввода этих данных в справочную базу данных (СБД) элементов и хранится там. Эти параметры могут быть изменены только при изменении соответствующих паспортных данных в СБД. Другая часть расчетных параметров, зависящая от рассматриваемого режима или от регулируемых параметров оборудования, определяется непосредственно во время расчета. Ниже при описании моделей отдельных элементов оговаривается, какие расчетные параметры хранятся в СБД, а какие определяются в процессе расчетов.

1.1 Силовые трансформаторы

В программном комплексе учитываются только двухобмоточные трансформаторы. Они моделируются приведенными к напряжению обмотки низшего напряжения активными и реактивными сопротивлениями прямой (RT1, XT1) и нулевой (RT0, XT0) последовательностей в мОм и коэффициентом трансформации KT. Сопротивления прямой последовательности и коэффициент трансформации определяются в процессе расчетов по каталожным данным, заданным в СБД, и номеру регулировочного ответвления трансформатора по выражениям:

$$Z_{T1} = \frac{U_к U^2_{ном\ НН} 10^4}{S_{ном}} \left(1 - \Delta K_T / 100\right); \qquad (1)$$

$$R_{T1} = \frac{\Delta P_к U^2_{ном\ НН} 10^6}{S^2_{ном}} \left(1 - \Delta K_T / 100\right); \qquad (2)$$

$$X_{T1} = \sqrt{Z^2_{T1} - R^2_{T1}}; \qquad (3)$$

$$K_T = \frac{U_{ном\ НН}}{U_{ном\ ВН}} \left(1 + \Delta K_T / 100\right), \qquad (4)$$

где $U_{ном\ НН}$ - номинальное напряжение обмотки НН трансформатора, кВ; $S_{ном}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА. $U_к$- напряжение короткого замыкания, %; $\Delta P_к$ - потери короткого замыкания трансформатора кВт; Z_{T1} - модуль комплексного сопротивления прямой последовательности (промежуточное значение при вычислениях); ΔK_T - изменение коэффициента трансформации при выборе регулировочного ответвления, отличного от основного,

$$\Delta K_T = \pm N_P \times dK_T$$

N_P – номер регулировочного ответвления ($N_P=0$ – соответствует основному ответвлению); dK_T – ступень изменения коэффициента трансформации, %.

Сопротивления нулевой последовательности зависят от группы соединения обмоток трансформатора и вводятся как паспортные данные в СБД. Для группы соединения обмоток Δ/Y_0 эти сопротивления равны сопротивлениям прямой последовательности и при заполнении базы данных определяются автоматически.

1.2 Кабельные линии

Каждая кабельная линия может быть представлена двумя параллельными пучками кабелей одинаковой длины, содержащими кабели двух типов, при этом каждый пучок может состоять из любого числа параллельных кабелей.

Кабели каждого пучка моделируются активными и индуктивными сопротивления прямой (R1, X1) и нулевой (R0, X0) последовательностей в мОм, которые определяются во время расчета по выражениям:

$$R_1 = \left(r_1 L\left(1 + \alpha_t\left(t_p - 20\right)\right) + 2R_{кон}\right) / n_к ; \qquad (5)$$

$$X_1 = x_1 L / n_к ; \qquad (6)$$

$$R_0 = \left(r_0 - r_1\right) L / n_к + R_1 + 6R_{КОН} / n_к ; \qquad (7)$$

$$X_0 = x_0 L / n_к , \qquad (8)$$

где r_1, r_0 - активные погонные сопротивления кабеля соответственно прямой и нулевой последовательностей при 20°С (задаются в СБД как каталожные данные), мОм/м; x_1 и x_0 - индуктивные погонные сопротивления кабеля соответственно прямой и нулевой последовательностей (задаются в СБД как каталожные данные), мОм/м; L - длина участка кабельной линии, м; $n_к$ - число параллельных кабелей в пучке; α_t - коэффициент температурного изменения сопротивления материала кабеля (для алюминия и меди согласно [5] принято α_t=*0.004*); t_p - рабочая температура кабеля, которая может принимать одно из следующих значений:

tp= tв или tp= tз , где tв , tз – заданные фактические значения температуры воздуха или земли соответственно, т.е. рабочая температура принимается равной температуре окружающей среды. При задании tв =20°С и tз =20°С сопротивление кабеля будет соответствовать каталожным данным;

tp = tдоп , где tдоп – допустимая температура нагрева жил кабеля в установившемся режиме, заданная в СБД согласно каталожным данным;

tp определяется в зависимости от величины расчетного тока по выражению

$$t_p = t_в + \left(t_{доп} - 25\right)\left(\frac{I_p}{I_{доп_возд} k_П}\right)^2$$

или (9)

$$t_p = t_з + \left(t_{доп} - 15\right)\left(\frac{I_p}{I_{доп_земли}\, k_П}\right)^2 ,$$

где tв , tз – заданные фактические значения температуры воздуха или земли соответственно, °С; Ip - расчетный ток; Iдоп_возд, Iдоп_земли. - допустимые токи при прокладке кабеля на воздухе или в земле соответственно, заданные в СБД согласно каталожным данным или [4]; kп - поправочный коэффициент на условия прокладки (несколько кабелей в одной траншее или прокладка в блоках и т.п.); 25 и 15 – значения температуры окружающей среды, принятые при расчете допустимого тока в случае прокладки кабеля на воздухе или в земле соответственно.

$R_{КОН}$ - сопротивление контактных соединений кабеля, которое определяется по эмпирической формуле в зависимости от площади поперечного сечения жилы F (мм^2) как

$R_{КОН}=0.4446F^{-0.5981}$, мОм - для алюминиевых жил;

$R_{КОН}=0.2F^{-0.6}$, мОм - для медных жил.

При расчете токов короткого замыкания (КЗ) дополнительно производится учет увеличения активного сопротивления от нагрева кабеля током КЗ. Температура в момент отключения короткого замыкания определяется согласно [3,8] выражением

$$t_{КЗ} = t_{\text{р}} e^{\frac{bI^2T_{Откл}}{F^2}} + a\left(e^{\frac{bI^2T_{Откл}}{F^2}} - 1\right) = \left(t_{\text{р}} + a\right)e^{\frac{bI^2T_{Откл}}{F^2}} - a, \quad (10)$$

где $t_р$ - температура жилы кабеля до короткого замыкания, °С; a - величина, обратная температурному коэффициенту сопротивления при 0 °С, равная 228 К для алюминия и 234,5 К для меди; b - постоянная, характеризующая теплофизические свойства материала жилы, мм^4/(кА^{2}с), принимаемая равной

для алюминия: b=45.6 мм^4/(кА^{2}с) ;

для меди: b=19.58 мм^4/(кА^{2}с);

$I^2T_{Откл}$ - суммарный тепловой импульс, который определяется численным интегрированием квадрата тока КЗ на интервале длительности КЗ, кА2с; F – сечение жилы кабеля, мм2.

Значение минимального тока КЗ (однофазного, двухфазного или трехфазного) определяется итерационным расчетом. На первой итерации сопротивления кабелей принимаются при рабочей температуре в режиме до КЗ согласно принятому варианту ее определения. Расчет продолжается до тех пор, пока значения тока в двух соседних итерациях не будут отличаться на заданную малую величину.

Сопротивления прямой и нулевой последовательностей участка кабельной линии определяются путем параллельного сложения соответствующих комплексных сопротивлений первого и второго пучка.

1.3 Воздушные линии

В программном комплексе воздушные линии электропередачи (ВЛ) учитываются как трехфазные четырехпроводные линии. При этом они моделируются активными и реактивными сопротивлениями прямой (R1, X1) и нулевой (R0, X0) последовательностей в мОм, которые вычисляются во время расчета по выражениям:

$$R_1 = r_ф L\left(1 + \alpha_t\left(t_p - 20\right)\right); \quad (11)$$

$$X_1 = 0.145\, lg\left(\frac{2D_{сг}}{d_{пр}}\right)L; \quad (12)$$

$$R_0 = R_1 + 3R_н; \quad (13)$$

$$X_0 = X_1 + 3X_н, \quad (14)$$

где $r_ф$ - погонное активное сопротивление фазного неизолированного провода при 20°С, мОм/м (задается в СБД как каталожные данные); L - длина участка воздушной линии, м; α_t - коэффициент температурного изменения активного сопротивления материала провода (для алюминия и меди согласно [5] принято α_t=*0.004*); t_p - рабочая температура, которая определяется также, как и для кабеля (см. выше); $D_{сг}$ - среднегеометрическое расстояние между проводами ВЛ (включая нулевой провод), м; $d_{пр}$ – диаметр фазного провода, м (задается в СБД как каталожные данные); R_H и X_H – активное и индуктивное сопротивления нулевого провода с учетом повторных заземлений.

Основная трудность при моделировании четырехпроводной ВЛ заключается в необходимости учета сопротивлений повторных заземлителей R3 нулевого провода. Обычно информация о сопротивлении заземлителей отсутствует, т.к. эта величина зависит и от погодно-климатических условий, и от состава грунта, и от конструктивного исполнения отдельных заземлителей. Неучет повторных заземлений может приводить к ошибке определения сопротивления эквивалентного нулевого провода от 5 до 15%. Поэтому для снижения общей погрешности достаточно правильно указать порядок величины R3, учитывая например, что в ПУЭ ([4]) нормируется суммарное сопротивление всех заземлителей ВЛ в диапазоне 10 - 30 Ом. В любом случае величина R3 больше сопротивления нулевого провода RНП примерно в 1000 раз.

Способ определение изменения сопротивления нулевого провода при учете повторных заземлений, приведенный в [1], не требует задания сопротивления заземлителя, но механизм определения коэффициента изменения скрыт за кривыми, полученными расчетным путем. При этом полученные результаты имеют завышенные значения, а исходные положения, принятые при расчете, не приведены. Кроме того подход, предложенный в [1], справедлив только для одиночной линии, для одной петли фаза-ноль, хотя реально ВЛ 0.38 кВ отличаются большой разветвленностью и повторные заземлители всех ВЛ, отходящих от одной подстанции, влияют на изменение сопротивления эквивалентного нулевого провода каждой линии.

В данном программном комплексе влияние повторных заземлений ВЛ на сопротивление эквивалентного нулевого провода учитывается с помощью схемы вида

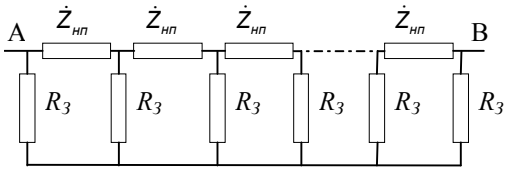


Рис. 1

Принимая равномерное подключение повторных заземлителей, сопротивление каждого участка нулевого провода между ними $\dot{Z}_{нп} = R_{нп} + jX_{нп}$ определится как

$$R_{нп} = r_{нп} L / (n_з - 1); \qquad (15)$$

$$X_{нп} = 0.145 \lg\left(\frac{2D_{сг}}{d_{пр}}\right) L / (n_з - 1); \qquad (16)$$

где $r_{НП}$ - погонное активное сопротивление нулевого провода при 20°С, мОм/м (задается в СБД как каталожные данные); $n_З$ - число повторных заземлителей на участке ВЛ; $D_{сг}$ - среднегеометрическое расстояние между проводами ВЛ (включая нулевой провод), м; $d_{пр}$ – диаметр нулевого провода, м (задается в СБД).

Эквивалентное сопротивление схемы (рис.1) определяется как $\dot{Z}_н = \dot{U}_A$ при JA=1 и UB=0, в результате решения матричного уравнения узловых потенциалов вида

$$\begin{bmatrix} \frac{1}{\dot{Z}_{нп}}+\frac{1}{R_з} & \frac{-1}{\dot{Z}_{нп}} & 0 & \vdots & \frac{-1}{R_з} \\ \frac{-1}{\dot{Z}_{нп}} & \frac{2}{\dot{Z}_{нп}}+\frac{1}{R_з} & \frac{-1}{\dot{Z}_{нп}} & \vdots & \frac{-1}{R_з} \\ 0 & \frac{-1}{\dot{Z}_{нп}} & \frac{2}{\dot{Z}_{нп}}+\frac{1}{R_з} & \vdots & \frac{-1}{R_з} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \ddots & \cdots \\ \frac{-1}{R_з} & \frac{-1}{R_з} & \frac{-1}{R_з} & \vdots & \frac{n_з}{R_з} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_A \\ U_2 \\ U_3 \\ U_4 \\ U_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \qquad (17)$$

Такое уравнение может быть решено методом исключения Гаусса или итерационным методом Зейделя. В программе реализован метод Зейделя, как более компактный и не требующий явного формирования матрицы узловых проводимостей.

1.4 Шинопроводы

Эти элементы сети моделируются активными и индуктивными сопротивлениями прямой (R1, X1) и нулевой (R0, X0) последовательностей в мОм, которые вычисляются во время расчета как

$$R_1 = r_1 L\left(1 + \alpha_t\left(t_p - 20\right)\right) + R_{КОН}\left(n_c + 1\right);$$

$$X_1 = x_1 L;$$

$$R_0 = \left(r_0 - r_1\right)L + R_1 + 3R_{КОн}\left(n_c + 1\right);$$

$$X_0 = x_0 L,$$

где r_1, r_0 - активные погонные сопротивления шинопровода прямой и нулевой последовательности соответственно при 20°С, мОм/м (задаются в СБД как каталожные данные); x_1 и x_0 - индуктивные погонные сопротивления шинопровода прямой и нулевой последовательности соответственно, мОм/м (задаются в СБД как каталожные данные); α_t - коэффициент температурного изменения активного сопротивления материала шинопровода (для алюминия и меди согласно [5] принято α_t=0.004); t_p - рабочая температура, которая определяется также, как и для кабеля (см. выше); L - длина участка шинопровода, м; n_c - число последовательно соединенных секций шинопровода; $R_{КП}$ - сопротивление контактного соединения секций шинопровода, мОм, которое определяется по эмпирической формуле в зависимости от номинального тока шинопровода $I_{ном}$

$$R_{КОН} = 0.3711 I_{ном}^{-0.6781}. \qquad (18)$$

Это выражение соответствует комплектному шинопроводу с алюминиевыми токоведущими частями.

1.5 Проводки

Проводки из изолированных проводов моделируются активными и индуктивными сопротивлениями прямой (R1, X1) и нулевой (R0, X0) последовательностей в мОм. Эти сопротивления определяются в процессе расчета по выражениям:

$$R_1 = (r_1 L(1 + \alpha_t(t_p - 20)) + 2R_{КОН}) / n_{пр};$$

$$X_1 = 0.145 lg\left(\frac{2a_{ср}}{d_{пр}}\right) L / n_{пр};$$

$$R_0 = R_1 + 6R_{КОН} / n_{пр};$$

$$X_0 = 0.29 lg\left(\frac{2a_{ср}}{d_{пр}}\right) L / n_{пр};$$

где r_1, - активное погонное сопротивление проводника при 20°С, мОм/м (задается в СБД как каталожные данные); L - длина участка проводки, м; α_t - коэффициент температурного изменения активного сопротивления материала провода (для алюминия и меди согласно [5] принято α_t=0.004); t_p - рабочая температура, которая определяется также, как и для кабеля (см. выше); $a_{ср}$ - расстояние между проводниками, мм (предполагается, что проводники проложены параллельно); $d_{пр}$ – диаметр проводника, мм (задается в СБД как каталожные данные); $n_{пр}$ - число параллельных проводов на участке линии; $R_{КОН}$ - сопротивление контактных соединений проводников, которое определяется по эмпирической формуле аналогично кабельным линиям в зависимости от площади поперечного сечения жилы F (мм^2).

1.6 Рубильники, разъединители, магнитные пускатели и контакторы

В программном комплексе эти коммутационные аппараты представляются чисто активными сопротивлениями своих разъемных контактов в мОм. Причем сопротивления прямой и нулевой последовательности принимаются одинаковыми. Эти сопротивления задаются в СБД на основе паспортных данных заводов изготовителей. При отсутствии такой информации сопротивления определяются по эмпирическому выражению в зависимости от номинального тока аппарата Iном

$$R = 68.25 I_{ном}^{-0.9951}, \text{ (мОм)}, \qquad (19)$$

которое получено по табличным данным, приведенным в [1,5]. Определение сопротивлений производится автоматически при вводе информации о соответствующем аппарате в СБД.

1.7 Трансформаторы тока

Измерительные трансформаторы тока моделируются активными и индуктивными сопротивлениями первичных обмоток в мОм, которые принимаются одинаковыми для прямой и нулевой последовательностей. Эти сопротивления задаются в СБД на основе паспортных данных. При отсутствии паспортных значений сопротивлений они определяются автоматически по эмпирическим выражениям в зависимости от номинального коэффициента трансформации и от класса точности, которые получены по табличным данным, приведенным в [1] для многовитковых трансформаторов тока.

Для трансформаторов тока класса точности 1 используются выражения:

$$R = 1182(I_{ном} / I_{ном2})^{-2.0562}, \text{ (мОм)};$$

$$X = 799(I_{ном} / I_{ном2})^{-2.0432}, \text{ (мОм)},$$

а для класса точности 3 – выражения:

$$R = 310(I_{ном} / I_{ном2})^{-2.05}, \text{ (мОм)};$$

$$X = 331.3(I_{ном} / I_{ном2})^{-2.04}, \text{ (мОм)},$$

где $I_{ном}$ - номинальный ток первичной обмотки, А; $I_{ном2}$ - номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока, А.

1.8 Токоограничивающие реакторы

Токоограничивающие реакторы моделируются активными и индуктивными сопротивлениями в мОм, которые определяются во время расчетов по выражениям:

$$R_1 = \frac{\Delta P_p}{I_{ном}^2} \times 10^6;$$

$$X_1 = X_{ном},$$

где ΔP_p - паспортное значение потерь активной мощности на одну фазу при номинальном токе, кВт; $I_{ном}$ – номинальный ток реактора, А; $X_{ном}$ - паспортное значение индуктивного сопротивления реактора мОм. Паспортные параметры реактора задаются в СБД при вводе информации.

Для токоограничивающих реакторов сопротивления нулевой последовательности принимаются равными сопротивлениям прямой последовательности, т.е.

$$R_0 = R_1;$$

$$X_0 = X_1,$$

1.9 Токовые реле

Токовые реле учитываются во всех расчетах своими активными и индуктивными сопротивлениями в мОм, которые задаются в СБД по паспортным данным и принимаются одинаковыми для прямой и нулевой последовательностей.

1.10 Батареи статических конденсаторов

Батареи конденсаторов при расчете установившегося режима моделируются потребляемым током емкостного характера, который определяется в процессе выполнения расчета. Величина этого тока зависит от емкости батареи, напряжения и схемы присоединения ее к сети.

Батареи конденсаторов могут включаться по разным схемам:

треугольником на трехфазное напряжение (ABC);

звездой на трехфазное напряжение (ABC0);

на одно междуфазное линейное напряжение (AB, BC, CA);

на одно фазное напряжение (A0, B0, C0).

В одной точке схемы может быть подключено множество батарей по одинаковым или по разным схемам. Так можно моделировать любое несимметричное (в том числе симметрирующее) включение батарей конденсаторов.

В СБД для каждого типа батареи задается номинальное напряжение (В), номинальная реактивная мощность (квар) и емкость батареи (мкФ). При этом предполагается, что батарея включена на линейное трехфазное напряжение по схеме треугольника, тогда мощность и емкость батареи связаны соотношением:

$$Q_{БСК} = 2\pi f C 10^{-9} U_{ном}^2 .$$

Достаточно ввести одну из этих величин, а вторая будет определена автоматически.

Фазные токи батареи рассчитываются исходя из номинального напряжения сети в зависимости от схемы включения.

Для включения по схеме треугольник:

$$\dot{I}_A = 0 + j\left(2\pi fC10^{-6}\frac{U_{ном}}{\sqrt{3}}\right);$$

$$\dot{I}_B = e^{j240}\dot{I}_A;$$

$$\dot{I}_c = e^{j120}\dot{I}_A.$$

Для включения по схеме звезда:

$$\dot{I}_A = 0 + j\left(2\pi fC10^{-6}\frac{U_{ном}}{3\sqrt{3}}\right);$$

$$\dot{I}_B = e^{j240}\dot{I}_A;$$

$$\dot{I}_c = e^{j120}\dot{I}_A.$$

Для включения на напряжение фазы А:

$$\dot{I}_A = 0 + j\left(2\pi fC10^{-6}\frac{U_{ном}}{\sqrt{3}}\right);$$

$$\dot{I}_B = 0;$$

$$\dot{I}_C = 0.$$

Для включения на линейное напряжение АВ:

$$\dot{I}_A = \left(0 + j\left(2\pi fC10^{-6}U_{ном}\right)\right)e^{-j30};$$

$$\dot{I}_B = \left(0 + j\left(2\pi fC10^{-6}U_{ном}\right)\right)e^{j30};$$

$$\dot{I}_C = 0.$$

Аналогично определяются фазные токи при включении батареи на другие фазные или линейные напряжения.

Моделирование батарей конденсаторов токами дает хорошие результаты, если напряжение на их клеммах близко к номинальному. При заниженных напряжениях емкостные токи, и соответственно степень компенсации реактивной мощности оказывается завышенной, а при завышенных напряжениях - заниженной.

1.11 Плавкие предохранители

Контактные соединения предохранителей моделируются активными сопротивлениями в мОм, одинаковыми для прямой и нулевой последовательностей. Эти сопротивления определяются в зависимости от номинального тока предохранителя Iном по эмпирическому выражению вида

$$R = 68.25I_{ном}^{-0.9951}, \text{ (мОм)}, \qquad (20)$$

которое получено по табличным данным, приведенным в [1,5]. Определение сопротивлений предохранителя производится при выполнении расчетов.

Защитные свойства предохранителей моделируются путем задания соответствующих типовых времятоковых характеристик и номинального тока плавких вставок. Типовые времятоковые (защитные) характеристики представляют собой зависимость времени сгорания плавкой вставки от кратности протекающего тока по отношению к номинальному току плавкой вставки t=f(I). Типовые времятоковые характеристики задаются в СБД в виде кусочно-линейной аппроксимации соответствующей логарифмической зависимости рис.2.

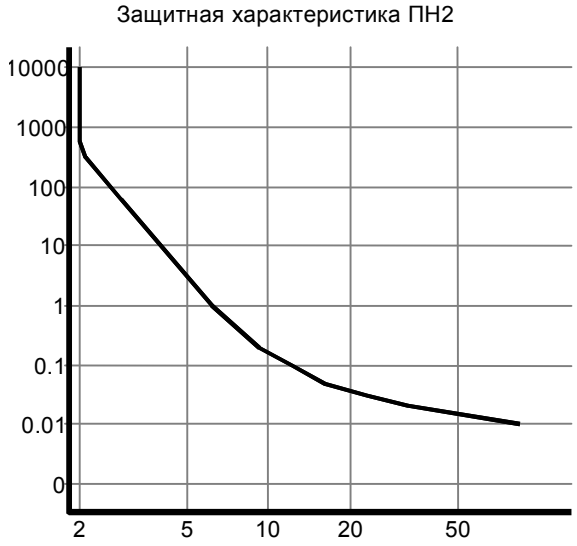


Рис. 2

В программном комплексе для моделирования характеристик срабатывания всех защитных аппаратов используется единая модель времятоковой характеристики. Время-токовая характеристика (ВТХ) описывается двумя кривыми для наибольших и наименьших времен срабатывания аппарата. Каждая кривая описывается с использованием кусочно-линейной аппроксимации в пространстве Ln(I)(Ln(t)). Для описания каждой кривой используется 7 точек. Причем 5 точек (4 участка) для защиты от перегрузки и 2 точки для защиты от коротких замыканий (см. руководство по использованию программы). Для плавки предохранителей следует совместить точки 5 и 6.

1.12 Автоматические выключатели

Автоматические выключатели моделируются активным сопротивлением разъемного контактного соединения, а также активным и индуктивным сопротивлениями встроенного трансформатора тока или катушки электромагнитного расцепителя в мОм. Эти сопротивления задаются в СБД по паспортным данным заводов изготовителей. При отсутствии паспортных данных сопротивления определяются автоматически в зависимости от номинального тока автомата Iном по эмпирическим выражениям, которые построены по табличным данным, приведенным в [1]:

$R = 190.76 I_{ном}^{-0.9427}$, (мОм);

$X = 110.12 I_{ном}^{-0.9851}$, (мОм).

Защитные характеристики автоматических выключателей моделируются типовыми времятоковыми характеристиками в соответствии с установленными на них тепловыми, электромагнитными или электронными расцепителями и набором соответствующих уставок срабатывания. Типовые времятоковые характеристики расцепителей автоматов задаются в СБД в виде кусочно-линейной аппроксимации логарифмической зависимости t=f(I) (рис.3) аналогично плавким предохранителям.

При моделировании уставок срабатывания все автоматы разделены на две группы: – простые автоматы с нерегулируемой защитной характеристикой (автоматы нере-

гулируемые) и сложные автоматы с регулируемой защитной характеристикой (автоматы регулируемые).

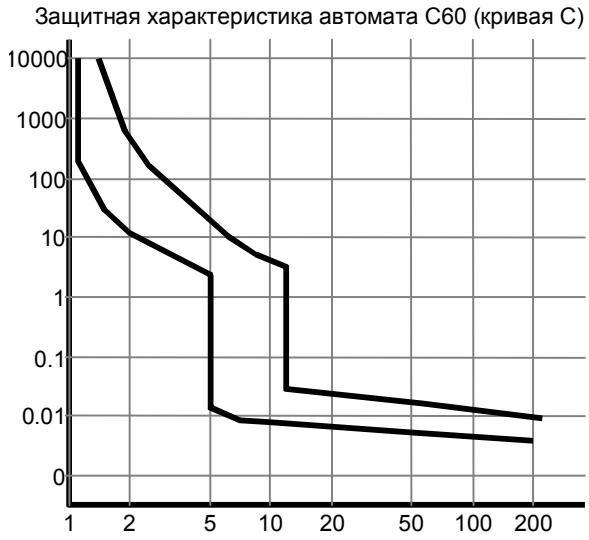


Рис. 3

Для **нерегулируемых автоматов** в СБД в соответствии с паспортными или каталожными данными задается номинальный ток теплового расцепителя In, который является уставкой срабатывания защиты от перегрузок Ir. Для некоторых типов автоматов этот ток можно изменять в небольших пределах, поэтому в СБД предусмотрена возможность установки признака изменения тока теплового расцепителя. Для нерегулируемых автоматов уставка срабатывания защиты от коротких замыканий Im (ток электромагнитного расцепителя) задается в типовой защитной характеристике кратностью по отношению к току теплового расцепителя (для характеристики рис.3 срабатывание электромагнитной защиты происходит между 5-10 кратным значением номинального тока теплового расцепителя).

Для **сложных автоматов** с регулируемой защитной характеристикой в СБД задается не только номинальный ток теплового расцепителя In, но и возможные значения уставок срабатывания защит от перегрузок и короткого замыкания согласно паспортным или каталожным данным. Обычно у таких автоматов можно регулировать следующие уставки срабатывания (рис.4):

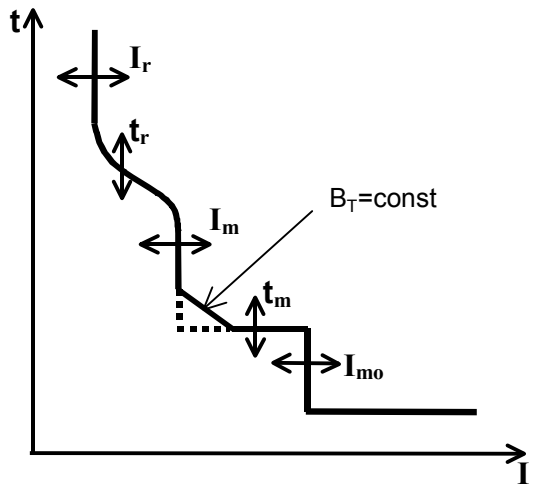


Рис. 4

Ir – ток срабатывания защиты от перегрузок (теплового расцепителя). Задается диапазоном (через тире) или списком (через точку с запятой) значений кратностей по отношению к номинальному току In (например, 0.4 – 1 или 0.8; 0.9; 1);

tr – время срабатывания защиты от перегрузок (теплового расцепителя). Задается списком значений уставок в секундах;

Im – ток срабатывания защиты от короткого замыкания. Задается диапазоном или списком значений кратностей по отношению к току Ir (например, 2 – 10 или 2; 5; 10);

tr – время срабатывания защиты от короткого замыкания. Задается списком значений уставок в секундах;

Imo – ток срабатывания токовой отсечки (без выдержки времени). Задается списком значений кратностей по отношению к току In (например, 10;11; 12);

Некоторые расцепители регулируемых автоматов имеют функцию отключения короткого замыкания с обратнозависимой выдержкой времени ВТ=I2t=const, которая может быть включена или отключена. В программном комплексе предусмотрена возможность включения этой функции в процессе выполнения расчетов при установке соответствующего признака в исходных данных.

Для принятых автоматов в процессе выполнения расчетов типовые защитные характеристики пересчитывается в именованные единицы (кА) в зависимости от заданных параметров автоматов и их уставок.

1.13 Синхронные и асинхронные двигатели

Моделирование двигательной нагрузки определяется видом выполняемого расчета (установившийся режим, токи короткого замыкания, пусковые токи). Во всех случаях синхронные и асинхронные двигатели представляются как симметричные трехфазные.

При расчетах установившегося режима синхронные и асинхронные двигатели моделируются комплексными значениями фазных токов. Для фазы А имеем:

$$\dot{I}_A = I'_A - jI''_A;$$

$$I_A = \sqrt{(I'_A)^2 + (I''_A)^2}\ .$$

Составляющие тока фазы определяются по паспортным данным двигателя, заданным в СБД, и коэффициенту его загрузки Кз в рассматриваемом режиме

$$I'_A = \frac{P_{ном}(1 - \eta(1 - K_з))}{\sqrt{3}U_{ном}\eta} 10^3;$$

$$I''_A = I'_A\, tg\, \varphi_p,$$

где $P_{ном}$, $U_{ном}$ – соответственно номинальная механическая мощность на валу (кВт) и номинальное напряжение (В) двигателя; η - коэффициент полезного действия (КПД) двигателя, о.е. ; $tg\varphi_p$ - заданное значение рабочего коэффициента реактивной мощности

$$tg\, \varphi_p = \frac{\sqrt{1 - cos^2\, \varphi}}{cos\, \varphi}.$$

Этот коэффициент может быть изменен для синхронного двигателя в зависимости от режима возбуждения в рассматриваемом режиме, а для асинхронного двигателя соответствует номинальному $cos\varphi$, заданному в СБД.

Очевидно, что приведенный набор формул не позволяет определить правильно ток двигателя для всего множества значений КЗ=[0...1], так как не учитывается изменение $cos\varphi$ в зависимости от КЗ, однако модуль тока будет определен близко к истинному значению. В принятой модели двигатель при нулевом коэффициенте загрузки будет

потреблять ток, обусловленный потерями в двигателе. Если нагрузочный ток определять по традиционной формуле

$$I'_A = \frac{P_{ном} K_з}{\sqrt{3} U_{ном} \eta},$$

то при малых коэффициентах загрузки ток двигателя будет значительно занижен.

В фазах В и С токи двигателя по модулю равны току в фазе А, но отстают на 120° и 240° соответственно, т.е.

$$\dot{I}_B = a^2 \dot{I}_A;$$
$$\dot{I}_C = a\dot{I}_A = a^2 \dot{I}_B,$$

где a - оператор поворота вектора на угол 120° ($a=e^{j120}$).

Данная модель позволяет моделировать и генераторный режим синхронной и асинхронной машины. Для этого в СБД должна быть задана номинальная мощность с отрицательным знаком.

При расчете пусковых токов и токов короткого замыкания синхронные и асинхронные двигатели моделируются активным и сверхпереходным индуктивным сопротивлениями, которые задаются в СБД из каталожных данных. При отсутствии необходимой информации эти сопротивления в мОм определяются приближенно по следующим выражениям, рекомендуемым в [1]:

для синхронного двигателя

$$X''_d = 0.15 \frac{U^2_{ном} \eta \cos\varphi}{P_{ном}}, \text{ (мОм);}$$

$$R = 0.15 X''_d \text{ , (мОм);}$$

для асинхронного двигателя

$$R_1 = \frac{s_{ном} U^2_{ном} \eta \cos\varphi}{100 P_{ном}}, \text{ (мОм);}$$

$$R_2 = 1.08 \frac{K_M \eta U^2_{ном} \cos^2\varphi}{K^2_п P_{ном} \left(1 - s_{ном}/100\right)} \text{ , (мОм);}$$

$$R = R_1 + 0.96 R_2, \text{ (мОм);}$$

$$Z'' = \frac{U^2_{ном} \eta \cos\varphi}{K_п P_{ном}} \text{ , (мОм);}$$

$$X''_d = \sqrt{(Z'')^2 - (R_{ад})^2}, \text{ (мОм),}$$

где $K_П$ - кратность пускового тока асинхронного двигателя; K_M - кратность пускового момента; $s_{ном}$ – номинальное скольжение двигателя, %; R_1 – активное сопротивления статора R_2 – активное сопротивления ротора, приведенное к статору.

Пусковые токи двигателей принимаются симметричными и определяются в процессе расчета только для одной фазы по выражению

$$\dot{I}_{пуск} \approx \frac{P_{ном} K_п 10^3}{\sqrt{3} U_{ном} \eta \cos\varphi} \left(\frac{R}{\sqrt{(R)^2 + (X''_d)^2}} - j \frac{X''_d}{\sqrt{(R)^2 + (X''_d)^2}} \right).$$

Для оценки продолжительности протекания пикового тока в питающих сетях необходимо для каждого двигателя с механизмом задать продолжительность пуска.

При расчете начального значения максимальных токов КЗ учитывается подпитка от синхронных и асинхронных двигателей места короткого замыкания. При этом двигатели моделируются сверхпереходной эдс E'' за сверхпереходным комплексным сопротивлением $\dot{Z}''$. Значение эдс каждого двигателя определяется как комплексное значение по результатам расчета предшествующего короткому замыканию установившегося режима

$$\dot{E}'' = \dot{U}_A - \dot{I}_A \dot{Z}'',$$

где $\dot{U}_A$ и $\dot{I}_A$ - комплексные значения тока и напряжения в фазе А, полученные в результате расчета установившегося режима.

При расчете минимальных токов КЗ двигатели считаются отключенными и в модели сети не учитываются.

1.14 Произвольные нагрузки

Под произвольными нагрузками в данной работе понимаются нагрузки, которые не являются двигателями и не имеют связи с СБД. К такой нагрузке относятся освещение, бытовая нагрузка, и другие трех и однофазные электроприемники. При расчете токов короткого замыкания они не участвуют в подпитке точки КЗ и в модели не представляются. При расчете установившегося режима такие нагрузки представляются неизменным током.

Нагрузка может быть

трехфазной симметричной и подключаться к трем фазам (подключение нулевого провода не влияет на режим).

однофазной и подключаться к одной фазе (А, В или С) и нулю;

однофазной и подключаться к двум фазам на линейное напряжение (АВ, ВС или СА);

Другие варианты несимметричной нагрузки могут быть получены в результате подключения в одной точке нескольких различных нагрузок к разным фазам, а также с использованием механизма ввода замеров тока (см. ниже).

При трехфазной симметричной активно-индуктивной нагрузке задающие токи фаз определяются как

$$I_{ном} = \frac{P_н 10^3}{\sqrt{3} U_{ном} \cos\varphi};$$

$$\dot{I}_A = \frac{I_{ном}}{\sqrt{1 + tg^2\varphi}} - j\frac{I_{ном} tg\varphi}{\sqrt{1 + tg^2\varphi}};$$

$$\dot{I}_B = a^2 \dot{I}_A;$$

$$\dot{I}_C = a\dot{I}_A,$$

где P_H – заданная мощность нагрузки, кВт; $\cos\varphi$ - коэффициент реактивной мощности нагрузки; $U_{ном}$ -заданное номинальное напряжение нагрузки, В; $I_{ном}$ - модуль тока нагрузки, А, соответствующий номинальному напряжению.

При однофазной нагрузке, включенной на фазное напряжение фазы А

$$I_{ном} = \frac{P_н 10^3}{U_{ном} \cos\varphi};$$

$$\dot{I}_A = \frac{I_{ном}}{\sqrt{1+tg^2\varphi}} - j\frac{I_{ном}tg\varphi}{\sqrt{1+tg^2\varphi}};$$

$$\dot{I}_B = 0;$$

$$\dot{I}_C = 0.$$

При однофазной нагрузке, включенной на линейное напряжение между фазами А и В

$$I_{ном} = \frac{P_н 10^3}{U_{ном}\cos\varphi};$$

$$\dot{I}_A = \left(\frac{I_{ном}}{\sqrt{1+tg^2\varphi}} - j\frac{I_{ном}tg\varphi}{\sqrt{1+tg^2\varphi}}\right)e^{-j30^\circ};$$

$$\dot{I}_B = \left(\frac{I_{ном}}{\sqrt{1+tg^2\varphi}} - j\frac{I_{ном}tg\varphi}{\sqrt{1+tg^2\varphi}}\right)e^{j30^\circ};$$

$$\dot{I}_C = 0.$$

Для других вариантов включения нагрузки на фазное или линейное напряжения формулы для расчета токов будут аналогичны, но с учетом соответствующего поворота фаз.

1.15 Моделирование электрической дуги

При расчете минимальных токов коротких замыканий необходимо учитывать, что после ликвидации металлического замыкания может гореть дуга с некоторым активным сопротивлением. Поэтому неучет дуги при расчете минимальных токов КЗ дает большие значения токов, что может приводить к заниженной чувствительности защит. Однако значение сопротивление дуги зависит от множества факторов, учесть которые достаточно сложно.

Обычно сопротивление дуги Rд рассчитывается по эмпирическим выражениям. В разных нормативных источниках предлагается разный подход к определению величины Rд. В программе предусмотрены четыре варианта решения задачи учета дуги при расчете минимальных токов КЗ.

Сопротивление дуги задается постоянным значением, которое согласно [5] по умолчанию принимается равным Rд = 15 мОм, но может быть задано другое значение в соответствии с рекомендациями [1];

Сопротивление зависит от длины дуги lд, при этом длина дуги задается в исходных данных и остается неизменной для всех точек расчета минимального тока КЗ.

Сопротивление зависит от длины дуги lд, которая определяется в зависимости от расстояния а между замкнутыми жилами кабеля (или другими токопроводящими частями) и электрической постоянной времени части схемы (отношения R∑/X∑), питающей точку КЗ. Расстояние между токоведущими частями а задается в исходных данных и считается неизменным для всех точек схемы.

Сопротивление дуги определяется в соответствии с рекомендациями [7] по наиболее вероятному минимальному значению тока КЗ в произвольный момент времени t (как правило, это момент отключения тока КЗ резервной защитой).

Для 2 и 3 варианта сопротивление дуги в соответствии с рекомендациями [1] определяется по эмпирической формуле

$$R_д = 16\frac{\sqrt{l_д}}{I_K^{0.85}}, \text{ (мОм)},$$

где $l_д$ - длина дуги, мм, которая может быть введена или рассчитана в зависимости от расстояния a и отношения $R_Σ/X_Σ$; I_K - начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ, кА, определяемое с учетом сопротивления дуги.

Таким образом, сопротивление Rд является функцией тока Rд(IК), который необходимо определить. Значение тока IК можно найти методом простой итерации для эквивалентной схемы, представленной на рис.5.

Согласно рис.5, ток на i-ом шаге определяется как

$$I_K^{(i)} = \frac{E_c}{\sqrt{\left(R_\Sigma + R_д\left(I_K^{(i-1)}\right)\right)^2 + X_\Sigma^2}},$$

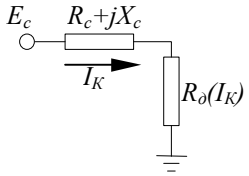
где E_c, $R_Σ$, $X_Σ$ - эквивалентные эдс, активное и реактивное сопротивления схемы сети, питающей точку КЗ.

Итерационный процесс начинается при значении тока IК, определенного при Rд=0, и заканчивается, когда приращение тока в двух соседних итерациях меньше заданной малой величины.

Длина дуги сама зависит от параметров схемы (ее постоянной времени) и от расстояния между токоведущими частями, перекрываемыми дугой. Причем эти зависимости нелинейные. Расчет длины дуги также может производиться по эмпирическим формулам или по графикам (номограммам). В [1] длину дуги предлагается определять по выражениям:

Рис. 5

$$\begin{cases} l_д = 4a & \text{при } a < 5 \text{ мм} \\ l_д = 20.41 ln\left(\frac{a}{2}\right) e^{-0.15\frac{R_\Sigma}{X_\Sigma}} & \text{при } a = (5 \div 50) \text{ мм} \\ l_д = a & \text{при } a > 50 \text{ мм} \end{cases}$$



Однако такой набор формул приводит к тому, что при множестве реальных значений R∑ и X∑ на границах a= 5 мм и a=50 мм имеется очень значительный скачек длины дуги, который не имеет физического объяснения. Кроме того, полученный при этом результат не согласуется с кривыми для определения Rд, приведенными в [1] и кривыми для определения lд, приведенными в [6], которые воспроизведены на рис.6.

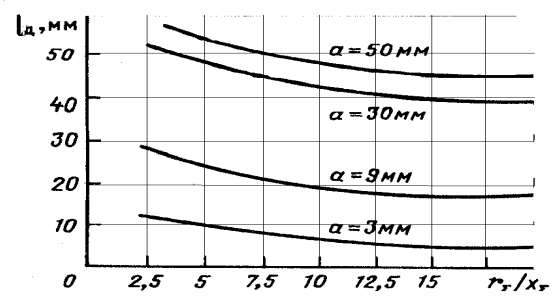


Рис. 6

Для согласования подходов, приведенных в разных источниках, длину дуги целесообразно определять по уравнению регрессии в виде квадратичного полинома, полученному в результате обработки зависимостей рис.6, как экспериментальных данных:

$$l_д = 12.46 - 1.5747\left(\frac{R_\Sigma}{X_\Sigma}\right) + 2.1748a + 0.0425\left(\frac{R_\Sigma}{X_\Sigma}\right)^2 - 0.02477a^2 ,$$

Приведенное уравнение аппроксимирует кривые рис.6. с точностью до толщины линии изображения кривых в области исходных данных. За пределами описания зависимостей рис.6 длина электрической дуги корректируется по условиям:

$$\left.\begin{array}{l} \text{если } l_д < a, \text{ то принимается } l_д = a, \\ \text{если } l_д > 4a, \text{ то принимается } l_д = 4a. \end{array}\right\}$$

Необходимо отметить, что для некоторого ограниченного множества значений R∑/X∑ и по тем и по другим формулам получаются очень близкие результаты. Результаты расчета с использованием уравнения регрессии согласуются с результатами, полученными при использовании зависимостей Rд=f($S_т$,Lкаб), которые рекомендуются для применения в [1].

По 4 варианту активное сопротивление дуги в произвольный момент времени при устойчивом дуговом КЗ определяется по выражению:

$$R_{дt} = \sqrt{\frac{E_c^2}{I_{пкt}^2 K_{ct}^2} - X_{1\Sigma}^2} - R_{1э\Sigma}$$

где $I_{пк\ t}$ – действующее значение периодической составляющей тока металлического трехфазного КЗ в произвольный момент времени *t*; $R_{1υ\Sigma}$ - суммарное активное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ с учетом нагрева токоведущих жил кабелей и проводов током КЗ; $X_{1\Sigma}$ - суммарное реактивное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ; K_{ct} – поправочный коэффициент, учитывающий снижение тока дугового КЗ по сравнению с металлическим КЗ, который для минимального значения тока КЗ вычисляется по выражению:

$$K_{ct} = 0{,}339 + 0{,}745 \cdot 10^{-2} Z_{kt} - 0{,}484 \cdot 10^{-2} Z_{kt}^2 + 0{,}13 \cdot 10^{-7} Z_{kt}^3;$$

$Z_{k\,t}$ – сопротивление цепи КЗ, зависящее от вида КЗ и определяемое по выражениям:

при трехфазном КЗ

$$Z_{kt}^{(3)} = \sqrt{R_{1э\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2} \ ;$$

при двухфазном КЗ

$$Z_{kt}^{(2)} = 2/\sqrt{3}\sqrt{R_{1э\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2} \ ;$$

при однофазном КЗ

$$Z_{kt}^{(1)} = \frac{1}{3}\sqrt{(2R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2} \ .$$

2 ОПИСАНИЕ МЕТОДИКИ РАСЧЕТОВ

В программном комплексе конфигурация схемы распределительной сети описывается графом, который в общем случае может быть сложнозамкнутым. Граф сети состоит из множества узлов и ветвей. Каждая ветвь представляет одно устройство (участок кабеля, автомат, рубильник, трансформатор, двигатель и т.п.). Узлы – это точки соединения двух или более ветвей (например, сборные шины, отпайки от воздушных или кабельных линий и т.д.). Все ветви графа можно разделить на две группы - листья и простые ветви. Листья связаны только с одним узлом (например, электроприемники или батареи конденсаторов), а простые ветви - с двумя (например, участки воздушных и кабельных линий, автоматы, реакторы и т.п.).

В схеме распределительной сети должны присутствовать источники питания, которые также можно рассматривать как листья графа. В программном комплексе все расчеты производятся только для разомкнутых сетей, связанных с отдельными источниками питания. Поэтому для всех источников питания из графа сети выделяются отдельные деревья. В этом случае источники питания будут корнями соответствующих деревьев (рис.7).

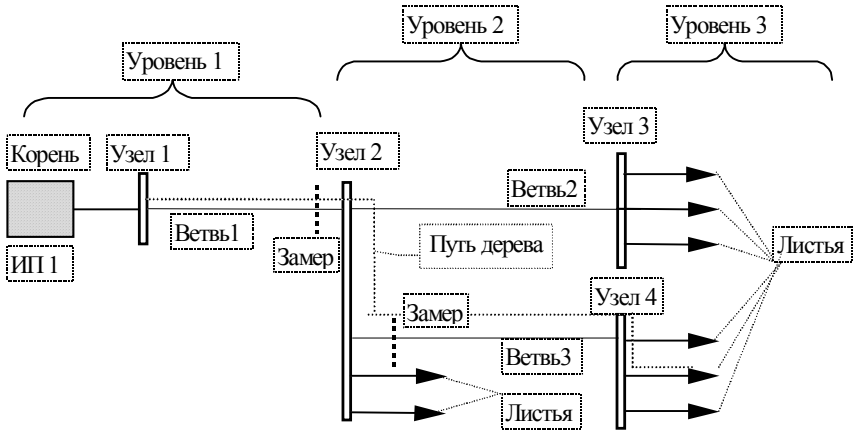


Рис. 7

В расчетную модель распределительной сети введен особый элемент схемы **“Замер”** - ветвь с нулевыми сопротивлениями. Это вызвано тем, что в программном комплексе предусмотрен алгоритм расчета установившегося режима, основанный на распределении по ветвям дерева (рис.7) заданных в определенных сечениях фазных токов. Кроме того, для расчета потерь электроэнергии в распределительной сети требуется информация о расходе энергии в определенных сечениях схемы и некоторые дополнительные параметры. С помощью ветви такого типа для заданных сечений вводится информация о замерах там токов в фазах, расхода электроэнергии и типе графика электрических нагрузок.

Для каждого дерева выполняется комплексный расчет всех режимных параметров (токов и напряжений в установившемся режиме, токов при коротких замыканиях, пиковых токов и напряжений и т.д.). Все расчеты выполняются за один просмотр схемы дерева. Ниже при описании методик различных видов расчетов они рассматриваются отдельно.

2.1 Расчет установившегося режима и определение расчетных нагрузок элементов сети

Расчет установившегося режима состоит из двух этапов: расчета токораспределений и расчета напряжений. При этом в соответствии с заданным методом производится определение расчетных токовых нагрузок во всех элементах сети для выбора и проверки оборудования.

При расчете токораспределений дерево просматривается от корня - источника питания до листьев (прямой проход) и обратно от листьев к корню (обратный проход). При прямом проходе формируется массив с описанием порядка просмотра ветвей дерева и уровня каждого элемента сети. Для листьев дерева в соответствии с видом элемента сети и заданных исходных данных вычисляются комплексные значения рабочих фазных токов. Во время обратного прохода (или возврата из рекурсии) для каждого узла производится суммирование токов отходящих ветвей, которые принадлежат одному уровню. Тем самым определяются рабочие фазные токи ветви, входящей в узел и принадлежащей предшествующему уровню:

$$\dot{I}^{(i)} = \sum_{j=1}^{N^{(i+1)}} \dot{I}_j^{(i+1)},$$

где $I^{(i)}$ - ток некоторой фазы на *i*-ом уровне; $N^{(I+1)}$ - число присоединений к узлу ветвей уровня *i+1*; $I_j^{(i+1)}$ - ток некоторой фазы ветви *j*, принадлежащей уровню *i+1.*

При выполнении расчета токораспределения могут быть учтены заданные в некоторых сечениях **замеры модулей токов фаз** (рис.7). Если в каком либо замере токи всех фаз равны нулю, то такой замер не учитывается (для учета замера необходимо задание отличного от нуля модуля тока хотя бы в одной фазе). Замеры могут быть заданы на разных уровнях схемы одновременно.

Для замера, заданного на уровне i, определяются коэффициенты пересчета токов:

$$K_A = \frac{I^i_{зам\,A}}{\left|\dot{I}^i_{pA}\right|};\ K_B = \frac{I^i_{зам\,B}}{\left|\dot{I}^i_{pB}\right|};\ K_C = \frac{I^i_{зам\,C}}{\left|\dot{I}^i_{pC}\right|}$$

где $I^i_{зам\,A}$ - заданные модули фазных токов; $\dot{I}^i_{pA}$ - рассчитанный без учета замеров ток фазы ветви уровня *I* (если этот ток равен нулю, то и коэффициент пересчета также будет равен нулю).

Пересчет токов в ветвях, расположенных по дереву выше замера (на рис.7 - правее замера) производится по выражениям:

$$\dot{I}^{(i+1)}_{зам\,Aj} = K_A \dot{I}^{(i+1)}_{pAj};\ \dot{I}^{(i+1)}_{зам\,Bj} = K_B \dot{I}^{(i+1)}_{pBj};\ \dot{I}^{(i+1)}_{зам\,Cj} = K_C \dot{I}^{(i+1)}_{pCj}.$$

где $I^{(i+1)}_{pAj}$ - рассчитанный без учета замеров ток фазы ветви *j*, принадлежащей уровню *i+1;* $\dot{I}^{(i+1)}_{зам\,Aj}$ - те же токи с учетом замера

Если при этом имеются замеры в ветвях более высокого уровня, например, на уровне i+2, то токи в них повторно не пересчитываются.

При задании замеров на разных уровнях в последовательных ветвях возможна ситуация, когда ток за замером (рассматривая от источника) может оказаться больше тока в ветви перед замером. Возможная несогласованность замеров может быть связана с их разновременностью.

После определения значения тока в фазах ветви производится расчет ее сопротивлений с учетом нагрева нагрузочным током (в соответствии с принятой моделью элемента сети, который представляет данная ветвь).

На втором этапе расчета установившегося режима определяются **фазные напряжения** во всех узлах дерева, начиная от корня - источника питания. Напряжение на шинах источника питание должно быть задано. Оно считается симметричным трехфазным.

Тогда фазные напряжения для узла на j+1 уровне определятся как

$$\dot{U}_A^{(j+1)} = \dot{U}_A^{(j)} - \Delta\dot{U}_A;$$

$$\dot{U}_B^{(j+1)} = \dot{U}_B^{(j)} - \Delta\dot{U}_B;$$

$$\dot{U}_C^{(j+1)} = \dot{U}_C^{(j)} - \Delta\dot{U}_C,$$

где ΔU_A , ΔU_B , ΔU_C – фазные падения напряжения в ветви уровня j .

Т.к. по ветви в общем случае протекает несимметричный ток, а между фазами имеется сильная индуктивная связь, то падение напряжения определяется методом симметричных составляющих. Несимметричный ток на j-ом уровне раскладывается на симметричные составляющие по выражению:

$$i_1^{(j)} = \frac{1}{3}\left(i_A^{(j)} + a i_B^{(j)} + a^2 i_C^{(j)}\right);$$

$$i_2^{(j)} = \frac{1}{3}\left(i_A^{(j)} + a^2 i_B^{(j)} + a i_C^{(j)}\right);$$

$$i_0^{(j)} = \frac{1}{3}\left(i_A^{(j)} + i_B^{(j)} + i_C^{(j)}\right).$$

Для отдельных симметричных составляющих определяется падение напряжения

$$\Delta\dot{U}_1 = \dot{I}_1\dot{Z}_1;$$

$$\Delta\dot{U}_2 = \dot{I}_2\dot{Z}_2;$$

$$\Delta\dot{U}_0 = \dot{I}_0\dot{Z}_0.$$

где Z_1 , Z_2 , Z_0 – сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей ветви уровня j .

Симметричные составляющие падений напряжений преобразуются в фазные значения по выражениям:

$$\Delta\dot{U}_A = \Delta\dot{U}_1 + \Delta\dot{U}_2 + \Delta\dot{U}_0;$$

$$\Delta\dot{U}_B = a^2\Delta\dot{U}_1 + a\Delta\dot{U}_2 + \Delta\dot{U}_0;$$

$$\Delta\dot{U}_C = a\Delta\dot{U}_1 + a^2\Delta\dot{U}_2 + \Delta\dot{U}_0.$$

Линейные напряжения определяются по найденным фазным напряжениям по соотношениям:

$$\dot{U}_{AB} = \dot{U}_A - \dot{U}_B;$$

$$\dot{U}_{BC} = \dot{U}_B - \dot{U}_C;$$

$$\dot{U}_{CA} = \dot{U}_C - \dot{U}_A .$$

Потоки мощности в ветвях определяются во время просмотра результатов. Поток мощности каждой фазы определяется как

$$S_A = P_A + jQ_A = Re\left(\dot{U}_A \hat{I}_A\right) + j\,Im\left(\dot{U}_A \hat{I}_A\right);$$

$$S_B = P_B + jQ_B = Re\left(\dot{U}_B \hat{I}_B\right) + j\,Im\left(\dot{U}_B \hat{I}_B\right);$$

$$S_C = P_C + jQ_C = Re\left(\dot{U}_C \hat{I}_C\right) + j\,Im\left(\dot{U}_C \hat{I}_C\right);$$

$$S = S_A + S_B + S_C .$$

Потери мощности в ветвях определяются также для каждой фазы отдельно:

$$\Delta S_A = \Delta P_A + j\Delta Q_A = \left|\dot{I}_A\right|^2 R_1 + j\left|\dot{I}_A\right|^2 X_1;$$

$$\Delta S_B = \Delta P_B + j\Delta Q_B = \left|\dot{I}_B\right|^2 R_1 + j\left|\dot{I}_B\right|^2 X_1;$$

$$\Delta S_C = \Delta P_C + j\Delta Q_C = \left|\dot{I}_C\right|^2 R_1 + j\left|\dot{I}_C\right|^2 X_1.$$

Дополнительно определяются потери активной мощности в нулевом проводе и суммарные потери активной мощности в ветви:

$$\Delta P_0 = \left|\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C\right|^2 R_{обр};$$

$$\Delta P = \Delta P_A + \Delta P_B + \Delta P_C + \Delta P_0,$$

где $R_{обр}$ - активное сопротивление эквивалентного нулевого (обратного) провода. Дело в том, что сумма фазных токов, если она не равна нулю, протекает не только по нулевому проводу ВЛ или нулевой жиле кабеля, она протекает и через землю и через оболочку кабелей. Эти пути токов отражены в сопротивлении нулевой последовательности. Но этот учет не очевиден и в программе для расчета потерь мощности предусмотрено 3 варианта расчета сопротивления эквивалентного нулевого провода:

Сопротивление эквивалентного нулевого провода вычисляется как

$$R_{обр} = \frac{R_0 - R_1}{3},$$

где R0 - активное сопротивление нулевой последовательности.

Принимается, что Rобр=R1 то есть, хотя нулевой провод и имеет сечение меньше, чем фазные, но его сопротивление за счет дополнительных путей тока приближается к сопротивлению фазы.

Принимается, что Rобр=2R1 так как сечение нулевого провода, как правило, на одну - две ступени меньше, чем сечение фазных проводов, соответственно увеличивается и его сопротивление.

Одновременно с расчетом фазных токов в зависимости от принятого метода определения расчетных нагрузок находится расчетный ток $I_P^{(i)}$ ветви уровня i. **Для определения расчетных нагрузок** в узлах сети может быть использован один из следующих методов:

метод, учитывающий коэффициенты загрузки электродвигателей и коэффициенты одновременности максимумов в узлах сети (Кз и Ко);

метод института «Теплоэлектропроект» (ТЭП) для расчета нагрузок в системе собственных нужд ТЭС;

метод коэффициентов расчетной мощности или метод института «Тяжпромэлектропроект» (ТПЭП).

2.1.1 Метод коэффициентов загрузки и одновременности

По первому методу фазные токи двигателей определяются с учетом заданного коэффициента загрузки, а для остальных нагрузок принимаются равными номинальному току. Расчетный ток ветви, входящей в узел, определяется путем умножения суммы токов, выходящих из узла, на коэффициент одновременности Ко

$$I_P^{(i)} = K_O \sum_{j=1}^{N^{(i+1)}} I_j^{(i+1)} .$$

Коэффициенты одновременности должны быть заданы в исходных данных узлов. Если коэффициент не задан (равен нулю), то при определении расчетного тока он принимается равным 1. Если расчетный ток оказывается меньше наибольшего фазного тока одной из ветвей уровня i+1, то он принимается равным этому току.

2.1.2 Метод института «Теплоэлектропроект»

Метод ТЭПа применяется для определения расчетных нагрузок и выбора оборудования в системе собственных нужд электрических станций. По этому методу все электроприемники в зависимости от режима работы разделяются на следующие группы:

электродвигатели средней мощности низкого напряжения для привода механизмов с длительным режимом работы, непосредственно участвующие в непрерывном технологическом процессе производства электроэнергии;

электродвигатели средней и малой мощности низкого напряжения для привода механизмов с периодическим режимом работы;

электродвигатели небольшой мощности низкого напряжения для привода эпизодически работающих механизмов (задвижки и другие вспомогательные механизмы);

электрическое освещение.

Расчетная нагрузка определяется с учетом постоянной времени нагрева токоведущих частей. При выборе кабельных линий постоянная времени нагрева принимается равной 10 минутам. При этом для кабельных линий, связывающих отдельные электроприемники с распределительными пунктами, расчетный ток будет равен номинальному току электроприемника вне зависимости от режима его работы, т.е.

$$I_{P\,j} = I_{ном\,j} .$$

Для кабельных линий, подключенных к узлу питания группы электроприемников (распределительному пункту, сборке, щиту и т.п.), расчетный ток в каждой фазе определяется по выражению:

$$I_P = \sum_{i=1}^{I} I_{ном\,i}^{длит.} + 0.5 \sum_{j=1}^{J} I_{ном\,j}^{пер.} + 0.15 \sum_{k=1}^{K} I_{ном\,k}^{эпиз.} + 0.85 \sum_{n=1}^{N} I_{ном\,n}^{осв.} .$$

где $I_{ном\,i}^{длит.}$ - номинальный ток *i-го* электроприемника с длительным режимом работы (*i=1,2,…I*); $I_{ном\,j}^{пер.}$ - номинальный ток *j-го* электроприемника с периодическим режимом работы (*j=1,2,…J*); $I_{ном\,k}^{эпиз.}$ - номинальный ток *k-го* электроприемника с эпизодическим ре-

жимом работы (*k=1,2,…K*); $i^{осв.}_{ном\,n}$ - номинальный ток *n-го* электроприемника освещения (*n=1,2,…N*).

При выборе трансформаторов собственных нужд с низшим напряжением 0.4 кВ постоянная времени нагрева принимается равной 2,5 часа, а расчетный ток для каждой фазы определяется по выражению:

$$i_P = 0.7\sum_{i=1}^{I} i^{длит.}_{ном\,i} + 0.35\sum_{j=1}^{J} i^{пер.}_{ном\,j} + 0.2\sum_{k=1}^{K} i^{эпиз.}_{ном\,k} + 0.8\sum_{n=1}^{N} i^{осв.}_{ном\,n}\ .$$

В случаях, когда расчетный ток окажется меньше номинального фазного тока наибольшего электроприемника, подключенного к узлу питания, то расчетный ток принимается равным номинальному фазному току этого электроприемника.

2.1.3 Метод коэффициентов расчетной мощности

Этот метод рекомендуется «Указаниями по расчету электрических нагрузок» (РТМ 36.18.32.4-92) для определения расчетных нагрузок потребителей электрической энергии всех отраслей промышленности, за исключением электроприемников с резкопеременным графиком нагрузки, промышленного электрического транспорта, жилых и общественных зданий.

При определении расчетной нагрузки по этому методу учитываются только рабочие электроприемники с длительным и периодическим режимом работы. Резервные электроприемники, ремонтные сварочные трансформаторы и другие ремонтные электроприемники, а также электроприемники, работающие эпизодически (пожарные насосы, задвижки, вентили и т.п.) при подсчете расчетной нагрузки не учитываются.

Для одиночных электроприемников расчетная нагрузка принимается равной номинальной. Для N силовых электроприемников, подключенных к узлу питания, для каждой фазы определяется активная составляющая расчетного тока по выражению:

$$I'_P = k_P \sum_{j=1}^{N} k_{u\,j} I'_{ном\,j}$$

где $I'_{ном\,j}$ - активная составляющая номинального фазного тока *j-го* электроприемника, соответствующая его активной номинальной мощности; $k_{u\,j}$ – коэффициент использования *j-го* электроприемника, который определяется произведением коэффициента загрузки $k_з$ на коэффициент включения $k_в$

$$k_u = k_з k_в\ ;$$

k_p – коэффициент расчетной нагрузки, определяемый в зависимости от средневзвешенного коэффициента использования

$$k_{u\,ср} = \frac{\sum_{j=1}^{N} k_{u\,j} I'_{ном\,j}}{\sum_{j=1}^{N} I'_{ном\,j}},$$

эффективного числа электроприемников

$$n_э = \left(\sum_{j=1}^{N} I'_{ном\,j}\right)^2 \Bigg/ \sum_{j=1}^{N} I'^{2}_{ном\,j}$$

и постоянной времени нагрева элементов электрической сети. Согласно Указаний РТМ 36.18.32.4-92 приняты следующие постоянные времени нагрева элементов сети:

To=10 мин – для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные шинопроводы, пункты, сборки, щиты;

To=2,5 ч – для магистральных шинопроводов и цеховых трансформаторов.

Реактивная составляющая расчетного тока каждой фазы определяется в зависимости от постоянной времени нагрева по выражению:

при T_o=10 мин

$$I''_P = 1{,}1\sum_{j=1}^{N} k_{u\,j} I''_{ном\,j}\,, \qquad \text{если nэ} \le 10,$$

$$I''_P = \sum_{j=1}^{N} k_{u\,j} I''_{ном\,j}\,, \qquad \text{если nэ} > 10;$$

при T_o=2,5 ч

$$I''_P = k_p \sum_{j=1}^{N} k_{u\,j} I''_{ном\,j}\,.$$

Если к узлу питания подключена осветительная нагрузка, то полное значение расчетного тока определится по выражению:

$$\dot{I}_{P\Sigma} = \dot{I}_P + 0.85\sum_{n=1}^{N} \dot{I}^{осв.}_{ном\,n}$$

В качестве расчетного тока принимается наибольший из трех фазных токов. Если эта величина окажется меньше номинального тока наибольшего электроприемника, подключенного к узлу питания, то расчетный ток принимается равным номинальному току этого электроприемника.

2.2 Расчет пиковых (пусковых) токов и напряжений

Пиковые токи определяются для всех ветвей, кроме листьев. Для листьев - электродвигателей пиковые токи принимаются равными пусковым токам, для других электроприемников – номинальным токам.

При выполнении расчетов предполагается, что повышенные пусковые токи имеют место только для трехфазных двигателей, поэтому пиковый ток рассчитывается для одной фазы. Пиковый ток в ветви на уровне j определится по выражению:

$$\dot{I}^{(j)}_{пик} = \dot{I}^{(j)}_{p} - \dot{I}^{(j+1)}_{p(max)} + \dot{I}^{(j+1)}_{пик(max)}\,,$$

где $\dot{I}^{(j)}_{\text{p}}$ - наибольший фазный рабочий ток ветви на уровне *j*; $\dot{I}^{(j+1)}_{пик(max)}$ - наибольший пиковый ток ветви уровня *j+1*; $\dot{I}^{(j+1)}_{p(max)}$ - соответствующий ему рабочий ток.

Напряжения при пиковых токах также определяются только для одной фазы, предполагая, что пусковой ток симметричен. В этом случае фазное напряжение в конце каждой ветви можно найти как

$$\dot{U}_{пикА} = \dot{U}_{pA} - \Delta\dot{U}_{пикА}\,,$$

где $\dot{U}_{pA}$ - расчетное фазное напряжение в конце ветви при протекании рабочих токов; $\Delta\dot{U}_{пикА}$ - дополнительное падение напряжение на пути от источника питания до расчетной точки от разницы между рабочим и пусковым током, которое определяется по выражению:

$$\Delta \dot{U}_{пикА} = \left(\dot{I}_{пик} - \dot{I}_{р}\right)\dot{Z}_{экв},$$

где $\dot{I}_{пик}$ - комплексное значение пикового тока ветви; $\dot{I}_{р}$ - рабочий ток ветви; $\dot{Z}_{экв}$ - эквивалентное сопротивление участка сети от источника питания до расчетной точки. Необходимо отметить, что это сопротивление определяет и ток трехфазного короткого замыкания без учета подпитки от двигателей.

2.3 Расчет максимальных и ударных токов короткого замыкания

Максимальные токи короткого замыкания ветви это действующие значения периодической составляющей токов, протекающих в начале ветви в первый момент возникновения КЗ. Как правило, это токи при трехфазном КЗ, но в некоторых случаях токи однофазного КЗ могут быть больше, чем токи трехфазного КЗ. Поэтому для каждой ветви рассчитываются начальные значения периодической составляющей токов однофазного и трехфазного КЗ.

При расчете этих токов учитывается подпитка от синхронных и асинхронных двигателей. Их эдс в момент возникновения КЗ определяется по результатам расчета напряжения в предшествующем режиме, при этом учитывается модуль и фаза эдс (см. моделирование синхронных и асинхронных двигателей).

Расчет начальных значений периодической составляющей токов КЗ производится по формулам:

$$I_{ко}^{(3)} = \left|\frac{\dot{E}_{экв}}{\dot{Z}_{1экв}}\right|;$$

$$I_{ко}^{(1)} = \left|\frac{3\dot{E}_{экв}}{\left(2\dot{Z}_{1экв} + \dot{Z}_{0экв}\right)}\right|;$$

где $\dot{E}_{экв}$ - фазное значение эквивалентной эдс источника питания (системы) и всех двигателей, участвующих в подпитке точки КЗ; $\dot{Z}_{1экв}$ - комплексное эквивалентные сопротивления прямой последовательности; $\dot{Z}_{0экв}$ - комплексное эквивалентное сопротивление нулевой последовательностей.

Эквивалентная эдс и эквивалентные сопротивления определяются в процессе свертывания схемы прямой и нулевой последовательностей к точке КЗ. Так как исходная расчетная схема представляет собой дерево, то при свертывании выполняются только операции параллельного и последовательного сложения комплексных сопротивлений и эдс. При этом процесс эквивалентирования относительно точек начала всех ветвей производится всего за два просмотра схемы и совмещен с расчетом параметров установившегося режима. Это дает значительные преимущества по сравнению с традиционным подходом к расчету токов КЗ путем решения системы уравнений узловых напряжений.

Ударные токи короткого замыкания определяются одновременно с максимальными токами КЗ, при этом для каждой ветви выбирается наибольшее начальное значение периодической составляющей тока

$$I_{к\,max} = max\left(I_{ко}^{(3)}, I_{ко}^{(1)}\right);$$

Ударный ток, согласно [1], рассчитывается по выражению:

$$i_{уд} = \kappa_{уд} I_{к\,max}$$

где $K_{уд}$ - ударный коэффициент, определяемый как

$$K_{уд} = \sqrt{2}\left(1 + \sin\varphi_K e^{-\frac{t_{уд}}{T_a}}\right),$$

$\varphi_к$ - угол сдвига фаз эквивалентной ЭДС и периодической составляющей тока КЗ

$$\varphi_K = arctg\left(\frac{X_\Sigma}{R_\Sigma}\right);$$

$t_{уд}$ - время от начала КЗ до появления ударного тока

$$t_{уд} = 0.01\frac{\frac{\pi}{2} + \varphi_K}{\pi};$$

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{2\pi f R_\Sigma};$$

R_Σ и X_Σ - эквивалентные активное и реактивное сопротивления сети относительно точки КЗ.

Эквивалентные сопротивления зависят от вида КЗ, при котором будет наибольшее значение периодической составляющей тока. При трехфазном КЗ

$R_\Sigma = R_{1экв}$ и $X_\Sigma = X_{1экв}$,

а при однофазном КЗ

$R_\Sigma = 2R_{1экв} + R_{0экв}$ и $X_\Sigma = 2X_{1экв} + X_{0экв}$.

При расчете ударных токов не учитывается затухание периодических составляющих токов подпитки от асинхронных двигателей, а постоянная времени затухания апериодической составляющей определяется приближенно по эквивалентному сопротивлению всей схемы относительно точки КЗ.

2.4 Расчет минимальных токов короткого замыкания

Минимальный ток короткого замыкания определяется для защитных аппаратов. Это наименьший ток, который будет протекать через ветвь при коротком замыкании в конце участка смежного с защищаемым, но не за токоограничивающим реактором. То есть для каждой ветви отыскивается цепочка в сторону листа дерева до второго защитного аппарата от рассматриваемого или до ветви-реактора, или до листа, имеющая наибольшее сопротивление для однофазного двухфазного и трехфазного коротких замыканий. Как правило минимальный ток КЗ имеет место при однофазных коротких замыканиях. Но на практике возможны случаи, когда допускается нечувствительность защиты к минимальному однофазному току КЗ (или однофазное КЗ просто не возможно). Поэтому рассчитываются также значения минимальных токов при двухфазном и трехфазном КЗ.

При расчете минимального тока короткого замыкания принимается, что:

все нагрузки отключены, т.е. нет подпитки места КЗ от синхронных и асинхронных двигателей;

в месте короткого замыкания возникает электрическая дуга, активное сопротивление которой уменьшает ток КЗ (см. моделирование электрической дуги);

активные сопротивления токопроводящих жил проводов, кабелей и шинопроводов увеличиваются за счет нагревания от протекающего по ним тока КЗ (см. моделирование кабелей и проводов). Время отключения КЗ определяется по характеристике рассматриваемого аппарата.

Минимальные токи при трехфазном, двухфазном и однофазном КЗ рассчитываются, согласно [1], по выражениям:

$$I_K^{(3)} = \frac{E_{ном}}{\sqrt{\left(R_{1\Sigma} + R_д\right)^2 + \left(X_{1\Sigma}\right)^2}};$$

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}E_{ном}}{2\sqrt{\left(R_{1\Sigma} + R_д\right)^2 + \left(X_{1\Sigma}\right)^2}};$$

$$I_K^{(1)} = \frac{3E_{ном}}{\sqrt{\left(2R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma} + 3R_д\right)^2 + \left(2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma}\right)^2}},$$

где $R_{1\Sigma}$, $X_{1\Sigma}$ - суммарные активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности цепи; $R_{0\Sigma}$, $X_{0\Sigma}$ - суммарные активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности цепи КЗ; $R_д$ – активное сопротивление дуги; $E_{ном}$ - эквивалентная эдс источника питания (системы)

$$E_{ном} = \frac{к_{мин} U_{ном}}{\sqrt{3}},$$

$к_{мин}$ - коэффициент, определяющий минимальное значение эдс системы.

2.5 Расчет потерь электрической энергии

Потери электрической энергии за расчетный период (продолжительность периода ТР указывается в общих данных) определяются при задании замеров для всех ветвей, расположенных после замера. Расчет потерь энергии производится по формуле:

$$\Delta W = T_p \sum_{i=1}^{N} \left(\left(\left| \dot{I}_{iACK} \right|^2 + \left| \dot{I}_{iBCK} \right|^2 + \left| \dot{I}_{iCCK} \right|^2 \right) R_{i1} + \left| \dot{I}_{iACK} + \dot{I}_{iBCK} + \dot{I}_{iCCK} \right|^2 R_{iобр} \right),$$

где $\dot{I}_{iACK}, \dot{I}_{iBCK}, \dot{I}_{iCCK}$ - среднеквадратичные токи в соответствующих фазах ветви *i;* $R_{i1}, R_{iобр}$ - соответственно активное сопротивление фазы и обратного провода (при его наличии); *N* – число ветвей после замера.

Среднеквадратичные токи в каждой ветви вычисляются на основе рабочих токов, определенных с учетом токовых замеров, путем умножения их на коэффициент пересчета KW, который определяется в зависимости от располагаемой информации.

Если в замере **задан расход энергии**, то среднеквадратичный ток рассчитывается через средний ток с использованием коэффициента формы графика нагрузки. Средние токи в ветвях вычисляются через среднюю мощность за расчетный период, протекающую через ветвь замера, которая определяется по заданному расходу электроэнергии:

$$P_{ср} = \frac{W_{зам}}{T_p}.$$

Тогда модуль среднего тока во всех фазах ветви замера будет равен

$$I_{ср} = \sqrt{3}\frac{P_{ср}10^3}{U_{ном}\cos\varphi} = \frac{P_{ср}\sqrt{1+tg^2\varphi}}{U_{ном\,ф}}10^3,$$

где tg φ (cos φ) - коэффициент реактивной мощности в ветви замера, который может быть задан в исходных данных или определен на основе расчетных режимных параметров.

Средний ток каждой фазы ветви замера принимается пропорциональным соответствующим фазным рабочим токам, определенным с учетом заданных токовых замеров, т.е.

$$\dot{I}_{ср\,A} = \frac{I_{ср}\dot{I}_A}{|\dot{I}_A| + |\dot{I}_B| + |\dot{I}_C|};\ \dot{I}_{ср\,B} = \frac{I_{ср}\dot{I}_B}{|\dot{I}_A| + |\dot{I}_B| + |\dot{I}_C|};\ \dot{I}_{ср\,C} = \frac{I_{ср}\dot{I}_C}{|\dot{I}_A| + |\dot{I}_B| + |\dot{I}_C|}.$$

С учетом этого среднеквадратичные токи в фазах ветви замера определятся (например, для фазы А) как

$$\dot{I}_{A\,СК} = K_Ф\dot{I}_{ср\,A} = K_Ф\frac{W_{зам}\sqrt{1+tg^2\varphi}}{T_p U_{ном\,ф}\left(|\dot{I}_A| + |\dot{I}_B| + |\dot{I}_C|\right)}\dot{I}_A = K_W\dot{I}_A,$$

где $K_Ф$ - коэффициент формы графика нагрузки в ветви замера;

$|\dot{I}_A|, |\dot{I}_B|, |\dot{I}_C|$ - модули фазных рабочих токов ветви замера; K_W - коэффициент для пересчета фазных токов в ветвях к среднеквадратичным значениям с учетом заданного отпуска энергии

$$K_W = K_Ф\frac{W_{зам}\sqrt{1+tg^2\varphi}}{T_p U_{ном\,ф}\left(|\dot{I}_A| + |\dot{I}_B| + |\dot{I}_C|\right)}.$$

Таким образом, среднеквадратичные токи во всех ветвях после (правее по рис.7) замера определятся как:

$$\dot{I}_{i\,A\,СК} = K_W\dot{I}_{i\,A};\ \ \dot{I}_{i\,B\,СК} = K_W\dot{I}_{i\,B};\ \ \dot{I}_{i\,C\,СК} = K_W\dot{I}_{i\,C},$$

а потери электроэнергии найдутся по выражению

$$\Delta W = T_p\sum_i\left(K_W^2\left(|\dot{I}_{iA}|^2 + |\dot{I}_{iB}|^2 + |\dot{I}_{iC}|^2\right)R_{i1} + K_W^2|\dot{I}_{iA} + \dot{I}_{iB} + \dot{I}_{iC}|^2 R_{i\,обр}\right).$$

Если расход энергии для замера **не задан**, то считается, что рабочий ток в каждой фазе это максимальный ток. В этом случае коэффициент пересчета принимается равным среднеквадратичному коэффициенту графика нагрузки ветви замера, т.е. KW=КСК и расчет потерь энергии производится по тому же выражению. При этом фазные рабочие токи могут определяться с учетом токовых замеров или по мощности нагрузки, если замеры токов не заданы.

Замеры могут быть определены на разных уровнях. В этом случае потери, рассчитанные для замера ближнего к источнику питания, включают в себя и потери замеров более верхнего уровня.

Следует отметить, что потери энергии рассчитываются только, если заданы замеры, поэтому суммарные потери по схеме, подключенной к источнику питания, вычисляются только для ветвей, расположенных ниже замеров.

2.6 Расчет тепловыделения в помещениях

Тепловыделения для токоведущих частей представляют собой сумму потерь мощности, выраженную в кДж/час

$$\Delta Q = K \sum_i \Delta P_i ,$$

где *K* - переводной коэффициент.

Для электроприемников: двигателей, освещения и т.п.

$$\Delta Q = K \sum_i P_{mi} \left(1 - \frac{\eta}{100} \right),$$

где η - коэффициент полезного действия в %. *K* - коэффициент пересчета кВт в кДж/час.

Суммирование тепловыделений производится по помещениям, в которых размещено соответствующее электрооборудование.

2.7 Расчет кабелей

Тип кабеля выбирается и задается расчетчиком. Площадь поперечного сечения жил кабеля может выбираться автоматически по условию.

Выбор кабелей производится по допустимому току по формуле

$$\begin{cases} I_p \le k_1 k_2 I_{доп}; \\ S_{ж} > S_{терм}; \\ S_{ж} > S_{невозг}; \end{cases}$$

где k1 – коэффициент, учитывающий отличие температуры окружающей среды от нормированной (25˚С при прокладке на воздухе и 15˚С при прокладке в траншее); k2 – коэффициент, учитывающий условия прокладки кабеля; Iдоп – длительно допустимый ток кабеля при нормированной температуре окружающей среды при прокладке одного кабеля на открытом воздухе или одного кабеля в траншее. Sж – площадь поперечного сечения жил кабеля; Sтерм.- минимальная площадь сечения жил кабеля по условию термической стойкости; Sневозг.- минимальная площадь сечения жилы кабеля по условию невозгорания

Коэффициент k1 вычисляется как

$$k_1 = \sqrt{\frac{t_{доп} - 25}{t_{доп} - t_{возд}}} ,$$

где tдоп – длительно-допустимая температура жил кабеля, определяемая по каталогу кабеля. Она зависит от материала изоляции жил.

Коэффициент k2 определяется условиями прокладки. В программе этот коэффициент задается для каждого кабеля или для каждого его участка. Значение коэффициента k2 должно быть выбрано по ПУЭ в зависимости от числа кабелей, прокладываемых совместно, расстояния между ними и от позиции кабеля. Такая информация оказывается доступной, как правило, после выполнения раскладки кабелей по трассам. На начальном этапе проектирования рекомендуется задаваться средним значением этого коэффициента, которое может быть введено в числе других расчетных величин при вводе общих данных модели.

Расчеты температур кабелей при отключении коротких замыканий

Согласно [3 и 8], температура кабеля в момент отключения определяется как Θк

$$\Theta_к = \Theta_н e^{\frac{вB}{S^2}} + a\left(e^{\frac{вB}{S^2}} - 1\right), \qquad (2)$$

где *b* – постоянная, характеризующая теплофизические свойства материала жилы равная для алюминия 45.65 мм^4/(кА^{2}с), а для меди 19.58 мм^4/(кА^{2}с); *B* – тепловой импульс (интеграл Джоуля), вычисляемый путем численного интегрирования величины i^2t на основании расчетов токов короткого замыкания; a – величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при *0°C* для меди и алюминия равная *228°C*; *S* – площадь поперечного сечения жилы кабеля; $\Theta_н$ – начальная температура жилы кабеля, которая в программе принимается либо равной температуре окружающей среды, либо равной длительно допустимой температуре кабеля либо температуре, обусловленной протеканием расчетного тока, которая определяется равна рабочей температуре, определяемой по [9].

$\Theta_к$ – конечная температура жилы кабеля, при проверке на термическую стойкость не должна превышать максимальной допустимой температуры при которой кабель сохранит эксплуатационные свойства, а при проверке на невозгорание не должна превышать предельной температуры невозгорания кабеля

Под минимальной площадью сечения жилы по термической стойкости понимается такое сечение кабеля выбранной марки, при котором за время отключения максимального тока короткого замыкания основной защитой данного участка температура жилы достигнет максимальной допустимой температуры (после охлаждения кабель сохранит работоспособность). Максимальная допустимая температура определяется по каталогу производителя кабеля или по [3]. Точка короткого замыкания кабеля принимается в начале кабеля, а точка условного начала кабеля задается, а по умолчанию она принимается в 1 м от точки подключения к коммутационному аппарату.

Под минимальной площадью сечения жилы по невозгоранию понимается такое сечение кабеля выбранной марки, при котором за время отключения максимального тока короткого замыкания резервной защитой данного участка температура жилы достигнет максимальной температуры, при которой еще не возникает возгорания кабеля. Эта температура зависит от марки кабеля (от свойств изоляции и оболочки) определяется по [3]. Соответствующая площадь сечения жилы определяется по формуле

$$S_{мин} = \sqrt{\frac{вB_{тер}}{\ln\left(\frac{\Theta_к + a}{\Theta_н + a}\right)}},$$

которая получается непосредственно из решения уравнения

$$\Theta_к = \Theta_н e^{\frac{вB_{тер}}{S^2_{мин}}} + a\left(e^{\frac{вB_{тер}}{S^2_{мин}}} - 1\right)$$

относительно $S_{мин}$. *T*очка короткого замыкания кабеля принимается на некотором расстоянии от точки начала кабеля. Положение этой точки задается. По умолчанию принимается согласно [3], что для кабелей с номинальным напряжением ниже 1000 В эта точка в 20 м от точки подключения к коммутационному аппарату, а для кабелей с напряжением выше 1000 В – эта точка в 50 м от точки начала кабеля.

2.7.1 Выбор кабелей по допустимой потере напряжения

Автоматического выбора кабеля по допустимой потере напряжения не производится. Допустимость сечения по этому показателю проверяется расчетчиком по уров-

ням и отклонениям напряжения у потребителей в результате расчета установившегося режима и режимов пуска двигателей. Расчетчик должен самостоятельно принять решение о мерах, позволяющих уменьшить суммарные потери напряжения.

В качестве таких мер могут рассматриваться

- увеличение поперечного сечения жил кабелей;
- уменьшение суммарной протяженности кабельной линии в результате изменения структуры сети;
- перераспределение электроприемников по кабелям;
- применение устройств компенсации реактивной мощности;
- увеличение мощности питающего трансформатора. добавление кабелей в пучке т.п.

После выбора кабеля осуществляется проверка правильности выбора по отклонениям основных параметров.

Выбранный кабель, а точнее вся сеть проверяется по допустимому отклонению напряжения в нормальном режиме и при пуске двигателей как

$$\frac{|U_p - U_{ном}|}{U_{ном}} \times 100\% \le \Delta U_{мин}$$

$$\frac{|U_p - U_{ном}|}{U_{ном}} \times 100\% \le \Delta U_{макс}$$

Проверка кабеля по температуре термической стойкости и по невозгоранию

Из этого уравнения получается выражение для минимального сечения кабеля по условиям невозгорания и по термической стойкости, которые соответствуют требованиям Ц-02-98(Э)

Таблица 1. Значения расчетных температур нагрева токопроводящих жил кабелей при проверке на невозгорание и при определении пригодности кабелей к дальнейшей эксплуатации при длительности токов КЗ до 4 с по данным [3].

Тип кабеля	**Температура при проверке на невозгорание**	**Температура при проверке пригодности эксплуатации после КЗ**	**Температура при проверке пригодности эксплуатации после КЗ**
Бронированные кабели с пропитанной бумажной изоляцией до 6 кВ	400	200	300
Бронированные кабели с пропитанной бумажной изоляцией до 10 кВ	360	200	300
Небронированные кабели с пропитанной бумажной изоляцией до 6 кВ	350	200	300
Небронированные кабели с пропитанной бумажной изоляцией до 10 кВ	310	200	280
Кабели с пластмассовой изоляцией (поливинилхлоридный пластикат)	350	160	250
Кабели с изоляцией из вулканизированного полиэтилена	400	250	300

Таблица 2. Данные по длительно допустимым и кратковременно допустимым температурам токоведущих жил кабелей с пластмассово изоляцией по данным [4]

Вид изоляции кабеля	**Длительно допустимая температура жил**	**Краковременно допустимая температура жил при КЗ**
Термопластичный полиэтилен	70	130
Сшитый полиэтилен	90	250
Поливилхлоридный пластикат	70	160

МЕТОДИКА ПРОВЕРКИ КАБЕЛЕЙ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И НЕВОЗГОРАНИЮ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ ELECTRICA

В проектах АЭП как правило применяются медные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, неподдерживающие горение. (Применение других кабелей не меняет методики их выбора. Возможно, что изменяются некоторые константы, характеризующие кабель. Проверка кабелей на стойкость токам короткого замыкания производится по следующим условиям.

1. По термической стойкости при коротком замыкании в начале кабельной линии при отключении короткого замыкания основной защитой. Термическая стойкость обеспечивается, если температура кабеля при коротком замыкании в начале кабеля не превысит допустимую температуру кратковременного нагрева. Для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена температура термической стойкости составляет 250°С.

2. По невозгоранию при коротком замыкании в 20 м от начала кабеля. Предполагается что кабель разрушится, но невозгорится при нагреве до температуры 350°С.

3. По термической стойкости при коротком замыкании в конце кабеля, на шинах электроприемника. Условия пю1, точка КЗ в конце кабеля.

4. По невозгоранию при коротком замыкании в конце кабеля при отказе основной защиты и срабатывании резервной защиты. Особенность этого режима в том, что предполагается разрешить резервной защите срабатывать при КЗ в конце линии не в зоне селективной защиты от КЗ, а в зоне срабатывания защиты от перегрузок, то есть защитой, для которой время срабатывания зависит от величины протекающего тока. При коротком замыкании в конце кабельной линии при ее длине около 100 м определяющее значение имеет сопротивление кабеля, а при нагреве его жил до 300°С активное сопротивление почти удваивается. Ток может уменьшится до 2-х раз, что приводит к увеличению времени срабатывания или вообще к несрабатыванию даже защиты от перегрузок.

5. Условие 4, скорее всего, (подтвердить_____) должно быть заменено проверкой по невозгоранию при минимальном токе короткого замыкания, протекающем по кабелю при отказе основной защиты и срабатывании резервной защиты. Под минимальным током понимается ток, который обязательно должен быть отключен резервной защитой, так как он является опасным для кабелей и другого оборудования при длительном воздействии. Минимальный ток КЗ будет иметь место, как правило, при однофазном коротком замыкании. Однако резервная защита может быть оснащена устройством защиты от однофазных коротких замыканий. В этом случает проверять чувствительность к однофазному КЗ нет смысла, так как защита реагирует на наличие токов нулевой последовательности в фазах. Для двухфазных КЗ следует проверять защиту по чувствительности. В программе для расцепителя автомата введен параметр наличие защиты от однофазных КЗ. Если такая защита имеется, то к однофазным токам КЗ проверять чувствительность не следует.

Необходимо решить

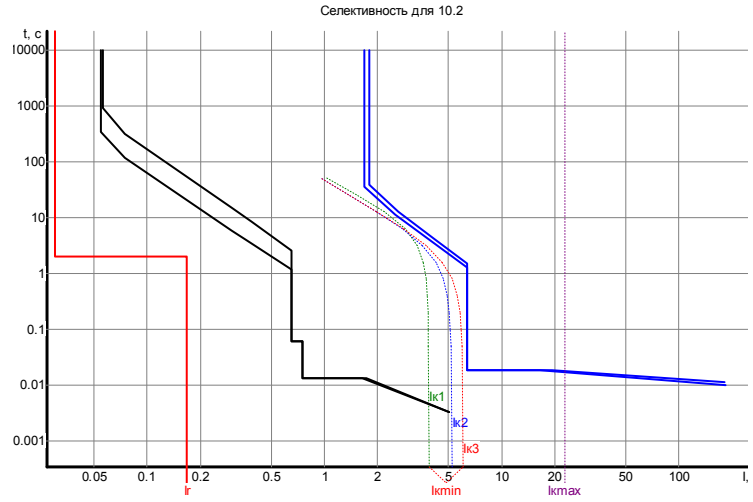
- проверку осуществлять строго по 3ф. КЗ в конце кабеля.
- Проверку осуществлять по минимальному току, если резервная защита имеет защиту от однофазных КЗ – невозгорание проверять по двухфазным КЗ, иначе по однофазным, трехфазные не рассматривать.
- Проверку осуществлять по минимальным значениям 3-х фазных КЗ

В общем случае минимальный ток короткого замыкания, отключаемый резервной защитой может быть меньше, чем ток непосредственно в конце кабеля. Это объясняется тем, что минимальный ток может иметь место в режиме минимальных нагрузок, при минимальном значении эдс системы. Минимальный ток КЗ может иметь место через переходное дуговое сопротивление. Минимальный ток КЗ – может иметь место не обязательно при трехфазном корот-

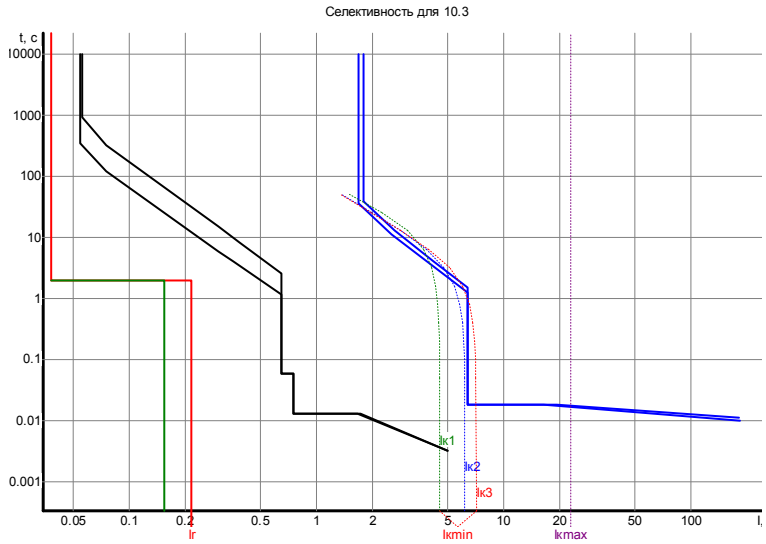
ком замыкании, а при однофазном, если для резервной защиты не предусмотрена специальная защита от однофазных КЗ или при двухфазных КЗ. Несимметричные КЗ наиболее вероятны в оборудовании и лишь позднее, в результате обгорания изоляции они могут перейти в трехфазные.

При расчете минимальных КЗ, если они отключаются с большыми выдержками более 3 с. Следует учитывать зависимость тока КЗ от времени, в связи с изменением температуры жил.(нагревом).

Для обоснования результатов необходимо графическое пояснение, представляющее наложение кривой изменения тока от времени (косвенно от температуры) с кривой характеристики срабатывания автомата. Так на рисунке показан случай, когда при оценке по начальному значению минимального тока КЗ защита должна сработать, но из-за нагрева кабеля, свзанного с болшим временем отключения срабатывание защиты произойти не может. Характерно то, что угол изменения тока от времени совмадает с углом наклона характеристики срабатывания защиты с электронным расцепителем.



Если построить итерационный расчет времени отключения, то из-за ошибки можно получить, якобы допустимое время срабатывания. Но при большом числе итераций получается устойчивое несрабатывание.



На рисунке показан случай, когда защита будет срабатывать при трехфазных КЗ, но оказывается нечувствительной к однофазным и двухфазным КЗ.Причем вроде характеристики и пересекаются, но пока не учитываем дуговое сопротивление.

В результате проведенных исследований получается, как правило, если не срабатывает селективная защита от КЗ, То защита от перегрузки короткое замыкание, скорее всего не отключит.

Метод расчета.

Максимальные токи кротких замыканий определяются с учетом подпитки от синхронных и асинхронных двигателей. Для максимального значения ЭДС системы. При номинальной двигательной нагрузки. Точка короткого замыкания в начале и не в начале двигателя может быть переопределена, от 0 до длины кабеля.

Расчет тока КЗ в конце кабеля осуществляется с учетом подпитки от двигателей (точнее учитывается шунтирующее действие двигательной нагрузки)

Расчет температуры производится с учетом отдачи тепла в изоляцию.

Расчет температуры по тачкам производится по уравнению нагрева жил кабелей в результате численного интегрирования теплового импульса с переменным шагом интегрирования. Шаг интегрирования определяется от момента 0.05 с от начала КЗ с последующим удвоением времени от начала КЗ до 50 с

Для тока в конце кабеля строится итерационный процесс позволяющий найти точку пересечения кривой срабатывания защиты с кривой изменения тока от времени..

Необходимый набор формул, детализирующих алгоритм расчета будет приведен позднее.

3 ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 28249-93 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ.

2. Методические указания по расчету потерь электрической энергии.

3. Циркуляр № Ц-02-98(Э) О проверке кабелей на невозгорание при действии тока короткого замыкания в сетях собственных нужд электростанций.

4. Циркуляр Ц-04-98(Э) О применении силовых кабелей с пластмассовой изоляцией

5. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. 6-е изд. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 640 с.

6. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования/ Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991.

7. Справочник по проектированию электроснабжения/ Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990.

8. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под ред. Б.Н.Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.

9. ГОСТ 28895-91 Расчет термически допустимых токов короткого замыкания с учетом неадиабатического нагрева.