

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИ ***Е***

Часть 3

Преподаватель: к.т.н., Буякова Наталья Васильевна

КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ СОСТАВЛЯЮЩИЕ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Для трехфазной электрической сети, имеющей напряжение $u = U_m \sin \theta$ и сдвинутый на угол φ относительно напряжения $i = I_m \sin(\theta - \varphi)$, мгновенная мощность одной фазы определится как:

$$\begin{aligned} S = ui &= U_m I_m \sin \theta \sin(\theta - \varphi) = \frac{1}{2} U_m I_m [\cos \varphi - \cos(2\theta - \varphi)] = \\ &= \frac{1}{2} U_m I_m \cos \varphi - \frac{1}{2} U_m I_m \cos(2\theta - \varphi), \end{aligned}$$

где θ - угол, $\theta = \omega t$.

Первая составляющая мгновенной мощности является постоянной величиной и представляет собой активную мощность, так как по определению:

$$P = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} u i d\theta = \frac{1}{2} U_m I_m \cos \varphi.$$

Вторая составляющая является гармонически изменяющейся величиной двойной частоты.

Проинтегрируем выражение мгновенной мощности в течении периода времени переменного тока и определим общее количество энергии которое вырабатывается источником:

$$W = \int_0^{2\pi} u i d\theta = 2\pi P.$$

Следовательно, выработка электроэнергии и последующая ее передача потребителям связана с первой составляющей мгновенной мощности, т. е. с активной мощностью, которая требует первичного расхода энергоносителя на электростанциях.

Вторая составляющая мгновенной мощности в сети переменного тока определяет периодический обмен энергии между генератором и потребителем с двойной частотой. Она связана с наличием в сети индуктивных и емкостных элементов. Энергия этой колебательной составляющей равная нулю и не требует затрат энергоносителя.

Проведем дальнейшее преобразование выражения мгновенной мощности, учитывая, что $\cos(2\theta - \varphi) = \cos 2\theta \cos \varphi - \sin 2\theta \sin \varphi$

$$S = \frac{U_m I_m}{2} \cos \varphi (1 - \cos 2\theta) - \frac{U_m I_m}{2} \sin \varphi \sin 2\theta$$

$$= UI \cos \varphi (1 - \cos 2\theta) - UI \sin \varphi \sin 2\theta = P (1 - \cos 2\theta) - Q \sin 2\theta$$

где $P = UI \cos \varphi$ - активная мощность; $Q = UI \sin \varphi$ - реактивная мощность.

Отстающий или опережающий ток приводит к изменению знака $\sin \varphi$ и соответственно к изменению направления потока реактивной мощности, что является условным из-за периодического характера обмена.

Для индуктивности $\varphi = \frac{\pi}{2}$, а для емкости $\varphi = -\frac{\pi}{2}$.

Мгновенная мощность:

$$S = \pm Q \sin 2\theta$$

при этом $P = 0$, $S = Q = UI$.

Таким образом, индуктивность можно рассматривать как потребитель, а емкость как генератор реактивной энергии.

Для электрической сети требуется равенство генерации и потребления активной и реактивной мощности.

Основным показателем поддержания баланса мощности в каждый момент времени является частота переменного тока - общесистемный критерий.

Основным нормативным показателем поддержания баланса реактивной мощности является уровень напряжения - местный критерий.

Для поддержания уровня напряжения в допустимых пределах в отличие от баланса активной мощности баланс реактивной мощности необходимо обеспечивать не только в целом в энергосистеме, но и у потребителей энергии.

Кроме того, передача реактивной мощности от энергосистемы может быть экономически нецелесообразной - приводит к дополнительным потерям энергии.

Для обеспечения баланса реактивной мощности в электрической сети устанавливают компенсирующие устройства.

При проектировании промышленных предприятий определяют тип и место подключения компенсирующих устройств, определяют мощность компенсирующего устройства, решаются вопросы регулирования мощности компенсирующих устройств.

КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТЯХ

Выбор типа, мощности, места установки и режима работы компенсирующих устройств должен обеспечивать наибольшую экономичность при соблюдении технических требований. Компенсирующие устройства выбирают одновременно со всеми элементами сетей. Выполнение технических требований должно обеспечивать:

1. баланс реактивной мощности на границе раздела сетей энергосистемы и промышленного предприятия, в частности в часы максимума нагрузок;
2. допустимые уровни напряжений в узлах сети и у приемников электрической энергии;
3. допустимые нагрузки всех элементов сети;
4. допустимые режимы работы источников реактивной мощности;
5. статическую устойчивость работы сетей и электроприемников.

При выборе средств компенсации следует учитывать, что наибольший экономический эффект достигается при их размещении в непосредственной близости от электроприемников потребляющих реактивную мощность.

Оптимальное решение задачи компенсации реактивной мощности получают из расчета режимов всей системы электроснабжения промышленного предприятия. Критерием экономичности является минимум приведенных затрат:

$$Z = E_n K + I,$$

где K - капитальные вложения в устройства компенсации реактивной мощности, руб.;

E_n - нормативный коэффициент капиталовложений, для расчетов в электроэнергетики $E_n = 0,12/\text{год}$;

I - годовые эксплуатационные расходы, включая издержки вызванные потерями электрической энергии, руб.

При технико-экономических расчетах сравнения вариантов компенсации реактивной мощности необходимо учитывать:

1. затраты на установку компенсирующих устройств и дополнительного оборудования;
2. снижение стоимости трансформаторных подстанций и сетей, обусловленные снижением нагрузок;
3. снижение потерь электроэнергии в электрических сетях.

При решении задачи компенсации реактивной мощности могут использоваться различные методы оптимизации.

ИСТОЧНИКИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Для компенсации реактивной мощности, потребляемой электроустановками промышленного предприятия, используют генераторы электростанции и синхронные электродвигатели, а так же специальные компенсирующие устройства - синхронные компенсаторы, батареи конденсаторов и специальные статические источники компенсации реактивной мощности.

Синхронные электродвигатели являются эффективным средством компенсации реактивной мощности. Они могут работать в режиме генерации реактивной мощности (при перевозбуждении) и в режим потребления (при недо возбуждении). Изменение генерируемой или потребляемой реактивной мощности электродвигателя осуществляют регулированием его возбуждения.

Синхронные электродвигатели изготавливают обычно с коэффициентом мощности 0,9 при опережающем токе. Наибольший верхний предел возбуждения синхронного двигателя определяется температурой нагрева обмотки ротора с выдержкой достаточной для форсировки возбуждения при кратковременных снижениях напряжения.

Максимальная генерируемая реактивная мощность:

$$Q_{сдmax} = K_{прм} \frac{P_{ном} \operatorname{tg}\varphi_{ном}}{\eta}$$

где $P_{ном}$ - номинальная активная мощность;

$\operatorname{tg}\varphi_{ном}$ - коэффициент мощности;

η - КПД;

$K_{прм}$ - коэффициент допустимой перегрузки по реактивной мощности.

Коэффициент перегрузки по реактивной мощности определяется в зависимости от загрузки электродвигателя активной мощностью и от подводимого напряжения. Коэффициент определяется по справочным данным.

Основным критерием выбора рационального режима возбуждения синхронного двигателя являются дополнительные потери активной мощности на генерацию реактивной мощности:

$$\Delta P_Q = K_{1\text{сд}} \frac{Q_{\text{сд}}}{Q_{\text{ном}}} + K_{2\text{сд}} \left(\frac{Q_{\text{сд}}}{Q_{\text{ном}}} \right)^2,$$

где $K_{1\text{сд}}$, $K_{2\text{сд}}$ - коэффициенты, зависящие от параметров электродвигателя;

$Q_{\text{сд}}$ - реактивная мощность генерируемая синхронным двигателем;

$Q_{\text{ном}}$ - номинальная реактивная мощность электродвигателя;

$Q_{\text{сд}}/Q_{\text{ном}}$ - коэффициент загрузки по реактивной мощности.

Значения $K_{1\text{сд}}$ и $K_{2\text{сд}}$ приведены в справочниках.

Номинальная реактивная мощность электродвигателя определяется как:

$$Q_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\eta} \operatorname{tg}\varphi_{\text{ном}}$$

где $\operatorname{tg}\varphi=0,483$, что соответствует $\cos\varphi_{\text{ном}}=0,9$.

Потери активной мощности на генерацию 1кВар реактивной мощности тем выше, чем меньше мощность и частота вращения синхронного электродвигателя.

Эти потери могут составить значительную величину.

В таких условиях может оказаться экономически выгодным применение конденсаторных батарей в качестве компенсирующих устройств, при работе синхронных электродвигателей в режиме возбуждения $\cos\varphi=1$.

Приведенные затраты на генерацию реактивной мощности синхронным двигателем:

$$Z_{сд} = \Delta P_Q \gamma = \Delta P_Q C_э T_r$$

где γ - стоимость 1кВт годовых потерь, руб.;

$C_э$ - себестоимость электроэнергии потребляемой предприятием руб/кВт·ч;

T_r - годовое число часов работы.

Так как синхронные двигатели установлены для выполнения технологических операций то приведенные затраты являются полными.

Достоинством использования синхронных электродвигателей является возможность плавного и автоматического регулирования генерируемой реактивной мощности.

Синхронные компенсаторы являются синхронными электродвигателями с облегченной конструкцией без нагрузки на валу. В отличие от синхронных электродвигателей компенсаторы имеют меньшие потери активной мощности на генерацию 1кВар реактивной мощности.

Приведенные затраты на генерацию реактивной мощности синхронным компенсатором:

$$Z_{СК} = E_n K + И + \gamma \Delta P_x \frac{Q}{Q_{НОМ}} + \gamma \Delta P_k \left(\frac{Q}{Q_{НОМ}} \right)^2$$

где K - стоимость установки синхронного компенсатора с учетом устройств релейной защиты и автоматики, руб.;

E_n - нормативный коэффициент капиталовложений, для расчетов в электроэнергетики $E_n = 0,12/\text{год}$;

$И$ - амортизационные отчисления и издержки на эксплуатацию электроустановки, руб.;

ΔP_x и ΔP_k - потери холостого хода и короткого замыкания, кВт;

γ - стоимость 1кВт годовых потерь, руб. ;

Q и $Q_{НОМ}$ - соответственно генерируемая и номинальная реактивная мощность компенсатора, кВар.

Синхронные компенсаторы применяют крайне редко на промышленных предприятиях.

Источниками реактивной мощности могут быть конденсаторные батареи. Конденсаторные батареи выпускаются регулируемые и нерегулируемые на напряжение до 1кВ и выше.

Конденсаторные батареи по сравнению с другими источниками реактивной мощности обладают малыми потерями активной энергии на генерацию реактивной мощности, простотой эксплуатации.

К недостаткам батарей конденсаторов относят зависимость генерируемой мощности от напряжения, чувствительность к искажениям напряжения, недостаточную прочность в особенности к действию токов короткого замыкания.

Генерируемая реактивная мощность конденсаторными батареями:

$$Q_{\text{БК}} = \left(\frac{U_{\text{отн}}}{U_{\text{БКотн}}} \right)^2 Q_{\text{ном}}$$

где $U_{\text{отн}}$ - относительное напряжение сети в месте подключения батареи конденсаторов;

$U_{\text{БКотн}}$ - отношение номинального напряжения конденсаторов к номинальному напряжению сети;

$Q_{\text{ном}}$ - номинальная реактивная мощность батареи конденсаторов, МВар.

Приведенные затраты на генерацию реактивной мощности батареями конденсаторов:

$$Z_{\text{бк}} = E_{\text{н}} K + И + \gamma \Delta P_{\text{бк}} Q_{\text{бк}},$$

где K - стоимость установки батареи конденсаторов с учетом вводных и регулирующих устройств, руб.;

$E_{\text{н}}$ - нормативный коэффициент капиталовложений, для расчетов в электроэнергетики $E_{\text{н}} = 0,12/\text{год}$;

$И$ - амортизационные отчисления и издержки на эксплуатацию электроустановки, руб.;

$\Delta P_{\text{бк}}$ - удельные потери в конденсаторах, кВт/МВар;

γ - стоимость 1кВт годовых потерь, руб.;

$Q_{\text{бк}}$ - генерируемая реактивная мощность батареями конденсаторов, МВар.

Ориентировочные значения удельных потерь в конденсаторах для напряжений до 1кВ - 4,5кВт/МВар, и 6-10кВ - 2,5кВт/МВар.

Компенсация реактивной мощности конденсаторными батареями может быть индивидуальной, групповой и централизованной. При индивидуальной установке конденсаторная батарея присоединяется наглухо к зажимам электроприемника. Данный способ подключения обладает одним существенным недостатком - плохим использованием конденсаторов, так как с отключением электроустановки отключается и компенсирующее устройство.

Индивидуальный способ подключения используется крайне редко. Наиболее широко используется групповой и централизованный метод подключения. При групповой установке компенсирующих устройств конденсаторы подключаются к распределительным пунктам сети. При централизованной установке батареи конденсаторов присоединяются к шинам распределительного устройства на низкой стороне трансформаторной подстанции предприятия.

При наличии электроприемников с резкопеременной нагрузкой применяют статические компенсирующие устройства, такие как статические тиристорные компенсаторы. Основными элементами статических компенсирующих устройств являются конденсатор и дроссель - накопитель энергии и вентили (тиристоры), обеспечивающие ее быстрое преобразование в соответствии с изменениями реактивной мощности нагрузки.

Основные достоинства этих устройств - высокое быстродействие, надежность работы и малые потери мощности. Недостатком является установка дополнительных устройств регулирования.

РЕГУЛИРОВАНИЕ КОМПЕНСИРУЮЩИХ

МОЩНОСТИ УСТРОЙСТВ

Многие промышленные предприятия в течение суток имеют неравномерный график активных и реактивных нагрузок.

В связи с этим изменяется и потребность в реактивной мощности. Для обеспечения наиболее экономичных режимов систем электроснабжения бывает целесообразно использование устройств регулирования мощности компенсирующих устройств.

При использовании в качестве компенсирующих устройств синхронных электродвигателей и компенсаторов управление осуществляется за счет плавного регулирования возбуждения.

Регулирование генерируемой мощности батареями конденсаторов осуществляется за счет деления батарей на секции - ступени регулирования.

В качестве переменных регулирования используют: напряжения, ток нагрузки, реактивную мощность, время.

Наиболее простым является регулирование по времени. Суточный режим работы системы электроснабжения должен быть предварительно изучен. В соответствии с проведенным анализом задается время включения и отключения, изменение генерации компенсирующих устройств.

Для одновременного регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности используют регуляторы по напряжению. Регулирование по току применяют для электроприемников имеющих резкопеременный график потребления реактивной мощности.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ВЫБОРЕ МЕСТА ПОЛОЖЕНИЯ ПИТАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ

Подстанции (ГПП, УРП, ПГВ, цеховые КТП) и распределительные устройства (РП, ЩСУ) являются одним из основных звеньев системы электроснабжения промышленного предприятия.

Оптимальное размещение подстанций на территории промышленного предприятия и распределительных устройств в цехах является важнейшей задачей при построении рациональных систем электроснабжения.

При проектировании систем электроснабжения предприятия разрабатывается генеральный план проектируемого объекта, на который наносится производственные цехи.

Расположение цехов определяется технологическим процессом производства. На генеральном плане указываются установленные или расчетные мощности всего предприятия.

Размещение всех подстанций и распределительных устройств должно соответствовать наиболее рациональному сочетанию капитальных затрат на сооружение системы электроснабжения и эксплуатационных расходов.

Для определения места положения подстанций при проектировании систем электроснабжения на генеральный план промышленного предприятия наносится картограмма нагрузок.

КАРТОГРАММА НАГРУЗОК

Картограмма нагрузок предприятия представляет собой размещенные по генеральному плану окружности, причем площади, ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам цехов.

Для каждого цеха наносится своя окружность, центр которой совпадает с центром нагрузок цеха.

Центр нагрузок цеха или предприятия является символическим центром потребления электрической энергии цеха (предприятия).

ГПП и цеховые подстанции следует располагать как можно ближе к центру нагрузок, так как это позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления электрической энергии и значительно сократить протяженность, как распределительных сетей высокого напряжения предприятия, так и цеховых электрических сетей низкого напряжения, уменьшить расход проводникового материала и снизить потери электрической энергии.

Картограмма электрических нагрузок позволяет проектировщику наглядно представить распределение нагрузок на территории промышленного предприятия. Картограмма нагрузок состоит из окружностей, площадь которых πr_i^2 в выбранном масштабе m (кВт/мм²) равна расчетной нагрузке соответствующего цеха P_i :

$$P_i = \pi r_i^2 m \quad (1)$$

Масштаб определяется из условия:

$$m = \frac{P_{\text{нм}}}{\pi r_{\text{нм}}^2} \quad (2)$$

где $P_{\text{нм}}$ - наименьшая мощность цеха; $r_{\text{нм}}$ - наименьший визуально воспринимаемый на генплане радиус нагрузок.

Радиус окружностей определяется выражением:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi m}} \quad (3)$$

Каждый круг может быть разделен на секторы, соответствующие высоковольтной и низковольтной нагрузкам переменного тока и нагрузке постоянного тока. Разделение может так же производиться на силовую и осветительную нагрузку. В этом случае картограмма дает представление не только о значении нагрузок, но и об их структуре. Определение секторов при ранжировании электрических нагрузок:

$$\alpha_j = \frac{380P_i}{P} \quad (4)$$

где P_j - выделенная нагрузка цеха; P - нагрузка цеха.

Картограмма может быть построена не только для активной нагрузки, но и для реактивной.

Картограмма реактивных нагрузок позволяет находить центры потребления реактивной мощности, что позволяет выбрать рациональные места установки устройств компенсации реактивной мощности.

Неправильный выбор места установки компенсирующих устройств вызывает перемещение потоков реактивной мощности по элементам системы, что приводит к увеличению сечений токоведущих частей сетей, мощности силовых трансформаторов и вызывает дополнительные потери электроэнергии.

Картограммы активной и реактивной мощности строятся на различных генпланах предприятия.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНОГО ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В настоящее время имеется ряд математических методов, позволяющих аналитическим путем определить центр электрических нагрузок (ЦЭН) как группы потребителей, так и всего промышленного предприятия.

Первый метод использует некоторые положения теоретической механики связанные с определением центра масс детали.

Проведя аналогию между массами и электрическими нагрузками цехов P_i , координаты центра нагрузок предприятия можно определить в соответствии со следующими формулами:

$$x = \frac{\sum_{i=1}^n P_i x_i}{\sum_{i=1}^n P_i} ; \quad y = \frac{\sum_{i=1}^n P_i y_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (5)$$

где x_i , y_i - координаты центров нагрузок цехов.

Если считать, что нагрузки цеха распределены равномерно по площади цеха, то центр нагрузок цеха можно принять совпадающим с центром тяжести фигуры, изображающей цех в плане. Если учитывать действительно распределение нагрузок в цехе, центр нагрузок уже не будет совпадать с центром тяжести фигуры цеха в плане. Нахождение центра нагрузок цеха сведется к определению по формулам (5) центра тяжести нагрузок потребителей цеха.

Наличие многоэтажных зданий цехов обуславливает учет в расчетах третьей координаты.

Метод простой, наглядный, легко реализуемый, но не точный. Второй метод является разновидностью первого, учитывает не только электрические нагрузки потребителей энергии, но и продолжительность T_i работы этих потребителей в течении расчетного периода времени.

Формулы определения ЦЭН записываются следующим образом:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i x_i T_i}{\sum_{i=1}^n P_i T_i} ; \quad y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i y_i T_i}{\sum_{i=1}^n P_i T_i} \quad (6)$$

Третий метод, согласно которому рационально размещение подстанций и распределительных устройств должно соответствовать минимуму приведенных затрат. Метод довольно сложный, может учитывать реальную протяженность питающих линий. При решении поставленной задачи этим методом необходимо использовать различные методы оптимизации.

Найденный ЦЭН необходимо рассматривать как условный центр, так как его определение еще не решает до конца задачи выбора места расположения подстанции или распределительного устройства. Это объясняется следующими основными причинами:

1. случайными изменениями потребляемой отдельным электроприемником, цехом, предприятием мощности;
2. развитием предприятия: модернизацией электрооборудования, автоматизация производственных процессов работающих цехов и ввод новых цехов.

В соответствии со сказанным выше координаты ЦЭН являются случайными величинами, которые могут с развитием предприятия измениться.

Размещение подстанций в ЦЭН порой невозможно по технологическим условиям: координаты ЦЭН указывают на объект предприятия; прохождение воздушной линии питающей подстанцию место возможного нахождения подстанции запрещено по условиям безопасности.

В этом случае подстанцию размещают в месте наиболее близком к ЦЭН, удовлетворяющим перечисленным выше условиям.

ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО РАСЧЕТУ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

1. РАСЧЕТНЫЕ УСЛОВИЯ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

1.1. ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПО УСЛОВИЯМ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для электроустановок характерны четыре режима работы: нормальный, аварийный, послеаварийный и ремонтный. Электрооборудование выбирается по параметрам продолжительных режимов работы и проверяется по параметрам кратковременных режимов, определяющим из которых является режим короткого замыкания.

Замыканием называют всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренной нормальным режимом работы электрическое соединение различных точек электроустановок между собой или с землей.

Короткое замыкание - замыкание, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима.

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а коммутационные аппараты - так же на коммутационную способность.

В соответствии с ПУЭ допускается не проверять по режиму КЗ проводники и аппараты выше 1кВ, защищенные плавкими предохранителями, не зависимо от номинального тока - по термической стойкости, на номинальный ток до 60А - по динамической стойкости.

Не проверяются проводники и аппараты выше 1кВ в цепях маломощных, неответственных потребителей, имеющих резервирование в электрической или технологической части. При этом должны быть исключены возможности взрыва или пожара.

В электроустановках до 1кВ проверяются по режиму КЗ только распределительные щиты, токопроводы и силовые шкафы.

1.2. РАСЧЕТНЫЙ ВИД КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При проверке электрических аппаратов и жестких проводников вместе с относящимися к ним поддерживающими и опорными конструкциями на электродинамическую стойкость расчетным видом КЗ является трехфазное КЗ.

При проверке гибких проводников на электродинамическую стойкость (тяжение, опасное сближение, схлестывание проводников) расчетным видом КЗ является двухфазное КЗ. Расчет на схлестывание должен производиться с учетом конструкции системы гибких проводников, значение тока КЗ и расчетной продолжительности режима КЗ.

При проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость расчетным видом КЗ в общем случае является трехфазное КЗ.

При проверке на термическую стойкость проводников и аппаратов в цепях генераторного напряжения электростанций расчетным может быть также двухфазное или трехфазное КЗ, в зависимости от того, какое из них приводит к большему нагреву.

При проверке электрических аппаратов на коммутационную способность расчетным видом КЗ может быть трехфазное или однофазное КЗ (в сетях с большими токами замыкания на землю) в зависимости от того, при каком виде КЗ ток имеет наибольшее значение. Если для выключателей задается разная коммутационная способность при трехфазных и однофазных КЗ, то проверку следует производить отдельно по каждому виду КЗ.

При проверке чувствительности устройств релейной защиты расчетным видом является двухфазное КЗ.

1.3. РАСЧЕТНАЯ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость в качестве расчетной продолжительности КЗ следует принимать сумму времени действия токовой защиты (с учетом АПВ) ближайшего к месту КЗ выключателя и полного времени отключения этого выключателя.

При наличии зоны нечувствительности у основной защиты - по сумме времени действия защиты, реагирующей на КЗ в указанной зоне, и полного времени отключения выключателя присоединений.

При проверке электрических аппаратов на коммутационную способность в качестве расчетной продолжительности КЗ следует принимать сумму минимально возможного времени действия релейной защиты данного присоединения и собственного времени отключения коммутационного аппарата.

При проверке кабелей на невозгораемость при КЗ в качестве расчетной продолжительности КЗ следует принимать сумму времени действия резервной защиты и полного времени отключения выключателя присоединения.

1.4. РАСЧЕТНАЯ ТОЧКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При проверке аппаратов и проводников расчетная точка КЗ находится непосредственно с одной или с другой стороны от рассматриваемого элемента электроустановки в зависимости от того, когда для него создаются наиболее тяжелые условия в режиме КЗ. Со случаями двойных замыканий на землю допустимо не считаться.

При проверке кабельных линий на термическую стойкость расчетной точкой КЗ является начало кабельной линии. Для двух и более параллельно включенных кабелей одной кабельной линии расчетной точкой КЗ - начало каждого кабеля.

При проверке работоспособности устройств релейной защиты элементов выбор точки определяется режимом КЗ для наименее тяжелых условий.

1.5. РАСЧЕТНАЯ СХЕМА

Выбор расчетной схемы следует производить с учетом возможных электрических схем соответствующей электроустановки при различных продолжительных режимах ее работы, включая ремонтные и послеаварийные режимы, учетом электрической удаленности различных источников энергии (генераторов, синхронных компенсаторов, электродвигателей) от расчетной точки КЗ.

При выборе расчетной схемы не считаются с кратковременными видоизменениями схемы этой электроустановки, которые не предусмотрены для длительной эксплуатации.

Схема с кратковременной параллельной работой источников на время переключения, не является расчетной схемой.

2. СОСТАВЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ СХЕМЫ

Расчет производится при условии, что все источники, участвующие в питании точки КЗ, работают одновременно с номинальной нагрузкой. Электродвижущие силы всех источников при расчете полагают совпадающими по фазе. Все синхронные машины имеют автоматические регуляторы напряжения и устройства форсировки возбуждения.

При расчете токов КЗ не учитывают:

1. изменение частоты вращения роторов синхронных машин;
2. насыщение магнитных систем трансформаторов, генераторов и электродвигателей;
3. емкостную проводимость воздушных и кабельных линий;
4. возможную не симметрию трехфазной системы;
5. влияние не двигательной нагрузки на токи КЗ.

При расчете должно учитываться влияние на токи КЗ присоединенных к данной сети синхронных компенсаторов, синхронных и асинхронных электродвигателей. КЗ подразделяются на удаленные и близкие.

Влияние асинхронных двигателей не учитывается при мощности до 100кВт в единице, если электродвигатели отделены от места КЗ одной ступенью трансформации.

Асинхронные двигатели любой мощности не учитывают, если они отделены от места КЗ двумя или более коэффициентами трансформации.

В электроустановках выше 1кВ в качестве расчетных сопротивлений следует принимать индуктивные сопротивления электрических машин, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий, токопроводов.

Активные сопротивления следует учитывать только для воздушных линий с проводами малых сечений и стальными проводами.

При расчете токов КЗ учитывают активное сопротивление протяженных кабельных линий малых сечений.

В электроустановках до 1кВ в качестве расчетных сопротивлений следует принимать индуктивные и активные сопротивления всех элементов цепи, включая активные сопротивления переходных контактов цепи.

В случае питания электрических сетей до 1кВ от понижающих трансформаторов при расчете токов КЗ следует исходить из условия, что подведенное к трансформатору напряжение неизменно и равно его нормальному напряжению.

Расчет токов КЗ в электроустановках напряжением выше 1кВ рекомендуется производить в относительных единицах. Энергосистему при расчетах токов КЗ промышленных предприятий допускается представить в виде одного источника энергии.

При отсутствии данных о токе КЗ от энергосистемы минимально возможное эквивалентное сопротивление энергосистемы можно оценить исходя из параметров выключателей установленных на узловой подстанции или электростанции питающей промышленное предприятие.

В относительных единицах эквивалентное сопротивление:

$$X_{*S} = \frac{S_b}{\sqrt{3} I_{\text{ном.откл}} U_{\text{ср}}},$$

где S_b - базисная мощность, МВА;

$U_{\text{ср}}$ - среднее напряжение в месте установки данного элемента, кВ;

$I_{\text{ном.откл}}$ - номинальный ток отключения выключателя, кА.

В именованных единицах эквивалентное сопротивление Ом равно:

$$X_S = \frac{U_b^2}{\sqrt{3} I_{\text{ном.откл}} U_{\text{ср}}},$$

где U_b - базисное напряжение, кВ.

Расчет токов КЗ напряжением до 1кВ рекомендуется производить в именованных единицах. При проведении расчета токов КЗ напряжением до 1кВ следует на первом этапе определить действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ у выводов обмотки высшего напряжения трансформатора.

Сопротивление питающей сети мОм, приведенное к ступени низшего напряжения трансформатора, следует рассчитать по формуле:

$$X_S = \frac{U_{\text{ср.нн}}}{\sqrt{3} I_{\text{кз.вн}} U_{\text{ср.вн}}},$$

где $U_{\text{ср.нн}}$, $U_{\text{ср.вн}}$ - средние номинальные напряжения сетей, подключенных к обмоткам соответственно низкого и высокого напряжения трансформатора, В;

$I_{\text{кз.вн}}$ - действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ у выводов обмотки высшего напряжения трансформатора кА.

ОСНОВНЫЕ ДОПУЩЕНИЯ, ПРИНИМАЕМЫЕ ПРИ РАСЧЕТАХ КЗ

Расчет коротких замыканий - сложная и трудоемкая задача. Поэтому при расчете коротких замыканий в сетях промышленных предприятий не учитывают сдвиг по фазе ЭДС и изменения частоты вращения роторов синхронных машин; пренебрегают токами намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов, насыщением магнитных систем генераторов, трансформаторов и электродвигателей; пренебрегают активными сопротивлениями в сетях напряжением выше 1кВ за исключением случая, когда необходимо оценить постоянные времени; пренебрегают емкостными проводимостями на землю; влиянием недвигательной нагрузки на токи короткого замыкания.

СОСТАВЛЕНИЕ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ И РАСЧЕТ ИХ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ РАСЧЕТА ТРЕХФАЗНЫХ КЗ

Схема замещения является соединением схем замещения отдельных ее элементов в последовательности расчетной схемы. В схеме замещения все электрические и магнитные (трансформаторные) связи представлены электрическими сопротивлениями.

При расчетах токов трехфазных коротких замыканий генерирующие источники (энергосистема, генераторы, электродвигатели) вводятся в схему замещения соответствующими ЭДС.

Пассивные элементы, по которым проходит ток короткого замыкания, индуктивными и, при необходимости, активными сопротивлениями.

Параметры элементов схем замещения можно определить в именованных или относительных единицах.

В целях упрощения расчетов вместо действительных напряжений на отдельных ступенях трансформации допустимо принимать средние напряжения по шкале 230; 154; 115; 37; 10,5; 6,3; 0,69; 0,4; 0,23; 0,127кВ.

Действительный коэффициент трансформации учитывается только при расчетах токов КЗ для целей релейной защиты.

При использовании именованных единиц ЭДС генерирующих источников и сопротивления всех элементов сети необходимо привести к ступени напряжения, принимаемой за основную, по формулам:

$$\begin{aligned}\bar{E}_i &= E_i k_1 k_2 \dots k_n , \\ \bar{Z}_j &= Z_j k_1^2 k_2^2 \dots k_m^2\end{aligned}$$

где E_i , \bar{E}_i - соответственно действительное и приведенное значение ЭДС i -го генерирующего источника;

Z_j , \bar{Z}_j - соответственно действительное и приведенное значение сопротивления j -го элемента сети;

$k_1 \dots k_n$ коэффициенты трансформации трансформаторов включенных последовательно между ступенями с элементами и основной ступенью напряжения.

Если ЭДС и сопротивления выражены в относительных единицах при номинальных условиях $S_{ном}$, $U_{ном}$, то значения ЭДС и сопротивлений в именованных единицах, приведенные к основной ступени напряжения, определяются как

$$\bar{E}_i = E_{i*} U_{номi} k_1 k_2 \dots k_n$$