

621.3114.031

С 74

СПРАВОЧНИК

СПРАВОЧНИК ПО ЭЛЕКТРО- СНАБЖЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Киев
«Техніка»
1985



Анатолий Семенович Овчаренко, канд. техн. наук
Михаил Леонидович Рабинович, канд. техн. наук
Владимир Ильич Мозырский
Давид Иосифович Розинский

СПРАВОЧНИК ПО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Проектирование и расчет

Редактор *О. П. Веремейчик*
Оформление художника *Л. А. Дикарева*
Художественный редактор *В. С. Шапошников*
Технический редактор *Н. А. Бондарчук*
Корректоры *Г. Л. Высоцкая, Г. Г. Бондарчук*

Информ. бланк № 2500

Сдано в набор 18.10.84. Подписано в печать 13.03.85. БФ 06035. Формат 84 × 108^{1/8}.
Бумага типогр. №1. Гарн. лит. Печ. выс. Усл. печ. л. 14,7. Усл. кр.-отт. 14,91.
Уч.-изд. л. 20. Тираж 22000 экз. Зак. 4-412. Цена 1 р. 30 к.

Издательство «Техника», 252601, Киев, 1, Крещатик, 5.

Отпечатано с матриц Харьковской книжной фабрики им. М. В. Фрунзе на Харь-
ковской книжной фабрике «Коммунист», 310012, Харьков-12, Энгельса, 11.

31.29я2

С74

УДК 621.311.4.031.001.63.001.24 (035)

ПРЕДИСЛОВИЕ

С74 **Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Проектирование и расчет** / А. С. Овчаренко, М. Л. Рабинович, В. И. Мозырский, Д. И. Розинский. — К.: Техніка, 1985. — 279 с., ил. — Библиогр.: 273—275 с.

В пер.: 1 р. 30 к. 22000 экз.

В справочник помещены данные по расчету систем электроснабжения промышленных предприятий, схем электросетей и их надежности, токов КЗ, показателей качества электроэнергии, компенсации реактивной мощности, пуска и самозапуска электродвигателей, устройств релейной защиты и автоматики.

Расчитан на инженерно-технических работников, занимающихся проектированием и эксплуатацией систем электроснабжения промышленных предприятий, а также может быть полезен студентам вузов.

С 2302050000-071
М202 (04)-85 37.85

31.29я2

Авторы: А. С. Овчаренко, М. Л. Рабинович, В. И. Мозырский, Д. И. Розинский

Рецензенты: канд. техн. наук В. Н. Винославский, д-р техн. наук А. В. Праховник, Г. А. Добрушкин, А. А. Шевченко

Редакция литературы по энергетике, электронике, кибернетике и связи
Зав. редакцией З. В. Божко

069002

Научно-техническая
библиотека
Синарского трубного
завода

Постановление ЦК КПСС и Совета Министров СССР «О мерах по ускорению научно-технического прогресса в народном хозяйстве» (август 1983 г.) обязывает держать в центре внимания вопросы технического перевооружения производства, создания и внедрения новой техники. Повышение технического уровня принимаемых решений при проектировании электроснабжения промышленных предприятий достигается за счет применения надежных и экономичных схем электроснабжения и подстанций; прогрессивных способов канализации электроэнергии, в первую очередь глубоких вводов с применением кабелей 35—220 кВ, токопроводов 6—10 кВ; компенсации реактивной мощности, в том числе за счет установки синхронных двигателей и статических конденсаторов; мероприятий по повышению качества электроэнергии (схемные решения, симметрирующие установки, фильтры высших гармоник); автоматизации учета электроэнергии, что способствует снижению максимума нагрузки и уменьшению потерь; выбора рациональных напряжений и др.

В настоящем справочнике обобщен передовой опыт, накопленный проектными институтами Минмонтажспецстроя СССР и УССР (ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект», УГПИ «Тяжпромэлектропроект», ГПИ «Электропроект»), Институтом электродинамики АН УССР, Ждановским металлургическим институтом, Киевским политехническим институтом, в области проектирования электроснабжения, повышения качества электроэнергии, методов учета и прогнозирования электропотребления.

В справочнике представлены в основном расчетные материалы — по технико-экономическим расчетам, выбору сечений проводников и кабелей, релейной защите, расчету электрических нагрузок, токам КЗ, запуску электродвигателей, компенсации реактивной мощности, а также схемные решения, принимаемые при проектировании, в связи с чем приведены также краткие технические характеристики основного электрооборудования для систем электроснабжения промпредприятий (электродвигатели, трансформаторы, реакторы, выключатели, конденсаторы), что дает возможность принять основные технические решения по проекту практически в полном объеме, не прибегая к использованию других источников. Приведены методики расчетов, действующие в настоящее время в практике проектирования систем электроснабжения промышленных предприятий, позволяющие осуществлять выбор основных элементов схемы электроснабжения и режимов их работы. Этим настоящий справочник отличается от известных справочных изданий, где в основном приведены каталожные данные электрооборудования, требующие постоянного обновления.

Отзывы и пожелания просим направлять по адресу: 252601, Киев, 1, Крещатик, 5, издательство «Техніка».

ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

1. РАЗРАБОТКА ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Основным директивным документом при проектировании промышленных предприятий, в том числе их систем электроснабжения (СЭС), является СН202—81* — Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений, введенная в действие с 1 января 1982 г. взамен Инструкции по разработке проектов и смет для промышленного строительства (СН202—76) и Временной инструкции по разработке проектов и смет для жилищно-гражданского строительства (СН401—69).

При разработке проектно-сметной документации необходимо руководствоваться законами СССР, указами Президиума Верховного Совета СССР, решениями Правительства СССР и другими нормативными актами, в том числе: нормативными документами по проектированию и строительству, утвержденными Государственным комитетом СССР по делам строительства (Госстрой СССР); нормативными документами, связанными с проектированием и строительством, утвержденными министерствами и ведомствами СССР, органами государственного надзора и общественными организациями по согласованию с Госстроем СССР; государственными стандартами; документами по основным направлениям в проектировании объектов соответствующих отраслей; нормами технологического проектирования; каталогами на оборудование, приборы, строительные конструкции (общесоюзные и территориальные или ведомственные каталоги); межотраслевыми требованиями и нормативными материалами по научной организации труда, утвержденными Государственным комитетом СССР по труду и социальным вопросам (Госкомтруд СССР), Госстроем СССР, Государственным комитетом СССР по науке и технике (ГКНТ) и ВЦСПС и разработанными на их основе отраслевыми документами, утвержденными министерствами и ведомствами СССР.

Проектные и изыскательские работы выполняются по договору между заказчиком и генеральной проектной организацией, являющейся, как правило, разработчиком технологической части проекта. Разработка проектов разделов (например, электрочасти, вентиляции и др.) должна поручаться специализированным проектным институтам по договору с генеральным проектировщиком. Генеральный проектировщик и специализированные проектные организации несут ответственность за соблюдение утвержденных технико-экономических показателей строящегося предприятия, качество проектно-сметной документации, правильное определение сметной стоимости и очередности строительства, за своевременную разработку и комплектность проектно-сметной документации, а также за своевременное внесение в проектно-сметную документацию изменений, вызванных заключением экспертизы.

В соответствии с СН 202—81*, проектирование осуществляется в одну стадию — рабочий проект (РП) со сводным сметным расчетом стоимости — для предприятий, зданий и сооружений, строительство

которых будет осуществляться по типовым и повторно применяемым проектам, а также для технически несложных объектов; в две стадии — проект (П) со сводным сметным расчетом стоимости и рабочая документация (Р) со сметами — для других объектов строительства, в том числе крупных и сложных.

При одностадийном проектировании рабочий проект на строительство объектов несложных предприятий, зданий, сооружений по индивидуальным проектам является проектно-сметным материалом, передаваемым на экспертизу и утверждение, параллельно с которым разрабатывается рабочая документация, т. е. РП аналогичен утверждаемой части техничаробочего проекта, а рабочая документация — рабочим чертежам СН202—76.

В состав рабочего проекта входят: общая пояснительная записка; чертежи; проектная документация по организации строительства (ПОС); сметная документация; паспорт рабочего проекта. Перечисленные материалы представляют на экспертизу и утверждение. Одновременно разрабатывают рабочую документацию.

При двухстадийном проектировании стадия проект аналогична стадии технический проект, стадия рабочая документация — стадии рабочие чертежи по СН 202—76. В состав проекта входят: общая пояснительная записка; чертежи; заказные спецификации на оборудование длительного изготовления и ведомости на остальное оборудование и кабельную продукцию; требования на разработку оборудования индивидуального изготовления, включая нетиповое и нестандартизированное оборудование; проектная документация по организации строительства (ПОС); сметная документация; паспорт проекта. В состав рабочей документации для строительства предприятий входят: рабочие чертежи, разрабатываемые в соответствии с требованиями государственных стандартов системы проектной документации для строительства (СПДС); сметы; паспорта строительных рабочих чертежей.

Перечень действующих стандартов СПДС объектов электроснабжения промышленных предприятий

ГОСТ 21.101-79 СПДС.	Основные требования к рабочим чертежам
ГОСТ 21.102-79 СПДС.	Общие данные по рабочим чертежам
ГОСТ 21.103-78 СПДС.	Основные надписи
ГОСТ 21.104-79 СПДС.	Спецификации
ГОСТ 21.105-79 СПДС.	Нанесение на чертежах размеров, надписей, технических требований и таблиц
ГОСТ 21.107-78 СПДС.	Условные изображения элементов зданий, сооружений и конструкций
ГОСТ 21.108-78 СПДС.	Условные графические изображения и обозначения на чертежах генеральных планов и транспорта
ГОСТ 21.106-78 СПДС.	Условные обозначения трубопроводов санитарно-технических систем
ГОСТ 21.109-80 СПДС.	Ведомости потребности в материалах
ГОСТ 21.110-82 СПДС.	Спецификация оборудования
ГОСТ 21.201-78 СПДС.	Правила оформления внесения изменений в рабочую документацию
ГОСТ 21.202-78 СПДС.	Правила оформления привязки проектной документации
ГОСТ 21.203-78 СПДС.	Правила учета и хранения подлинников проектной документации
ГОСТ 21.502-78 СПДС.	Схема расположения элементов сборных конструкций
ГОСТ 21.503-80 СПДС.	Конструкции бетонные и железобетонные. Рабочие чертежи
ГОСТ 21.601-79* СПДС.	Водопровод и канализация. Рабочие чертежи
ГОСТ 21.602-79* СПДС.	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Рабочие чертежи

В состав рабочей документации в качестве приложений должны входить: ведомость объемов электромонтажных и строительных работ; ведомость электрооборудования и материалов, поставляемых заказчиком; ведомость кабельных изделий; заказная спецификация на материалы, поставляемые заказчиком; ведомость потребности в материалах (ГОСТ 21.109—80), поставляемых Генподрядчиком; ведомость потребности в электромонтажных изделиях (ГОСТ 21.109—80) — определяет объем поставки электромонтажной организацией; задание мастерским электромонтажных заготовок (МЭЗ), включая ведомость изделий МЭЗ и ведомость материалов для их изготовления; данные по электротехнической части для составления паспортов строительных рабочих чертежей (ГОСТ 21.204—81); расчеты показателей изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, затрат труда и расхода основных материалов при использовании в проектах достижений науки, техники и передового опыта в соответствии с СН514—79 (относится только к строительным проектным решениям).

Ведомости объемов электромонтажных и строительных работ являются основанием для составления смет.

При одностадийном проектировании в состав сметной документации рабочего проекта входят: сводный сметный расчет (по сметам к типовым или повторным проектам, сметам по рабочим чертежам, укрупненным сметным нормам и расценкам); сводка затрат; объектные и локальные сметы; сметы на проектные и изыскательские работы; ведомость сметной стоимости пускового комплекса; ведомость сметной стоимости товарной строительной продукции. При двухстадийном проектировании в состав сметной документации входят:

проект — сводный сметный расчет (по укрупненным сметным показателям, аналогам); сводка затрат; объектные и локальные сметные расчеты; сметы на проектные и изыскательские работы;

рабочая документация — объектные и локальные сметы; ведомость сметной стоимости пускового комплекса; ведомость сметной стоимости товарной строительной продукции.

2. ВЫБОР ПЛОЩАДКИ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА И ВЫДАЧА ЗАДАНИЯ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Выбор площадки (трассы) для строительства производится до начала проектирования и только для объектов, которые включены в утвержденные перечни проектов по пятилетнему плану проектно-изыскательских работ для соответствующей отрасли народного хозяйства. Ответственность за организацию выбора площадки (трассы), подготовку необходимых материалов и полноту согласований несет заказчик проекта. По поручению заказчика генеральный проектировщик получает технические условия на подключение проектируемого объекта к инженерным сетям и коммуникациям, проводит обследования и инженерные изыскания, готовит необходимые материалы и расчеты, предложения по выбору площадки (трассы), направляет их органам государственного надзора и заинтересованным организациям, в том числе территориальной проектной организации Госстроя СССР, решающей вопросы кооперирования энергоснабжения транспорта и вспомогательных производств и создания промышленных узлов. После получения заключений заинтересованных организаций выбор площадки (трассы) производит комиссия, в которую входят представители заказчика, генпроектировщика, территориальной проектной организации Госстроя СССР, субподрядных проектных и изыскательских организаций, исполкомов Советов народных депутатов, генерального подрядчика, органов государственного надзора, штабов военных округов

и других заинтересованных организаций. Составленный комиссией акт по выбору площадки (трассы) подлежит утверждению министерством-заказчиком вместе с заданием на проектирование.

Работы проектно-изыскательской организации в подготовке задания на проектирование и выборе площадки (трассы) входят в общий объем ее проектирования по договору на разработку проекта (рабочего проекта), однако обеспечение ее планами землепользования, материалами топографической съемки, получение справок геологических и гидрометеорологических служб входит в обязанности заказчика. Решение на выделение площадей под сооружения выдают исполкомы Советов народных депутатов по запросу заказчика, который также оформляет документы на отвод и отчуждение земельных участков, производство сносов, вырубок леса и другие работы или поручает выполнение этих работ по договору генеральному проектировщику или специализированной проектной организации. К числу требуемых согласований относятся решения по выбору площадок и трасс, стыкующихся с окружающими или пересекаемыми инженерными сетями транспортных связей, электро-, тепло-, газо-, водоснабжения и канализации, связи, защиты окружающей среды, применения строительных материалов и конструкций, методов организации и технологии строительства.

Срок действия согласований оговаривается в документах согласований, исходя из установленного срока строительства, указанного в решении соответствующих органов о строительстве объекта, но не может быть менее нормированных сроков продолжительности изысканий, проектирования и строительства. Если строительство задерживается, заказчик должен обратиться в исполком Советов народных депутатов с ходатайством о продлении срока согласования и произвести необходимые пересогласования пересечений и сближений с инженерными коммуникациями. После утверждения проекта (рабочего проекта) решение всех спорных вопросов по выбору площадки (трассы) является обязанностью заказчика так же, как и любое пересогласование до утверждения отвода, необходимость в котором возникла не по вине генерального проектировщика или специализированной проектной организации.

Задание на проектирование промышленного предприятия или отдельного сооружения составляется заказчиком с выделением первой очереди строительства с привлечением генерального проектировщика и утверждается советом министров союзной республики или министерствами СССР, или же, при стоимости строительства до 3 млн. р. на полное развитие, — в порядке, ими установленном.

После утверждения задания на проектирование и акта о выборе площадки (трассы) они вместе с другими подготовленными заказчиком материалами (архитектурно-планировочное задание, технические условия на присоединение, материалы изысканий, акты и необходимые исходные данные) передаются проектной организации для разработки проектно-сметной документации в соответствии с Руководством по выбору и согласованию трасс воздушных линий электропередачи 35—1150 кВ, разработанным в Энергосетьпроект.

3. СОГЛАСОВАНИЕ И УТВЕРЖДЕНИЕ ПРОЕКТНО-СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Работы проектно-изыскательской организации по выбору и согласованию площадок и трасс для сооружений электроснабжения проводятся в тесном сотрудничестве с заказчиком и отделами проектирования энергосистем. В первую очередь изучаются природные условия местности, производится рекогносцировка, камеральное трассирование, подготовка для заказчика материалов, необходимых для получения

отвода земли, участие в работе комиссии по отводу. Затем следуют собственно проектно-изыскательские работы: вынос в натуру, топографо-геодезические, инженерно-геологические и гидрометеорологические изыскания, согласования с владельцами инженерных коммуникаций сближений и пересечений, подготовка материалов заказчику для согласования с землепользователями и органами, осуществляющими государственный контроль за использованием земель и охраной недр.

Заказчик обеспечивает проектно-изыскательскую организацию картографическими материалами и планами съемки подземных сооружений, необходимыми для согласований с заинтересованными организациями. Перечень организаций, с которыми необходимо произвести согласования, определяется в каждом отдельном случае. Трассы воздушных линий электропередачи должны согласовываться с штабами военных округов, управлениями гражданской авиации, штабом гражданской обороны, органами Госгортехнадзора, отделениями и управлениями железной дороги, бассейновыми управлениями речного флота, организациями министерства связи СССР, управлениями автомобильных дорог — при пересечениях или сближениях с соответствующими коммуникациями.

Проектная документация, выполненная в соответствии с нормами, правилами, инструкциями и государственными стандартами, с органами государственного надзора не должна согласовываться; если же отступления от директивных документов имеются, они должны быть согласованы с органами государственного надзора и организациями, утвердившими эти директивные документы.

Заказчик проекта должен согласовать с генеральным подрядчиком конструктивные строительные решения, раздел проекта по организации строительства, а также сводный сметный расчет и сметы по рабочим чертежам. Генеральный подрядчик привлекает для согласований по отдельным разделам специализированные субподрядные строительно-монтажные организации.

Проекты на строительство наиболее крупных и важных предприятий утверждаются Советом Министров СССР после прохождения экспертизы в Госстрое СССР, Государственном Комитете СССР по науке и технике и Государственном Комитете СССР по ценам.

Проекты на строительство объектов стоимостью 3 млн. р. и выше подвергаются экспертизе и утверждаются министерствами и ведомствами СССР и советами министров союзных республик (в этом случае экспертизу проводит Госстрой союзной республики). Проекты на строительство объектов стоимостью на полное развитие менее 3 млн. р. подвергаются экспертизе и утверждаются по отдельному порядку, который устанавливается министерствами и ведомствами СССР и советами министров союзных республик. Утвержденный проект является основанием для планирования и финансирования строительства объекта, заключения подрядного договора на строительство и для заказа оборудования.

Глава 2

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

1. ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

Электрические нагрузки определяют, как правило, по методу коэффициента использования и коэффициента максимума. При определении нагрузок отдельных мощных электроприемников (ЭП) с резкоперемен-

ным графиком (прокатные станы, дуговые электропечи и др.) используют данные об удельных расходах электроэнергии и графиков их на грузки. Нагрузки насосных, компрессорных и воздухоудных станций можно определять по удельному потреблению электроэнергии на единицу объема энергоносителя (воздуха, воды). Расчеты нагрузок, выполняемые на всех ступенях по расчетным коэффициентам, подлежат последующей проверке по удельным расходам электроэнергии на единицу продукции. Расчет нагрузок для промышленных ЭП ведется за наиболее загруженную смену, какой является смена с наибольшим потреблением электроэнергии. Обычно наиболее загруженная смена — дневная.

Величины и коэффициенты, используемые в расчетах электрических нагрузок и относящиеся к одному ЭП, обозначают строчными буквами, к группе ЭП — прописными.

Установленная (номинальная) мощность отдельного ЭП $P_n (s_n)$ принимается равной по его паспорту в кВт (или кВт · А). Для последующего расчета нагрузок установленная мощность должна быть выражена в кВт.

У ЭП повторно-кратковременного режима работы в качестве установленной принимают паспортную мощность при соответствующей продолжительности включения ($PВ$) в относительных единицах, приведенную к $PВ=1$: для электродвигателей $p_n = p_{пасп} \sqrt{PВ_{пасп}}$; для трансформаторов $s_n = s_{пасп} \sqrt{PВ_{пасп}}$.

Номинальная реактивная мощность q_n одного электроприемника — это реактивная мощность, потребляемая им из сети (знак плюс) или отдаваемая в сеть (знак минус) при номинальных активной мощности и напряжении, а для синхронных электродвигателей еще и при номинальном токе возбуждения. При повторно-кратковременном режиме $q_n = q_{п.в} \sqrt{PВ}$. Для агрегатов с многодвигательным приводом (кроме крановых установок) номинальная мощность ЭП — это сумма номинальных мощностей всех электродвигателей. Для крановых установок в качестве ЭП необходимо учитывать p_n электропривода каждого отдельного механизма.

Работа одного ЭП характеризуется следующими коэффициентами: использования активной мощности за наиболее загруженную смену — определяется отношением $k_n = p_{см}/p_n$, где $p_{см} = w_{см}/T_{см}$ — средняя нагрузка ЭП за наиболее загруженную смену; $w_{см}$ и $T_{см}$ — соответственно расход электроэнергии за эту смену, выраженный в киловатт-часах и ее продолжительность в часах; включения — определяется выражениями $k_{в.ц} = t_{в.ц}/t_{ц}$ (за один цикл работы) и $k_{в} = t_{в}/T_{см}$ (за смену); продолжительность включения за цикл представляет собой сумму времени работы с нагрузкой t_p и времени х. х. t_x : $t_{в.ц} = t_p + t_x$; продолжительность цикла $t_{ц}$ включает в себя и паузы; продолжительность включения за смену при ритмичной работе с одинаковыми циклами загрузки $n_{ц}$ равна $t_{в} = n_{ц} t_{в.ц}$; загрузки, представляющим собой отношение средней нагрузки ЭП за время включения к его номинальной мощности; за один цикл $k_{з.ц} = p_{с.в.ц}/p_n = k_{н.ц}/k_{в.ц}$ ($p_{с.в.ц} = w_{ц}/t_{в.ц}$), за смену $k_z = p_{с.в}/p_n = k_{н}/k_{в}$ ($p_{с.в} = w_{см}/t_{в} = p_{см}/k_{в}$), где $k_{н.ц}$ — коэффициент использования за один цикл.

Для группы n электроприемников приведенные выше величины и коэффициенты определяются следующими выражениями:

номинальная (установленная) активная мощность, кВт,

$$P_H = \sum_1^n p_H;$$

номинальная реактивная мощность, квар,

$$Q_H = \sum_1^n q_H;$$

коэффициент использования активной мощности

$$K_H = P_{CM}/P_H = \sum_1^n k_H P_H / \sum_1^n P_H;$$

коэффициент включения

$$K_B = \sum_1^n k_B P_H / \sum_1^n P_H;$$

коэффициент загрузки

$$K_Z = K_H/K_B = \sum_1^n k_H P_H / \sum_1^n k_B P_H.$$

Средняя активная нагрузка P_{CM} , кВт, и средняя реактивная нагрузка Q_{CM} , квар, за наиболее загруженную смену определяются по формулам $P_{CM} = W_{CM}/T_{CM}$ и $Q_{CM} = V_{CM}/T_{CM}$, где W_{CM} и V_{CM} — расходы активной кВт·ч, и реактивной, квар·ч, энергии за наиболее загруженную смену.

Коэффициенты максимума активной и реактивной мощности

$$K_M = P_M/P_{CM}; \quad K'_M = Q_M/Q_{CM},$$

где P_M и Q_M — получасовые максимумы активной и реактивной нагрузок, являющихся расчетными по допустимому нагреву [40]. Интервал времени 30 мин соответствует трем постоянным времени нагрева (10 мин) часто применяемых проводников малых и средних площадей сечений. Коэффициент максимума пересчитывают на другую продолжительность T (для элементов сетей с постоянной времени нагрева больше 10 мин) по формуле

$$K_{M.T} = 1 + (K_M - 1)/\sqrt{2T}.$$

Коэффициент спроса по активной мощности

$$K_C = P_M/P_H = K_H K_M.$$

Обычно K_C относится к шинам низшего напряжения цеховых трансформаторных подстанций.

Коэффициент совмещения максимумов нагрузки K_Z представляет собой отношение суммарного расчетного максимума мощности узла системы электроснабжения $P_{расч}$ к сумме расчетных максимумов мощ-

ности отдельных групп приемников $P_{расч_i}$, входящих в данный узел системы электроснабжения:

$$K_Z = P_{расч} / \sum_1^n P_{расч_i}.$$

Приближенно принимают для линий высокого напряжения системы внутреннего электроснабжения предприятия $K_Z = 0,85...1$; для шин электростанций предприятия, подстанций глубокого ввода и питающих линий электропередачи $K_Z = 0,9...1$.

Эффективное число ЭП определяют по выражению

$$[n_{\Sigma} = (\sum_1^n p_{Hi})^2 / \sum_1^n p_{Hi}^2],$$

где в числителе квадрат суммы номинальных активных мощностей всех n ЭП данной группы, а в знаменателе — сумма квадратов номинальных активных мощностей отдельных ЭП группы.

Пиковая нагрузка одного или группы ЭП (s_H , S_H , i_H , I_H) — это кратковременная нагрузка, обусловленная пуском электродвигателей, эксплуатационными КЗ дуговых электропечей, электрической сваркой и т. д. Она характеризуется также частотой ее появления.

В расчетах системы электроснабжения промышленных предприятий используют следующие значения электрических нагрузок: средняя нагрузка за наиболее загруженную смену (P_{CM} , Q_{CM}) для определения расчетного (получасового) максимума (по этой нагрузке определяют также мощность трансформаторов для цеховых подстанций); расчетный (получасовой) максимум активной (P_M , P_M) и реактивной (q_M , Q_M) мощностей или тока (i_M , I_M) для выбора элементов электрических сетей по нагреву, отклонению напряжения и экономической плотности тока; пиковый ток (i_H , I_H) для определения колебаний напряжений, выбора устройств защиты и их уставок.

2. СРЕДНИЕ НАГРУЗКИ И РАСХОД ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Средние нагрузки за наиболее загруженную смену группы электроприемников одинакового режима

$$P_{CM} = K_H P_H; \quad Q_{CM} = P_{CM} \operatorname{tg} \varphi_{CM},$$

где K_H — коэффициент использования для данной группы электроприемников; P_H — суммарная установленная мощность рабочих электроприемников этой группы; $\operatorname{tg} \varphi_{CM}$ — функция от характерного $\cos \varphi$ для этой группы.

Значения коэффициентов K_H , $\cos \varphi$ и K_C для различных ЭП предприятий некоторых отраслей промышленности приведены в работе [34]. Кроме того, эти сведения указаны в отраслевых строительных нормах Госстроя СССР (например, в Инструкции по строительному проектированию предприятий и сооружений нефтяной и газовой промышленности (СН 433.79).

Если коэффициенты K_H и K_C даны в справочных материалах в диапазоне (например 0,15...0,3), то, как правило, нужно применять нижний предел. Более высокие значения (в пределах диапазона) допускаются как исключение при наличии достаточных обоснований

для электроприемников механизмов с тяжелым режимом работы и в большом числе относительно мощных токоприемников.

Коэффициент мощности ($\cos \varphi$) следует принимать для синхронных электродвигателей равным 1 или опережающим (по расчету); если же коэффициент приведен в некотором диапазоне, то меньшей нагрузке соответствует меньшее его значение. Для n групп ЭП разного режима

$$P_{\text{см}} = \sum_1^n P_{\text{см}i}; \quad Q_{\text{см}} = \sum_1^n Q_{\text{см}i}.$$

При наличии данных о годовом расходе активной W_r и реактивной V_r электроэнергии средние нагрузки могут быть определены по формулам

$$P_{\text{см}} = P_{\text{сг}}/\alpha; \quad Q_{\text{см}} = Q_{\text{сг}}/\alpha,$$

где $P_{\text{сг}}$ — среднегодовая активная мощность, равная W_r/T_r ; $Q_{\text{сг}}$ — среднегодовая реактивная мощность, равная V_r/T_r ; T_r — годовое число часов работы предприятия; α — годовой коэффициент сменности по энергоиспользованию, учитывающий неравномерность нагрузки по сменам, дням и т. д.

Приближенные значения коэффициента α (в относительных единицах) и для ряда предприятий, работающих в три смены:

Заводы	α
Алюминиевые	0,95
Цинковые, магниевые	0,92
Глиноземные	0,85
Медеплавильные, никелекобальтовые	0,85
Черной металлургии	0,7..0,75
Коксохимические	0,82
Тяжелого машиностроения	0,65

Величины T_r для предприятий с продолжительностью смены 8 и 7 ч имеют значения соответственно, ч: при односменной работе 2250 и 2000, при двухсменной — 4500 и 3950, при трехсменной — 6400 и 5870.

Для ориентировочных расчетов

$$W_p = P_m T_m \quad \text{и} \quad V_r = Q_m T_{m.p},$$

где P_m и Q_m — известные максимальные активные и реактивные нагрузки; T_m и $T_{m.p}$ — годовое число часов использования максимума нагрузки:

Заводы	T_m	$T_{m.p}$
Аннлокарасочные	7100	—
Нефтепереработочные	7100	—
Тяжелого машиностроения	3770	4840
Станкостроения	4345	4750
Инструментальные	4140	4960
Шарикоподшипников	5300	6130
Подъемно-транспортного оборудования	3300	3880
Автотракторные	4960	5240
Сельскохозяйственного машиностроения	5330	4220
Приборостроения	3080	3180
Автомобильные	4370	3200
Вагоноремонтные	3560	3660
Электротехнические	4280	6420
Азотно-туковые	7000..8000	—
Разные металлообрабатывающие	4355	5880

Средняя активная мощность осветительной нагрузки за наиболее загруженную смену принимается равной максимальной:

$$P_{\text{см.о}} = K_{\text{с.о}} P_{\text{н.о}},$$

где $P_{\text{н.о}}$ — установленная мощность освещения по предприятию, цеху, отделу и т. д. Значения коэффициента спроса $K_{\text{с.о}}$ (в относительных единицах) зависят от характера освещаемого помещения, например:

Здание	$K_{\text{с.о}}$
Мелкое производственное	0,95
Состоящее из отдельных крупных пролетов	0,95
Состоящее из многих отдельных помещений	0,85
Канторско-бытовое и лабораторное	0,75
Складское, состоящее из многих помещений	0,6

В данном случае $K_{\text{с.о}} = K_{\text{н.}}$. Для аварийного освещения $K_{\text{с.о}} = 1$.

Реактивная мощность нагрузки с газоразрядными лампами

$$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \operatorname{tg} \varphi.$$

При наличии норм удельного расхода электроэнергии $w_{\text{уд}}$ и годового объема продукции M годовой расход электроэнергии вычисляется по выражению $W_r = w_{\text{уд}} M$. При отсутствии указанных норм $W_r = \alpha P_{\text{см}} T_r$; $V_r = \alpha Q_{\text{см}} T_r$. Годовой расход электроэнергии для освещения

$$W_r = P_{\text{см.о}} T_{\text{м.о}}; \quad V_r = Q_{\text{см.о}} T_{\text{м.о}}.$$

1. Годовое число использования максимума осветительной нагрузки (для внутреннего освещения)

Географическая широта	Естественное освещение	Рабочее и аварийное освещение при числе смен						При непрерывной работе	Аварийное освещение для эвакуации
		Одна		Две		Три			
		5-дневка	6-дневка	5-дневка	6-дневка	5-дневка	6-дневка		
46° с. ш	Есть	700	550	2250	2100	4150	4000	4800	4800
	Нет	2150		4300		6500		7700	8760
56° с. ш	Есть	750	600	2250	2100	4150	4000	4800	4800
	Нет	2150		4300		6500		7700	8760
64° с. ш	Есть	850	700	2250	2100	4150	4000	4800	4800
	Нет	2150		4300		6500		7000	8760

2. Годовое число использования максимума осветительной нагрузки (для наружного рабочего освещения для всех широт)

Ежедневно			В рабочие дни		
На всю ночь	До 1 ч ночи	До 24 ч	На всю ночь	До 1 ч ночи	До 24 ч
3600	2450	2100	3000	2060	1750

где $T_{м.о}$ — годовое число использования максимума осветительной нагрузки (табл. 1, 2).

Охранное освещение на всю ночь составляет 3500 ч.

3. МАКСИМАЛЬНЫЕ НАГРУЗКИ

Определяются по одному из следующих выражений:
по данным об удельных расходах электроэнергии* на единицу продукции — $P_m = w_{уд} M/T_m$;

по данным об удельных плотностях максимальной нагрузки на квадратный метр площади цеха — $P_m = P_{уд} F$;

по удельным расходам электроэнергии $w_{уд}$ для отдельных агрегатов — $P_m = \sum w_{уд} M/T_m + P$, где P — максимальные нагрузки общих (общезаводских) ЭП (помимо нагрузок указанных отдельных агрегатов).

При отсутствии указанных данных максимальные нагрузки на всех ступенях распределительных и питающих сетей определяют по формуле $P_m = K_m P_{см} = K_m K_n P_n$.

Коэффициент максимума K_m определяют в зависимости от коэффициента использования K_n и эффективного числа ЭП $n_э$ по графику [40] или по табл. 3. Для $n_э > 200$ и любых значениях K_n , а также при $K_n > 0,8$ и любых значениях $n_э$ расчетную нагрузку принимают равной средней за наиболее загруженную смену ($K_m = 1$). При числе ЭП в группе 4 и более можно считать $n_э$ равным n , если отношение наибольшего и наименьшего ЭП в группе имеет значение $m = P_{н. макс}/P_{н. мин} \leq 3$. При этом наименьшие ЭП, суммарная мощность которых не превышает 5 % номинальной мощности всей группы, могут быть исключены из рассмотрения. При $m > 3$ и $K_n > 0,2$ $n_э$ находят по формуле

$$n_э = 2 \sum_{i=1}^n p_{и}/p_{и. макс.} \quad (2.1)$$

Последовательность расчетов силовых нагрузок систематизирована в табл. 4, разработанной ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект». При ее заполнении в графу 1 записывают наименование узла, для которого определяются электрические нагрузки (силовой шкаф, питающая линия, магистраль, цех, секция щита, цеховая трансформаторная подстанция и т. п.), и наименование групп ЭП одного режима работы (с одинаковыми K_n и $\cos \phi$), питающихся от данного узла. Запись рекомендуется производить в такой последовательности: ЭП с переменным графиком работы; ЭП повторно-кратковременного режима (ПКР) работы; однофазные ЭП с указанием P_B и номинального напряжения; ЭП, работающие эпизодически и кратковременно (при определении нагрузок не учитываются). ЭП с постоянным графиком нагрузки записывают ниже всех прочих групп ЭП. Для синхронных электродвигателей указывают номинальные значения $\cos \phi$ и его КПД (η_n). Графу 5 заполняют по расчетному

* Сведения об удельных расходах электроэнергии для предприятий ряда отраслей промышленности приведены в работе [35].

3. Коэффициент максимума для различных коэффициентов использования в зависимости от эффективного (приведенного) числа электроприемников

$n_э$	K_m при K_n								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14
5	3,23	2,87	2,42	2	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,1
7	2,88	2,48	2,1	1,8	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,4	1,3	1,2	1,08
9	2,56	2,2	1,9	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08
10	2,42	2,1	1,84	1,6	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07
14	2,1	1,85	1,67	1,45	1,32	1,25	1,2	1,13	1,07
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07
18	1,91	1,7	1,55	1,37	1,26	1,21	1,16	1,11	1,06
20	1,84	1,65	1,5	1,34	1,24	1,2	1,15	1,11	1,06
25	1,71	1,55	1,4	1,28	1,21	1,17	1,14	1,1	1,06
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,1	1,05
35	1,56	1,41	1,3	1,21	1,17	1,15	1,12	1,09	1,05
40	1,5	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05
50	1,4	1,3	1,23	1,16	1,14	1,11	1,1	1,08	1,04
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,03
70	1,27	1,22	1,17	1,12	1,1	1,1	1,09	1,06	1,03
80	1,25	1,2	1,15	1,11	1,1	1,1	1,08	1,06	1,03
90	1,23	1,18	1,13	1,1	1,09	1,09	1,08	1,05	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,1	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02
120	1,19	1,16	1,12	1,09	1,07	1,07	1,07	1,05	1,02
140	1,17	1,15	1,11	1,08	1,06	1,06	1,06	1,05	1,02
160	1,16	1,13	1,1	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,02
180	1,16	1,12	1,1	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01

узлу в целом. Реактивная нагрузка синхронных электродвигателей и статических конденсаторов принимается равной номинальному значению и учитывается со знаком минус. Для синхронных электродвигателей $q_n = P_n t_d \phi / \eta_n$. Графы 6 и 7 по узлу заполняют после предварительного подведения итогов по графам 4, 8 и 9. Средневзвешенные значения $K_n = \sum P_{см} / \sum P_n$ (графа 6) и $\tan \phi = \sum Q_{см} / \sum P_{см}$ (графа 7).

Если найденное по формуле (2.1) $n_э > n$, то следует принимать $n_э = n$. Для ЭП длительного режима работы с практически постоянным графиком нагрузки (насосы, вентиляторы, компрессоры и т. д.) K_m принимают равным единице, т. е.

$$P_m = K_m K_n P_n = K_n P_n = P_{см}$$

Суммарную расчетную нагрузку по узлу в целом определяют сложением максимальной нагрузки ЭП с переменным графиком и средней нагрузкой ЭП с практически постоянным графиком. Нагрузки постоянного тока определяют аналогично трехфазным. Максимальную реактивную нагрузку вычисляют по формуле

$$Q_m = K_m Q_{см}$$

4. Расчет максимальных

Наименование узлов питания и групп ЭП	Количество ЭП рабочих/резервных, n	Установленная мощность при ПВ = 100 %, кВт		$m = \frac{P_{н. макс}}{P_{н. мин}}$	$K_{и}$
		одного ЭП (наименьшего и наибольшего), $P_{н}$	общая, $P_{н}$ рабочих/резервных		
1	2	3	4	5	6

Секция № 1

Станки	6	0,9—15	42,9	—	0,2
Таль, тележки	9	0,6—5,5	24	—	0,5
Сварка	3	46	138	—	0,35
Итого	18	0,9—46	204,9	>3	0,2
Вентиляторы	7	15—80	269,4	—	0,8
Всего по секции № 1	25	—	474,3	—	—

При $n_{э} \leq 10$ коэффициент $K'_M = 1,1$. Во всех остальных случаях $K_M = 1$. Возможные варианты расчета максимальных нагрузок приведены в табл. 5, разработанной ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект».

Расчетный максимум по тому или иному узлу, магистрали, трансформатору и другим устройствам

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2}; \quad I_M = S_M / \sqrt{3} U_n.$$

Для ЭП освещения максимальная активная и реактивная нагрузка принимаются равными средним за наиболее загруженную смену.

4. ПИКОВЫЕ НАГРУЗКИ

Пиковый ток группы ЭП узла определяется по формуле

$$I_n = i_{н.м} + (I_M - K_{и} i_{н}),$$

где $i_{н.м}$ — наибольший пиковый ток одного ЭП; I_M — ток максимальной нагрузки всех ЭП группы (узла); $i_{н}$ — номинальный (приведенный к ПВ=1) ток ЭП с наибольшим пиковым током.

электрических нагрузок

$\cos \varphi$ $\lg \varphi$	$P_{см} = K_{и} P_{н}, \text{ кВт}$	$Q_{см} = P_{см} \lg \varphi_{см} - Q_{ск}, \text{ квар}$	$n_{э} = (2 \Sigma P_{н}) / P_{наиб}$	K_M	$P_M = K_M P_{см}, \text{ кВт}$	$Q_M = (Q_{см} \text{ или } 1,1 Q_{см}) - Q_{ск}, \text{ квар}$	$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2}, \text{ кВт} \cdot \text{А}$	расчетные токи, А I_M / I_n
7	8	9	10	11	12	13	14	15

щита 0,4 кВ

0,6 1,33	8,5	11,4	—	—	—	—	—	—
0,6 1,33	12	16	—	—	—	—	—	—
0,55 1,51	26,9	40,6	—	—	—	—	—	—
0,53 1,62	47,4	68	11	1,8	85	68	—	—
0,8 0,76	215,5	163,8	—	—	215,5	163,8	—	—
—	262,9	231,8	—	—	300,5	231,8	380	550

Наибольшим пиковым током одного ЭП может быть: пусковой ток асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором (при отсутствии заводских данных принимается $5i_{н}$); пусковой ток асинхронного электродвигателя с фазным ротором или электродвигателя постоянного тока (при отсутствии заводских данных принимается $2,5i_{н}$); пиковый ток печных и сварочных трансформаторов по заводским данным (при отсутствии заводских данных принимается не менее трехкратного номинального — без приведения к ПВ=1); пиковая мощность (кВт · А) отдельно работающих машин контактной сварки по формуле $S_n = U_{2макс} I_{2макс}$, где $U_{2макс}$ и $I_{2макс}$ — максимальные вторичные напряжение (В) и ток (кА) (по паспортным данным).

При отсутствии заводских данных пиковая мощность принимается приблизительно равной трехкратной номинальной мощности (при паспортном ПВ).

При самозапуске электродвигателей в качестве пикового тока принимается пусковой ток всех участвующих в самозапуске электродвигателей. В других случаях пиковый ток определяется по специальными расчетам. Так разработана методика определения электрических нагрузок машин контактной электросварки, а также резкопеременной нагрузки мощных ЭП прокатных станов и дуговых электроплавильных печей (ДСП) [34].

069002

Научно-техническая
библиотека
Синарского трубного
завода

Фактическое число ЭП в группе n	$m = \frac{P_{\max}}{P_{\min}}$	n_3	P_M	Q_M
Три и менее	Не определяются	$m < 3, n_3 = n$ При определении исключаются наименьшие ЭП, суммарная мощность которых не превышает 5 % номинальной мощности группы $\sum P_n$	$P_M = \sum P_n$	Для ЭП с режимом работы*: длительным ($\cos \varphi = 0,8$) $Q_M = 0,75 P_M$; ПКР ($\cos \varphi = 0,75$) $Q_M = 0,87 P_M$ При $n_3 < 10$ $Q_M = 1,1 Q_{\text{см}}$ при $n_3 > 10$ $Q_M = Q_{\text{см}}$
Более трех	$m > 3$ (точное определение m не требуется)	$n_3 = \frac{2 \sum P_n}{P_{n, \max}} < 4$	$P_M = \sum P_n K_3$ ($K_3 = 0,9$ для ЭП длительного режима работы и $K_3 = 0,75$ для ЭП ПКР)	Для ЭП с режимом работы, длительным ($\cos \varphi = 0,8$) $Q_M = 0,75 P_M$; ПКР ($\cos \varphi = 0,75$) $Q_M = P_M$
		$n_3 = \frac{2 \sum P_n}{P_{n, \max}} > 4$ Принимается равным n при $n_3 > n$	$P_M = K_M P_{\text{см}}$	При $n_3 < 10$ $Q_M = 1,1 Q_{\text{см}}$ При $n_3 > 10$ $Q_M = Q_{\text{см}}$
		$n_3 = \frac{2 \sum P_n}{P_{n, \max}} > 200$	$P_M = P_{\text{см}}$	$Q_M = Q_{\text{см}}$
ЭП с практически постоянным графиком нагрузки (насосы водоснабжения, вентиляторы, отопительные и нагревательные нерегулируемые приборы и т. п.) составляют более 75 % установленной мощности расчетного узла			$P_M = P'_M + P''_M$	$Q_M = Q'_M + Q''_M$
В расчетном узле ЭП с переменным (P'_M) и постоянным (P''_M) графиками нагрузок				

5. РАСЧЕТ НАГРУЗОК ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ

При неравномерности включения однофазных ЭП по фазам в пределах по 15 % от суммарной мощности всех одно- и трехфазных ЭП их учитывают как трехфазные нагрузки той же мощности. При превышении указанных пределов неравномерности расчетные нагрузки принимают равными тройному значению наиболее загруженной фазы. Средние нагрузки за наиболее загруженную смену от однофазных ЭП определяют аналогично трехфазным. Неравномерность нагрузки по фазам (по узлу) $\Delta P_{\text{нр}}$ находят как отношение разности наиболее и наименее загруженных фаз к нагрузке наименее загруженной фазы, %.

$$\Delta P_{\text{нр}} = (P_{\text{макс. ф}} - P_{\text{мин. ф}}) 100 / P_{\text{мин. ф}} = P_{\text{нр}} 100 / P_{\text{мин. ф}}$$

Для магистрали или питающей линии с однофазной и трехфазной нагрузкой

$$\Delta P_{\text{нр}} = P_{\text{нр}} 100 / (P_{\text{мин. ф}} + \sum P_n / 3),$$

где $\sum P_n$ — общая трехфазная нагрузка данного расчетного узла.

При числе однофазных ЭП до трех условная номинальная трехфазная мощность при включении ЭП на фазное напряжение

$$P_{\text{н. у}} = 3P_{\text{н. м. ф}} \text{ или } P_{\text{н. у}} = 3S_{\text{п. в}} \sqrt{P/B} \cos \varphi_{\text{п}},$$

где $P_{\text{н. м. ф}}$ — номинальная мощность максимально загруженной фазы, кВт; при включении ЭП на линейное напряжение: при одном ЭП $P_{\text{н. у}} = \sqrt{3} p_{\text{н. л}}$, где $p_{\text{н. л}}$ — номинальная мощность ЭП; при двух-трех ЭП $P_{\text{н. у}} = 3P_{\text{н. м. ф}}$;

при включении однофазных ЭП: одного мощностью $p_{\text{н1}}$ на фазное, а другого мощностью $p_{\text{н2}}$ на линейное напряжение для определения $P_{\text{н. у}}$ предварительно находят значения $P_{\text{н. у. ф}} = 3p_{\text{н1}}$; $P_{\text{н. у. л}} = \sqrt{3} p_{\text{н2}}$. Для дальнейших расчетов принимают большее из полученных значений.

Максимальная нагрузка однофазных электроприемников при их числе больше трех и одинаковых K_n и $\cos \varphi$, включенных на фазное или линейное напряжение,

$$P_M = 3K_n K_M P_{\text{н. м. ф}}$$

Величину n_3 для однофазных нагрузок данного расчетного узла определяют по формуле

$$n_3 = 2 \sum_1^n p_{\text{н. о}} / (3p_{\text{н. о. макс}}),$$

где $p_{\text{н. о}}$ и $p_{\text{н. о. макс}}$ — номинальная мощность однофазного ЭП соответственно одного и наибольшего в узле.

Нагрузки отдельных фаз при включении однофазных ЭП на линейное напряжение

$$P_{L_1} = (R_{L_1 L_2} + P_{L_1 L_3}) / 2; \quad P_{L_2} = (P_{L_1 L_2} + P_{L_2 L_3}) / 2; \\ P_{L_3} = (P_{L_1 L_3} + P_{L_2 L_3}) / 2.$$

6. Коэффициенты приведения однофазной нагрузки, включенной на линейное напряжение, к нагрузке, отнесенной к одной фазе трехфазного тока и фазному напряжению

Коэффициенты приведения	cos φ							
	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
$P_{(L_1 L_2) L_1}; P_{(L_2 L_3) L_2};$ $P_{(L_3 L_1) L_3}$	1,4	1,17	1	0,89	0,8	0,72	0,64	0,5
$P_{(L_1 L_2) L_2}; P_{(L_2 L_3) L_3};$ $P_{(L_3 L_1) L_1}$	-0,4	-0,17	0	0,11	0,2	0,28	0,36	0,6
$q_{(L_1 L_2) L_1}; q_{(L_2 L_3) L_2};$ $q_{(L_3 L_1) L_3}$	1,26	0,86	0,58	0,38	0,22	0,09	-0,05	-0,29
$q_{(L_1 L_2) L_2}; q_{(L_2 L_3) L_3};$ $q_{(L_3 L_1) L_1}$	2,45	1,44	1,16	0,98	0,8	0,67	0,53	0,29

Определение нагрузок от однофазных ЭП при числе более трех и различных K_n и $\cos \varphi$ состоит в следующем. Все однофазные ЭП, включенные на фазное и линейное напряжения, распределяют по возможности равномерно по фазам. Средняя нагрузка на наиболее загруженную смену по отдельным фазам получается суммированием средних однофазных нагрузок данной фазы и групп однофазных нагрузок с одинаковыми K_n и $\cos \varphi$, включенных на линейное напряжение с соответствующим приведенным этим нагрузкам (с помощью коэффициентов в табл. 6) к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению. Так для фазы L_1 имеем

$$P_{см L_1} = K_n P_{н L_1 L_2} P_{(L_1 L_2) L_1} + K_n P_{н L_3 L_1} P_{(L_3 L_1) L_1} + K'_n P_{н L_{10}};$$

$$Q_{см L_1} = K_n P_{н L_1 L_2} q_{(L_1 L_2) L_1} + K_n P_{н L_3 L_1} q_{(L_3 L_1) L_1} + K'_n P_{н L_{10}} \operatorname{tg} \varphi,$$

где $P_{н L_1 L_2}$, $P_{н L_3 L_1}$ — суммарные номинальные мощности однофазных ЭП включенных на линейное напряжение; $P_{н L_{10}}$ — суммарная номинальная мощность однофазных ЭП, включенных на фазное напряжение $P_{(L_1 L_2) L_1}$; $P_{(L_3 L_1) L_1}$; $q_{(L_1 L_2) L_1}$; $q_{(L_3 L_1) L_1}$ — коэффициенты приведения на-

7. Расчет электрических нагрузок

Наименование узлов питания, групп ЭП, номинальное напряжение и ПВ, %	Число приемников n	Установленная мощность (приведенная к ПВ = 100 %) P_n , кВт	Установленная мощность однофазных ЭП, включенных на фазное напряжение, кВт			Установленная мощность однофазных ЭП, включенных на линейное напряжение, кВт		
			L_1	L_2	L_3	$L_1 L_2$	$L_2 L_3$	$L_3 L_1$

грузок, включенных на линейное напряжение $L_1 L_2$ и $L_3 L_1$, к фазе L_1 (табл. 6).

Приведение нагрузок к фазам L_2 и L_3 с применением соответствующих коэффициентов производят согласно выражениям

$$P_{см L_2} = K_n P_{н L_1 L_2} P_{(L_1 L_2) L_2} + K_n P_{н L_2 L_3} P_{(L_2 L_3) L_2} + K'_n P_{н L_{20}};$$

$$P_{см L_3} = K_n P_{н L_3 L_1} P_{(L_3 L_1) L_3} + K_n P_{н L_2 L_3} P_{(L_2 L_3) L_3} + K'_n P_{н L_{30}}.$$

Значения условной средней нагрузки $P_{см.у}$ трехфазной сети, определяемой по нагрузке наиболее загруженной фазы, заносят в общую таблицу:

$$P_{см.у} = 3 P_{см. м. ф}; Q_{см. у} = 3 Q_{см. м. ф}.$$

Последовательность расчета однофазных нагрузок показана в табл. 7.

6. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК
В СЕТЯХ НАПЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В.
СПОСОБЫ ОРИЕНТИРОВОЧНОЙ ОЦЕНКИ НАГРУЗОК

В сетях напряжением выше 1000 В расчетными узлами нагрузки являются распределительные подстанции (РП), главные понижающие подстанции (ГПП) и др. Электрические нагрузки в этих узлах рассчитывают также с помощью коэффициентов использования и максимума. При этом рекомендуется следующий порядок расчета по форме, приведенной в табл. 4: суммируют номинальные мощности всех силовых ЭП напряжением до и выше 1000 В, подключенных к данному расчетному узлу, их средние нагрузки и K_n ; выбирают номинальную мощность наибольшего ЭП; определяют n_3 , K_m , $\cos \varphi$, а затем P_m и Q_m ; отдельной (последней) строкой записывают данные (n , P_m , $P_{см}$) об ЭП с практически постоянным графиком нагрузки; суммируют отдельно осветительные нагрузки, потери в силовых трансформаторах; подводят общие итоги по средним и максимальным нагрузкам.

Расчетную силовую нагрузку предприятия в целом определяют суммированием расчетной нагрузки крупных ЭП с резкопеременным графиком нагрузки и расчетной нагрузки прочих ЭП предприятия.

Когда можно ожидать несовпадения по времени работы наиболее загруженных смен отдельных цехов или неодновременной работы крупных агрегатов, допускается применение коэффициента совмещения максимумов нагрузки K_{Σ} , значение которого приведено в гл. 2.1. Для

от однофазных электроприемников

к фазе	Коэффициент приведения		Установленная мощность наиболее загруженной фазы $P_{\text{н. м. ф}}$	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Коэффициент использования $K_{\text{н}}$	n_3	$K_{\text{м}}$	Максимальная нагрузка		
	p	q						$P_{\text{м}} = 3 K_{\text{н}} K_{\text{м}} P_{\text{н. м. ф.}}$ кВт	$Q_{\text{м}} = P_{\text{м}} \operatorname{tg} \varphi$ квар	$S_{\text{м}} = \sqrt{P_{\text{м}}^2 + Q_{\text{м}}^2}$ кВ. А

контроля правильности полученных расчетных результатов по цеху или предприятию рекомендуется определять значение коэффициента спроса по активной мощности, а также число часов использования максимума и сопоставлять их с теми же показателями для аналогично действующих цехов или предприятий.

При установке на ГПП трехобмоточных трансформаторов или трансформаторов с расщепленными обмотками определение электрических нагрузок производят для каждой обмотки. При наличии двух и более ГПП общую нагрузку по предприятию определяют сложением максимальных нагрузок этих ГПП:

$$S_m = K_{\Sigma} \sqrt{\sum P_m^2 + \sum Q_m^2}$$

Нагрузки распределительных пунктов напряжением 6—10 кВ, трансформаторов ГПП, общезаводских и внешних электросетей предпочтительно определять по удельным расходам электроэнергии с проверкой по броскам активной и реактивной мощности от крупных единичных ЭП. Во всех случаях достоверность полученных расчетных нагрузок следует определять, сравнивая их с данными по удельным расходам электроэнергии на единицу продукции.

На предварительных стадиях проектирования — для сопоставления вариантов, для ориентировочных соображений и т. д. — допускается использовать следующие приближенные методы расчета нагрузок. На низших ступенях электроснабжения для приближенного расчета нагрузок используют метод коэффициента спроса*:

$$P_m = K_c P_n \text{ — для одной группы ЭП;}$$

$$P_m = \sum_1^n K_c P_n \text{ — для нескольких групп ЭП;}$$

$$Q_m = P_m \operatorname{tg} \varphi \text{ — реактивная мощность;}$$

$$S_m = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2} \text{ — полная нагрузка.}$$

Для разных по характеру групп ЭП

$$S_{\Sigma} = K_{\Sigma} \sqrt{\sum_1^n P_m^2 + \sum_1^n Q_m^2}$$

Значения K_{Σ} находят в пределах от 0,8 до 1. Применяют этот метод и при наличии суммарных установленных мощностей групп без разбивки на отдельные ЭП.

Метод коэффициента спроса может дать серьезные погрешности при небольшом числе ЭП ($n < 10$) или при наличии отдельных относительно крупных ЭП в массе более мелких.

На более высоких ступенях электроснабжения приближенный расчет нагрузок производят по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции, по удельным плотностям нагрузки на квадратный метр площади цеха, по удельным расходам электроэнергии для отдельных агрегатов. При отсутствии необходимых исходных данных их определяют по предприятиям — аналогам как проектируемым, так и эксплуатируемым.

* Значения K_c приводятся в отраслевых справочниках, для отдельных групп ЭП можно их взять из работы [34].

7. ГРАФИКИ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И ИХ РЕГУЛИРОВАНИЕ

Графики нагрузок энергетических систем имеют, как правило, два явно выраженных пика — утренний и вечерний. Выравнивание графиков нагрузки является актуальным мероприятием повышения эффективности работы энергетических систем и связано со значительными затратами на сооружение специальных пиковых агрегатов и электростанций, с увеличением расхода топлива и т. п. Стоимость электроэнергии при неравномерном графике всегда выше, чем при прочих равных условиях, при равномерном графике нагрузки. Графики нагрузок подразделяются на индивидуальные (для отдельных ЭП) и групповые. Индивидуальные графики необходимы для определения нагрузок отдельных мощных ЭП с резкопеременным характером нагрузки.

При проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий в большинстве случаев используют групповые графики нагрузок (в том числе и для предприятий в целом): для определения активной энергии, потребляемой предприятием; выбора источников питания (ИП) и наиболее рациональной схемы электроснабжения. Каждая отрасль промышленности имеет свои характерные суточные и годовые графики нагрузок.

Графики электрических нагрузок характеризуются коэффициентами, определяющими режим работы ЭП по мощности или во времени. Сущность некоторых из них уже изложена — это K_n , K_m , K_c , K_v , K_z , K_{Σ} , T_m . С точки зрения регулирования основными характеристиками графиков нагрузок являются: годовое число часов использования максимума нагрузки — T_m ; неравномерность графика — как отношение минимальной ночной нагрузки $P_{\min}$ к максимальной $P_{\max}$ — $K_n = P_{\min}/P_{\max}$; коэффициент заполнения графика нагрузки по активной мощности как отношение средней активной мощности P_c к максимальной за исследуемый период времени — $K_{z.г} = P_c/P_{\max}$.

Средние нагрузки за некоторый характерный период времени определяются отношением расхода электроэнергии (W , V) к длительности этого периода:

$$P_c = W/T; Q_c = V/T.$$

В качестве исследуемого периода времени принимается период продолжительностью наиболее загруженной смены или одних суток. Можно записать $K_{z.г} = 1/K_m$ или $K_{z.г} = T_m/8760$. Аналогично выражение для коэффициента заполнения графика нагрузки по реактивной мощности $K_{z.г.р} = Q_c/Q_{\max} = 1/K_{m.р}$.

В обобщенном виде неравномерность графика нагрузки может быть выражена числом часов использования максимума нагрузки T_m .

Регулирование режимов электропотребления промышленных предприятий, снижающее их мощность в часы максимальных нагрузок энергосистем, улучшает технико-экономические показатели как самих промышленных предприятий, так и энергосистем.

Основой для разработки регулировочных мероприятий являются снятие и последующий анализ графиков нагрузок. Все регулировочные мероприятия разделяют на группы:

1. Не требующие дополнительных капиталовложений, осуществление которых должно способствовать оптимизации режима электропотребления. Действуют в течение всего года. Для разработки и выполнения мероприятий этой группы можно провести организационно-техническую подготовку, связанную, например, с изменением графика

тех ЭП, которые без ущерба можно перевести на работу преимущественно вне часов максимума.

2. Не требующие дополнительных капиталовложений, но осуществление которых в значительной степени может повлиять на суточный график нагрузок энергосистемы и снизить напряженность прохождения осенне-зимнего периода. Эта группа мероприятий должна предусматривать изменение режима электропотребления таких заранее выявленных потребителей-регуляторов, которые без существенного ущерба для себя и для производства в целом могут допустить: либо произвольно заданные по числу и длительности перерывы в работе, либо систематические, ежесуточные перерывы на несколько часов, либо значительное и длительное изменение интенсивности своей работы. Такими потребителями-регуляторами (ПР) могут быть отдельные электротехнические установки или энергоемкие потребители, за счет которых, в соответствии с потребностями энергосистемы, можно снижать электрическую нагрузку промышленных предприятий в часы максимума энергосистем или увеличивать ее в часы «провалов» графиков нагрузок.

3. Требующие дополнительных капиталовложений. Необходимость осуществления таких мероприятий определяется технико-экономическими расчетами и должна предусматриваться уже на стадии проектирования промышленных предприятий, а для действующих — в перспективных планах их развития и реконструкции. Эти мероприятия осуществляются путем отключения в часы максимума технологического оборудования, работающего по непрерывному режиму в течение суток, т. е. с уменьшением выработки продукции. В этом случае, естественно, потребуется компенсация недовыработанной продукции, что повлечет за собой установку дополнительного технологического оборудования (которое работало бы вместе с существующим в часы провала нагрузки в энергосистеме), и, следовательно, вызовет увеличение соответствующих затрат на промышленном предприятии (дополнительные капиталовложения и издержки производства) при одновременном уменьшении затрат в энергосистеме. При этом получаемая в энергосистеме экономия средств может превысить дополнительные затраты, связанные с установкой дополнительного оборудования.

При подготовке договора на отпуск электроэнергии энергонадзор обязан скорректировать заявленную (договорную) мощность на величину снимаемой по плану регулировочных мероприятий нагрузки. Экономическая целесообразность перевода потребителей в режим ПР определяется выражением [27]

$$E = (\Delta P_{з.о} a \gamma - I_{д.к}) / K \geq E_{п}$$

где $\Delta P_{з.о}$ — разница значений заявленных мощностей до и после введения определенного потребителя в режим ПР на очередной плановый период работы предприятий ($\gamma = 1/4; 1/2; 3/4; 1$ год);

$$\Delta P_{з.о} = \sum_{i=1}^g (P_{п.р}^i + \sum_{j=1}^{S_1} \delta P_{л.г} + \sum_{j=1}^{S_2} \delta P_{т.г}) t_i / T_{з.о};$$

a — стоимость 1 кВт заявленной мощности; $I_{д.к}$ — ежегодные издержки и капиталовложения, связанные с выделением ПР; $P_{п.р}$ — мощность i -го ПР; t_i — время работы i -го потребителя в часы максимума нагрузки энергосистемы до перевода его в режим ПР; g — число ПР; $\delta P_{л.г}$, $\delta P_{т.г}$ — потери активной мощности в j -й линии и соответственно трансформатора до перевода i -го потребителя в режим ПР; S_1 ,

S_2 — число линий и трансформаторов по пути от разделения сетей энергоснабжающей организации до i -го ПР.

Ориентировочно можно определить

$$\Delta P_{з.о} = (1,02 \dots 1,04) \sum_{i=1}^g P_{п.р}^i t_i / T_{з.о}$$

Народнохозяйственная эффективность перевода потребителей в режим ПР

$$\begin{aligned} Z_{н.х} = \Delta P_{з.о} a \gamma - \sum_{i=1}^{t_c} E_{н.п} K_i (1 + E_{н.п})^{t_c - 1} - I_{д.к} + \\ + \sum_{i=1}^{t_c} E_{н.п} K_{с.г} (1 + E_{н.п})^{t_c - 1} + \Delta I_{с.г}, \end{aligned}$$

где $E_{н.п}$ — нормативный коэффициент приведения разновременных затрат; t_c — срок строительства объекта, год; $K_{с.г}$ — экономия капиталовложений в пиковую мощность на электростанции в i -м году; $\Delta I_{с.г}$ — экономия издержек в энергосистеме в i -м году; K_i — капиталовложения, связанные с выделением потребителей регуляторов в i -м году.

При определении народнохозяйственной эффективности регулирования режимов потребления затраты на топливо и электроэнергию следует оценивать по замыкающим затратам по зонам графика нагрузок энергосистем. Для действующих предприятий допускается пользование тарифами на электроэнергию в соответствии с прейскурантом или по договорным условиям с энергонадзором.

Глава 3

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ В ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ

1. МЕТОДИКА РАСЧЕТОВ

Технико-экономические расчеты (ТЭР) производятся на основании типовой методики определения экономической эффективности капитальных вложений [39]. Для различных отраслей промышленности в централизованном порядке разработаны соответствующие отраслевые методики. При выполнении ТЭР в электроснабжении промышленных предприятий руководствуются Методикой технико-экономических расчетов в энергетике, утвержденной Государственным Комитетом СССР по науке и технике в 1966 г. В отдельных ведомствах на базе упомянутых директивных материалов созданы указания по ТЭР, например, в ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект» (г. Москва) в 1969 г. разработаны «Указания по технико-экономическому расчету электроснабжения промышленных предприятий» [41].

Решение задачи электроснабжения промышленного предприятия или отдельных узлов в конкретных условиях может иметь несколько вариантов с применением разных напряжений, числа и места расположения понижающих подстанций и распределительных пунктов, мощностей трансформаторов, способов передачи электроэнергии по территории предприятия и т. д. Поэтому наиболее рациональное решение

выявляется на основании сравнения возможных вариантов электро-снабжения, равноценных по техническим показателям (качество на-пряжения, баланс реактивной мощности, соответствие надежности ка-тегории потребителей и степени защиты изоляции от загрязнения, обеспечение самозапуска ответственных электродвигателей, соответ-ствие «Правилам устройства электротехнических установок» и др.) и отвечающих техническим условиям, выданным энергосистемой или электроснабжающей организацией. В настоящее время ущерб от пере-рыва электроснабжения в технико-экономических расчетах допускается не учитывать, однако при наличии необходимых статистических дан-ных по аварийности оборудования и сетей в ТЭР следует включать стоимостную оценку надежности, или сравниваемые варианты должны быть равноценными по надежности. ТЭР выполняют на основе опреде-ления электрических нагрузок в соответствии с руководящими указа-ниями по их расчету и после выбора компенсирующих устройств (тип, мощность, напряжение, число, места установки).

Задача выбора лучшего варианта сводится к определению экономи-ческой эффективности капиталовложений за счет снижения потерь в сети, получения наилучших эксплуатационных показателей, высокой надежности, оцениваемых экономическ. Критерием экономичности схемы электроснабжения либо конструктивного ее решения является минимум приведенных затрат, тыс. р./год:

$$Z = E_n K + I = EK + I_{\Sigma} = \min, \quad (3.1)$$

где E_n — нормативный коэффициент эффективности капиталовложе-ний, принимаемый равным 0,12 согласно п. 22 работы [39]; K — едино-временные капиталовложения, тыс. р.; $I = E_a K + E_{т.р} K + I_{\Sigma}$ — еже-годные текущие затраты при нормальной эксплуатации, тыс. р./год; E_a и $E_{т.р}$ — коэффициенты отчисления соответственно на амортизацию и текущий ремонт в долях единицы; I_{Σ} — стоимость потерь электро-энергии, тыс. р./год; $E = E_a + E_{т.р} + E_n$ — суммарный коэффициент отчислений от капиталовложений в долях единицы.

Сравниваемые варианты схем электроснабжения могут отличаться надежностью, под которой понимается способность бесперебойного обеспечения потребителей электроэнергией заданного качества и коли-чества. В этом случае эффективность капиталовложений оценивается с учетом народнохозяйственного ущерба, возникающего при пере-рывах электроснабжения или недопустимых отклонениях показателей качества электроэнергии. Формула приведенных затрат приобретает вид

$$Z = E_n K + I + Y_n, \quad (3.2)$$

где Y_n — годовой ущерб от аварийного перерыва работы системы, обусловленного различными уровнями надежности сравниваемых ва-риантов [7, 34].

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ВЕЛИЧИН

Капиталовложения K определяют по всем элементам электроснаб-жения, входящим в изменяющуюся часть сравниваемых вариантов, в действующих ценах с учетом стоимости монтажа и строительной ча-сти. Значения капиталовложений принимают по сметам к типовым про-ектам или к имеющимся рабочим проектам или проектам, содержащим

подобные элементы, по ценникам на оборудование и его монтаж, а так-же по ведомственным справочным материалам*.

При сравнении вариантов с разным числом подстанций глубокого ввода или различными способами канализации электроэнергии по тер-ритории промышленных предприятий следует учитывать площадь, зани-маемую электротехническими сооружениями или коммуникациями, если их размещение на генплане проектируемого предприятия требует расширения коммуникационных коридоров между цехами и, следова-тельно, вызывает удлинение коммуникационных связей и соответствую-щее удорожание вариантов. Например, варианты с воздушной линией электропередачи 110 кВ и с кабельной линией того же напряжения существенно отличаются шириной занимаемой полосы. Так же шири-ной занимаемой полосы отличаются варианты сооружения магистраль-ного токопровода 6—10 кВ и прокладки кабельных линий в тоннелях, если воздушные линии и токопроводы не размещаются в пределах принятых разрывов между цехами. Удорожание связей учитывают прибавлением к стоимости варианта величины указанного удорожания, условно называемой стоимостью территории:

$$K_{тер} = K_{уд.тер} b l, \quad (3.3)$$

где $K_{уд.тер}$ — условная стоимость 1 м² территории, т. руб., опреде-ляется в зависимости от характера производства отрасли промышлен-ности; b — ширина полосы на территории предприятия, на которую увеличивается разрыв между производствами для размещения электро-технических сооружений и коммуникаций, м; l — длина сооружения или коммуникации, м.

Условная стоимость территории предприятия для различных от-раслей промышленности (тыс. р. за 1 га):

Предприятие	Условная стои-мость территории
Производство азота*	80
Оргсинтез*	80
Производство искусственного жидкого топлива и газа*	80
Производство хлора и хлорорганических продуктов	110—120
Станкостроение, инструментальные, абразивные за-воды	80—130
Кузнечно-прессовое машиностроение	80—130
Металлургия	150
Искусственное волокно при производительности 33 тыс.т.	165
Искусственное волокно при производительности 65 тыс. т	225
Автомобильные заводы, средние	150—200
Автомобильные заводы, крупные	200—250

*Без электротехнических коммуникаций — 60 тыс. р.

Стоимость потерь электроэнергии определяют по действующим двухставочным тарифам на электроэнергию:

$$I_{\Sigma} = m \Delta P_m + m_0 \Delta P_0, \quad (3.4)$$

где m — стоимость 1 кВт максимальных активных нагрузочных потерь, р / (кВт · год); m_0 — стоимость 1 кВт потерь х. х., р / (кВт · год); ΔP_m — максимальные потери активной мощности, МВт; ΔP_0 — потери х. х., МВт.

Стоимости 1 кВт потерь определяют для каждой энергосистемы на основании действующих тарифов в зависимости от годового числа

* Укрупненные показатели стоимости строительства элементов электроснабже-ния (УПН-ЭС) промышленных предприятий для технико-экономических обоснований. М., ЦБНТИ Минмонтажспецстроя СССР, 1980.

8. Тарифы на электрическую энергию, отпускаемую промышленным потребителям

Двухставочный тариф			Энергосистема
α — основная плата за 1 кВт максим. нагрузки, р.	β — дополнительная плата за 1 кВт·ч, к.	Объединенные группы энергосистем (рис. 1)	
30	0,25	I	Иркутскэнерго, Красноярскэнерго
30	0,50	II	Таджикглавэнерго
33	0,50	II	Кузбассэнерго, Новосибирскэнерго, Омскэнерго, Алтайэнерго, Павлодарэнерго
36	0,90	III	Куйбышевэнерго, Саратовэнерго, Татэнерго, Волгоградэнерго, Воронежэнерго, Грозэнерго, Башкирэнерго, Пермьэнерго, Свердловскэнерго, Челябинэнерго, Карагандаэнерго
36	1	III	Горэнерго, Костромаэнерго, Липецкэнерго, Мосэнерго, Ленэнерго, Севкавказэнерго, Томскэнерго, Днепрэнерго, Донбассэнерго, Харьковэнерго, Минэнерго Узб. ССР
36	1,1	III	Барнауленэнерго, Бурятэнерго, Туркменглавэнерго
36	1,2	IV	Белглавэнерго
39	0,9	IV	Карелэнерго, Колэнерго
39	1,1	IV	Калининэнерго, Тулаэнерго, Кировэнерго, Оренбургэнерго, Тюменьэнерго, Удмуртэнерго, Алма-Атаэнерго, Кустанайэнерго, Целинэнерго, Южказэнерго
39	1,2	IV	Ивэнерго, Мордовэнерго, Орелэнерго, Пензаэнерго, Рязаньэнерго, Тамбовэнерго, Ульяновскэнерго, Чувашэнерго, Ярэнерго
42	1,5	V	Белгородэнерго, Курскэнерго, Киевэнерго, Брянскэнерго, Калининградэнерго, Смоленскэнерго, Дагэнерго, Краснодарэнерго, Ростовэнерго, Ставропольэнерго, Львовэнерго, Одессаэнерго, Запказэнерго, Азглавэнерго, Армглавэнерго, Грузглавэнерго, Киргизглавэнерго, Латвглавэнерго, Литовглавэнерго, Молдглавэнерго, Эстонглавэнерго
42	2	VI	Винницаэнерго, Крымэнерго
45	1,2	VI	Хабаровскэнерго, Читаэнерго
45	1,5	VII	Архэнерго, Комнэнерго
48	1,9	VII	Амурэнерго
48	2,2	VIII	Дальэнерго
—	3,7		Гурьевэнерго
—	6		Якутскэнерго
—	6,5—20		Магаданэнерго (по энергорайонам цены разные)
—	9		Камчатскэнерго, Сахалинэнерго
—	3,6		Охтинская ТЭЦ Сахалинэнерго

часов использования максимума потерь τ_m (ч/год), годового числа часов включения $T_{вм}$ и коэффициента мощности нагрузки:

$$m = \left(\frac{\alpha}{T_m} + \beta 10^{-3} \right) \tau_m; \quad (3.5)$$

$$m_0 = \left(\frac{\alpha}{T_m} + \beta 10^{-3} \right) T_{в}.$$

Здесь T_m — число часов использования максимума нагрузки предприятия; α — основная ставка двухставочного тарифа, р./кВт; β — дополнительная плата за 1 кВт · ч, к., принимается по преysкуранту 0,9—0,1 «Тарифы на электрическую и тепловую энергию», введенному в действие с 1 января 1982 г. (значения α и β приведены в табл. 8); число часов включения $T_{в}$ и число часов использования максимума активной нагрузки T_m принимают в зависимости от сменности по табл. 9. Число часов использования максимума потерь τ_m зависит от числа часов использования максимума нагрузки T_m и коэффициента мощности нагрузки. Его приближенное значение при $\cos \varphi = 0,8$ можно определить по формуле, ч,

$$\tau_m = \left(0,124 + \frac{T_m}{10\,000} \right)^2 8760 \quad (3.6)$$

9. Значение $T_{в}$, T_m и τ_m в зависимости от сменности работы

Режим работы	$T_{в}$	T_m	τ_m при $\cos \varphi$	
			0,8	1
Односменный	2000	1500—2000	650—920	500—700
Двухсменный	4000	2500—4000	1250—2400	950—2050
Трёхсменный	6000	4500—6000	2900—4550	2500—4000
Непрерывный	8700	6500—8000	5200—7500	4500—7000

Коэффициент мощности $\cos \varphi$ можно принимать для участков сети без искусственной компенсации равным 0,8, что дает достаточно обоснованные для практических расчетов значения τ_m . В табл. 9 приведены значения τ_m для двух значений 0,8 и 1 при T_m , зависящем от сменности работы. На рис. 1 показаны графики зависимости стоимости 1 кВт годовых потерь при максимальной нагрузке m и при холостом ходе m_0 от годового числа использования максимума нагрузки T_m . Здесь приведены значения m и m_0 раздельно по энергосистемам, где применяются расчеты с промышленными потребителями по двухставочному тарифу. Поскольку значения m и m_0 в ряде случаев получаются близкими для энергосистем с разными α и β , из 16 групп энергосистем образованы 8 групп (I...VIII) значений m и m_0 , которые и приведены на рис. 1.

В соответствии с директивными указаниями Госстроя СССР в технико-экономических расчетах затраты на энергию и топливо принимают по замыкающим затратам с последующим переводом стоимости потребляемого условного топлива в экспортные (мировые) цены путем умножения на коэффициент приведения 2,0.

Поэтому при выполнении технико-экономических сравнений вариантов проектных решений, а также при определении экономиче-

ского сечения токопроводов 6—10 кВ стоимость потерь электроэнергии, определяемую по тарифам энергосистем (а не по замыкающим затратам), при учете указания Госстроя СССР следует увеличивать в 1,5 раза. Годовой расход электроэнергии следует определять по методике, указанной в работе [40].

Если технико-экономический расчет ведется без привязки к определенному экономическому району, стоимость 1 кВт · ч электроэнергии можно принимать равной 1,5 к./ (кВт · ч), а с учетом указания Госстроя СССР — 2,25 к./ (кВт · ч).

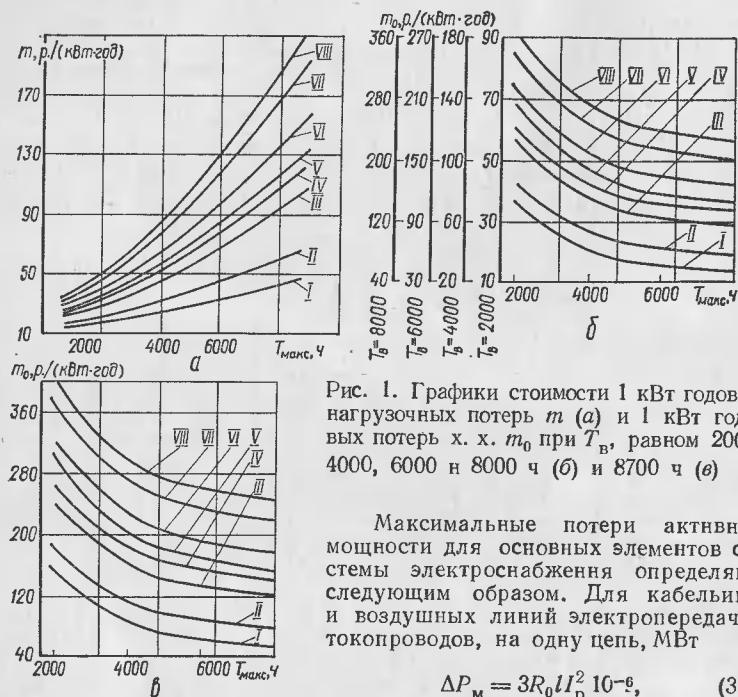


Рис. 1. Графики стоимости 1 кВт годовых нагрузочных потерь m (а) и 1 кВт годовых потерь x, x m_0 при $T_{\text{в}}$, равном 2000, 4000, 6000 и 8000 ч (б) и 8700 ч (в)

Максимальные потери активной мощности для основных элементов системы электроснабжения определяют следующим образом. Для кабельных и воздушных линий электропередачи, токопроводов, на одну цепь, МВт

$$\Delta P_{\text{м}} = 3R_0 I_{\text{р}}^2 10^{-6}, \quad (3.7)$$

где R_0 — активное сопротивление 1 км линии, Ом/км; l — длина линии, км; $I_{\text{р}}$ — расчетный ток в нормальном режиме, А.

Для трансформаторов

$$\Delta P_{\text{м}} = \Delta P_{\text{н}} K_{\text{з}}^2$$

где $\Delta P_{\text{н}}$ — номинальные активные нагрузочные потери, МВт; $K_{\text{з}}$ — максимальный коэффициент загрузки. Суммарные потери в трансформаторах $\Delta P = \Delta P_{\text{м}} + \Delta P_0$, где ΔP_0 — активные потери x, x .

Для электродвигателей нерегулируемых или регулируемых приводов с постоянной мощностью нагрузки

$$\Delta P = \frac{P}{P_{\text{н}}} \Delta P_{\text{н}} = \Delta P_{\text{н}} K_{\text{з}}, \quad (3.8)$$

где P — нагрузка на валу двигателя, кВт; $P_{\text{н}}$ — номинальная нагрузка двигателя, кВт; $K_{\text{з}}$ — коэффициент загрузки двигателя; $\Delta P_{\text{н}}$ — номинальные активные потери двигателя, которые в интервале нагрузок от 0,5 $P_{\text{н}}$ до $P_{\text{н}}$ можно с достаточной степенью точности представить в виде зависимости от коэффициента полезного действия двигателя при номинальной нагрузке $\eta_{\text{н}}$

$$\Delta P_{\text{н}} = P_{\text{н}} \frac{1 - \eta_{\text{н}}}{\eta_{\text{н}}}.$$

Потери активной мощности можно определить также по формуле

$$\Delta P = \Delta P_{\text{х. х}} + \Delta P_{\text{н. н}} K_{\text{з}}^2,$$

где $\Delta P_{\text{х. х}}$ и $\Delta P_{\text{н. н}}$ — потери x, x и номинальные нагрузочные.

Для реакторов

$$\Delta P_{\text{м}} = 3 \Delta P_1 K_{\text{з}}^2 10^{-3}, \quad (3.9)$$

где ΔP_1 — потери активной мощности, кВт, в одной фазе (для двояных реакторов в обеих ветвях одной фазы) при номинальном токе.

Если сравниваемые варианты отличаются значением естественного коэффициента мощности, то в формулу (3.1) следует включить приведенные затраты $Z_{\text{к}}$ на компенсацию реактивной мощности до нормируемого значения:

$$Z_{\text{к}} = Z_{\text{у.к}}^{\text{в}} Q_{\text{к}}^{\text{в}} + Z_{\text{у.к}}^{\text{н}} Q_{\text{к}}^{\text{н}},$$

где $Q_{\text{к}}^{\text{в}}$ и $Q_{\text{к}}^{\text{н}}$ — суммарные мощности конденсаторных батарей напряжением выше и ниже 1000 В, требуемые по расчету; $Z_{\text{у.к}}^{\text{в}}$ и $Z_{\text{у.к}}^{\text{н}}$ — удельные затраты на компенсацию 1 квар, р./ (квар · год) в сетях напряжением выше и ниже 1000 В соответственно:

$$Z_{\text{у.к}}^{\text{в}} = EK_{\text{у.к}}^{\text{в}} + m \Delta P_{\text{у.к}}^{\text{в}}; \quad Z_{\text{у.к}}^{\text{н}} = EK_{\text{у.к}}^{\text{н}} + m \Delta P_{\text{у.к}}^{\text{н}}. \quad (3.10)$$

Здесь $K_{\text{у.к}}^{\text{в}}$ и $K_{\text{у.к}}^{\text{н}}$ — стоимость 1 квар конденсаторной установки напряжением выше и ниже 1000 В соответственно, р./квар; $\Delta P_{\text{у.к}}^{\text{в}}$ и $\Delta P_{\text{у.к}}^{\text{н}}$ — потери активной мощности на 1 квар реактивной мощности конденса-

10. Экономические показатели компенсирующих установок

Компенсирующее устройство	Удельные капитальные затраты, р./квар	Удельные потери кВт/квар
Нерегулируемые конденсаторы напряжением до 1000 В	10—11	0,004
Регулируемые конденсаторы напряжением до 1000 В	12—13	0,004
Тиристорные источники реактивной мощности	13—14	0,025
Нерегулируемые конденсаторы напряжением выше 1000 В	6—7	0,003

11. Коэффициенты амортизационных отчислений и отчислений на эксплуатацию для элементов электроснабжения

Элемент электроснабжения	Амортизационные отчисления E_a	Отчисления на текущий ремонт и эксплуатацию $E_{т.р}$	$E_c = E_a + E_{т.р}$	Суммарные отчисления $E = E_a + E_{т.р} + E_n$
ВЛ на металлических или железобетонных опорах напряжением до 10 кВ	0,035	0,005	0,04	0,16
35—150 кВ	0,028	0,004	0,032	0,152
220 кВ и выше	0,024	0,004	0,028	0,148
ВЛ на опорах из пропитанной древесины напряжением до 10 кВ	0,066	0,01	0,076	0,196
35—150 кВ	0,053	0,01	0,063	0,183
220 кВ и выше	0,042	0,01	0,052	0,172
ВЛ на деревянных опорах с железобетонными пасынками напряжением до 10 кВ	0,053	0,01	0,063	0,183
35—150 кВ	0,042	0,01	0,052	0,172
220 кВ и выше	0,034	0,01	0,044	0,164
Кабельные линии в земле и под водой напряжением до 10 кВ	0,03	0,015	0,045	0,165
35 кВ	0,041	0,02	0,061	0,181
110 кВ и выше	0,022	0,02	0,042	0,162
Кабельные линии в помещении до 10 кВ	0,024	0,01	0,034	0,154
35 кВ	0,033	0,005	0,038	0,158
Токопроводы 6—10 кВ	0,03	0,01	0,04	0,16
Электродвигатели до 100 кВт	0,102	0,017	0,119	0,239
свыше 100 кВт	0,074	0,01	0,084	0,204
Распределительные устройства, силовое оборудование	0,063	0,01	0,073	0,193
Измерительные и регулирующие приборы и устройства	0,12	0,01	0,13	0,25
Батареи статических конденсаторов	0,075	0,008	0,083	0,203
Аккумуляторные батареи с непрерывным подзарядом	0,092	0,01	0,102	0,222

торной установки напряжением выше и ниже 1000 В соответственно, кВт/квар.

Ориентировочно удельные капитальные затраты и удельные потери (на 1 квар) реактивной мощности компенсирующего устройства можно принимать в соответствии с табл. 10. В тех случаях, когда компенсация реактивной мощности не требуется, учет разной реактивной нагрузки сравниваемых вариантов не производится. Если выработка реактивной мощности в одном из вариантов обеспечивается синхронными двигателями, то в этом варианте учитывается их более высокая стоимость по сравнению с асинхронными двигателями второго варианта и удельные потери активной мощности на 1 квар выдаваемой синхронными двигателями реактивной мощности. Рекомендуемые нормы амортизационных отчислений, отчислений на эксплуатацию и текущие ремонты и суммарных отчислений приведены в табл. 11.

3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ

В ряде случаев возникает необходимость сравнивать экономическую целесообразность сооружения новой установки или реконструкции (расширения) действующей. Приведенные затраты для реконструируемых объектов определяются по выражению [41]

$$Z = И_э + E_c (K_{в.с} + K_{в.с}) + E_n (K_{в.с} + K_{ст} - K_{д.о} + K_{л.о} + K_{м.д}), \quad (3.11)$$

где $K_{в.с}$ — капиталовложения во вновь сооружаемые элементы электроснабжения в действующих ценах по укрупненным показателям, тыс. р.; $K_{в.с}$ — восстановительная стоимость существующих элементов по укрупненным показателям, тыс. р.; $E_c = E_a + E_{т.р}$; $K_{ст} = K_{в.с} + K_{и.с}$ — стоимость существующих элементов электроснабжения, сохраняемых при реконструкции, тыс. р.; $K_{и.с} = E_a t K_{в.с}$ — износ существующих элементов электроснабжения, тыс. р.; t — время в начале эксплуатации до момента реконструкции, год; $K_{д.о} = K_{ц} - K_{и.д}$ — стоимость существующих элементов электроснабжения, освобождаемых при реконструкции и пригодных для использования в другом месте, тыс. р.; $K_{ц}$ — цена оборудования по прейскуранту, тыс. р.; $K_{л.о} = K_{в.с} - K_{и.с} - K_{л} + K_{д} = K_{в.с} (1 - E_a t) - K_{л} + K_{д}$ — капиталовложения в существующие элементы электроснабжения, ликвидируемые при реконструкции, тыс. р.; $K_{и.д} = E_a t K_{ц}$ — износ этого оборудования, тыс. р.; $K_{м.д} = K_{м} + K_{д}$ — стоимость существующих элементов электроснабжения, ликвидируемых при демонтаже элементов $K_{д.о}$ и состоящих из стоимости монтажа $K_{м}$ и демонтажа $K_{д}$ этих элементов, включая ликвидируемые при этом конструкции, тыс. р.

Стоимость первоначального монтажа и ликвидируемых конструкций демонтированного оборудования $K_{м}$ определяют по восстановительной стоимости неизношенной части этих элементов установки, за вычетом их ликвидируемой стоимости $K_{л}$, принимаемой равной стоимости лома

$$K_{м} = K_{в.с} - K_{ц} - K_{и.м} - K_{л} = (1 - E_a t) (K_{в.с} - K_{ц}) - K_{л},$$

где $K_{и.м} = E_a t (K_{в.с} - K_{ц})$ — износ, тыс. р.

На основании формулы (3.11) можно получить выражение для расчета затрат при полной замене существующего оборудования:

$$З_{р.з} = И_з + E_c K_{в} + E_n (K_{в} - K_{д.о} + K_{м.д} + K_{л.о}). \quad (3.12)$$

При использовании существующего оборудования и установке нового

$$З_{р.н} = И_з + E_c (K_{в} + K_{в.с}) + E_n (K_{в} + K_{ст}). \quad (3.13)$$

В полученных выражениях (3.12) и (3.13) в капиталовложениях учитывается восстановительная стоимость неизношенной части существующих элементов электроснабжения, сохраняемых при реконструкции $K_{ст}$. В то же время стоимость реконструируемого объекта уменьшается за счет возвратных сумм, учитывающих реализацию демонтируемого оборудования, пригодного для дальнейшего использования на других объектах ($K_{д.о}$). Таким образом, при ликвидации существующих фондов их остаточная стоимость, за вычетом сумм реализации ($K_{ст} - K_{д.о}$), добавляется к новым капиталовложениям. Это полностью соответствует требованиям об учете остаточной стоимости ликвидируемых фондов, не используемых в другом месте, однако может привести при технико-экономическом сравнении вариантов реконструкции систем электроснабжения к удорожанию варианта, связанного с демонтажом и ликвидацией морально устаревшего оборудования, которое не находит применения на других объектах. В то же время на приведенные затраты может оказать решающее влияние стоимость демонтируемого, но еще вполне пригодного для использования оборудования, прослужившего небольшой срок и имеющего высокую остаточную стоимость. В связи с этим при технико-экономических расчетах реконструкции можно пользоваться упрощенными выражениями приведенных затрат [23]:

при полной замене существующего оборудования

$$З_{р.з} = И_з + E_c K_{в} + E_n (K_{в} + K_{м.д} + K_{л.о}); \quad (3.14)$$

при использовании существующего оборудования и установке нового

$$З_{р.н} = И_з + E_c (K_{в} + K_{в.с}) + E_n K_{в}. \quad (3.15)$$

Сохранение существующих трансформаторов или подстанций при реконструкции систем электроснабжения промышленных предприятий создает определенные эксплуатационные удобства: не требуется ограничения потребителей на период монтажа; можно обходиться без производства работ под напряжением; не снижается, как правило, надежность электроснабжения в период монтажа и т. д. При установке дополнительных трансформаторов на существующих понижающих подстанциях 35—220/6—10 кВ и сооружении новых подстанций уменьшаются капиталовложения и сокращаются сроки реконструкции. Все это подтверждает целесообразность учета в ТЭР только новых капиталовложений или безвозвратно утерянных при реконструкции ($K_{м.д}$, $K_{л.о}$) по упрощенным формулам (3.14) и (3.15). Поэтому при реконструкции, кроме технико-экономических соображений, решение зависит и от других причин — удобства выполнения работ, допустимости перерывов в электроснабжении, возможных при замене оборудования и др.

4. УЧЕТ ФАКТОРА ВРЕМЕНИ В ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТАХ

При выполнении технико-экономических сравнений вариантов систем электроснабжения, отличающихся капитальными затратами и эксплуатационными расходами, следует учитывать, что для получения одного и того же результата капиталовложения могут производиться по разным вариантам в различные сроки. Например, на подстанциях промышленных предприятий трансформаторы устанавливаются по очередям (по мере роста электрической нагрузки), что обеспечивает их более полную загрузку, кабели могут прокладываться не все сразу, а по мере роста нагрузок. Если же вместо кабельной прокладки применен токопровод, то все затраты по его сооружению делаются единовременно, к моменту ввода его в эксплуатацию, а нагрузка затем растет в течение длительного периода, до достижения проектной мощности. Поэтому, в случае, когда капитальные затраты, необходимые для осуществления сравниваемых вариантов, производятся в различные сроки, их следует привести к одному календарному сроку, как правило, к моменту ввода объекта в эксплуатацию.

По истечении года t стоимость строительства обойдется в $K_n A^t$. Если капиталовложения производятся ежегодно в течение t лет, то суммарные капиталовложения составят:

$$K_T = K_t A^t + K_{t-1} A^{t-1} \dots + K_2 A^2 + K_1 A + K_0 = \sum_{i=1}^t K_i A^i, \quad (3.16)$$

где $A = 1 + E_{п.и} = 1 + 0,08$ ($E_{п.и}$ — нормативный коэффициент приведения разновременных капиталовложений, учитывающий ущерб в народном хозяйстве от замораживания капиталовложений в незавершенном строительстве); K — капиталовложения в год окончания строительства и начала эксплуатации; K_t — капиталовложения за t лет до окончания строительства. Значение $E_{п.и}$ для энергетики принимают равным 0,08 [39].

Приведенные отчисления от капиталовложений накапливаются ежегодно к концу года n к моменту окончания строительства будут равны без учета амортизационных отчислений:

$$E_n K_T = E_n (K_t A^{t-1} + K_{t-1} A^{t-2} \dots + K_1 + K_0 A^{-1}) = E_n \sum_{i=0}^t K_i A^{t-i-1}. \quad (3.17)$$

Для капиталозатрат K_0 эти отчисления можно считать будущими, поэтому принимают $K_0 A^{-1}$. Эксплуатационные расходы ко времени ввода объекта в эксплуатацию также являются будущими. Если годовые издержки после окончания строительства постоянны, то их можно записать на основании формулы (3.17) по аналогии с $З = И_n + E_n K$

$$З = И_n + E_n \sum_{i=1}^T K_i A^{T-i}, \quad (3.18)$$

где T — период строительства и $1 < t < T$ — текущие годы в период строительства.

Если после ввода объекта в эксплуатацию нагрузка растет в течение ряда лет, то стоимость потерь электроэнергии

$$I_{э.т} = I_{э.0} + \frac{I_{э1}}{A} + \frac{I_{э2}}{A^2} + \dots + \frac{I_{эt}}{A^t} = \sum_{t=1}^T I_{эt} A^{-t}, \quad (3.19)$$

где $I_{э.0}$ — стоимость потерь электроэнергии в год окончания строительства и пуска в эксплуатацию; $I_{э1}, I_{э2}, I_{эt}$ — приращение потерь электроэнергии в последующие годы — 1, 2, ..., t .

При технико-экономических расчетах приходится, как правило допускать, что рост нагрузки по годам происходит равномерно. Поскольку в год окончания строительства $I_{э.0} = 0$, формула (3.19) приобретает вид

$$I_{э.т} = \frac{I_{э1}}{A} + \dots + \frac{I_{эt}}{A^t} = \sum_{t=1}^T I_{эt} A^{-t}. \quad (3.20)$$

Если выразить $I_{э1}, I_{э2}$ и т. д. как часть проектной стоимости годовых потерь электроэнергии $I_{э}$, то приведенные затраты можно представить в виде

$$Z_{т} = EK + m_t I_{э}, \quad (3.21)$$

где m_t — коэффициент, учитывающий темп роста нагрузки:

$$m_t = \frac{\mu_1}{A} + \frac{\mu_2}{A^2} + \dots + \frac{\mu_t}{A^t}.$$

Если проектной нагрузки достигают сразу после пуска объекта в эксплуатацию, то $\mu_1 = 1; \mu_2 = \mu_3 = \dots = \mu_t = 0$. Тогда $m_t = \frac{1}{A}$. В общем случае:

$$\begin{aligned} m_t &= \frac{1}{t^2 A} + \frac{3}{t^2 A^2} + \frac{5}{t^2 A^3} + \frac{7}{t^2 A^4} + \frac{9}{t^2 A^5} = \\ &= \frac{1}{t^2} \left(\frac{1}{A} + \frac{3}{A^2} + \frac{5}{A^3} + \frac{7}{A^4} + \frac{9}{A^5} \right) \end{aligned} \quad (3.22)$$

Принимая во внимание, что $A = 1,08$, значение коэффициента m_t при продолжительности роста нагрузки 1—10 лет составляет соответственно 0,93—0,88—0,83—0,79—0,75—0,71—0,68—0,65—0,62—0,59.

С учетом фактора времени как в части производства капиталовложений в течение нескольких лет, так и постоянного роста нагрузок приведенные затраты приобретают вид

$$Z_{т} = E_{н} \sum_{t=1}^T (K_t + I_t) A^{\tau-t} + I_{н} A^{\tau-T}, \quad (3.23)$$

где K_t и I_t — капитальные затраты и издержки по годам от начала строительства до ввода в эксплуатацию с учетом отчислений на реновацию; t — год от момента начала строительства; τ — год, к которому приводятся затраты, — его выбор определяется удобством расчета и на результаты экономического сравнения влияния не оказывает (как правило, это год начала строительства); T — расчетный период от начала строительства до выхода объекта на проектную нагрузку; $I_{н}$ — годовые издержки производства при нормальной эксплуатации.

Если затраты приводят к последнему году расчетного периода, т. е. $\tau = T$, то

$$Z_{т} = E_{н} \sum_{t=1}^T (K_t + I_t) A^{T-t} + I_{н} \quad (3.24)$$

В расшифрованном виде формулу (3.24) можно записать:

$$Z_{т} = E_{н} [(K_1 + I_1) A^{T-1} + (K_2 + I_2) A^{T-2} + \dots + (K_{T-1} + I_{T-1}) A + (K_T + I_T)] + I_{н}. \quad (3.25)$$

При $\tau = 0$, т. е. когда затраты приводят к году, предшествующему началу расчетного периода,

$$Z_0 = E_{н} \sum_{t=1}^T (K_t + I_t) A^{-t} + I_{н} A^{-T}. \quad (3.26)$$

Если считать, что от момента выпуска заводами электрооборудования и материалов до ввода их в эксплуатацию проходит не более одного года, то нормативные отчисления от капитальных затрат и отчисления на амортизацию и обслуживание будут равны EK , где $E = E_{н} + E_{а} + E_{т.р.}$

Приведенная стоимость годовых потерь электроэнергии

$$I_{э.т} = \sum_{t=1}^T I_{э.т} A^{-t},$$

где $I_{э.т}$ — приращения годовых потерь электроэнергии по годам. Тогда

$$Z_{т} = EK + I_{э.т} = EK + \sum_{t=1}^T I_{э.т} A^{-t}. \quad (3.27)$$

Если затраты приводятся к первому году расчетного периода, то

$$Z = \sum_{t=1}^T \frac{E_{н} K_t + \delta I_t}{A^{t-1}},$$

где δI_t — изменение издержек по годам ($\delta I_t = I_t - I_{t-1}$).

Таким образом, при приведении затрат к году окончания строительства и начала эксплуатации приведенные капиталовложения с увеличением сроков строительства за счет замораживания средств возрастают, а годовые издержки с увеличением сроков освоения проектной мощности снижаются.

ВЫБОР СХЕМ И НАПРЯЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИЙ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

1. СХЕМЫ ПОДСТАНЦИЙ НА НАПРЯЖЕНИЕ 35—330 кВ

Схему электрических соединений подстанции выбирают на основании общей схемы электроснабжения предприятия и схемы развития энергосистемы. При этом она должна удовлетворять следующим требованиям: обеспечивать надежность электроснабжения потребителей подстанции в соответствии с категориями электроприемников и переток мощности по магистральным связям в нормальном и послеаварийном режимах; учитывать перспективу развития подстанции; допускать возможность поэтапного расширения; обеспечивать возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения соседних присоединений; обеспечивать наглядность, простоту, экономичность и автоматичность, т. е. возможность восстановления питания потребителей в послеаварийной ситуации средствами автоматики.

На подстанциях промышленных предприятий устанавливают, как правило, два трансформатора. Установка одного трансформатора допускается, если обеспечивается требуемая степень надежности электроснабжения потребителей. Установка более двух трансформаторов должна быть подтверждена соответствующим технико-экономическим обоснованием.

Для распределительных устройств (РУ) 35—220 кВ преимущественно применяют упрощенные схемы без выключателей на стороне высшего напряжения [34].

Выключатели устанавливают: в РУ 330 кВ (в отдельных случаях в цепях трансформаторов применяют схемы без выключателей); в РУ 35—220 кВ в схемах мостиков и со сборными шинами, а также при наличии однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ), когда установка отделителей и короткозамыкателей недопустима по климатическим условиям.

Если трансформаторы присоединены к линиям без выключателей, чтобы избежать повреждений в трансформаторе, следует предусмотреть одно из следующих мероприятий.

1. Установить короткозамыкатель для искусственного замыкания на землю одной фазы (для сети с глухозаземленной нейтралью) или двух фаз между собой (для сети с изолированной нейтралью), и, если это необходимо, отделитель, автоматически отключающий трансформатор в бестоковую паузу АПВ линии (для схемы блока линия-трансформатор при питании каждого трансформатора отдельной радиальной линией отделитель в цепи трансформатора не устанавливают).

2. Установить на стороне высшего напряжения трансформатора открытые плавкие вставки, выполняющие функции короткозамыкателя и отделителя, в сочетании с АПВ линии. Схемы с открытыми плавкими вставками допускаются лишь на временных подстанциях или на подстанциях, питающих потребителей только III категории по надежности электроснабжения (см. ПУЭ, § 1—2—17, 1982 г.).

3. Отключающий сигнал должен передаваться на выключатель линии; при этом, если необходимо, устанавливают отделитель. Сигнал на отключение передается по специальным кабелям связи или непосредственно по проводам питающей линии с помощью аппаратуры высокочастотной связи. Для резервирования отключающего сигнала исполь-

зуют дублирование сигнала по параллельному каналу или устанавливают короткозамыкатель.

Резервирование отключающего сигнала может быть не предусмотрено в случае, когда резервные ступени защиты питающих концов линий чувствительны к повреждениям в трансформаторе.

При решении вопроса о применении отключающего сигнала или установке короткозамыкателя должно учитываться следующее: ответ-

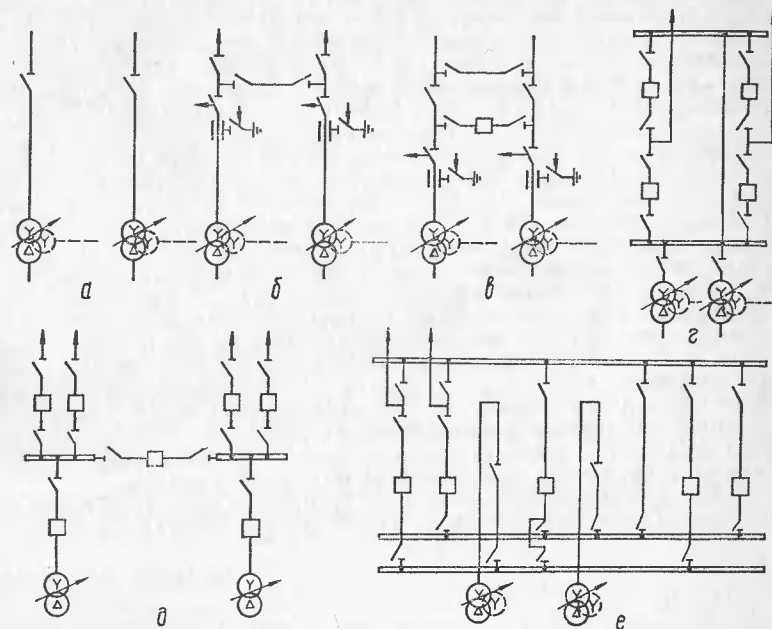


Рис. 2. Схемы подстанций промышленных предприятий на напряжении 35—330 кВ:

а — два блока линия—трансформатор с разъединителями; б — два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий; в — мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов; г — четырехугольник; д — одна секционированная система шин; е — одна секционированная система шин с обходной, с отделителями в цепях трансформаторов и совмещенными секционным и обходным выключателями

ственность линии и допустимость искусственного создания на ней металлического КЗ; мощность трансформатора и допустимое время ликвидации повреждения в нем; удаленность подстанции от питающего конца линии и способность выключателя линии отключать неудаленные КЗ; характер потребителя с точки зрения требуемой быстроты восстановления напряжения; вероятность отказов короткозамыкателя при низких температурах и гололеде.

4. Установить предохранители на стороне высшего напряжения понижающего трансформатора. Схема с предохранителями допускается на подстанциях промышленных предприятий с трансформаторами до 4000 кВ · А в пределах их параметров по номинальному току, напряжению и разрывной мощности при условии обеспечения селективности защит.

На рис. 2 приведены схемы двухтрансформаторных подстанций — типичные для системы электроснабжения промышленных предприятий.

Схему, изображенную на рис. 2, а (два блока линия-трансформатор с разъединителем), применяют на напряжении 35—330 кВ при питании подстанций через линии, не имеющие ответвлений, когда линейная защита со стороны питающего конца с достаточной чувствительностью охватывает трансформатор, или когда осуществляется передача отключающего сигнала. При кабельном вводе в трансформатор разъединитель не предусматривается. Схему на рис. 2, б (два блока линия-трансформатор с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий) применяют на подстанциях напряжением 35—220 кВ (при напряжении 35 кВ устанавливают короткозамыкатель в двухфазном исполнении). Схему на рис. 2, в (мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов) применяют на стороне высшего напряжения подстанций 35—220 кВ при транзите мощности или двухстороннем питании. Выключатель в перемычке осуществляет секционирование линии. На напряжение 110—220 кВ мостиковые схемы выполняют с ремонтной перемычкой, при напряжении 35 кВ ремонтная перемычка не предусматривается. Схему на рис. 2, г (четыреугольник) применяют на напряжении 220 кВ и выше при четырех присоединениях (две линии и два трансформатора), необходимости секционирования транзитной линии, наличии ответственного потребителя на стороне среднего или низшего напряжения и мощности трансформаторов от 125 МВ · А и более при напряжении 220 кВ и любой мощности при более высоких напряжениях. На напряжении 220—330 кВ при трех-четырех линиях, двух трансформаторах и отсутствии перспективы расширения применяют схему расширенного четырехугольника. (На рис. 2, г аппаратура, относящаяся только к схеме расширенного четырехугольника, показана штриховой линией).

Схемы со сборными шинами (рис. 2, д), как и описанную схему четырехугольника, на напряжении 110 кВ и выше подстанций промыш-

12. Выбор схем понижи

Мощность трансформатора, тыс. кВ · А	Схема подстанции (рис. 3)															
	35 6	5 10	110 6	110 10	110 10 6	110 35 6	110 35 10	150 6	150 10	150 10 6	150 35 6	150 35 10	220 10	220 35 6	220 35 10	220 35 10
1; 1,6; 4	1	1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2,5	1	1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6,3	1	1	1	1	—	6	6	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10	1	1	1	1	—	6	6	—	—	—	—	—	—	—	—	—
16	1	1	1	1	—	6	6	1	1	—	6	6	—	—	—	—
25	2	2	2	2	2	6	6	—	—	6	6	—	—	6	6	—
32	2 (3)	2	—	—	—	—	—	2 (3)	2	2 (5)	11	6	—	—	—	—
40	2 (3)	2	2 (3)	2	5 (7)	8	6	—	—	—	—	—	—	—	—	—
63	3 (9)	—	3 (9)	2	5 (7)	11	8	3 (9)	2	5 (8)	11	8	—	8	6	—
80	—	—	—	—	7	11	8	—	—	—	—	—	—	—	—	—
125	—	—	—	3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
160	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3 (9)	—	—	—
200	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
250	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
400	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечания: 1. По пропускной способности требуется 3 реактора.

2. Трансформаторы с РПН

3. В скобках — трехобмоточные трансформаторы.

4. В ряде схем в некоторых случаях вместо трансформаторов — автотрансформаторы (АТ).

ленных предприятий применяют редко. Примененные схемы со сборными шинами, как правило, обусловлены схемой развития энергосистемы. Схемы с одной секционированной и обходной системами шин предусматривают на напряжение 110—220 кВ при парных линиях, или линиях, резервируемых от других подстанций, а также радиальных, но не более одной на каждой секции. Схему, изображенную на рис. 2, е (одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин с отделителями в цепях трансформаторов и совмещенным секционным и обходным выключателем) применяют на стороне 110—220 кВ подстанций при числе присоединений до 6 включительно и отсутствии перспективы дальнейшего расширения. Такая схема применима, когда по условиям сети возможно деление РУ на время ремонта любого выключателя. Если в цепях трансформаторов установлены вместо отделителей выключатели, мощность трансформаторов увеличивается до 125 МВ · А при 110 кВ и до 250 МВ · А при 220 кВ.

При семи и более присоединениях 110—220 кВ применяют схему с одной рабочей секционированной выключателем и обходной системой шин с отдельными секционным и обходным выключателями. Число присоединений, допускаемое для этой схемы, не ограничивается при выполнении условий, предъявляемых к схемам с одной секционированной и обходной системами шин. В случае, когда такая схема не применима, при напряжении 110—220 кВ подстанций предусматривают схему с двумя рабочими и обходной системами шин.

2. СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОНИЗИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

При выборе схем электрических соединений подстанции 35—330/6—10 кВ решающими являются следующие факторы: мощность подстанции, определяющая число выводов и секций шин 6—10 кВ; на-

тельных подстанций

при сочетании напряжений

220 110 6	220 110 10	220 110 35	220 35	330 6	330 10	330 10 6	330 110 35	330 110 10	330 220 10	330 220 35	330 220 150
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6 (АТ)	6 (АТ)	6 (АТ)	—	3 (9)	2	5 (8)	—	—	—	—	—
11 (АТ)	6 (АТ)	6 (АТ)	—	—	—	—	6 (АТ)	6 (АТ)	—	—	—
11 (АТ)	10	6 (АТ)	2	—	—	—	—	—	10	6 (АТ)	—
—	11 (АТ)	6 (АТ)	—	—	—	—	—	—	10	6 (АТ)	1 (АТ)
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

торы (АТ).

13. Технические данные трансформаторов 35—330/6—10 кВ (по номенклатурным справочникам)

Номиналь- ная мощ- ность, кВ·А	Тип	Тип регулирова- ния напряжения	Сочетания напряжений, кВ	Соотношение мощностей обмоток, %	$\epsilon_{\text{к}} \cdot \% \text{ В-Н или}$ ВС-ВН-СН	Потеря мощности $\Delta P_{\text{х. х}} +$ $+ \Delta P_{\text{кз}}$ кВт
Напряжение 35 кВ						
1000	ТМН-1000/35-73У1	РПН	35/6,3 (11)	—	6,5	2,75+11,6
1600	ТМН-1600/35-73У1	РПН	35/6,3 (11)	—	6,5	3,65+16,5
	ТМ-1600/35-63У1 ТМ-1600/35Т	ПВВ ПВВ	35/6,3 (10,5) 35/6,3	—	6,5 6,5	3,65+16,5 3,2+14,5
2500	ТМ-2500/35-64У1	ПВВ	35/6,3 (10,5)	—	6,5	5,1+23,5
	ТМ-2500/35Т ТМН-2500/35-73У1	ПВВ РПН	35/6,3 35/6,3 (11)	—	6,5 6,5	4,6+20 5,1+23,5
4000	ТМН-4000/35-73У1	РПН	35/6,3 (11)	—	7,5	6,7+33,5
	ТМ-4000/35-64У1	ПВВ	35/6,3 (10,5)	—	7,5	6,7+33,5
6300	ТМ-6300/35-64У1	ПВВ	35/6,3 (10,5)	—	7,5	9,4+46,5
	ТМ-6300/35Т ТМН-6300/35-73У1	ПВВ РПН	35/10,5 (6,3) 35/6,3 (11)	—	7,5 7,5	9+39 9,25+46,5
10000	ТД-10000/35-74У1	ПВВ	38,5/6,3 (10,5)	—	7,5	14,5+65
	ТДНС-10000/35-74У1 ТМН-10000/35-72У3	РПН РПН	36,75/6,3 (10,5) 36,75/6,3	—	8 7,5	13,5+70 14,5+65
16000	ТД-16000/35-74У1	РПН	38,5/6,3 (10,5)	—	8	21+90
	ТДНС-16000/35-74У1	РПН	36,75/6,3 (10,5)	—	10	19,2+90
25000	ТРДНС-25000/35-73У1	РПН	36,75/6,3—6,3 (10,5—10,5)	100/50/50	9,5 (НН ₁ —НН ₂ —15)	25+115
	ТРДНС-32000/35-72У1	РПН	36,75/6,3—6,3 (10,5—10,5)	100/50/50	11,5 (НН ₁ —НН ₂ —20)	30+145
Напряжение 110 кВ						
40 000	ТРДНС-40000/35-74У1	РПН	36,75/6,3—6,3 (10,5—10,5)	100/50/50	11,5 (НН ₁ —НН ₂ —20)	36+170
63000	ТРДНС-63000/35-72У1	РПН	36,75/10,5—10,5	100/50/50	11,5 (НН ₁ —НН ₂ —20)	50+250
Напряжение 110 кВ						
2500	ТМН-2500/110-80У1	РПН	110/6,6 (11)	—	10,5	6,5+22
6300	ТМН-6300/110-73У1	РПН	115/6,6 (11)	—	10,5	11,5+48
	ТМН-6300/110-73У1 ТМН-6300/110-71У1 ТМН-6300/110-71У1	РПН РПН РПН	115/38,5/11 (6,6) 115/6,6 (11) 115/38,5/6,6 (11)	100/100/100	10,5; 17; 6 10,5 10,5; 17; 6	17+58 13+49 17+58
10000	ТДН-10000/110-73У1	РПН	115/6,6 (11)	—	10,5	15,5+60
	ТДТН-10000/110-76У1 ТДН-10000/110-70У1 ТДТН-10000/110-70У1	РПН-ВН ПВВ-СН РПН	115/38,5/ 6,6 (11) 115/6,6 (11) 115/38,5/ 6,6 (11)	100/100/100	10,5; 17; 6 10,5 10,5; 17; 6	19+76 18+60 23+76
16000	ТДТН-16000/110-76У1	РПН	115/38,5/6,6 (11)	—	10,5; 17; 6	26+96
	ТДН-16000/110-76У1	РПН	115/6,6 (11)	100/100/100	10,5	24+85
25000	ТРДН-25000/110-76У1	РПН	115/6,3—6,3 115/6,3—10,5	100/50/50	10,5 (НН ₁ —НН ₂ —15)	30+120
	ТДТН-25000/110-76У1	РПН-ВН ПВВ-СН	115/10,5—10,5 115/11/6,6 115/38,5/6,6 115/38,5/11	100/100/100	10,5; 17,5; 6,5	36+140
40000	ТДТН-25000/110-67У1	РПН	115/11/6,6 115/38,5/11	100/100/100	10,5; 17,5; 6,5	42+140
	ТДТН-25000/110-79У1	РПН	115/38,5/6,6 115/11/6,6 115/38,5/6,6 115/38,5/11	100/100/100	10,5; 17,5; 6,5	28+140
40000	ТРДН-40000/110-76У1	РПН	115/6,3—6,3 115/10,5—10,5 115/6,3—10,5 115/11/6,3 115/38,5/6,3	100/50/50	10,5 (НН ₁ —НН ₂ —15) 17,5; 10,5; 6,6	50+160

Номинальная мощность, кВт·А	Тип	Тип регулирования напряжения	Сочетания напряжений, кВ	Соотношение мощностей обмоток, %	ϵ_k , % В-Н или ВС-ВН-СН	Потеря мощности $\Delta P_{\Sigma} \cdot x + \Delta P_{\Sigma 3}$, кВт
40000	ТДТН-40000/110-67У1	РПН	115/38,5/10,5 115/11/6,6 115/38,5/6,6 115/38,5/11	100/100/100	10,5; 17,5; 6,5	63+200
63000	ТРДЦН-63000/110-76У1	РПН	115/6,3-6,3 115/10,5-10,5	100/50/50	10 (НН ₁ -НН ₂ -15)	70+245
	ТДТН-63000/110-76У1	РПН	115/6,3-10,5 115/38,5/6,6 115/38,5/11 115/11/6,6	100/100/100	10,5; 17; 6,5 10,5; 17,5; 7	87+290
	ТДТН-80000/110-68У1	РПН	115/11/6,6 115/38,5/6,6 115/38,5/11 121/6,3 (10,5)	100/100/100	11; 18,5; 7	102+390
80000	ТДЦТН-К-80000/110-74У1 ТДЦ-80000/110-72У1	РПН ПБВ	115/10,5-10,5 121/10,5	100/100/100	17; 10,5; 6,5 10,5	102+390 70+310
125000	ТРДЦН-125000/110-74У1 ТДЦ-125000/110-70У1	РПН ПБВ	115/10,5-10,5 121/10,5	100/100/100	11 10,5	120+400 100+400
Напряжение 150 кВ						
160000	ТДН-160000/150-70У1 ТДТН-160000/150-70У1	РПН РПН-ВН ПБВ-СН	158/6,6 (11) 158/38,5/6,6 158/38,5/11	100/100/100	11 10,5; 18; 6	21+88 25+96
	ТДТН-250000/150-70У1	РПН-ВН ПБВ-СН	158/38,5/6,6 158/38,5/11	100/100/100	10,5; 18; 6	34+145

22000	ТРДН-220000/150-70У1	РПН	158/6,3-6,3 158/10,5-10,5 158/10,5-6,3	100/100/100	10,5 (НН ₁ -НН ₂ -16,5)	35+145
40000	ТДТН-40000/150-70У1	РПН-ВН ПБВ-СН	158/38,5/6,6 158/38,5/11	100/100/100	10,5; 18; 6	53+185
63000	ТРДН-63000/150-70У1	РПН	158/6,3-6,3 158/10,5-10,5 158/10,5-6,3	100/50/50	10,5	59+235
	ТДТН-63000/150-70У1	РПН-ВН ПБВ-СН	158/38,5/6,6 158/38,5/11	100/100/100	(НН ₁ -НН ₂ -16,5) 10,5; 18; 6	67+285

Напряжение 220 кВ

25000	ТДТН-250000/220-70У1	РПН	230/38,5/6,6 230/38,5/11	100/100/100	12,5; 20; 6,5	50+135
40000	ТДТН-40000/220	РПН-ВН ПБВ-СН	230/38,5/6,6 230/38,5/11	100/100/100	12,5; 22; 9,5	66+240
63000	АТДЦТН-63000/220/110-78У1	РПН	230/121/6,3, или 6,6, или 10,5 или 11, или 27,5 или 38,5	63 мВ·А 32 мВ·А	11,4; 35,7; 21,9	34+370
125000	АТДЦТН-125000/220/110-68У1	РПН	230/121/6,3 или 6,6, или 10,5, или 11, или 38,5	125 мВ·А 63 мВ·А	11; 31; 19	85+290
160000	ТРДЦН-160000/220-78У1	РПН	230/11-11 230/38,5-38,5	100/50/50	12	167+525

Номинальная мощность, кВ·А	Тип	Тип регулирования напряжения	Сочетания напряжений, кВ	Соотношение мощностей обмоток, %	ϵ_k , % В-Н или ВС-ВН-СН	Потеря мощность ΔP_x + $\Delta P_{кз}$, кВт
200000	АТДЦТН-200000/220/110-68У1	РПН	230/121/6,3, или 6,6, или 10,5, или 11, или 15,75, или 38,5	$\frac{200 \text{ МВ} \cdot \text{А}}{100 \text{ МВ} \cdot \text{А}}$	11; 32; 20	12,5+430
250000	АТДЦТН-250000/220/110-75У1	РПН	230/121/10,5; 38,5	$\frac{250 \text{ МВ} \cdot \text{А}}{125 \text{ МВ} \cdot \text{А}}$	11,5; 33,4; 20,8	14,5+520
Напряжение 330 кВ						
63000	ТРДЦН-63000/330-74У1	РПН	330/6,3-6,3 330/10,5-10,5 330/6,3-10,5	100/50/50	11	120+365
125000	АТДЦТН-125000/330/110-77У1	РПН	330/115/38,5 (10,5)	$\frac{125 \text{ МВ} \cdot \text{А}}{63 \text{ МВ} \cdot \text{А}}$	10 ; 35; 24	115+370
133000	АОДЦТН-133000/330/220-74У1	РПН	330/220/10,5 (38,5)	$\frac{133 \text{ МВ} \cdot \text{А}}{\text{НН} \cdot 33 \text{ МВ} \cdot \text{А}}$	9; 60,5; 48,5	55+280
200000	АТДЦТН-200000/330/110-74У1	РПН	330/220/10,5 (38,5)	$\frac{200 \text{ МВ} \cdot \text{А}}{\text{НН} \cdot 80 \text{ МВ} \cdot \text{А}}$	10; 34; 22,5	180+600
400000	АТДЦН-400000/330/150-76У1	РПН	330/165	100/100/100	11,3	180+750

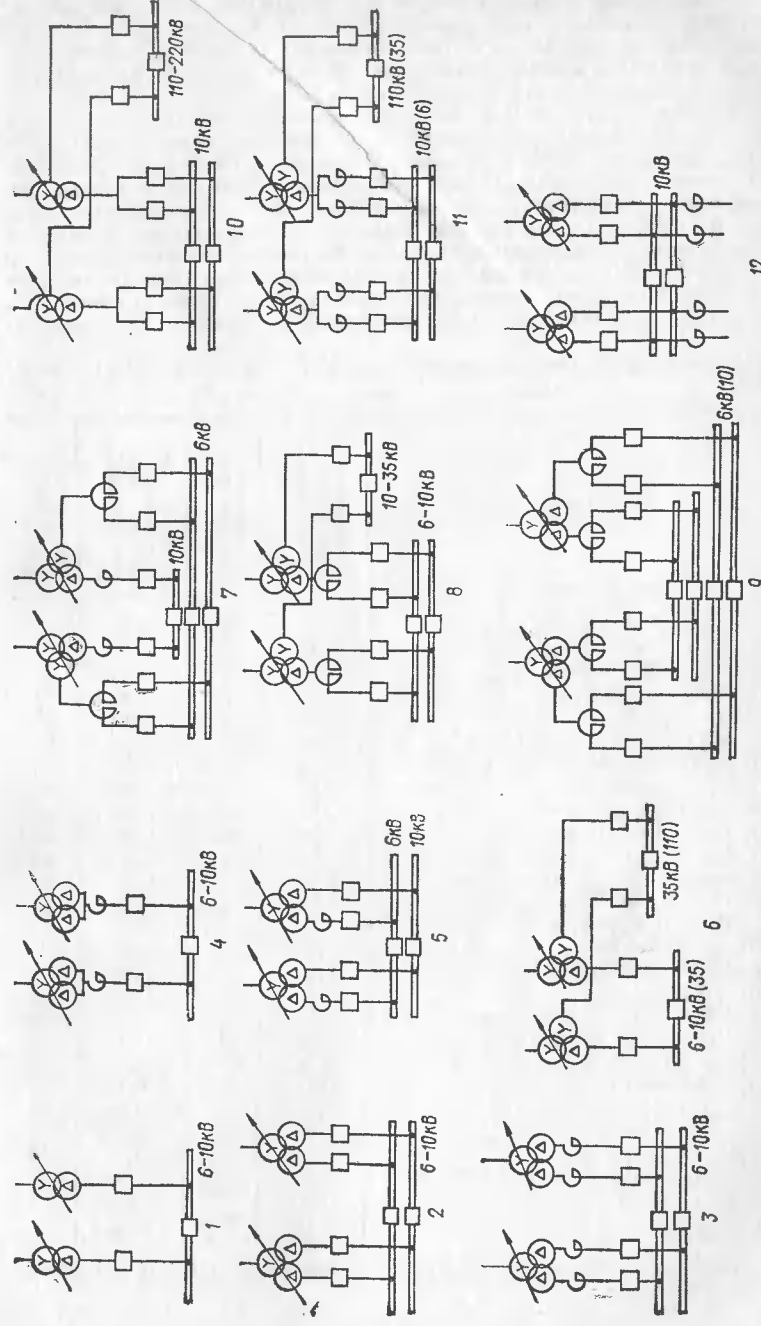


Рис. 3. Схемы подключения трансформаторов понижающих подстанций на среднем и низшем напряжении

пряжения высшей и низшей сторон трансформатора и его исполнение (двух-или трехобмоточный, с расщепленными обмотками и др.); мощность КЗ на стороне 6—10 кВ, от которой зависит необходимость установки реакторов; характер нагрузок, определяющий подпитку места КЗ и число секций на стороне 6—10 кВ.

В табл. 12 указаны номера схем подстанций, приведенных на рис. 3, в зависимости от сочетания напряжений и мощностей трансформаторов. Одновременно в таблице показана номенклатура трансформаторов и автотрансформаторов общепромышленного исполнения, выпускаемых отечественной промышленностью на напряжение 35—330 кВ (табл. 13). Для трансформаторов мощностью до 16 МВ. А включительно применяют схемы: 1 — для двухобмоточных трансформаторов 35—110/6—10 кВ и 6 — для трехобмоточных трансформаторов 110—220/35/6—10 кВ. Схему 2 применяют для трансформаторов с расщепленной вторичной обмоткой мощностью 25—63 МВ. А со вторич-

14. Одинарные бетонные реакторы серий РБ, РБУ, РБГ, РБД, РБДУ, РБДГ

Тип	Номинальное индуктивное сопротивление, Ом	Номинальные потери на фазу, кВт	Длительно допустимый ток при естественном охлаждении, А	Электродинамическая стойкость, кА
РБ, РБУ, РБГ 10-400-0,35	0,35	1,6	400	25
РБ, РБУ, РБГ 10-400-0,45	0,45	1,9	400	25
РБ, РБУ, РБГ 10-630-0,25	0,25	2,5	630	40
РБ, РБУ 10-630-0,40	0,4	3,2	630	32
РБГ 10-630-0,40	0,4	3,2	630	33
РБ, РБУ, РБГ 10-630-0,56	0,56	4	630	24
РБ, РБУ, РБГ 10-1000-0,14	0,14	3,5	1000	63
РБ, РБУ 10-1000-0,22	0,22	4,4	1000	49
РБГ 10-1000-0,22	0,22	4,4	1000	55
РБ, РБУ, РБГ 10-1000-0,28	0,28	5,2	1000	45
РБ, РБУ, РБГ 10-1000-0,35	0,35	5,9	1000	37
РБ, РБУ, РБГ 10-1000-0,45	0,45	6,6	1000	29
РБ, РБУ, РБГ 10-1000-0,56	0,56	7,8	1000	24
РБ, РБУ 10-1600-0,14	0,14	6,1	1600	66
РБГ 10-1600-0,14	0,14	6,1	1600	79
РБ, РБУ 10-1600-0,20	0,2	7,5	1600	52
РБГ 10-1600-0,20	0,2	7,5	1600	60
РБ, РБУ, РБГ 10-1600-0,25	0,25	8,3	1600	49
РБ, РБУ, РБГ 10-1600-0,35	0,35	11	1600	37
РБД, РБДУ 10-2500-0,14	0,14	11	2150	66
РБГ 10-2500-0,14	0,14	11	2500	79
РБД, РБДУ 10-2500-0,20	0,2	14	2150	52
РБГ 10-2500-0,20	0,2	14	2500	60
РБДГ 10-2500-0,25	0,25	16,1	2150	49
РБДГ 10-2500-0,35	0,35	20,5	2000	37
РБДГ 10-4000-0,105	0,105	18,5	3750	97
РБДГ 10-4000-0,18	0,18	27,7	3200	65

Примечание. Время протекания тока термической стойкости приведенных реакторов составляет 8 с.

ным напряжением 10 и 6 кВ. Для трансформаторов 32—63 МВ. А и напряжением 6 кВ может появиться необходимость в использовании схем 3 или 5 с реактированием вводов 6 кВ трансформаторов, поскольку мощность КЗ на стороне 6 кВ может быть близкой или превосходить разрывную мощность выключателей камер КРУ. Для трансформаторов со вторичной обмоткой мощностью 63 МВ. А такая необходимость появится и при напряжении 10 кВ (трансформаторы 110/10 кВ). Схему 4 можно применять для трансформаторов 25000 и 40000 кВ. А при напряжении 6 кВ вместо схемы 2 для уменьшения количества секций. Схему 9 применяют для трансформаторов 63 МВ. А 35/6, 110/6 и 330/6 кВ, а также для трансформаторов 160 МВ. А 220/10 кВ с расщепленными вторичными обмотками. Отличается она от схемы 3 большей пропускной способностью вторичной стороны за счет применения сдвоенных реакторов, однако имеет вдвое больше секций шин 6—10 кВ. Для трехобмоточных трансформаторов 110—150/35/6—10 кВ и 220/35/6—10 кВ применяют схемы 6, 8 и 11, отличающиеся высокой пропускной способностью и степенью ограничения мощности КЗ на стороне 6—10 кВ. Так, для трансформаторов с мощностью вторичной обмотки 40 МВ. А при 10 кВ используется схема 6, при 6 кВ — схема 8, для трансформаторов 63, 80 и 100 МВ. А — соответственно 8 (при высоком значении напряжения КЗ трансформатора — и схема 6) и 11.

15. Сдвоенные бетонные реакторы серий РБС, РБСУ, РБСГ, РБСД

Тип	Номинальное индуктивное сопротивление, Ом	Индуктивное сопротивление, Ом		Номинальный коэффициент связи	Номинальные потери на фазу, кВт	Длительно допустимый ток при естественном охлаждении, А	Электродинамическая стойкость, кА	Электродинамическая стойкость при встречных токах КЗ, кА
		обеих ветвей	ветвей при встречных токах					
РБС, РБСУ, РБСГ-10-2×630-0,25	0,25	0,73	0,135	0,46	4,8	2×630	40	14,5
РБС, РБСУ-10-2×630-0,40	0,4	1,2	0,2	0,5	6,3	2×630	32	12,5
РБСГ-10-2×630-0,40	0,4	1,2	0,2	0,5	6,3	2×630	33	12,5
РБС, РБСУ, РБСГ-10-2×630-0,56	0,56	1,71	0,263	0,53	7,8	2×630	24	11
РБС, РБСУ, РБСГ-10-2×1000-0,14	0,14	0,417	0,071	0,49	6,4	2×1000	63	21
РБС, РБСУ-10-2×1000-0,22	0,22	0,673	0,103	0,53	8,4	2×1000	49	18,5
РБСГ-10-2×1000-0,22	0,22	0,673	0,103	0,53	8,4	2×1000	55	18,5
РБС, РБСУ, РБСГ-10-2×1000-0,28	0,28	0,856	0,132	0,53	10	2×1000	45	16
РБСД, РБСДУ-10-2×1000-0,35	0,35	1,08	0,159	0,55	11,5	2×960	37	15
РБСГ-10-2×1000-0,35	0,35	1,08	0,159	0,55	11,5	2×1000	37	15
РБСД, РБСДУ-10-2×1000-0,45	0,45	1,34	0,23	0,49	13,1	2×940	29	13,5
РБСГ-10-2×1000-0,45	0,45	1,34	0,23	0,49	13,1	2×1000	29	13,5
РБСД, РБСДУ-10-2×1000-0,56	0,56	1,68	0,28	0,5	15,7	2×900	24	13
РБСГ-10-2×1000-0,56	0,56	1,68	0,28	0,5	15,7	2×1000	24	13
РБС, РБСУ, РБСГ-10-2×1600-0,14	0,14	0,436	0,062	0,56	11,5	2×1600	66	26
РБСГ-10-2×1600-0,14	0,14	0,436	0,062	0,56	11,5	2×1600	79	26
РБСД, РБСДУ-10-2×1600-0,20	0,2	0,6	0,098	0,51	14,3	2×1420	52	22
РБС-10-2×1600-0,2	0,2	0,6	0,098	0,51	14,3	2×1600	60	22
РБСД, РБСДУ-10-2×1600-0,25	0,25	0,75	0,119	0,52	16,7	2×1350	49	20
РБСДГ-10-2×1600-0,25	0,25	0,76	0,119	0,52	16,7	2×1500	49	20
РБСДГ-10-2×1600-0,35	0,35	1,07	0,197	0,46	22	2×1470	37	18,5
РБСДГ-10-2×2500-0,14	0,14	0,43	0,067	0,52	22,5	2×2100	79	29,5
РБСДГ-10-2×2500-0,20	0,2	0,58	0,109	0,46	32,1	2×1800	60	26

Примечание. Время протекания тока термической стойкости приведенных реакторов составляет 8 с.

16. Выключа тели

Тип	Конструк- тивное исполнение	Номинальное напряже- ние, кВ	Номинальный ток, А	Предельный сквозной ток, А		Предельный ток терми- ческой стойкости, кА	Номинальный ток отключения, кА
				действующее значение пери- одической со- ставляющей	амплитудное значение		
ВЭМ-6-2000/40-125 ВЭМ-6-3200/40-125 ВЭМ-10Э-1000/12, 5У3 ВЭМ-10Э-1250/12, 5У5 ВЭМ-10Э-1000/20У3 ВЭМ-10Э-1250/20У3 ВЭ-10-1250/20У3 ВЭ-10-1600-20У3 ВЭ-10-2500-20У3 ВЭ-10-3600-20У3 ВЭ-10-1250-31, 5У3 ВЭ-10-1600-31, 5У3 ВЭ-10-2500-31, 5У3 ВЭ-10-3600-31, 5У3	Электромаг- нитные	6 6 10 10 10 10 10 10 10 10 10 10 10 10 10	2000 3200 1000 1250 1000 1250 1250 1600 2500 3600 1250 1600 2500 3600	40 40 20 20 20 20 20 20 20 20 31,5 31,5 31,5 31,5	125 125 52 52 52 52 51 51 51 51 80 80 80 80	40 40 20 20 20 20 20 20 20 20 31,5 31,5 31,5 31,5	40 40 12,5 12,5 12,5 12,5 12,5 12,5 12,5 12,5 31,5 31,5 31,5 31,5
ВМП-10-20/630У3 ВМП-10-20/1000У3	Масляные с подвесным исполнением	10 10	630 1000	20 20	52 52	20 20	20 20
ВММ-10-400-10У2 ВММ-10А-400-10У2	Масляные ма- лообъемные	10 10	400 400	10 10	25 25	10 10	10 10
ВМПЭ-10-630-20У3 ВМПЭ-10-1000-20У3 ВМПЭ-10-1600-20У3 ВМПЭ-10-630-31, 5У3 ВМПЭ-10-1000-31, 5У3 ВМПЭ-10-1600-31, 5У3 ВМПЭ-10-3200-31, 5У3	Маломасля- ные, подвес- ное исполне- ние	10 10 10 10 10 10 10	630 1000 1600 630 1000 1600 3200	20 20 20 31,5 31,5 31,5 31,5	52 52 52 80 80 80 80	20 20 20 31,5 31,5 31,5 31,5	20 20 20 31,5 31,5 31,5 31,5
ВМП-10-20/630У3 ВМП-10-20/1000У3	Маломасля- ные, горшко- вые	10 10	630 1000	20 20	52 52	20 20	20 20
МГГ-10-3200-45У3 МГГ-10-4000-45У3 МГГ-10-5000-45У3 МГГ-10-5000-63КУ3	Генератор- ные, горшко- вые	10 10 10 10	3200 4000 5000 5000	45 45 45 63	120 120 120 170	45 45 45 63	45 45 45 63
ВК-10А-630-20У3 ВК-10А-1000-20У2 ВК-10А-1600-20У2 ВК-10А-630-31, 5У2 ВК-10А-1000-31, 5У2 ВК-10А-1600-31, 5У2	Колонковые	10 10 10 10 10 10	630 1000 1600 630 1000 1600	20 20 20 31,5 31,5 31,5	52 52 52 80 80 80	20 20 20 31,5 31,5 31,5	20 20 20 31,5 31,5 31,5
ВМК-35Э-1000-16У1	Выключатели наружной установки Масляные колонковые						
		35	1000	26	—	16,5	16

Продолжение табл. 16

Тип	Конструк- тивное исполнение	Номинальное напряже- ние, кВ	Номинальный ток, А	Предельный сквозной ток, кА		Предельный ток тер- мической стойкости, кА	Номинальный ток отключения, кА
				действующее значение пери- одической состав- ляющей	амплитудное значение		
ВТ-35-800-12, 5У1 ВТО-35-800-12, 5У1	Масляные	35 35	800 800	12,5 12,5	31,5 31,5	12,5 12,5	12,5 12,5
С-35М-630-10У1 С-35М-630-10ХЛ1 МКП-35-1000-25У1 МКП-35-1000-25ХЛ1 МКП-110М-630-20У1 МКП-110М-1000-20У1	Масляные камерные подстанци- онные	35 35 35 35 110 110	630 630 1000 1000 630 1000	10 10 25 64 20 20	26 26 64 64 52 52	10 10 25 25 20 20	10 10 25 25 20 20
У-110-2000-40У1 У-110-2000-50У1 У-220-1000-25У1 У-220-2000-25У1 У-220-2000-25ХЛ1	Масляные камерные подстанци- онные	110 110 220 220 220	2000 2000 1000 2000 2000	40 50 25 25 25	102 135 64 64 64	40 50 25 25 25	40 50 25 25 25

Примечания: 1. Буква Э, стоящая после величин напряжения в условном обозначении выключателя внутренней установки, означает — со встроенным электромагнитным приводом, буква А — экскаваторное исполнение.

2. Наибольшее рабочее напряжение выключателей 6 кВ — 6,9 кВ, 10 кВ — 12 кВ, 35 кВ — 40,5 кВ, 110 кВ — 126 кВ, 220 кВ — 252 кВ.

3. Время протекания тока термической стойкости выключателей 6, 10, 35 кВ — 4с, 110 и 220 кВ — 3 с.

При наличии на подстанции напряжения как 10 кВ, так и 6 кВ применяют схемы 2, 5, 7, 8 — в зависимости от мощности вторичных обмоток (50 % мощности трансформатора при расщепленных вторичных обмотках и 100 % — в трехобмоточных трансформаторах), от которой зависит выбор аппаратуры и ошиновки по пропускной способности и по устойчивости к токам КЗ [25].

В приведенных на рис. 3 схемах реакторы предусмотрены в том случае, когда необходима подпитка мест КЗ от электродвигателей. При этом более целесообразной может оказаться установка групповых реакторов на линиях электродвигателей, благодаря чему уменьшается пропускная мощность реакторов на вводах трансформаторов (схема 12) или отпадает необходимость в этих реакторах и снижаются посадки напряжения при пусках и самозапущах электродвигателей. Кроме того могут использоваться также схемы 10 (при больших токах с целью применения облегченных выключателей) и 4 (если требуется сосредоточение на одних шинах всей мощности трансформатора).

Схемы, аналогичные описанным, применяют при установке на ГПП автотрансформаторов. Указания рекомендации приведены для использования одинарных реакторов на номинальный ток до 4000 А и сдвоенных на ток 2 × 2500 А (табл. 14 и 15) и камер КРУ с выключателями типа ВМП-10 и ВМПЭ-10 на ток до 3200 А, мощность отключения которых составляет 200 и 350 тыс. кВ А при напряжении 6 и 10 кВ соответственно (табл. 16) с учетом подпитки места КЗ от элек-

родвигателей. В необходимых случаях следует применять КРУ с выключателями МГГ-10 на ток до 5000 А (2000, 3000, 4000, 5000 А), мощность отключения которых составляет 400—600 МВ · А при 6 кВ и 500—1000 МВ · А при 10 кВ (табл. 16).

3. ВЫБОР НАПЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

При проектировании электроснабжения решается ряд основных вопросов, таких, как выбор источника электроснабжения, напряжения и трассы линий электропередачи от источника к промышленной площадке и их конструктивного исполнения, числа, мощности и расположения понизительных подстанций, напряжения и способа выполнения распределительной сети по территории промышленного предприятия и др. Напряжение сетей внешнего электроснабжения обычно определяется техническими условиями энергосистемы на подключение и зависит от мощности предприятия, его удаленности от источника питания, напряжения и свободных мощностей источников питания, перспектив развития сетей энергосистемы и промышленных предприятий в данном районе. При этом должен учитываться также характер нагрузки — наличие мощных электротермических и преобразовательных установок, крупных электродвигателей.

В СН 174—75 (§ 5.2) указано, что если имеется возможность получения энергии от источника питания при двух и более напряжениях, выбор напряжения следует производить на основе технико-экономического сравнения вариантов. В технико-экономических расчетах (ТЭР) необходимо также учитывать сооружение новых или расширение существующих районных подстанций. Выполнение ТЭР в каждом отдельном случае увеличивает трудоемкость проектирования электроснабжения.

Между тем при выборе напряжений внешних сетей промышленных предприятий, производимом на основе небольшого количества четко устанавливаемых факторов (нагрузки, расстояния от источника питания, возможных трасс линий электропередачи, характера потребителей) можно предложить определенные рекомендации, благодаря чему напряжение будет принято не на основе конкретного ТЭР, а на базе заранее выполненного технико-экономического анализа приведенных затрат на внешнее электроснабжение. В этом случае неизбежен отказ от учета некоторых частных или местных факторов, например, существующих элементов системы электроснабжения предприятия, однако выполнение не привязанных к конкретным условиям рекомендаций в принципе обеспечивает более перспективное развитие электроснабжения промышленного района в целом.

Напряжения 6 и 10 кВ на первой ступени распределения электроэнергии (от внешнего источника электроснабжения) применяют лишь для питания промышленных предприятий от собственной ТЭЦ, а также от вблизи расположенной ТЭЦ или понизительной подстанции энергосистемы, т. е. в ограниченных случаях. Значения этих напряжений должны подвергаться технико-экономическому анализу сравнением по приведенным затратам между собой и с более высокими напряжениями, которые используются для связи с энергосистемой (35, 110, 150, 220, 330 кВ) с учетом возможности применения электродвигателей на предприятии напряжением как 6, так и 0,66 и 10 кВ.

Напряжение 20 кВ не нашло широкого применения в энергосистемах и на промышленных предприятиях. Сужается область применения и напряжения 35 кВ в результате повышения потребляемой мощности промышленных предприятий, где основным на первой ступени

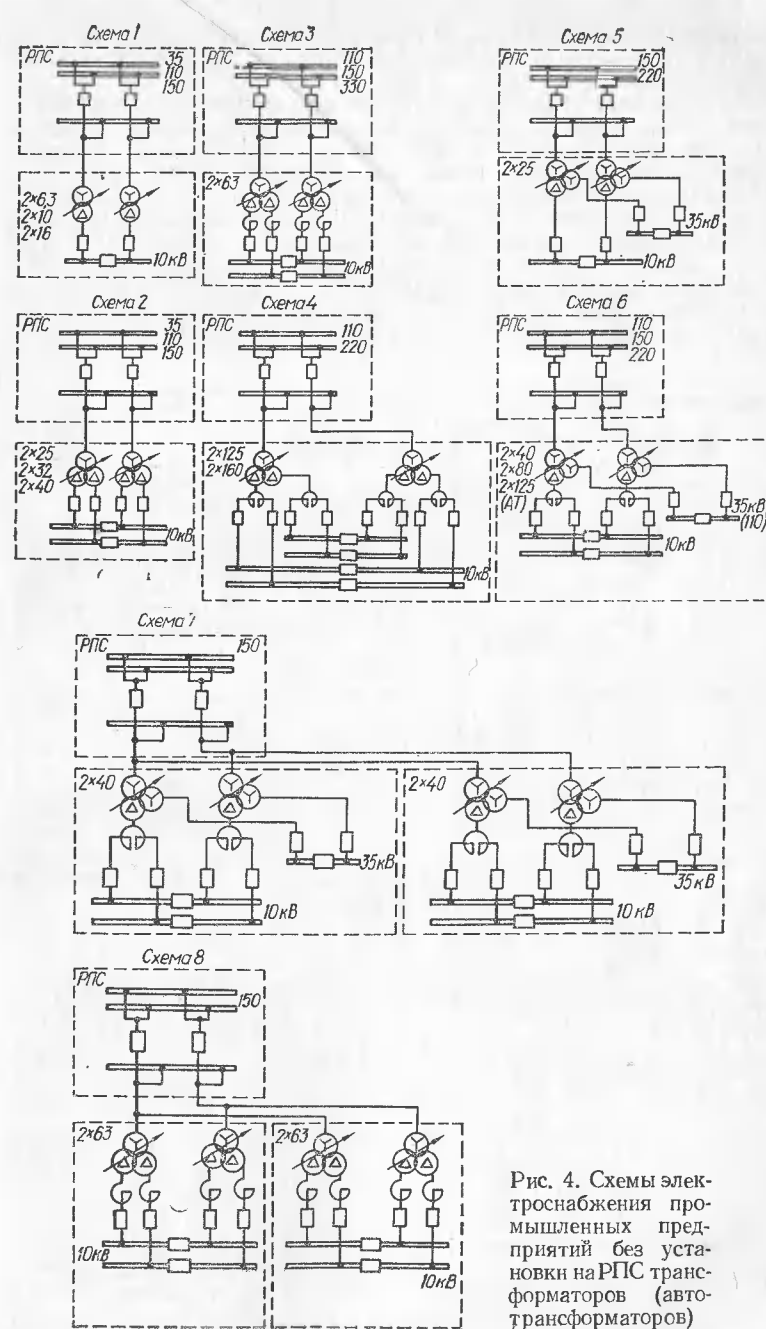


Рис. 4. Схемы электроснабжения промышленных предприятий без установки на РПС трансформаторов (автотрансформаторов)

становится напряжение 110 кВ и даже 220 кВ, а также единичной мощности электротермических установок, что также повышает конкурентоспособность напряжений 110 и 220 кВ.

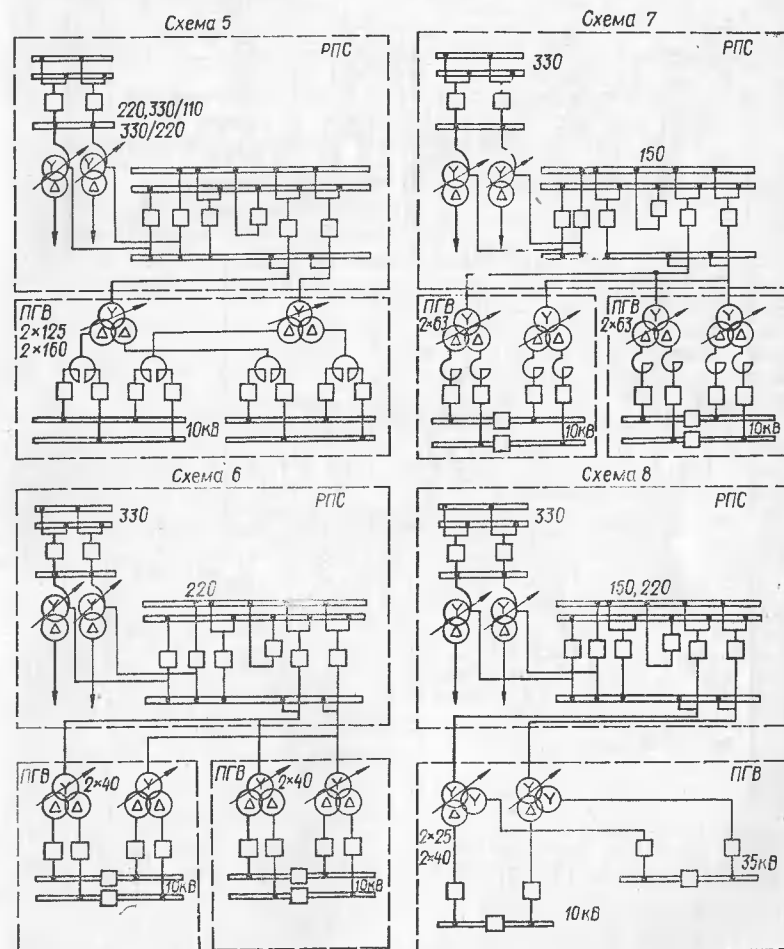
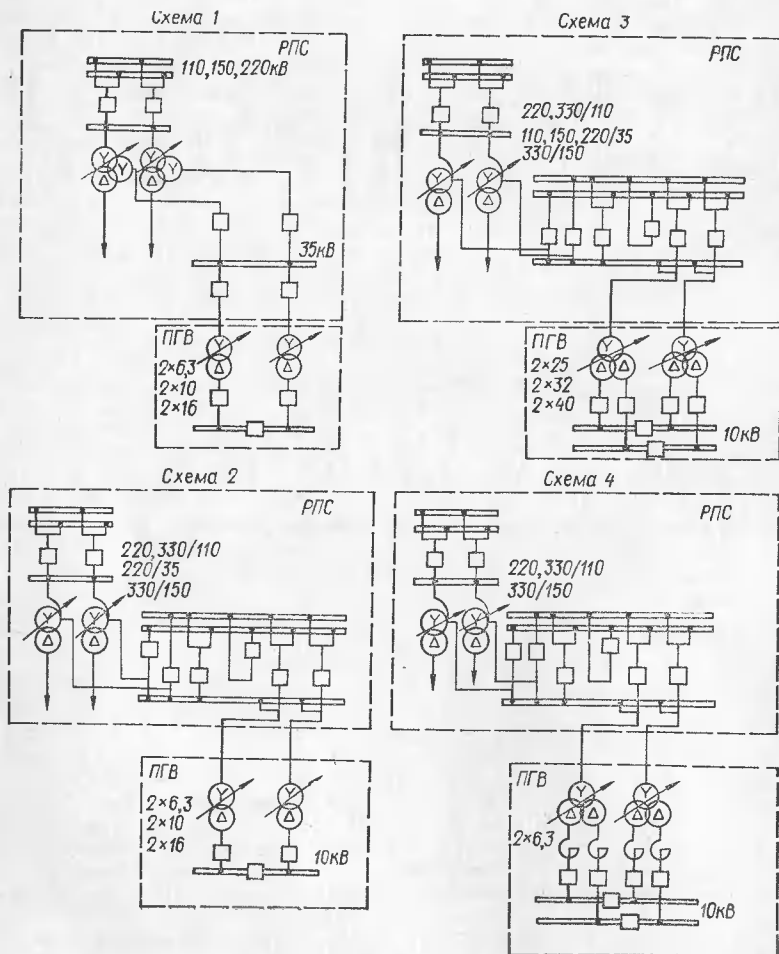
При выборе коэффициента трансформации трансформаторов в качестве напряжения распределительной сети по территории предприятия принято напряжение 10 кВ. Решение о выборе другого напряжения принимается на основе технико-экономического анализа. Для напряжений 6 и 10 кВ такой анализ показан в гл. 4.4.

Технико-экономические расчеты при выборе напряжения внешнего электроснабжения могут быть выполнены на основе двух принципиальных схем электроснабжения промышленного предприятия от районной питающей подстанции (РПС): без промежуточной трансформации, исходя из наличия на РПС свободной мощности на сравниваемых напряжениях (рис. 4); с установкой на РПС трансформаторов или авто-

трансформаторов (рис. 5) с учетом в них доли затрат и стоимости потерь по коэффициенту, определяемому как отношение S_{Π}/S_p , где S_{Π} — мощность трансформаторов на главной понизительной подстанции (ГПП) промышленного предприятия; S_p — мощность трансформаторов на РПС, учитываемых в данном ТЭР.

Схемы подстанций выбирают по рис. 4 и 5 в зависимости от принятой мощности трансформаторов. Реакторы устанавливают при мощности трансформаторов 63 МВ·А и выше с расцепленными вторичными обмотками, имеющими напряжение КЗ e_k около 10 %, исходя из возможности подпитки места КЗ от двигателей напряжением 10 кВ.

Для трехобмоточных трансформаторов реакторирование необходимо уже при мощности трансформаторов 40 МВ·А, за исключением случаев, когда e_k имеет повышенное значение, например для обмоток 150/10 кВ трансформаторов 150/35/10 кВ $e_k = 18$ %. Таким образом, в схеме 9



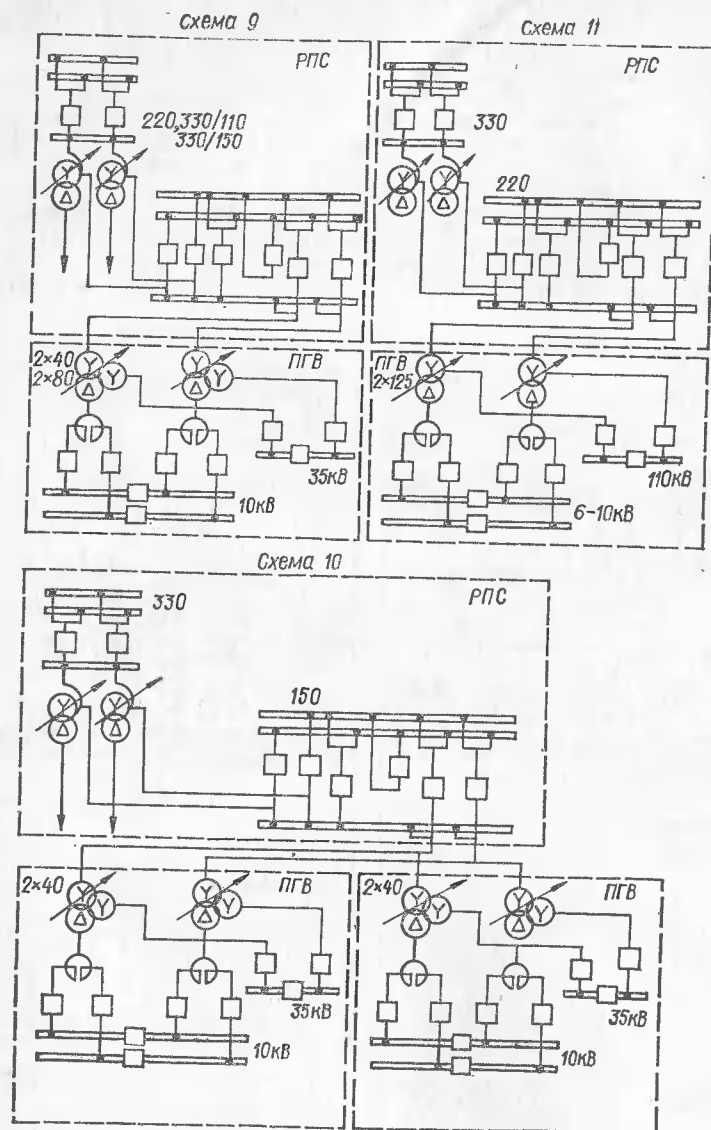


Рис. 5. Схемы электроснабжения промышленных предприятий с установкой на РПС трансформаторов (автотрансформаторов)

(рис. 5) для трехобмоточных трансформаторов 40 МВ · А 110/35/10 кВ реакторы необходимы, а для трансформаторов 150/35/10 кВ они могут не устанавливаться (на схеме 7 (рис. 4) реакторы для этого случая показаны и в результатах ТЭР учтены).

Капитальные затраты определяют по «Укрупненным показателям стоимости элементов электроснабжения (УПСС-ЭС) промышленных предприятий для технико-экономических обоснований», разработанным Горьковским отделением ПИ «Электропроект» и утвержденным Минмонтажспецстроем СССР 14.09.1978 г., а также по «Сборнику нормативов удельных капитальных вложений в строительство понижающих электрических подстанций 35—500 кВ (УКВ-ПС)», разработанному Южным отделением Энергосетьпроекта, г. Ростов-на-Дону, (стоимость выводных ячеек и корректировка стоимости трансформаторов).

Рассмотрим, например, результаты ТЭР, выполненных для ряда нагрузок промышленного предприятия: 9—14—22, 5—35—45—56—90—112—175 тыс. кВт. Нагрузки приняты исходя из 70 %-ной загрузки трансформаторов ГПП, причем на предприятии предусмотрена одна подстанция, за исключением тех случаев, когда нет трансформаторов потребной мощности. В этом случае в расчетах учитывались две ГПП, что приводит к удорожанию соответствующего расчетного варианта*. Если для расчетной нагрузки нет трансформаторов необходимой мощности, соответствующей 70 %-ной загрузке, принимались к расчету более мощные трансформаторы с меньшей загрузкой. Стоимость потерь электроэнергии учитывалась по двухставочному тарифу без экспортной наценки ($m = 80$; $m_0 = 128$ р./кВт · год).

Выполненные ТЭР приведены в графической форме. На рис. 6—8 показаны результаты ТЭР и отражена технико-экономическая оценка рассматриваемых вариантов, соотношение их между собой, а также с другими возможными вариантами, поскольку здесь приведены результаты расчетов в зависимости от схемы электроснабжения, потребляемой мощности, напряжения и расстояния от источника питания**. Все расчеты выполнены для линий электропередачи протяженностью 5 км (рис. 6, а—8, а) и 40 км (рис. 6, б—8, б), что дает возможность экстраполировать полученные значения практически для любого большего, а также промежуточного значения. Как видно из рисунков, плавность в изменении графиков в ряде случаев нарушается из-за отклонений от принятых расчетных условий: нет трансформаторов необходимой мощности, что вызвало изменение расчетной загрузки трансформаторов, или увеличение их числа, или изменение типа (например, применение трехобмоточных трансформаторов с неиспользуемой третьей обмоткой вместо двухобмоточных) и т. д. Штриховой линией на рисунках показаны прогнозируемые значения в связи с отсутствием трансформаторов потребной мощности. Вместе с тем графики позволяют сделать ряд выводов, характерных практически для любой схемы электроснабжения и мощности предприятия:

напряжение 35 кВ экономически целесообразно при передаче мощности до 10—15 тыс. кВт на расстояния 15—20 км или 20—30 тыс. кВт — на 5—10 км;

в диапазоне мощностей 30—100 тыс. кВт следует отдавать предпочтение напряжению 110 кВ даже при необходимости промежуточной

* В действительности суммарные приведенные затраты на систему электроснабжения предприятия при разукрупнении подстанций снижаются за счет сокращения и удешевления распределительных сетей при размещении подстанций ближе к узлам нагрузок, поэтому вопрос о числе ГПП должен решаться отдельно с учетом конфигурации предприятия и размещения на его территории нагрузок.

** На рис. 6—8 показано увеличение приведенных затрат за счет установки: трехобмоточных трансформаторов вместо двухобмоточных (1); трансформаторов большей мощности (2); двух ГПП вместо одной (3).

Рис. 6. Графики зависимости приведенных затрат на электроснабжение промышленных предприятий от передаваемой мощности и напряжения линий электропередачи без промежуточной трансформации на РПС

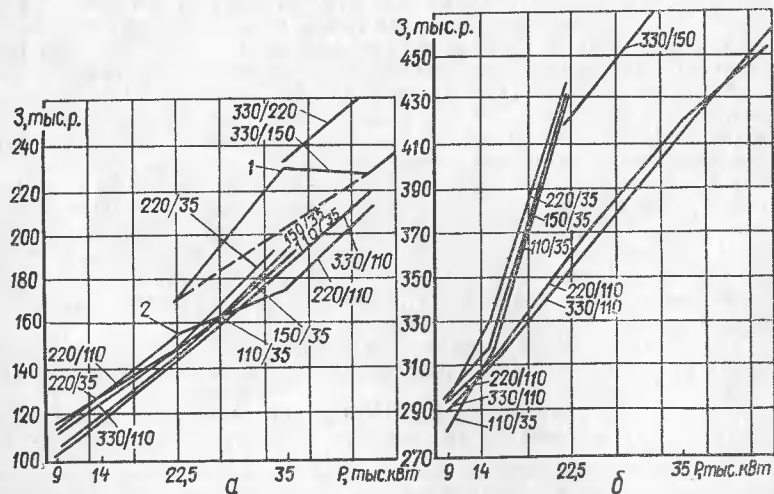
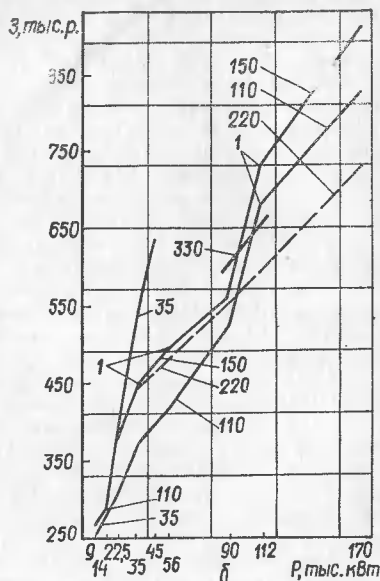
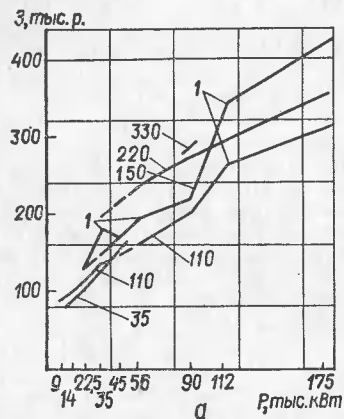
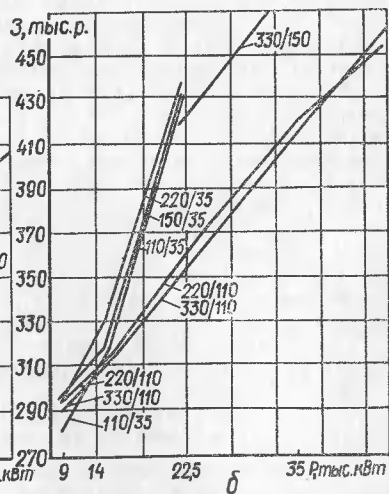


Рис. 7. Графики зависимости приведенных затрат на электроснабжение промышленных предприятий от передаваемой мощности (до 45 МВ · А) и напряжения линий электропередачи с промежуточной трансформацией на РПС

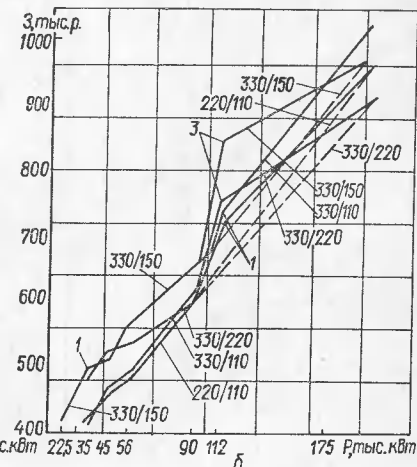
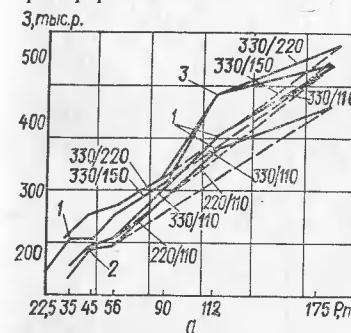


трансформации на РПС; по экономическим показателям к этому напряжению близко также напряжение 150 кВ, имеющее ограниченное распространение;

при мощностях, превышающих 100 тыс. кВт, и значительной удаленности от РПС наступает зона преимущественной экономичности напряжения 220 кВ (рис. 6).

Из рис. 6 и 7 видно, что напряжение 35 кВ имеет лучшие технико-экономические показатели при малых расстояниях или небольших нагрузках. Однако, если нет дополнительной трансформации на РПС, то практически в любом диапазоне мощностей и расстояний следует отдавать предпочтение напряжению 110 кВ, за исключением больших мощ-

Рис. 8. Графики зависимости приведенных затрат на электроснабжение промышленных предприятий от передаваемой мощности (до 175 МВ · А) и напряжения линий электропередачи с промежуточной трансформацией на РПС



ностей и расстояний (сотни тысяч киловатт и десятки километров), когда может выявиться целесообразность применения напряжения 220 кВ. При трансформации на РПС наиболее экономичным также оказывается напряжение 110 кВ (рис. 8), за исключением участка, охватывающего небольшие мощности и расстояния.

Рис. 9 позволяет выявить экономическую целесообразность трансформации на РПС напряжения 35—110 кВ по сравнению с использованием существующего напряжения для непосредственной передачи мощности к ГПП предприятия в зависимости от удаленности РПС. Здесь очевидна целесообразность использования напряжения 35 кВ только при передаваемой мощности до 10 тыс. кВт (диаграммы 1—3); при больших нагрузках экономичнее напряжение 110 кВ (диаграммы 4—8), а при нагрузках, превышающих 150 МВт, — 220 кВ (диаграмма 9). Если на РПС нет напряжения 110 кВ, то при нагрузках, начиная с 60—70 мВт, целесообразно использовать имеющееся напряжение 150 или 220 В, а до этих значений — получить 110 кВ путем трансформации имеющегося напряжения 220 или 330 кВ. В ряде случаев по экономичности к напряжению 110 кВ близко напряжение 150 кВ.

Решение о выборе напряжения принимают на базе выполненного ТЭР с учетом других факторов, которые в ряде случаев могут оказать

однако выбор его в каждом конкретном случае должен подкрепляться соответствующим технико-экономическим обоснованием.

Для промышленных предприятий напряжение 6 кВ может оказаться целесообразным в двух случаях: при питании предприятия от ТЭЦ на генераторном напряжении 6 кВ и при значительной доле электродвигателей 6 кВ в суммарной нагрузке предприятия. Поскольку в первом случае выбирают не только напряжение распределительной сети, но и генераторное напряжение, технико-экономическое сравнение вариантов выбора напряжения производят с учетом затрат на электрическую часть собственных нужд ТЭЦ и на питающую и распределительную сеть всех промышленных предприятий, подключенных к ТЭЦ на генераторном напряжении. Во втором случае, когда внешнее электроснабжение промышленного предприятия выполняется на напряжении 35—330 кВ, ТЭР производят по приведенным затратам только на распределительную сеть данного предприятия независимо от преобладающего в энергосистеме или данном сетевом районе напряжения распределительных сетей.

Выбор напряжения 6 или 10 кВ зависит от соотношения нагрузок 10; 6 и 0,4 кВ, причем критерием выбора являются технико-экономические показатели, в первую очередь, приведенные затраты, в которых учитываются как показатели сети, так и понижительных подстанций.

Основными элементами привода производственных механизмов являются электродвигатели, имеющие различия в исполнении по роду тока, напряжению питающей сети, способу пуска, характеристикам, назначению, способу защиты от воздействия окружающей среды, установке и креплению, охлаждению. С точки зрения системы электроснабжения представляют интерес двигатели переменного тока как асинхронные, так и синхронные. Двигатели же постоянного тока питаются от преобразователей, подключаемых к сети 0,38; 6 или 10 кВ.

Синхронные электродвигатели применяют только для нерегулируемых приводов. Их основное преимущество по сравнению с асинхронными — возможность естественной компенсации реактивной мощности. Высокий коэффициент мощности, задаваемый энергоснабжающими системами для промышленных предприятий, побуждает к широкому применению электродвигателей этого типа для механизмов продолжительного режима работы в тех случаях, когда это возможно по их механическим свойствам и по номенклатуре заводов-изготовителей. Следует иметь в виду, что применение синхронных электродвигателей весьма желательно также с точки зрения улучшения устойчивости энергосистемы. Однако для приводов с повторно-кратковременным режимом работы синхронные электродвигатели применять нельзя.

Электродвигатели переменного трехфазного тока выпускают на напряжение: 36; 127; 220; 380; 500; 660; 3000; 6000; 10 000 В. У электродвигателей напряжением до 1000 В коэффициент полезного действия выше, а стоимость меньше, чем у аналогичных электродвигателей более высокого напряжения. Выбор электродвигателей переменного тока на напряжение 3; 6; 10 кВ может быть обусловлен либо отсутствием в номенклатуре заводов-изготовителей электродвигателей достаточной мощности на низшее напряжение, принятое в сети данного предприятия, либо экономической целесообразностью. Асинхронные электродвигатели серийного изготовления обычно выпускают на 3000; 1500; 1000; 750 и реже на 600; 500; 375; 300 мин⁻¹. Многоскоростные электродвигатели с переключением полюсов изготовляют на две (от 500 до 3000 мин⁻¹), на три (от 750 до 3000 мин⁻¹), либо на четыре скорости (от 500 до 1500 мин⁻¹). Синхронные электродвигатели изготовляют на скорости 1000; 750; 600; 500; 375 и реже на 3000; 1500; 300; 250; 187; 167; 150; 125; 75 мин⁻¹.

При одинаковой мощности электродвигатели с большим числом оборотов имеют меньшие массу, габаритные размеры и стоимость, а также более высокие значения КПД и коэффициента мощности.

В различных производственных помещениях на электродвигатели воздействует окружающая среда. Учитывая это, электродвигатели изготовляют в различных исполнениях по способу защиты от воздействия окружающей среды.

В настоящее время для привода общепромышленных механизмов выпускают электродвигатели единой серии 4А, защищенные и закрытые обдуваемые. При разработке серии 4А применены конструктивные и технологические новшества, улучшающие отдельные характеристики электродвигателей: уменьшен остаточный небаланс ротора; улучшены вибрационные и шумовые характеристики; усовершенствована система вентиляции; увеличен диаметр свободного конца вала. Применение изоляции класса нагревостойкости F и обмоточного провода с эмалевым покрытием высокой механической прочности, вакуумной пропитки обмоток статоров обеспечивает высокую надежность и долговечность электродвигателей. Средний срок их службы (расчетный) не менее 15 лет при наработке до 40 000 ч. Электродвигатели единой серии 4А по сравнению с электродвигателями серий А2 и АО2, выпускаемыми ранее, имеют более высокие КПД и cos φ, меньшую металлоемкость и более эстетичный внешний вид. Габаритные, установочные и присоединительные размеры, а также шкала мощностей увязаны согласно рекомендациям СЭВ и МЭК. Эти электродвигатели имеют шкалу мощности 0,06—400 кВт, скорость вращения — 500; 600; 750; 1000; 1500; 3000 мин⁻¹, в их число входят модификации с повышенным пусковым моментом (4АР), повышенным скольжением (4АС), многоскоростные и с фазным ротором (4АК), рассчитанные на напряжение 220, 380 и 660 В, как и выпускаемые ранее двигатели серии АЗ (АКЗ)-315 и АОЗ-315 со шкалой мощностей 55—75—90—100—132—160—200 кВт скоростью вращения 600—3000 мин⁻¹. Взрывозащищенные асинхронные электродвигатели серий ВАО, ВАО2, В, ВР, КО и АЗ на напряжение до 660 В выпускают с диапазоном мощностей от 0,8 до 315 кВт и со скоростью вращения 600—3000 мин⁻¹.

На напряжение 10 кВ выпускают асинхронные электродвигатели следующих серий: АОК мощностью 400 кВт, 600 мин⁻¹; АД, АДЗ, АКД, АКДЗ мощностью 630—800—1000—1250 кВт, 600, 750, 1000 мин⁻¹; АД2 мощностью 3200—4000—5000 кВт, 3000 мин⁻¹ (в том числе взрывозащищенного исполнения); ДАП, двухскоростные взрывозащищенные 2500/500 кВт, 1500/750 мин⁻¹. Таким образом, номенклатура асинхронных электродвигателей 10 кВ пока еще ограничена.

Остальные электродвигатели как нормального исполнения, так и взрывозащищенные, выпускают на напряжение 6 кВ, с широким диапазоном скорости вращения. Часть этих электродвигателей изготовляют также и на напряжение 3 кВ, например двигатели серии А, АЗ, АК, АКЗ мощностью 200—250—320—400—500—630—800—1000 кВт, со скоростью вращения 500—1500 мин⁻¹ (могут быть поставлены на напряжение и 3, и 6 кВ), или двигатели ДАЗО мощностью от 400 до 2500 кВт, рассчитанные на те же обороты; двигатели АД2 от 500 до 5000 кВт, 3000 мин⁻¹.

Синхронные электродвигатели на 0,38 кВ выпускают серий ДСК мощностью 132 кВт, 500 мин⁻¹ и СД2 мощностью 132—160—200—250—315 кВт, 500 и 1000 мин⁻¹; на напряжение 6 и 10 кВ — следующих серий: СДН, СДНЗ мощностью от 315 до 3200 кВт, 300—1000 мин⁻¹; СДН2, СДНЗ-2 мощностью от 500 до 3200 кВт, 250—1000 мин⁻¹; СДСЗ мощностью от 4000 до 19 500 кВт, 375 и 500 мин⁻¹; СДСЗ мощностью от 1400 до 4000 кВт, 375, 500 и 1000 мин⁻¹; СДМЗ,

СДМЗ-2 мощностью от 1600 до 4000 кВт, 75, 100, 150 и 500 мин⁻¹; СДК2 мощностью от 315 до 2000 кВт, 375, 500 и 600 мин⁻¹; СДП мощностью от 630 до 12 500 кВт и ТДС-20 000 и 31 500 кВт, 3000 мин⁻¹; ВДС, ВДС2 мощностью от 3200 до 12 500 кВт, 187, 5—375 мин⁻¹; ВСДН мощностью от 1000 до 3200 кВт, 375—750 мин⁻¹, а также взрывозащищенные — серий СДКП2 мощностью 4000 кВт, 375 мин⁻¹; СДП2 мощностью от 1250 до 12 500 кВт, 3000 мин⁻¹. Остальные двигатели выпускают только на напряжение 6 кВ (250—2500 кВт, 125—1500 мин⁻¹).

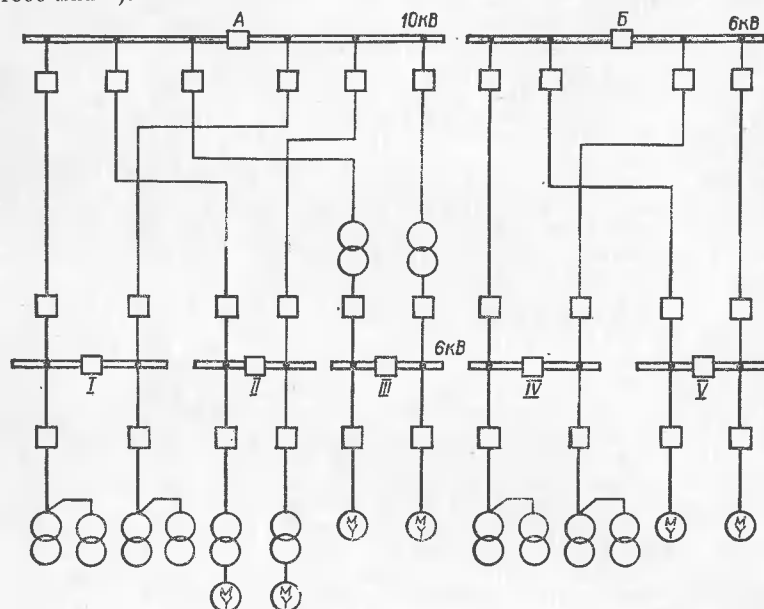


Рис. 10. Схемы распределительных сетей 6–10 кВ промышленных предприятий при различных видах нагрузки

Таким образом, для привода механизмов могут быть подобраны электродвигатели как на напряжения 0,38 и 0,66 кВ, так и на 6 и 10 кВ. Выбор напряжения двигателей по требованиям к электроприводу механизмов (обороты, среда, регулирование) определяет схему распределительной сети промышленного предприятия.

На рис. 10 (схемы I — V) показаны возможные варианты распределительных сетей: I — трансформаторы 10/0,4 кВ для силовых и осветительных ЭП и трансформаторы 10 кВ преобразовательных и электротермических установок; II — трансформаторы 10/6 кВ для питания электродвигателей 6 кВ по схеме блока трансформатор–электродвигатель (индивидуальные трансформаторы); III — трансформаторы 10/6 кВ для питания распределительных устройств, к которым подключены электродвигатели 6 кВ (групповые трансформаторы); IV — трансформаторы 6/0,4 кВ для силовых и осветительных ЭП и трансформаторы 6 кВ преобразовательных и электротермических установок; V — распределительные устройства 6 кВ для питания электродвигателей 6 кВ.

Поскольку понижающие трансформаторы со вторичным напряжением 0,4 кВ предпочтительнее устанавливать на напряжении 10 кВ,

в целом ряде случаев оказывается целесообразным иметь на площадке как напряжение 10 кВ, так и 6 кВ. Трансформация напряжения распределительной сети 10 кВ в рабочее напряжение электродвигателей 6 кВ непосредственно на местах потребления, как правило, неэкономична, так как уступает по экономическим показателям схеме электроснабжения с независимым распределением по площадке напряжений 6 и 10 кВ, несмотря на увеличение в последнем случае расхода проводникового материала. При установке на ГПП промышленных предприятий или на подстанциях глубоких вводов (ПГВ) трансформаторов с двумя вторичными напряжениями (6 и 10 кВ) в сети возможна установка силовых трансформаторов 10/0,4 кВ и трансформаторов 10 и 6 кВ для питания преобразовательных и электротермических установок. Эти установки могут быть выбраны на напряжение 10 и 6 кВ, однако, поскольку мощности расщепленных вторичных обмоток трансформаторов ГПП (ПГВ) составляют лишь 50 % номинальной, а стоимость трансформаторов преобразовательных и электротермических установок при первичном напряжении 10 и 6 кВ одинакова, выбор этого напряжения определяется расчетной нагрузкой вторичных обмоток трансформаторов ГПП (ПГВ). Выравнивание загрузки можно выполнить и за счет одновременной установки на предприятии понижающих трансформаторов 10/0,4 и 6/0,4 кВ, что, однако, создает определенные затруднения для эксплуатационного персонала. В связи с этим при конкретном проектировании загрузка расщепленных обмоток 10 и 6 кВ должна решаться в зависимости от состава всех имеющихся потребителей и с учетом эксплуатационных удобств.

Отечественной промышленностью в настоящее время выпускаются трансформаторы со вторичной расщепленной обмоткой на напряжения 10 и 6 кВ следующих мощностей (см. табл. 13)

Напряжение, кВ	Мощность, кВ·А
110	25 000; 40 000; 63 000
150	32 000; 63 000
330	63 000

В ряде случаев при использовании в распределительной сети двух напряжений 10 и 6 кВ целесообразна установка трехобмоточных трансформаторов с обмоткой среднего напряжения 10 кВ и низшего напряжения 6 кВ при мощности каждой из этих обмоток, равной 100 % мощности трансформатора. В этом случае допустимо любое соотношение нагрузок 6 и 10 кВ. Такие трансформаторы выпускают мощностью 25 000, 40 000, 63 000 и 80 000 кВ·А при напряжении 110 кВ. В основном же средняя обмотка в трансформаторах 110 и 150 кВ имеет напряжение 35 кВ; в трансформаторах 220 кВ имеется средняя обмотка также и на 110 кВ; 330 кВ — на 110, 150 и 220 кВ.

Схема распределительной сети для трехобмоточных трансформаторов с обмотками 10 и 6 кВ упрощается, так как все электродвигатели подключаются к обмоткам 6 кВ, а силовые трансформаторы, независимо от их назначения — к обмоткам 10 кВ.

Экономические показатели вариантов I—V распределительной сети промышленного предприятия на напряжении 10 и 6 кВ зависят от доли электродвигательной нагрузки 6 кВ в общей нагрузке подстанции. На рис. 11 приведены графики расчетных затрат двухтрансформаторных подстанций 110/6—10 кВ с трансформаторами мощности соответственно 80, 40, 25 и 6,3 МВ·А.

Из этих графиков видно, что при наличии на промышленных предприятиях электродвигателей напряжением 6 кВ и потребителей 0,4 кВ наиболее экономичной является схема электроснабжения с использованием трансформаторов с расщепленными обмотками 10 и 6 кВ

и распределительной сетью двух напряжений. Лишь при нагрузке электродвигателей 6 кВ, превышающей 60—70 % всей расчетной нагрузки подстанции, целесообразно ограничиться одним напряжением 6 кВ. Трехобмоточные трансформаторы 110 кВ с соотношением мощностей обмотки 100/100/100 %, применение которых представляет интерес по эксплуатационным соображениям, почти не уступают по экономическим показателям трансформаторам с расщепленными обмотками

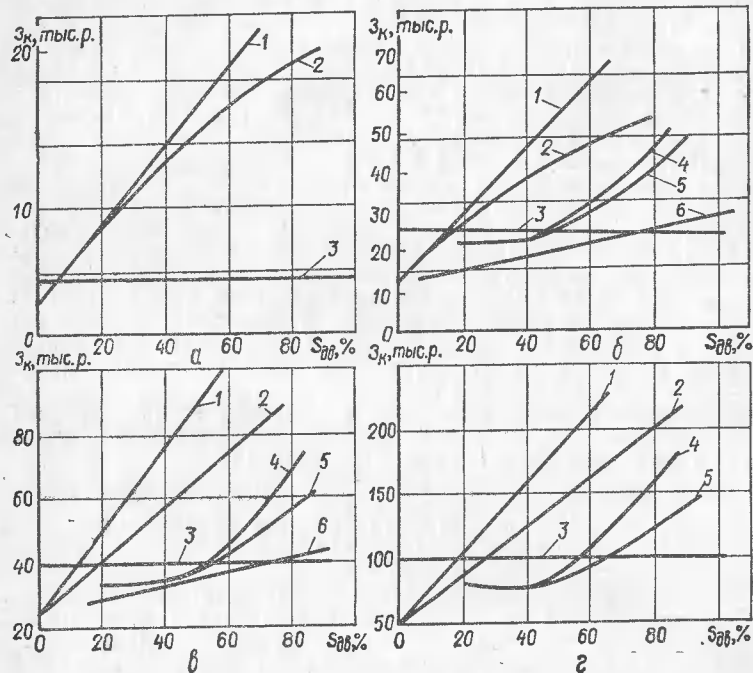


Рис. 11. Графики изменения промышленных затрат для подстанций 110/6—10 кВ мощностью, тыс. кВт · А:

a — $2 \times 6,3$; b — 2×25 ; $в$ — 2×40 ; $г$ — 2×80 в зависимости от доли электродвигательной нагрузки 6 кВ $S_{дв}$ от общей нагрузки подстанции для распределительной сети напряжением: 1, 2—10 кВ с трансформаторами 10/6 кВ индивидуальными (1) и групповыми (2); 3 — 6 кВ; 4 и 5 — 6 и 10 кВ с трансформаторами индивидуальными (4) и групповыми (5); 6 — 6 и 10 кВ при установке трехобмоточных трансформаторов 110/10/6 кВ

(соотношение мощностей обмоток 100/50/50 %), несмотря на необходимость в ряде случаев реактирования их вводов в зависимости от мощности трансформаторов, напряжения обмоток низшей стороны, наличия подпитки и др. Таким образом, учитывая значительное совпадение экономических показателей этих двух вариантов, выбор решения следует производить с учетом других технических показателей — эксплуатационных условий, перспективы развития и др. Для трансформаторов с нерасщепленными обмотками мощностью до 16 тыс. кВт · А при наличии электродвигателей 6 кВ практически во всех случаях целесообразно выбирать напряжение 6 кВ, а не 10 кВ, так как в общей стоимости расчетных затрат весьма значителен удельный вес трансфор-

маторов 10/6 кВ, необходимых для питания электродвигателей 6 кВ при вторичном напряжении ГПП (ПГВ), равном 10 кВ. Использование токопроводов при передаче больших мощностей от ГПП к распределительным устройствам (например, при мощности подстанции 2×80 тыс. кВт · А) может сделать экономически выгодным напряжение 6 кВ практически при любом удельном весе электродвигательной нагрузки 6 кВ в нагрузке всей ГПП. Применение токопровода вместо кабелей может снизить капиталовложения в 1,5—2 раза, а приведенные затраты — на 25—50 %. Напряжение 10 кВ при установке электродвигателей 10 кВ является наиболее экономичным, так как в общей сумме расчетных затрат стоимость только групповых трансформаторов 10/6 кВ составляет в зависимости от удельного веса электродвигательной нагрузки 6 кВ от 30 до 60 %. В связи с этим весьма перспективным представляется применение напряжения 660 В, поскольку при этом можно исключить установку электродвигателей 6 кВ, а число ЭП 0,4 кВ значительно уменьшить. Однако при этом надо иметь в виду, что номенклатура электродвигателей на напряжение 10 и 0,66 кВ в настоящее время еще недостаточна, а при технико-экономических расчетах вариантов напряжений 6—0,4 кВ и 10—0,66 кВ следует учитывать более высокую стоимость и меньший коэффициент полезного действия двигателей 10 кВ по сравнению с двигателями 6 кВ. При нагрузке электродвигателей 6 кВ до 20 % от расчетной и отсутствии перспектив на ее увеличение может быть отдано предпочтение напряжению 10 кВ с установкой групповых или индивидуальных трансформаторов 10/6 кВ. Перечисленные выводы, сделанные на основе анализа расчетных затрат на распределительную сеть 6—10 кВ с питанием ее от трансформаторов 110/6—10 кВ, распространяются также и на случаи применения трансформаторов другого первичного напряжения.

При самозапусках двигателей с напряжением распределительной сети 6 кВ возможно понижение напряжения на шинах ГПП (ПГВ). Во избежание этого понижения необходимо применять реактирование крупных электродвигателей или линий к РП, питающим группы электродвигателей с самозапуском. При напряжении распределительной сети 10 кВ вследствие наличия трансформаторов 10/6 кВ понижения напряжения на шинах ГПП (ПГВ) при самозапусках электродвигателей менее значительны. Эти обстоятельства могут оказать некоторое влияние на технико-экономические показатели вариантов в пользу напряжения 10 кВ. Поэтому при конкретном проектировании в таких случаях необходимо выполнить дополнительные расчеты. В технико-экономическом анализе рассмотренных схем распределительной сети учитывались ячейки КРУ с разрывной мощностью выключателей 200 МВ · А и 350 МВ · А для напряжений 6 и 10 кВ соответственно. Применение ячеек КРУ с разрывной мощностью выключателей 500 МВ · А может иметь технико-экономические преимущества, однако их применение нуждается в дополнительном обосновании.

Глава 5

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

1. ОБЩИЕ ДАННЫЕ

Выбор методики определения токов КЗ зависит от требований к точности результатов расчетов. Для выбора аппаратов и проводников в электроустановках, а также определения воздействия на несущие конструкции согласно ПУЭ следует исходить из следующего:

1. Все источники, участвующие в питании рассматриваемой точки, работают одновременно с номинальной нагрузкой.

2. Все синхронные машины имеют автоматические регуляторы напряжения и устройства быстрогодействия форсировки возбуждения.

3. КЗ наступает в такой момент времени, при котором ток КЗ имеет наибольшее значение.

4. Электродвижущие силы всех источников питания совпадают по фазе.

5. Расчетное напряжение каждой ступени принимают на 5 % выше номинального напряжения сети.

6. Следует учитывать влияние на токи КЗ присоединенных к данной сети синхронных компенсаторов, синхронных и асинхронных электродвигателей. Влияние асинхронных электродвигателей на токи КЗ не учитывают при мощности электродвигателей до 100 кВт в единице, если электродвигатели отделены от места КЗ одной ступенью трансформации, а также при любой мощности, если они отделены от места КЗ двумя или более ступенями трансформации или если ток от них может поступать к месту КЗ только через те элементы, через которые проходит основной ток КЗ от сети и которые имеют существенное сопротивление (линии, трансформаторы и т. п.).

7. В электроустановках напряжением выше 1000 В следует учитывать индуктивные сопротивления электрических машин, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий, а также токопроводов. Активное сопротивление следует учитывать только для воздушных линий с проводами малых площадей сечений и стальными проводами, а также для протяженных кабельных сетей малых площадей сечений с большим активным сопротивлением.

8. В электроустановках напряжением до 1000 В следует учитывать как индуктивные, так и активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи. При этом допустимо пренебречь сопротивлениями одного вида (активными или индуктивными), если суммарное их влияние на приведенное полное сопротивление цепи не превысит 10 %.

9. В случае питания электрических сетей напряжением до 1000 В от понижающих трансформаторов при расчете токов КЗ следует исходить из условия, что подведенное к трансформатору напряжение неизменно и равно его номинальному напряжению.

Требования к расчету токов КЗ для релейной защиты и системной автоматики несколько отличаются от требований к расчету для выбора аппаратов и проводников [29]. Требования к точности расчетов токов КЗ для выбора заземляющих устройств невысоки из-за низкой точности методов определения других параметров, входящих в расчет заземляющих устройств (например, удельного сопротивления земли). Поэтому для выбора заземляющих устройств допускается определять значения токов КЗ приближенным способом.

2. РАСЧЕТНАЯ СХЕМА И СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ТОКОВ КЗ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В

Расчетная схема для определения токов КЗ представляет собой схему в однолинейном исполнении, в которую введены генераторы, компенсаторы, синхронные и асинхронные электродвигатели, оказывающие влияние на ток КЗ, а также элементы системы электроснабжения (линии, трансформаторы, реакторы), связывающие источники элек-

троэнергии с местом КЗ. При составлении расчетной схемы для выбора электрических аппаратов и проводников и определения при этом токов КЗ следует исходить из предусматриваемых для данной электроустановки условий длительной ее работы. При этом не нужно учитывать кратковременные видоизменения схемы этой электроустановки, например при переключениях. Ремонтные и послеаварийные режимы работы электроустановки к кратковременным изменениям схемы не относятся. Кроме того, расчетная схема должна учитывать перспективу развития внешних сетей и генерирующих источников, с которыми электрически связывается рассматриваемая установка, не менее чем на 5 лет от запланированного срока ввода ее в эксплуатацию.

По расчетной схеме составляют замещения, в которой трансформаторные связи заменяют электрическими. Элементы системы электроснабжения, связывающие источники электроэнергии с местом КЗ, вводят в схему замещения сопротивлениями, а источники энергии — сопротивлениями и ЭДС. Сопротивления и ЭДС схемы замещения должны быть приведены к одной ступени напряжения (основная ступень). В практических расчетах за основную удобно принимать ступень, где определяются токи КЗ. Параметры элементов схемы замещения можно выражать в именованных или относительных единицах.

Приведение к основной ступени ЭДС, напряжений, токов и сопротивлений схемы замещения, составляемой в именованных единицах, выполняют по следующим формулам:

$$\left. \begin{aligned} \dot{E} &= E (k_1 k_2 \dots k_n); \\ \dot{U} &= U (k_1 k_2 \dots k_n); \\ \dot{I} &= \frac{1}{k_1 k_2 \dots k_n}; \\ \dot{x} &= x (k_1 k_2 \dots k_n)^2; \\ \dot{r} &= r (k_1 k_2 \dots k_n)^2; \\ \dot{z} &= z (k_1 k_2 \dots k_n)^2, \end{aligned} \right\} \quad (5.1)$$

где $\dot{E}$, $\dot{U}$, $\dot{I}$, $\dot{x}$, $\dot{r}$, $\dot{z}$ — ЭДС, напряжение, ток, реактивное, активное и полное сопротивления, приведенные к основной ступени напряжения E , U , I , x , r , z — действительные значения тех же величин на той ступени напряжения, где они известны; $k_1, k_2, \dots, k_n$ — действительные коэффициенты трансформации трансформаторов, включенных между основной ступенью напряжения и ступенью, на которой известны значения приводимых величин (на рис. 12 $k_1 = U_2/U_1$, $k_2 = U_3/U_2$).

Рассмотренное приведение по действительным коэффициентам трансформации называют точным приведением. В практических расчетах часто пользуются приближенным приведением, при котором принимают средние номинальные напряжения, а именно: 515; 340; 230; 154; 115; 37; 24; 20; 18; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,525; 0,4; 0,23; 0,127 кВ. Приближенное приведение выполняют по выражениям (5.1), в которых $k_1 k_2 \dots k_n = U_{\text{ср.осн}}/U_{\text{ср}}$, где $U_{\text{ср.осн}}$ — среднее номинальное напряжение основной ступени; $U_{\text{ср}}$ — среднее номинальное напряжение ступени, с которой производится пересчет.

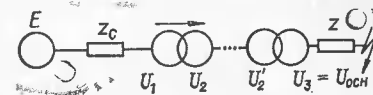


Рис. 12. Схема приведения ЭДС E и сопротивления z к основной ступени напряжения

При составлении схемы замещения в относительных единицах значения ЭДС и сопротивлений схемы выражают в долях выбранных значений базовых величин. В качестве базовых величин принимаются базовая мощность S_6 (в расчетах удобно принимать $S_6 = 100$ или $1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$) и базовое напряжение $U_{6, \text{осн}}$ для основной ступени. При этом базовые ток и сопротивление на основной ступени определяют по выражениям

$$\left. \begin{aligned} I_{6, \text{осн}} &= \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{6, \text{осн}}} ; \\ x_{6, \text{осн}} &= \frac{U_{6, \text{осн}}^2}{S_6} . \end{aligned} \right\}$$

Базовые напряжения и токи на других ступенях напряжения при использовании точного приведения определяют по выражениям

$$\left. \begin{aligned} U_6 &= \frac{U_{6, \text{осн}}}{k_1 k_2 \dots k_n} ; \\ I_6 &= I_{6, \text{осн}} (k_1 k_2 \dots k_n) . \end{aligned} \right\}$$

При использовании приближенного приведения $U_6 = U_{\text{ср}}$, а $I_6 = S_6 / (\sqrt{3} U_{\text{ср}})$.

Расчетные выражения для определения ЭДС и сопротивления в относительных единицах, отнесенных к базовым значениям (обозначены знаком $*$ — звездочка), имеют следующий вид:

при использовании точного приведения

$$\begin{aligned} E_{*6} &= \frac{E_{*н} U_n}{U_6} = \frac{E}{U_6} ; \\ x_{*6} &= x_{*н} \frac{S_6}{S_n} \left(\frac{U_n}{U_6} \right)^2 = x \frac{S_6}{U_6^2} ; \end{aligned}$$

при использовании приближенного приведения

$$\begin{aligned} E_{*6} &= E_{*н} = \frac{E}{U_{\text{ср}}} ; \\ x_{*6} &= x_{*н} \frac{S_6}{S_n} = x \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} . \end{aligned}$$

Сопротивление схемы замещения, выраженное в именованных единицах, при известном сопротивлении в относительных единицах, отнесенном к номинальному значению, определяют по следующим формулам:

при использовании точного приведения

$$x = x_{*н} \frac{U_n^2}{S_n} ;$$

при использовании приближенного приведения

$$x = x_{*н} \frac{U_{\text{ср}}^2}{S_n} .$$

При определении начального тока КЗ синхронные электродвигатели вводятся в схему замещения в виде сверхпереходной ЭДС E'' и сверхпереходного индуктивного сопротивления по продольной оси x_d'' . Для синхронных генераторов и электродвигателей, работающих с перевозбуждением,

$$E'' = \sqrt{(U_{(0)} + I_{(0)} x_d'' \sin \varphi_{(0)})^2 + (I_{(0)} x_d'' \cos \varphi_{(0)})^2} \approx U_{(0)} + I_{(0)} x_d'' \sin \varphi_{(0)},$$

где $U_{(0)}$, $I_{(0)}$, $\varphi_{(0)}$ — напряжение, ток и угол сдвига между векторами напряжения и тока до КЗ.

Для синхронных электродвигателей, работающих с недовозбуждением,

$$\begin{aligned} E'' &= \sqrt{(U_{(0)} - I_{(0)} x_d'' \sin \varphi_{(0)})^2 + (I_{(0)} x_d'' \cos \varphi_{(0)})^2} \approx \\ &\approx U_{(0)} - I_{(0)} x_d'' \sin \varphi_{(0)} . \end{aligned} \quad (5.2)$$

Для асинхронных электродвигателей сверхпереходную ЭДС определяют по выражению (5.2), а относительное сверхпереходное сопротивление — при их номинальных условиях, т. е. когда за базовые значения приняты номинальные напряжение и ток по формуле $x_{*н.д} = 1/i_n$.

Средние значения сверхпереходных E''_* и x''_* электродвигателей (в отн. носительных единицах при номинальных условиях)

Характеристика	E''_*	x''_*
Турбогенератор < 100 МВт	1,08	0,125
Турбогенератор 100—500 МВт	1,13	0,2
Гидрогенератор с успокоительными обмотками	1,13	0,2
Гидрогенератор без успокоительных обмоток	1,18	0,27
Синхронный компенсатор	1,2	0,2
Синхронный электродвигатель	1,1	0,2
Асинхронный электродвигатель	0,9	0,2
Обобщенная нагрузка	0,85	0,35

Сопротивления трансформаторов и автотрансформаторов, отнесенные к номинальной мощности, определяют по следующим выражениям:

двухобмоточный трансформатор с нерасщепленной обмоткой НН

$$x_{*н} = 0,01 U_K , \quad (5.3)$$

где U_K — напряжение короткого замыкания, %;

двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой НН (расчетная схема и схема замещения приведены на рис. 13, а, б)

$$x_{*в.н} = 0,01 (U_{K, в-(н1 \parallel н2)} - 0,5 U_{K, н1-н2}) ;$$

$$x_{*н1} = x_{*н2} = 0,005 U_{K, н1-н2} ,$$

где $U_{K, в-(н1 \parallel н2)}$ — напряжение КЗ между обмотками ВН и НН при параллельном соединении ветвей расщепленной обмотки Н1 и Н2, отнесенное к полной мощности трансформатора $S_{\text{тр. н}}$, %; $U_{K, н1-н2}$ — напряжение КЗ при закороченных ветвях расщепленной обмотки Н1 и Н2, отнесенное к $0,5 S_{\text{тр. н}}$, %; при параллельной работе обмоток Н1 и Н2 $x_{*н}$ определяют по выражению (5.3), в котором $U_K = U_{K, в-(н1 \parallel н2)}$ выражено в процентах;

трехобмоточный трансформатор или автотрансформатор (расчетная схема и схема замещения приведены на рис. 13, в, г)

$$\left. \begin{aligned} x_{*B, H} &= \frac{0,5}{100} (U_{K, B, C} + U_{K, B, H} - U_{K, C, H}); \\ x_{*C, H} &= \frac{0,5}{100} (U_{K, B, C} + U_{K, C, H} - U_{K, B, H}); \\ x_{*H, H} &= \frac{0,5}{100} (U_{K, B, H} + U_{K, C, H} - U_{K, B, C}), \end{aligned} \right\}$$

где $U_{K, B, C}$, $U_{K, B, H}$, $U_{K, C, H}$ — напряжения КЗ соответственно между обмотками высшего и среднего, высшего и низшего, среднего и низшего напряжений, %.

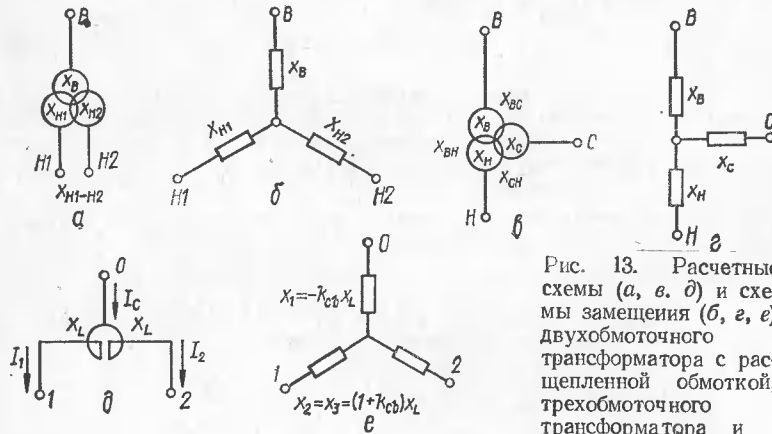


Рис. 13. Расчетные схемы (а, в, д) и схемы замещения (б, г, е) двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой, трехобмоточного трансформатора и двойного реактора.

Сопротивление реакторов в каталогах задают в именованных единицах (Ом). Расчетная схема и схема замещения двойного реактора приведены на рис. 13, д, е, где x_L — индуктивное сопротивление расщепления ветви реактора (при отсутствии тока в другой ветви); $k_{св}$ — коэффициент связи, учитывающий взаимную индукцию между ветвями реактора; I_0 , I_1 , I_2 — соответственно ток сети и в ветвях.

Средние значения реактивного сопротивления линий

Характеристика	x_d , Ом/км
Воздушная одноцепная напряжением, КВ,	
6—10	0,35
35—220	0,4
Кабель трехжильный, КВ,	
6—10	0,08
20	0,1
35	0,12
Кабель одножильный маслонаполненный	
110 кВ	0,18
Токопроводы 6—10 кВ из трубы размером (диаметр трубы и толщина стенки, мм)	
140×10	0,165
210×10	0,146
250×10	0,134

3. РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ В СЕТЯХ И УСТАНОВКАХ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В

Расчет действующего значения периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени

Для расчета периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени необходимо выполнить следующие операции: 1) преобразовать схему замещения и определить эквивалентные (результрующие) ЭДС и сопротивления; 2) определить по закону Ома ток на основной ступени напряжения; 3) определить искомые значения токов КЗ во всех элементах схемы, где это требуется. Для преобразования схемы замещения и приведения ее к простейшему виду используют расчетные выражения, известные из теории линейных электрических цепей. К ним относятся последовательное и параллельное сложение сопротивлений, преобразование звезды в треугольник и обратно, многолучевой звезды в многоугольник, замена нескольких генерирующих ветвей с разными ЭДС, присоединенных к общему узлу, одной эквивалентной (табл. 17), а также совмещение точек схемы с одинаковым потенциалом.

По найденным значениям эквивалентного ЭДС $E''_{\Sigma, 6}$ в относительных единицах или E''_{Σ} в именованных единицах (фазное значение, В) и эквивалентного сопротивления схемы $x_{\Sigma, 6}$ в относительных единицах или x_{Σ} в именованных единицах, Ом, определяют действующее значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени: при расчете в относительных единицах

$$I_{п. 0} = \frac{E''_{\Sigma, 6}}{x_{\Sigma, 6}} I_0;$$

при расчете в именованных единицах, кА,

$$I_{п. 0} = E''_{\Sigma} / x_{\Sigma}.$$

В других элементах схемы значения тока определяют путем постепенного разворачивания схемы и приведения ее к первоначальному виду. Если место КЗ находится за внешним сопротивлением, не превышающим 20 % сверхпереходного сопротивления асинхронного электродвигателя, то периодическая составляющая тока асинхронного электродвигателя в момент КЗ

$$I_{п. 0, д} = k_d i_p I_n,$$

где коэффициент $k_d = 1,2$ для двигателей типа ВДД и ДВДА и $k_d = 1$ — для всех остальных асинхронных электродвигателей.

Определение аperiodической составляющей тока КЗ

При расчетах аperiodической составляющей тока КЗ ее начальное значение принимают

$$I_{a, 0} = \sqrt{2} I_{п. 0}.$$

В произвольный момент времени t значение аperiodической составляющей зависит от расчетной схемы. При этом все расчетные схемы можно разбить на четыре основных типа:

Производное преобразование	Схемы		Распределение токов в схеме до ее преобразования
	до преобразования	после преобразования	
Последовательное соединение			$I_1 = I_2 = \dots = I_n = I$
Параллельное соединение			$I_n = \frac{x_3}{x_n} I$
Преобразование треугольника в эквивалентную звезду			$I_{MN} = \frac{I_{M^2} x_M - I_{L^2} x_L}{x_{LM}}$ $I_{LN} = \frac{I_{L^2} x_L - I_{N^2} x_N}{x_{LN}}$ $I_{NM} = \frac{I_{N^2} x_N - I_{M^2} x_M}{x_{NM}}$
Преобразование звезды в эквивалентный треугольник			$I_{LN} = I_{LN} - I_{ML}$ $I_M = I_{ML} - I_{MN}$ $I_N = I_{MN} - I_{LN}$
Преобразование многоугольной звезды в многоугольный треугольник с диагоналями			$I_{LN} = I_{LM} + I_{LN} - I_{LP}$ $I_M = I_{MP} + I_{MN} - I_{LN}$ $\dots \dots \dots$
Замена нескольких источников эквивалентным			$I_n = \frac{E_n - U_F}{x_n}$

1. Схема, содержащая один источник энергии и только последовательно включенные элементы. Для такой схемы апериодическую составляющую в момент времени t определяют по формуле

$$i_{a.t} = \sqrt{2} I_{п.о} e^{-t/T_a},$$

$$T_a = x_{\Sigma} / (\omega r_{\Sigma}), \quad (5.3)$$

где

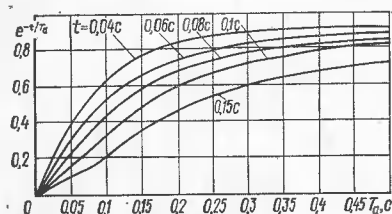
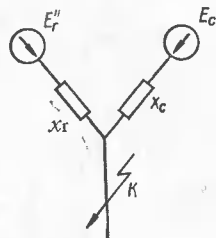


Рис. 14. Кривые для определения коэффициента затухания апериодической составляющей тока КЗ

Рис. 15. Расчетная схема для определения апериодической составляющей тока КЗ и ударного тока в случае КЗ (точка К) вблизи источника энергии



При определении суммарных индуктивного и активного сопротивлений до точки КЗ x_{Σ} и r_{Σ} синхронный электродвигатель вводят в схему замещения индуктивным сопротивлением обратной последовательности (можно принять $x_2 = 1,22 x_d'$) и активным сопротивлением статора. Значения коэффициента затухания апериодической составляющей

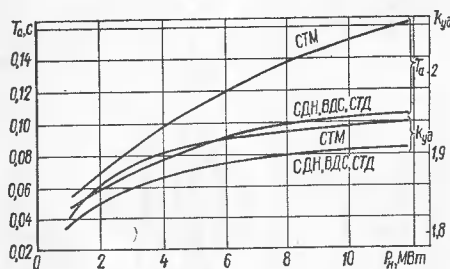


Рис. 16. Кривые для определения постоянной времени затухания T_a и ударного коэффициента $k_{уд}$ синхронных электродвигателей

тока КЗ e^{-t/T_a} можно найти по рис. 14.

2. Разветвленная схема, содержащая один источник энергии. Для такой схемы

$$i_{a.t} = \sqrt{2} I_{п.о} e^{-t/T_{a.\Sigma}},$$

где $T_{a.\Sigma}$ — эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, определяемая по выражению (5.3), в котором x_{Σ} и r_{Σ} находятся по схеме замещения с введенными в нее соответственно только индук-

периодической составляющей тока КЗ приводят путем преобразований к простейшему виду. Затем по приведенным выше формулам для найденных $I_{п.о}$ и $T_{a.\Sigma}$ определяют значение $i_{a.t}$.

4. Разветвленная схема с несколькими источниками энергии, в которой точка КЗ находится вблизи источников энергии. В этом случае схема замещения для определения действующего значения периодической составляющей тока КЗ преобразуется так, чтобы источники энергии, вблизи которых находится точка КЗ (генераторы, синхронные компенсаторы, высоковольтные электродвигатели), были выделены в отдельную ветвь с эквивалентными сопротивлением x_r и ЭДС E''_r , а все остальные источники энергии и сопротивления — в другую ветвь с эквивалентными сопротивлением x_c и ЭДС E_c (рис. 15). Значение апериодической составляющей тока КЗ в момент времени t можно определить по выражению

$$i_{a.t} = \sqrt{2} (I_{r.o} e^{-t/T_{a.r}} + I_{c.o} e^{-t/T_{a.c}}),$$

где $I_{r.o}$ и $I_{c.o}$ — действующие значения периодической составляющей токов в момент КЗ, текущих соответственно по ветвям с сопротивлением x_r и x_c ; $T_{a.r}$ и $T_{a.c}$ — эквивалентные постоянные времени затухания апериодической составляющей тока КЗ для тех же ветвей.

Средние значения постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ и ударного коэффициента для характерных элементов электрической системы [46]

Элемент или часть электрической системы	T_a, c	$k_{уд}$
Турбогенератор		
мощностью до 60 МВт	0,16—0,25	1,94—1,955
мощностью до 100—1000 МВт	0,4—0,54	1,975—1,98
Блок турбогенератор мощностью до 60 МВт—трансформатор:		
номинальное напряжение турбогенератора 6,3 кВ	0,2	1,95
10,5 кВ	0,15	1,935
Блок турбогенератор мощностью 100—200 МВт—трансформатор	0,26	1,965
Блок турбогенератор мощностью 300—800 МВт—трансформатор	0,3—0,35	1,967—1,983
Система, с которой подстанция связана воздушными линиями напряжением 35—220 кВ	0,02—0,03	1,6—1,717
Система, связанная со сборными шинами 6—10 кВ через трансформаторы мощностью (в единице):		
> 80 МВ·А	0,06—0,15	1,85—1,935
32—80 МВ·А	0,05—0,1	1,82—1,9
Присоединения, защищаемые реактором с номинальным током		
< 1000 А	0,23	1,956
> 630 А	0,1	1,904
Распределительные сети с напряжением 6—10 кВ	0,01	1,37

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока электродвигателя при КЗ на его выводах может быть определена для синхронных электродвигателей типов СТМ, СДН, ВДС, СТД по кривым (рис. 16), а для асинхронных электродвигателей при отсутствии точных данных — по табл. 18.

18. Значения постоянных времени затухания и ударных коэффициентов асинхронных электродвигателей при КЗ на их выводах

Параметр	А	АО	ДАЗО	АТД	АТМ	ВДД, ДВДА	ДАМСО
$T'_{p. д}, c$	0,04	0,04	0,09	0,06/s _н *	0,075	0,06	0,044
T'_{a}, c	0,04	0,04	0,02	0,058	0,043	0,05	0,035
$k_{уд}$	1,56	1,49	1,5	—	1,67	1,66	1,55

* s_n — номинальное скольжение, %.

Расчет ударного тока КЗ

В расчетах токов КЗ принимают, что ударный ток КЗ имеет место через 0,01 с после момента возникновения КЗ. В схеме, содержащей только последовательно соединенные элементы с одним источником энергии, ударный ток КЗ определяют по выражению

$$i_{уд} = k_{уд} \sqrt{2} I_{п. о.} \quad (5.4)$$

Для синхронных электродвигателей ударный коэффициент $k_{уд}$ при наличии в схеме только последовательно включенных элементов определяют по выражению

$$k_{уд} = 1 + e^{-0,01/T_a}$$

Для асинхронных электродвигателей

$$k_{уд} = e^{-0,01/T'_p} + e^{-0,01/T_a},$$

где T'_p — расчетная постоянная времени затухания периодической составляющей тока асинхронного электродвигателя при КЗ, с;

$$T'_p = T_{p. д} \left(1 + \frac{x_{*вн}}{x_{*н. д}} \right),$$

$T'_{p. д}$ — расчетная постоянная времени затухания периодической составляющей тока асинхронного электродвигателя при КЗ на его выводах, с; $x_{*вн}$ — индуктивное внешнее сопротивление до точки КЗ.

При значении полного внешнего сопротивления до точки КЗ $z_{*вн}$, не превышающего 20 % x''_d или $x''_{*н. д}$, ударный коэффициент можно принимать без учета $z_{*вн}$ по кривым рис. 16 (для синхронных электродвигателей) или по табл. 18 (для асинхронных электродвигателей) [34]. В разветвленной расчетной схеме с одним источником энергии ударный коэффициент определяют по выражению

$$k_{уд} = 1 + e^{-0,01/T_{a. эк.}} \quad (5.5)$$

В разветвленной схеме с несколькими источниками энергии при значительном удалении источников от места КЗ $i_{уд}$ можно найти по

выражению (5.4), а $k_{уд}$ — по формуле (5.5). При этом необходимо путем соответствующих преобразований привести схему замещения к простейшему виду, что дает возможность определить $I_{п. о.}$ и $T_{a. эк.}$. Расчетная схема для определения $i_{уд}$ при наличии нескольких источников энергии и незначительном удалении места КЗ от источников показана на рис. 15. В этом случае расчетные выражения имеют следующий вид:

$$i_{уд} = \sqrt{2} (k_{уд. r} I_{п. о.} + k_{уд. c} I_{с. о.});$$

$$k_{уд. r} = 1 + e^{-0,01/T_{a. r}};$$

$$k_{уд. c} = 1 + e^{-0,01/T_{a. c}}.$$

Ориентировочные данные об ударных коэффициентах приведены на с. 77.

4. МЕТОДЫ РАСЧЕТА

ПЕРИОДИЧЕСКОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ТРЕХФАЗНОГО ТОКА КЗ В ПРОИЗВОЛЬНЫЙ МОМЕНТ ВРЕМЕНИ

Расчет периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени аналитическими методами даже для несложных расчетных схем крайне затруднен. В связи с этим и с учетом того, что для решения многих практических задач не требуются значения точных результатов, разработаны приближенные методы расчета.

При выполнении приближенных расчетов источники энергии, находящиеся вблизи места КЗ и удаленные от него, учитывают раздельно. Часть схемы с удаленными источниками энергии можно представить одним источником («система»), действующее значение ЭДС которого неизменно во времени. Действующее значение периодической составляющей тока КЗ «системы» определяют по выражению

$$I_{п. т} = I_{п. о.} = \frac{E_{*э} I_6}{x_{*э}} = \frac{\overset{\circ}{E}_э}{x_э},$$

где $E_{*э}$ и $x_{*э}$ — суммарные (резльтирующие) ЭДС и сопротивление до точки КЗ в относительных единицах при выбранных базовых условиях; $\overset{\circ}{E}_э$ и $x_э$ — то же в именованных единицах, приведенных к основной степени напряжения.

При незначительном удалении генератора (компенсатора) от места КЗ для определения значения периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени применяют метод типовых кривых [46]. Критерием удаленности при этом служит значение относительного тока генератора в момент КЗ $I_{*г. о. н.}$. При $I_{*г. о. н.} \geq 1,5$ точка КЗ считается незначительно удаленной от генератора (компенсатора). Такие условия имеют место при КЗ за двумя трансформаторами связи, за линейным реактором с небольшим номинальным током, в распределительных сетях 6—10 кВ и т. д.

Расчет периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени по методу типовых кривых для схемы, имеющей только один синхронный генератор (компенсатор), производят в следующем порядке [46]:

1. По схеме замещения для определения действующего значения периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени определяют суммарное индуктивное сопротивление относительно точки КЗ и действующее значение периодической составляющей тока генератора в момент КЗ.

2. Определяют значение относительного тока генератора в момент КЗ по выражению

$$I_{*г. о. н} = \frac{I_{г. о}}{I_n} = \frac{I_{*г. о. б} S_b}{S_n},$$

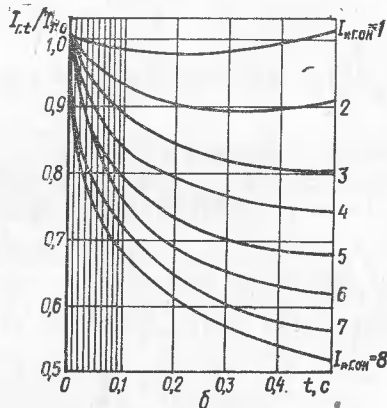
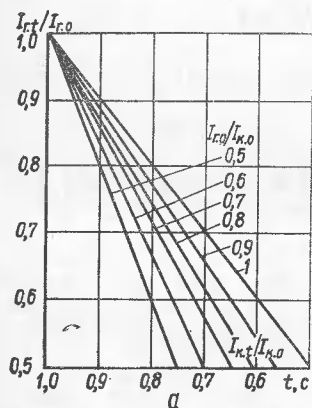


Рис. 17. Кривые зависимости тока в месте КЗ от тока генератора (а) и изменения во времени тока КЗ от синхронного электродвигателя (б)

где $I_{г. о}$ — действующее значение тока генератора в момент КЗ, выраженное в именованных единицах и приведенное к напряжению ступени, где находится точка КЗ; $I_{*г. о. б}$ — то же, выраженное в относительных единицах при выбранных базовых условиях; I_n — номинальный ток генератора в именованных единицах, приведенный к напряжению ступени, где находится точка КЗ.

3. По кривой (рис. 17, б), соответствующей найденному значению $I_{*г. о. н}$, определяют отношение $\gamma_t = I_{г. т}/I_{г. о}$ для расчетного момента времени t .

4. Определяют искомое значение периодической составляющей тока КЗ для расчетного момента времени t :

$$I_{г. т} = \gamma_t I_{г. о} = \gamma_t I_{*г. о. н} I_n = \gamma_t I_{*г. о. б} I_b,$$

где I_b — базовый ток ступени напряжения, где находится точка КЗ.

При наличии нескольких генераторов, не связанных с местом КЗ общим сопротивлением, необходимо найти токи от отдельных генераторов для расчетного времени t , а затем путем их суммирования определить периодическую составляющую тока в месте КЗ.

В случаях, когда неудаленный от точки КЗ генератор и «система» присоединены к месту КЗ через общее сопротивление (рис. 18), расчет периодической составляющей в месте КЗ для расчетного времени выполняют в следующем порядке:

1. Схему замещения для определения действующего значения периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени путем соответствующих преобразований приводят к виду, показанному на рис. 18.

2. Определяют начальное значение периодической составляющей тока в месте КЗ (точка К) по выражению

$$I_{к. о} = E_s/x_s,$$

где E_s и x_s — суммарные ЭДС и сопротивление всей схемы.

3. Вычисляют начальное значение тока в генераторной ветви

$$I_{г. о} = (E''_{г. о} - I_{к. о} x_{г. о})/x_{г. о}.$$

4. Определяют $I_{*г. о. н}$ и по соответствующей кривой рис. 17, а для расчетного момента времени отношение $I_{г. т}/I_{г. о}$.

5. Вычисляют отношение $I_{г. о}/I_{к. о}$; по кривой рис. 17, б, соответствующей вычисленному отношению $I_{г. о}/I_{к. о}$ определяют отношение $\gamma_{к. т} = I_{к. т}/I_{к. о} = f(I_{г. т}/I_{г. о})$.

6. Определяют действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ в расчетный момент времени t :

$$I_{к. т} = \gamma_{к. т} I_{к. о}.$$

Метод типовых кривых рекомендуется применять при выборе электрических аппаратов и проводников. Расчет токов для произвольного момента времени КЗ для целей релейной защиты рекомендуется выполнять методами спрямленных характеристик и кривых предельного времени [28]

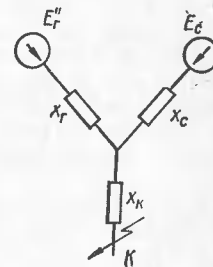


Рис. 18. Расчетная схема для определения тока КЗ от синхронного генератора с учетом влияния системы

5. НЕСИММЕТРИЧНЫЕ КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов несимметричного КЗ производят обычно методом симметричных составляющих. При этом задачу нахождения токов и напряжений для рассматриваемого несимметричного КЗ сводят

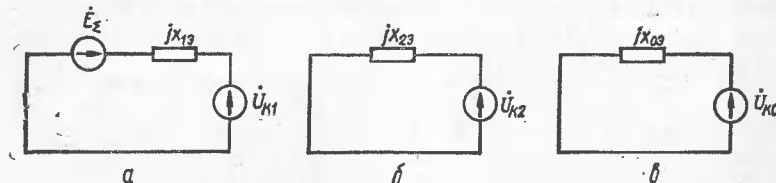


Рис. 19. Схемы прямой (а), обратной (б) и нулевой (в) последовательностей при несимметричном КЗ

к вычислению симметричных составляющих этих величин, по которым определяют фазные значения токов и напряжений. Рекомендуется следующий порядок расчета:

1. Составляют схемы прямой, обратной и нулевой последовательностей.

2. Упрощая схемы, определяют их эквивалентные сопротивления $x_{1\phi}$, $x_{2\phi}$, $x_{0\phi}$ и эквивалентную ЭДС прямой последовательности E_0 (рис. 19).

3. Определяют значение составляющей прямой последовательности тока в месте КЗ $\dot{I}_{K1}^{(n)}$.

4. По найденному значению $\dot{I}_{K1}^{(n)}$ определяют периодическую составляющую полного тока в месте рассматриваемого несимметричного КЗ.

Схемы различных последовательностей

Схему прямой последовательности выполняют как для симметричного трехфазного КЗ. При этом в месте КЗ прикладывается напряжение прямой последовательности $\dot{U}_{K1}$. Сопротивления прямой последовательности элементов схемы определяют так же, как для расчета симметричного трехфазного КЗ. Схема обратной последовательности по конфигурации аналогична схеме прямой последовательности, но ЭДС источников питания отсутствуют; в месте КЗ прикладывается напряжение обратной последовательности $\dot{U}_{K2}$. Для всех статических элементов, не имеющих подвижных магнитосвязанных цепей (трансформаторы, линии, реакторы), сопротивления обратной x_2 и прямой x_1 последовательностей одинаковы. Значения сопротивлений обратной последовательности для синхронных машин обычно приводят в каталогах. При отсутствии таких данных в приближенных расчетах можно принять $x_2 = 1,22 x'_d$. Сопротивление обратной последовательности асинхронных электродвигателей принимают равным их сверхпереходному сопротивлению, а сопротивление обобщенной нагрузки — $x_{\Sigma P2} = 0,35$ (отнесено к полной рабочей мощности (МВ · А) и среднему номинальному напряжению (кВ) той ступени, где она присоединена).

Конфигурация схемы нулевой последовательности определяется схемой сети, схемами соединения обмоток трансформаторов и режимом заземления их нейтралей. Схема нулевой последовательности не содержит ЭДС. Составление схемы нулевой последовательности следует начинать от точки, где возникла несимметрия, считая, что в этой точке все фазы замкнуты накоротко и к ней приложено напряжение нулевой последовательности.

Значения сопротивлений нулевой последовательности x_0 электрических машин можно получить от завода-изготовителя. Для синхронных машин $x_0 = (0,15 \dots 0,6) x'_d$. Сопротивление нулевой последовательности трансформатора в значительной мере определяется его конструкцией и соединением обмоток.

На рис. 20, а, б, в приведены основные варианты соединений обмоток двухобмоточных трансформаторов и схемы их замещения для токов нулевой последовательности (x_I и x_{II} — реактивные сопротивления рассеяния обмоток I и II; $x_{\mu 0}$ — реактивное сопротивление намагничивания нулевой последовательности трансформатора; активными сопротивлениями пренебрегаем). Для группы из трех однофазных трансформаторов, а также для трехфазных трансформаторов с четырьмя и пятью сердечниками при определении сопротивления нулевой последовательности током намагничивания можно пренебречь ($x_{\mu 0} = \infty$). В трехфазных трехстержневых трансформаторах сопротивление $x_{\mu 0}$ в зависимости от конструкции составляет в относительных

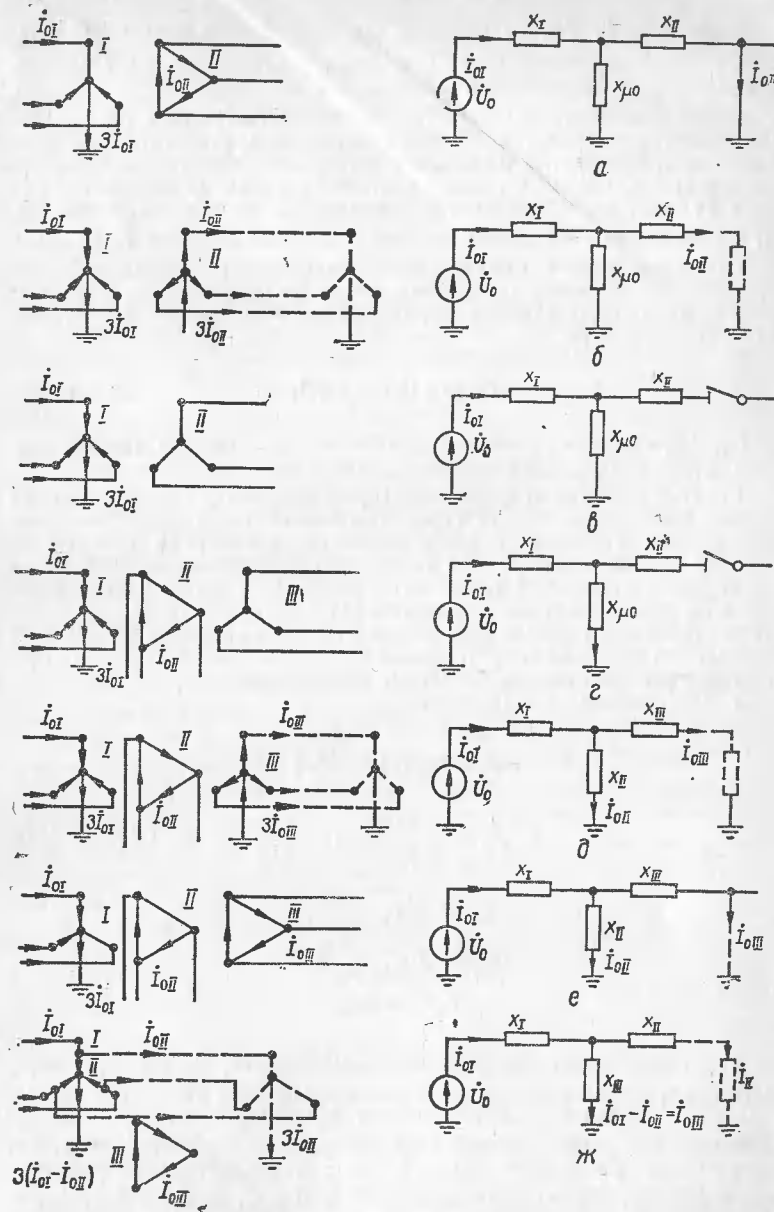


Рис. 20. Схемы соединения обмоток трансформаторов и схемы их замещения для токов нулевой последовательности:
а, б, в — двухобмоточные трансформаторы; г, д, е — трехобмоточные; ж — авто-
трансформатор

единицах 0,3—1. Точное значение $x_{\mu 0}$ определяется экспериментально. Необходимо отметить, что $x_2 \ll x_{\mu 0}$, а следовательно, в практических расчетах может быть принято $x_{\mu 0} = \infty$.

Схема замещения двухобмоточного трансформатора с расщепленными обмотками аналогична схеме замещения трехобмоточного трансформатора, показанной на рис. 20, *е*. Основные варианты соединения обмоток трехобмоточных трансформаторов и схемы их замещения для токов нулевой последовательности приведены на рис. 20, *з*, *д*, *е* (x_{I1} , x_{II1} , x_{III1} — реактивные сопротивления рассеяния обмоток *I*, *II*, *III*).

Схема замещения нулевой последовательности автотрансформатора (рис. 20, *ж*) имеет тот же вид, что и трехобмоточного трансформатора при соответствующем соединении его обмоток. Ток в нейтрали автотрансформатора

$$I_N = 3(I_{0I} - I_{0II}),$$

где I_{0I} , I_{0II} — токи нулевой последовательности первичной и вторичной цепей, отнесенных к своей ступени напряжения.

Реактор в нейтрали трансформатора учитывают в схеме замещения нулевой последовательности утроенным значением его сопротивления, соединенным последовательно с обмоткой, в нейтраль которой он включен. Средние соотношения между сопротивлениями нулевой и прямой последовательностей одноцепных воздушных линий электропередачи x_0/x_1 имеют следующие значения [42]: линия без троса — 3,5; линия со стальными тросами — 3; линия с тросом из провода АС—2. Для определения значений сопротивлений нулевой последовательности воздушных линий приведены расчетные выражения.

1. Одноцепная линия без троса

$$\begin{aligned} x_0 &= 0,435 \lg \frac{D_3}{\rho_{cp}}; \\ D_3 &= \frac{2,085}{\sqrt{f\lambda 10^{-9}}} 10^{-3}; \\ \rho_{cp} &= \sqrt[3]{\rho_{э.п} D_{cp}^2}; \\ D_{cp} &= \sqrt[3]{d_{AB} d_{BC} d_{AC}}; \\ \rho_{э.п} &= k \rho_{п}, \end{aligned} \quad (5.6)$$

где x_0 — сопротивление нулевой последовательности, Ом/км; D_3 — эквивалентная глубина возврата тока через землю (при отсутствии данных о проводимости земли обычно принимают $D_3 = 1000$ м, м; ρ_{cp} — средний геометрический радиус системы трех проводов, м; f — частота тока, Гц; λ — удельная проводимость земли, $1/(\text{Ом} \cdot \text{см})$; D_{cp} — среднее геометрическое расстояние между проводами фаз *A*, *B* и *C*, м; d_{AB} , d_{BC} , d_{AC} — расстояния между проводами фаз *A* и *B*, *B* и *C*, *A* и *C*, м; $\rho_{э.п}$ — эквивалентный радиус провода, м; k — коэффициент (для линии с расщепленными сталеалюминиевыми проводами $k = 0,95$); $\rho_{п}$ — действительный радиус провода, м.

2. Одноцепная линия с одним тросом

$$\begin{aligned} x_0^{(т)} &= x_0 - \frac{x_{0п.т}^2}{x_{0т}}; \quad x_{0т} = 0,435 \lg \frac{D_3}{\rho_{э.т}}; \\ x_{0п.т} &= 0,435 \lg \frac{D_3}{D_{п.т}}; \quad D_{п.т} = \sqrt[3]{D_{At} D_{Bt} D_{Ct}}, \end{aligned}$$

где $x_0^{(т)}$ — сопротивление нулевой последовательности; $x_{0п.т}$ — сопротивление взаимной индукции между проводами линии и тросом, Ом/км; $x_{0т}$ — сопротивление нулевой последовательности троса, Ом/км; $\rho_{э.т}$ — эквивалентный радиус троса, м: для троса из провода АС $\rho_{э.т} = 0,9\rho_t$; для стального троса $\rho_{э.т} = \rho_t / (\text{anti} \lg x_{вн}/0,145)$; ρ_t — действительный радиус троса, м; $x_{вн}$ — ввнутреннее индуктивное сопротивление троса, Ом/км; $D_{п.т}$ — среднегеометрическое расстояние между фазными проводами и тросом, м; D_{At} , D_{Bt} , D_{Ct} — расстояние между тросом и проводами фаз *A*, *B* и *C*, м.

3. Одноцепная линия с двумя одинаковыми тросами

$$\begin{aligned} x_0^{(т)} &= x_0 - x_{0п.т.э}^2 / x_{0т.э}; \\ x_{0п.т.э} &= 0,435 \lg D_3 / D_{п.т.э}; \\ x_{0т.э} &= 0,435 \lg D_3 / \sqrt{\rho_{э.т} D_{т.э}}; \\ D_{п.т.э} &= \sqrt[6]{D_{At} D_{Bt} D_{Ct} D_{At'} D_{Bt'} D_{Ct'}}, \end{aligned} \quad (5.7)$$

где $x_0^{(т)}$ — сопротивление нулевой последовательности, Ом/км; $x_{0п.т.э}$ — сопротивление взаимной индукции нулевой последовательности между эквивалентным тросом и проводами линии, Ом/км; $x_{0т.э}$ — эквивалентное сопротивление нулевой последовательности двух тросов, Ом/км; $D_{п.т.э}$ — среднее геометрическое расстояние между эквивалентным тросом и проводами линий, м; D_{At} , D_{Bt} , D_{Ct} — расстояние между одним из тросов и проводами фаз *A*, *B* и *C*, м; $D_{At'}$, $D_{Bt'}$, $D_{Ct'}$ — расстояние между другим тросом и проводами фаз *A*, *B*, *C*, м; $D_{т.э}$ — расстояние между тросами, м.

4. Две параллельные линии без тросов

$$\begin{aligned} x_0 &= 0,435 \lg \frac{D_3}{\rho_{cp}}; \\ x_{0I II} &= 0,435 \lg \frac{D_3}{D_{I II}}, \end{aligned} \quad (5.9)$$

$$D_{I II} = \sqrt[9]{D_{AA'} D_{AB'} D_{AC'} D_{BA'} D_{BB'} D_{BC'} D_{CA'} D_{CB'} D_{CC'}},$$

где x_0 — сопротивление нулевой последовательности каждой из двух параллельных линий, Ом/км; $x_{0I II}$ — сопротивление взаимной индукции нулевой последовательности между двумя параллельными линиями, Ом/км; $D_{I II}$ — среднее геометрическое расстояние между проводами фаз цепей *I* и *II*, м; $D_{AA'}$, $D_{AB'}$, $D_{AC'}$, $D_{BA'}$, $D_{BB'}$, $D_{BC'}$, $D_{CA'}$, $D_{CB'}$, $D_{CC'}$ — расстояние между проводами фаз *A*, *B* и *C* цепи *I* и проводами фаз *A'*, *B'* и *C'* цепи *II*, м.

5. Двухцепная линия (цепи I и II расположены на одной опоре) с двумя тросами

$$x_{0I}^{(T)} = x_{0II} - \frac{x_{0IT}^2}{x_{0T.T}}; \quad x_{0II}^{(T)} = x_{0II} - \frac{x_{0IT}^2}{x_{0T.T}};$$

$$x_{0I II}^{(T)} = x_{0I II} - \frac{x_{0IT} - x_{0IIT}}{x_{0T.T}},$$

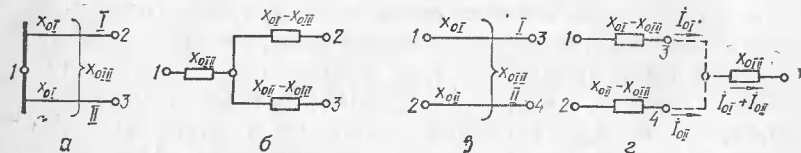


Рис. 21. Исходные схемы (а, б) и схемы замещений параллельных линий (в, г) соответственно трехполюсника и четырехполюсника

где $x_{0I}^{(T)}$, $x_{0II}^{(T)}$ — собственные сопротивления нулевой последовательности цепей I и II, Ом/км; $x_{0I II}^{(T)}$ — взаимное сопротивление нулевой последовательности цепей I и II, Ом/км; $x_{0I II}$ и x_{0I} определяют по выражению (5.6); $x_{0I II}$ — по выражению (5.9); x_{0IT} и x_{0IIT} — по аналогии с выражением (5.7); $x_{0T.T}$ — по аналогии с выражением (5.8).

При составлении схем замещения нулевой последовательности двухцепных линий (в том числе и линий с ответвлениями) параллельные цепи можно разбить либо на трехполюсники (рис. 21, а), либо на

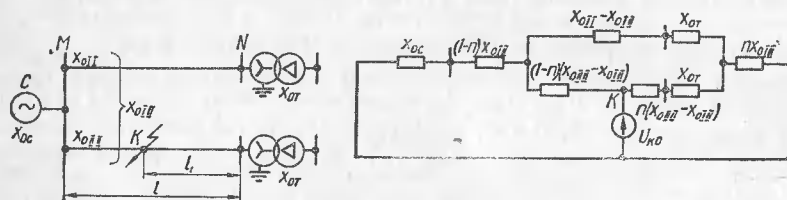


Рис. 22. Исходная схема и схема замещения двух блоков линия—трансформатор с взаимной индукцией между линиями при КЗ на одной из них: l — длина линии, повреждение на расстоянии $l_1 = nl$ от подстанции

четырёхполюсники (рис. 21, б). Трёхполюсники имеют схему замещения в виде трехлучевой звезды, состоящей из собственных сопротивлений нулевой последовательности цепей x_{0I} и x_{0II} и взаимного сопротивления нулевой последовательности $x_{0I II}$ (рис. 21, в), а четырехполюсники — в виде двух лучей с сопротивлениями x_{0I} и x_{0II} и сопротивления взаимной индукции $x_{0I II}$, дополнительно включенного в ту ветвь схемы замещения в которой протекает ток, равный сумме токов обеих цепей (рис. 21, г).

Рассмотренный способ составления схем нулевой последовательности двухцепных линий можно проиллюстрировать на примере составления схемы замещения, приведенной на рис. 22. При идентичности

параллельных цепей с общими концами и протекании по ним одинаковых токов в одном направлении сопротивление нулевой последовательности каждой из них равно сумме собственного и взаимного сопротивлений нулевой последовательности цепей, а их результирующее сопротивление — полусумме этих величин. Средние соотношения между сопротивлениями нулевой и прямой последовательностей x_0/x_1 цепи двухцепной воздушной линии при внешних КЗ имеют следующие значения [42]: линия без тросов — 5,5; линия со стальными тросами — 4,7; линия с тросами из провода АС — 3. Сопротивление нулевой последовательности кабелей ориентировочно можно принять [42] для одножильных $x_0 \approx (0,8...1) x_1$; для трехжильных — $x_0 \approx (3,5...4,6) x_1$ и $r_0 = 10 r_1$.

Расчет токов при несимметричных КЗ

Ток прямой последовательности несимметричного КЗ $i_{K1}^{(n)}$, в соответствии с правилом эквивалентности прямой последовательности, определяется как ток при трехфазном КЗ в точке, удаленной от действительной точки КЗ на дополнительное сопротивление $x_{\Delta}^{(n)}$. Расчетным для определения $i_{K1}^{(n)}$ является выражение

$$i_{K1}^{(n)} = \frac{\dot{E}_\Sigma}{j(x_{1\Sigma} + x_{\Delta}^{(n)})};$$

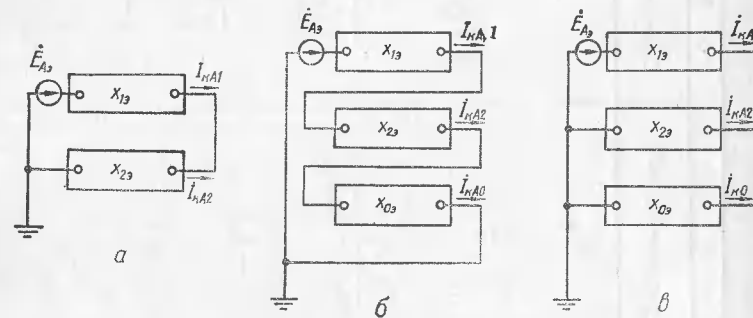


Рис. 23. Комплексные схемы замещения при КЗ: а — двухфазном; б — однофазном; в — двухфазном на землю

Значения дополнительного сопротивления для различных видов несимметричного КЗ приведены в табл. 19. Модуль фазного тока в месте любого несимметричного КЗ

$$i_K^{(n)} = m^{(n)} | i_{K1}^{(n)} |,$$

где $m^{(n)}$ — коэффициент, определяемый по данным табл. 19.

Комплексные схемы замещения для определения токов при несимметричном КЗ приведены на рис. 23, а векторные диаграммы токов и напряжений — на рис. 24. Фазные токи и напряжения в различных ветвях и точках схемы при несимметричных КЗ определяют суммированием симметричных составляющих, найденных по схемам соответствующих последовательностей на основании известных правил распределения токов и напряжений в линейных электрических цепях.

Расчетная величина	Вид несимметричного КЗ		
	Двухфазное КЗ $k(2)$	Двухфазное КЗ на землю $k(1,1)$	Однофазное КЗ на землю $k(1)$
Дополнительное сопротивление $x_{\Delta}^{(n)}$	x_{2g}	$\frac{x_{0g}x_{2g}}{x_{0g} + x_{2g}}$	$x_{0g} + x_{2g}$
Коэффициент $m^{(n)}$	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{x_{0g}x_{2g}}{(x_{0g} + x_{2g})^2}}$	3
Ток прямой последовательности $I_{k1}^{(n)}$	$\frac{E_g}{j(x_{1g} + x_{2g})}$	$\frac{E_g}{j(x_{1g} + \frac{x_{0g}x_{2g}}{x_{0g} + x_{2g}})}$	$\frac{E_g}{j(x_{1g} + x_{2g} + x_{0g})}$
Ток обратной последовательности $I_{k2}^{(n)}$	$-I_{k1}$	$-I_{k1} \frac{x_{0g}}{x_{0g} + x_{2g}}$	I_{k1}
Ток нулевой последовательности $I_{k0}^{(n)}$	0	$-I_{k1} \frac{x_{2g}}{x_{0g} + x_{2g}}$	I_{k1}
Ток в фазе A I_{kA}	0	0	$3I_{k1}$
Ток в фазе B I_{kB}	$a^2 I_{k1} - a I_{k1}$	$I_{k1} \left(a^2 - \frac{ax_{0g} + x_{2g}}{x_{0g} + x_{2g}} \right)$	0
Ток в фазе C I_{kC}	$a I_{k1} - a^2 I_{k1}$	$I_{k1} \left(a - \frac{a^2x_{0g} + x_{2g}}{x_{0g} + x_{2g}} \right)$	0
Напряжение фазы A U_{kA}	$2I_{k1}jx_{2g}$	$3I_{k1}j \frac{x_{0g}x_{2g}}{x_{0g} + x_{2g}}$	0
Напряжение фазы B U_{kB}	$-I_{k1}jx_{2g}$	0	$-I_{k1}j[x_{2g}(a^2 - a) + x_{0g}(a^2 - 1)]$
Напряжение фазы C U_{kC}	$-I_{k1}jx_{2g}$	0	$I_{k1}j[x_{2g}(a - a^2) + x_{0g}(a - 1)]$
Ток в земле $I_g^{(n)}$	0	$-3I_{k1} \frac{x_{2g}}{x_{0g} + x_{2g}}$	$3I_{k1}$

При определении фазных величин за трансформаторами следует помнить, что токи и напряжения при переходе через трансформатор изменяются не только по величине, но и по фазе в зависимости от соединения его обмоток. При переходе через трансформатор с четной группой соединений обмоток векторы симметричных составляющих токов и напряжений не изменяются по фазе. При переходе через трансформатор со схемой соединений Y/Δ — 11 симметричные составляющие изменяются следующим образом:

при переходе со стороны высшего напряжения на низшую сторону векторы прямой последовательности претерпевают поворот на угол $+30^\circ$ (в сторону вращения векторов — против часовой стрелки), а об-

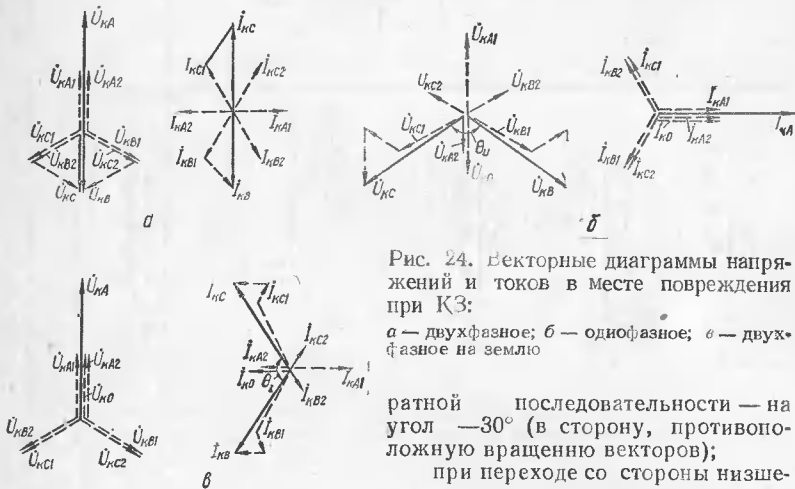


Рис. 24. Векторные диаграммы напряжений и токов в месте повреждения при КЗ:

а — двухфазное; б — однофазное; в — двухфазное на землю

ратной последовательности — на угол -30° (в сторону, противоположную вращению векторов);

при переходе со стороны низшего напряжения на высшую сторону векторы прямой последовательности претерпевают поворот на угол -30° , а обратной последовательности — на угол $+30^\circ$.

Линейные токи на стороне низшего напряжения I_a, I_b, I_c и на стороне высшего напряжения I_A, I_B, I_C трансформатора с соединением обмоток по схеме Y/Δ — 11 связаны между собой следующим соотношением:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \frac{n_{11}}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix},$$

где n_{11} — линейный коэффициент трансформации.

6. ЗАМЫКАНИЕ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

При замыкании на землю в сети с изолированной нейтралью путь для тока нулевой последовательности, текущего в землю, проходит через емкостное сопротивление каждой фазы относительно земли. Так как емкостные сопротивления элементов электрической системы значительно превышают их индуктивные и активные сопротивления, последними можно пренебречь. Это означает, что величину тока замыка-

ния можно считать независимой от места замыкания, а напряжение источника неизменным по амплитуде. При таких допущениях токи нулевой, прямой и обратной последовательностей в месте металлического замыкания на землю определяются по выражению

$$I_{K0} = I_{K2} = I_{K1} = j \frac{\dot{U}_\phi}{x_{C03}},$$

где $\dot{U}_\phi$ — среднее значение фазного напряжения ступени трансформации, на которой произошло замыкание на землю; x_{C03} — суммарное емкостное сопротивление нулевой последовательности элементов сети (ВЛ и кабелей), электрически связанных с точкой замыкания.

Емкостное сопротивление нулевой последовательности трехжильных кабелей с круглыми жилами на 1 км длины можно найти по приближенной формуле, Ом · км:

$$x_{C0} = \frac{96,5}{1,85 + \frac{2r}{B+b}} 10^3,$$

где r — радиус жилы; B и b — толщины соответственно фазной и поясной изоляции (величины r, B, b должны быть в одних единицах измерения).

Для кабеля с секторными жилами, имеющими ту же поверхность проводника и ту же толщину изоляции, как у кабеля с круглыми жилами, емкостные сопротивления x_{C0} несколько меньше. Это снижение можно учесть коэффициентом n , значения которого при значениях $(B+b)/(2r)$ 0,3; 0,5; 0,7; 1; 1,5; 2 соответственно составляют: 0,7; 0,82; 0,87; 0,9; 0,94; 0,96.

Емкостное сопротивление нулевой последовательности воздушной линии электропередачи без грозозащитных тросов на 1 км длины можно найти по выражению, Ом · км:

$$x_{C0} = 3,96 \cdot 10^5 \lg \frac{S_{cp}}{\sqrt[3]{\rho_n D_{cp}^2}},$$

где $S_{cp} \approx 2(h_A + h_B + h_C)/3$ — среднее расстояние от проводов фаз A, B и C до их зеркальных отражений относительно поверхности земли (h_A, h_B, h_C — высота подвески проводов фаз с учетом провеса); ρ_n — радиус провода; D_{cp} — среднегеометрическое расстояние между проводами фаз A, B и C .

Симметричные составляющие напряжений в месте металлического замыкания на землю

$$\begin{cases} \dot{U}_{K1} = \dot{U}_{K0} = \dot{U}_\phi; \\ \dot{U}_{K2} = 0. \end{cases}$$

Значение полного тока в месте металлического замыкания на землю составляет:

$$I_K = 3I_{K0} = 3j \frac{\dot{U}_\phi}{x_{C03}}.$$

Векторные диаграммы токов и напряжений в месте замыкания на землю приведены на рис. 25. Ориентировочные значения емкостного тока замыкания на землю можно получить из табл. 20 [34].

Для грубой оценки порядка величины тока замыкания на землю при отсутствии данных о кабелях сети и конструкции воздушных ли-

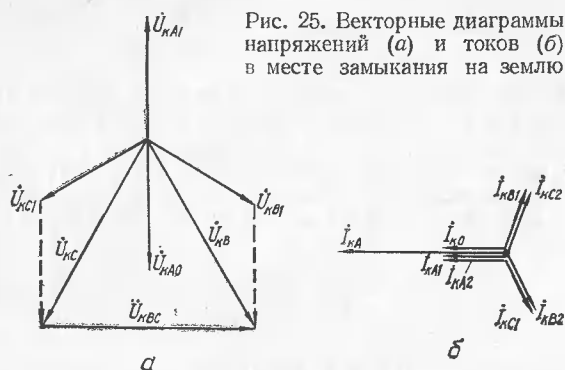


Рис. 25. Векторные диаграммы напряжений (а) и токов (б) в месте замыкания на землю

ний, по известной длине электрически связанных кабельных l_k (км) и воздушных l_b (км) линий можно воспользоваться выражением:

$$I_k = U_{\text{л}} \left(\frac{l_k}{10} + \frac{l_b}{350} \right),$$

где $U_{\text{л}}$ — среднее значение линейного напряжения ступени трансформации, на которой произошло замыкание на землю, кВ.

20. Средние значения емкостного тока металлического замыкания на землю одной фазы линии при частоте 50 Гц

Характеристика линии	Емкостные токи, А/км, при номинальном напряжении сети, кВ		Характеристика линии	Емкостные токи, А/км, при номинальном напряжении сети, кВ	
	6	10		6	10
Линия, состоящая из одного кабеля с площадью сечения, мм ² :					
16	0,4 (0,35)	0,55	120	1 (0,75)	1,16
25	0,5 (0,4)	0,65	150	1,18 (0,85)	1,3
35	0,58 (0,45)	0,72	185	1,25 (0,95)	1,47
50	0,68 (0,5)	0,8	240	1,45 (1,1)	1,7
70	0,8 (0,58)	0,92	Одноцепная воздушная линия:		
95	0,9 (0,68)	1,04	без троса	0,013	0,0256
			с тросом	—	0,032
			Двухцепная воздушная линия без троса	0,017	0,035

Примечание. В скобках даны значения емкостных токов для десятикиловольтных кабелей, проложенных в сети 6 кВ.

Опыт эксплуатации показывает, что при замыканиях на землю через дугу и малых значениях I_k дуга гаснет практически без повторных зажиганий и сопровождающих их всплесков перенапряжений. С увеличением тока I_k наблюдаются неоднократные повторные зажигания дуги и перенапряжения, что уменьшает вероятность погасания дуги и увеличивает вероятность перехода однофазного замыкания на землю в междофазное КЗ. Поэтому, в соответствии с ПУЭ, в сетях с изолированной нейтралью при определенных значениях I_k должна выполняться компенсация емкостных токов замыкания на землю путем включения в нейтраль индуктивного сопротивления x_L (дугогасящего аппарата). Значения емкостных токов в нормальных режимах сети, при которых необходимо производить компенсацию, составляют: в сетях напряжением 3—20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ — более 10А; в сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях: при напряжении 3—6 кВ — более 30А; при напряжении 10 кВ — более 20А; при напряжении 15—20 кВ — более 15 А; в схемах напряжением 6—20 кВ блоков генератор-трансформатор (на генераторном напряжении) — более 5А.

7. РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ С УЧЕТОМ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ 110 И 220 кВ С РПН

В расчетах токов КЗ на стороне низшего (среднего) напряжения трансформатора для определения параметров релейной защиты и автоматики зачастую требуется оценить влияние регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) трансформаторов на значение тока КЗ. В табл. 21 и 22 даны значения напряжения КЗ двух- и трехобмоточных трансформаторов 110 и 220 кВ с РПН для среднего и двух крайних ответвлений (—РО и +РО), приведенные к номинальным мощностям трансформаторов и напряжениям ответвлений. Для ответвления n можно приближенно определить $U_{k,n}$, произведя линейную интерпо-

21. Величины U_k для различных значений регулируемого напряжения силовых двухобмоточных трансформаторов 110/10 (6) кВ и 220/10 (6) кВ

Тип трансформатора	Напряжение, U_k , %, при положении ответвлений			Тип трансформатора	Напряжение U_k , %, при положении ответвлений		
	—РО	Среднее	+РО		—РО	Среднее	+РО
ТДН-6300/110	9,63	10,5	10,85	ТРДЦН-80 000/110	9,76	10,5	11,6
ТДН-10 000/110	8,7	10,5	12,36	ТРДЦН-125000/110	10,5	10,5	11,9
ТДН-16 000/110	9,8	10,5	11,71	ТРДН-32 000/220	11,6	12	12,7
ТРДН-25 000/110	9,84	10,5	11,72	ТРДЦН-63 000/220	11,6	12	12,7
ТРДН-32 000/110	9,77	10,5	11,58	ТРДЦН-100 000/220	11,6	12	12,7
ТРДН-40 000/110	9,59	10,5	11,46	ТРДЦН-160 000/220	11,3	12	13,2
ТРДЦН-63 000/110	10,84	10,5	11,9				

Примечания: 1. Величины U_k отнесены к номинальным мощностям трансформатора и напряжению ответвлений.

2. Таблица составлена по данным ГОСТ 12965—74* (трансформаторы 110 кВ) и ГОСТ 15957—70* (трансформаторы 220 кВ).

22. Величины U_K для различных значений регулируемого напряжения силовых трехобмоточных трансформаторов 110 и 220 кВ

Тип трансформатора	Номинальные напряжения обмоток, кВ			Напряжение U_K , %, при положении ответвлений								
	ВН	СН	НН	ВН—НН			СН— НН	ВН—СН				
				—РО	Сред- нее	+РО		—РО	Сред- нее	+РО		
ТДТН-10 000/110	115	38,5	11; 6,6	16,66	17	19,5	6	9,99	10,5	12,69		
ТДТН-16 000/110	115	38,5	11; 6,6	16,4	17	18,5	6	9,5	10,5	11,69		
ТДТН-25 000/110	115	11	6,6	17,47	17,5	19,5	6,5	9,99	10,5	11,86		
ТДТН-25 000/110	115	38,5	11; 6,0	17,47	17,5	19,5	6,5	9,99	10,5	11,86		
ТДТН-40 000/110	115	11	6,6	17,04	17,5	19,29	6,5	9,52	10,5	11,56		
ТДТН-40 000/110	115	38,5	11; 6,6	17,04	17,5	19,29	6,5	9,52	10,5	11,56		
ТДТН-63 000/110	115	11	6,6	17,14	17,5	19,2	7	10,1	10,5	11,9		
ТДТН-63 000/110	115	38,5	11; 6,6	17,14	17,5	19,2	7	10,1	10,5	11,9		
ТДТН-80 000/110	115	11	6,6	18,25	18,5	20,47	7	10,28	11	12,33		
ТДТН-80 000/110	115	38,5	11; 6,6	18,25	18,5	20,47	7	10,28	11	12,33		
ТДТН-25 000/220	230	38,5	11; 6,6	19,5	20	20,4	6,5	12,4	12,5	13,4		
ТДТН-40 000/220	230	38,5	11; 6,6	29,3	22	19	9,5	16,8	12,5	9,8		
ТДЦТН-63 000/220	230	38,5	11; 6,6	30,4	24	19,7	10,5	17,9	12,5	10,5		

Примечания: 1. Величины U_K отнесены к номинальным мощностям трансформатора и напряжению ответвлений.

2. Таблица составлена по данным ГОСТ 12965—74* (трансформаторы 110 кВ) и ГОСТ 15957—70* (трансформаторы 220 кВ).

лянию между значениями при среднем и соответствующем крайнем ответвлениях.

Индуктивные сопротивления трансформаторов на ответвлении l могут быть определены по расчетным формулам, приведенным в гл. 5.2. При этом в формулы вводятся напряжения КЗ на ответвлении l .

Максимальное значение тока КЗ, проходящего на стороне ВН при трехфазном КЗ за трансформатором с РПН, определяют по выражению

$$I_{K, \max}^{(3)} = \frac{U_{н.с}}{\sqrt{3}(x_{с. \max} + x_{тр. \min})}, \quad (5.10)$$

где $x_{с. \max}$ — наименьшее сопротивление питающей системы в максимальном режиме ее работы, отнесенное к напряжению стороны ВН; $x_{тр. \min}$ — наименьшее сопротивление трансформатора, отнесенное к напряжению стороны ВН; $U_{н.с}$ — номинальное напряжение питающей сети.

Приведенные значения этого тока КЗ к стороне НН (СН) следует производить, принимая напряжение на стороне ВН трансформатора равным тому напряжению, которому соответствует $x_{тр. \min}$. Как видно из табл. 22, у всех трансформаторов 110 и 220 кВ (кроме ТДТН-40000/220 и ТДТН-63000/220) $x_{тр. \min}$ соответствует минимальному напряжению на стороне ВН. Однако в выражении (5.10) для учета наложения тока нагрузки на ток КЗ и создания некоторого расчетного запаса напряжение питающей системы принято равным номинальному напряжению сети [43]. Очевидно, для трансформаторов типа ТДТН-40000/220 и ТДТН-63 000/220 в качестве напряжения питающей сети следует принимать наибольшее напряжение на стороне ВН,

а в качестве $x_{тр. \min}$ — сопротивление, соответствующее этому напряжению. При этом автоматически учитывается наложение тока нагрузки на ток КЗ и создается некоторый расчетный запас, так как напряжение, соответствующее наибольшему «плюсовому» ответвлению обмотки ВН, несколько выше максимально допустимого напряжения для сетей 220 кВ.

Минимальное значение тока КЗ, проходящего на стороне ВН при трехфазном КЗ за трансформатором с РПН, определяют по выражению

$$I_{K, \min}^{(3)} = \frac{U_{\max.с}}{\sqrt{3}(x_{с. \min} + x_{тр. \max})}, \quad (5.11)$$

где $x_{с. \min}$ — наибольшее сопротивление питающей системы в минимальном режиме ее работы, отнесенное к напряжению стороны ВН; $x_{тр. \max}$ — наибольшее сопротивление трансформатора, отнесенное к напряжению стороны ВН; $U_{\max.с}$ — максимальное сопротивление питающей сети, соответствующее наибольшему «плюсовому» ответвлению обмотки ВН. Однако по условиям работы изоляции электрооборудования в эксплуатации ограничивают длительно допустимые наибольшие рабочие напряжения $U_{дл. доп}$, которые в соответствии с ГОСТ 721—77* составляют: для сетей 110 кВ $U_{дл. доп} = 126$ кВ, для сетей 220 кВ $U_{дл. доп} = 252$ кВ. Поэтому минимальное значение тока КЗ за трансформатором следует определять при $U_{\max.с} = U_{дл. доп}$ и сопротивлении трансформатора, соответствующем этому напряжению. Выражение (5.11) справедливо для всех трансформаторов 110 и 220 кВ, кроме трансформаторов ТДТН-40 000/220 и ТДТН-63 000/220, у которых $x_{тр. \max}$ соответствует крайнему «минусовому» ответвлению обмотки ВН $U_{\min.с}$. Для этих трансформаторов при определении $I_{K, \min}^{(3)}$ по выражению (5.11) следует заменить $U_{\max.с}$ на $U_{\min.с}$.

8. КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ В СЕТЯХ НАПЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В

При расчетах токов КЗ в сетях до 1000 В следует учитывать активные и индуктивные сопротивления элементов короткозамкнутой цепи (см. гл. 5.1), а именно: силовых трансформаторов, кабельных и воздушных линий, шинопроводов; первичных обмоток трансформаторов тока, токовых катушек автоматических выключателей; различных контактных соединений (разъемных контактов аппаратов, втычных контактов комплектных распределительных устройств, переходных контактов аппаратов); дуги в месте КЗ. Расчет токов КЗ в сетях и установках до 1000 В удобнее вести в именованных величинах, пользуясь шкалой средних номинальных напряжений (см. гл. 5.2). Ориентировочные значения индуктивных и активных сопротивлений первичных обмоток катушечных трансформаторов тока, катушек автоматических выключателей, переходных контактов аппаратов, кабелей и комплектных шинопроводов приведены в работе [34]. При определении индуктивного сопротивления внешней питающей сети напряжением выше 1000 В по отношению к связанной с ней через понижательный трансформатор сети напряжением до 1000 В в практических расчетах возможны следующие случаи:

известен ток КЗ на выводах обмотки высшего напряжения понижающего трансформатора $I_{к.з.в.н}$

$$x_0 = \frac{U_{ср.в.н}}{\sqrt{3} I_{к.з.в.н}} \left(\frac{U_{ср.н.н}}{U_{ср.в.н}} \right)^2;$$

известен номинальный ток отключения выключателя, установленного в сети высшего напряжения понижающего трансформатора, $I_{н.отк}$

$$x_c = \frac{U_{ср.в.н}}{\sqrt{3} I_{н.отк}} \left(\frac{U_{ср.н.н}}{U_{ср.в.н}} \right)^2,$$

где $U_{ср.в.н}$ и $U_{ср.н.н}$ — средние номинальные напряжения на сторонах обмоток высшего и низшего напряжений трансформаторов.

Полное, активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности понижающего трансформатора, приведенные к ступени низшего напряжения, Ом:

$$z_{тр} = \frac{10 U_{к.н.н}^2}{S_{тр.н}};$$

$$R_{тр} = \frac{\Delta P_{к.н.н}}{S_{тр.н}} 10^3;$$

$$x_{тр} = \sqrt{z_{тр}^2 - R_{тр}^2},$$

где $\Delta P_{к.н.н}$ — мощность потерь КЗ в трансформаторе, кВт; $S_{тр.н}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ · А; $U_{н.н.н}$ — номинальное напряжение на стороне НН трансформатора, кВ.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ без учета влияния непосредственно присоединенных асинхронных электродвигателей

$$I_{п.о}^3 = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{1\sum}^2 + x_{1\sum}^2}},$$

где $R_{1\sum}$, $x_{1\sum}$ — суммарные активные и индуктивные сопротивления прямой последовательности короткозамкнутой цепи.

Влияние асинхронных электродвигателей, подключенных непосредственно к месту КЗ, можно ориентировочно учесть увеличением значения $I_{п.о}^{(3)}$ на величину $4I_{дв}$ ($I_{дв}$ — суммарный номинальный ток двигателей) [36].

Ударный ток трехфазного КЗ определяется по выражению (5.4) или (5.5). В приближенных расчетах при определении $i_{уд}$ на шинах распределительных щитов можно принять $k_{уд} = 1,35...1,5$ (при питании от трансформаторов мощностью 400—1000 кВ · А) и $k_{уд} = 1,1...1,3$ (при питании от трансформаторов 40—250 кВ · А).

Влияние асинхронных электродвигателей, подключенных непосредственно к месту КЗ, можно ориентировочно учесть увеличением значения $i_{уд}$, найденного по выражению (5.4) или (5.5), на величину $7I_{дв}$.

Следует отметить, что при расчетах токов КЗ в установках напряжением до 1000 В необходимо учитывать изменение активного сопротивления проводников вследствие повышения их температуры во время КЗ. Значение сопротивления проводника, изменившегося вследствие нагрева током КЗ, можно найти по выражению

$$r' = r_0 \left[1 + \frac{kt}{1 + 0,004\theta_0} \left(\frac{I_{к.з}}{s_{пр}} \right)^2 \right],$$

где $I_{к.з}$ — ток КЗ предварительного расчета без учета нагрева проводников, кА; $s_{пр}$ — площадь поперечного сечения проводника, мм²; θ_0 — температура проводника перед началом КЗ (можно принимать равной 50 °С); t — время действия тока КЗ; k — коэффициент, равный для меди 22, для алюминия 5; r_0 — сопротивление проводника при температуре θ_0 .

Начальное действующее значение периодической составляющей тока однофазного КЗ без учета асинхронных электродвигателей определяют по выражению

$$I_{п.о}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} U_{ср}}{\sqrt{(2r_{1\sum} + r_{0\sum})^2 + (2x_{1\sum} + x_{0\sum})^2}},$$

где $r_{1\sum}$ и $x_{1\sum}$ — суммарные активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности цепи КЗ; $r_{0\sum}$, $x_{0\sum}$ — суммарные активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности.

Значения сопротивлений нулевой последовательности основных элементов сети напряжением до 1000 В приведены в работах [34, 46].

Глава 6

ВЫБОР АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ УСТРОЙСТВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ

1. ОБЩИЕ ДАННЫЕ

Электрические аппараты и токоведущие устройства должны соответствовать следующим требованиям: возможности длительной работы в нормальном режиме, при кратковременных перенапряжениях и перегрузках, а также допустимого нагрева токами в утяжеленном режиме; стойкости в режиме КЗ; технико-экономической целесообразности; сочетанию окружающей среды и роду установки; механической прочности. В нормальном режиме надежная работа аппаратов и токоведущих устройств обеспечивается правильным выбором их по номинальному напряжению и номинальному току; в утяжеленном — ограничением значения и длительности повышения напряжения или тока в таких пределах, при которых еще гарантируется нормальная работа электрических установок за счет запаса прочности; в режиме КЗ — соответствием выбранных параметров условиям термической и электродинамической стойкости.

2. ВЫБОР АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ УСТРОЙСТВ ПО УСЛОВИЯМ ДЛИТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

Выбор по номинальному напряжению

Номинальное напряжение аппарата U_n — это линейное напряжение трехфазной системы, для которой предназначен аппарат. При выборе аппаратов по номинальному напряжению должно выполняться условие $U_n \geq U_{н.у.}$, где $U_{н.у.}$ — номинальное напряжение установки, для которой выбирается аппарат. В каталогах на электрические аппараты приводится наибольшее рабочее напряжение $U_{н.р.} = U_n + \Delta U_n \geq U_{н.у.} + \Delta U_{р.у.}$, где $\Delta U_{р.у.}$ — возможное отклонение рабочего напряжения установки от номинального в условиях эксплуатации; ΔU_n — допустимое повышение напряжения сверх номинального, при котором завод-изготовитель гарантирует нормальную работу аппарата — эта величина составляет: для реакторов одинарных, трансформаторов тока и напряжения, предохранителей, кабелей — 10 %; выключателей, разъединителей, изоляторов, сдвоенных реакторов — 15 %; разрядников — 25 %.

Установленная шкала значений $U_{н.р.}$ для ряда номинальных напряжений U_n : 6, 10, 15, 20, 35, 110, 150, 220 кВ имеет соответственно следующий вид: 7,2; 12; 17,5; 24; 40,5; 126; 172; 252 кВ.

Выбор по номинальному току

Согласно ПУЭ сечение токоведущих частей электроустановок выбирают по экономической плотности тока и по нагреву. При этом исходят из нормального режима установки без учета непродолжительных перегрузок. Номинальный ток аппарата I_n — наибольший ток (действующее значение), который аппарат способен длительно проводить при заданных номинальных напряжении и частоте, нормированной температуре воздуха. При этом температура частей аппарата не должна превышать допускаемую для длительной работы.

Согласно общесоюзным стандартам номинальный ток аппаратов I_n нормирован при температуре окружающего воздуха $\theta_{н.ср} = +35^\circ\text{C}$, ток $I_{доп}$ проводов и кабелей — при температуре воздуха $\theta_{н.ср} = +25^\circ\text{C}$ или при температуре земли $\theta_{н.ср} = +15^\circ\text{C}$. При возможности длительного нагрева аппараты и токоведущие устройства выбирают из условий утяжеленного режима: для аппаратов — $I_n \geq I_{р.утж.}$; для проводников — $I_{доп} \geq I_{р.утж.}$, где $I_{р.утж.}$ — ток в цепи в утяжеленном режиме; I_n — номинальный ток аппарата; $I_{доп}$ — продолжительно допустимый ток проводника.

Ток утяжеленного режима — это максимально возможный длительный ток нагрузки при наиболее неблагоприятных эксплуатационных режимах. Утяжеленный режим возникает в следующих случаях: для цепей параллельных линий — при отключении одной из них; для цепей трансформаторов — при использовании их перегрузочной способности; для кабельных линий — при использовании перегрузочной способности кабелей; для сборных шин станций и подстанций, аппаратов и шин в цепях секционных и шиносоединительных аппаратов — по режиму наибольшего перетока мощности между секциями; для простого одинарного реактора при резервированной схеме питания потребителей — при отключении одной из цепей; для сдвоенного реактора

при определении номинального тока одной ветви — при утяжеленном режиме части присоединенных к плечу линий.

Для правильного выбора аппаратуры следует учитывать ее перегрузочную способность и температурные условия окружающей среды. Допускается применение аппаратов для длительной работы при температуре окружающего воздуха до $+60^\circ\text{C}$ при условии снижения длительного рабочего тока соответственно для температуры 40°C на 0,94; 50°C на 0,79; 60°C на 0,61. Для температуры окружающей среды ниже $+35^\circ\text{C}$ допустимый длительный рабочий ток может быть увеличен на 1,03 при 30°C ; 1,09 при 20°C ; 1,15 при 10°C ; 1,2 при 0°C . Для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией напряжением 10 кВ и ниже согласно ПУЭ на время ликвидации аварии допускается перегрузка кабеля на 1,3 $I_{доп}$, если нагрузка в часы максимума составляла не более 0,8 $I_{доп}$. Указанная перегрузка допускается в период максимальной нагрузки (но не более 6 ч в сутки) в течение пяти суток.

3. ПРОВЕРКА АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ УСТРОЙСТВ ПО РЕЖИМУ КЗ

Выбранные по условиям длительной работы электрические аппараты, изоляторы и проводники следует проверить на электродинамическую и термическую стойкость при КЗ. Отключающие аппараты, кроме того, проверяют и по отключающей способности относительно токов КЗ. В электрических установках напряжением выше 1000 В согласно ПУЭ по режиму КЗ проверяют электрические аппараты, токопроводы, кабели и другие проводники, опорные и несущие конструкции для них, а также воздушные линии электропередачи при ударном токе КЗ более 50 кА и расстояния между распорками расщепленных проводов. В электрических установках напряжением до 1000 В по режиму КЗ проверяют только распределительные щиты, токопроводы и силовые шкафы. По режиму КЗ при напряжении выше 1000 В согласно ПУЭ не проверяют:

аппараты и проводники, защищенные плавкими вставками независимо от их номинального тока и типа, — по термической стойкости, а на номинальный ток до 60 А, — по электродинамической стойкости;

проводники в цепях к индивидуальным электроприемникам, в том числе к цеховым трансформаторам общей мощностью до 2500 кВ · А и с высшим напряжением до 20 кВ, если соблюдены одновременно условия: в электрической или технологической частях предусмотрена необходимая степень резервирования, повреждение проводника при КЗ не может вызвать взрыва или пожара, возможна замена проводника без значительных затруднений;

трансформаторы тока в цепях до 220 кВ, питающих трансформаторы или реактированные линии, когда выбор трансформаторов тока по условиям КЗ требует такого завышения коэффициентов трансформации, при котором не может быть обеспечен необходимый класс точности присоединенных измерительных приборов;

провода воздушных линий электропередачи при ударном токе КЗ менее 50 кА, за исключением линий, оборудованных АПВ;

аппараты и шины цепей трансформаторов напряжения при расположении их в отдельной камере или за добавочным резистором.

Согласно ПУЭ расчетным видом КЗ является: для определения электродинамической стойкости аппаратов, жестких шин и опорных изоляторов — трехфазное КЗ; для определения термической стойкости аппаратов и проводников — трехфазное КЗ; на генераторном напряжении электростанций — трехфазное или двухфазное КЗ в зависи-

мости от того, какое из них приводит к большему нагреву; для выбора аппаратов по коммутационной способности в сетях напряжением до 35 кВ — трехфазное КЗ; в сетях напряжением 110 кВ и выше — трехфазное и однофазное, а проверку отключающей способности ведут по более тяжелому режиму с учетом условий восстановления напряжения.

При выборе аппаратов и проводников в цепи реактированной линии необходимо учесть, что выбор шинных разъединителей, выключателей, трансформаторов тока, проходных изоляторов и ошиновки, устанавливаемых до реактора, следует выполнять по значениям токов КЗ за реактором; выбор ошиновки ответвлений от сборных шин до разделяющих полок и проходных изоляторов в разделяющих полках следует выполнять по значениям токов КЗ до реактора; секционные выключатели, включенные последовательно с реакторами, следует рассчитывать на отключение КЗ на участке между выключателем и реактором.

По методике расчета токов КЗ для выбора электрооборудования в расчетах принимают средние значения U_K трансформаторов в соответствии с ГОСТ или каталогами (средние ответвления РПН). Учитывая это положение, а также неточности исходной информации и допущения методики расчетов КЗ, запас по токам КЗ при выборе отключающего оборудования целесообразно иметь порядка 15—20 %.

Проверка на электродинамическую стойкость

Электродинамическая стойкость аппаратов в общем случае определяется соотношениями: $I_{н. дин} \geq I_{п0}$; $i_{н. дин} \geq i_{уд}$, где $I_{н. дин}$ — действующее значение периодической составляющей полного тока КЗ; $i_{н. дин}$ — мгновенное амплитудное значение полного тока КЗ; $I_{п0}$ — начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ; $i_{уд}$ — ударный ток КЗ. Выключатели проверяют по обоим условиям, так как для конкретной схемы расчетное значение ударного коэффициента может отличаться от значения $k_{уд} = 1,8$, указанного в ГОСТ 687—78 для выключателей. Отключающая способность выключателя существенно зависит от амплитуды и скорости восстанавливающегося напряжения [31, 34].

Проверка на термическую стойкость

Термическая стойкость аппаратов и проводников определяется условием:

$$I_{н. тер}^2 t_{н. тер} \geq B_K,$$

где $I_{н. тер}$ — номинальный ток термической стойкости — действующее значение незатухающего периодического тока КЗ, которое по данным завода-изготовителя аппарат может выдержать в течение номинального времени термической стойкости $t_{н. тер}$; B_K — тепловой импульс тока КЗ (импульс квадратичного тока КЗ), характеризующий количество тепла, выделяющегося в аппарате за время действия тока КЗ [33, 34, 46].

4. ВЫБОР ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В

Выключатели напряжением выше 1000 В выбирают по номинальным параметрам, роду установки, типу и коммутационной способности. Выбранные выключатели проверяют на стойкость при сквозных токах

23. Условия выбора и проверки выключателей напряжением выше 1000 В

Параметр аппарата	Обозначения параметров, условия выбора	Примечания
Напряжение, кВ	$U_n \geq U_{н. у}$	Дополнительно проверить по условию: $U_{н. р} \geq U_{н. у} + \Delta U_{р. у}$
Длительный ток, кА	$I_n \geq I_{р. утж}$	Дополнительно проверить по условию: $I_{н. \theta} \geq I_{р. утж}$, при среднесуточной температуре окружающей среды $\theta_{ср} \neq \pm 35^\circ \text{C}$
Допустимый ток отключения, кА:	$I_{н. отк} \geq I_{отк. расч}$	Действующее значение полного тока КЗ при U_n и нормированных условиях: при $\tau < 0,15\text{с}$ $I_{отк. расч} \approx I_{п0}$, при $\tau \geq 0,15\text{с}$ $I_{отк. расч} = I_{п. \tau}$, где $I_{п. \tau}$ — периодическая составляющая тока КЗ в момент времени τ
симметричный (периодическая составляющая тока КЗ) асимметричный (апериодическая составляющая тока КЗ)	$I_{н. отк} > I_{п. \tau}$ $\beta_n \geq \beta$	Требуется при условии $I_{п0} > 0,7 I_{н. отк}$ $\beta_n = \frac{i_{а. н}}{\sqrt{2} I_{н. отк}} 100, \%$ $\beta = \frac{i_{а. \tau}}{\sqrt{2} I_{п. \tau}} 100, \%$ При $\tau < 80 \text{ мс}$ $\beta = 0$ При $\beta_n < \beta$ следует проверить $\sqrt{2} I_{н. отк} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) > \sqrt{2} I_{п. \tau} + i_{а. \tau}$
Предельный ток отключения, кА	$I_{п. отк} \geq I_{п. \tau}$	Наибольший ток при различных напряжениях $I_{п. отк} = k_n I_{н. отк}$ $k_n = 1$ для быстродействующих выключателей; $k_n = 2 \dots 3$ для масляных выключателей без гасительных камер
Мощность отключения (трехфазная симметричная), МВ · А	$S_{н. отк} \geq S_{отк. расч}$	$S_{н. отк} = \sqrt{3} I_{н. отк} U_n$ $S_{отк. расч} = \sqrt{3} I_{отк. расч} U_{н. р}$
То же, при наличии АПВ, МВ · А	$S_{отк. АПВ} > \frac{S_{отк. расч}}{k_{АПВ}}$	$k_{АПВ} = 1$ для воздушных выключателей; $k_{АПВ} = 0,7$ для масляных выключателей

Параметр аппарата	Обозначения параметров, условия выбора	Примечания
Допустимый ток включения, кА;		Наибольший гарантируемый ток включения при $U_{н.р}$ и нормированных условиях.
действующее значение	$I_{н.вкл} > I_{п.т}$	$I_{н.вкл} > I_{н.отк}$ $i_{н.вкл} = \sqrt{2} 1,8 I_{н.отк}$
амплитудное значение	$i_{н.вкл} > i_{вкл.расч}$	$i_{вкл.расч} = \sqrt{2} k_{уд} I_{п.т}$
Ток электродинамической стойкости, кА: действующее значение ударный	$I_{н.дин} > I_{п.0}$ $i_{н.дин} > i_{уд}$	Предельный сквозной ток $i_{н.дин} = \sqrt{2} 1,8 I_{н.отк}$
Термическая стойкость (тепловой импульс КЗ)	$I_{н.тер}^2 t_{тер} > B_k$	Предельный ток термической стойкости равен предельному току отключения выключателя (ГОСТ 687—70), кА; $I_{п.тер} = I_{п.отк}$ Для $U_{н} < 220$ кВ $t_{тер} = 1 \dots 3$ с

КЗ и по параметрам восстанавливающегося напряжения. Основные условия выбора и проверки выключателей напряжением выше 1000 В приведены в табл. 23. Выбор выключателей по роду установки зависит от места установки: на открытом воздухе или в помещении и условий окружающей среды. Выбор выключателей по типу сводится к выбору масляного малообъемного, многообъемного, воздушного или других типов в соответствии с условиями, в которых допустимо или целесообразно применять данный тип выключателей.

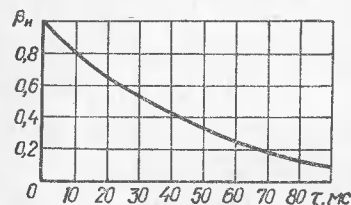


Рис. 26. Нормированная кривая процентного содержания апериодической составляющей тока КЗ

ным содержанием апериодической составляющей тока β_n , отнесенным к расчетному времени τ , а также нормированными параметрами восстанавливающегося напряжения. Время τ от начала КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов выключателя составляет:

$$\tau = t_{защ.мин} + t_{с.в.отк},$$

где $t_{защ.мин}$ — минимальное время срабатывания защиты, при отсутствии данных принимается $t_{защ.мин} = 0,01 \dots 0,02$ с; $t_{с.в.откл}$ — собственное время

отключения выключателя с приводом, принимаемое по каталогу на выключатели, с.

Номинальный ток отключения задан в каталоге на выключатели. Величина β_n задана ГОСТ 687—78 в виде кривой $\beta_n = f(\tau)$, приведенной на рис. 26.

Выключатель должен отключать ненагруженные фазы трехфазной линии при наличии КЗ на землю в одной или в двух фазах. Допустимые токи отключения выключателями ненагруженных линий составляют: при напряжении выключателя 110 кВ $I_{отк} = 35$ А; 150 кВ—65 А; 220 кВ — 130 А.

Секционные выключатели, включенные последовательно с реакторами, должны быть рассчитаны на отключение КЗ на участке между выключателем и реактором.

Гарантируемые значения токов отключения и включения выключателей, предназначенных для работы в сетях с изолированной нейтралью, относятся только к двухполюсному и трехполюсному КЗ; для остальных выключателей — к любому виду КЗ.

5. ВЫБОР ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НАГРУЗКИ, ОТДЕЛИТЕЛЕЙ, КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛЕЙ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ И ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ

Условия выбора выключателей нагрузки, отделителей, короткозамыкателей и разъединителей обобщены в табл. 24.

Предохранители напряжением выше 1000 В выбирают по следующим условиям: $U_{н} \geq U_{н.у}$; $I_{н} \geq I_{р.утж}$; $I_{н.отк} \geq I_{п.0}$. Предохранители типа ПК с заполнением кварцевым песком можно применять только при условии $U_{н} = U_{н.у}$. Номинальный ток плавкой вставки предохранителя выбирают по условиям избирательности действия защиты с учетом токов переходных режимов (пусковые токи электродвигателей, броски тока намагничивания трансформаторов и т. п.).

6. ВЫБОР ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИХ РЕАКТОРОВ

Токоограничивающие реакторы выбирают по номинальным значениям напряжения, тока и индуктивного сопротивления, проверяют на электродинамическую и термическую стойкость при токах КЗ. Условия выбора и проверки токоограничивающих реакторов приведены в табл. 25.

Номинальный ток реактора определяют по условиям утяжеленного режима. За номинальный ток двояного реактора принимают номинальный ток одной ветви, причем средний вывод его рассчитан на двойной ток. Номинальное реактивное сопротивление двояного реактора равно сопротивлению одной ветви.

В зависимости от места включения в схеме различают реакторы линейные и секционные. В качестве линейного реактора используют одинарный или двояный реакторы. Линейный реактор рекомендуется устанавливать после выключателя со стороны линии. При выборе индуктивного сопротивления линейного реактора следует исходить из условия экономически целесообразного ограничения тока КЗ и обеспечения необходимого качества электроэнергии (потеря напряжения не более 4—5 %, ограничение отклонения и колебания напряжения при резких переменных нагрузках). Необходимая степень ограничения тока КЗ при повреждении за реактором определяется параметрами отключающих аппаратов (выключатели, предохранители) в распреде-

24. Условия выбора выключателей нагрузки, отделителей, короткозамыкателей и разъединителей

Параметр аппарата	Обозначение параметров, условия выбора	Примечания
Напряжение, кВ	$U_n > U_{н. у}$	Дополнительно проверить по условию: $U_{н. р} > U_{н. у} + \Delta U_{р. у}$
Длительный ток, кА	$I_n > I_{р. утж}$	Для короткозамыкателя проверка не требуется. Для остальных аппаратов дополнительно проверить по условию: $I_{н. \theta} > I_{р. утж}$ при $\theta_{ср} \neq 35^\circ \text{C}$
Допустимый ток отключения, кА	$I_{н. отк} > I_{р. утж}$	Для выключателя нагрузки
	$I_{н. отк} > I_{п. о}$	Для выключателя нагрузки с предохранителем
Мощность отключения, МВА	$S_{н. отк} > S_{отк. расч}$	$S_{отк. расч} = \sqrt{3} U_n I_{п. о}$
Допустимый ток включения, кА	$I_{вкл} > I_{р. утж}$	Для выключателя нагрузки и короткозамыкателя
Ток электродинамической стойкости, кА: действующее значение ударный	$I_{н. дин} > I_{п. о}$	Для выключателей нагрузки без предохранителя и с предохранителем
	$i_{н. дин} > i_{уд}$	Для выключателя нагрузки с предохранителем
Мощность отключения (трехфазная, симметричная), МВ · А	$S_{н. отк} > S_{отк. расч}$	Для выключателя нагрузки с предохранителем $S_{отк. расч} = \sqrt{3} I_{п. о} U_{н. р}$
Термическая стойкость	$I_{н. тер}^2 t_{тер} > B_k$	Для выключателя нагрузки с предохранителем не проверяется

Примечание. Выбор шинных разъединителей, устанавливаемых до реакторов, следует производить по значениям токов КЗ за реакторами, т. е. с учетом ограничения тока КЗ реактором.

лительных устройствах 6—10 кВ и площадью сечения отходящих кабельных линий, термическая стойкость которых должна быть обеспечена. Как правило, ток КЗ в сетях промышленных предприятий должен позволять применение ячеек КРУ серийного производства.

Целесообразность установки секционного реактора проверяют технико-экономическим сравнением вариантов схем распределительных устройств 6—10 кВ без реактирования шин и с установкой секционных реакторов. Обычно реактивное сопротивление x_p линейных реакторов принимают 5—8 %, секционных — 8—12 %.

25. Условия выбора и проверки токоограничивающих реакторов

Параметр аппарата	Обозначение параметра, условия выбора	Примечания
Напряжение, кВ	$U_n > U_{н. у}$	Дополнительно проверить по условию: $U_{н. р} > U_{н. у} + \Delta U_{р. у}$
Длительный ток, кА: одинарный реактор ветви двоянного реактора	$I_n > I_{р. утж}$ $I_n > 0,7 I_{тр. утж}$	Дополнительно проверить по условию: $I_{н. \theta} > I_{р. утж}$ при $\theta_{ср} \neq 35^\circ \text{C}$.
Ток электродинамической стойкости, кА: действующее значение ударный	$I_{н. дин} > I_{п. о}$ $i_{н. дин} > i_{уд}$ $0,35 i_{н. дин} > i_{уд}$	Для одинарного реактора, а также двоянного при протекании тока КЗ по одной ветви или по двум ветвям в согласном направлении Для одинарного реактора Для двоянного реактора при протекании тока КЗ по двум ветвям в противоположных направлениях
Термическая стойкость	$I_{н. тер}^2 t_{н. тер} > B_k$	Для одиночных и двоянных реакторов $t_{н. тер} = 5 \text{ с}$
Выбор реактивного сопротивления одинарного реактора, %	$x_{н. р} > x_p$	$x_{н. р} \% = \frac{\sqrt{3} I_n x_{п. р}}{10 U_n};$ по наибольшему допускаемому току КЗ за реактором $x_p \% > (x_{доп} - x_{сущ}) \frac{I_n U_{н. у}}{I_6 U_n};$ по наименьшему остаточному напряжению перед реактором (на шинах РУ) $x_p \% > \frac{U_{ост. доп} I_n U_{н. у}}{(1 - U_{ост. доп}) I_n \Sigma U_{н. у}};$ при отсутствии специальных требований $U_{ост. доп} = 0,6 U_{н. у}$
Выбор реактивного сопротивления ветви двоянного реактора, %	$x_{н. р} \geq x_p$	$x_{н. р} \% = \frac{\sqrt{3} I_n x_{н. 0,5}}{10 U_n};$ по наибольшему допускаемому току КЗ за реактором $x_p \% > (x_{доп} - x_{сущ}) \frac{I_n U_{н. у}}{I_n \Sigma U_n};$ для отключающих аппаратов $x_{доп} = x_c + x_p \geq \frac{I_6 U_{н. у}}{I_{н. отк} U_n};$

Параметр аппарата	Обозначение параметра, условия выбора	Примечания
		для термической стойкости кабелей $x_{\text{доп}} = x_c + x_p > \frac{I_6 U_{н.у}}{I_{\text{тер.у.к}} U_{н.у}};$ по наименьшему остаточному напряжению перед реактором $x_p \% > \frac{U_{\text{ост. доп}} x_{\text{сущ}} I_{н.у}}{(1 - U_{\text{ост. доп}}) I_{н.у} U_{н.у}}.$

Примечание. $x_{н.р}$ — номинальное индуктивное сопротивление реактора, Ом; $x_{н.05}$ — номинальное индуктивное сопротивление каждой ветви сдвоенного реактора при отсутствии тока в другой, Ом; $x_{\text{доп}}$ — наибольшее допустимое расчетное (относительное) реактивное сопротивление цепи КЗ, включая сопротивление реактора; $x_{\text{сущ}}$ — существующее расчетное (относительное) реактивное сопротивление до реактора; $I_{н.у}$ — приведенный суммарный номинальный ток всех источников питания цепи КЗ, кА; $U_{\text{ост. доп}}$ — допустимое остаточное напряжение на шинах распределительного устройства в долях номинального; $I_{\text{тр. утж}}$ — ток силового трансформатора с учетом перегрузки, в цепи которого установлен сдвоенный реактор, кА; $I_{\text{тер. у. к}}$ — ток термической стойкости кабеля, кА.

Суммарное падение напряжения в сдвоенном реакторе зависит от направлений токов в ветвях. Различают следующие характерные режимы работы сдвоенного реактора (рис. 27): сквозной — источник тока присоединяют к среднему выводу, а приблизительно одинаковые значения нагрузки — к концам ветвей (рис. 27, а); продольный — реактор отключен со стороны среднего вывода и происходит переток тока из одной ветви в другую (рис. 27, б); одноцепный — током обтекается одна ветвь реактора (рис. 27, в).

В эксплуатационной практике трудно добиться присоединения к ветвям сдвоенного реактора одинаковой нагрузки, но к этому следует стремиться. Но и присоединенные одинаковые нагрузки могут иметь различные суточные графики потребления, а значит, токи в ветвях могут быть неодинаковыми. Поэтому ток одной ветви сдвоенного реактора принимают не менее 0,7 суммарного тока обеих ветвей или номинального тока трансформатора, питающего две секции. В нормальном режиме реактор будет недогружен и за счет этого сможет при аварийных условиях перегружаться на 15—20 %.

7. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Трансформаторы тока (ТТ) выбирают по номинальным значениям напряжения, тока (первичного и вторичного) и по классу точности, проверяют на электродинамическую и термическую стойкость при токах КЗ. Условия выбора и проверки ТТ приведены в табл. 26.

26. Условия выбора и проверки трансформаторов тока

Параметр аппарата	Обозначения параметров, условия выбора	Примечания
Напряжение, кВ	$U_n > U_{н.у}$	Дополнительно проверить по условию $U_{н.р} > U_{р.у} + \Delta U_{р.у}$
Длительный первичный ток, А	$I_{1н} > I_{р. утж}$	Дополнительно проверить по условию $I_{1н. \theta} > I_{р. утж}$ при $\theta_{\text{ср}} \neq 35^\circ \text{C}$
Класс точности	По допустимой погрешности или по 10 %-ным кривым	—
Номинальная нагрузка вторичной цепи, Ом, или расчетная потребляемая мощность во внешней вторичной цепи, ВА	$z_{2н} > z_2$ $S_{2н} > S_2$	$S_2 = I_{2н}^2 \cdot z_2$
Предельная кратность ТТ	$k_{10н} > m_{\text{расч}}$	$k_{10н} = I_{1\text{макс}} / I_{1н}$ где $I_{1\text{макс}}$ — максимальный допустимый первичный ток
Внутренняя электродинамическая стойкость; ток электродинамической стойкости, кА, или кратность тока динамической стойкости	$I_{н. \text{дин}} > I_{п0}$ $k_{н. \text{дин}} > k_{\text{дин}}$	$k_{н. \text{дин}} = I_{н. \text{дин}} / \sqrt{2} I_{1н}$ $k_{н. \text{дин}} = i_{\text{уд}} / \sqrt{2} I_{н.у}$
Допустимый ударный ток КЗ по внешней электродинамической стойкости, кА	$i_{н. \text{дин}} > i_{\text{дин}}$	$i_{\text{дин}} = 10,52 \sqrt{\frac{F_{\text{дин}} a}{l}}$ а — расстояние между фазами, см; l — расстояние от ТТ до ближайшего опорного изолятора, см;
Допустимое усилие на головках изоляторов (выводах), Н	$F_{н. \text{дин}} > F_{\text{дин}}$	$F_{\text{дин}} = 0,088 i_{\text{уд}}^2 \frac{l}{a}$
Термическая стойкость; ток термической стойкости и допустимое время его протекания или кратность тока термической стойкости	$I_{н. \text{тер}}^2 t_{н. \text{тер}} > B_k$ $k_{н. \text{тер}} > k_{t. \text{тер}}$	Для ТТ с $U_n \leq 220$ кВ термическая стойкость оценивается током трехсекундной стойкости, для ТТ напряжением 110, 150 и 220 кВ и четырехсекундной, напряжением до 35 кВ включительно $k_{t. \text{тер}} = I_{t. \text{тер}} / I_{1н}$

Номинальный первичный ток выбирают с учетом параметров основного оборудования, его перегрузочной способности и токов рабочего и утяжеленного режимов линий, в которые включаются ТТ. Значительное превышение номинального первичного тока по сравнению с током установки ведет к увеличению погрешности ТТ. В соответствии с ГОСТ 7746—78* перегрузка ТТ по номинальному первичному току практически не допускается.

Обычно применяют ТТ с номинальным вторичным током $I_{2н} = 5$ А. При большом удалении присоединяемых приборов и реле применяют ТТ с $I_{2н} = 1$ А.

Нижний предел вторичной нагрузки S_2 для ТТ с $I_{2н} = 5$ А при $S_{2н} \leq 15$ В А и $\cos \varphi = 0,8$ составляет:

$S_{2н}$, В·А	S_2
2,5	$\approx 50\% S_{2н}$
5	$75\% S_{2н}$
10	$37,5\% S_{2н}$
≥ 60	$\geq 25\% S_{2н}$

Нижний предел S_2 для ТТ с $I_{2н} = 1$ А составляет 40—50 % $S_{2н}$.

Частота тока, указанная для ТТ, должна соответствовать частоте тока сети. Для ТТ с $U_{2н} \leq 20$ кВ, номинальным первичным током $I_{1н} \leq 3000$ А и $f = 50$ Гц допускается работа при частоте до 500 Гц. При этом сопротивление нагрузки может быть удвоено по сравнению с частотой 50 Гц при сохранении класса точности.

Класс точности ТТ выбирают в зависимости от назначения. Согласно ПУЭ трансформаторы, предназначенные для питания расчетных счетчиков электроэнергии, должны иметь класс точности не более 0,5; допускается использование класса точности 1,0 при условии, что фактическая погрешность соответствует классу 0,5 благодаря пониженной вторичной нагрузке. Трансформаторы, используемые для технического учета, могут иметь класс точности 1,0.

Допускается применение ТТ с завышенным коэффициентом трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости), если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке будет составлять не менее 40 % номинального тока присоединенных приборов, а при минимальной нагрузке — не менее 5 %.

Для ТТ, предназначенных для питания электроизмерительных приборов, не предъявляется требование высокой предельной кратности. Иногда даже полезно насыщение магнитопровода для уменьшения термического и электродинамического воздействия на приборы.

Трансформаторы, предназначенные для токовых цепей релейной защиты, должны иметь погрешность, обеспечивающую устойчивую работу релейной защиты при сквозном токе КЗ. С увеличением первичного тока выше номинального погрешности ТТ уменьшаются, а затем по мере насыщения сердечника увеличиваются.

Работа ТТ при токах выше номинального характеризуется 10 %-ной кратностью насыщения или предельной кратностью насыщения k_{10} . При погрешности 10 % ТТ работает в начале области насыщения. Для оценки точности работы ТТ в этом режиме используются кривые предельной кратности, характеризующие наибольшее отношение вторичного тока к его номинальному значению, при котором полная погрешность при заданной вторичной нагрузке не превышает 10 %.

Выбранные ТТ проверяют на точность работы, сопоставляя расчетную нагрузку z_2 с допустимой $z_{2доп}$. Определяют максимальную

кратность $m_{расч}$ (отношение тока КЗ, при котором срабатывает защита, к номинальному току ТТ) и по кривым предельной кратности находят $z_{2доп}$ с учетом сопротивления проводов, реле, приборов и схемы их соединения. Трансформаторы, комплектуемые для дифференциальной

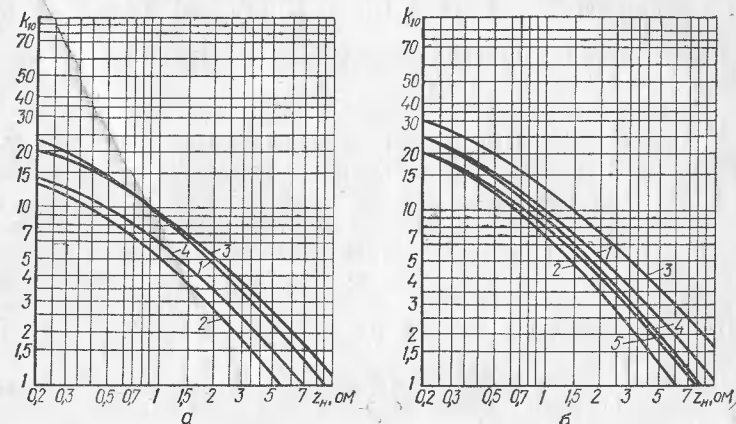


Рис. 28. Кривые предельной кратности k_{10} для трансформаторов тока типа ТПЛ-10 (а) (1 — $n_n = 5/5 \dots 300/5$ класса Р; 2 — $n_n = 5/5 \dots 300/5$ класса 0,5; 3 — $n_n = 400/5$ класса Р; 4 — $n_n = 400/5$ класса 0,5); типа ТПОЛ-10 (б) (1 — $n_n = 600/5$ класса Р; $n_n = 1000/5$ класса Р; $n_n = 1500/5$ класса 0,5; 2 — $n_n = 600/5$ класса 0,5; 3 — $n_n = 800/5$ класса Р; $n_n = 1500/5$ класса Р; 4 — $n_n = 800/5$ класса 0,5; 5 — $n_n = 1000/5$ класса 0,5); типа ТПШЛ-10 (в) (1 — $n_n = 2000/5$ класса Р; 2 — $n_n = 2000/5$ класса 0,5; 3 — $n_n = 3000/5$ класса Р; 4 — $n_n = 3000/5$ класса 0,5; 5 — $n_n = 4000/5$ класса Р; 6 — $n_n = 5000/5$ класса Р)

защиты, должны иметь одинаковую предельную кратность при сквозном токе КЗ. Значение $m_{расч}$ зависит от принципа действия защиты.

Для трансформаторов типа ТПЛ-10, ТПОЛ-10, ТПШЛ-10 кривые предельной кратности $k_{10} = f(z_2)$ для разных значений коэффициента трансформации n_n ($n_n = I_{1н}/I_{2н}$) и классов точности приведены на рис. 28. Кривые предельной кратности для других типов ТТ приведены в работе [5]. Все эти кривые получены расчетным путем, их точность колеблется в пределах $\pm (20-25)\%$. По кривым предельной кратности

сти можно определить допустимую кратность первичного тока ТТ при заданной вторичной нагрузке в пределах погрешности 10 %. Методы расчета допустимой нагрузки ТТ по условию 10 % погрешности пригодны для установившегося режима. В переходном режиме вследствие влияния аperiodической составляющей тока КЗ резко увеличивается намагничивающий ток, и полная погрешность ТТ доходит до 70—80 % [5].

Суммарное сопротивление внешней вторичной цепи ТТ

$$z_2 = \sum R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}},$$

где $\sum R_{\text{приб}}$ — сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле; $R_{\text{пров}}$ — сопротивление соединительных проводов, по которому находят площадь расчетного сечения соединительных проводов; $S_{\text{пров}} = \rho L_{\text{расч}} / R_{\text{пров}}$, где ρ — удельное электрическое сопротивление проводника; $L_{\text{расч}}$ — расчетная длина соединительных проводов, учитывающая схему включения приборов и ТТ: при схеме полной звезды $L_{\text{расч}} = l$, при схеме неполной звезды $L_{\text{расч}} = 1,73l$, при одном ТТ $L_{\text{расч}} = 2l$ (l — длина провода в один конец, соединяющего ТТ и прибор).

Для определения вторичной нагрузки ТТ в цепях релейной защиты следует определить расчетный вид повреждения и воспользоваться соотношениями табл. 27.

При соединении ТТ в трехфазные группы по различным проводам протекают различные токи. Поэтому для расчета площади сечения со-

27. Расчетные выражения для определения вторичной нагрузки ТТ в цепях релейной защиты

Защита	Вторичная нагрузка z_2 , Ом	Расчетный вид повреждения
Трехфазная токовая максимальная	$z_{\text{пр}} + z_{\text{р}}$	Трехфазное и двухфазное КЗ
Двухфазная токовая максимальная	$2z_{\text{пр}} + z_{\text{р}}$ $3z_{\text{пр}} + z_{\text{р}}$	КЗ между двумя фазами КЗ между двумя фазами за трансформатором У/Д-11
Двухфазная токовая с одним реле, включенным на разность токов	$4z_{\text{пр}} + 2z_{\text{р}}$	КЗ между фазами
	$6z_{\text{пр}} + 3z_{\text{р}}$	КЗ между фазами за трансформатором У/Д-11
Продольная дифференциальная при соединении ТТ в звезду	$z_{\text{пр}} + z_{\text{р. м}}$	Трехфазное и двухфазное КЗ
То же, но при соединении ТТ с одной стороны в треугольник	$3(z_{\text{пр}} + z_{\text{р. м}})$	То же

Примечание. $z_{\text{пр}}$ — сопротивление соединительных проводов, Ом; $z_{\text{р}}$ — сопротивление катушек реле, Ом; $z_{\text{р. м}}$ — наибольшее сопротивление катушек реле, Ом.

единительных проводов в конкретных схемах необходимо выбрать такой режим, при котором нагрузка на ТТ получается наибольшей. По условиям механической прочности площадь сечения медных проводов во вторичной цепи ТТ должна быть не менее 1,5 мм², алюминиевых — не менее 2,5 мм² (для включения счетчиков соответственно 2,5 мм² и 4 мм²).

Класс точности ТТ зависит от его назначения: класс 0,2 — точное измерение энергии и мощности (точные контрольные и лабораторные приборы); класс 0,5 — точное измерение энергии и мощности, счетчики 1-го класса расчетные; класс 1,0 — измерение энергии и мощности, счетчики 2-го класса контрольные, реле защиты; класс 2 — техническое измерение электрических величин, реле защиты; класс 10 — реле защиты, катушки приводов; класс Р — реле защиты.

При использовании встроенных ТТ часто возникает необходимость увеличения либо допустимой вторичной нагрузки, либо вторичного тока в нагрузке до номинального значения.

Допустимую вторичную нагрузку увеличивают при большой длине соединительных проводов, тогда вторичные обмотки ТТ соединяют согласно-последовательно, что дает возможность увеличить вторичную нагрузку в два раза. Соединяемые ТТ должны быть однотипными и иметь одинаковые вторичные нагрузки, равные номинальному току нагрузки. Последовательно можно включать и обмотки разных классов точности при условии одинаковых коэффициентов трансформации.

Вторичный ток в нагрузке увеличивают, когда номинальный ток установки значительно ниже первичного тока ТТ; при этом вторичные обмотки соединяют согласно-параллельно, а вторичная нагрузка уменьшается вдвое. Внутренние и внешние параметры параллельно соединяемых ТТ должны быть одинаковыми.

Встроенные во втулки выключателей ТТ с номинальным первичным током 50, 75, 100 А и вторичным током 2,5 А можно включать только параллельно для получения вторичного тока 5 А.

Электродинамическую стойкость ТТ в каталоге задают номинальным током электродинамической стойкости $I_{\text{н. дин}}$ или кратностью номинального тока электродинамической стойкости $k_{\text{н. дин}}$.

Между токами электродинамической стойкости и термической стойкости ТТ должно выдерживаться соотношение (для ТТ до 220 кВ)

$$I_{\text{н. дин}} \geq 1,8 \cdot \sqrt{2} I_{\text{тер}}.$$

Термическая и электродинамическая стойкости должны обеспечиваться при замкнутой накоротко вторичной обмотке.

Трансформаторы тока наружной установки подвержены дополнительным механическим воздействиям ветра и тяжения проводов, которыми они включаются в цепь. Расчетная скорость ветра берется 30 м/с, сила тяжения до 500 Н при $U_{\text{н}} \leq 35$ кВ и до 1000 Н при $U_{\text{н}} \leq 220$ кВ.

8. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ

Трансформаторы напряжения (ТН) для питания электроизмерительных приборов выбирают по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности, схеме соединения обмоток и конструктивному выполнению. Условия выбора и проверки ТН приведены в табл. 28.

Соответствие классу точности проверяют сопоставлением фактической нагрузки вторичной цепи S_2 от подключенных приборов с номинальной мощностью вторичной обмотки $S_{2\text{н}}$, заданной для ТН при выбранном классе точности.

28. Условия выбора и проверки трансформатора напряжения

Параметр	Обозначения параметров, условия выбора	Примечания
Первичное напряжение, кВ	$U_{1н} \geq U_{н.у}$	Дополнительно проверить по условию: $U_{н.р} \geq U_{н.у} + \Delta U_{р.у}$
Тип и схема соединения обмоток	В зависимости от назначения	—
Класс точности	$\Delta U_{доп} \leq \Delta U$	Соответственно классу точности присоединяемых измерительных приборов; ΔU , $\Delta U_{доп}$ — расчетная и наибольшая допустимая погрешности напряжения по ГОСТ 1983—77*
Номинальная мощность вторичной обмотки в требуемом классе точности, В·А	$S_{2н} \geq S_{2расч}$	—

Если схема соединения обмоток ТН соответствует схеме соединения параллельных катушек измерительных приборов, то нагрузку на каждую фазу можно определить, суммируя нагрузку всех параллельных катушек приборов. Мощность, потребляемая одной параллельной цепью измерительного прибора, определяется для наиболее нагруженной фазы:

$$S_{2расч} = \sqrt{(\sum P_2)^2 + (\sum Q_2)^2}, \quad (6.1)$$

где P_2 и Q_2 — активная и реактивная нагрузки, определяемые в зависимости от схемы соединения вторичных обмоток ТН и схемы включения приборов.

Если схемы соединения обмоток ТН и катушек напряжения приборов различны, то нагрузку на каждую фазу точно определить нельзя. В этом случае подсчитывают полную трехфазную нагрузку от всех измерительных приборов и сравнивают ее с трехфазной номинальной мощностью одного трансформатора или группы трех однофазных трансформаторов в данном классе точности.

При выполнении практических расчетов нагрузку можно определить арифметическим суммированием без учета схем включения приборов и коэффициентов мощности отдельных нагрузок (за исключением случая, когда $S_{2расч} > S_{2н}$):

$$S_{2расч} = \sum (S_{приб} + S_{реле}), \quad (6.2)$$

где $S_{приб}$ — мощность, потребляемая всеми параллельными цепями данного прибора.

Формулы для вычисления нагрузок фаз ТН при различных схемах соединения по выражениям (6.1) и (6.2) даны в табл. 29.

Если погрешность ТН не имеет значения для работы приборов и реле, то принимают $S_{2макс} \geq S_{2расч}$, где $S_{2макс}$ — максимально допустимая мощность ТН по условию нагрева.

Если известно только сопротивление реле (прибора), то

$$S_{2расч} = U_{2расч}^2 / z,$$

где z — полное сопротивление параллельных цепей прибора.

При отклонении напряжения не более $\pm 10\%$ $U_{1н}$ номинальную мощность ТН следует принимать, В·А,

$$S_{1н} = S_n (U_1 / U_{1н})^2,$$

а соответствующую номинальную нагрузку, Ом,

$$z_n = U_{1н} / I_{1н},$$

При условии постоянства сопротивления прибора (реле) при напряжении U и $U_{расч}$ пересчет с другого напряжения на расчетное производится по формуле

$$S_{2расч} = S_u (U_{2расч} / U)^2.$$

где $S_{2расч}$ — потребление мощности при расчетном напряжении $U_{2расч}$; S_u — потребление мощности при напряжении U .

Все нагрузки, включенные на междофазные напряжения, приводят к расчетному напряжению 100 В, а включенные на фазные напряжения — к напряжению $100 / \sqrt{3}$ В. За номинальную вторичную мощность $S_{2н}$ следует принимать: мощность всех трех фаз — для трансформаторов, соединенных по схеме звезды; удвоенную мощность одного трансформатора — для однофазных трансформаторов, соединенных по схеме открытого треугольника.

Класс точности ТН чаще всего характеризуют наибольшей допускаемой погрешностью напряжения при условии, что вторичная нагрузка изменяется в пределах (0,25...1) $S_{2н}$ при $\cos \varphi_2 = 0,8$; первичном напряжении $U_{1н} \pm 10\%$; частоте 50 Гц. Для ТН установлены четыре класса точности: 0,2; 0,5; 1,0 и 3,0 (цифры обозначают предельно допустимую погрешность по напряжению в процентах).

Расчетная погрешность напряжения (или коэффициента трансформации) ТН, %

$$\Delta U = \frac{n_n U_2 - U_1}{U_1} 100,$$

где n_n — номинальный коэффициент трансформации ($n_n = U_{1н} / U_{2н}$); U_1 , $U_{1н}$, U_2 , $U_{2н}$ — действительные и номинальные напряжения первичной и вторичной обмоток, В.

При $n_n U_2 > U_1$ погрешность положительна, при $n_n U_2 < U_1$ — отрицательна. Класс точности ТН зависит от его назначения: класс 0,2 — включение расчетных счетчиков, устанавливаемых на мощных генераторах и межсистемных линиях электропередачи; класс 0,5 — включение расчетных счетчиков других присоединений и измерительных приборов классов 1,0 и 1,5; класс 1,0 — включение указательных приборов класса 2,5; класс 3,0 — включение релейной защиты.

29. Формулы для вычисления активной нагрузки на фазу трансформаторов напряжения

Включение обмоток ТН в полную звезду	Схема включения нагрузки		
	в звезду	в треугольник	в две фазы
По выражению (6.1)	a	$S \cos \varphi \left[\frac{1}{\sqrt{3}} [S_{ab} \cos (\varphi_{ab} - 30^\circ) + S_{ca} \cos (\varphi_{ca} + 30^\circ)] \right]$	$\frac{1}{\sqrt{3}} S_{ab} \cos (\varphi_{ab} - 30^\circ)$
	b	$S \cos \varphi \left[\frac{1}{\sqrt{3}} [S_{ab} \cos (\varphi_{ab} + 30^\circ) + S_{bc} \cos (\varphi_{bc} - 30^\circ)] \right]$	$\frac{1}{\sqrt{3}} [S_{ab} \cos (\varphi_{ab} + 30^\circ) + S_{bc} \cos (\varphi_{bc} - 30^\circ)]$
	c	$S \cos \varphi \left[\frac{1}{\sqrt{3}} [S_{bc} \cos (\varphi_{bc} + 30^\circ) + S_{ca} \cos (\varphi_{ca} - 30^\circ)] \right]$	$\frac{1}{\sqrt{3}} S_{bc} \cos (\varphi_{bc} + 30^\circ)$
По выражению (6.2)	a	S_a	$\frac{1}{2} S_{ab}$
	b	S_b	$\frac{1}{2} (S_{ab} + S_{bc})$
	c	S_c	$\frac{1}{2} S_{bc}$

Включение обмоток ТН в открытый треугольник	Схема включения нагрузки		
	в звезду	в треугольник	в две фазы
По выражению (6.1)	ab	$\sqrt{3} S \cos (\varphi + 30^\circ)$	$S_{ab} \cos \varphi_{ab} + S_{ac} \cos (\varphi_{ac} + 60^\circ)$
	bc	$\sqrt{3} S \cos (\varphi - 30^\circ)$	$S_{bc} \cos \varphi_{bc} + S_{ac} \cos (\varphi_{ac} - 60^\circ)$
По выражению (6.2)	ab	$S_a + \frac{1}{2} S_b$	S_{ab}
	bc	$S_c + \frac{1}{2} S_b$	S_{bc}

Примечание. Реактивную нагрузку Q_2 определяют по тем же формулам с заменой косинуса на синус соответствующего угла.

Для питания приборов, имеющих две обмотки напряжения (ваттметры, счетчики), целесообразно применять два однофазных ТН, соединенных по схеме открытого треугольника, или трехфазный ТН типа НТМК, снабженный дополнительной обмоткой для компенсации угловой погрешности.

Сечение и длину проводов и кабелей в цепях напряжения расчетных счетчиков следует выбирать такими, чтобы потери напряжения в этих цепях составляли не более 0,25% номинального вторичного напряжения при питании от ТН класса точности 0,5 и не более 0,5% — класса точности 1,0. Для обеспечения этого требования допускается применение отдельных кабелей от ТН до счетчиков. Потери напряжения от ТН до счетчиков технического учета должны составлять не более 1,5% номинального напряжения вторичной обмотки. При использовании ТН для контроля изоляции в сетях с изолированной или резонансно-заземленной нейтралью (сети 3—35 кВ) следует применять пятистержневой ТН или группу из трех однофазных ТН. Проверку на электродинамическую и термическую стойкость ТН и их ошиновку при условии расположения ТН в отдельной камере производить не нужно.

9. ВЫБОР ШИННЫХ КОНСТРУКЦИЙ

Площадь сечения шин электроустановок выбирают по нормированной экономичной плотности тока, исходя из токовой нагрузки в рабочем нормальном режиме (за исключением сборных шин распределительных устройств и шин временных установок), и проверяют на допустимый ток нагрузки в утяжеленном режиме, т. е.

$$S_{\text{расч. эк.}} = \frac{I_{\text{раб. норм}}}{j_{\text{эк}}}; \quad (6.3)$$

$$I_{\text{дл. доп}} \geq I_{\text{р. утж.}}$$

где $I_{\text{раб. норм}}$ — рабочий ток установки нормального режима, А; $j_{\text{эк}}$ — нормированное по годовому числу часов использования максимума нагрузки значение экономичной плотности тока, А/мм², приведены в ПУЭ.

Площадь сечения, полученная по выражению (6.3), округляется до ближайшего стандартного.

Продолжительно допускаемые токи $I_{\text{дл. доп}}$ для окрашенных алюминиевых шин прямоугольного сечения, алюминиевых и стальных сплошных и трубчатых окрашенных шин круглого сечения приведены в ПУЭ.

В условиях КЗ шинную конструкцию (шины и изоляторы) проверяют на электродинамическую стойкость. На термическую стойкость следует проверять только шины. Для обеспечения электродинамической стойкости шин при токах КЗ должно выполняться условие

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$$

где $\sigma_{\text{расч}}$ — расчетное напряжение в материале шины; $\sigma_{\text{доп}}$ — допустимое напряжение в материале шины.

Допустимое напряжение материала составляет не более 70% разрушающего напряжения. Методика определения расчетного напряжения в шинах и расчетной нагрузки на изоляторы зависит от частоты собственных колебаний и основана на целом ряде допущений [35,

46]. Частоту собственных колебаний многопролетных шин, расположенных в одной плоскости, Гц, определяют по формуле

$$f_{\text{ш}} = \frac{3,56}{l^2} \sqrt{\frac{EJ}{m}},$$

где l — пролет шины, м; E — модуль упругости материала шины, Па; J — момент инерции поперечного сечения шины относительно оси сечения, перпендикулярной плоскости колебаний, м⁴; m — масса шины на единицу длины, кг/м.

30. Моменты инерции и моменты сопротивления поперечного сечения шин

Эскизы расположения шин	Момент инерции J , м ⁴	Момент сопротивления W , м ³
	$\frac{bh^3}{12}$	$\frac{bh^2}{6}$
	$\frac{hb^3}{12}$	$\frac{hb^2}{6}$
	$\frac{bh^3}{6}$	$\frac{bh^2}{3}$
	$\frac{hb^3}{6}$	$\frac{hb^2}{3}$
	$\frac{\pi d^4}{64}$	$\frac{\pi d^3}{32}$
	$\frac{\pi (D^4 - d^4)}{64}$	$\frac{\pi (D^3 - d^3)}{32}$

Для шин некоторых профилей в табл. 30 приведены формулы для подсчета момента инерции J и момента сопротивления W поперечных сечений шин. Численные значения J , W , m для шин различных профилей стандартного сортамента приведены в работе [34]. По условию возникновения резонанса колебаний шин опасны частоты собственных колебаний, близкие к 50 и 100 Гц. При частоте собственных колебаний шин более 200 Гц расчет напряжения в материале шины можно вести

исходя из максимальной электродинамической силы, рассматривая ее как статическую нагрузку, а при частоте менее 200 Гц расчет шин и изоляторов на электродинамическую стойкость следует выполнять с учетом колебания шин при КЗ.

Однополосные шины

Расчетное напряжение в материале шин любой формы сечения, расположенных в одной плоскости, параллельно друг другу, с равными расстояниями между фазами, при частоте $f_{\text{ш}} \geq 200$ Гц, Па,

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{l^2 i_{\text{уд}}^2}{\zeta a W} 10^{-7}, \quad (6.4)$$

где a — расстояние между соседними фазами м; l — пролет шины

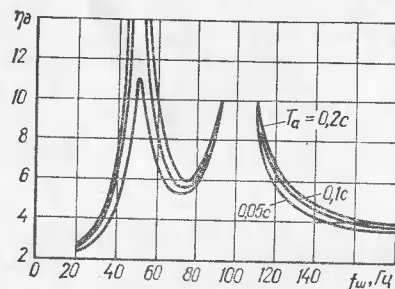


Рис. 29. Графики динамических коэффициентов напряжения в материалах шин в зависимости от частоты собственных колебаний

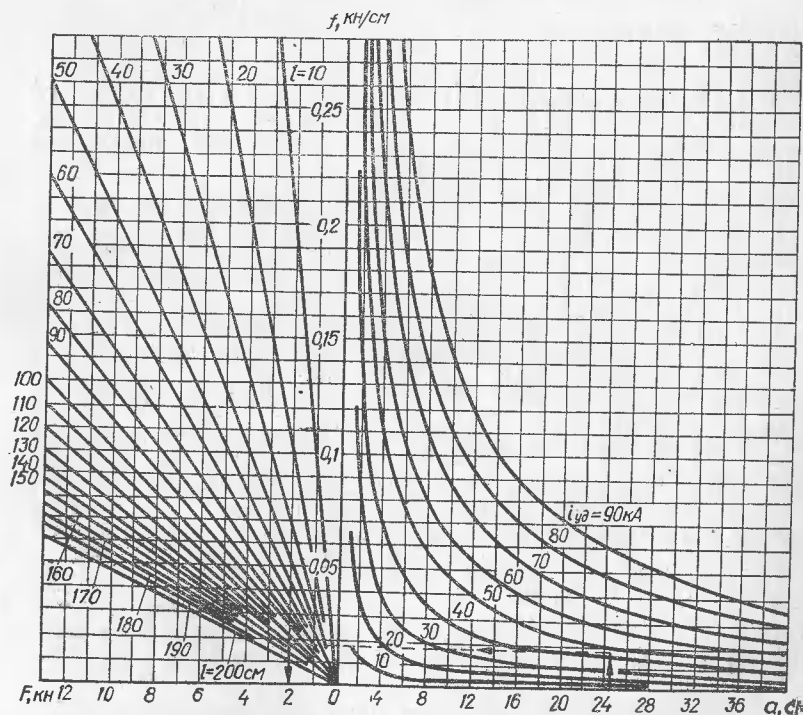


Рис. 30. Номограмма для определения усилий в шинах и изоляторах электротехнических устройств при КЗ

(расстояние между соседними изоляторами одной фазы), м; ξ — коэффициент, равный 10 для крайних пролетов и 12 для остальных пролетов; W — момент поперечного сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной направлению силы F , м³.

Расчетное напряжение в материале шин при указанных выше условиях, но при $f_{ш} < 200$ Гц (с учетом собственных колебаний шин), составляет

$$\sigma_{расч} = 2 \frac{l^2}{\xi a W} l_{п.о}^2 \eta_d 10^{-7}, \quad (6.5)$$

где η_d — динамический коэффициент механического резонанса, определяемый по кривым (рис. 29) и соответствующий найденному значению постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока трехфазного КЗ, T_a .

Максимальный пролет между опорными изоляторами равен

$$l_{макс} = \sqrt{\frac{\xi \sigma_{доп} W}{f_{ш}}}.$$

Для определения динамического усилия в однополосных шинах, создаваемого током КЗ, можно пользоваться номограммой, приведенной на рис. 30 [36].

Двухполосные шины

В двухполосном пакете шин при КЗ возникают усилия от взаимодействия токов различных фаз и от взаимодействия токов в полосах пакета. Соответственно механическое напряжение в материале двухполосной шины определяют суммой

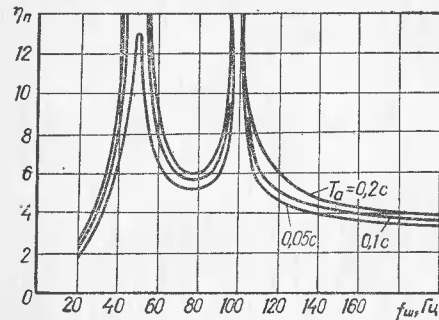


Рис. 31. Кривые динамических коэффициентов напряжения в материале шины от взаимодействия полос пакета одной фазы в зависимости от частоты собственных колебаний полосы пакета

нию (6.5), при этом $W = 2W_{п}$, где $W_{п}$ — момент сопротивления поперечного сечения полосы. Составляющая напряжения, Па,

$$\sigma_{п} = \frac{\sigma_{уд}^2 l_{п}^2}{2hb^3} 10^{-7},$$

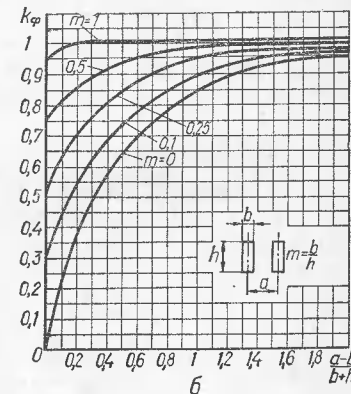
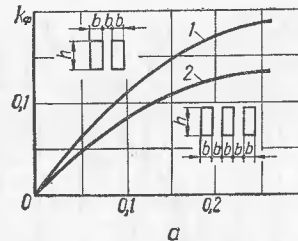
где b — сторона поперечного сечения полосы, параллельная направлению колебаний, м; h — то же, перпендикулярная направлению колебаний, м; $l_{п}$ — расчетный пролет полосы (наибольшее допустимое расстояние между прокладками двухполосной шины), м,

$$l_{п} < 216 \sqrt{\frac{S_{п}}{i_{уд}}} \sqrt{\frac{EJ_{п}}{k_{ф}}}, \quad (6.6)$$

или

$$l_{п} < 0,133 \sqrt[4]{\frac{EJ_{п}}{m}}, \quad (6.7)$$

Рис. 32. Кривые для определения коэффициента формы (а) двухполосных шин (1); трехполосных шин (2) и коэффициента формы шин прямоугольного сечения (б)



$S_{п}$ — расстояние между осями полос, м; $J_{п} = hb^3/12$ — момент инерции полосы, м⁴; $k_{ф}$ — коэффициент формы, зависящий от формы сечения проводников и их взаимного расположения (рис. 32).

Чтобы шины имели собственную частоту колебаний $f_{ш} \geq 200$ Гц, величина $l_{п}$ должна удовлетворять условиям (6.6) и (6.7). Для обеспечения термической стойкости шин при КЗ необходимо, чтобы протекающий по ним ток не вызывал повышения температуры сверх максимально допустимой при кратковременном нагреве:

$v_k \leq v_{доп.кр}$, где $v_{доп.кр}$ — максимально допустимая температура, равная для алюминиевых шин (200 °С).

Конечную температуру проводника v_k определяют по кривым (рис. 33) в зависимости от значения тепловой функции $A_{v_k} = A_{v_{н}} + B_{к}/S^2$, где

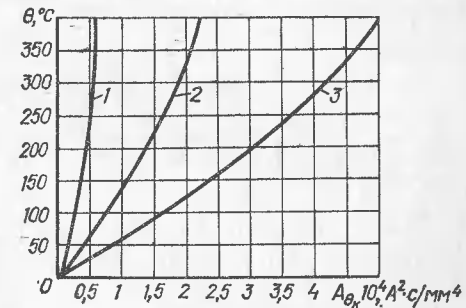


Рис. 33. Кривые для определения температуры нагрева проводников при КЗ: 1 — сталь; 2 — алюминий; 3 — медь

A_{vH} , $A^2 \cdot \text{с/мм}^4$, также определяют по рис. 33 для начальной температуры v_H ; S — площадь сечения проводника, мм^2 .

Минимальная площадь сечения проводника по условию термической стойкости

$$S_{\text{мин.тер}} \geq \sqrt{\frac{\alpha B_K}{A_{v\text{макс}} - A_{vH}}} \approx \frac{\sqrt{B_K}}{K}, \quad (6.8)$$

где $A_{v\text{макс}}$, A_{vH} — тепловые функции, соответствующие максимально допустимой и продолжительно допустимой температурам, $A^2 \cdot \text{с/мм}^4$, определяют по кривой (рис. 33); K — термический коэффициент (функция) при номинальных условиях ($K = 92 A \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$ для алюминиевых шин; $K = 167 A \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$ для медных шин); α — коэффициент, учитывающий удельное сопротивление и эффективную теплоемкость проводника ($\alpha = 1,054 \cdot 10^{-2} \text{ мм}^4 \cdot ^\circ\text{C}/A^2 \cdot \text{с}$ для алюминиевых шин).

Шинные изоляторы

Шинные изоляторы выбирают по номинальному напряжению и номинальному току (для проходных изоляторов): $U_H \geq U_{H.у}$; $I_H \geq I_{p.утж}$. Опорные изоляторы выбирают и проверяют также на разрушающее воз-

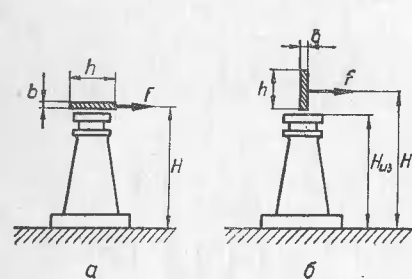


Рис. 34. Эскизы расположения шин: F — направление действия изгибающего усилия; $H_{из}$ — высота изолятора; H — плечо усилия F (высота от основания изолятора до оси крепления шины)

действие от ударного тока КЗ: $F_{\text{доп}} \geq F_{\text{разр}}$. При выборе и проверке изоляторов следует учитывать способ установки шины на головке изолятора (рис. 34):

$$\begin{aligned} \text{по рис. 34, а } F_{\text{доп}} &= 0,6 F_{\text{разр}}; \\ \text{по рис. 34, б } F_{\text{доп}} &= 0,6 k_h F_{\text{разр}}, \end{aligned}$$

где $F_{\text{разр}}$ — минимальная разрушающая нагрузка изолятора на изгиб, H ; k_h — коэффициент, учитывающий расположение шин на изоляторе: при расположении шин (высотой 20—100 мм) на ребро $k_h \approx 0,8$, плашмя $k_h = 1$.

Расчетная сила, действующая на головку изолятора, H ,

при $f_{ш} \geq 200$ Гц для опорных изоляторов

$$F_{\text{расч}} = 1,76 \frac{l}{a} i_{уд}^2 \frac{10^{-7}}{k_h};$$

то же, для проходных изоляторов

$$F_{\text{расч}} = 0,88 \frac{l}{a} i_{уд}^2 \frac{10^{-7}}{k_h};$$

при $f_{ш} < 200$ Гц для опорных и проходных изоляторов

$$F_{\text{расч}} = 2 \frac{l}{a} I_{п.о}^2 \eta_F \frac{10^{-7}}{k_h},$$

где η_F — динамический коэффициент нагрузки на изолятор, определяемый по кривым (рис. 35) в зависимости от $f_{ш}$ при постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока при трехфазном КЗ $T_a = 0,05$ с; 0,1 с; 0,2 с.

10. ВЫБОР ПЛОЩАДИ СЕЧЕНИЯ ПРОВОДНИКОВ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Площадь сечения проводников выбирают по нормированной экономической плотности тока и проверяют на соответствие другим условиям (допустимая длительная токовая нагрузка по нагреву, потери и отклонения напряжения, механическая прочность, термическая стойкость при токах КЗ, корона на линиях).

Площадь сечения кабельных и воздушных линий по экономической плотности тока определяют в соответствии с выражением (6.3). Полученную площадь сечения округляют до ближайшего стандартного.

При использовании значений экономической плотности тока необходимо учитывать следующее: при максимуме нагрузки в ночное время, а также для изолированных проводников с площадью сечения не более 16 мм^2 , экономическая плотность тока увеличивается на 40 %; для линий одинакового сечения с n ответвляющимися нагрузками экономическая плотность тока в начале линии может быть увеличена в K_y раз, причем

$$K_y = \sqrt{\frac{I_1^2 L}{I_1^2 l_1 + I_2^2 l_2 + \dots + I_n^2 l_n}},$$

где $I_1, I_2, \dots, I_n$ — нагрузки отдельных участков линии; $l_1, l_2, \dots, l_n$ — длины отдельных участков линии; L — полная длина линии.

При прокладке дополнительных линий или замене существующих проводов проводами большего сечения для обеспечения экономической плотности тока при росте нагрузок, а также при ТЭР, обосновывающих увеличение числа линий или цепей по условиям надежности электропитания, допускается двукратное превышение нормированных ПУЭ значений плотности тока.

При выборе площади сечений линий для питания n однотипных взаиморезервируемых электроприемников, из которых m одновременно находится в работе, экономическую плотность тока можно увеличить по сравнению с данными, приведенными в ПУЭ в k_n раз:

$$k_n = \sqrt{\frac{n}{m}}.$$

Экономичные площади сечения воздушных и кабельных линий, имеющих промежуточные отборы мощности, следует выбирать для каждого из участков, исходя из соответствующих расчетных токов участков. При этом для соседних участков линий допускается принимать одинаковые площади сечения проводов, равные площади сечения провода наиболее протяженного участка, если их разница находится в пределах одной ступени по шкале стандартных площадей сечений. Площади сечения проводов на ответвлениях длиной до 1 км принимают такими же, как на линии, от которой производится ответвление. При большей длине ответвления экономичную площадь сечения определяют по расчетной нагрузке этого ответвления.

Выбору площади сечения по экономичной плотности тока не подлежат: сети напряжением до 1000 В при числе часов использования максимума нагрузки промышленного предприятия до 4000—5000; осветительные сети; сборные шины и ошиновка распределительных устройств всех напряжений; провода и кабели, идущие к резисторам, пусковым реостатам т. д.; сети временных сооружений и устройств со сроком службы 3—5 лет.

Проектируемая сеть напряжением 6—10—20 кВ подлежит проверке на максимальную потерю напряжения от центра питания до удаленного потребителя. При этом допустимое значение потери напряжения в сети устанавливают с учетом расчета сети низшего напряжения на допустимые отклонения напряжения.

Сеть напряжением 6—10 кВ, идущую к приемникам электроэнергии этого напряжения, проверяют на допустимые отклонения напряжения.

Сеть напряжением до 1000 В подлежит проверке на допустимые отклонения напряжения у потребителей. Отклонения напряжения для этих сетей являются определяющими при выборе площади сечения проводов.

Потери напряжения в трехфазной линии переменного тока можно приближенно определить из выражения

$$\Delta U = \sqrt{3} I_p (r \cos \varphi + x \sin \varphi), \quad (6.9)$$

где I_p — расчетный ток линии, А; r и x — активное и индуктивное сопротивления линии, Ом; $\cos \varphi$ — коэффициент мощности в конце линии.

При использовании в расчете передаваемых мощностей выражение (6.9) приобретает вид

$$\Delta U = \frac{Pr + Qx}{U_n},$$

где P и Q — активная и реактивная мощности, передаваемые по линии.

Потери напряжения в процентах номинального напряжения, %.

$$\Delta U = \frac{Pr + Qx}{U_n^2} 100.$$

Провода и кабели должны удовлетворять требованиям в отношении предельно допустимого нагрева с учетом нормального и послеаварийных режимов, а также периодов ремонтов и возможных неравномерностей. При проверке на нагрев принимается получасовой максимум тока, который представляет собой наибольший из средних получасовых токов нагрузки.

При повторно-кратковременном и кратковременном режимах работы электроприемников (с общей продолжительностью цикла до

10 мин и продолжительностью рабочего периода не более 4 мин) в качестве расчетной токовой нагрузки для проверки площади сечения проводников по нагреву следует принимать токовую нагрузку, приведенную к длительному режиму. При этом для медных проводников с площадью сечения до 6 мм² и для алюминиевых проводников — до 10 мм² токовые нагрузки принимают такими же, как для установок с длительным режимом работы; для медных проводников с площадью сечения более 10 мм² и для алюминиевых проводников — более 16 мм² токовые нагрузки определяют по формуле $0,875 / \sqrt{ПВ}$, где ПВ — выраженная в относительных величинах продолжительность рабочего периода (продолжительность включения).

Для кратковременного режима работы с длительностью включения не более 4 мин и перерывами между включениями, достаточными для охлаждения проводников до температуры окружающей среды, наибольшие допустимые токовые нагрузки следует определять по вышеприведенным нормам повторно-кратковременного режима. При длительности включения более 4 мин, а также при перерывах недостаточной длительности между включениями наибольшие допустимые токовые нагрузки следует определять, как для установок с длительным режимом работы.

Для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией, несущих нагрузки меньше номинальных, может допускаться кратковременная перегрузка, указанная в ПУЭ. На время ликвидации послеаварийного режима для кабелей с полиетиленовой изоляцией допускается перегрузка до 10 %, а для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией — до 15 % номинальной (указанная перегрузка допускается на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 ч/сут в течение 5 сут, если нагрузка в остальные периоды времени этих суток не превышает номинальной). На время ликвидации аварий для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной изоляцией допускаются перегрузки в течение 5 сут в пределах, указанных в ПУЭ. Для кабельных линий, эксплуатируемых более 15 лет, перегрузки должны быть понижены на 10 %. Перегрузка кабельных линий напряжением 20—35 кВ не допускается.

Проверку одиночных кабелей одной строительной длины по термической стойкости токам КЗ производят, исходя из КЗ в начале кабеля, а одиночных кабелей со ступенчатыми сечениями по длине, исходя из КЗ в начале каждого участка нового сечения. Проверку пучка из двух и более параллельно включенных кабелей выполняют исходя из сквозного тока КЗ. При проверке на термическую стойкость линий, оборудованных устройствами быстродействующего АПВ, следует учитывать повышение нагрева из-за увеличения суммарного времени протекания тока КЗ.

Минимальную площадь сечения кабелей по термической стойкости в практических расчетах можно определить по выражению (6.8). При этом значение коэффициента K для кабелей с алюминиевыми силовыми жилами и бумажной пропитанной изоляцией равно 92 и 94 А · с^{1/2} / мм² при напряжении кабеля соответственно 6 и 10 кВ. Для таких же кабелей с медными жилами коэффициент K имеет соответственно значения 140 и 143 А · с^{1/2} / мм².

Механическая прочность жил кабеля зависит от механической нагрузки на жилы и оболочку от собственной массы кабеля. В справочных таблицах ПУЭ для каждого напряжения минимальная площадь сечения кабелей соответствует допустимой по механической прочности. Площадь сечения проводов воздушных линий по механической прочности определяют специальным расчетом [46].

Проверке по условиям образования короны подлежат воздушные линии напряжением более 35 кВ. При это в соответствии с ПУЭ следует учитывать среднегодовые значения плотности и температуры воздуха на высоте расположения линии над уровнем моря, приведенный радиус провода и его коэффициент негладкости.

11. ВЫБОР ПЛОЩАДИ СЕЧЕНИЯ ТОКОПРОВОДОВ

Площадь сечения токопроводов напряжением 6—10 кВ определяют по экономической плотности тока и по нагреву в нормальном и послеаварийном режимах. При выборе площади сечения проводников (кабели, воздушные линии) по экономической плотности тока используют усредненные значения экономической плотности тока, с дифференциацией по годовому числу часов использования максимума нагрузки (T_m) и средней стоимостью потерь электроэнергии. Выбор площади сечения токопроводов длительно работающих при максимальной нагрузке производят на основе технико-экономических расчетов, учитывающих как действительное число часов использования максимума нагрузки, так и стоимость электроэнергии в конкретной энергосистеме.

Критерием экономичности являются приведенные затраты, определяемые по формуле (3.1), где $U_0 = m\Delta P$; m — стоимость 1 кВт потерь в год, тыс. р.(кВт год), принимаемая по кривым на рис. 1; $\Delta P = 6RI_p^2 10^3$ — потери в двух цепях токопроводов, кВт; $R = k_d R_0$ — активное сопротивление фазы токопровода переменному току, Ом/км; k_d — полный коэффициент добавочных потерь, учитывающий увеличение сопротивления проводника за счет поверхностного эффекта, эффекта близости, явления переноса мощности между фазами, потерь в окружающих металлоконструкциях; R_0 — активное сопротивление фазы токопровода постоянному току, Ом/км; l — длина токопровода, км; I_p — расчетный ток токопровода в нормальном режиме, А.

С ростом площади сечения токопровода увеличиваются капитальные вложения, но уменьшаются потери. При оптимальной электрической нагрузке приведенные затраты на 1 км двухцепного токопровода на два смежных сечения будут равны.

Приравняв приведенные затраты двух смежных сечений токопровода по формуле (3.1), получим выражение для экономичного тока, при превышении которого целесообразно перейти на большую площадь сечения: $EK_1 + I_{s1} = EK_2 + I_{s2}$. Откуда, учитывая, что $R =$

$= k_d \frac{\rho_0}{F}$, где F — площадь сечения фазы токопровода, мм, получим:

$$I_s = \sqrt{\frac{EaF_1F_2}{6m\rho}}$$

где $a = (K_2 - K_1) / (F_2 - F_1)$ — дополнительные капитальные вложения на 1 мм² дополнительного сечения токопровода по табл. 31 и 32; $\rho = k_d \rho_0$.

Учитывая, что экономическая плотность тока $i_s = I_s / \sqrt{F_1 F_2}$, где $\sqrt{F_1 F_2}$ — среднегеометрическое значение двух сравниваемых площадей сечений

$$i_s = \sqrt{\frac{Ea}{6m\rho t_0}}$$

$m t_0$ — коэффициент, учитывающий темпы роста нагрузки.

31. Технико-экономические показатели трубчатого самонесущего токопровода

Параметр	Диаметр, мм		
	140	210	250
Площадь сечения трубы, мм ²	4080	6200	7500
Плотность тока при предельной нагрузке, А/мм ²	1,15	1,14	1,12
Ток, А:			
допустимый по нагреву	4700	7100	8400
расчетный (при экономической плотности тока $i_{\text{эк}} = 0,7$ А/мм ²)	2850	4350	5250
Сопротивление, Ом/км:			
активное (при $t^\circ = 70^\circ \text{C}$)			
$k_d = 1,45$	$13,85 \cdot 10^{-3}$	$9,07 \cdot 10^{-3}$	$7,51 \cdot 10^{-3}$
$k_d = 1,05$	$10,03 \cdot 10^{-3}$	$6,57 \cdot 10^{-3}$	$5,44 \cdot 10^{-3}$
индуктивное	0,164	0,143	0,133
Масса трубы одной фазы, т/км	11,06	16,8	20,33
Стоимость *, тыс. р., в том числе электрической части (стоимость трубы)	220	265	300
строительной части	152	190	202
	60	93	111
	68	75	98
Передаваемая по двум цепям мощность, мВ · А при экономической плотности тока и напряжении 6,3 кВ	62	95	114
10,5 кВ	103	158	190
Стоимость, тыс. руб., передачи 1 МВ · А мощности при напряжении 6,3 кВ	3,55	2,8	2,63
10,5 кВ	2,15	1,7	1,6

* Со стоимостью молние- и химзащиты.

Примечания: 1. Стоимость токопроводов принята для усредненных условий (количества углов, переходов и т. д.).

2. k_d — коэффициент дополнительных потерь, зависящий от поверхностного эффекта и эффекта близости.

В реальных условиях рост нагрузок промышленных предприятий до выхода на проектную мощность происходит в течение 5—10 лет. Поэтому приведенные затраты для мощных токопроводов, сооружаемых сразу на полную нагрузку, следует рассчитывать с учетом фактора времени в росте нагрузок по годам, так как в противном случае можно необоснованно завысить площадь сечения токопровода.

Приведенные затраты с учетом роста нагрузок по годам в течение периода T и одновременного производства капиталовложений в строительство токопровода определяют из выражения (3.27).

Если считать рост нагрузок равномерным по годам, то $Z_T = EK + m_t U_s$. Экономичные плотности тока при учете фактора времени в росте нагрузок могут быть увеличены на 15—20 %. Учет фактора времени и соответствующее повышение экономической плотности тока

32. Техничко-экономические показатели гибкого токопровода

Параметр	Фазы, состоящие из проводов			
	4×А-600	6×А-600	8×А-600	10×А-600
Площадь сечения проводов в фазе, мм ²	2416	3624	4832	6040
Ток, А:				
допустимый по нагреву	4080	6120	8160	10200
расчетный (при экономической плотности тока $i_{\text{ЭК}} = 0,75 \text{ А/мм}^2$)	1800	2700	3600	4500
Сопротивление, Ом/км				
активное	$13,7 \cdot 10^{-3}$	$9,1 \cdot 10^{-3}$	$6,8 \cdot 10^{-3}$	$5,5 \cdot 10^{-3}$
индуктивное	0,146	0,131	0,126	0,12
Масса проводника одной фазы, т/км	6,64	9,95	13,3	16,6
Стоимость*, тыс. р.	118	162	210	253
в том числе электрической части	68,7	104,7	141	174,4
строительной части	49,3	57,3	69	78,6
Стоимость, тыс. руб., передачи 1 МВ·А мощности при напряжении:				
6,3 кВ	3	2,75	2,67	2,58
10,5 кВ	1,8	1,65	1,6	1,55
Переданная мощность по двум цепям, МВ·А, при экономической плотности тока и напряжении:				
6,3 кВ	39	59	78,5	98
10,5 кВ	65,5	98	130,5	163

* Со стоимостью молниезащиты.

Примечания: 1. Стоимость токопроводов приведена при минимальном количестве угловых опор и переходов — шесть.
2. Плотность тока при предельной нагрузке составляет 1,7 А/мм².

в ряде случаев приводит к выбору сечения токопровода на ступень ниже и, следовательно, к экономии капитальных затрат.

Метод определения экономической плотности тока путем попарного сравнения двух или нескольких заранее выбранных площадей сечений может выявить наиболее экономичный вариант, но не самый экономичный, так как в сравнении участвуют не собственно капиталовложения, а их разница. Более правильным поэтому является метод, основанный на определении максимума функции приведенных затрат.

Уравнение приведенных затрат для двухцепного токопровода имеет вид, р.:

$$Z = 2 [m3I^2Rl + EK_y \gamma Fl],$$

где m — стоимость 1 кВт годовых потерь, р./ (кВт · год); K_y — приведенная стоимость 1 кг шин, р./кг, определяется по общей стоимости токопровода (поскольку электрическая и строительная части зависят от сечения шин) как отношение капиталовложений к массе шин, т. е. $K_y = K/G = K/(\gamma F)$; K — капитальные затраты на 1 км двухцепного токопровода; γ — плотность материала, кг/м³; F — площадь сечения шин, м²; G — суммарная масса всех шести шин двухцепного токопровода, кг; l — длина токопровода, км; I — ток, А; $R = \rho/F$ — сопротивление шины длиной 1 м.

Приведенные затраты, отнесенные к току 1 А, для токопровода длиной 1 км

$$Z_y = \frac{Z}{I} = 6mI\rho \frac{1}{F} + EK_y \gamma \frac{F}{I},$$

где ρ — удельное сопротивление, Ом · м.

Так как $I/F = i_s$ — экономическая плотность тока, то

$$Z_y = 6m\rho i_s + 6EK_y \gamma \frac{1}{i_s}.$$

Для нахождения минимума приведенных затрат производную по экономической плотности тока приравняв нулю:

$$\frac{dZ_y}{di_s} = 6\rho m - 6EK_y \gamma \frac{1}{i_s^2} = 0,$$

откуда

$$\rho m = EK_y \gamma \frac{1}{i_s^2} \text{ и } i_s = \sqrt{\frac{EK_y \gamma}{\rho m}},$$

где $E = 0,16$; $\rho = 0,0325 \cdot 10^{-6}$ Ом/м при $t = 20^\circ \text{C}$ для алюминиевого сплава АДЗ1Т1 (трубчатый токопровод) и $\rho = 0,0288 \cdot 10^{-6}$ Ом · м для алюминиевого провода (гибкий токопровод) — удельное сопротивление постоянному току; $m = 0,6$ р./ (Вт · год) (принимается условно, как частный случай для сравнения токопроводов, данные которых приведены в табл. 32 и 33); $\gamma = 2,7 \cdot 10^3$ кг/м³ для трубчатого и гибкого токопроводов; $K_y = 2,46$ р./кг для трубчатого токопровода диаметром 250 мм и $K_y = 2,62$ р./кг для гибкого токопровода (определяется по данным табл. 32 и 33).

Тогда для трубчатого токопровода диаметром 250 мм экономическая плотность тока

$$i_{\text{ЭК}} = \sqrt{\frac{0,16 \cdot 2,46 \cdot 2700}{0,03675 \cdot 10^{-6} \cdot 0,6}} = 0,7 \cdot 10^6 \text{ А/м}^2;$$

для гибкого

$$i_{\text{ЭК}} = \sqrt{\frac{0,16 \cdot 2,62 \cdot 2700}{0,0317 \cdot 10^{-6} \cdot 0,6}} = 0,75 \cdot 10^6 \text{ А/м}^2.$$

Таким образом, для жесткого трубчатого токопровода экономическая плотность тока может быть принята равной 0,7, что совпадает с результатами, полученными другими методами, а для гибкого — 0,75 А/мм². Учитывая фактор времени в росте нагрузок токопроводов, следует рекомендовать: для трубчатых токопроводов из алюминиевого сплава $i_{\text{ЭК}} = 0,75 \text{ А/мм}^2$, для гибких токопроводов с алюминиевыми проводами $i_{\text{ЭК}} = 0,8 \text{ А/мм}^2$.

Площадь сечения токопровода по нагреву (по длительно допустимому току) выбирают для послеаварийного режима, т. е. при выходе из строя одной цепи токопровода и передаче по второй цепи всей нагрузки (для ответственных потребителей I категории), или части нагрузки (для потребителей II и III категорий). В соответствии с ПУЭ допустимые длительные токовые нагрузки на голые провода и шины принимаются из расчета допустимой температуры нагрева 70 °С при температуре воздуха 25 °С. Ограничение температуры нагрева до

70 °С обусловлено свойствами соединительных контактов, нагрев которых выше этой температуры приводит к интенсивной коррозии и возрастанию переходных сопротивлений и ослаблению контактов при последующем охлаждении. Так как токоведущие части жестких токопроводов из трубчатых проводников контактных соединений не имеют, только сварные, то допустимую температуру их нагрева можно повысить до 90 °С, в результате чего пропускная способность токопровода в этом режиме увеличится примерно на 20 %, как показано в табл. 33. Допустимый ток определяют по установившемуся перегреву проводника при допустимой температуре путем сопоставления выделяемого в проводнике тепла (I^2R) с удаляемым теплом за счет конвекции и лучеиспускания [22].

Для трубчатых токопроводов при определении сопротивления проводника переменному току, значения которого приведены в табл. 32, принято $R = k_d' R_0$.

33. Допустимые нагрузки по нагреву трубчатых токопроводов

Параметр	Трубы алюминиевые марки АДО, мм				Трубы из сплава АД31Т1, мм			
	100	140	210	250	100	140	210	250
Площадь поверхности трубы длиной 1 м, м ²	0,314	0,44	0,66	0,785	0,314	0,44	0,66	0,785
Сопротивление постоянному току $R_0 \cdot 10^{-6}$, Ом, при θ , °С,								
20	1,93	0,71	0,468	0,387	2,168	0,796	0,524	0,432
70	2,32	0,85	0,563	0,465	2,61	0,955	0,626	0,518
90	2,47	0,91	0,6	0,496	2,78	1,019	0,67	0,662
Допустимый ток, А, при солнечной радиации и температуре нагрева, °С								
70	2640	5000	7500	8900	2450	4700	7100	8400
90	3200	6100	9100	11000	3000	5800	8700	10400
Допустимый ток, А, без учета солнечной радиации при $\theta=70$ °С	2800	5400	8000	9600	2640	5100	7630	9150

Допустимую нагрузку для одного провода марки А-600 гибкого токопровода при указанных расчетных условиях принимают равной 1000 А. При малом диаметре расщепления проводов (до 250 мм) допустимая нагрузка снижается за счет взаимного подогрева проводов в пучке и ухудшении условий охлаждения.

12. ВЫБОР АППАРАТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В

Аппараты напряжением до 1000 В (автоматические выключатели, контакторы, магнитные пускатели, рубильники) выбирают по номинальному напряжению, току, отключающей способности и проверяют на динамическую устойчивость к токам КЗ. Условия выбора и проверки аппаратов напряжением до 1000 В приведены в табл. 34.

При выборе автоматов ток уставки электромагнитного расцепителя принимают на 20—30 % выше наибольшего тока кратковременной перегрузки (например, пуск двигателей). Ток уставки теплового расцепителя отстраивается от тока нагрузки в утяжеленном режиме с запасом на 25—50 %.

Надежность работы расцепителя проверяют по току КЗ, проходящему через расцепитель, в самой удаленной точке защищаемой цепи. В сетях с изолированной нейтралью чувствительность электромаг-

34. Условия выбора и проверки аппаратов напряжением до 1000 В

Параметр	Обозначения параметров, условия выбора	Примечания
Напряжение, кВ	$U_n \geq U_{н.у}$	Дополнительно проверить по условию $U_{н.р} \geq U_{н.у} + \Delta U_{р.у}$
Длительный ток, кА	$I_n \geq I_{р.утж}$	Дополнительно проверить по условию $I_{н.θ} \geq I_{р.утж}$ при $θ_{ср} \neq 35$ °С
Допустимый ток отключения, кА	$I_{отк.п} \geq I_{п.о}$ $I_{отк} \geq I_{р.утж}$	Для автомата Для рубильника
Допустимая мощность отключения, МВт	$P_{отк.доп} \geq P_{отк}$	Для контактора и магнитного пускателя
Ударный ток электродинамической стойкости, кА	$i_{н.дин} \geq i_{уд}$	Для автомата и рубильника
Термическая стойкость	$I_{н.тер}^2 t_{тер} \geq B_k$	Для рубильника, если имеются разрывные контакты

35. Характеристика релейных защит линий 6—10 кВ

Характеристика линий	Тип и характеристика защиты
----------------------	-----------------------------

Кабельные линии 6—10 кВ

Нереактированные, питающие ТП (блок «линия—трансформатор»)

Двухступенчатая токовая защита. Первая ступень — токовая отсечка, вторая ступень — максимальная токовая защита с зависимой или независимой от тока характеристикой выдержки времени

Реактированные, либо нереактированные, питающие РП

Нереактированные, когда максимальная токовая защита с выдержкой времени неприслеме по

Одноступенчатая максимальная токовая защита

Неселективная токовая отсечка или продольная дифференциальная защита типа ДЗЛ-2. В качестве резервной

Характеристика линий	Тип и характеристика защиты
условию термической стойкости кабелей, устойчивой работы синхронных электродвигателей, или не удовлетворяет требованиям чувствительности	защиты применяют максимальную токовую защиту
Воздушные линии 6—10 кВ	
Нереактированные	Двухступенчатая токовая защита. Первая ступень — токовая отсечка, вторая ступень — максимальная токовая защита
Реактированные	Одноступенчатая максимальная токовая защита
Большой протяженности при недостаточной чувствительности токовых защит, а также при необходимости снижения времени отключения КЗ	Дистанционная защита

нитных расцепителей автоматов проверяют по кратности тока двухфазного КЗ в конце защищаемой цепи к току уставки электромагнитного расцепителя; в сетях с глухозаземленной нейтралью — по кратности однофазного тока КЗ.

Глава 7

РАСЧЕТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

1. ЗАЩИТА ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6—10 кВ С ОДНОСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

Для линий в сетях напряжением 6—10 кВ должны предусматриваться устройства релейной защиты, действующие на отключение линии при многофазных КЗ, а также устройства защиты при однофазных замыканиях на землю, действующие либо на сигнал, либо на отключение.

Защиту от многофазных КЗ выполняют в двухфазном исполнении и включают во всей сети в один и те же фазы (обычно А и С) для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения. Типы защит при многофазных КЗ, применяемых на линиях напряжением 6—10 кВ, в зависимости от характеристики линии приведены в табл. 35.

Максимальная токовая защита

В качестве тока срабатывания защиты применяют наибольшее значение $I_{с.з.}$, найденное по следующим расчетным условиям.

1. Обеспечение возврата пускового органа защиты в начальное положение после его срабатывания при отключении внешнего КЗ — по выражению

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_n k_{с.з} I'_{\text{раб. макс}}}{k_b}, \quad (7.1)$$

где k_n — коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1—1,2 для реле РТ-40, РТ-80, РТ-90 или 1,2—1,4 для реле РТВ; k_b — коэффициент возврата реле, принимаемый равным 0,8—0,85 для реле РТ-40, РТ-80, РТ-90 или 0,6—0,7 для реле РТВ; $k_{с.з.}$ — коэффициент самозапуска нагрузки после отключения внешнего КЗ; $I'_{\text{раб. макс}}$ — максимальный рабочий ток линии после отключения внешнего КЗ.

2. Обеспечение несрабатывания релейной защиты при восстановлении питания после бестоковой паузы действием АПВ защищаемой линии или АПВ (АВР) на подстанциях, расположенных ближе к источнику питания,

$$I_{с.з.} \geq k_n k_{с.з} I_{\text{раб. макс}}, \quad (7.2)$$

где $I_{\text{раб. макс}}$ — максимальный рабочий ток линии.

Следует отметить, что коэффициенты $k_{с.з.}$ в выражениях 7.1 и 7.2 могут иметь разные значения. В тех случаях, когда нагрузка состоит главным образом из высоковольтных электродвигателей, участвующих в самозапуске, выражение приобретает следующий вид:

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_n k_{с.з} I_{\text{раб. макс}}}{k_b}. \quad (7.3)$$

Введение в выражение для определения $I_{с.з.}$ коэффициента k_b вызвано возможностью кратковременного срабатывания реле за счет апериодической составляющей тока самозапуска, не учитываемой коэффициентом $k_{с.з.}$

3. Обеспечение несрабатывания релейной защиты при включении дополнительной нагрузки действием устройств АВР на подстанциях, получающих питание от защищаемой линии по выражению

$$I_{с.з.} \geq k_n (k'_{с.з} I''_{\text{раб. макс}} + I'''_{\text{раб. макс}}),$$

где $I'''_{\text{раб. макс}}$ — максимальный рабочий ток линии до включения дополнительной нагрузки устройством АВР; $I''_{\text{раб. макс}}$ — максимальный рабочий ток, обусловленный подключением к защищаемой линии дополнительной нагрузки действием устройства АВР; $k'_{с.з.}$ — коэффициент самозапуска дополнительной нагрузки.

Аналогично п. 2 при преобладающей высоковольтной двигательной нагрузке выражение принимает вид

$$I_{с.з} \geq \frac{k_n}{k_B} (k'_{с.з} I''_{раб. макс} + k'_n I'''_{раб. макс}), \quad (7.4)$$

где $k'_n = 1,5 \dots 1,6$ — коэффициент, учитывающий увеличение тока $I'''_{раб. макс}$ из-за понижения напряжения при подключении дополнительной высоковольтной двигательной нагрузки.

4. Обеспечение несрабатывания релейной защиты от тока в линии, посылаемого электродвигателями нагрузки, при внешних трехфазных КЗ на шинах подстанции, питающей защищаемую линию, по выражению

$$I_{с.з} \geq k_n I_{\Sigma \text{ пуск}}, \quad (7.5)$$

где $I_{\Sigma \text{ пуск}}$ — суммарный пусковой ток электродвигателей, питаемых от защищаемой линии.

5. Обеспечение несрабатывания релейной защиты, имеющей ускорение при включении выключателя от бросков тока намагничивания трансформаторов, подключенных к защищаемой линии, по выражению

$$I_{с.з} \geq k_{отс} I_{\Sigma \text{ тр}}, \quad (7.6)$$

где $k_{отс}$ — коэффициент отстройки, принимаемый равным 4—5, если ускорение защиты при включении выполнено мгновенным, и 3—4, если ускорение выполнено с задержкой на время порядка 0,1—0,3 с; $I_{\Sigma \text{ тр}}$ — суммарный номинальный ток трансформаторов, питающихся от защищаемой линии.

6. Согласование по чувствительности с предыдущими защитами (для линий питающих РП) по выражению

$$I_{с.з} \geq k_{н.с} (I_{с.з. пр} + I_{раб. макс.} - I_{раб. макс. пр}),$$

где $k_{н.с} = 1,2 \dots 1,3$ — коэффициент надежности согласования защит; $I_{с.з. пр}$ — наибольший из токов срабатывания защит линий, питающихся от рассматриваемой линии; $I_{раб. макс. пр}$ — максимальный рабочий ток линии, с которой производится согласование.

В практических расчетах определение точного значения коэффициента самозапуска затруднено, а иногда и вообще невозможно из-за неполноты исходной информации. В таких случаях можно воспользоваться ориентировочным методом определения $k_{с.з}$, основанного на допущении о том, что двигатели перед началом самозапуска заторможены. Это допущение создает некоторый расчетный запас при выборе уставок максимальных релейных защит. Коэффициент самозапуска нагрузки линии, питающей заторможенные двигатели, приближенно можно определить по выражению

$$k_{с.з} = \frac{I_{к.з}^{(3)} I_{н.п}}{I_{раб} (I_{к.з}^{(3)} + I_{н.п})}, \quad (7.7)$$

где $I_{к.з}^{(3)}$ — максимальный ток трехфазного КЗ в конце рассматриваемой линии, текущий от питающей системы при наименьшем ее сопротивлении; $I_{раб}$ — максимальный рабочий ток линии в рассматриваемом режи-

ме; $I_{н.п}$ — пусковой ток двигательной нагрузки, определяемый по выражению

$$I_{н.п} = 1,2 I_{н.б} + 2,9 I_{н.о} + \sum_{i=1}^n k_{ni} I_{дв i}, \quad (7.8)$$

где $I_{н.б}$ — максимальный рабочий ток бытовой нагрузки, имеющей в своем составе малую долю электродвигателей; k_{ni} — кратность пускового тока i -го двигателя напряжением 3—10 кВ; $I_{дв i}$ — номинальный ток i -го двигателя напряжением 3—10 кВ; $I_{н.о}$ — максимальный рабочий ток промышленной нагрузки, которую принято называть обобщенной или комплексной нагрузкой, более 50 % потребителей которой составляют электродвигатели 0,4 кВ.

Первое слагаемое в выражении (7.8) представляет собой пусковой ток бытовой нагрузки, второе — пусковой ток обобщенной нагрузки ($x_* = 0,35$) и третье — пусковой ток двигателей напряжением 3—10 кВ. Для линий напряжением 6—10 кВ промышленных предприятий при отсутствии в составе нагрузки высоковольтных двигателей и явно выраженных бытовых потребителей выражение (7.7) приобретает вид

$$k_{с.з} = \frac{I_{к.з}^{(3)}}{0,35 I_{к.з}^{(3)} + I_{раб}}.$$

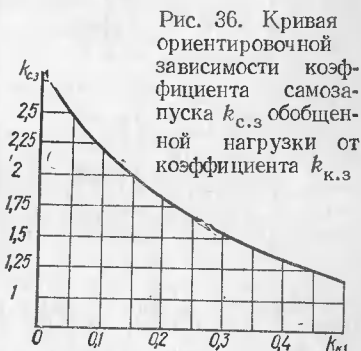


Рис. 36. Кривая ориентировочной зависимости коэффициента самозапуска $k_{с.з}$ обобщенной нагрузки от коэффициента $k_{к.з}$

Зависимость $k_{с.з}$ для максимальной токовой защиты линии, питающей обобщенную нагрузку, от коэффициента $k_{к.з} = I_{раб}/I_{к.з}^{(3)}$ приведена на рис. 36. Расчетный ток срабатывания реле определяют по выражению

$$I_{ср.р} = I_{с.з} \frac{k_{сх}}{n_{т}}, \quad (7.9)$$

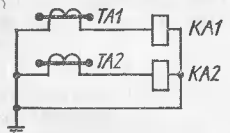
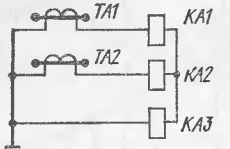
где $k_{сх}$ — коэффициент схемы (при схеме соединения трансформаторов тока в звезду $k_{сх} = 1$; в треугольник и на разность фаз — $k_{сх} = \sqrt{3}$); $n_{т}$ — коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Для защит с реле, имеющих ступенчатую регулировку тока срабатывания (РТВ, РТ-80, РТ-90), подбирают ближайшее большее значение уставки $I_{ср.р}$, по которому определяется окончательное значение $I_{с.з}$. Для защит с реле, имеющих плавную регулировку (РТ-40), полученное по выражению (7.9) значение $I_{ср.р}$ принимают за окончательное. Чувствительность защиты оценивают коэффициентом чувствительности, который можно найти по выражению

$$k_{\chi} = k'_{\chi} \frac{I_{к. мин}^{(3)}}{I_{с.з}}, \quad (7.10)$$

где $I_{к. мин}^{(3)}$ — ток трехфазного КЗ в минимальном режиме работы питающей системы при КЗ в конце защищаемого участка; k'_{χ} — коэффициент,

36. Значения k'_q для определения коэффициента чувствительности максимальной токовой защиты линий напряжением 6—10 кВ

Схема включения реле и трансформаторов тока	k'_q	
	Двухфазное КЗ на линии 6—10 кВ или за трансформатором со схемой соединения обмоток Y/Y_n	Двухфазное КЗ за трансформатором с соединением обмоток Δ/Y или Y/Δ
	0,87	0,5
	0,87	1

учитывающий расчетный вид и место КЗ, схему соединений трансформаторов тока и реле. Значение k'_q можно найти по табл. 36.

Коэффициент чувствительности максимальной токовой защиты должен быть не менее 1,5, если она используется в качестве основной, и не менее 1,2, если она используется в качестве резервной. Время срабатывания максимальных токовых защит по условию селективности для защит с независимыми характеристиками определяют по выражению

$$t_{с. в. посл} = t_{с. з. пр} + \Delta t,$$

где $t_{с. з. посл}$ — время срабатывания защиты, расположенной ближе к источнику питания (последующая защита); $t_{с. з. пр}$ — время срабатывания защиты, расположенной дальше от источника питания (предыдущая защита); Δt — ступень селективности.

Значение величины Δt в практических расчетах для реле с независимой характеристикой срабатывания принимают равным 0,35—0,6 с. Если предыдущая защита выполнена без замедления, то $\Delta t = 0,3 \dots 0,4$ с.

Если хотя бы одна из согласовываемых по условию селективности защит имеет зависимую от тока характеристику срабатывания, то $\Delta t = 0,6$ с (для реле РТ-80, РТ-90) и $\Delta t = 0,7$ с (для реле РТВ). При выполнении предыдущей защиты без замедления Δt может быть уменьшено на 0,1 с. Выбор времени срабатывания защит с зависимыми характеристиками производится графическим путем с помощью построения время-токовых характеристик срабатывания защит (карта селективности). При этом ступень селективности должна обеспечиваться при максимальной величине тока КЗ в начале предыдущего участка (при согласовании защит с однородными зависимыми характеристиками)

или при токе срабатывания последующей защиты с независимой характеристикой (при согласовании защит с независимой и зависимой характеристиками).

Токовая отсечка

Ток срабатывания токовой отсечки линии, питающей трансформаторы, должен быть отстроен от бросков тока намагничивания трансформаторов по выражению (7.6) и от КЗ на шинах низкого напряжения трансформаторов по выражению

$$I_{с. о} \geq k_n I_{к. макс}^{(3)} \quad (7.11)$$

где k_n — коэффициент надежности, принимаемый равным 1,3—1,4 для защиты с реле РТ-40 и 1,5—1,6 для защиты с реле РТ-80 и РТ-90; $I_{к. макс}^{(3)}$ — наибольший из токов, проходящих в месте установки защиты при трехфазных КЗ за питаемыми трансформаторами в максимальном режиме системы.

Ток срабатывания токовой отсечки, установленной для защиты ВЛ, определяют по выражению (7.11), где $I_{к. макс}^{(3)}$ — ток, проходящий через место установки отсечки при трехфазном КЗ в конце защищаемой линии в максимальном режиме питающей системы. Чувствительность токовой отсечки линии, питающей трансформаторы, определяют при двухфазном КЗ в конце защищаемой линии. Если коэффициент чувствительности $k_{ч. о} \geq 1,5$, то отсечка считается основной защитой линии (при наличии отдельных устройств защит трансформаторов). При отсутствии отдельных устройств защит трансформаторов коэффициент чувствительности отсечки, используемой в качестве основной защиты, должен быть не менее 2. В отдельных случаях (табл. 35) на линиях 6—10 кВ устанавливают неселективную токовую отсечку, действующую в сочетании с АПВ. Ток срабатывания неселективной отсечки, установленной на линии, связывающей ГПП и РП или два РП, для отключения без выдержки времени КЗ, вызывающих снижение напряжения в месте установки защиты ниже допустимого значения, выбирают по выражению

$$I_{с. о} \leq \frac{U_{с. мин}}{\sqrt{3} k_{отс} z} \quad (7.12)$$

где $U_{с. мин}$ — минимальное линейное напряжение питающей системы (в приближенных расчетах может быть принят равным $0,9 U_{ном}$); z — наибольшее сопротивление системы до шин, на которых необходимо обеспечить допустимый уровень напряжения при КЗ $U_{доп}$; $k_{отс}$ — коэффициент отстройки, принимаемый в зависимости от $U_{доп}$:

$U_{доп}/U_{ном}$	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
$k_{отс}$	1,8	2,2	2,8	3,7	5,5	11

Допустимое значение напряжения определяется условием устойчивой работы электродвигателей (в приближенных расчетах принимают $U_{доп}/U_{ном} = 0,5$). Кроме условия (7.12), ток срабатывания отсечки должен удовлетворять условию (7.2) или (7.3). Ток срабатывания неселективной отсечки, уста-

навливаемой для обеспечения быстродействующей защитой всей линии, выбирают по выражению

$$I_{с.о} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{1,5},$$

где $I_{к.мин}^{(2)}$ — ток, проходящий через место установки защиты, при двухфазном КЗ в конце защищаемой линии в минимальном режиме работы системы.

Продольная дифференциальная защита типа ДЗЛ-2

Расчет защиты ДЗЛ-2 заключается в определении коэффициентов k , h , и ее чувствительности [1]. Коэффициент k комбинированного фильтра $I_1 - kI_2$ выбирают по условию необходимости обеспечения преобладания составляющей kI_2 над составляющей I_1 , что гарантирует надежное действие защиты при всевозможных несимметричных КЗ на линии. Для защиты линий напряжением 6—10 кВ коэффициент k принимают равным —6 (установка завода-изготовителя) или —4 (если защита с $k = -6$ не удовлетворяет требованиям чувствительности).

Уставку h выбирают в зависимости от максимально возможных значений вторичного тока трансформаторов тока при внешних трехфазных КЗ $I_{к.вн.макс}^{(3)}$ для обеспечения линейной характеристики фильтра. Если $I_{вт.макс}^{(3)} = I_{к.вн.макс}^{(3)} / n_T \leq 100A$, коэффициент h принимают равным 1; при $100A < I_{вт.макс}^{(3)} \leq 150A$ $h = 1,5$; при $I_{вт.макс}^{(3)} > 150A$ $h = 2$. Значения вторичного тока срабатывания защиты при трехфазных и двухфазных КЗ в зависимости от коэффициентов k и h приведены в табл. 37.

37. Значения вторичных токов срабатывания защиты ДЗЛ-2

Коэффициент фильтра k	Уставка h	Вторичный ток срабатывания защиты, А		Коэффициент фильтра k	Уставка h	Вторичный ток срабатывания защиты, А	
		Двухфазное КЗ	Трехфазное КЗ			Двухфазное КЗ	Трехфазное КЗ
—4	1	1,9	4	—6	1	2	6,6
	1,5	2,85	6		1,5	3	9,9
	2	3,8	8		2	4	13,2

Примечание. При значениях активного сопротивления и емкости петли соединительных жил кабеля связи выше 700 Ом и 0,5 мкФ значение тока срабатывания, указанное в таблице, должно быть увеличено в 1,5 раза.

Чувствительность защиты определяют при трехфазном КЗ в конце линии по выражению $k_q = I_{к.мин}^{(3)} / (n_T I_{вт.ср}^{(3)})$, где $I_{вт.ср}^{(3)}$ — вторичный ток срабатывания защиты при трехфазном КЗ. Коэффициент чувствительности защиты ДЗЛ-2 должен быть не менее 2.

Защита от однофазных замыканий на землю

Защиту от замыканий на землю линий напряжением 6—10 кВ выполняют с действием на сигнал. Действие защиты на отключение предусматривается лишь в случаях, когда это необходимо по условиям

техники безопасности (на линиях, питающих передвижные подстанции и механизмы торфопредприятий, шахт и т. п.). В настоящее время наибольшее распространение для селективной защиты линий напряжением 6—10 кВ от однофазных замыканий на землю получили: защита нулевой последовательности типа ЗЗП-1; защита, выполненная на реле РТ-40/0,2 или РТЗ-50; устройство типа УСЗ (УСЗ-2/2; УСЗ-3М; УСЗ-3).

Защиту, выполненную на реле типа РТ-40/0,2 или РТЗ-50, можно применять при условии обеспечения ее чувствительности (минимальный коэффициент чувствительности для кабельной линии — 1,25, для воздушной — 1,5). Ток срабатывания защиты, выполненной на реле РТ-40/0,2 или РТЗ-50, определяется двумя условиями [34].

1. Защита не должна срабатывать при внешних замыканиях на землю под воздействием собственного емкостного тока линии I_c , обусловленного суммарной емкостью защищаемого присоединения:

$$I_{с.з} \geq k_{отс} k_{бр} I_c,$$

где $k_{отс} = 1,1 \dots 1,2$ — коэффициент отстройки; $k_{бр}$ — коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока.

Значение $k_{бр}$ принимают равным 4—5, если защита действует без выдержки времени. При на-

личии выдержки времени в несколько секунд $k_{бр} = 2 \dots 3$. Средние значения емкостного тока на 1 км линий, необходимые для определения I_c , приведены в табл. 20. Собственные емкостные токи высоковольтных двигателей и другой аппаратуры, питаемой рассматриваемой линией (при отсутствии конкретных данных) можно учесть путем увеличения I_c на 20 %.

2. Ток срабатывания защиты должен быть не менее минимального первичного тока срабатывания защиты, т. е. $I_{с.з} \geq I_{с.з.мин}$. Минимальные значения первичного тока срабатывания защиты с реле РТ-40/0,2 и РТЗ-50 приведены в табл. 38. При значении $I_{с.з}$, определенном в п. 1, меньшем или равным $I_{с.з.мин}$, принимают $I_{с.з} = I_{с.з.мин}$. При $I_{с.з}$, определенном в п. 1, большем $I_{с.з.мин}$, принимают $I_{с.з}$ равным расчетному значению.

Чувствительность защиты проверяют по выражению

$$k_q = \frac{I'_c - I_c - I_{д.р}}{I_{с.з}},$$

где I'_c — наименьшее реальное значение суммарного емкостного тока сети; $I_{д.р}$ — индуктивный ток дугогасящих реакторов.

38. Минимальные значения тока срабатывания защит с реле РТ-40/0,2 и РТЗ-50

Тип трансформатора тока	Тип реле	Уставка реле, А	$I_{с.з.мин}, A$	
			Один трансформатор тока	Два последовательно соединенных трансформатора тока
ТЗЛМ	РТ-40/0,2	0,1	8,6	11,6
	РТЗ-50	0,03	3	3,9
ТЗРЛ	РТ-40/0,2	0,1	2	2,5
	РТЗ-50	0,03	—	—
ТЗЛ-95	РТ-40/0,2	0,1	6,2	8,0
	РТЗ-50	0,03	3,2	4
ТЗЛ	РТ-40/0,2	0,1	7	9
	РТЗ-50	0,03	3,5	4

Для защиты линий от однофазных замыканий на землю в компенсированной сети применяются устройства типа УСЗ-2/2, УСЗ-3 и УСЗ-3М. Расчет установок устройств УСЗ-3 и УСЗ-3М не требуется, так как при использовании для защиты этих устройств выбор поврежденного присоединения производится на основе сопоставления суммарных действующих значений высших гармоник на каждом из присоединений.

Устройство УСЗ-2/2 имеет уставки 25, 50, 100, 250 А. По суммарному емкостному току замыкания на землю сети $I_{сз}$ (без учета компенсации) выбирают соответствующую ему уставку устройства УСЗ-2/2. Затем проверяют отстройку от собственного емкостного тока присоединения по выражению

$$2I_c < I_{с.з} < 3I_c, \quad (7.13)$$

где $I_{с.з}$ — первичный ток срабатывания защиты, определяемый для принятой уставки по табл. 39 при частоте 50 Гц. При невыполнении неравенства (7.13), а также на присоединениях, где $I_c > 0,1I_{сз}$, уставку устройства выбирают по току, равному $10I_c$.

39. Токи срабатывания УСЗ-2/2 в зависимости от уставки и частоты

Уставка $I_{уст. А}$	Токи срабатывания устройства УСЗ-2/2, А, для частот, Гц						
	50	150	250	350	550	650	2000
25	5	1,74	0,95	0,61	0,48	0,57	2,0
50	10	2,8	1,4	0,85	0,73	0,98	3,2
100	20	5,1	2,5	1,35	1,47	2,05	6,5
250	50	10,4	4,85	2,44	3,4	4,95	16

Направленную защиту нулевой последовательности типа ЗЗП-1 применяют в некомпенсированных сетях с суммарными емкостными токами более 0,5—1 А. Устройство ЗЗП-1 имеет уставки 1, 2 и 3, на которых первичный ток срабатывания защиты с разбросом $\pm 30\%$ равен соответственно 0,07; 0,5 и 2 А. Следует выбирать самую грубую уставку защиты, которая может обеспечить коэффициент чувствительности не менее 2:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I'_c - I_c}{I_{с.з}}$$

Защиту линий от однофазных замыканий на землю с действием на отключение выполняют двухступенчатой. В качестве первой ступени (основная защита), как правило, применяют защиту без выдержки времени типа ЗЗП-1. В качестве второй ступени (резервная защита) используют защиту максимального напряжения нулевой последовательности, выполненную на реле серии РН-50 и действующую на отключение подстанции или секции с выдержкой времени 0,5—0,7 с для отстройки от основной защиты.

2. ЗАЩИТА ТОКОПРОВОДОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 6—10 кВ

Релейная защита токопровода напряжением 6—10 кВ должна действовать при много- и однофазных замыканиях в токопроводе, реакторах и ошиновке (до вводных выключателей РП), а также при отказе зашит и выключателей вводов в РП.

Основной для токопровода является продольная дифференциальная защита без выдержки времени в двух- или трехфазном исполнении. В качестве дифференциальной защиты токопровода, питающего один РП, используют комплект ДЗЛ-2. Для токопровода, питающего два и более РП, применяют защиту, выполняемую на реле типа РНТ-565. В этом случае предусматривают также пусковой орган КРБ-126, который исключает срабатывание защиты при обрыве соединительных проводов, запуская защиту в действие на время, достаточное для ее срабатывания (0,5—0,6 с). Для обеспечения резервного действия при междупазных КЗ в зоне действия основной защиты (ближнее резервирование) и на линиях, отходящих от шин РП (дальнее резервирование) можно использовать максимальную токовую, или дистанционную защиты, а также токовую направленную защиту обратной последовательности. Выдержку времени резервной защиты определяют путем согласования с временем срабатывания защит линий, отходящих от РП. В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

При оценке чувствительности защит необходимо исходить из того, что должны обеспечиваться следующие наименьшие коэффициенты их чувствительности: основной — 2,0; резервной — 1,5; дополнительной (токовая отсечка) — 1,2 (при КЗ в месте установки защиты в наиболее благоприятном по условию чувствительности режиме).

Расчетные выражения для определения параметров срабатывания защит токопроводов 6—10 кВ, выполненных по схеме, изображенной в работе [34], приведены в табл. 40. Защиту нулевой последовательности (УСЗ-2/2) с подключением ее к трансформаторам тока нулевой последовательности с подмагничиванием типа ТНПШ (при условии, что применение ТНПШ возможно по динамической устойчивости) предусматривают, в основном, на токопроводах, отходящих от шин генераторного напряжения ТЭЦ. Защиту нулевой последовательности токопроводов, отходящих от шин подстанций, а также от шин генераторного напряжения ТЭЦ при невозможности установки трансформаторов тока, осуществляют методом поочередного отключения после получения общего сигнала «Земля на шинах».

3. ЗАЩИТА ТУПИКОВЫХ ВЛ НАПРЯЖЕНИЕМ 110—220 кВ

Для линий напряжением 110 кВ и выше должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю. Тип основной защиты линии определяют, исходя из требований сохранения устойчивости работы энергосистемы. Считается, что требования по устойчивой работе энергосистемы, как правило, удовлетворяются, если трехфазные КЗ на линиях, сопровождающиеся снижением напряжения на питающих шинах, ниже $(0,6...0,7) U_{\text{ном}}$ отключаются без выдержки времени (при условии, что расчеты устойчивости не предъявляют других, более жестких требований). Кроме того, применение быстродействующей защиты может оказаться необходимым, когда повреждения, отключаемые с выдержкой времени, могут привести к нарушению работы ответственных потребителей или к недопустимому нагреву проводников, а также при необходимости осуществления быстродействующего АПВ.

Тип защиты	Расчетное условие	Формулы для определения параметров срабатывания защиты	Пояснения к расчетным формулам
Дифференциальная токовая на реле РНТ-565	Отстройка от максимального тока небаланса при внешнем КЗ	$I_{с.з} \geq k_{отс} I_{нб. макс} = k_{отс} k_a k_{одн} \times (e + f_1) I_{к. вн. макс}$	$I_{с.з}$ — ток срабатывания защиты; $k_{отс} = 1,5$ — коэффициент отстройки; $k_a = 1$ — коэффициент, учитывающий бросок апериодической составляющей тока внешнего КЗ; $k_{одн} = 1$ — коэффициент однородности трансформаторов тока; $e = 0,1$ — полная погрешность трансформаторов тока; $f_1 = 0,1$ — условия погрешность трансформаторов тока, учитывающая отсос вторичного тока поврежденного ввода трансформатором тока неповрежденного ввода; $I_{к. вн. макс}$ — максимальное значение периодической составляющей тока внешнего КЗ; $I_{нб. макс}$ — расчетное значение тока небаланса при внешних КЗ
Дифференциальная типа ДЗЛ-2		См. гл. 7.1	
Максимальная токовая		См. гл. 7.1	

Токовая направленная обратная последовательности и устройство КРБ-126	Отстройка от максимального тока небаланса обратной последовательности в нагруженном режиме	$I_{2ер} = 0,03 \frac{k_{отс} I_{н. макс}}{k_B \eta_T}$	$I_{2ер}$ — ток срабатывания реле тока обратной последовательности и устройства КРБ-126; $k_{отс} = 1,2$; $k_B = 0,8$ — коэффициент возврата реле; η_T — коэффициент трансформации трансформаторов тока; $I_{н. макс}$ — максимальный ток нагрузки
Дистанционная	Отстройка от КЗ на шинах 6—10 кВ РП	$z_{с.з}^{(1)} \leq 0,85z$	$z_{с.з}^{(1)}$ — сопротивление срабатывания (первичное) I ступени защиты;
II ступень	Отстройка от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска	$z_{с.з}^{(2)} \leq \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} I_{н. макс} k_{отс} k_B k_{с.з}}$ $z_{с.з}^{(2)} \leq \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} I_{н. макс} k_{отс} k_B k_{с.з} \times \cos(\varphi_M, \varphi - \varphi_H)}$	$z_{с.з}^{(2)}$ — сопротивление срабатывания (первичное) II ступени защиты; $U_{мин}$ — минимальное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска (ориентировочно $U_{мин} = (0,8 \dots 0,9) U_{ном}$); φ_M, φ — угол максимальной чувствительности реле сопротивления; φ_H — угол полного сопротивления нагрузки; $k_{отс} = 1,1$; $k_{с.з}$ — коэффициент самозапуска нагрузки токопровода
Токсовая отсечка	Отстройка от максимального тока трехфазного КЗ на шинах РП	$I_{с.з} \geq k_{отс} I^{(3)}_{к. макс}$	$I_{с.з}$ — ток срабатывания отсечки; $I^{(3)}_{к. макс}$ — максимальный ток 3-фазного КЗ на шинах РП; $k_{отс} = 1,2 \dots 1,3$

На тупиковых линиях напряжением 110—220 кВ следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения, предусматривается ступенчатая дистанционная защита. В этом случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать мгновенную токовую отсечку.

Для защиты от замыканий на землю предусматривается ступенчатая токовая защита нулевой последовательности (направленная или ненаправленная).

Токовая защита нулевой последовательности

Для защиты линий напряжением 110—220 кВ от КЗ на землю предусматриваются, как правило, ступенчатые токовые защиты нулевой последовательности. Реле тока всех ступеней защиты включаются на сумму трех фаз, что обеспечивает протекание по ним тока нулевой последовательности при однофазных КЗ на землю. Расчет ступенчатой токовой защиты нулевой последовательности сводится к определению тока срабатывания и выдержек времени отдельных ступеней защиты; необходимости использования в защите реле направления мощности; чувствительности защиты.

На примере типичной для электроснабжения промышленных предприятий схемы (рис. 37, а) (тупиковая линия с односторонним пита-

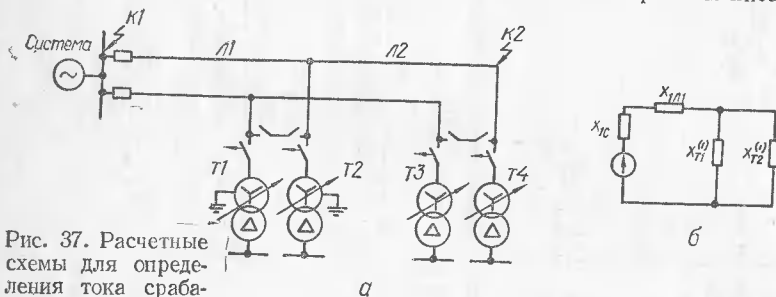


Рис. 37. Расчетные схемы для определения тока срабатывания защиты нулевой последовательности тупиковой ВЛ 110—220 кВ по условиям 1 и 2: а — исходная; б — замещения — для определения эквивалентного сопротивления трансформаторов и линий при однофазном включении (одна из цепей отключена); $x_{1л}$ — индуктивное сопротивление участка линии л1; x_{T1} и x_{T2} — индуктивные сопротивления трансформаторов т1 и т2 при включении под напряжение одной фазы

нием) рассмотрена методика выбора параметров срабатывания защиты линий, для которых длительный режим работы двумя фазами не предусматривается. Защита может быть выполнена одно- или двухступенчатой. Учитывая наличие типовых панелей, на линиях, питающих подстанции с заземленной нейтралью, рекомендуется выполнение двухступенчатой защиты с направленной второй ступенью, что дает возможность повысить ее чувствительность и уменьшить время отключения КЗ. Ток срабатывания первой ступени защиты при выполнении ее без выдержки времени выбирают по следующим условиям [39].

1. Отстройка от броска тока намагничивания трансформаторов, имеющих глухозаземленные нейтрали и включаемых под напряжение при включении линии. Для выключателей с трехфазным приводом это условие при выборе параметров срабатывания защиты не учитыва-

ется. Не учитывается оно также, если первая ступень защиты отстроена по времени от одновременного включения фаз выключателя. При этом для выключателей с пофазными приводами время срабатывания первой ступени должно быть не менее 0,1—0,2 с (нижний предел — для воздушных выключателей, верхний — для масляных).

Ток срабатывания защиты по условию отстройки от броска тока намагничивания

$$I_{oc,з}^{(1)} = \frac{C_6 U_{ном}}{\sqrt{3} (x_{1л} + x_{T,эКВ}^{(1)})}, \quad (7.14)$$

где $U_{ном}$ — номинальное напряжение сети; C_6 — коэффициент броска тока намагничивания; $x_{1л}$ — индуктивное сопротивление прямой последовательности питающей системы; $x_{T,эКВ}^{(1)}$ — эквивалентное сопротивление трансформаторов и линий для однофазного включения (включение одной фазы, затем с некоторым запаздыванием включение двух других фаз).

При наличии на линии одного трансформатора с заземленной нейтралью сопротивление

$$x_{T,эКВ}^{(1)} = x_{1л} + x_T^{(1)}, \quad (7.15)$$

где $x_{1л}$ — индуктивное сопротивление прямой последовательности линии; $x_T^{(1)}$ — индуктивное сопротивление трансформатора при включении под напряжение одной фазы:

Включаемый элемент	$x_T^{(1)}$, Ом
Трансформатор мощностью 6,3—63 МВ·А . . .	$\frac{\left(0,127 + \frac{u_K}{100}\right) U_{ном}^2}{1,35 S_{ном}}$
Трансформатор мощностью 80—125 МВ·А . . .	$\frac{\left(0,214 + \frac{u_K}{100}\right) U_{ном}^2}{1,35 S_{ном}}$
Автотрансформатор мощностью 32—63 МВ·А . .	$\frac{\left(0,127 + \frac{u_K}{100}\right) U_{ном}^2}{1,3 S_{ном}}$
Автотрансформатор мощностью 125 МВ·А . . .	$\frac{\left(0,257 + \frac{u_K}{100}\right) U_{ном}^2}{1,3 S_{ном}}$
Автотрансформатор мощностью 220—250 МВ·А .	$\frac{\left(0,35 + \frac{u_K}{100}\right) U_{ном}^2}{1,28 S_{ном}}$

Примечания: 1. $U_{ном}$ — номинальное напряжение трансформатора (автотрансформатора) кВ; $S_{ном}$ — номинальная мощность трансформатора (автотрансформатора), МВ·А; u_K — напряжение КЗ трансформатора (автотрансформатора), %.

2. Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов u_K соответствует наибольшему из напряжений КЗ между обмоткой со стороны, которой производится включение и одной из двух других обмоток; для автотрансформаторов u_K должно быть приведено к проходной мощности.

При наличии на линии нескольких трансформаторов значение $x_{T,эКВ}^{(1)}$ определится на основании схемы замещения, в которой транс-

форматоры учитываются сопротивлением $x_{\tau}^{(1)}$, а участки линий — сопротивлением прямой последовательности. В схеме замещения учитываются только трансформаторы с заземленными нейтралями.

Схема замещения рассматриваемой сети для определения тока срабатывания защиты по условию 1 в режиме, когда отключена одна из цепей, приведена на рис. 37, б. Значение коэффициента C_6 с некоторым запасом может быть определено по табл. 41.

41. Значения коэффициента C_6 для трехфазных трансформаторов

Тип реле, используемого в защите	Напряжение сети, кВ	Характеристика стали магнитопровода трансформаторов	C_6	Тип реле, используемого в защите	Напряжение сети, кВ	Характеристика стали магнитопровода трансформаторов	C_6
РТ-40	110	Холоднокатаная	0,84	РНТ-560	110	Холоднокатаная	0,67
		Горячекатаная	0,6			Горячекатаная	0,48
	220	Холоднокатаная	0,92		220	Холоднокатаная	0,73
		Горячекатаная	0,66			Горячекатаная	0,52

2. Отстройка от максимального значения утроенного тока нулевой последовательности $3I_{0, \text{нел}}$, проходящего в месте установки защиты в кратковременном неполифазном режиме, возникающем при неодновременном включении фаз выключателя, подающего напряжение на защищаемую линию, и самозапуске двигателей нагрузки трансформаторов, питаемых от этой линии при работе хотя бы одного из трансформаторов с глухозаземленной нейтралью. Это условие не учитывается в тех же случаях, что и первое. Ток срабатывания защиты по условию 2 определяется по выражению

$$I_{0, \text{с.с.}}^{(1)} \geq k_{\text{отс}} 3I_{0, \text{нел}}$$

где $k_{\text{отс}} = 1,3$ — коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле, влияние апериодической составляющей и необходимый запас.

Ток $I_{0, \text{нел}}$ можно найти с помощью схемы замещения при неполнофазных режимах. Методика составления схем замещения для определения $I_{0, \text{нел}}$ описана в работе [39].

3. Отстройка от тока небаланса $I_{0, \text{н.б.у}}$ в нулевом проводе трансформаторов тока в установившемся режиме при КЗ между тремя фазами за трансформаторами питаемых подстанций. Ток срабатывания защиты по этому условию определяется по выражению

$$I_{0, \text{с.з.}}^{(1)} \geq k_{\text{отс}} k_{\text{пер}} I_{0, \text{н.б.у}}$$

где $k_{\text{отс}} = 1,25$; $k_{\text{пер}}$ — коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме. При выдержке времени срабатывания

рассматриваемой ступени защиты до $0,1$ с $k_{\text{пер}} = 2$, при выдержке до $0,3$ с $k_{\text{пер}} = 1,5$, при выдержке выше $0,5$ — $0,6$ с $k_{\text{пер}} = 1$.

Первичный ток небаланса можно найти по выражению

$$I_{0, \text{н.б.у}} = C_{\text{нам}} \frac{l}{w_2} n_{\tau}$$

где l — длина средней магнитной линии сердечника трансформатора тока, к которому подключена защита, см; w_2 — число витков вторичной обмотки трансформатора тока; n_{τ} — коэффициент трансформации трансформаторов тока; $C_{\text{нам}}$ — вспомогательный коэффициент, являющийся функцией индукции в сердечниках трансформаторов тока при трехфазном КЗ за трансформатором питаемой подстанции. $C_{\text{нам}}$ учитывает разброс в кривых намагничивания сталей, применяемых для изготовления трансформаторов тока, соотношения третьей и первой гармоник в токе намагничивания сердечников при внешнем КЗ, необходимый запас и может быть найден по графику, приведенному на рис. 38.

Расчетное значение индукции в сердечнике трансформатора тока определяется по выражению

$$B_{\tau} = \frac{I_{\text{расч}} (z_2 + z_{\tau}) 10^4}{4,44 n_{\tau} f w_2 Q}$$

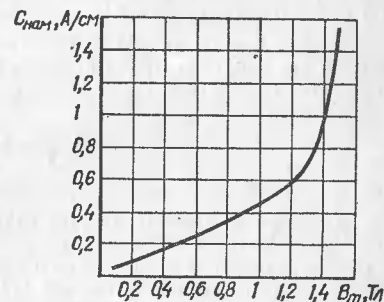


Рис. 38. Кривая $C_{\text{нам}} = f(B_m)$

где $I_{\text{расч}}$ — расчетный ток (максимальное значение) в месте установки защиты при трехфазном КЗ за трансформатором питаемой подстанции, А; $f = 50$ Гц — номинальная частота тока сети; Q — площадь сечения сердечника, см²; z_2 и z_{τ} — полное сопротивление вторичной обмотки и максимальное сопротивление вторичной нагрузки трансформаторов тока, Ом.

Технические данные трансформаторов тока приводятся в каталогах и в специальной литературе. Ток $I_{0, \text{н.б.у}}$ ориентировочно можно определить по выражению

$$I_{0, \text{н.б.у}} = k_{\text{нб}} I_{\text{расч}}, \quad (7.16)$$

где $k_{\text{нб}}$ — коэффициент небаланса, принимаемый в зависимости от значения тока $I_{\text{расч}}$. При $I_{\text{расч}} = (2 \dots 3) I_{\text{ном}}$ ($I_{\text{ном}}$ — номинальный первичный ток трансформатора тока) $k_{\text{нб}} = 0,05$; при больших значениях $I_{\text{расч}}$, но не превосходящих $(0,7 \dots 0,8) k_{10} I_{\text{ном}}$ (k_{10} — предельная кратность трансформатора тока), $k_{\text{нб}} = 0,05 \dots 0,1$. При еще больших значениях $I_{\text{расч}}$ выражением (7.16) пользоваться нельзя.

4. Отстройка от максимального значения периодической составляющей утроенного тока нулевой последовательности $3I_{0, \text{з}}$, проходящего в месте установки защиты при замыканиях на землю на шинах подстанции, на которой эта защита установлена (для рассматриваемой схемы на рис. 37, а точка К1). Условие 4 рассматривается для выявления возможности выполнения защиты ненаправленной, что повышает

ее надежность. Для направленной защиты это условие не рассматривается. Ток срабатывания по условию 4 определяется по выражению

$$I_{0c.s}^{(1)} \geq k_{отс} 3I_{0з}$$

где $k_{отс} = 1,3$.

Для схем, подобных изображенной на рис 37, а, определяющим режимом при нахождении $3I_{0з}$ зачастую является режим отключения и заземления одной из цепей. При определении $3I_{0з}$ должны быть рассмотрены случаи одно- и двухфазного КЗ на землю.

Если от линии питается автотрансформатор, то первая ступень защиты такой линии должна быть отстроена от максимального значения периодической составляющей утроенного начального тока нулевой последовательности $3I_{0ав}$, проходящего в месте установки защиты при замыкании на землю за автотрансформатором приемной подстанции на его стороне, примыкающей к сети с глухозаземленной нейтралью. Ток срабатывания защиты по этому условию определяется по выражению

$$I_{0c.s}^{(1)} = k_{отс} 3I_{0ав}$$

где $k_{отс} = 1,2$.

Ток срабатывания второй ступени защиты нулевой последовательности линий выбирается по условию отстройки от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов при трехфазном КЗ за трансформаторами питаемых подстанций (условие 3). Выдержка времени определяется по условию отстройки от одновременности включения фаз выключателя и составляет 0,1—0,2 с. Если от защищаемой линии питается автотрансформатор, то вторая ступень защиты должна быть согласована по току срабатывания и выдержке времени с первой ступенью защиты от замыканий на землю, установленной на стороне смежного напряжения автотрансформатора, примыкающей к сети с глухозаземленной нейтралью.

Согласование по току срабатывания производят по выражению

$$I_{0c.s}^{(2)} \geq k_{отс} k_{ток} I_{0c.s}^{(1)} \text{ пред.}$$

где $k_{отс} = 1,1$; $I_{0c.s}^{(1)} \text{ пред.}$ — ток срабатывания первой ступени защиты от замыканий на землю, с которой производится согласование; $k_{ток}$ — максимальный коэффициент токораспределения в схеме замещения нулевой последовательности (равен отношению токов в месте установки рассматриваемой защиты и защиты, с которой производится согласование, при КЗ в зоне ее действия).

При оценке чувствительности защиты необходимо исходить из следующих наименьших значений коэффициентов чувствительности при замыкании на землю в конце защищаемой линии: для реле тока без учета резервирования — около 1,5; при наличии надежно действующей резервной ступени — около 1,3; для реле направления мощности — около 2 по мощности и 1,5 по току и напряжению. Чувствительность защиты тупиковых линий проверяют при однофазном замыкании на землю. Коэффициент чувствительности реле тока защиты нулевой последовательности определяют по выражению

$$k_{ч.т} = \frac{3I_{0\text{мин}}}{I_{0c.s}}$$

где $3I_{0\text{мин}}$ — минимальное значение периодической составляющей утроенного начального тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты при однофазном замыкании на землю в реально возможном режиме, при котором значение тока — минимальное; $I_{0c.s}$ — первичный ток срабатывания соответствующей ступени защиты. Коэффициент чувствительности реле направления мощности индукционного типа определяют по выражению

$$k_{ч.м} = \frac{(3I_0 U_0)_{\text{мин}}}{n_T n_H S_{с.р.}}$$

где $(3I_0 U_0)_{\text{мин}}$ — минимальное значение мощности нулевой последовательности в месте установки защиты при однофазном замыкании на землю в реально возможном режиме, при котором значение мощности — минимальное; n_T , n_H — коэффициенты трансформации соответственно трансформаторов тока и трансформаторов напряжения; $S_{с.р.}$ — мощность срабатывания реле направления мощности.

42. Значения $I_0^{(1,3)}/I_0^{(1)}$

Характеристика трансформатора		$I_0^{(1,3)}/I_0^{(1)}$	Расчетные параметры
Двухобмоточный трансформатор со схемой соединения обмоток ∇/Δ , нейтраль глухо заземлена		$\frac{2k' + k''(2 + k')}{3k' + k''(2 + k')}$	$k' = \frac{x_{0з}}{x_{1з}}$;
Трехобмоточный трансформатор со схемой соединения обмоток $\nabla/Y/\Delta$, нейтраль глухо заземлена, КЗ на стороне низшего напряжения			$k'' = \frac{x_T}{x_{1з}}$;
Автотрансформатор со схемой соединения обмоток ∇/Δ , КЗ на стороне низшего напряжения			$x_{0з}$ и $x_{1з}$ — эквивалентные сопротивления нулевой и прямой последовательности системы и защищаемой линии до места замыкания на землю одной фазы; x_T — сопротивление прямой последовательности лучей схемы замещения трансформатора (автотрансформатора) между местом трехфазного КЗ и выводами высшего напряжения
Двухобмоточный трансформатор со схемой соединения обмоток Y/Δ , нейтраль изолирована		$\frac{k''(2 + k')}{k' + k''(2 + k')}$	
Трехобмоточный трансформатор со схемой соединения обмоток $Y/Y/\Delta$, нейтраль изолирована, КЗ на стороне низшего или среднего напряжения			
Трехобмоточный трансформатор со схемой соединения обмоток $\nabla/Y/\Delta$, нейтраль глухо заземлена, КЗ на стороне среднего напряжения	$U_{к\%}$	ВН — СН = 10,5; ВН — НН = 17; СН — НН = 6	$\frac{1,23k' + k''(2 + k')}{2,23k' + k''(2 + k')}$
		ВН — СН = 17; ВН — НН = 10,5; СН — НН = 6	$\frac{3,24k' + k''(2 + k')}{4,24k' + k''(2 + k')}$
Автотрансформатор со схемой соединения обмоток ∇/Δ , КЗ на стороне среднего напряжения	$U_{к\%}$	ВН — СН = 11; ВН — НН = 31; СН — НН = 19	$\frac{0,71k' + k''(2 + k')}{1,71k' + k''(2 + k')}$

Примечание. При $x_T/x_{1з} \geq 3$ уменьшение тока $3I_{0\text{мин}}$ может быть учтено повышением минимального коэффициента чувствительности реле тока до 1,8, а реле направления мощности — до 3 по мощности и до 1,8 по току и напряжению.

Коэффициент чувствительности реле направления мощности, выполненного на схеме сравнения, должен определяться отдельно по току и по напряжению по выражениям

$$k_{ч. м. т} = \frac{3I_{0 \text{ мин}}}{I_{0 \text{ с. р. м}} n_T},$$

$$k_{ч. м. н} = \frac{3U_{0 \text{ мин}}}{U_{0 \text{ с. р. м}} n_n},$$

где $3U_{0 \text{ мин}}$ — минимальное значение периодической составляющей утреннего начального напряжения нулевой последовательности в месте установки защиты при однофазном замыкании на землю в реально возможном режиме, при котором значение напряжения — минимальное; $I_{0 \text{ с. р. м}}$, $U_{0 \text{ с. р. м}}$ — ток и напряжение срабатывания реле направления мощности.

Подстанции промышленных предприятий выполняют, как правило, по упрощенным схемам с короткозамыкателями в цепи трансформаторов. При определении чувствительности защиты нулевой последовательности линий, к которой присоединены такие подстанции, следует учитывать уменьшение тока $3I_{0 \text{ мин}}$ и мощности ($3I_{0 \text{ мин}} 3U_{0 \text{ мин}}$) из-за возможного одновременного трехфазного КЗ за трансформатором и однофазного КЗ на землю на высокой стороне трансформатора при включении короткозамыкателя.

Отношение токов нулевой последовательности в защите линий при замыкании на землю одной фазы на выводах высшего напряжения трансформатора с КЗ между тремя фазами на стороне низшего напряжения (режим 1,3) и при замыкании на землю одной фазы (режим 1) может быть определено по табл. 42.

Токовая защита от междофазных КЗ

Токовые ступенчатые защиты от междофазных КЗ широко используют на тупиковых линиях 110—220 кВ. В качестве первой ступени, выполняемой, как правило, без выдержки времени, применяют токовую отсечку. Первичный ток срабатывания токовой отсечки, установленной на линии (рис. 37, а) и выполняемой без выдержки времени, определяется следующими условиями:

1. Отстройка от тока, проходящего в месте установки защиты, при трехфазных КЗ за трансформаторами, питаемыми рассматриваемой линией. Отстройка по этому условию производится по выражению (7.11), где $I_{к. макс}^{(3)}$ — наибольший ток в защите при трехфазном КЗ за трансформаторами в максимальном режиме системы и при минимальном сопротивлении трансформаторов с учетом РПН; $k_n = 1,3 \dots 1,4$. При наличии ответственных подстанций с выключателями на стороне ВН токовая отсечка, защищающая линию, для обеспечения селективности должна быть отстроена от максимального тока КЗ на стороне ВН ближайшей подстанции с выключателями.

2. Отстройка от тока двигателей нагрузки при трехфазном КЗ на шинах подстанции, на которой установлена данная защита (точка K_1 на рис. 37, а). Расчетным при этом является выражение (7.5), где $I_{\text{пуск}}$ — максимальный ток, посылаемый двигателями нагрузки, питаемой от рассматриваемой линии, при трехфазном КЗ на шинах подстанции, к которым присоединена линия; $k_n = 1,3 \dots 1,4$.

3. Отстройка от тока самозапуска двигателей нагрузки, питаемой от рассматриваемой линии. Расчетным по этому условию является выражение (7.2).

4. Отстройка от бросков тока намагничивания трансформаторов, присоединенных к линии, при ее включении. Расчет производят для трех видов включения: одно- и двухфазного (одновременного включения двух фаз, затем с некоторым запаздыванием включения третьей фазы), а также трехфазного (одновременного включения всех трех фаз). Расчетное выражение имеет вид

$$I_{с.з} = \frac{C_6 U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} (x_{10} + x_{т. экв})},$$

где $x_{т. экв}$ — эквивалентное сопротивление трансформаторов и линии до места установки защиты для расчетного вида включения. Определение $x_{т. экв}$ выполняется аналогично выражению (7.15). При расчете по однофазному включению учитывают только трансформаторы с заземленной нейтралью, которые вводятся в схему замещения сопротивлениями $x_T^{(1)}$, вычисляемыми по расчетным выражениям на с. 143. При расчете по двухфазному включению в схему замещения вводят сопротивлениями $x_T^{(1)}$ все трансформаторы, питаемые от рассматриваемой линии, независимо от режима заземления нейтрали. При расчете по трехфазному включению учитывают также все трансформаторы. При этом трансформаторы вводят в схему замещения сопротивлениями, значения которых равны $1,35x_T^{(1)}$ для трансформаторов и $1,3x_T^{(1)}$ для автотрансформаторов. Значение коэффициента C_6 определяется по табл. 43.

43. Значение коэффициента C_6

Тип реле, используемого в защите	Расчетное включение	Значение коэффициента C_6			
		Сталь магнитопровода трансформаторов — холоднокатаная		Сталь магнитопроводов трансформаторов — горячекатаная	
		$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
РТ-40	Одно- и трехфазное	0,84	0,92	0,6	0,66
	Двухфазное	0,67	0,73	0,48	0,52
РНТ-560	Одно- и трехфазное	0,26	0,28	0,2	0,215

Следует отметить, что при выборе тока срабатывания отсечки, защищающей линию, изображенную на рис. 37, а, необходимо учитывать режим отключения одной из цепей и подключения всех трансформаторов к оставшейся в работе цепи.

Чувствительность токовой отсечки проверяют в минимальном режиме питающей системы при двухфазном КЗ на шинах подстанций, присоединенных к защищаемой линии. Минимальный коэффициент чувствительности токовой отсечки, когда она выполняет функции

основной защиты, должен быть порядка 1,5. Если токовая отсечка без выдержки времени выполняет функции дополнительной защиты линии, то коэффициент чувствительности должен быть около 1,2 при КЗ в месте установки защиты в наиболее благоприятном по условию чувствительности режиме. В тех случаях, когда простые токовые отсечки не удовлетворяют требованиям чувствительности, может оказаться целесообразным применение комбинированной отсечки по току и напряжению.

Ток срабатывания комбинированной отсечки выбирается из условия обеспечения достаточной чувствительности при двухфазном металллическом КЗ в конце защищаемой зоны в минимальном режиме питающей системы [44]:

$$I_{с. о. к} = \frac{I_{к. мин}^{(2)}}{k_{ч. т}}, \quad (7.17)$$

где $k_{ч. т}$ — коэффициент чувствительности отсечки по току ($k_{ч. т} = 1,5$).

Кроме условия (7.17) $I_{с. о. к}$ должен удовлетворять условию надежной отстройки от токов самозапуска в режиме АПВ в случае неисправностей в цепях напряжения (расчетное выражение (7.2)). Первичное напряжение срабатывания реле напряжения выбирают по условию отстройки от КЗ на шинах низшего (среднего) напряжения той подстанции, у которой при повреждении за трансформатором, сопровождающимся током, равным $I_{с. о. к}$, остаточное напряжение в месте установки защиты будет наименьшим:

$$U_{с. о. к} \leq \frac{\sqrt{3} I_{с. о. к} (z_{л} + z_{т})}{k_{н}},$$

где $z_{л}$ — сопротивление участка линии от шин питающей подстанции, на которой установлена рассматриваемая защита, до шин ВН подстанции, повреждение за трансформатором которой является расчетным; $z_{т}$ — наименьшее (с учетом РПН) сопротивление трансформатора, повреждение за которым является расчетным; $k_{н} = 1,2$ — коэффициент надежности.

Напряжение срабатывания комбинированной отсечки должно находиться в пределах (0,15...0,65) $U_{ном}$, что определяется минимальной уставкой стандартных реле напряжения (нижний предел) и условием обеспечения отстройки от возможного снижения напряжения в сети (верхний предел).

Чувствительность комбинированной отсечки по напряжению проверяется по остаточному напряжению $U_{ост}$ в месте установки защиты при междофазных напряжениях в конце защищаемой линии в максимальном режиме работы системы:

$$k_{ч. н} = \frac{U_{с. о. к}}{U_{ост}}.$$

Коэффициент чувствительности комбинированной отсечки по напряжению должен быть не менее 1,5.

Максимальная токовая защита с выдержкой времени используется, как правило, в качестве второй ступени защиты тупиковых линий напряжением 110—220 кВ. Расчетные выражения, приведенные в гл. 7—1 для расчета максимальной токовой защиты линий напряжением 6—10 кВ, справедливы и для линий напряжением 110—220 кВ.

Для повышения чувствительности защиту можно выполнить с пуском по напряжению. Методика расчета максимальной токовой защиты с пуском по напряжению приведена в гл. 7.4.

Дистанционная защита

Расчет защиты сводится к определению сопротивлений срабатывания и выдержек времени отдельных ступеней, а также ее чувствительности [9]. Для защиты тупиковых линий напряжением 110—220 кВ дистанционную защиту выполняют двухступенчатой при использовании панели ЭПЗ-1636 или одноступенчатой — при использовании панели упрощенных защит.

Сопротивление срабатывания первой ступени защиты выбирают по условию отстройки от КЗ за трансформаторами, которые питаются от рассматриваемой линии. Для защиты линии, изображенной на рис. 37, а, расчетные выражения имеют вид

$$z_{с. з}^1 \leq 0,85 \left(z_{л1} + \frac{z_{т1}}{k_{т. т1}} \right); \quad (7.18)$$

$$z_{с. з}^1 \leq 0,85 \left(z_{л1} + \frac{z_{т2}}{k_{т. т2}} + \frac{z_{т3}}{k_{т. т3}} \right); \quad (7.19)$$

где $z_{л1}$ и $z_{л2}$ — сопротивления участков линии; $z_{т1}$ и $z_{т3}$ — минимальные значения сопротивлений трансформаторов Т1 и Т3 с учетом РПН (если на подстанциях установлены разные трансформаторы, то в выражениях (7.18) и (7.19) учитываются трансформаторы, имеющие меньшие сопротивления); $k_{т. т1}$, $k_{т. т2}$, $k_{т. т3}$ — коэффициенты токораспределения, равные отношениям тока в месте установки защиты и соответственно токов в трансформаторах Т1, Т3 и на участке линии Л2 при КЗ за трансформаторами. Если на стороне ВН ответвительных подстанций имеются выключатели, то первая ступень защиты для обеспечения селективности отстраивается от сопротивления участка линии до ближайшей подстанции с выключателями.

Очевидно, что расчетными при определении $z_{с. з}^1$ следует принимать режимы, соответствующие максимальным значениям коэффициентов токораспределения. При отсутствии питания со стороны низшего (среднего) напряжения трансформаторов $k_{т. т1} = k_{т. т2} = k_{т. т3} = 1$. В качестве сопротивления срабатывания первой ступени дистанционной защиты принимается меньшее из значений, полученных по формулам (7.18) и (7.19).

Выбранное сопротивление срабатывания проверяют по условию отстройки от броска тока намагничивания трансформаторов при включении линии под напряжение по выражению

$$z_{с. з}^1 \leq C_6 (x_{лс} + x_{т. экв}^1) - x_{лс}$$

(обозначения — см. выражение (7.14)). Значение коэффициента C_6 принимается по работе [10] и данным завода-изготовителя.

Первичное сопротивление срабатывания второй ступени защиты (пусковой орган) выбирают по условию отстройки от минимального сопротивления в условиях самозапуска электродвигателей нагрузки после отключения внешнего КЗ:

$$z_{с. з}^2 \leq \frac{U_{мин. сз}}{\sqrt{3} k_{в} k_{н} k_{сз} I_{раб. макс} \cos(\varphi_{м. ч} - \varphi_{раб})}, \quad (7.20)$$

где $U_{\text{мин.сз}}$ — минимальное значение первичного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска электродвигателей, определяемое расчетом (ориентировочно можно принять равным 80—90 % минимального рабочего напряжения сети); $k_{\text{в}} = 1,05 \dots 1,1$ — коэффициент возврата реле; $k_{\text{н}} = 1,2$ — коэффициент надежности; $k_{\text{сз}}$ — коэффициент самозапуска двигателей в режиме после отключения внешнего КЗ, определяемый расчетом (ориентировочно $k_{\text{сз}} \approx 1,5 \dots 2$); $I_{\text{раб. макс}}$ — максимальное значение рабочего тока защищаемой линии; $\varphi_{\text{м.ч}}$ — угол максимальной чувствительности реле сопротивления; $\varphi_{\text{раб}}$ — угол полного сопротивления нагрузки в рассматриваемом режиме после отключения внешнего КЗ.

При выборе параметров срабатывания пусковых органов дистанционной защиты линий с ответвлениями, кроме того, следует учитывать также условие отстройки от режима самозапуска нагрузки подстанций, питающихся от рассматриваемой линии, при включении линии. Сопротивление срабатывания по указанному условию определяют по выражению 7.20. При этом коэффициент $k_{\text{в}}$ не учитывают, а $k_{\text{сз}}$ и $\varphi_{\text{раб}}$ определяют в режиме самозапуска заторможенной нагрузки при включении линии.

Сопротивления срабатывания реле первой и второй ступеней защиты определяют по выражениям

$$z_{\text{с.р}}^{(1)} = \frac{z_{\text{сз}}^{(1)} n_{\text{т}} k_{\text{сх}}}{n_{\text{н}}};$$

$$z_{\text{с.р}}^{(2)} = \frac{z_{\text{сз}}^{(2)} n_{\text{т}} k_{\text{сх}}}{n_{\text{н}}},$$

где $n_{\text{т}}$ и $n_{\text{н}}$ — коэффициенты трансформации соответственно трансформаторов тока и напряжения; $k_{\text{сх}}$ — коэффициент схемы включения реле.

По найденным значениям сопротивлений срабатывания выбирают каталожные уставки реле. Коэффициент чувствительности защиты определяют по выражению $k_{\text{ч}} = z_{\text{сз}}^{(2)} / z_{\text{защ}}$, где $z_{\text{защ}}$ — максимальное значение сопротивления, подведенное к защите при КЗ в расчетной точке. Для проверки чувствительности защиты расчетной является точка, характеризующаяся наибольшим значением $z_{\text{защ}}$, для рассматриваемой на рис. 37, а линии — точка К2:

$$z_{\text{защ}} = z_{\text{л1}} + \frac{z_{\text{л2}}}{k_{\text{т2мин}}},$$

где $k_{\text{т2мин}}$ — коэффициент токораспределения, соответствующий режиму, при котором он принимает минимальное значение. Для повышения коэффициента чувствительности защиты можно использовать эллиптическую характеристику пускового органа. Использование эллиптической характеристики реле пускового органа позволяет зачастую обеспечить надежное резервирование защит трансформаторов приемных подстанций. Наименьший допустимый коэффициент чувствительности защиты приблизительно равен 1,5.

Выбранные уставки реле должны быть проверены на чувствительность по току точной работы $I_{\text{т.р}}$ (приводятся в каталожных данных защиты в зависимости от уставки реле защиты). Чувствительность реле по

току точной работы оценивают коэффициентом чувствительности $k_{\text{ч.т}}$ при КЗ в расчетной точке:

$$k_{\text{ч.т}} = \frac{I_{\text{к.з. мин}}}{n_{\text{т}} I_{\text{т.р}}},$$

где $I_{\text{к.з. мин}}$ — минимальное значение тока КЗ в расчетной точке. Коэффициент чувствительности по току точной работы должен быть не менее 1,3.

Если в сети возможны качания или асинхронный ход, защита должна быть оборудована устройством, блокирующим ее действие при качаниях. Расчет устройства блокировки при качаниях производится в соответствии с методикой, изложенной в работе [9], с учетом характеристик устройства блокировки, приведенных в инструкции по его монтажу и эксплуатации.

4. ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ С ОБМОТКОЙ ВЫСШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ 3—220 кВ

Для трансформаторов (автотрансформаторов) с обмоткой высшего напряжения 3 кВ и выше должны быть предусмотрены устройства защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы (ПУЭ): многофазных замыканий в обмотках и на выводах; однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью; витковых замыканий в обмотках; токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ; токов в обмотках, обусловленных перегрузкой; понижения уровня масла; однофазных замыканий на землю в сетях напряжением 3—10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности.

Для трансформаторов напряжением свыше 3 кВ применяют следующие основные виды защит: 1) плавкими предохранителями и открытыми плавкими вставками; 2) релейная следующих типов — токовая отсечка без выдержки времени; продольная дифференциальная; газовая; максимальная токовая с пуском или без пуска по напряжению; максимальная токовая от токов, обусловленных перегрузкой; специальная токовая нулевой последовательности от однофазных КЗ на землю сети НН, работающей с глухозаземленной нейтралью.

Для автотрансформаторов напряжением 220 кВ и выше рекомендуется, кроме вышеперечисленных, применять защиту от однофазных замыканий на землю на стороне 6—35 кВ.

Защита плавкими предохранителями. Плавкие предохранители в сетях промышленных предприятий применяют для защиты трансформаторов напряжением 6—10 кВ мощностью до 1000 кВ · А (комплектные трансформаторные подстанции, трансформаторы собственных нужд подстанций и т. д.). Расчетные выражения по выбору плавких предохранителей 6—10 кВ для защиты трансформаторов приведены в табл. 44, а рекомендуемые значения номинальных токов плавких вставок предохранителей — в табл. 45.

Токовая отсечка. Токовой отсечкой должны быть оборудованы понижающие трансформаторы с высшим напряжением 3 кВ и выше, мощностью до 6,3 МВ · А при условии обеспечения ею достаточной чувствительности защиты ($k_{\text{ч}} \geq 2$). Основными недостатками токовой отсечки являются неполная защита трансформатора (часть обмотки не входит в зону действия защиты) и неспособность резервирования КЗ

44. Плавкие предохранители типа ПК-6 (10) для защиты трансформаторов

Исходные данные для выбора	Определяемый параметр предохранителя	Расчетное выражение
Номинальное напряжение сети $U_{ном. с}$	Номинальное напряжение предохранителя и плавкой вставки $U_{ном. пр}$	$U_{ном. пр} = U_{ном. с}$
Максимальное значение КЗ в месте установки защиты $I_{к. макс}$	Номинальный ток отключения предохранителя $I_{ном. о}$	$I_{ном. о} > I_{к. макс}$
Номинальный ток трансформатора $I_{ном. тр}$	Номинальный ток плавкой вставки $I_{ном. вс}$	$I_{ном. вс} \approx 2I_{ном. тр}$
	Номинальный ток предохранителя $I_{ном. пр}$	$I_{ном. пр} > I_{ном. вс}$

45. Рекомендуемые значения номинальных токов плавких вставок предохранителей для трехфазных силовых трансформаторов 6 (10)/0,4 кВ

Мощность трансформатора, кВ·А	Номинальный ток, А				Мощность трансформатора, кВ·А	Номинальный ток, А			
	трансформатора на стороне		плавкой вставки			трансформатора на стороне		плавкой вставки	
	6 кВ	10 кВ	6 кВ	10 кВ		6 кВ	10 кВ	6 кВ	10 кВ
25	2,4	1,44	8	5	160	15,4	9,25	32	20
40	3,83	2,30	10	8	250	24	14,4	50	40
63	6,05	3,64	16	10	400	38,3	23,1	80	50
100	9,6	5,80	20	16	630	60,5	36,4	160	80

на отходящих линиях НН. Достоинства отсечки — простота исполнения и быстрое действие.

Ток срабатывания отсечки по условию селективности выбирают по выражению (7.11), а ток срабатывания реле отсечки — по выражению (7.9). При этом $I_{к. макс}^{(3)}$ — максимальное значение тока трехфазного КЗ за трансформатором, приведенное к стороне ВН, т. е. к месту установки защиты. Ток $I_{к. макс}^{(3)}$ определяют при минимальном сопротивлении питающей сети и при минимальном значении сопротивления трансформатора с учетом РПН. Коэффициент надежности принимают равным 1,3—1,4 для реле РТ-40 и 1,6 — для реле РТ-80 и РТМ.

Чувствительность токовой отсечки проверяют при двухфазном КЗ на выводах ВН защищаемого трансформатора. Минимальный коэффициент чувствительности можно определить по выражению (7.10).

Продольная дифференциальная защита должна устанавливаться на трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и более, а также на трансформаторах 4 МВ·А при их параллельной работе. Дифференциальную защиту можно предусмотреть на трансформаторах меньшей мощности, но не менее 1 МВ·А, в тех случаях, когда токовая отсечка не

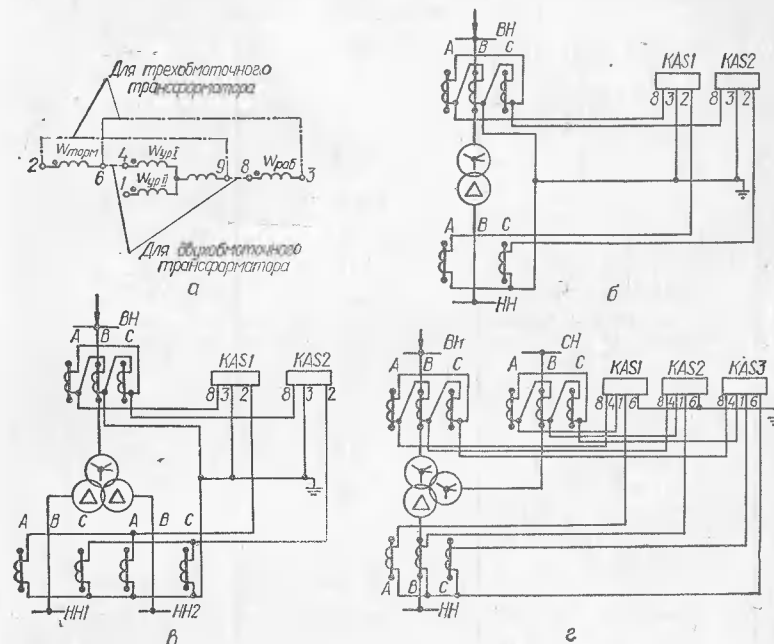


Рис. 39. Схемы соединения обмоток реле ДЗТ-11 (а), трансформаторов тока и реле для защиты двухобмоточных (б), двухобмоточных (в), трехобмоточных (г) трансформаторов:

$W_{уп1}$, $W_{уп2}$ — первая и вторая уравнительные обмотки реле; $W_{раб}$ — рабочая обмотка; $W_{торм}$ — тормозная обмотка; КАС1; КАС2; КАС3 — реле тока с торможением типа ДЗТ-11

удовлетворяет требованиям чувствительности, а максимальная защита имеет время срабатывания более 0,5 с или при установке трансформатора в районе, подверженном землетрясениям. В основном дифференциальные защиты трансформаторов в СССР выполняют на реле серии РНТ и ДЗТ. Расчет защиты состоит в определении токов срабатывания защиты и реле, числа витков обмоток реле и коэффициента чувствительности.

Первичный ток срабатывания защиты с реле РНТ-565 выбирают по условиям отстройки от броска тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора под напряжение и максимального тока небаланса при переходных режимах внешних КЗ.

Как правило, для современных понижающих трансформаторов с РПН при выборе тока срабатывания дифференциальной защиты с реле

№ п/п	Величина	Обозначение и расчетная формула	
		Двухобмоточный трансформатор	Трех обмоточный трансформатор
Исходные данные для расчета			
1	Номинальная мощность защищаемого трансформатора, кВ · А	S_H	S_H
2	Номинальное напряжение обмоток защищаемого трансформатора, кВ:		
	ВН	$U_{В. н}$	$U_{В. н}$
	СН	—	$U_{С. н}$
	НН	$U_{Н. н}$	$U_{Н. н}$
3	Относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения: на стороне ВН* на стороне СН*	ΔU —	$\Delta U_{В. н}$ $\Delta U_{С. н}$
4	Схема соединения трансформаторов тока: на стороне ВН на стороне СН на стороне НН	Δ — Y	Δ Δ Y
5	Коэффициент трансформации трансформаторов тока: на стороне ВН на стороне СН на стороне НН	$n_{В. н}$ — $n_{Н. н}$	$n_{В. н}$ $n_{С. н}$ $n_{Н. н}$
6	Минимальное значение тока трехфазного КЗ на выводах НН, приведенное к напряжению ВН, А: на среднем ответвлении РПН на крайнем ответвлении РПН	$I_{К. мин}$ $I'_{К. мин}$	$I_{К. мин}$ $I'_{К. мин}$
Определение уставок и чувствительности защиты			
7	Номинальный ток защищаемого трансформатора на стороне ВН, А	$I_{н. тр} = \frac{S_H}{\sqrt{3} U_{В. н}}$	$I_{н. тр} = \frac{S_H}{\sqrt{3} U_{В. н}}$
8	Первичный ток срабатывания защиты по условию отстройки от бросков тока намагничивания при включении трансформатора под напряжение, А	$I_{с. з} = 1,5 I_{н. тр}$	$I_{с. з} = 1,5 I_{н. тр}$
9	Ток срабатывания реле, приведенный к стороне ВН, А	$I_{с. р} = \frac{\sqrt{3} I_{с. з}}{n_{В. н}}$	$I_{с. р} = \frac{\sqrt{3} I_{с. з}}{n_{В. н}}$
10	Расчетное число витков обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны ВН	$w_{В. н. расч} = \frac{100}{I_{с. р}}$	$w_{В. н. расч} = \frac{100}{I_{с. р}}$
11	Принятое число витков обмотки реле, включаемых со стороны ВН	$w_{В. н} \leq w_{В. н. расч}$	$w_{В. н} \leq w_{В. н. расч}$

№ п/п	Величина	Обозначение и расчетная формула	
		Двухобмоточный трансформатор	Трехобмоточный трансформатор
12	Расчетное число витков обмотки реле, включаемых со стороны СН	—	$w_{С. н. расч} = w_{В. н} \times \frac{U_{С. н} n_{С. н}}{U_{В. н} n_{В. н}}$
13	Принятое число витков обмотки реле, включаемых со стороны СН	—	$w_{С. н}$ — ближайшее целое число
14	Расчетное число витков обмотки реле, включаемых со стороны НН	$w_{Н. н. расч} = w_{В. н} \times \frac{\sqrt{3} U_{Н. н} n_{Н. н}}{U_{В. н} n_{В. н}}$	$w_{Н. н. расч} = w_{В. н} \times \frac{\sqrt{3} U_{Н. н} n_{Н. н}}{U_{В. н} n_{В. н}}$
15	Принятое число витков обмотки реле, включаемых со стороны НН	$w_{Н. н}$ — ближайшее целое число	$w_{Н. н}$ — ближайшее целое число
16	Расчетное число витков тормозной обмотки по условию отстройки от тока небаланса при КЗ на стороне СН**	—	$w'_{т. расч} = (e + \Delta U_{В. н} + \Delta U_{С. н} + \frac{w_{С. н} - w_{С. н. расч}}{w_{С. н. расч}}) \times \frac{1,5 w_{С. н. расч}}{\lg \alpha}$
17	Расчетное число витков тормозной обмотки по условию отстройки от тока небаланса при КЗ на стороне НН**	$w_{т. расч} = (e + \Delta U_{В. н} + \frac{w_{Н. н} - w_{Н. н. расч}}{w_{Н. н. расч}}) \times \frac{1,5 w_{Н. н. расч}}{\lg \alpha}$	$w_{т. расч} = (e + \Delta U_{В. н} + \frac{w_{Н. н} - w_{Н. н. расч}}{w_{Н. н. расч}}) \times \frac{1,5 w_{Н. н. расч}}{\lg \alpha}$
18	Принятое число тормозной обмотки***	$w_t > w_{т. расч}$	$w_t > w'_{т. расч}$ $w_t > w_{т. расч}$
19	Минимальное значение тока в реле при двухфазном КЗ на выводах НН, А: на среднем ответвлении РПН на крайнем ответвлении РПН	$I_p = \frac{1,5 I_{К. мин}}{n_{В. н}}$ $I'_p = \frac{1,5 I'_{К. мин}}{n_{В. н}}$	$I_p = \frac{1,5 I_{К. мин}}{n_{В. н}}$ $I'_p = \frac{1,5 I'_{К. мин}}{n_{В. н}}$

№ п/п	Величина	Обозначение и расчетная формула	
		Двухобмоточный трансформатор	Трехобмоточный трансформатор
20	Минимальное значение коэффициента чувствительности защиты:		
	на среднем ответвлении РПН	$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р}^{\text{в. н}}}}{100}$	$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р}^{\text{в. н}}}}{100}$
	на крайнем ответвлении РПН	$k'_{\text{ч}} = \frac{I'_{\text{р}^{\text{в. н}}}}{100}$	$k'_{\text{ч}} = \frac{I'_{\text{р}^{\text{в. н}}}}{100}$

* Принята равной половине суммарного диапазона регулирования напряжения.

** $\epsilon = 0,1$ — полная погрешность трансформаторов тока; $\text{tg } \alpha$ — тангенс угла наклона к горизонтальной оси касательной, проведенной из начала координат к тормозной характеристике реле, соответствующей минимальному торможению. Для реле ДЗТ-11 $\text{tg } \alpha = 0,87$.

*** Для реле ДЗТ-11 выбирают из ряда чисел: 1; 3; 5; 7; 9; 11; 13; 18; 24.

Примечания: 1. Расчетные выражения приведены для схем защиты по рис. 39 (для двухтрансформаторных подстанций при раздельной работе трансформаторов на сторонах СН и НН).

2. Расчетные выражения для определения $k_{\text{ч}}$ ($k'_{\text{ч}}$) трехобмоточных трансформаторов (пп. 19; 20) справедливы при соотношении напряжений КЗ между обмотками $U_{\text{к. в. н-н. н}} > U_{\text{к. в. н-с. н}}$.

серии РНТ определяющим условием является отстройка от максимального тока небаланса при переходных режимах внешних КЗ. Например, для трехобмоточных трансформаторов напряжением 110 кВ ток срабатывания защиты по условию отстройки от максимального тока небаланса примерно в три раза выше, чем по условию отстройки от броска тока намагничивания. Дифференциальная защита, ток срабатывания которой выбран по условию отстройки от тока небаланса, зачастую оказывается грубой и малоэффективной. Поэтому для защиты трансформаторов напряжением 110 кВ и выше целесообразнее применять реле серии ДЗТ, которое благодаря наличию тормозной обмотки обеспечивает несрабатывание защиты от токов небаланса при внешних КЗ [43]. Первичный ток срабатывания защиты с реле ДЗТ определяют только по условию отстройки от броска тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора под напряжение.

На рис. 39 показаны примеры выполнения принципиальных схем включения реле ДЗТ-11 для защиты трансформаторов. Порядок расчета продольной дифференциальной защиты с реле ДЗТ-11 двух- и трехобмоточных трансформаторов (с односторонним питанием) со схемами соединений обмоток соответственно Y/Δ ($Y/\Delta - \Delta$) и $Y/Y/\Delta$ приведен в табл. 46, а расчетные значения параметров защиты для трансформаторов 110 и 220 кВ, выпускаемых в настоящее время в СССР, — в табл. 47.

Наименьший коэффициент чувствительности продольной дифференциальной защиты трансформаторов должен быть около 2. При этом допускается снижение коэффициента чувствительности до значения около 1,5 при КЗ на выводах низшего напряжения трансформаторов менее 80 МВ · А (определяется с учетом регулирования напряжения), а также в режиме включения трансформатора под напряжение и для кратковременных режимов его работы. Коэффициент чувствительности

47. Результаты расчета дифференциальной защиты (реле ДЗТ-11) двухобмоточных трансформаторов 110 и 220 кВ

Тип трансформатора	Номи- наль- ное напря- жение обом- ток, кВ	Коэф- фи- циент транс- формации транс- форматоров тока	Ток срабатывания, А, защиты/реле	Число витков (рис. 39)	
				включенных в плечи защиты ($w_{\text{раб.}}$, $w_{\text{урI}}$, $w_{\text{урII}}$)	тормозной обмотки (w_{T})
ТМН-6300/110	115	100/5	48,2/4,17	24	—
	11	600/5	—	24	13
		800/5	—	32	18
	6,6	600/5	—	14	7
		800/5	—	19	9
		1000/5	—	24	13
ТДН-10000/110	115	100/5	77/6,67	15	—
		150/5	75,3/4,35	23	—
	11	600/5	—	15	7; (9)*
		800/5	—	20	11
		1000/5	—	25	13
	6,6	1000/5	—	15	7; (9)*
		1500/5	—	22; (23)*	11
		2000/5	—	30	18
	ТДН-16000/110	115	150/5	124/7,14	14
200/5			122/5,26	19	—
11		1000/5	—	15; (16)**	9
		1500/5	—	23; (24)**	11; (13)**
		2000/5	—	31	18

Продолжение табл. 47

Тип трансформатора	Номинальное напряжение обмоток, кВ	Коэффициент трансформации трансформаторов тока	Ток срабатывания, А, защиты/реле	Число витков (рис. 39)	
				включенных в плечи защиты ($w_{раб}$, $w_{урI}$, $w_{урII}$)	тормозной обмотки (w_T)
ТДН-16000/110	6,6	1500/5	—	14	7
		2000/5	—	19	11; (9)**
ТРДН-25000/110	115	200/5	193/8,33	12	—
		300/5	193/5,56	18	—
	10,5	800/5	—	8	5
		1000/5	—	9	5
		1500/5	—	14	7
		2000/5	—	19	9
		3000/5	—	28	18
	6,3	1500/5	—	9	5
		2000/5	—	11	7
		3000/5	—	17	9
	115	300/5	247,5/7,14	14	—
		1000/5	—	7	5
		1500/5	—	11	7
		2000/5	—	15	9
		3000/5	—	22	11
ТРДН-32000/110	10,5	1500/5	—	7	5
		2000/5	—	9	5
		3000/5	—	13	7
	6,3	1500/5	—	7	5
		2000/5	—	9	5
		3000/5	—	13	7

Продолжение табл. 47

Тип трансформатора	Номинальное напряжение обмоток, кВ	Коэффициент трансформации трансформаторов тока	Ток срабатывания, А, защиты/реле	Число витков (рис. 39)		
				включенных в плечи защиты ($w_{\text{раб}}$, $w_{\text{урI}}$, $w_{\text{урII}}$)	тормозной обмотки (w_T)	
ТРДН-40000/110	115	300/5	316/9,09	11	—	
		400/5	308/6,67	15	—	
		600/5	302/4,35	23	—	
	10,5	1500/5	—	9	5	
		2000/5	—	12	7	
		3000/5	—	18; (17)***	9	
	6,3	2000/5	—	7	5	
		3000/5	—	11; (10)***	7	
	ТРДЦН-63000/110	115	600/5	495/7,14	14	—
		10,5	2000/5	—	7	5
3000/5			—	11	7	
4000/5			—	15	9	
5000/5			—	18	9	
6,3		3000/5	—	7	5	
		4000/5	—	9	5	
		5000/5	—	11	7	
ТРДЦН-80000/110		115	600/5	630/9,09	11	—
			750/5	620/7,14	14	—
	10,5	3000/5	—	9	5	
		4000/5	—	12	7	
		5000/5	—	14; (15)*4	9	

Продолжение табл. 47

Тип трансформатора	Номинальное напряжение обмоток, кВ	Коэффициент трансформации трансформатора	Ток срабатывания, А, защиты/реле	Число витков (рис. 39)	
				включенных в плечи защиты ($\omega_{раб}$, $\omega_{урI}$, $\omega_{урII}$)	тормозной обмотки (ω_T)
ТРДЦН-80000/110	6,3	3000/5	—	5	3
		4000/5	—	7	5
		5000/5	—	9	5
ТРДЦН-125000/110	115	1000/5	964/8,34	12	—
	10,5	3000/5	—	6	5
		4000/5	—	8	5
		5000/5	—	9	7
	230	200/5	121,8/5,26	19	—
ТРДН-32000/220	11	1000/5	—	8	5
		1500/5	—	12	5
		2000/5	—	16	7
		3000/5	—	24	11
		1500/5	—	7	3
	6,6	2000/5	—	9	5
		3000/5	—	14	7
		—	—	—	—
	230	300/5	248/7,14	14	—
ТРДЦН-63000/220	230	400/5	243/5,26	19	—
		—	—	—	—
	11	2000/5	—	8	5
		3000/5	—	12	7; (5)* ^б
		4000/5	—	15; (16)* ^б	7
		5000/5	—	19; (20)* ^б	9

Продолжение табл. 47

Тип трансформатора	Номинальное напряжение обмоток, кВ	Коэффициент трансформации трансформатора	Ток срабатывания, А, защиты/реле	Число витков (рис. 39)	
				включенных в плечи защиты ($\omega_{раб}$, $\omega_{урI}$, $\omega_{урII}$)	тормозной обмотки (ω_T)
ТРДЦН-63000/220	6,6	3000/5	—	7	3
		4000/5	—	9	5
		5000/5	—	12	7; (5)* ^б
ТРДЦН-100000/220	230	400/5	386/8,33	12	—
		600/5	386/5,56	18	—
	11	3000/5	—	7	5
		4000/5	—	10	5
		5000/5	—	12	7
		—	—	—	—
ТРДЦН-160000/220	230	600/5	630/9,09	11	—
		750/5	620/7,14	14	—
	11	3000/5	—	5	3
		4000/5	—	6	3
		5000/5	—	8	5
		—	—	—	—

Примечание. В скобках указаны числа витков при коэффициенте трансформации трансформаторов тока на стороне высшего напряжения: * — 150/5; ** — 200/5; *** — 300/5; *^а — 750/5; *^б — 400/5.

1,5 относится и к дифференциальной защите трансформатора при КЗ за реактором, установленным на стороне НН и входящим в зону этой защиты. Если коэффициент чувствительности дифференциальной защиты трансформатора при повреждениях за реактором (при среднем положении регулятора РПН) окажется менее 1,5, то для защиты реакторов предусматривается отдельная защита, обычно дифференциальная с реле РНТ-565 или максимальная токовая. Допускается не обеспечивать чувствительность дифференциальной защиты трансформатора при КЗ за реактором при наличии других защит, охватывающих реактор и удовлетворяющих требованиям чувствительности при КЗ в этой точке.

Газовая защита от повреждений внутри кожуха трансформатора, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена для трансформаторов мощностью 6,3 МВ·А и более, а также для внутрицеховых понижающих трансформаторов мощностью 0,63 МВ·А и более. Газовую защиту можно устанавливать также на трансформаторах мощностью 1—4 МВ·А. Для защиты устройства РПН следует предусматривать отдельную газовую защиту. Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. Допускается выполнение газовой защиты с действием только на сигнал на



трансформаторах, которые установлены в районах, подверженных землетрясениям, и на внутрицеховых понижающих трансформаторах мощностью 2,5 МВ·А и менее, не имеющих выключателей со стороны ВН.

Максимальную токовую защиту в качестве защиты от токов, обусловленных внешними многофазными КЗ, устанавливают на всех понижающих трансформаторах напряжением 3 кВ и выше вне зависимости от их мощности (исключение составляют лишь трансформаторы, защищаемые плавкими предохранителями). Максимальную токовую защиту двухобмоточных трансформаторов устанавливают со стороны основного питания, а при питании трансформатором раздельно работающих секций — со стороны питания и со стороны каждой секции. На трехобмоточных трансформаторах, присоединяемых к сетям тремя выключателями, максимальную токовую защиту устанавливают со всех сторон трансформатора. При этом допускается не устанавливать защиту на одной из сторон трансформатора, а выполнять ее со стороны основного питания так, чтобы она с меньшей выдержкой времени отключала выключатели с той стороны, на которой защита отсутствует.

На рис. 40 показаны наиболее часто встречающиеся схемы включения реле максимальных токовых защит понижающих трансформаторов [43]. Схему неполной звезды с тремя реле (рис. 40, б) применяют для защиты трансформаторов напряжением 6—10 кВ со схемами соединения обмоток Δ/Υ и Υ/Δ . Схему неполной звезды с двумя реле (рис. 40, а) применяют для защиты трансформаторов напряжением 6—10 кВ со схемами соединения обмоток Υ/Υ при наличии специальной токовой защиты нулевой последовательности от КЗ на землю на стороне

НН. Схему треугольника с двумя реле (рис. 40, г) применяют для защиты двухобмоточных трансформаторов со схемами соединения обмоток Υ/Δ ($\Upsilon/\Delta - \Delta$). Схему треугольника с тремя реле применяют (рис. 40, в) для защиты трехобмоточных трансформаторов со схемами соединения $\Upsilon/\Upsilon/\Delta$, а также для защиты двухобмоточных трансформаторов Υ/Δ в тех редких случаях, когда двухрелейная схема не обеспечивает необходимую чувствительность при двухфазном КЗ на стороне ВН.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты $I_{с.з.}$, выполненной без пуска по напряжению, определяют по выражению (7.1), где $k_H = 1,1...1,2$ — для реле РТ-40, РТ-80, РТ-90 и $1,2...1,4$ — для реле РТВ; $k_B = 0,8$ — для реле РТ-40, РТ-80, РТ-90 и $0,6...0,7$ — для реле РТВ. Максимальный рабочий ток защищаемого трансформатора в выражении (7.1) должен учитывать аварийные перегрузки трансформаторов (для двухтрансформаторной подстанции $I'_{\text{раб. макс}} = (1,3...1,4) I_{\text{ном. тр}}$). При преобладающей двигательной нагрузке для расчета тока срабатывания защиты используют также выражение (7.4).

Согласование максимальной токовой защиты трансформатора по чувствительности и по времени с защитами предыдущих элементов производится аналогично согласованию защит линий напряжением 6—10 кВ, рассмотренному в гл. 7.1.

Ток срабатывания реле и чувствительность максимальных токовых защит трансформаторов можно определить соответственно по выражениям (7.9) и (7.10). При этом значение коэффициентов $k_{сх}$ и $k'_ч$ определяется по табл. 48. Наименьший коэффициент чувствительности защиты должен быть равным около 1,5 в основной зоне и около 1,2 в зоне резервирования.

48. Значения коэффициентов $k_{сх}$ и $k'_ч$

Схемы выполнения максимальной токовой защиты	Коэффициент схемы при симметричном режиме $k_{сх}$	Значения коэффициента $k'_ч$ для определения чувствительности при двухфазном КЗ		Схемы выполнения максимальной токовой защиты	Коэффициент схемы при симметричном режиме $k_{сх}$	Значения коэффициента $k'_ч$ для определения чувствительности при двухфазном КЗ	
		за трансформаторами $\Upsilon/\Upsilon/\Delta$ (на стороне СН); Υ/Υ	за трансформаторами $\Upsilon/\Upsilon/\Delta$ (на стороне НН); Υ/Δ ; Δ/Υ			за трансформаторами $\Upsilon/\Upsilon/\Delta$ (на стороне СН); Υ/Υ	за трансформаторами $\Upsilon/\Upsilon/\Delta$ (на стороне НН); Υ/Δ ; Δ/Υ
Неполная звезда с тремя реле (рис. 40, а)	1	$\frac{\sqrt{3}}{2}$	0,5	Треугольник с двумя реле (рис. 40, в)	$\sqrt{3}$	1	$\frac{\sqrt{3}}{2}$
Неполная звезда с двумя реле (рис. 40, б)	1	$\frac{\sqrt{3}}{2}$	1	Треугольник с тремя реле (рис. 40, г)	$\sqrt{3}$	0,5	$\frac{\sqrt{3}}{2}$

Следует отметить, что максимальная токовая защита трансформатора без пуска по напряжению зачастую не удовлетворяет требованиям чувствительности. В этом случае защиту дополняют пусковым органом напряжения, состоящим из реле минимального напряжения и фильтра-реле напряжения обратной последовательности или из трех реле минимального напряжения (рис. 41).

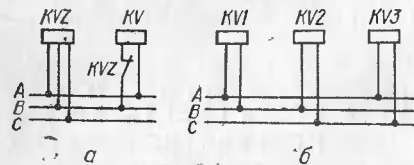


Рис. 41. Пусковые органы напряжения максимальных токовых защит трансформаторов:

а — комбинированный; б — с тремя реле минимального напряжения (KVZ — фильтр-реле напряжения обратной последовательности РНФ-1М; KV — реле минимального напряжения РН-50)

49. Расчетные уставки максимальной токовой защиты с пуском по напряжению понижающих трансформаторов 110—220 кВ с РПН

Мощность трансформатора, МВ · А	Номинальное напряжение, кВ	Коэффициент трансформатора	Ток срабатывания, А, защиты/реле	Мощность трансформатора, МВ · А	Номинальное напряжение, кВ	Коэффициент трансформатора	Ток срабатывания, А, защиты/реле
2,5	110	100/5	19,7/1,7	40	115	300/5	301,8/8,7
6,3	115	100/5	47,4/4,1			400/5	301,8/6,53
						600/5	301,8/4,35
10	115	100/5	75,4/6,53		230	200/5	150,9/6,53
		150/5	75,4/4,35			300/5	150,9/4,35
16	115	150/5	120,7/6,96	63	115	600/5	475,1/6,85
					230	300/5	237,6/6,85
		200/5	120,7/5,22			400/5	237,6/5,14
25	115	200/5	188,7/8,16	80	115	600/5	603,5/8,7
					230	750/5	603,5/6,96
		300/5	188,7/5,44	100	230	400/5	377,4/8,16
	230	200/5	94,3/4,08		115	600/5	377,4/5,44
32	115	300/5	241,4/6,96	125	115	1000/5	942/8,15
	230	200/5	120,7/5,22		160	600/5	603,5/8,7
						750/5	603,5/6,96

Примечания: 1. В таблице приведены уставки защиты на стороне ВН трансформатора; схема соединения трансформаторов тока — треугольник.
2. Реле защиты — РТ-40.

Напряжение срабатывания фильтра-реле обратной последовательности типа РНФ-1М выбирают из условия обеспечения отстройки от напряжения небаланса фильтра в нормальном режиме:

$$U_{2с. з. ф} = 0,06U_{ном}; U_{2с. р. ф} = \frac{U_{2с. з. ф}}{n_H},$$

где $U_{ном}$ — номинальное междуфазное напряжение сети; n_H — коэффициент трансформации трансформатора напряжения, к которому подключены реле пускового органа.

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения определяется из условия обеспечения возврата реле после отключения внешнего КЗ по выражению

$$U_{с. з. н} = \frac{U_{мин}}{k_H k_B}; U_{с. р. н} = \frac{U_{с. з. н}}{n_H},$$

где $U_{мин}$ — минимальное напряжение в месте установки трансформатора напряжения, от которого питается реле, в начале самозапуска двигателей нагрузки после отключения внешнего КЗ; $k_H = 1,1 \dots 1,2$ — коэффициент надежности; k_B — коэффициент возврата реле (для реле РН-50 $k_B = 1,2$).

Ориентировочно $U_{мин}$ можно вычислить по выражению

$$U_{мин} = \frac{U_{ном} I_{к. з}^{(3)}}{I_{н. п} + I_{к. з}^{(3)}},$$

где $I_{к. з}^{(3)}$ — минимальное значение тока трехфазного КЗ на стороне НН защищаемого трансформатора; $I_{н. п}$ — пусковой ток двигательной нагрузки, присоединенной к трансформатору с учетом перегрузки в аварийном режиме (определяют по выражению 7.8). Обычно $U_{с. з. н} = (0,4 \dots 0,65) \times U_{ном}$. Наименьший коэффициент чувствительности органов напряжения в зоне основной защиты должен быть около 1,5.

Чувствительность пусковых органов напряжения к КЗ на шинах НН и СН, т. е. в зоне основной защиты, всегда обеспечивается с большим запасом, в связи с чем необходимости в ее проверке нет. Коэффициент чувствительности при КЗ в зоне резервирования для фильтра-реле и реле минимального напряжения (рис. 46, а) определяется соответственно по выражениям

$$k_{ч. ф} = \frac{U_2}{U_{2с. з. ф}}; k_{ч. н} = \frac{k_B U_{с. з. н}}{U_{ост}},$$

где U_2 — наименьшее значение междуфазного напряжения обратной последовательности в месте установки трансформатора напряжения, питающего фильтр-реле, при КЗ между двумя фазами в расчетной точке; $U_{ост}$ — наибольшее значение междуфазного напряжения в месте установки трансформатора напряжения при трехфазном КЗ в расчетной точке. Для варианта выполнения пускового органа напряжения, изображенного на рис. 41, б, коэффициент чувствительности определяют по выражению $k_{ч. н} = U_{с. з. н} / U_{ост}$. Коэффициент чувствительности защиты в зоне резервирования должен быть не менее 1,2.

Защита от перегрузок. На трансформаторах мощностью 400 кВ · А и более в зависимости от вероятности и значения возможной перегрузки

следует предусматривать максимальную токовую защиту от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал. Для подстанций без постоянного дежурства персонала допускается действие этой защиты на автоматическую разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Максимальную токовую защиту от перегрузки устанавливают на стороне ВН двухобмоточных трансформаторов без расщепленных обмоток и с соединенными параллельно расщепленными обмотками НН. Для двухобмоточных трансформаторов с расщепленными обмотками защиту устанавливают на каждой расщепленной обмотке. На трехобмоточных трансформаторах с односторонним питанием защиту от перегрузки устанавливают на стороне питания и на стороне обмотки меньшей мощности. При одинаковой мощности трех обмоток защиту можно устанавливать только со стороны питания.

Ток срабатывания защиты от перегрузки можно определить по выражению

$$I_{с. з. п} = \frac{k_H I_{ном. тр}}{k_B},$$

где коэффициент надежности $k_H = 1,05$, а коэффициент возврата $k_B = 0,85$. Ток срабатывания реле определяют по выражению (7.9). Расчетные значения токов срабатывания защит от перегрузок и их реле, установленных на стороне ВН трансформаторов 110 и 220 кВ, приведены в табл. 50.

Специальная токовая защита нулевой последовательности от однофазных КЗ на землю. Специальную токовую защиту нулевой последовательности (СТЗНП) устанавливают в нулевом проводе трансформатора с соединением обмотки НН в звезду с заземленной нейтралью. Эту защиту применяют при недостаточной чувствительности максимальной токовой защиты, установленной на стороне ВН трансформаторов до 35 кВ при однофазных КЗ на землю в сети НН (для повышения чувствительности при однофазных КЗ за трансформаторами Y/Υ максимальную защиту можно выполнять в трехрейльном исполнении) или автоматов (предохранителей) на выводах НН.

Ток срабатывания СТЗНП выбирают по условию отстройки от максимальной асимметрии фазных токов, определяемой наибольшим допустимым в нормальном режиме током в заземленной нейтрали обмотки НН. Для трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Υ этот ток равен $0,25 I_{ном. тр}$, а для трансформаторов Δ/Υ — $0,75 I_{ном. тр}$ [43].

Ток срабатывания реле защиты этих трансформаторов соответственно можно найти по выражениям

$$I_{с.р.с} = \frac{0,25 k_H I_{ном. тр}}{n_T}; \quad I_{с.р.с} = \frac{0,75 k_H I_{ном. тр}}{n_T},$$

где $k_H = 1,5...2$ — коэффициент надежности.

Для промышленных электроустановок, если сборка на стороне низшего напряжения с аппаратами защиты присоединений находится на расстоянии до 30 м от трансформатора или соединение между трансформатором и сборкой выполнено трехфазными кабелями, СТЗНП допускается не применять. При использовании СТЗНП допускается не согласовывать ее с защитами элементов, отходящих от сборки на сто-

50. Уставки защиты от перегрузки трансформаторов напряжением 110—220 кВ с РПН

Сторона ВН трансформатора*					Сторона НН трансформатора (трансформаторы с расщепленной обмоткой НН)**				
Мощность трансформатора, МВ · А	Номинальное напряжение обмотки, на которой установлена защита, кВ	Коэффициент трансформации трансформаторов тока	Ток срабатывания защиты, А	Ток срабатывания реле, А	Мощность трансформатора, МВ · А	Номинальное напряжение обмотки, на которой установлена защита, кВ	Коэффициент трансформации трансформаторов тока	Ток срабатывания защиты, А	Ток срабатывания реле, А
2,5	110	100/5	16,2	1,4	25	6,3	1500/5	1416	4,72
6,3	115	100/5	39,1	3,38			2000/5		3,54
10	115	100/5		5,37			3000/5		2,36
		150/5	62	3,58			1000/5	850	4,25
16	115	150/5		5,72		10,5	1500/5		2,83
		200/5	99,2	4,29	32	6,3	2000/5	1812	4,53
25	115	200/5	155	6,71			3000/5		3,02
		300/5		4,47			1500/5	1086	3,62
	230	200/5	77,5	3,35		10,5	2000/5		2,72
32	115	300/5	198,4	5,72	40	6,3	3000/5	2262	3,77
		200/5	99,2	4,29		10,5	1500/5	1360	4,53
40	115	300/5	248,3	7,16			2000/5		3,4
		400/5		5,37			3000/5		2,27
		600/5		3,58	63	6,3	3000/5	3570	5,95
		200/5		5,37			4000/5		4,46
	230	300/5	124,2	3,58		10,5	3000/5	2142	3,57
63	115	600/5	391,2	5,64	80	6,3	4000/5	4528	5,66
		300/5	195,6	5,64			5000/5		4,53
		400/5		4,23		10,5	3000/5	2718	4,53
80	115	600/5	496,7	7,16	100	11	3000/5	3246	5,41
		750/5		5,73			4000/5		4,06
		400/5	310,2	6,71	125	10,5	3000/5	4250	7,08
100	230	600/5		4,47			4000/5		5,31
125	115	1000/5	776	6,71			5000/5		4,25
160	230	600/5	496,7	7,16	160	11	3000/5	5190	8,65
		750/5		5,73			4000/5		6,5
							5000/5		5,19

* Схема соединения трансформаторов тока — треугольник.

** Схема соединения трансформаторов тока — неполная звезда.

роне НН. Коэффициент чувствительности защиты определяют по выражению

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(1)}}{I_{\text{с.р.с}} I_{\text{т}}},$$

где $I_{\text{к.мин}}^{(1)}$ — минимальное значение тока однофазного КЗ на стороне НН трансформатора. Коэффициент чувствительности должен быть $k_{\text{ч}} \geq 1,5$.

5. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ОТДЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Защита синхронных и асинхронных электродвигателей напряжением выше 1000 В

На синхронных и асинхронных электродвигателях напряжением выше 1000В устанавливают релейную защиту от следующих видов повреждений и ненормальных режимов (ПУЭ): многофазных КЗ в обмотке статора и на ее выводах; замыканий на землю в обмотке статора; токов перегрузки; асинхронного режима для синхронных электродвигателей; потери питания. Защиту от многофазных замыканий устанавливают на всех синхронных и асинхронных электродвигателях, она действует на отключение электродвигателя, а у синхронных электродвигателей и на устройство автоматического гашения поля (АГП), если оно предусмотрено. Типы защиты электродвигателей от многофазных замыканий в обмотке статора и на ее выводах, а также выбор параметров и чувствительность защиты приведены в табл. 51. Наименьший коэффициент чувствительности токовой отсечки и дифференциальной защиты должен быть порядка 2. Чувствительность этих защит должна также проверяться при КЗ на выводах реактора, если электродвигатель имеет реакторный пуск. При этом минимальный коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5.

Защита электродвигателей мощностью до 2000 кВт от однофазных замыканий на землю должна предусматриваться при значениях тока однофазного замыкания или остаточного тока замыкания на землю (при наличии компенсации) 10А и более, а для электродвигателей более 2000 кВт — при токах 5А и более. Защиту от однофазных замыканий на землю выполняют, как правило, без выдержки времени, она действует на отключение электродвигателя, а у синхронных электродвигателей также на устройство АГП, если оно предусмотрено.

Ток срабатывания защиты от замыкания на землю, выполненной с трансформаторами тока нулевой последовательности кабельного типа без подмагничивания, определяют по выражению $I_{\text{с.з}} \geq k_{\text{н}} k_{\text{с}} I_{\text{с}}$, где $k_{\text{н}} = 1,2 \dots 1,3$ — коэффициент надежности; $k_{\text{с}}$ — коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока электродвигателя при внешних перемежающихся замыканиях на землю ($k_{\text{с}} = 3 \dots 4$ — для защиты без выдержки времени и $k_{\text{с}} = 1,5 \dots 2$ — для защиты с выдержкой времени 1–2 с); $I_{\text{с}}$ — сумма собственного емкостного тока электродвигателя и питающих его кабелей, А,

$$I_{\text{с}} = \frac{6\pi f C U_{\text{н}}}{\sqrt{3}} + I_{\text{с.к}} I_{\text{м}},$$

где f — частота тока, Гц; C — емкость фазы электродвигателя, Ф (по данным завода-изготовителя); $U_{\text{н}}$ — номинальное напряжение двига-

теля, В; $I_{\text{с.к}}$ — емкостный ток кабельной линии, А/км (см. табл. 20); l — длина кабеля, входящего в зону защиты, км; m — число кабелей в линии.

При отсутствии данных завода-изготовителя значение C , мкФ, можно определить по приближенной формуле [32]:
для турбокомпрессоров

$$C = \frac{0,0187 S_{\text{ном}}}{1,2 \sqrt{U_{\text{н}} (10^3 + 0,08 U_{\text{н}})}},$$

для остальных двигателей

$$C = \frac{40^4 \sqrt{S_{\text{ном}}^3}}{3 (U_{\text{н}} + 3600) \sqrt[3]{n}},$$

где $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность двигателя, кВт · А; n — частота вращения, мин⁻¹.

Ток срабатывания защиты электродвигателей от замыканий на землю должен быть не более 10А для двигателей до 2000 кВт и не более 5 А для двигателей более 2000 кВт. Значения минимальных первичных токов срабатывания защиты электродвигателя от однофазных замыканий на землю, выполненной с трансформаторами тока нулевой последовательности без подмагничивания, приведены в табл. 52. Если расчетное значение $I_{\text{с.з}}$ превысит указанные в таблице значения (что может иметь место для крупных двигателей), то защиты выполняют с выдержкой времени 0,5–2 с.

Защиту электродвигателей от однофазных замыканий на землю при использовании трансформаторов тока нулевой последовательности кабельного типа с подмагничиванием выполняют с выдержкой времени 0,5–2 с, а первичный ток срабатывания определяют по условию отстройки от внешнего однофазного замыкания, сопровождающегося внешним двухфазным КЗ,

$$I_{\text{с.з.п}} = \frac{1}{k_{\text{в}}} (k'_{\text{отс}} I_{\text{с}} + k''_{\text{ото}} I_{\text{нб.п}}),$$

где $k_{\text{в}}$ — коэффициент возврата, принимаемый для реле РТЗ-50 равным 0,9–0,93; $k'_{\text{отс}}$ и $k''_{\text{отс}}$ — коэффициенты отстройки, принимаемые равными соответственно 2 и 1,5; $I_{\text{нб.п}}$ — первичное значение установившегося тока небаланса трансформатора тока при максимальном расчетном токе внешнего двухфазного КЗ, обусловленное наличием подмагничивания и несимметричным расположением фаз первичной обмотки относительно вторичной.

Значение $I_{\text{нб.п}}$ можно определить по выражению

$$I_{\text{нб.п}} = I_{\text{нб.в}} w_{\text{в}} \left(1 + \frac{z_{\text{р}}}{z_{\text{э.н.в}}} \right),$$

где $w_{\text{в}}$ — число витков вторичной обмотки трансформаторов тока нулевой последовательности; $z_{\text{р}}$ — сопротивление реле и проводов от трансформатора тока до реле; $z_{\text{э.н.в}}$ — приведенное ко вторичной цепи экви-

51. Область применения и расчет уставок защит электродвигателей от многофазных замыканий в обмотке статора и на его выводах

Защита	Область применения	Расчет уставок защит	Коэффициент чувствительности
Токовая отсечка*			
В однорелейном исполнении, с включением реле на разность фазных токов	Двигатели до 2000 кВт	$I_{с.р} = k_n k_{сх} \frac{I_n}{n_t},$ где $I_{с.р}$ — ток срабатывания реле; k_n — коэффициент надежности (для реле РТ-40 с выходным промежуточным реле, действующим мгновенно, $k_n = 1,8$; для реле РТ-40 с выходным промежуточным реле, действующим с замедлением порядка 100 мс, $k_n = 1,4 \dots 1,5$; для РТ-80 и для реле прямого действия $k_n = 2$; для реле РНТ-565 $k_n = 1,3 \dots 1,4$); $k_{сх}$ — коэффициент схемы (при включении реле на разность фазных токов $k_{сх} = \sqrt{3}$; при включении реле на фазные токи $k_{сх} = 1$); I_n — пусковой ток двигателя при введенных пусковых устройствах; n_t — коэффициент трансформации трансформаторов тока	$k_q = \frac{I_{к. мин}^{(2)}}{I_{с.р} n_t},$ где $I_{к. мин}^{(2)}$ — минимальное значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ на выводах статорной обмотки двигателя
В двухфазном, двухрелейном исполнении	Двигатели 2000 кВт и более (до 5000 кВт), имеющие действующую на отключение защиту от однофазных замыканий на землю; двигатели до 2000 кВт, если однорелейная отсечка не удовлетворяет условиям чувствительности, или когда двухрелейная отсечка оказывается целесообразной по исполнению комплектной защиты или применению привода с реле прямого действия		
В трехфазном, трехрелейном исполнении	Двигатели 2000 кВт и более, не имеющие защиту от замыканий на землю**		

С реле РНТ-565

Двигатели 5000 кВт и выше при отсутствии шести выводов обмотки статора

Дифференциальная защита

В двухфазном, двухрелейном исполнении, с реле РНТ-565 или ДЗТ-11/5	Двигатели, имеющие мгновенную защиту от однофазных замыканий на землю: а) мощностью 500 кВт и более; б) мощностью до 5000 кВт, если токовая отсечка не удовлетворяет условиям чувствительности	РНТ-565*** $I_{с.з} > k_n I_{н. дв};$ $\omega_p \geq \frac{F_{с.р} n_T}{I_{с.з}},$ где $I_{с.з}$ — первичный ток срабатывания защиты; $k_n = 1,4 \dots 2$; $I_{н. дв}$ — номинальный ток двигателя; ω_p — число витков рабочей обмотки; $F_{с.р} = 100A$ — магнитодвижущая сила срабатывания реле	ДЗТ-11/5 $\omega_p = 72 \text{ витка};$ $\omega_T = 22 \dots 25 \text{ витка}$ $(\omega_T \text{ — число витков тормозной обмотки})$	РНТ-565 $k_q = \frac{I_{к. мин} \omega_p}{F_{с.р} n_T}$	ДЗТ-11/5 Не проводят
В трехфазном, трехрелейном исполнении, с реле РНТ-565 или ДЗТ-11/5	Двигатели, не имеющие мгновенную защиту от однофазных замыканий на землю: а) мощностью 5000 кВт и более; б) мощностью до 5000 кВт, если токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности				

* Без выдержки времени.

** При отсутствии защиты от однофазных замыканий на землю для двигателей 2000 кВт и более допускается защита в двухфазном исполнении с дополнением защиты от двойных замыканий на землю, выполненной с помощью трансформатора тока нулевой последовательности и токового реле.

*** Для электродвигателя, оборудованного динамическим торможением при отсутствии в цепи торможения трансформаторов тока для определения $I_{с.з}$ вводят дополнительное расчетное условие отстройки от режима динамического торможения ($I_{с.з} \geq k_n I_{с. макс}$, где $I_{с. макс}$ — максимальный ток статора при торможении) [34].

52. Минимальные токи срабатывания защиты электродвигателя от однофазных замыканий на землю, выполненной с трансформаторами тока без подмагничивания

Количество трансформаторов тока нулевой последовательности	Тип реле	Минимальный первичный ток срабатывания защиты, А	Уставка срабатывания реле, А
Один	РТ-40/0,2	8,5	0,1
	РТЗ-50	3	0,03
Два, соединенных последовательно	РТ-40/0,2	10,2	0,1
	РТЗ-50	3,2	0,03
Два, соединенных параллельно	РТ-40/0,2	12,5	0,1
	РТЗ-50	4,5	0,03

валентное сопротивление намагничивания; $I_{нб.в}$ — вторичный ток небаланса, определяемый по выражению

$$I_{нб.в} = \frac{E_{нб.подм}}{z_p} + \frac{kE_{нб.нес}}{z_{в.н.в} + z_p},$$

где $E_{нб.подм}$ — ЭДС небаланса, обусловленная неидентичностью магнитопроводов трансформаторов тока; $E_{нб.нес}$ — ЭДС небаланса, наводимая во вторичной обмотке трансформатора тока в номинальном режиме; k — кратность расчетного тока внешнего двухфазного КЗ для момента времени, соответствующего выдержке времени защиты.

Значения w_b , $z_{в.н.в}$, $E_{нб.нес}$, $E_{нб.подм}$ приведены в табл. 53.

53. Значения $E_{нб. подм}$, $E_{нб. нес}$, $z_{в. н. в}$, w_b

Тип трансформатора тока нулевой последовательности	Число охватываемых кабелей	Цепь подмагничивания		ЭДС небаланса во вторичной цепи, мВ		Сопротивление намагничивания, приведенное ко вторичной цепи $z_{в. н. в}$, Ом	Число витков вторичной обмотки w_b
		Номинальное напряжение, В	Потребляемая мощность, В · А	от подмагничивания $E_{нб. подм}$	от несимметричного расположения первичных токов проводов относительно вторичной обмотки $E_{нб. нес}$		
ТНП-2	1—2	110	20	150	17	10	20
ТНП-4	3—4	110	45	150	17	10	20
ТНП-7	5—7	110	50	150	14	10	20

Если защита от однофазных замыканий на землю по условию отстройки от переходных процессов должна иметь выдержку времени, то для обеспечения быстродействующего отключения двойных замыканий на землю в различных точках должно устанавливаться дополнительное токовое реле с первичным током срабатывания около 50—100 А.

Защиту электродвигателей от перегрузки следует устанавливать в случаях, когда перегрузка возможна по технологическим причинам. Эта защита должна также устанавливаться на двигателях с особо тяжелыми условиями пуска и самозапуска (время прямого пуска 20 с и более), когда необходимо предотвратить чрезмерное увеличение длительности пускового периода в случае понижения напряжения сети. На электродвигателях, подверженных перегрузке по технологическим причинам, защита от перегрузок, как правило, должна выполняться с действием на сигнал и автоматическую разгрузку механизма. На электродвигателях механизмов с тяжелыми условиями пуска или самозапуска, или при отсутствии возможности своевременной разгрузки без останова, а также на электродвигателях, работающих без постоянного дежурного персонала, допускается действие защиты на отключение.

Для защиты от перегрузок применяют максимальную токовую защиту, устанавливаемую в одной фазе. Для электродвигателей, которые защищаются предохранителями, не имеющими блок-контактов для сигнализации об их перегорании, защиту от перегрузок следует предусматривать в двухфазном исполнении. Ток срабатывания реле и выдержку

временн защиты определяют по выражениям $I_{с.р} = \frac{k_n I_{н.дв}}{k_{в.н.т}}$; $t_{с.з} = (1,2...1,3) t_n$, где $k_n = 1,1...1,2$; k_v — коэффициент возврата (для реле РТ-40 $k_v = 0,85$; для реле РТ-80 $k_v = 0,8$); $I_{н.дв}$ — номинальный ток двигателя; n_t — коэффициент трансформации трансформаторов тока; t_n — расчетное время пуска электродвигателя.

Защиту от асинхронного режима устанавливают на всех синхронных электродвигателях. Защиту от асинхронного режима синхронных электродвигателей со «спокойной» нагрузкой можно осуществить с помощью реле, реагирующего на увеличение тока в обмотке статора. При этом защита, как правило, должна выполняться независимой от тока характеристикой выдержки времени. Защита с зависимой от тока характеристикой выдержки времени допускается при отношении короткого замыкания электродвигателя более 1.

Для предотвращения отказа защиты от асинхронного режима с независимой от тока характеристикой выдержки времени при беге тока асинхронного режима в схему защиты включают промежуточное реле с замедлением на возврат. Время возврата промежуточного реле по условию асинхронного режима, возникающего в результате обрыва цепи возбуждения, определяют по выражению [32]

$$t_b \geq \frac{1}{2S_n m_{мех}},$$

где S_n — скольжение в процентах при номинальной нагрузке и снятом возбуждении; $m_{мех}$ — момент нагрузки.

Выдержка времени реле времени защиты от работы в асинхронном режиме должна быть примерно в 1,5 раза больше t_b . При этом время срабатывания может оказаться недопустимо большим. В этом случае предусматривается отдельная защита, фиксирующая выпадение возбужденного двигателя из синхронизма ($t_b = 1,5...2$ с), и отдельная

защита для фиксации потери возбуждения, имеющая выдержку времени 3...5 с.

Ток срабатывания защиты от асинхронного режима определяют по выражению $I_{с.з} = 1,4 I_{н.дв}$. Ток срабатывания защиты от потери возбуждения определяют по выражению $I_{с.з.п.в} = (1,3...1,5) I_{в.х}$, где $I_{в.х}$ — ток возбуждения при холостом ходе, номинальном напряжении и минимальном токе статора двигателя.

Защиту от асинхронного режима рекомендуется выполнять совмещенной защитой от перегрузки, если она предусматривается. Допускается применение других способов защиты, например с помощью устройства, реагирующего на наличие переменного тока в цепи обмотки ротора или на сдвиг фаз между током статора и напряжением при асинхронном режиме.

Защита от асинхронного режима должна действовать на одну из схем, предусматривающих: 1) ресинхронизацию; 2) ресинхронизацию с автоматической кратковременной разгрузкой механизма до такой нагрузки, при которой обеспечивается втягивание электродвигателя в синхронизм (при допустимости кратковременной разгрузки по условиям технологического процесса); 3) отключение электродвигателя и повторный автоматический пуск; 4) отключение электродвигателя. Действие защиты по п. 4 предусматривается при невозможности разгрузки или ресинхронизации электродвигателя или при отсутствии необходимости автоматического повторного пуска и ресинхронизации.

Для защиты электродвигателей от потери питания используют: защиту минимального напряжения, выполняемую одно- или двухступенчатой; защиту минимальной частоты с блокировкой по направлению активной мощности. Защиту от потери питания применяют: для облегчения восстановления напряжения после отключения КЗ и обеспечения самозапуска электродвигателей ответственных механизмов (защита действует на отключение электродвигателей неответственных механизмов суммарной мощностью, определяемой возможностями питающей сети по обеспечению самозапуска); для отключения части ответственных механизмов с автоматическим повторным пуском по окончании самозапуска неотключаемой группы электродвигателей; для отключения электродвигателей ответственных механизмов, когда их самозапуск после останова недопустим по технологическим условиям или по условиям безопасности; для обеспечения надежности пуска АВР электродвигателей взаиморезервируемых механизмов; в целях ускорения действия АВР и АПВ; для предупреждения несинхронного включения отключенных двигателей, если токи включения превышают допустимые значения; для ограничения или ликвидации подпитки места КЗ в питающей сети.

Выдержку времени защиты минимального напряжения, предназначенной для облегчения условий самозапуска электродвигателей ответственных механизмов и предотвращения несинхронного включения синхронных электродвигателей на сеть (при выполнении защиты двухступенчатой — первая ступень), выбирают на ступень больше времени действия быстродействующих защит от многофазных КЗ, т. е. 0,5—1,5 с, а установка по напряжению должна быть, как правило, не выше 70 % номинального напряжения. Выдержку времени защиты, предназначенной для отключения электродвигателей по условиям технологического процесса или по условиям техники безопасности (при выполнении защиты двухступенчатой — вторая ступень), выбирают равной 5—10 с, а уставку по напряжению должна быть, как правило, не выше 50 % номинального напряжения. Кроме того, защита с такими

установками по времени и напряжению должна устанавливаться, когда не может быть обеспечен самозапуск всех электродвигателей ответственных механизмов, а также для обеспечения надежности пуска АВР электродвигателей взаиморезервирующих механизмов. Выдержку времени защиты минимальной частоты принимают 0,3—0,5 с, а уставку по частоте примерно 48,5 Гц (отстраивают от наименьшего возможного значения частоты в сети).

Защита блоков трансформатор (автотрансформатор) — электродвигатель

Для защиты от многофазных КЗ блоков трансформатор (автотрансформатор) — электродвигатель предусматривают общую защиту. Если мощность электродвигателя не превышает 2000 кВт, применяют мгновенную токовую отсечку. При схеме соединения обмоток трансформатора звезда — треугольник отсечка выполняется с помощью двух реле, включенных на фазные токи, и одного, включенного на сумму этих токов. Допускается схема с двумя реле (при невозможности установки трех), включенными на соединенные треугольником обмотки трех трансформаторов тока. Ток срабатывания отсечки определяют по условию отстройки от пусковых токов при выведенных пусковых устройствах (табл. 51).

Для электродвигателей мощностью более 2000 кВт применяют дифференциальную отсечку в двухрелейном исполнении. Эту же защиту применяют и на двигателях мощностью 2000 кВт и менее, если токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, при междупазном КЗ на выводах электродвигателя. Ток срабатывания дифференциальной отсечки определяют по условию отстройки от бросков тока намагничивания трансформатора:

$$I_{с.з} \geq k_{отс} I_{ном.т} \quad (7.21)$$

где $k_{отс} = 3...4$ — коэффициент отстройки; $I_{ном.т}$ — номинальный ток трансформатора.

Продольную дифференциальную токовую защиту в двухрелейном исполнении с промежуточными насыщающимися трансформаторами тока применяют для электродвигателей мощностью более 5000 кВт, а также 5000 кВт и менее, если установка токовой или дифференциальной отсечки не удовлетворяет требованиям чувствительности (т. е. при коэффициенте чувствительности отсечек менее 2). Ток срабатывания дифференциальной защиты с реле РНТ-565 определяют по выражению, приведенному в табл. 51, а также по выражению (7.21), где $k_{отс} = 1,3$.

Защита должна действовать на отключение выключателя блока, а у синхронных электродвигателей также на устройство АГП, если оно предусмотрено. Для блоков с электродвигателями мощностью более 20 мВт, как правило, должна предусматриваться защита от замыкания на землю, охватывающая не менее 85 % витков обмотки статора двигателя и действующая на сигнал с выдержкой времени. Указания по выполнению остальных видов защиты трансформаторов (автотрансформаторов) и электродвигателей при работе их отдельно действительны и в том случае, когда они объединены в блок.

Защита конденсаторных установок напряжением 6—10 кВ

Для конденсаторных установок напряжением 6—10 кВ предусматриваются следующие виды защит (ПУЭ): максимальная токовая мгновенного действия — от многофазных КЗ; от сверхтоков перегрузки; от повышения напряжения.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты от многофазных КЗ определяют по выражению

$$I_{с.з} \geq k_{отс} I_{ном}$$

где $I_{ном}$ — номинальный ток конденсаторной установки; $k_{отс} = 2...2,5$ — коэффициент отстройки от бросков токов при ее включении и при перенапряжениях. Ток срабатывания реле и чувствительность защиты определяют соответственно по выражениям (7.9) и (7.10). Минимальный коэффициент чувствительности максимальной токовой защиты должен быть около 2.

Защиту от сверхтоков перегрузки устанавливают в тех случаях, когда возможна перегрузка конденсаторов токами высших гармоник. Защита от перегрузки должна действовать с выдержкой времени (порядка 9 с) и отключать конденсаторную установку при действующем значении полного тока, превышающем 130 %, т. е. $I_{с.з. пер} \approx 1,3 I_{ном}$.

Защиту от повышения напряжения устанавливают в случаях, когда к единичному конденсатору может быть длительно приложено напряжение, превышающее 110 % номинального. Выдержка времени защиты от повышения напряжения принимается 3—5 мин. Повторное включение конденсаторной установки допускается после снижения напряжения в сети до номинального значения, но не ранее чем через 5 мин после ее отключения.

Защита электропечных установок

Для защиты электропечных трансформаторов и линий, их питающих, используют следующие виды защиты [34]: максимальную токовую мгновенного действия — от многофазных КЗ; газовую — от повреждений внутри кожуха трансформатора (см. гл. 7.4); от сверхтоков перегрузки.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты от многофазных КЗ определяют по выражению

$$I_{с.з} \geq k_{отс} I_{ном.т}$$

где $I_{ном.т}$ — номинальный ток электропечного трансформатора; $k_{отс} = 3...4,5$.

В защите от сверхтоков перегрузки используют реле с зависимыми характеристиками срабатывания (РТ-80), ток срабатывания которых выбирают таким образом, чтобы защита при перегрузке $1,5 I_{ном.т}$ сработала примерно через 10 с.

Глава 8

ПУСК И САМОЗАПУСК ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ ПО КАТАЛОЖНЫМ ДАННЫМ

В каталогах на синхронные электродвигатели приводят следующие технические данные: $P_{дв.н}$ — номинальная мощность, кВт; $S_{дв.н}$ — номинальная кажущаяся мощность, кВт · А; $U_{ном}$ — номинальное напряжение (междуфазное), кВ; $I_{дв.н}$ — номинальный ток, А; $\cos \varphi_{дв.н}$ — номинальный коэффициент мощности; $\eta_{дв.н}$ — коэффициент полезного действия (КПД) при номинальных нагрузке и параметрах, %; $i_n = I_{пуск} / I_{дв.н}$ — кратность пускового тока в долях номинального, о. е.*; $m_n = M_{пуск} / M_{дв.н}$ — кратность среднего значения асинхронного момента при пуске (пусковой момент) в долях номинального, о. е.; $m_{вх} = M_{вх} / M_{дв.н}$ — кратность среднего значения асинхронного момента при скольжении $S_{вх} = 0,05$ (входной момент) в долях номинального, о. е.; $m_{с.м.к} = M_{макс} / M_{дв.н}$ — кратность максимального момента в синхронном режиме при номинальном напряжении и номинальном возбуждении (статическая перегружаемость) в долях номинального момента, о. е.; n_0 — номинальная синхронная частота вращения, мин⁻¹.

Технические данные каталогов на асинхронные электродвигатели в основном аналогичны. Это $P_{дв.н}$, U_n , $\cos \varphi_{дв.н}$, $\eta_{дв.н}$, i_n , m_n . Кроме указанных приводят: $m_k = M_{макс} / M_{дв.н}$ — кратность максимального момента в долях номинального, о. е.; $m_m = M_{мин} / M_{дв.н}$ — кратность минимального момента в долях номинального, о. е.; $n_{ас}$ — номинальная асинхронная частота вращения, мин⁻¹.

Величины, приведенные в каталогах на синхронные и асинхронные электродвигатели, связаны между собой следующими зависимостями:

$$\left. \begin{aligned} S_{дв.н} &= \sqrt{3} U_n I_{дв.н}; \\ P_{дв.н} &= S_{дв.н} \cos \varphi_{дв.н} \eta_{дв.н} \end{aligned} \right\}$$

Номинальный момент двигателя

$$M_{дв.н} = \frac{9550}{n_{дв.н}} P_{дв.н}$$

где $n_{дв.н}$ — номинальная (синхронная n_c для синхронных и асинхронная $n_{ас}$ для асинхронных электродвигателей) частота вращения электродвигателя, мин⁻¹.

Синхронные электродвигатели. Сверхпереходные сопротивления:

$$\left. \begin{aligned} \text{полное } z_d'' &= 1/i_n; \\ \text{активное } r_d'' &= m_n \cos \varphi_{дв.н} / i_n^2; \\ \text{индуктивное } x_d'' &= \frac{1}{i_n} \sqrt{1 - (m_n \cos \varphi_{дв.н} / i_n^2)^2} \end{aligned} \right\}$$

* Сокращение о. е. обозначает относительные единицы.

Синхронное индуктивное сопротивление по продольной оси:

$$\left. \begin{aligned} \text{для насыщенных } x_d &= \frac{1 \dots 1,05}{U_n / I_{\text{дв. н}}}; \\ \text{для ненасыщенных } x_d &= \frac{1,1 \dots 1,2}{U_n / I_{\text{дв. н}}}; \end{aligned} \right\}$$

Переходное индуктивное сопротивление по продольной оси можно принять $x'_d \approx (1,4 \dots 1,6) x''_d$.

Синхронное индуктивное сопротивление по поперечной оси:

$$\left. \begin{aligned} \text{для турбодвигателей } x_q &= x_d; \\ \text{для явнополюсных синхронных электродвигателей } x_q &= 0,6 x_d. \end{aligned} \right\}$$

Сверхпереходное и переходное индуктивные сопротивления по поперечной оси (x''_q и x'_q), а также сопротивление нулевой последовательности (x_0) определяют из формуляров на синхронные электродвигатели.

Индуктивное сопротивление обратной последовательности:

$$\left. \begin{aligned} \text{для турбодвигателей } x_2 &= 0,5 (x''_d + x''_q); \\ \text{для явнополюсных электродвигателей } x_2 &= \sqrt{x''_d x''_q}. \end{aligned} \right\}$$

Синхронные электродвигатели в расчетную схему в момент включения вводят их сверхпереходным реактивным сопротивлением, а в момент вхождения в синхронизм — синхронным реактивным сопротивлением. Коэффициент мощности при пуске

$$\cos \varphi_{\text{дв. н}} = \frac{m_n \cos \varphi_{\text{дв. н}}}{i_n}.$$

Электромагнитные постоянные времени затухания составляющих тока:

$$\left. \begin{aligned} \text{переходного по продольной оси } T'_d &= T'_{d0} \frac{x'_d}{x_d} = \frac{x_B}{r_B} \frac{x'_d}{x_d}; \\ \text{переходного по поперечной оси } T'_q &= T'_{q0} \frac{x''_q}{x_q} = \frac{x_{1q}}{r_{1q}} \frac{x''_q}{x_q}; \\ \text{сверхпереходного по продольной оси } T''_d &= T''_{d0} \frac{x''_d}{x'_d}; \\ \text{сверхпереходного по поперечной оси } T''_q &= T''_{q0} \frac{x''_q}{x'_q}, \end{aligned} \right\}$$

где T'_{d0} , T'_{q0} , T''_{d0} , T''_{q0} — переходные и сверхпереходные постоянные времени затухания тока соответственно в обмотках возбуждения и успокоительной при разомкнутой обмотке статора; x_B , r_B , x_{1q} , r_{1q} — индуктивные и активные сопротивления соответственно обмоток возбуждения и успокоительной.

Для практических расчетов допустимо принять: $T'_q \approx 0,5 T'_d$; $T''_q = T''_d$. Для турбодвигателей T'_q не имеет смысла. Для этих машин имеет смысл T''_q . В табл. 54 [34] приведены типичные параметры и постоянные времени синхронных электродвигателей. Кратность максимального момента синхронного электродвигателя в асинхронном режиме

54. Типичные параметры синхронных электродвигателей и постоянные времени

Наименование	Обозначение	Численное значение параметра	
		Турбодвигатели	Явнополюсные электродвигатели
Синхронное индуктивное сопротивление	по продольной оси	x_d $\frac{1,3}{0,95 \dots 1,9}$	$\frac{1,15}{0,6 \dots 1,45}$
	по поперечной оси	x_q $\frac{1,3}{0,92 \dots 1,9}$	$\frac{0,7}{0,45 \dots 1}$
Переходное индуктивное сопротивление	по продольной оси	x'_d $\frac{0,13}{0,12 \dots 0,21}$	$\frac{0,37}{0,2 \dots 0,45}$
	по поперечной оси	x'_q $\frac{0,9}{0,6 \dots 1,1}$	
Сверхпереходное индуктивное сопротивление	по продольной оси	x''_d $\frac{0,09}{0,07 \dots 0,14}$	$\frac{0,24}{0,13 \dots 0,35}$
	по поперечной оси	x''_q $\frac{0,4}{0,3 \dots 0,5}$	
Индуктивное сопротивление обратной последовательности	x_2	x''_d $\frac{0,25}{0,13 \dots 0,35}$	
Индуктивное сопротивление нулевой последовательности	x_0	$\frac{0,045}{0,01 \dots 0,08}$	$\frac{0,14}{0,02 \dots 0,2}$
Постоянная времени затухания составляющей тока по продольной оси	сверхпереходная	T''_d $\frac{0,035}{0,02 \dots 0,05}$	$\frac{0,01}{0,002 \dots 0,05}$
	переходная	T'_d $\frac{0,45}{0,3 \dots 0,9}$	$\frac{0,51}{0,4 \dots 1,4}$

Продолжение табл. 54

Наименование	Обозначение	Численное значение параметра	
		Турбодвигатели	Явнополюсные электродвигатели
Постоянная времени затухания переходного тока в обмотке возбуждения по продольной оси при разомкнутой обмотке статора	$T'_{d.o}$	$\frac{5}{2,8...10}$	$\frac{2,7}{1,5...9,5}$
Постоянная времени затухания тока в статоре	T_d	$\frac{0,07}{0,03...0,1}$	$\frac{0,15}{0,03...0,3}$

Примечания: 1. В числителе даны средние значения, в знаменателе — пределы изменений.

2. Параметры синхронных электродвигателей и постоянные времени приведены в относительных единицах.

в каталогах не приводится. Эту величину можно определить по одному из следующих соотношений:

$$\left. \begin{aligned} m_{с.м} &\approx \frac{k_v^2}{2} \left(i_n - \frac{1,25}{x_d} \right) = \frac{k_v^2}{2 \sqrt{2}} (i_n - U_n / I_{дв.н}); \\ m_{с.м} &= \sqrt{(1/x_d + \sin \varphi_{дв.н})^2 + \cos^2 \varphi_{дв.н}} \cdot \frac{1}{I_{дв.н}^2} \end{aligned} \right\}$$

где $k_v = U/U_n$ — коэффициент, учитывающий отклонение напряжения на выводах двигателя от номинального значения.

Скольжение, соответствующее максимальному моменту,

$$s_{с.м} = \frac{S_{дв.н} m_{с.м}}{P_{дв.н} m_n} - \sqrt{\left(\frac{S_{дв.н} m_{с.м}}{P_{дв.н} m_n} \right)^2 - 1}.$$

Для электродвигателей типа СТМ максимальный момент совпадает с начальным пусковым моментом, т. е. $s_{с.м} = 1$, для электродвигателей типа СТД — имеет место примерно при половине синхронной частоты вращения.

Асинхронные электродвигатели. Номинальное скольжение асинхронного электродвигателя

$$s_n = \frac{n_c - n_{ac}}{n_c}.$$

Для электродвигателей с постоянными параметрами (с короткозамкнутым ротором) критическое скольжение определяют из соотношения $s_k = s_n (m_k + \sqrt{m_k^2 - 1})$. При $m_k \geq 1,6$ можно принять $s_k = 2s_n m_k$.

Для двигателей с переменными параметрами (с повышенным скольжением, двойной клеткой и фазным ротором, а также с короткозамкнутым ротором мощностью до 30 кВт) критическое скольжение

55. Пусковые характеристики асинхронных электродвигателей

$P_{\text{дв. н'}}$ кВт	m_{Π}				$m_{\text{м}}$		
	$n_{\text{с. мин}}^{-1}$						
	3000	1500	1000	750	3000	1500	1000
<1	1,9...1,8	2...1,9	1,7	1,5	—	—	—
1...10	1,7...1,5	1,9...1,6	1,6...1,5	1,4...1,3	1,3...1	1,4...1,1	1,2...1,1
10...100	1,4...1	1,5...1,1	1,4...1,1	1,2...1	1...0,7	1,1...0,8	1...0,8
>100	0,9...0,65	1...0,65	1...0,65	0,9...0,65	0,7...0,5	0,8...0,5	0,8...0,5

Продолжение табл. 55

$P_{\text{ДВ. Н,}} \text{ кВт}$	$m_{\text{М}}$		$i_{\text{П}}$				$m_{\text{К}}$			
	$n_{\text{С, мин}}^{-1}$									
	750	3000	1500	1000	750	3000	1500	1000	750	
<1	—	5...5,5	4,5... 5,0	4	3,5	—	—	—	—	
1...10	1,1...1	6...7	5...7	5,5...6	5,5...6	1	2	1,9... 1,7	1,6... 1,8	
10...100	0,9... 0,7	7,5	7	6,5... 7	6	2...1,8	1,9... 1,8	1,8... 1,7	1,7	
>100	0,7... 0,5	7	7	7	6,5	1,7... 1,6	1,7... 1,6	1,7... 1,6	1,7... 1,6	

можно определить по одному из следующих соотношений, отличающихся исходными данными:

$$s_k = \frac{s_n + \sqrt{s_n \frac{m_k - 1}{m_k/m_n - 1}}}{1 + \sqrt{s_n \frac{m_k - 1}{m_k/m_n - 1}}};$$

$$s_k = s_n \sqrt{\frac{i_n - 1}{(1 + i_0^2)(1 + 2s_n)}},$$

где i_0 — относительный ток х. х.:

$$i_0 = \sin \varphi_H - \frac{\cos \varphi_H}{m_K + \sqrt{m_K^2 - 1}}.$$

Пусковые характеристики асинхронных электродвигателей систематизированы в табл. 55.

Следует отметить, что данные каталогов приведены к номинальным условиям, в качестве которых принята номинальная мощность двигателя $P_{дв.н}$. При подстановке этих значений в расчетные формулы при других базисных условиях данные каталогов следует привести к новым базисным величинам. Получаемые в этом случае результаты расчетов в относительных величинах для их сопоставления с номинальными параметрами следует перемножить на коэффициент $S_0 P_{дв.н}$.

2. МЕХАНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УРОВНЯХ НАПРЯЖЕНИЯ

При допущении о постоянстве параметров статора и ротора во всем диапазоне изменения частоты вращения асинхронного электродвигателя уравнение механической характеристики можно представить:

$$m_a = k_v^2 \frac{2m_K(1 + \varepsilon s_K)}{s_K/s + s/s_K + 2\varepsilon s_K}, \quad (8.1)$$

где s — текущее значение скольжения, о. е.; ε — аппроксимирующий коэффициент, принимаемый в расчетах равным 1,32.

В практических расчетах обычно пренебрегают активным сопротивлением обмотки статора. Тогда выражение (8.1) принимает вид

$$m_a = k_v^2 \frac{2m_K}{s_K/s + s/s_K}. \quad (8.2)$$

При этом следует иметь в виду, что такое упрощение приводит к существенным погрешностям, особенно для асинхронных электродвигателей малой мощности и с повышенным скольжением. При номинальном напряжении в уравнениях (8.1) и (8.2) принимают $k_v = 1$.

Кривая асинхронного момента синхронного электродвигателя с демпферной клеткой представляет собой сумму трех составляющих, каждая из которых имеет характеристику простого одноклеточного асинхронного электродвигателя

$$m_a = m'_d + m''_d + m'''_d, \quad (8.3)$$

где m_a — кратность среднего асинхронного момента синхронного электродвигателя; m'_d — кратность максимального момента составляющей, обусловленной изменением общего потока ротора по продольной оси; m''_d , m'''_d — кратность максимального момента составляющей, обусловленной потоками рассеяния контура ротора по продольной и поперечной осям.

Пренебрегая активным сопротивлением обмотки статора, уравнение (8.3) можно развернуть следующим образом [32]:

$$m_a = k_v^2 \left(\frac{2m'_d}{s'_d/s + s/s'_d} + \frac{2m''_d}{s''_d/s + s/s''_d} + \frac{2m'''_d}{s'''_d/s + s/s'''_d} \right), \quad (8.4)$$

где s'_d , s''_d , s'''_d — критические скольжения соответствующих моментов.

В уравнении (8.4) кратности максимальных моментов и критических скольжений имеют следующие значения:

$$\left. \begin{aligned} m'_d &= \frac{1}{4} \frac{x_d - x'_d}{\eta_{дв.н} \cos \varphi_{дв.н} x'_d x'_d}; \\ m''_d &= \frac{1}{4} \frac{x'_d - x''_d}{\eta_{дв.н} \cos \varphi_{дв.н} x'_d x''_d}; \\ m'''_d &= \frac{1}{4} \frac{x''_d - x'''_d}{\eta_{дв.н} \cos \varphi_{дв.н} x''_d x'''_d}; \\ s'_d &= \frac{1}{T'_d}; \quad s''_d = \frac{1}{T''_d}; \quad s'''_d = \frac{1}{T'''_d}; \end{aligned} \right\}$$

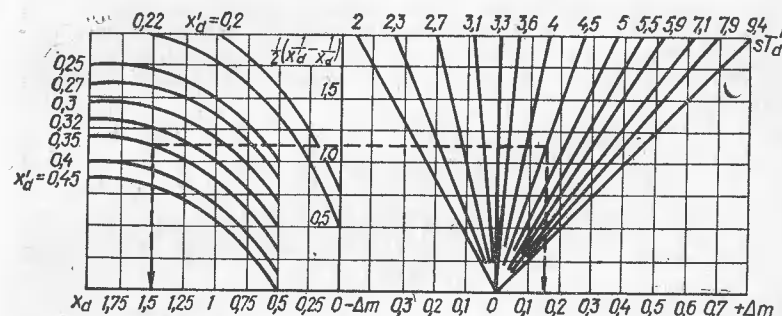


Рис. 42. Номограмма для определения изменения асинхронного момента при глухом подключении возбудителя

При пуске двигателя от мощной сети напряжение в выражении (8.4) принимают равным 1. Если пуск осуществляется от недостаточно мощной сети (снижение напряжения на шинах при пуске превышает 5 %) или через пусковое устройство, параметры, входящие в выражение (8.4), следует определять с учетом сопротивления питающей сети. Следует отметить, что формула (8.4) справедлива для любых схем присоединения обмотки ротора при пуске и самозапуске синхронного электродвигателя с явно выраженными полюсами.

Для определения среднего асинхронного момента синхронного электродвигателя с цилиндрическим ротором при разомкнутой обмотке возбуждения рекомендуется формула (8.2). При глухом подключении возбудителя и отсутствии возбуждения можно воспользоваться следующей формулой [32]:

$$m_a = k_v^2 \left(m_{a.p.c} - \frac{\Delta m}{\eta_{дв.н} \cos \varphi_{дв.н}} \right), \quad (8.5)$$

где $m_{a.p.c}$ — асинхронный момент при включении ротора на гасительное сопротивление, определяемый по формуле (8.2); Δm — снижение асинхронного момента, определяемое по номограмме, приведенной на рис. 42 [34]. При пользовании номограммой производят следующие операции: по данному значению s , для которого находят момент, определяют произведение sT'_d ; по значениям x_d , x'_d и sT'_d определяют изменение асинхронного момента при глухоподключенном возбудителе: Δm положительное указывает на уменьшение, Δm отрица-

тельное — на увеличение момента против соответствующей характеристики с гасительным сопротивлением; полученное значение Δm подставляют в выражение (8.5) и получают значение асинхронного момента при данном значении скольжения с глухоподключенным возбудителем.

Следует обратить внимание, что у синхронных электродвигателей с глухоподключенным возбудителем наблюдаются провалы в кривой момента по сравнению с характеристикой при включении ротора на разрядное сопротивление при скольжениях 0,02—0,03 и 0,4—0,5.

3. РЕАКТИВНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ И ПУСКОВОЙ ТОК ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ СКОЛЬЖЕНИЯ

Реактивное сопротивление двигателя во время разгона зависит от скольжения. Пренебрегая активным сопротивлением обмотки статора и пусковым коэффициентом мощности, зависимость сопротивления асинхронного электродвигателя от скольжения можно выразить соотношением [37]

$$x_s = \frac{1}{i_n} \sqrt{\frac{1 + (s_k/s)^2}{1 + s_k^2}} = \frac{1}{m_n} \sqrt{\frac{1 + (s_k/s)^2}{1 + s_k^2}}, \quad (8.6)$$

где x_s — реактивное сопротивление двигателя при скольжении s .

При скольжении, близком к единице, выражение (8.6) можно упростить:

$$x_s = \frac{1}{i_n} = \frac{1}{m_n}.$$

Рис. 43. График изменения сопротивления синхронного электродвигателя в зависимости от скольжения:

1 — с явно выраженными полюсами; 2 — турбодвигателя с демпферной обмоткой; 3 — турбодвигателя без демпферной обмотки



Закон изменения реактивного сопротивления синхронного электродвигателя от скольжения можно представить следующей формулой:

$$z_s = \frac{\sqrt{2} x_{sd} x_{sq}}{\sqrt{x_{sd}^2 + x_{sq}^2}}, \quad (8.7)$$

где x_{sd} , x_{sq} — реактивные сопротивления по продольной и поперечной осям:

$$\left. \begin{aligned} x_{sd} &= x \frac{\sqrt{[1 + (sT_d')^2][1 + (sT_d'')^2]}}{\sqrt{[1 + (sT_{d0}')^2][1 + (sT_{d0}'')^2]}}; \\ x_{sq} &= x_q \sqrt{\frac{1 + (sT_q')^2}{1 + (sT_{q0}'')^2}}. \end{aligned} \right\}$$

При отсутствии данных для расчетов по формуле (8.7) зависимость сопротивления синхронного двигателя z/z_n от скольжения можно определить по усредненной характеристике (рис. 43).

Для определения зависимости пускового тока двигателя от скольжения при номинальном напряжении пользуются выражением

$$i_{ns} = i_n \sqrt{\frac{1 + s_k^2}{1 + (s_k/s)^2}},$$

которое для двигателей с малым пусковым моментом можно упростить:

$$i_{ns} = i_n \sqrt{\frac{1}{1 + (s_k/s)^2}}.$$

4. ДЛИТЕЛЬНОСТЬ ПУСКА И САМОЗАПУСКА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

При установившемся режиме вращающий момент двигателя равен моменту сопротивления механизма, что и обеспечивает постоянство частоты вращения вала агрегата двигатель — механизм. Если в силу каких-либо причин это равновесие нарушается, то скорость агрегата изменяется.

Изменение частоты вращения агрегата происходит под воздействием избыточного (динамического) момента (наброс нагрузки, снижение напряжения сети, уменьшение тока возбуждения) $m_{изб} = m_a - m_c$, где m_c — момент сопротивления механизма.

Если величина $m_{изб}$ положительна, то частота вращения агрегата увеличивается, т. е. происходит разгон двигателя до тех пор, пока не наступит равновесие между моментами двигателя и механизма при большей частоте вращения. Если величина $m_{изб}$ отрицательна, то частота вращения агрегата будет уменьшаться, т. е. будет происходить выбег. Выбег может быть полным (до остановки агрегата), если в процессе торможения избыточный момент все время отрицательный, или частичным — до некоторой меньшей, чем в нормальном режиме, частоты вращения, если в процессе торможения избыточный момент станет положительным.

Самозапуск сочетает в себе два процесса: выбег двигателей при сниженном напряжении (как правило, частичный) и разгон до номинальной частоты вращения при восстановлении напряжения требуемой величины.

Для определения времени пуска (разгона) следует знать относительный избыточный момент и механическую постоянную времени агрегата двигатель — механизм. Механическая постоянная времени численно равна времени, которое необходимо для разгона агрегата до числа оборотов $n_{дв.н}$ при относительном избыточном моменте, равном единице:

$$T_j = \frac{GD_{арг}^2 n_{дв.н}^2}{364 P_{дв.н}};$$

$$GD_{арг}^2 = GD_{дв}^2 + GD_{мех}^2 \left(\frac{n_{мех.н}}{n_{дв.н}} \right)^2,$$

где $GD_{арг}^2$, $GD_{дв}^2$, $GD_{мех}^2$ — соответственно маховые массы привода, электродвигателя и механизма, приведенные в каталогах $T \cdot M^2$.

Механическую постоянную времени агрегата можно также определить по кривой разгона. Касательная к начальной части кривой разгона $n(t)$ отсекает на оси t отрезок τ_j . Тогда механическая постоянная времени определяется как $T_j = \tau_j \frac{P_{потр}}{P_{дв.н}}$, где $P_{потр}$ — мощность,

потребляемая двигателем от сети до отключения. Длительность разгона двигателя определяют графоаналитическим способом, для чего характе-

ристку избыточного момента разбивают на i интервалов, в пределах которых изменение моментов происходит по прямой (рис. 44). Тогда время пуска (разгона) агрегата можно определить по следующей формуле, с:

$$t_n = -T_j \sum_{i=1}^N \frac{\Delta s_i}{m_{изб. i}}, \quad (8.8)$$

где Δs_i — изменение скольжения на i -м участке (1, 2... N); $m_{изб. i}$ — среднее значение избыточного момента на i -м участке, определяемое как разность моментов двигателя и механизма для каждого i -го участка.

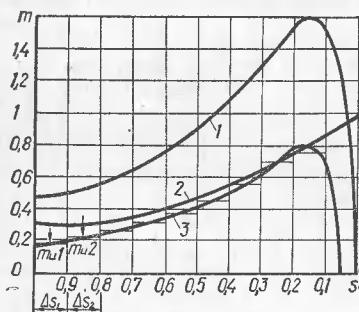


Рис. 44. Кривые для определения времени разгона:

1 — момент двигателя; 2 — момент сопротивления; 3 — избыточный момент

При расчетах по формуле (8.8) следует иметь в виду, что при пуске (разгоне) Δs отрицательны, $m_{изб.}$ положительны; при выбеге Δs — положительны, $m_{изб.}$ отрицательны.

Относительное время разгона агрегата

$$t_{*n} = \frac{t_n}{T_j} = - \sum_{i=1}^N \frac{\Delta s_i}{m_{изб. i}}. \quad (8.9)$$

Приняв в выражении (8.9) относительный избыточный момент $m_{изб.}$ равным среднему ускоряющему моменту за время пуска $m_{изб. ср.}$, получим упрощенные выражения для определения времени разгона:

$$t_{in} = -T_j \frac{\Delta s}{m_{изб. ср.}}; \quad (8.10)$$

$$t_{*n} = - \frac{\Delta s}{m_{изб. ср.}}. \quad (8.11)$$

В выражениях (8.10), (8.11) принимают: $\Delta s = s - s_n$ — для асинхронных электродвигателей; $\Delta s = s - 0,05$ — для синхронных

электродвигателей; s — скольжение, до которого электродвигатель затормозится при снижении или исчезновении напряжения на его выводах во время выбега.

На рис. 45 приведены обобщенные кривые времени разгона (в долях механической постоянной времени) синхронных двигателей в зависимости от напряжения при значениях $m_{с. м. к} = 1,6...3$.

Время самозапуска t_c определяют:

при постоянном избыточном моменте электродвигателя

$$t_c = -T_j \frac{s_{нч}}{m_{изб.}}; \quad (8.12)$$

при переменном избыточном моменте и начальном скольжении $s_{нч} > 0,5$

$$t_c = -T_j \left[\frac{2s_1 - 1}{m_{изб. 1} - m_{изб. нч}} + \frac{1}{2(m_{изб. к} - m_{изб. нч})} \ln \frac{m_{изб. к}}{m_{изб. нч}} \right]; \quad (8.13)$$

при переменном избыточном моменте и $s_{нч} \leq 0,5$:

$$t_c = -T_j \frac{s_2}{m_{изб. 3} - m_{изб. 2}} \ln \frac{m_{изб. 3}}{m_{изб. 2}}. \quad (8.14)$$

В выражениях (8.12)–(8.14) приняты следующие обозначения: $s_{нч}$ — начальное скольжение самозапуска; s_1, s_2 — скольжения соответственно при $s_{нч} > 0,5$ и $s_{нч} \leq 0,5$; $m_{изб. 1}, m_{изб. нч}, m_{изб. к}$ — избыточный момент соответственно при $s = 1, s = 0,5, s = s_k$, о. е.; $m_{изб. 2}, m_{изб. 3}$ — избыточный момент соответственно в начале и в конце самозапуска, о. е.

При КЗ, близких от шин, когда напряжение на выводах электродвигателей практически снижается до нуля, выбег каждого электродвигателя происходит индивидуально.

Для агрегатов с $T_j \geq 1$ с снижение частоты вращения за первые 0,5–1 с не зависит от характера момента сопротивления и происходит одинаково. Потерю частоты вращения для таких двигателей при постоянном избыточном моменте определяют так:

для одиночного двигателя

$$\frac{\Delta n}{n} = s = t_{пер} \frac{k_3}{T_j};$$

для группы двигателей

$$\frac{\Delta n}{n} = s_{ср} = t_{пер} \frac{\sum_{i=1}^N \frac{k_{3i} P_{дв. ni}}{T_{ji}}}{\sum_{i=1}^N P_{дв. ni}},$$

где Δn — снижение частоты вращения двигателя, о. е.; k_3 — коэффициент загрузки двигателей, о. е.; $t_{пер}$ — время перерыва питания, с;

N — число двигателей в группе; T_{js} — эквивалентная механическая постоянная агрегатов, участвующих в выбеге;

$$T_{js} = \frac{\sum_{i=1}^N (GD_{\text{агр}}^2) n_c^2}{364 \sum_{i=1}^N P_{\text{дв. н.т}}}$$

Относительное число оборотов, до которых затормозился двигатель при заданной длительности перерыва питания,

$$n_* = 1 - k_3 t_{\text{пер}}$$

При выбеге с нагрузкой ниже номинальной полученный результат следует умножить на величину $t_{\text{пер}} k_3$, где $k_3 < 1$.

Снижение частоты вращения электродвигателями при перерыве питания в значительной степени зависит от напряжения, поддерживаемого электродвигателями на шинах, вследствие наличия остаточного магнитного потока.

При отключении электродвигателей напряжение на их зажимах скачком падает до значения около 0,85 номинального и затем, по мере выбега, у асинхронных электродвигателей быстро уменьшается до нуля, а у синхронных, благодаря наличию релейной форсировки возбуждения, напряжение уменьшается более медленно и длительное время поддерживается на уровне 0,7—0,8 номинального.

5. НАГРЕВ ДВИГАТЕЛЕЙ

Постоянная времени нагрева представляет собой время, в течение которого тело, имеющее удельную теплоемкость c и массу G , нагревается до превышения температуры τ при ежесекундном выделении в нем количества тепла Q и при отсутствии рассеяния тепла с его поверхности:

$$T_n = \frac{c\gamma}{100\rho k_B} \frac{\tau}{j_n^2} = 1500 \frac{\tau}{j_n^2},$$

где c — удельная теплоемкость, Вт · с/кг · °С; ρ — удельное сопротивление, Ом · мм²/м; τ — превышение температуры обмоток над охлаждающей средой, °С; j_n — номинальная плотность тока, А/мм²; k_B — коэффициент, учитывающий увеличение сопротивления вследствие вытеснения тока.

Допустимое время разгона синхронного и асинхронного двигателей определяется температурой перегрева обмоток статора и ротора. Дополнительный нагрев статорной обмотки электродвигателя [6] при пуске

$$\Delta\tau = \frac{j_n^2 (i_n U_{*нач})^2 i_{\text{экв}}^2}{175} t_n;$$

при самозапуске

$$\Delta\tau = \frac{j_n^2 (i_n^2 - 1)}{150} t_c,$$

где $U_{*нач}$ — начальное напряжение пуска, о. е.; $i_{\text{экв}}$ — эквивалентное (среднеквадратичное) значение пускового тока за время пуска, равное

0,93, о. е.; j_n — номинальная плотность тока для электродвигателей напряжением 6 кВ, равная у синхронных $j_n = 4,5 \dots 5,2$ А/мм², у асинхронных $j_n = 5,5 \dots 6,2$ А/мм².

Дополнительный нагрев статорной обмотки допускает 135 °С. Проверку дополнительного нагрева статорной обмотки практически следует производить при длительности разгона свыше 20 с. Дополнительный нагрев пусковой роторной обмотки

$$\Delta\tau = 1,3 \frac{T_j P_{\text{дв. н.т}}}{G} \frac{t_n}{t_{\text{п.х}}},$$

где $t_{\text{п.х}}$ — продолжительность, с, пуска электродвигателя, работающего на холостом ходу, определяемая при $m_c = 0$.

Температура перегрева поверхности ротора в конце пуска электродвигателя, °С

$$\tau_{\text{рот}} = \tau_v (1 - s_n^2) + \tau_{vн} s_n^2,$$

где s_n — скольжение в конце разгона электродвигателя (для синхронного $s_n = 0,05$); τ_v — температура перегрева поверхности бочки ротора при разгоне электродвигателя:

для асинхронного — до $s_n = s_n$, для синхронного — до $s_n = 0$ при прямом пуске и $s_n = 0,05$ при пуске на пониженном напряжении, °С; $\tau_{vн}$ — температура перегрева поверхности бочки ротора при номинальном напряжении, °С.

Значения τ_v , $\tau_{vн}$ для турбодвигателей можно определить по кривым превышения температур, достигаемых за время пуска электродвигателя в зависимости от фиктивного времени $t_{\text{п.ф}}$ и удельных потерь в роторе $\Delta\rho$ (рис. 46).

Удельные потери в роторе в начальный момент при неподвижном роторе составляют, кВт/м²:

$$\Delta\rho = \frac{m_n P_{\text{дв. н.т}}}{F_{6.p}} U_{*нач}^2,$$

где $F_{6.p} = 0,65 \pi d l$ — поверхность бочки ротора по головкам зубцов, м² (d , l — диаметр и длина бочки ротора, м; 0,65 — коэффициент, учитывающий уменьшение поверхности за счет зубцов).

Фиктивное время находится на пересечении касательной к начальной части кривой разгона электродвигателя $s = f(t)$ с прямой $s = 0$. Перегрев поверхности ротора при самозапуске можно определить из выражения

$$\tau = \frac{m_n}{0,78G} t_c.$$

Нагрев ротора практически следует проверять при длительности разгона более 10 с. Для однофазных электродвигателей допустимый нагрев ротора равен 250 °С и для двухфазных — 300 °С;

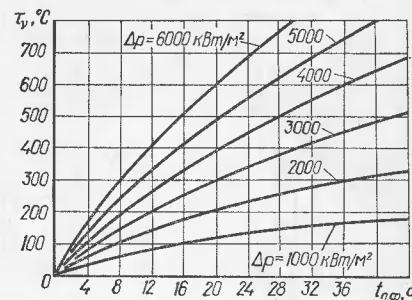


Рис. 46. Обобщенные кривые превышения температуры поверхности бочки ротора турбодвигателя от продолжительности пуска

Для определения максимально допустимого времени разгона синхронных электродвигателей по условию допустимого перегрева статорной обмотки можно пользоваться следующими расчетными выражениями, °C:

для обмоток класса А с предельно допустимой температурой перегрева — 45 °C $t_{п. макс} = 7850/j_{п}^2$;

для обмоток класса В с предельно допустимой температурой перегрева — 60 °C $t_{п. макс} = 10500/j_{п}^2$, где $j_{п}$ — пусковая плотность тока ($j_{п} = 23 \dots 25$ А/мм²).

Приведенная аналитическая методика определения нагрева двигателей предусматривает один пуск из горячего состояния или два пуска из холодного состояния. Следует учитывать, что температуры, получаемые при аналитических расчетах, несколько выше действительных. Наличие запаса желательно, так как при расчетах по упрощенным формулам не учитываются возможные местные повышения температуры на торцах ротора.

6. СПОСОБЫ И СХЕМЫ ПУСКА

В зависимости от способа включения статора применяют следующие схемы пуска высоковольтных двигателей (рис. 47): а) прямое включение (рис. 47, а); б) включение через пусковые устройства: реак-

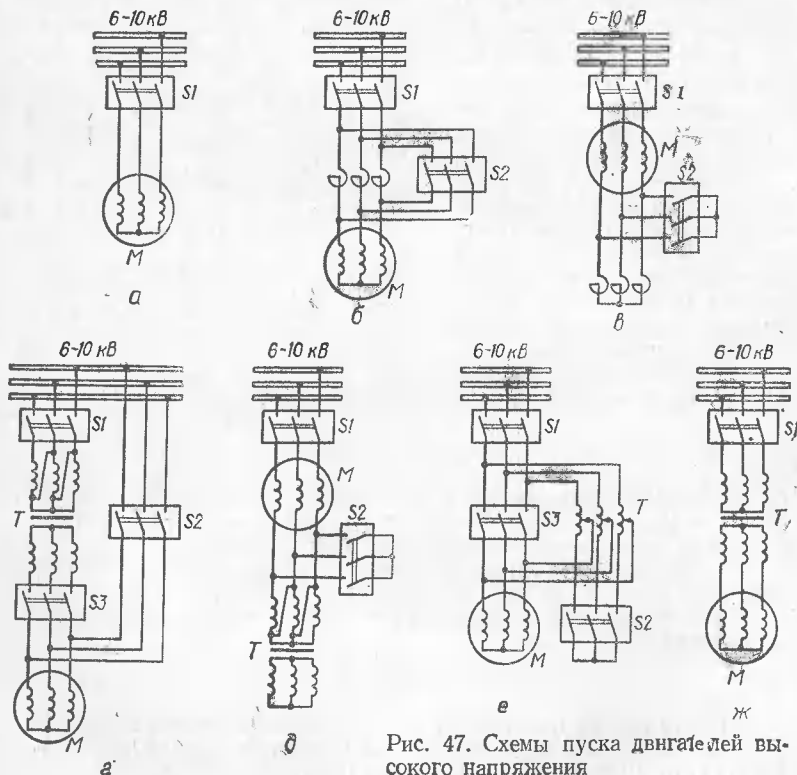


Рис. 47. Схемы пуска двигателей высокого напряжения

торные схемы — включение реактора перед двигателем или в нейтраль обмотки статора (рис. 47, б, в); трансформаторные схемы — включение трансформатора перед двигателем или в нейтраль обмотки статора (рис. 47, г, д); автотрансформаторная схема (рис. 47, е); схема блока трансформатор—двигатель (рис. 47, ж).

В зависимости от способа включения обмотки возбуждения можно выделить следующие схемы пуска синхронных электродвигателей

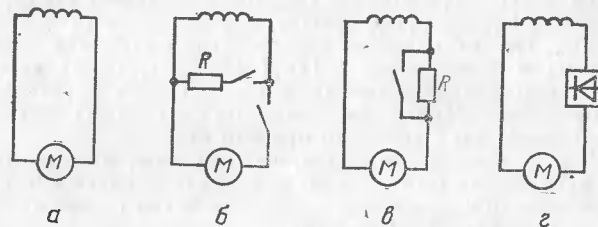


Рис. 48. Схемы включения обмоток возбуждения синхронных электродвигателей

(рис. 48): с постоянно включенным возбудителем (рис. 48, а); с переключением на время пуска обмотки возбуждения на гасительное сопротивление (рис. 48, б); с последовательным включением сопротивления в цепь обмотки возбуждения (рис. 48, в); с питанием обмотки возбуждения от выпрямителя (рис. 48, г).

Основными способами пуска двигателей низкого напряжения являются (рис. 49): прямое включение (рис. 49, а), прямое включение

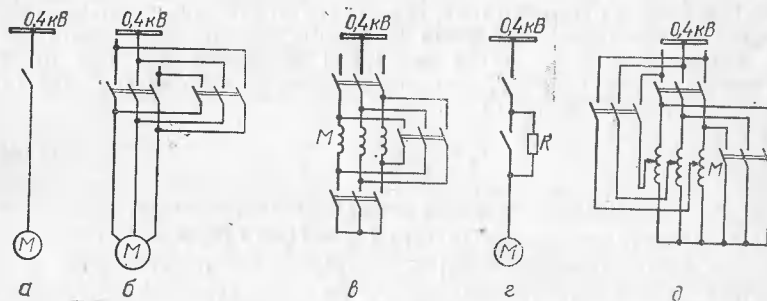


Рис. 49. Схемы пуска двигателей низкого напряжения

с реверсированием (рис. 49, б); схемы пуска с переключением с треугольника на звезду (рис. 49, в); включение активного сопротивления (рис. 49, г); переключение числа полюсов (рис. 49, д).

Выбор способа пуска электроприводов определяется следующей совокупностью факторов: допустимой потерей напряжения в питающей сети; значением момента сопротивления рабочего механизма; перегрузкой сетевых трансформаторов пусковыми токами; моментом инерции системы привода; допустимой длительностью пуска; максимально допустимым ускорением рабочего механизма; свойствами самого двигателя, в особенности, его механической и тепловой прочностью; экономичностью пусковых устройств и их эксплуатацией.

7. ПРЯМОЙ ПУСК ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Схема прямого пуска от полного напряжения сети является наиболее простой и эффективной. Значительные пусковые токи при прямом пуске, пропорциональные напряжению сети, обуславливают резкое повышение избыточного момента и соответствующее сокращение времени пуска. Тепловое воздействие при прямом пуске асинхронных двигателей и явнополюсных синхронных получается таким, что нагрев обмоток за время пуска меньше, чем при пуске от пониженного напряжения. По механическим воздействиям на обмотки двигателей, выпускаемых в соответствии с ГОСТ 183—74*, также допускается пуск от полного напряжения сети. В общем случае конструкции современных асинхронных и явнополюсных синхронных электродвигателей приспособлены к условиям прямого пуска.

Турбодвигатели, как правило, не допускают прямого пуска от полного напряжения сети, поскольку при таком пуске имеется опасность чрезмерного нагрева наружного слоя бочки ротора из-за вытеснения тока (поверхностный эффект).

По воздействию на сеть прямой пуск допускается при условии, что напряжение на шинах источника питания при пуске не будет ниже определенного предела, при котором обеспечивается нормальная работа других потребителей. В соответствии с инструкцией по проектированию электроснабжения промышленных предприятий (СН174—75) снижение напряжения на шинах 6—10 кВ источника питания при пусках не должно превышать 10—15 % от номинального при питании осветительной и смешанной нагрузок и до 20—25 % при питании чисто силовой нагрузки (25 % допускается при редких пусках — 1 раз в смену).

Для электродвигателей напряжением выше 1000 В периодическую составляющую пускового тока, определяемую для начального периода пуска, рассчитывают без учета активного сопротивления двигателя и питающей сети. С учетом указанных допущений ток при пуске двигателя через трансформатор или реактивную кабельную линию от шин бесконечной мощности

$$I_{\text{п}} = \frac{U_{\text{ш}}}{x_{\text{дв}} + x_{\text{с}}}, \quad (8.15)$$

где $U_{\text{ш}}$ — напряжение на шинах до включения двигателя, при пуске от ненагруженного трансформатора $U_{\text{ш}} = U_{\text{с}} = 1,05$; $x_{\text{с}}$ — индуктивное сопротивление питающей сети; $x_{\text{дв}}$ — индуктивное сопротивление двигателя до шин, принимаемое при прямом пуске синхронного электродвигателя

$$x_{\text{дв}} = \frac{1}{2} (x_{\text{д}}'' + x_{\text{д}}'').$$

Напряжение на шинах источника питания при пуске от мощной системы

$$U_{\text{ш}} = \frac{z_{\text{дв}}}{x_{\text{дв}} + x_{\text{с}}} U_{\text{с}},$$

где $z_{\text{дв}}$ определяется по данным каталога (при $s = 1$) $\left(z_{\text{дв}} = \frac{U_{\text{пуск}}}{I_{\text{пуск}}} \right)$

Кроме вышеуказанного, формула (8.15) в одинаковой степени справедлива также в случаях, когда электродвигатель пускается от

загруженного трансформатора или нагруженной кабельной линии; от трансформатора с АРПН или без АРПН (в первом случае напряжение на шинах задается уставкой АРПН, во втором — напряжение является функцией нагрузки); от шин, к которым подключены другие синхронные электродвигатели, эти электродвигатели следует учитывать при определении пускового тока — при этом для синхронных электродвигателей, оборудованных автоматическим регулированием возбуждения или устройством форсировки возбуждения, принимают $U_{\text{с}} = E_{\text{г}}''$ и $x_{\text{дв}} = x_{\text{д}}''$, а для не имеющих указанных устройств — $U_{\text{с}} = E_{\text{г}}''$ и $x_{\text{дв}} = x_{\text{д}}'$.

Проверку перегрузочной способности трансформаторов пусковыми токами в соответствии с ГОСТ 11677—75* выполняют при времени пуска более 15 с. По динамическому воздействию на трансформатор допускается 6 пусков в сутки при четырехкратном токе перегрузки. По тепловому воздействию на трансформатор пусковая мощность, длительность и число пусков ограничиваются предельной температурой обмоток трансформатора, которая не должна превышать 160 °С. Допустимое число пусков можно определить по кривым, приведенным на рис. 50.

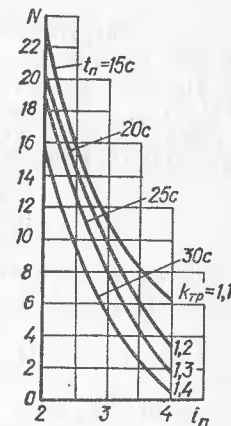


Рис. 50. Кривые для определения числа допустимых пусков через трансформатор в сутки (N) в зависимости от их длительности (t_n) при различных кратностях пускового тока (i_n):

$k_{\text{тп}}$ — отношение номинальной мощности трансформатора к мощности, требуемой без учета пусков

Как правило, для значительной группы механизмов (насосов, вентиляторов, компрессоров и т. д.) длительность пуска не превышает 15 с, а число пусков в смену незначительно. Поэтому двигатели с пусковыми токами не выше 4- — 5-кратного от номинального обычно допускают прямой пуск от трансформаторов соизмеримой мощности, так как перегрузка трансформатора пусковыми токами не будет превышать четырехкратной величины.

Допустимость прямого пуска по действию на сеть при условии $U_{\text{ш}} = (0,8 \dots 0,9) U_{\text{с}}$ и $z_{\text{дв}} = x_{\text{дв}}$ для синхронных электродвигателей можно оценить по следующим условиям [32]:

$$\begin{aligned} \text{при редких пусках } x_{\text{дв}} &\geq 4x_{\text{с}}; \\ \text{при частых пусках } x_{\text{дв}} &\geq 9x_{\text{с}}. \end{aligned} \quad (8.16)$$

Если условие (8.16) не выполняется, то следует перейти к схемам пуска с использованием пусковых устройств.

8. ПУСК ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ ПОНИЖЕННОМ НАПРЯЖЕНИИ И ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ ПУСКОВЫХ УСТРОЙСТВ

Если прямой пуск недопустим, то последовательно с двигателем включают пусковое устройство с добавочным сопротивлением, которое должно удовлетворять следующим двум условиям [32]:

1) напряжение на шинах источника питания не должно снижаться ниже допустимого значения U' , зависящего от характера потребителя

$$\frac{x_{дв} + x_{доб}}{x_{дв} + x_{доб} + x_c} \geq U'; \quad (8.17)$$

2) напряжение на выводах двигателя должно быть не более допустимого, задаваемого заводами-изготовителями, и достаточным для разворота двигателя с заданной нагрузкой

$$U_{доп. мин} \leq \frac{x_{дв}}{x_{дв} + x_{доб} + x_c} \leq U_{доп. макс}, \quad (8.18)$$

где $x_{доб}$ — индуктивное сопротивление пускового устройства; для синхронных электродвигателей $x_{дв} = x_d''$, для асинхронных — $x_{дв} = z_{дв}$.

Пусковой момент двигателя в начале пуска должен быть на 20—30 % больше момента сопротивления механизма в неподвижном состоянии и не менее чем на 10 % больше на всем пути разгона. Это условие будет выполнено, если

$$\left(\frac{x_{дв}}{x_{дв} + x_{доб} + x_c} \right)^2 m_n \geq (1,2 \dots 1,3) m_c,$$

откуда следует, что минимальное напряжение, при котором обеспечивается пуск двигателей,

$$U_{доп. мин} \geq \sqrt{\frac{(1,2 \dots 1,3) m_c}{m_n}},$$

Совместно решив неравенства (8.17) и (8.18), получим

$$\left(x_{дв} \frac{1 - U_{доп. макс}}{U_{доп. макс}} - x_c \right) \leq x_{доб} \leq \left(x_{дв} \frac{1 - U_{доп. мин}}{U_{доп. мин}} - x_c \right).$$

Приняв достаточно распространенные условия пуска для синхронных электродвигателей, сопротивления пусковых устройств можно оценить по следующим соотношениям [32]:

из условия 1 при $U' = 0,8 \dots 0,9$

при редких пусках $x_{доб} = 4x_c - x_d''$;

при частых пусках $x_{доб} = 9x_c - x_d''$;

из условия 2

для турбодвигателей при $U_{доп. макс} = 0,65$; $U_{доп. мин} = 0,5$

$$(0,54x_d'' - x_c) \leq x_{доб} \leq (x_d'' - x_c);$$

для явнополюсных машин при $U_{доп. макс} = 0,85$; $U_{доп. мин} = 0,5$

$$(0,18x_d'' - x_c) \leq x_{доб} \leq (x_d'' - x_c).$$

Реакторный пуск. Реакторные схемы пуска высоковольтных электродвигателей, отличающиеся способом подключения пускового устройства, приведены на рис. 47, б, в. В настоящее время в связи с отсутствием специальных пусковых реакторов в пусковых схемах электродвигателей применяют серийные токоограничивающие реакторы.

Напряжение на выводах электродвигателя в начальный момент пуска

$$U_{дв.п} = \frac{x_{дв}/S_{дв.н}}{x_{дв}/S_{дв.н} + x_p/U_n^2 + 1/S_{к.з}},$$

где x_p — индуктивное сопротивление реактора.

Понижение напряжения в электрической сети в начальный момент пуска

$$\Delta U = \frac{S_{дв.н}}{x_{дв}} \frac{U_{дв.п}}{S_{к.з}}. \quad (8.19)$$

Остаточное напряжение на шинах источника питания

$$U_{ш} = 1 - \Delta U = 1 - \frac{S_{дв.н}}{x_{дв}} \frac{U_{дв.п}}{S_{к.з}}.$$

Сопротивление пускового реактора (группы реакторов), обеспечивающее требуемое начальное напряжение при заданных условиях пуска,

$$x_p = \left[\frac{x_{дв}}{S_{дв.н}} \left(\frac{1}{U_{дв.п}} - 1 \right) - \frac{1}{S_{к.з}} \right] U_n^2.$$

Номинальный ток реактора определяется из соотношения

$$I_{р.н} \geq 1,3 \frac{I_{п.ср}}{C} \sqrt{\alpha t_n}, \quad (8.20)$$

где $I_{п.ср}$ — среднее значение пускового тока через реактор за время одного пуска, А; α , t_n — допустимое число пусков и длительность одного пуска, с; C — постоянный коэффициент, зависящий от материала обмотки реактора (для меди $C = 122$, для алюминия $C = 82$).

Среднее значение пускового тока через реактор определяется по формуле

$$I_{п.ср} \approx 0,93 i_n U_{дв.п} I_{дв.н}. \quad (8.21)$$

Номинальный ток реактора выбирают из условия обеспечения трех пусков и нагрева реактора до 100 °С. Тогда для реактора с алюминиевой обмоткой формула (8.20) с учетом выражения (8.21) принимает вид

$$I_{р.н} \geq 1,3 \frac{0,93 i_n U_{дв.п} I_{дв.н}}{82} \sqrt{3 t_n}.$$

Выбранный таким образом реактор должен удовлетворять условиям термической устойчивости. При проверке реактора на термическую устойчивость определяют допустимость трех пусков подряд:

$$I_{п.ср} \sqrt{3 t_n} \leq (I \sqrt{t})_{кат}. \quad (8.22)$$

В правую часть соотношения (8.22) подставляют данные по термической устойчивости, приведенные в каталогах на реакторы, $кА \cdot с^{1/2}$.

Пусковой реактор допускает трехкратный пуск, если его номинальный ток соответствует

$$I_{p.n} = (0,5 \dots 1) I_{дв.н.}$$

По известным значениям x_p и $I_{p.n}$ определяют индуктивное сопротивление реактора (%), отнесенное к его номинальному току и напряжению:

$$x_p = x_p \frac{I_{p.n}}{I_{дв.н.}} \frac{U_{дв.н.}}{U_{p.n.}}$$

По каталогу выбирают ближайшее значение $x_{p.кат}$, % и приводят это значение к базисным условиям, т. е. к номинальным параметрам двигателя:

$$x_{p.б} = \frac{x_{p.кат}}{100} \frac{I_{дв.н.}}{I_{p.n}} \frac{U_{p.n.}}{U_{дв.н.}}$$

В соответствии с условием (8.18) следует проверить напряжение на шинах источника питания при пуске двигателя от выбранного реактора.

Трансформаторный пуск. Трансформаторные схемы пуска высоковольтных электродвигателей, отличающиеся способом подключения пускового устройства, приведены на рис. 47, з, д. Трансформаторная схема на рис. 47, з аналогична схеме автотрансформаторного пуска. Особенностью схемы, приведенной на рис. 47, д, является включение силового трансформатора с закороченной вторичной обмоткой в нейтраль электродвигателя. В настоящее время в связи с отсутствием специальных устройств для пуска электродвигателя применяют силовые трансформаторы общего назначения.

Напряжение на выводах электродвигателя в начальный момент пуска:

для схемы на рис. 47, з

$$U_{дв.п} = \frac{(x_{дв}/S_{дв.н.}) k_{пр}}{(x_{дв}/S_{дв.н.}) k_{пр}^2 + \frac{U_k}{S_{тр.н.}} \left(1 + \frac{V_{отв}}{100}\right)^2 + \frac{1}{S_{к.з}}}; \quad (8.23)$$

для схемы на рис. 47, д

$$U_{дв.п} = \frac{x_{дв}/S_{дв.н.}}{x_{дв}/S_{дв.н.} + \frac{U_k}{S_{тр.н.}} \left(1 + \frac{V_{отв}}{100}\right)^2 + \frac{1}{S_{к.з}}}. \quad (8.24)$$

Понижение напряжения в электрической сети в начальный момент пуска электродвигателя:

для схемы на рис. 47, з — аналогично реакторному пуску по выражению (8.19);

для схемы на рис. 47, д

$$\Delta U = \frac{S_{дв.н.}}{x_{дв.н.}} \frac{U_{дв.п}}{S_{к.з.}} \frac{1}{k_{пр}}. \quad (8.25)$$

Мощность пускового трансформатора, обеспечивающая требуемое начальное напряжение при заданных условиях пуска:

для схемы на рис. 47, з

$$S_{тр} = \frac{\frac{U_k}{100} \left(1 + \frac{V_{отв}}{100}\right)^2}{x_{дв}/S_{дв.н.} k_{пр}^2 \left(\frac{1}{U_{дв.п} k_{пр}} - 1\right) - \frac{1}{S_{к.з}}}; \quad (8.26)$$

для схемы на рис. 47, д

$$S_{тр} = \frac{\frac{U_k}{100} \left(1 + \frac{V_{отв}}{100}\right)^2}{x_{дв}/S_{дв.н.} \left(\frac{1}{U_{дв.п}} - 1\right) - \frac{1}{S_{к.з}}}. \quad (8.27)$$

В формулах (8.23) — (8.27) введены следующие обозначения: $k_{пр}$ — коэффициент приведения [для схемы на рис. 47, з $k_{пр} = k_{тр} \left(1 + \frac{V_{отв}}{100}\right)$; для схемы на рис. 47, д — $k_{пр} = 1$]; $k_{тр}$ — коэффициент трансформации при установке переключателя на основном ответвлении ($k_{тр} = \frac{U_{в.н.}}{U_{н.н.}} > 1$); $V_{отв}$ — отклонение напряжения ответвления регулируемой обмотки трансформатора от номинального значения, %.

По каталогу принимают ближайшую стандартную мощность трансформатора $S_{тр.н.}$, мВ · А, и приводят его сопротивление к базисным условиям, т. е. к номинальным параметрам двигателя:

$$x_{тр.б} = \frac{U_k}{100} \frac{I_{дв.н.}}{I_{тр.н.}} \frac{U_{тр.н.}}{U_{дв.н.}}$$

В соответствии с условием (8.18) следует проверить напряжение на шинах источника питания при пуске двигателя от выбранного трансформатора.

Как правило, длительность пуска на номинальном напряжении составляет более 15 с. Поэтому в соответствии с ГОСТ 11677—75* требуется проверка перегрузочной способности пускового трансформатора.

Температура обмотки трансформатора в конце пуска, °С,

$$\theta_{кон} = (235 + \theta_0) (10^{p-1}) + \theta_0,$$

где θ_0 — температура обмоток в начале пуска — при использовании трансформатора в качестве пускового устройства принимают $\theta_0 = 35$ °С; p — показатель степени ($p = 0,0855 j_{тр.н.}^2 k_{пер}^2 10^{-4}$); $j_{тр.н.}$ — номинальная плотность тока в обмотках трансформатора, А/мм²; $k_{пер}$ — кратность перегрузки трансформатора пусковым током электродвигателя, определяемая следующим образом:

$$\text{для схемы по рис. 47, з } k_{пер} = \frac{S_{дв.н.} i_{п.дв.п.}}{S_{тр.н.} k_{тр}};$$

$$\text{для схемы по рис. 47, д } k_{пер} = \frac{S_{дв.н.} i_{п.дв.п.}}{S_{тр.н.}}.$$

Допустимая температура обмотки трансформатора в конце пуска составляет 160 °С.

В соответствии с ГОСТ 11677—75* допустимое число пусков ограничено кратностью перегрузки трансформатора. Допустимое число пусков через трансформатор определяют по кривым (рис. 50).

В табл. 56 приведены зависимости между параметрами пусковых трансформаторов и характеристиками синхронных двигателей для различных значений начального напряжения пуска. В схеме на рис. 47, *г* использованы трансформаторы напряжением 6/3,15 и 10/6,3 кВ с $U_K = 5,5\%$, а в схеме на рис. 47, *д* — также и трансформаторы 6 (10)/0,4 кВ. При этом отношение $S_{тр.н}/P_{дв.н}$ принимают с учетом того, что шкала мощностей трансформаторов в МВ · А с шагом 1,6, как правило, численно совпадает со шкалой мощности синхронных электродвигателей в мегаваттах при коэффициенте мощности 0,9.

Данные табл. 56 показывают, что при начальном напряжении пуска 0,5 следует применять трансформаторную схему по рис. 47, *г*, а при значениях 0,6—0,8 — схему по рис. 47, *д*. Устройства переключения без возбуждения (ПБВ) с диапазоном регулирования $\pm 2 \times 2,5\%$ позволяют изменять начальное напряжение пуска в схемах по рис. 47, *г*, *д* соответственно на $\pm 5\%$ и $\pm 10\%$.

Автотрансформаторный пуск. Автотрансформаторная схема пуска высоковольтного электродвигателя приведена на рис. 27, *г*. Коэффициент трансформации автотрансформатора выбирают из соотношений, соответствующих условиям (8.17), (8.18) [32]:

$$U_{ш} = \frac{x_{дв} n^2 + x_{ат}}{x_{дв} n^2 + x_{ат} + x_c} \geq 0,8 \dots 0,9; \quad (8.28)$$

$$U_{дв.п} = \frac{x_{дв} n_{мин}^2}{x_{дв} n_{мин}^2 + x_{ат} + x_c} \leq U_{доп.макс}; \quad (8.29)$$

$$U_{дв.п} = \frac{x_{дв} n_{макс}^2}{x_{дв} n_{макс}^2 + x_{ат} + x_c} \geq U_{доп.мин}, \quad (8.30)$$

где n — коэффициент трансформации автотрансформатора ($n = U_{в.н}/U_{нн} > 1$); $x_{ат}$ — сопротивление автотрансформатора, приведенное к напряжению $U_{в.н}$.

Решив соотношение (8.28) относительно n , из условия обеспечения напряжения на шинах источника питания 0,8—0,9 получим при редких пусках

$$n = \sqrt{\frac{4x_c - x_{ат}}{x_d''}};$$

при частых пусках

$$n = \sqrt{\frac{9x_c - x_{ат}}{x_d''}}.$$

Из выражений (8.29) и (8.30) для синхронных электродвигателей получим

$$\left. \begin{aligned} n_{мин} &= \frac{1}{2U_{доп.макс}} + \sqrt{\left(\frac{1}{2U_{доп.макс}}\right)^2 - \frac{x_c + x_{ат}}{x_d''}}; \\ n_{макс} &= \frac{1}{2U_{доп.мин}} + \sqrt{\left(\frac{1}{2U_{доп.мин}}\right)^2 - \frac{x_c + x_{ат}}{x_d''}}. \end{aligned} \right\}$$

56. Параметры трансформаторных схем для пуска синхронных электродвигателей

Начальное напряжение пуска $U_{дв.п}$ в о. е.	Номинальное напряжение $U_{нн}$ в кВ	Сверхпереходное сопротивление x_d'' в о. е.	Схема пуска	Номинальное напряжение обмоток трансформатора $U_{в.н}/U_{нн}$ в кВ	Регулирующее влияние $U_{отв}$ в %	Отношение мощности трансформатора к мощности электродвигателя $S_{тр.н}/P_{дв.н}$ в МВ · А/МВт	Кратность перегрузки трансформатора $k_{пер}$
0,48...0,5	6	0,11...0,23	рис. 47, <i>г</i>	6/3,15	—5; —2,5	1	2,7...1,2
0,5...0,55	10	0,18...0,25		10/6,3	—5	0,63	2,5...1,9
		0,09...0,19			0...+5	1	3,9...2,3
		0,14...0,25			0...+5	0,63	4...2,5
0,6...0,65		0,08...0,12		6/0,4	+5	1,2	5...3,7
		0,10...0,13		6/3,15	+5	1	5,5...4
		0,13...0,19*		10/6,3	—5...+5	1	4...3
		0,19...0,23		10/0,4	+5	0,63	5,5...5
	6, 10	0,10...0,15	рис. 47, <i>д</i>		—5...+5	1,6	4,2...2,8
0,7		0,13...0,17			—5...+5	1	4,8...3,2
		0,25...0,27			+5	0,63	4,8...4
0,8		0,14...0,1			—5...+5	1,6	4...3,3

* Применяется трансформатор с повышенным значением $U_K = 8\%$;

Примечание. Нижние границы интервалов изменения величин $U_{дв.п}$, x_d'' , $U_{отв}$ соответствуют друг другу, а также верхним границам $k_{пер}$.

Выбранный коэффициент трансформации автотрансформатора $n_{\max} > n \geq n_{\min}$. После того как коэффициент трансформации n автотрансформатора выбран, следует проверить напряжение на шинах при пуске двигателя в соответствии с неравенствами (8.17), (8.18).

Если отсутствуют данные по индуктивному сопротивлению автотрансформатора, можно в расчетах по соотношениям (8.28) — (8.30) принять $x_{\text{ат}} = 0$.

Пуск по схеме блок трансформатор — двигатель. Пуск высоковольтного электродвигателя по схеме блок трансформатор — двигатель приведен на рис. 47, *эс*. При пуске двигателя от сети высшего напряжения (35, 110, 220 кВ) через трансформатор условия (8.17), (8.18) обычно выполняются. Номинальная мощность трансформатора, как правило, должна быть на 20—30 % больше кажущейся номинальной мощности двигателя. Кроме того, трансформатор необходимо проверить на термическую устойчивость при условии двух пусков подряд. Для крупных двигателей обычно большее число пусков подряд не допускается.

На термическую устойчивость мощность трансформатора при пуске синхронного электродвигателя проверяют следующим образом [32]:

при $2t_{\text{п}} < 5\tau$

$$2t_{\text{п}} \leq 900 \left(\frac{I_{\text{тр.н}}}{I_{\text{дв.п}}} \right)^2 \approx \left(\frac{30}{S_{\text{дв.н}}} \right)^2 (U_{\text{к}} S_{\text{дв.н}} + x_d'' S_{\text{тр.н}})^2; \quad (8.31)$$

при $2t_{\text{п}} > 5\tau$

$$2t_{\text{п}} \leq 5 \left[\frac{U_{\text{к}} S_{\text{дв.н}} + x_d'' S_{\text{тр.н}} S_{\text{к.з.и}}}{U_{\text{к}} S_{\text{к.з.и}} + S_{\text{тр.н}} S_{\text{дв.н}}} \right]^2, \quad (8.32)$$

где $S_{\text{к.з.и}}$ — мощность КЗ, при которой производятся испытания трансформатора по ГОСТ 3484—77*: при классе напряжения обмотки ВН 6кВ $S_{\text{к.з.и}} = 1000$ МВА; при классе 10—35 кВ $S_{\text{к.з.и}} = 1500$ МВА; при классе 110 кВ $S_{\text{к.з.и}} = 5000$ МВА и при классе 220 кВ $S_{\text{к.з.и}} = 10000$ МВА.

Если действительное время пуска превышает значения, получаемые по выражениям (8.31), (8.32), следует выбрать более мощный трансформатор.

Рекомендации по применению схем пуска высоковольтных электродвигателей. Основные соотношения токов и моментов для рассмотренных схем пуска в зависимости от величины напряжения на выводах двигателя в начальный момент пуска $U_{\text{дв.п}}$ приведены в табл. 57.

Наиболее предпочтительной является схема прямого пуска высоковольтных электродвигателей, а для синхронных двигателей — схема прямого асинхронного пуска. Однако для широкого ряда типовых размеров асинхронных и синхронных электродвигателей напряжением 6 и 10 кВ такая схема неприемлема, потому что заводы-изготовители в определенных условиях требуют ограничить их пусковое напряжение. Для высоковольтных двигателей, предназначенных для механизмов с большими моментами инерции, это ограничение вызвано, в основном, условиями термической и динамической устойчивости. Кроме того, пусковое напряжение крупных двигателей ограничивается допустимым значением снижения напряжения в питающей сети в соответствии с СН 174—75. В этих условиях приходится применять реакторные (трансформаторные) схемы пуска как наиболее апробированные.

57. Соотношения токов и моментов для основных схем пуска

Расчетная величина	Реакторный пуск	Трансформаторный пуск	Автотрансформаторный пуск	Пуск через блок трансформатор-двигатель
Ток в обмотке двигателя	$i_{\text{п}}' = U_{\text{дв.п}} \times i_{\text{п}}$	$i_{\text{п}}' = U_{\text{дв.п}} \times i_{\text{п}}$	$i_{\text{п}}' = U_{\text{дв.п}} \times i_{\text{п}}$	$i_{\text{п}}' = U_{\text{дв.п}} \times i_{\text{п}}$
Ток, потребляемый двигателем из сети	$i_{\text{с}} = i_{\text{п}}'$	$i_{\text{с}} = i_{\text{п}}'$	$i_{\text{с}} = U_{\text{дв.п}} \times i_{\text{п}}'$	$i_{\text{с}} = i_{\text{п}}'$
Начальный момент двигателя	$m_{\text{п}}' = U_{\text{дв.п}}^2 \times m_{\text{п}}$	$m_{\text{п}}' = U_{\text{дв.п}}^2 \times m_{\text{п}}$	$m_{\text{п}}' = U_{\text{дв.п}}^2 \times m_{\text{п}}$	$m_{\text{п}}' = U_{\text{дв.п}}^2 \times m_{\text{п}}$

Примечание. $i_{\text{п}}'$, $m_{\text{п}}'$ — кратность пускового тока и начального момента двигателя при сниженном напряжении, о. е.

В современных промышленных сетях напряжением 6—10 кВ реакторный (трансформаторный) пуск, как правило, может быть осуществлен. Пуск через реактор (трансформатор), включенный в нейтраль двигателя, происходит плавно без толчков тока, так как по мере разворачивания двигателя и снижения пускового тока напряжение на двигателе плавно возрастает и в конце пуска незначительно отличается от номинального. Если при выборе реактора возникают затруднения, следует проверить возможность снижения допустимого напряжения на выводах двигателя. Такая возможность имеется при пуске двигателя без нагрузки.

Если сеть недостаточно мощна и одновременное удовлетворение условий (8.17), (8.18) невозможно, следует рассматривать вопрос о целесообразности пуска двигателя от сети ВН (35, 110, 220 кВ) по схеме блока трансформатор — двигатель. Этот способ может быть рекомендован при небольшом числе крупных двигателей. Увеличение количества и общей установленной мощности трансформаторов в этом случае компенсируется тем, что в значительной степени устраняется влияние пусковых токов на потребителей, присоединенных к сети 6 (10) кВ, и реактивности трансформатора, как правило, оказывается достаточно, чтобы при пуске снизить напряжение у двигателя до заданных пределов и без помощи реактора добиться приемлемого напряжения на шинах источника питания.

Автотрансформаторный пуск значительно сложнее реакторного, требует большего количества оборудования и аппаратуры. Схема автотрансформаторного пуска менее надежна в эксплуатации, так как имеют место случаи частого отказа в работе сложной автоматики пуска. Кроме того, при размыкании контактов масляного выключателя в нуле автотрансформатора и при переключении от пускового

напряжения на полное напряжение сети происходит толчок тока. Фактически при автотрансформаторном пуске напряжение возрастает плавно только до напряжения, соответствующего пусковому ответвлению автотрансформатора. Поэтому автотрансформаторный пуск высоковольтных двигателей следует применять только тогда, когда другие способы пуска не проходят или по каким-либо соображениям их применение нецелесообразно. Таким образом, реакторная и трансформаторная схемы являются основными схемами пуска высоковольтных двигателей на пониженном напряжении.

Техико-экономические расчеты позволили обосновать области применения этих схем для пуска высоковольтных синхронных двигателей (табл. 58, 59). Анализ полученных данных показал, что трансформаторные схемы на рис. 47, г, д с трансформаторами мощностью соответственно до 1000 и 1600 кВ·А экономичнее реакторной схемы, если при тех же условиях пуска в ней установлено более двух одинарных реакторов; при мощности трансформаторов 1600—2500 кВ·А — более двух двоянных реакторов; при мощности 2500—4000 кВ·А — более трех двоянных реакторов.

58. Области применения трансформаторных схем пуска синхронных электродвигателей

Начальное напряжение пуска $U_{дв. п. о. е.}$	Мощность электродвигателя $P_{дв. н. кВт}$	Минимальное сверхпереходное сопротивление x_d'' , о. е.	Начальное напряжение пуска $U_{дв. п. о. е.}$	Мощность электродвигателя $P_{дв. н. кВт}$	Минимальное сверхпереходное сопротивление x_d'' , о. е.
Номинальное напряжение $U_n = 6$ кВ			Номинальное напряжение $U_n = 10$ кВ		
0,5	630...2000	0,11	0,5	630...2500	0,09
	2500...3200	0,18		3200	0,11
0,6	630...1250	0,08		4000	0,15
	2000...3200	0,19		5000	0,17
0,7	630...800	0,1		6300	0,21
	1000...1250	0,13	0,6	630...800	0,08
	1600	0,15		1000...2500	0,11
0,8	630...1000	0,14*		3200...4000	0,19
			0,7	630...800	0,1
				1000...2500	0,13
			0,8	3200...4000	0,22
				630...1000	0,14*

* При $U_{дв. п.} = 0,8$ максимальное значение $x_d'' < 0,17$.

Реакторную схему (рис. 47, б) целесообразно применять для электродвигателей 6 (10) кВ мощностью до 3200—6300 кВт при значениях сверхпереходного сопротивления меньше указанных в табл. 58 и для электродвигателей большей мощности согласно табл. 59. При определении условий применения реакторного пуска учтено требование СН 174—75 к допустимому значению снижения напряжения (20 %). Исходя из этого, мощности КЗ в сети, приведенные в табл. 59, являются минимально допустимыми при указанных интервалах значений

сверхпереходного сопротивления (нижняя граница интервала x_d'' соответствует верхней границе $S_{к. з.}$). При меньшем значении сверхпереходного сопротивления параметры существующих токоограничивающих реакторов не обеспечивают заданных условий пуска, а при больших значениях начальное напряжение и допустимое снижение напря-

59. Области применения реакторных схем пуска синхронных электродвигателей мощностью 5000—25 000 кВт

Начальное напряжение пуска $U_{дв. п. о. е.}$	Мощность электродвигателя $P_{дв. н. кВт}$	Сверхпереходное сопротивление x_d'' , о. е.	Мощность минимальная короткого замыкания $S_{к. з. МВА}$	Начальное напряжение пуска $U_{дв. п. о. е.}$	Мощность электродвигателя $P_{дв. н. кВт}$	Сверхпереходное сопротивление x_d'' , о. е.	Мощность минимальная короткого замыкания $S_{к. з. МВА}$
Номинальное напряжение $U_n = 6$ кВ				Номинальное напряжение $U_n = 10$ кВ			
0,5	6300	0,08	200	0,5	6300	0,08...0,21**	200
	8000	0,08...0,1	250...200		8000	0,08...0,11	250...200
	10 000	0,08...0,14	350...200		10 000	0,08...0,13	350...200
	15 000	0,08...0,18	500...200		15 000	0,08...0,18	500...200
	20 000	0,13...0,27	450...200		20 000	0,09...0,27	600...200
	22 000	0,13...0,27	500...250		22 000	0,11...0,27	500...250
	24 500	0,15...0,27	500...250		24 500	0,11...0,27	600...250
0,6	6300	0,08...0,1	250...200	0,6	6300	0,08...0,1	250...200
	8000	0,08...0,11	300...200		8000	0,08...0,11	300...200
	10 000	0,08...0,16	400...200		10 000	0,08...0,16	400...200
	15 000	0,13...0,25	400...200		15 000	0,08...0,25	600...200
	20 000	0,17...0,27	500...250		20 000	0,13...0,27	550...250
	22 000	0,19...0,27	600...300		22 000	0,13...0,27	600...300
	24 500	0,21...0,27	600...300		24 500	0,13...0,27	600...300
0,7	5000	0,08...0,1	250...200	0,7	5000	0,08...0,1	250...200
	6300	0,11...0,13	250...200		6300	0,08...0,13	300...200
	8000	0,11...0,16	300...200		8000	0,08...0,16	400...200
	10 000	0,15...0,22	300...200		10 000	0,11...0,22	300...200
	15 000	0,15...0,27	500...300		15 000	0,11...0,27	500...300
	20 000	0,27...0,3	600...300		20 000	0,15...0,27	600...400
	22 000*	—	—		22 000	0,17...0,27	600...400
	24 500*	—	—		24 500	0,17...0,27	600...400
0,8	5000	0,13...0,15	300...200	0,8	5000	0,08...0,12	300...200
	6300	0,15...0,19	300...200		6300	0,11...0,15	350...200
	8000	0,25...0,27	400...200		8000	0,11...0,15	400...200
	10 000	0,27	500		10 000	0,15...0,27	450...300
	15 000*	—	—		15 000	0,19...0,27	500...400
	20 000*	—	—		20 000	0,25...0,27	550...400
	22 000*	—	—		22 000	0,27	500

* При существующих типах реакторов пуск электродвигателей 6 кВ мощностью свыше 15 000 кВт при $x_d'' = 0,08...0,3$ не обеспечивается при $U_{дв. п.} = 0,7...0,8$.

** Значение $x_d'' = 0,21$ обусловлено применением более экономичной трансформаторной схемы согласно табл. 58.

жения непосредственно при мощности КЗ, меньше нижней границы, указанной в табл. 59.

Отметим также и технические особенности рассматриваемых реакторных и трансформаторных схем. Преимуществом реакторного пуска по сравнению с трансформаторным по схеме рис. 47, а является большая скорость нарастания напряжения на электродвигателе при пуске, обуславливающая увеличение его входного момента и уменьшение времени пуска. Этим же преимуществом обладает и схема на рис. 47, б.

9. ПУСК НИЗКОВОЛЬТНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

При расчетах пуска низковольтных электродвигателей, так же как и высоковольтных, активные сопротивления электродвигателя и предварительную нагрузку можно не учитывать, так как проверка возможности пуска, как правило, возникает в том случае, когда мощность электродвигателя соизмерима с мощностью трансформатора. Для ограничения пускового тока последовательно с электродвигателем низкого напряжения обычно включают активное сопротивление.

Реактивным сопротивлением питающей кабельной линии, которое по сравнению с активным сопротивлением мало, можно пренебречь и считать, что реактивное сопротивление является частью дополнительного активного сопротивления, которое требуется включить при пуске низковольтного электродвигателя для ограничения его пусковой

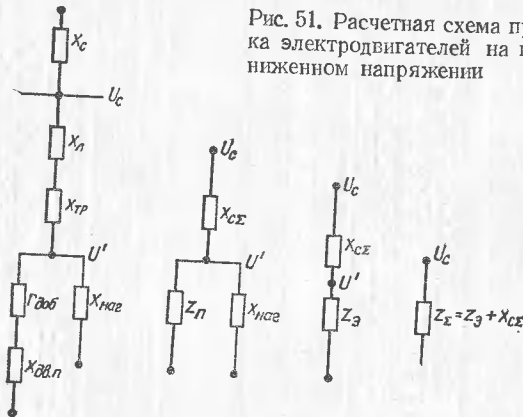


Рис. 51. Расчетная схема пуска электродвигателей на пониженном напряжении

мощности. Если мощность питающего трансформатора мала, то реактивность системы, отнесенная к мощности трансформатора, также мала и ее можно не учитывать. В этом случае при первичном напряжении 0,66 и 0,4 кВ $x_c \approx x_{tr} = 0,055$. Схема замещения для случая пуска низковольтного двигателя показана на рис. 51.

Полное сопротивление двигателя $z_{дв.п}$ с последовательно включенным активным сопротивлением (с учетом активного сопротивления линии)

$$z_{дв.п} = \sqrt{r_{доб}^2 + x_{дв.п}^2}$$

где $x_{дв.п}$ — реактивное сопротивление электродвигателя при пуске, о. е.; $r_{доб}$ — добавочное активное сопротивление, включенное после-

довательно с двигателем, состоящее из постоянно включенных сопротивлений сети и из шунтируемого пускового сопротивления, о. е.

Реактивные сопротивления электродвигателя при пуске и предварительной нагрузки, приведенные к мощности и напряжению трансформатора (принимают за базисные) в относительных единицах, можно определить так:

$$\frac{1}{x_{дв.п}} = \frac{S_{дв.п}}{S_{тр.н}} \left(\frac{U_{тр}}{U_{дв.н}} \right)^2;$$

$$\frac{1}{x_{наг}} = \frac{S_{наг}}{S_{тр.н}} \left(\frac{U_{тр}}{U_{дв.н}} \right)^2 \sin \varphi_{наг},$$

где $U_{тр}$ — напряжение х. х. понизительного трансформатора со стороны, к которой приводятся все сопротивления, кВ.

Эквивалентное сопротивление параллельно включенных электродвигателя с добавочным сопротивлением $z_{доб}$ и нагрузки $x_{наг}$

$$z_э \approx \frac{1}{\frac{1}{z_{дв.п}} + \frac{1}{x_{наг}}}. \quad (8.33)$$

При отсутствии добавочного активного сопротивления $r_{доб} = 0$ $z_э \approx x_э$. Введем обозначение $x_{п.ус} = \frac{1}{x_{дв.п}}$. Величину $x_{п.ус}$ назовем условной пусковой реактивностью электродвигателя, при которой допустим прямой пуск, о. е.

При отсутствии предварительной нагрузки ($x_{наг} = 0$) $z_э = z_{дв.п}$. Учитывая, что $x_{сэ} \ll z_э$, геометрическое сложение можно заменить алгебраическим:

$$z_э = z_э + x_{сэ}, \quad (8.34)$$

а если сопротивление $x_c + x_l \ll x_{tr}$, то

$$z_э = z_э + x_{tr}. \quad (8.35)$$

Остаточное напряжение на шинах вторичной стороны трансформатора

$$U' = U_c \frac{z_э}{z_э}, \quad (8.36)$$

где U_c принимают для трансформаторов 6 (10) / 0,4 (0,66) кВ равным 1,04 при использовании выражения (8.34) и 1,03 — выражения (8.35).

Напряжение на выводах электродвигателя в начальный момент пуска

$$U_{дв.п} = U' \frac{x_{дв.п}}{z_э}.$$

Кратность перегрузки трансформатора

$$k_l = U_c / z_э. \quad (8.37)$$

Выбор способа пуска низковольтного электродвигателя определяется условиями, выраженными соотношениями (8,36) и (8,37).

В соответствии с условиями (8.36), (8.37) эквивалентное сопротивление электродвигателя равно

$$z_{\Sigma}^{(1)} = \frac{U'}{U_c - U'} x_{c\Sigma}; \quad (8.38)$$

$$z_{\Sigma}^{(2)} = \frac{U_c}{k_i} - x_{c\Sigma}. \quad (8.39)$$

При этом перегрузка трансформатора должна быть не выше допустимой величины, т. е. $k_i \leq k_{i, \text{доп.}}$.

Прямой пуск. Подставив значение z_{Σ} из формул (8.38) и (8.39) в формулу (8.33), получим соответственно значения условного пускового сопротивления электродвигателя, при котором допустим прямой пуск:

$$x_{\text{п.ус}}^{(1)} = \frac{U_c - U'}{U'} \cdot \frac{1}{x_{c\Sigma}} - \frac{1}{x_{\text{наг}}};$$

$$x_{\text{п.ус}}^{(2)} = \frac{1}{\frac{U_c}{k_i} - x_{c\Sigma}} - \frac{1}{x_{\text{наг}}}.$$

При отсутствии предварительной нагрузки составляющая $x_{\text{наг}} = 0$.

При $x_{\text{п.ус}}^{(1)} < x_{\text{п.ус}}^{(2)}$ способ пуска следует выбирать по соотношению (8.36), а при $x_{\text{п.ус}}^{(1)} > x_{\text{п.ус}}^{(2)}$ — условию (8.37). Если $1/x_{\text{п}} \leq x_{\text{п.ус}}^{(1)}$ или $1/x_{\text{п}} \leq x_{\text{п.ус}}^{(2)}$, то прямой пуск допустим.

Пуск через активное сопротивление. Если пусковая мощность электродвигателя $1/x_{\text{п}} > x_{\text{п.ус}}^{(1)}$ или $1/x_{\text{п}} > x_{\text{п.ус}}^{(2)}$, то для ограничения пускового тока включают добавочное активное сопротивление, выбираемое с таким расчетом, чтобы сопротивление двигателя с последовательно включенным сопротивлением было

$$z_{\text{п}} = \sqrt{r_{\text{доб}}^2 + x_{\text{дв.п}}^2} \geq x_{\text{п}}. \quad (8.40)$$

С учетом неравенства (8.40) расчетное выражение для определения добавочного активного сопротивления можно записать

$$r_{\text{доб}} \geq \sqrt{x_{\text{п}}^2 - x_{\text{дв.п}}^2}.$$

Если электродвигатель присоединен к шинам через линию с активным сопротивлением $r_{\text{л}}$, то добавочное активное сопротивление

$$r'_{\text{доб}} = r_{\text{доб}} - r_{\text{л}}.$$

10. ПУСК ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ ОТ ИСТОЧНИКА СОИЗМЕРИМОЙ МОЩНОСТИ

Пуск асинхронного с короткозамкнутым ротором и синхронного электродвигателей, питающихся от источника соизмеримой мощности, значительно отличается от пуска электродвигателей, питающихся от мощного источника электроснабжения. При пуске от изолированных синхронных генераторов (не работающих параллельно с энергосисте-

мой), мощность которых соизмерима с мощностью запускаемого электродвигателя, пусковой ток электродвигателя, протекая по обмотке синхронного генератора, вызывает резкое изменение реакции якоря и возникновения переходных процессов в цепи возбуждения генератора, резко изменяющих ток возбуждения. В связи с этим напряжение на зажимах генератора и пускаемого электродвигателя резко падает.

Генераторы, как правило, оборудованы устройством для автоматического регулирования напряжения, обеспечивающим форсировку возбуждения не менее 1,5—2, благодаря чему после кратковременного снижения напряжения при включении электродвигателя возбуждение автоматически увеличивается и напряжение на генераторе возрастает.

Ток электродвигателя при пуске от генераторов соизмеримой мощности [32]

$$I_{\text{п}} = \frac{E''_{q, \text{г.н}}}{x''_{d\text{г}} \left(1 + x_{\text{дв}} \frac{Q_{\text{наг}}}{S_{\text{дв.н}}} \right) + x_{\text{дв}} \frac{S_{\text{г.н.}\Sigma}}{S_{\text{дв.н}}}}, \quad (8.41)$$

где $S_{\text{г.н.}\Sigma}$ суммарная номинальная мощность генераторов, кВ · А; $x_{\text{дв}}$ — индуктивное сопротивление цепи электродвигателя до шин источника питания, приведенное к номинальной мощности электродвигателя, для синхронных электродвигателей

$$x_{\text{дв}} = x''_d \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{дв.н}}};$$

$Q_{\text{наг}}$ — реактивная мощность нагрузки, квар;

$E_{q, \text{г.н}} \approx 1 + \frac{Q_{\text{наг}}}{S_{\text{г.н.}\Sigma}} x''_{d\text{г}} \approx 1,05—1,1$ — ЭДС генераторов;

$$x''_{d\text{г}} = \frac{S_{\text{г.н.}\Sigma}}{N \sum_{i=1}^N \frac{S_{\text{г.н.}i}}{x''_{d\text{г.}i}}}$$

результатирующее сопротивление всех параллельно работающих генераторов, приведенное к суммарной мощности генераторов, о. е.

Формула (8.41) получена в предположении, что нагрузка, подключенная к шинам, замещается постоянным индуктивным сопротивлением

$x_{\text{наг}} = \frac{S_{\text{г.н.}\Sigma}}{Q_{\text{наг}}}$ и ЭДС нагрузки $E_{\text{наг}} = 0$.

При пуске от генераторов соизмеримой мощности напряжение на шинах на основании формулы (8.41)

$$U_{\text{ш}} = \frac{E''_{q, \text{г.н}} z_{\text{дв}} \frac{S_{\text{г.н.}\Sigma}}{S_{\text{дв.н}}}}{x''_{d\text{г}} \left(1 + x_{\text{дв}} \frac{Q_{\text{наг}}}{S_{\text{дв.н}}} \right) + x_{\text{дв}} \frac{S_{\text{г.н.}\Sigma}}{S_{\text{дв.н}}}}.$$

Для обеспечения устойчивой работы генераторов снижение напряжения на шинах при пуске электродвигателя не должно превышать 10—20 %. При заданной мощности генераторов и электродвигателя

повышение напряжения на шинах при пуске электродвигателя может быть достигнуто за счет уменьшения $Q_{\text{наг}}$ или за счет увеличения сопротивления электродвигателя пуском его через пусковые устройства.

Допустимую номинальную мощность синхронного электродвигателя при пуске от изолированных генераторов можно определить из неравенства

$$S_{\text{дв.н}} \leq 0,316 S_{\text{г.н}} \left(1 + x_{\text{д.г}} \frac{Q_{\text{наг}}}{S_{\text{ч.н.г}}} \right) \frac{x_{\text{д.г}}^{\text{г}}}{x_{\text{д.г}}^{\text{н}}} \quad (8.42)$$

Соотношение (8.42) определяется при условиях, что напряжение на шинах источника питания при пуске не станет ниже 0,8, а номинальное напряжение генератора составит 1,05 номинального напряжения электродвигателя.

Следует иметь в виду, что соотношение (8.42) является необходимым, но не достаточным условием допустимости пуска электродвигателя от генераторов соизмеримой мощности, так как это условие учитывает приблизительно только располагаемую реактивную мощность генератора. При пуске электродвигатель потребляет от сети активную мощность, значение которой может превосходить двукратную номинальную мощность этого электродвигателя. Поэтому необходимо, чтобы располагаемая активная мощность генераторов была достаточной для покрытия такого наброса нагрузки и чтобы регуляторы турбин могли справляться с таким набросом.

Допустимая мощность синхронного электродвигателя, при пуске которого напряжение на шинах источника питания останется неизменным,

$$S_{\text{дв.н}} \leq S_{\text{г.н.г}} (m_{\text{с.м.г}} k_{\text{ф}} - U_{\text{н}}/I_{\text{н}}), \quad (8.43)$$

где $k_{\text{ф}}$ — кратность форсировки возбуждения генераторов, принимаемая в расчетах 1,5; $m_{\text{с.м.г}}$ — кратность максимального электромагнитного момента генераторов при номинальном возбуждении.

Допустимая мощность асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором при пуске от изолированных генераторов

$$S_{\text{дв.н}} \leq 0,736 S_{\text{г.н.г}} k_{\mu} \cos \varphi_{\text{дв.н}} \quad (8.44)$$

где k_{μ} — коэффициент, равный 0,35 для приводов с постоянным моментом и 0,9 — с вентиляторным моментом.

Соотношения (8.42) — (8.44) справедливы для условий прямого пуска двигателей. Стремление увеличить соизмеримость мощностей источника питания и пускаемого электродвигателя приводит к применению различных пусковых устройств.

11. САМОЗАПУСК ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Расчетная схема самозапуска электродвигателей приведена на рис. 52. Все расчетные соотношения приведены без учета активных сопротивлений высоковольтных двигателей и низковольтных мощностью свыше 30 кВт. В расчетах использованы значения токов КЗ на шинах источника питания в минимальных режимах.

Определение частоты вращения (скольжения), до которой затормозился агрегат за время перерыва питания, выполняется по данным двигателя и механизма в соответствии с гл. 8.4.

Определение остаточного напряжения на шинах источника питания выполняется на основании следующего соотношения (рис. 52):

$$U_{\text{ост}} = I_{\Sigma} x_{\Sigma} = \frac{U_{\text{с}} x_{\Sigma}}{x_{\Sigma} + x_{\text{с}}},$$

где I_{Σ} , x_{Σ} — суммарные ток и сопротивление самозапускающихся двигателей и предварительно подключенной нагрузки, о. е.; $x_{\text{с}}$ — сопротивление питающей сети до шин, к которым подключены самозапускающиеся двигатели, о. е.

Величину x_{Σ} определяют из соотношения

$$x_{\Sigma} = \frac{x_{\Sigma} x_{\text{наг}}}{x_{\Sigma} + x_{\text{наг}}}, \quad (8.45)$$

где x_{Σ} — эквивалентное сопротивление всех самозапускающихся двигателей, подключенных к рассматриваемой секции шин высокого напряжения, о. е.; $x_{\text{наг}}$ — сопротивление предварительно подключенной нагрузки, о. е.

Напряжение $U_{\text{с}}$ должно быть выше напряжения U' . Считая, что U' равно номинальному напряжению приемников энергии при полной нагрузке, в расчетах принимают $U_{\text{с}} = 1,04 \dots 1,05$.

Проверка перегрузки трансформатора токами самозапуска производится на основании условий, изложенных в гл. 8.7. Перегрузку трансформатора при самозапуске определяют по напряжению

$$k_t = \frac{U_{\text{с}}}{x_{\Sigma} + x_{\text{с}}}$$

Если принять, что напряжение при самозапуске должно быть не ниже 0,7 номинального, то для обеспечения самозапуска двигателей отношение $\sum P_{\text{дв.н.с}}/S_{\text{тр.н}}$ должно быть ориентировочно не выше следующих значений: 1,2 при $U_{\text{к}}$ трансформатора 0,08; 1,0 при $U_{\text{к}} = 0,10$; 0,7 при $U_{\text{к}} = 0,15$.

Если нагрузка самозапускаемых двигателей ниже номинальной и допустимое напряжение самозапуска можно снизить, то приведенные соотношения могут быть увеличены путем умножения на коэффициент

$$c = \frac{0,7}{U_{\text{доп.с}} \sqrt{k_3}},$$

где $U_{\text{доп.с}}$ — допустимое напряжение самозапуска, о. е.

Определение асинхронного вращающегося момента при остаточном напряжении, который для успешного самозапуска должен быть на 10 % выше момента сопротивления механизма:

для механизмов с постоянным моментом сопротивления

$$U_{\text{ост}}^2 m_{\mu} \geq 1,1 m_{\text{с}}; \quad (8.46)$$

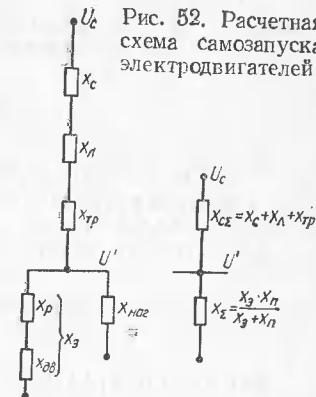


Рис. 52. Расчетная схема самозапуска электродвигателей

для механизмов с вентиляторным моментом сопротивления

$$U_{ост}^2 m_k \geq 1,1 m_c. \quad (8.47)$$

Для асинхронных электродвигателей выполнение условий (8.46) или (8.47) достаточно для заключения о возможности успешного самозапуска. Для синхронных электродвигателей указанные условия являются необходимыми, но не достаточными. Для определения достаточного условия самозапуска синхронного электродвигателя проверяют возможность вхождения его в синхронизм при подсинхронном скольжении $s = 0,02 - 0,08$ (принимают $s = 0,05$). С этой целью выполняют дальнейшие этапы вычисления.

Определение реактивного сопротивления двигателя по характеристике $x_s = f(s)$ и остаточного напряжения на шинах источника питания при подсинхронном скольжении. Для определения реактивного сопротивления синхронного электродвигателя могут быть использованы кривые, приведенные на рис. 43.

Определение вращающего момента при остаточном напряжении и сравнение его с моментом сопротивления при подсинхронном скольжении:

$$U_{ост.с}^2 m_{вх} \geq 1,1 m_c \frac{s_0}{s_{к.с}}. \quad (8.48)$$

Здесь s_0 — минимальная величина скольжения, до которой двигатель разгоняется под действием входного момента:

$$s_0 = 0,05 \frac{m_{с.н}}{m_{вх}};$$

$s_{к.с}$ — критическое значение скольжения, при котором обеспечивается быстрое вхождение двигателя в синхронизм после подачи возбуждения (под действием синхронизирующего момента):

для двигателя, работающего вхолостую,

$$s_{к.с} = 0,06 \sqrt{\frac{m_{с.м.к}}{T_j}};$$

для двигателя, работающего под нагрузкой,

$$s_{к.с} = 0,06 \sqrt{\frac{m_{с.м.к} - 0,6 m_c}{T_j}}$$

или

$$s_{к.с} = 0,06 \sqrt{\frac{m_{с.м.к}}{T_j} i_{в}},$$

где $i_{в}$ — кратность тока возбуждения при ресинхронизации (при отсутствии форсировки возбуждения $i_{в} = 1$).

При соотношении $s_{к.с} > s_0$ синхронные электродвигатели не выпадают из синхронизма. Для увеличения значения $s_{к.с}$ во время самозапуска синхронного электродвигателя необходимо максимально использовать форсировку возбуждения.

Отношение $s_0/s_{к.с}$ показывает, при каком снижении напряжения на выводах синхронный электродвигатель может втянуться в синхронизм:

$$U_{ост} \geq \sqrt{s_0/s_{к.с}}.$$

Время перерыва питания, в течение которого синхронный электродвигатель не выйдет из синхронизма, составляет, с,

$$t_{к.с. доп} \leq s_{к.с} \frac{T_j}{m_c} \leq \frac{0,06}{m_c} \sqrt{T_j (m_{с.м.к} - 0,6 m_c)}. \quad (8.49)$$

При выполнении этого соотношения, т. е., если вращающий момент превышает момент сопротивления на 10 %, то этого достаточно для создания ускорения, способного довести ротор синхронного электродвигателя до синхронной частоты вращения. Если соотношение (8.49) не выполняется, то следует предусматривать специальные меры, способствующие вхождению электродвигателя в синхронизм — форсировка возбуждения, ресинхронизация, разгрузка двигателя по мощности.

После сравнений вращающего момента электродвигателя с моментом сопротивления механизма решается вопрос о возможности самозапуска электродвигателя с возбуждением, т. е. определяются условия, возникающие при несинхронном включении электродвигателя в сеть.

Определение неотключаемой мощности самозапускающихся электродвигателей. Если при самозапуске всех подключенных электродвигателей напряжение снижается до такого значения, что вхождение в синхронизм не обеспечивается, то следует определить мощность электродвигателей, вхождение в синхронизм которых будет обеспечено. Для этого по известному значению остаточного напряжения определяют эквивалентное сопротивление самозапускающихся электродвигателей и предварительно подключенной нагрузки

$$x_{\Sigma} = \frac{x_{с\Sigma} U_{ост}}{U_0 - U_{ост}}. \quad (8.50)$$

Эквивалентное сопротивление самозапускающихся двигателей, приведенное к базисным условиям, определяют из соотношений (8.50) и (8.45)

$$x_{\Sigma} = \frac{x_{\Sigma} x_{наг}}{x_{\Sigma} - x_{наг}} = \frac{1}{S_{дв.с}}. \quad (8.51)$$

Соотношение (8.51) определяет пусковую мощность двигателей в относительных единицах, самозапуск которых обеспечен при допустимом снижении напряжения. Затем выполняют перевод в именованные единицы (киловольт-амперы):

$$S_{дв.с} = \frac{S_0}{x_{\Sigma}} \left(\frac{U_{дв.н}}{U_0} \right)^2.$$

Число двигателей с одинаковыми параметрами, самозапуск которых обеспечен по условию допустимого снижения напряжения,

$$n = \frac{S_0}{S'_{дв.с} x_{\Sigma}},$$

где $S'_{дв.с}$ — пусковая кажущаяся мощность двигателя, при номинальном напряжении, кВ · А:

$$S'_{дв.с} = \frac{P_{дв.н} i_{п.с}}{\cos \varphi_{дв.н} \eta_{дв.н}},$$

$i_{п.с}$ — пусковой ток электродвигателя при скольжении s .

Определение допустимости несинхронного включения синхронных двигателей. У синхронных электродвигателей большой мощности, постоянная времени которых достигает нескольких секунд, и у электродвигателей, работающих с большими недогрузками, при отключении источника питания возбуждение затухает очень медленно. Поэтому при работе устройств противоаварийной автоматики АПВ или АВР и при отключении КЗ на смежных элементах сети происходит несинхронное включение возбужденных синхронных электродвигателей. Такое включение вызывает ток в обмотках синхронных электродвигателей и электромагнитные моменты вращения, передающиеся по валам этих двигателей, значения которых значительно превышают номинальные и в ряде случаев представляют опасность для целостности двигателей.

Максимальное значение периодической составляющей тока синхронного электродвигателя при несинхронном включении в противофазе при $E'_q = U_c = 1,05$ [32]:

для одного электродвигателя

$$I_{н.с} = \frac{E'_q + U_c}{x''_d + x_{с\Sigma}} \approx \frac{2,1}{x''_d + x_{с\Sigma}}; \quad (8.52)$$

для группы электродвигателей (предполагая выбег синхронным и ЭДС за сверхпереходным индуктивным сопротивлением, равным у всех двигателей) —

$$I_{н.с} = \frac{2,1}{x''_d \left(1 + \frac{x_{с\Sigma}}{x''_d}\right)} \quad (8.53)$$

для группы n однотипных электродвигателей

$$I_{н.с} = \frac{2,1}{x''_d + x_{с\Sigma} n}; \quad (8.54)$$

для i -го электродвигателя из группы однотипных электродвигателей

$$I_{н.с.i} = \frac{2,1}{x''_{di} \left(1 + \frac{x_{с\Sigma}}{x''_{di}}\right)}; \quad (8.55)$$

для i -го электродвигателя из группы, в которую входят синхронные и асинхронные электродвигатели,

$$I_{н.с.i} = \frac{2,1}{x''_{di} \left(1 + x_{с\Sigma} \frac{x''_{сД} + x_{э.А.Д}}{x''_{сД} x_{э.А.Д}}\right)}. \quad (8.56)$$

Эквивалентные проводимости $1/x_{э}$, входящие в формулы (8.52) — (8.56), определяют следующим образом:

для группы n синхронных электродвигателей

$$\frac{1}{x_{э}} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{x''_{di}};$$

для группы n асинхронных электродвигателей

$$\frac{1}{x_{э}} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{x_{дв.i}};$$

для группы n синхронных электродвигателей, подключенных к шинам через общее дополнительное индуктивное сопротивление $x_{доб}$ (трансформатор, реактор и т. п.),

$$\frac{1}{x''_{э}} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{x''_{добр}}; \quad x''_{добр} = x''_d + x_{доб} \frac{x''_d}{x''_{эj}},$$

где $1/x''_{эj} = \sum_{j=1}^m (1/x''_{dj})$ — результирующая проводимость параллельно включенных двигателей, питающихся от одного трансформатора, реактора и т. п.; если дополнительное индуктивное сопротивление включено в цепь только одного двигателя, то $x''_d = x''_{эj}$.

Максимальное значение электромагнитного момента вращения при несинхронном включении в противофазе для одного электродвигателя

$$m_{н.с} = \frac{2,72}{x''_d \left(1 - \frac{x_{с\Sigma}}{x''_d}\right)} \left(1 - \frac{1,3}{T_c}\right),$$

для группы электродвигателей, подключенных к общим шинам через общий реактор или трансформатор,

$$m_{н.с} = \frac{2,72}{x''_{добр} \left(1 - \frac{x_{с\Sigma}}{x''_{добр}}\right)} \left(1 - \frac{1,3}{T_c}\right),$$

где T_c — результирующая постоянная времени (в радианах):

$$T_c = T''_{dc} T_{ac} / T''_{dc} + T_{ac}. \quad (8.57)$$

В выражениях (8.57) обозначено:

$T_{ac} = x_2 + x_{с\Sigma}/r_{дв} + r_{с\Sigma}$ — постоянная времени обмотки статора, с;

$$T''_{dc} = \frac{x_d x''_d + x_{с\Sigma} T'_{dc}}{x''_d x_d + x_{с\Sigma} T''_{dc}} T''_d$$

— сверхпереходная постоянная времени по продольной оси при замкнутой через сопротивление системы обмотки статора, с;

$$T'_{dc} = \frac{x'_d + x_{с\Sigma}}{x_d + x_{с\Sigma}} T'_{d0}$$

— переходная постоянная времени по продольной оси при замкнутой обмотке статора через сопротивление системы, с.

Допустимость несинхронного включения синхронных электродвигателей определяют по двум критериям [32]: по электромагнитному моменту

$$m_{н.с} x_d'' \leq \frac{E_q''}{x_d''} k_{m_{н.с}} = 1,1 k_{m_{н.с}};$$

по току

$$I_{н.с} x_d'' \leq \frac{E_q''}{x_d''} k_{I_{н.с}} = 1,05 k_{I_{н.с}},$$

где $k_{m_{н.с}}$ — допустимая кратность превышения электромагнитного момента по отношению к моменту вращения, возникающему при трехфазном КЗ, когда ЭДС электродвигателя равна 1, о. е.; $k_{I_{н.с}}$ — допустимая

кратность тока несинхронного включения по отношению к току, возникающему в двигателе при трехфазном КЗ, о. е.

В расчетах принимают для электродвигателей, допускающих прямой пуск $1,1 k_{m_{н.с}} = 1,32$; $1,05 k_{I_{н.с}} = 1,7$; не допускающих прямого пуска $k_{m_{н.с}} = k_{I_{н.с}} = 1$.

Условие допустимости несинхронного включения по току является определяющим. Время, в течение которого угол сдвига фаз между ЭДС электродвигателя и сети достигает противофазы (180°), с:

$$t_{п.ф} = 0,142 \sqrt{\frac{T_j}{m_c}}.$$

Обычно это время составляет 0,3—0,6 с, поэтому проверка возможности несинхронного включения ведется из расчета, что ЭДС электродвигателя может находиться в противофазе напряжению сети.

Поскольку каждому значению $I_{н.с} x_d''$ при заданной величине T_j соответствует вполне определенное значение $m_{н.с} x_d''$, то построены кривые (рис. 53) зависимости $[I_{н.с} x_d''] f(T_j)$, в которых учитывается допус-

тимостть несинхронного включения как по току, так и по моменту вращения [32]. Величина $[I_{н.с} x_d'']$ представляет собой кратность тока несинхронного включения по отношению к пусковому току, при которой как ток, так и момент вращения не превышают допустимого для данного электродвигателя значения.

Из анализа рис. 53 видно, что для электродвигателей менее 2000 кВт допустимость несинхронного включения определяется по току при $T_j \leq 2,5$ и моменту вращения при $T_j > 2,5$. Для электродвигателей, не допускающих прямой пуск, и мощностью свыше 2000 кВт допустимость несинхронного включения определяется по току при

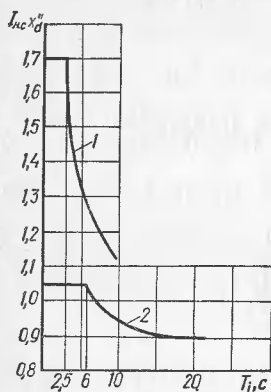


Рис. 53. Кривые допустимой кратности несинхронного включения электродвигателя:

1 — для двигателей мощностью до 2000 кВт, допускающих прямой пуск; 2 — для двигателей большей мощности и не допускающих прямой пуск от полного напряжения

$T_j \leq 6$, при больших значениях T_j — величиной момента вращения.

При использовании данных рис. 53 допустимость несинхронного включения двигателей определяют из соотношения

$$I_{н.с} x_d'' = \frac{2,1}{1 + \frac{x_{с\epsilon}}{x_d''}} \frac{x_{доб}''}{x_d''} \leq [I_{н.с} x_d''] f(T_j). \quad (8.58)$$

Когда условие (8.58) не выполняется, следует предусмотреть гашение поля до включения двигателя. Как правило, можно ограничиться гашением поля до величины, при которой напряжение на выводах двигателей снизится до (0,5...0,6) $U_{н.}$

Глава 9

КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

1. ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

ГОСТ 13109 — 67* нормируются следующие показатели качества электроэнергии (ПКЭ) у ЭП:

при питании от электрических сетей трехфазного тока — отклонение частоты, отклонение напряжения, размах колебаний частоты, размах колебаний напряжения, коэффициент несинусоидальности напряжений и коэффициенты несимметрии и неуравновешенности напряжений;

при питании от электрических сетей однофазного тока — отклонение частоты, отклонение напряжения, размах колебаний частоты, размах колебаний напряжения и коэффициент несинусоидальности напряжений;

при питании от электрических сетей постоянно-го тока — отклонение напряжения, размах колебаний напряжения и коэффициент пульсации напряжений.

Значения ПКЭ должны находиться в допустимых пределах, с интегральной вероятностью 0,95 за установленный стандарт период времени измерений (это означает, что можно не считаться с отдельными превышениями нормируемых значений, если ожидаемая общая их продолжительность составит менее 5 % за установленный период времени). Нормируемые величины ПКЭ приведены в табл. 60, а установленные периоды времени измерений — в табл. 61. Оценка всех ПКЭ, относящихся к напряжению, производится по действующим его значениям.

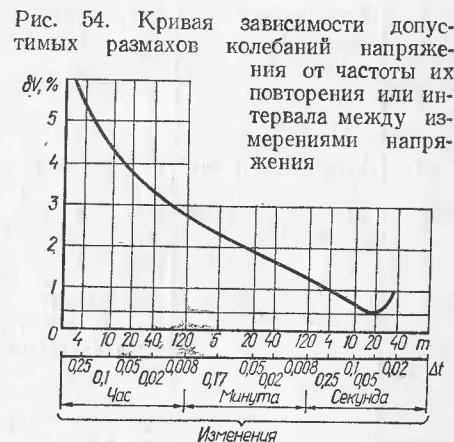


Рис. 54. Кривая зависимости допустимых размахов колебаний напряжения от частоты их повторения или интервала между измерениями напряжения

№ п/п	ПКЭ	Допустимые значения	Примечания
1	Отклонение напряжения V	Для приборов рабочего освещения —2,5 до +5 % Для электродвигателей и их пусковых аппаратов —5 до +10 % Для остальных ЭП —5 до +5 %	В послеаварийном режиме допускается дополнительное понижение напряжения на 5 %
2	Размахи колебания напряжения δV	Для ламп накаливания определяют по кривой (рис. 54) в зависимости от частоты повторения или интервала между следующими друг за другом изменениями напряжения	Если интервал между соседними колебаниями составляет 40 мсек и менее, то колебание рассматривается как одно
3	Коэффициент несимметрии напряжений ϵ_2	Для любого трехфазного симметричного ЭП $\leq 2\%$	Соответствует по ГОСТ 23875—79 коэффициенту обратной последовательности напряжения
4	Коэффициент неуравновешенности напряжения ϵ_0	Не должен превышать значений, при которых (с учетом других влияющих факторов — отклонения напряжения прямой последовательности, напряжения обратной последовательности и гармоник напряжения) действующие значения напряжений не выходят за допустимые пределы в п. 1	Определяется отношением напряжения нулевой последовательности основной частоты U_0 к номинальному фазному напряжению Соответствует по ГОСТ 23875—79 коэффициенту нулевой последовательности напряжения
5	Коэффициент несинусоидальности напряжения $K_{н.с}$	Для любого ЭП $\leq 5\%$	Соответствует по ГОСТ 23875—79 коэффициенту искажения синусоидальности кривой напряжения (тока)

№ п/п	ПКЭ	Допустимые значения	Примечания
6	Отклонение частоты Δf	$\pm 0,1$ Гц (усредненное значение за 10 мин). Допускается временная работа энергетической системы с $\Delta f = \pm 0,2$ Гц	Величина, равная разности между действительным f и номинальным значением f_n основной частоты
7	Размах колебаний частоты δf	$\leq 0,2$ Гц	Колебания частоты — это ее изменение со скоростью не менее 0,2 Гц в секунду. Определяется как разность между следующими друг за другом наибольшим и наименьшим значениями основной частоты

61. Установленные периоды времени измерения при контроле ПКЭ

Контролируемый ПКЭ	Режим работы предприятия или характер нагрузок	Время измерений
Отклонение напряжения	Пятидневная рабочая неделя непрерывное производство во всех остальных случаях	1 рабочие и 1 нерабочие сутки 2 рабочих и 1 нерабочие сутки
Коэффициент несинусоидальности напряжения, колебания напряжения, размахи колебаний частоты	В сетях с электродуговыми сталями плавильными печами в сетях с установками электродуговой и контактной сварки в сетях с обжимными прокатными станами во всех остальных случаях	30 мин в период наибольших нагрузок (расплава) 30 мин 10—12 циклов прокатки 1 сут
Коэффициент несимметрии напряжений	В сетях с однофазными электропечами, работающими в «спокойном» режиме (печи сопротивления, электрошлакового переплава и др.)	1 ч в период наибольших нагрузок

Контролируемый ПКЭ	Режим работы предприятия или характер нагрузок	Время измерений
Коэффициент несимметрии напряжений	в сетях с однофазными нагрузками, работающими в резкопеременном режиме (ДСП, тяговые нагрузки, электродуговая и контактная электросварки и т. д.) во всех остальных случаях	1 ч в период наибольших нагрузок
Коэффициент неуравновешенности напряжений	Во всех случаях	1 сут
Отклонения частоты	Во всех случаях	Постоянно

Коэффициент пульсации напряжения, по которому оценивают качество выпрямленного напряжения, определяют по выражению

$$K_n = \frac{\sqrt{\sum_{v=1}^n U_v^2}}{U_n},$$

где U_v — переменная составляющая пульсирующего напряжения, В, кВ; U_n — номинальное значение пульсирующего напряжения, В, кВ.

2. РАСЧЕТ ОТКЛОНЕНИЙ НАПЯЖЕНИЯ

Отклонения напряжения от номинальных значений происходят из-за суточных, сезонных и технологических изменений электрической нагрузки потребителей; изменения мощности источников реактивной энергии; регулирования напряжения генераторами электростанций и в узлах сети; изменения схемы и параметров электрических сетей.

Их оценивают как разность между действительным U и номинальным U_n значениями напряжения в кВ (В) или %:

$$V = U - U_n, \\ \text{или } V = \frac{U - U_n}{U_n} 100.$$

Отклонения напряжения следует определять в следующих характеристических точках электрической сети промышленных предприятий: секции шин 6; 10 и 35 кВ подстанций глубокого ввода (ПГВ) и центральных распределительных устройств напряжением 6—10 кВ при питании их по токопроводам или протяженным воздушным линиям; шины 0,4—0,66 кВ цеховых трансформаторов, а также распределительные пункты этого напряжения, наиболее удаленные от цеховых трансформаторов, и присоединенные к ним сети освещения. Отклонения напряжения следует рассчитывать для наибольших нагрузок при нормаль-

ной схеме электроснабжения в период максимума питающей энергосистемы, а также для минимального режима нагрузок.

Электрические сети промышленных предприятий в основном радиальные с несколькими ступенями трансформации. Отклонение напряжения в любой точке x сети в момент времени t определяется суммой всех «добавок» и потерь напряжения, выраженных в процентах номинального значения:

$$V_x = \sum_{i=1}^{i=m} E_i - \sum_{l=1}^{l=n} \Delta U_l,$$

где $\sum E_i$ — алгебраическая сумма «добавок» напряжения, создаваемых регулирующими устройствами; $\sum \Delta U_l$ — сумма потерь напряжения на всех участках рассматриваемой цепи.

«Добавки» могут быть положительными и отрицательными. «Добавка» напряжения трансформаторов, выраженная в процентах, т. е. отклонение вторичного напряжения от номинального при первичном номинальном составляет

$$\Delta U_{т.д} = \frac{U_{2н}^{(n)} U_{н(1)}}{U_{от} U_{н(2)}} 100 - 100,$$

где $U_{н(1, 2)}$ — номинальное напряжение сетей, к которым подключены первичная и вторичная обмотки трансформатора, кВ или В; $U_{2н}^{(n)}$ — номинальное вторичное напряжение трансформатора, кВ или В; $U_{от}$ — напряжение ответвления, кВ или В.

Для понижающих трансформаторов, не оборудованных устройствами для переключения ответвлений под нагрузкой (трансформаторов с переключением ответвлений без возбуждения (ПБВ), «добавки» напряжения $\Delta U_{т.д}$ для различных регулировочных ответвлений первичной обмотки $\Delta U_{от}$ составляют:

$$\Delta U_{от}, \% : +5; +2,5; 0; -2,5; -5 \\ \Delta U_{т.д}, \% : 0; 2,5; 5; 7,5; 10$$

Отклонение напряжения на стороне НН понижающего трансформатора, %

$$V_T = \Delta V_1 + \Delta U_{т.д} - \Delta U_T,$$

где ΔV_1 — отклонение напряжения на первичной стороне, %.

«Добавка» за счет батареи конденсаторов (БК) поперечного включения в месте ее присоединения составляет, %

$$E_{б.к} = x_c Q_{б.к} / (10U^2),$$

где x_c — сопротивление питающей сети, Ом; U — напряжение в месте установки БК, кВ; $Q_{б.к}$ — мощность БК, квар.

Потери напряжения в трансформаторе могут быть определены по упрощенной формуле, %:

$$\Delta U_T = (u_a \cos \varphi + u_p \sin \varphi) S / S_n,$$

где $u_a \approx (\Delta P_{кз} / S_n) 100$ и u_p — активная и индуктивная составляющие напряжения КЗ, %; $\cos \varphi$ — коэффициент мощности нагрузки; S_n и S — мощность трансформатора номинальная и фактическая.

Потери напряжения на отдельных участках сети, %,

$$\Delta U_l = (PR + QX)/10 U_n^2 \quad (9.1)$$

где P и Q — активная и реактивная мощности, кВт и квар; R и X — активное и реактивное сопротивление участка, Ом; U_n — номинальное напряжение сети, кВ,

$$\text{или } \Delta U_l = \frac{1}{10 U_n^2} (r_0 + x_0 \operatorname{tg} \varphi) Pl,$$

где $\operatorname{tg} \varphi = Q/P$; l — длина линий, км; r_0 и x_0 — активное и реактивное сопротивления на единицу длины, Ом.

При определении потерь напряжения в сети с разными напряжениями участков необходимо все сопротивления привести к одному базисному напряжению, соответствующему расчетной ступени сети:

$$R_6 = R (U_6/U_n)^2; \quad x_6 = x (U_6/U_n)^2.$$

Потери напряжения на участках электрической сети не должны превышать значений, при которых с учетом «добавок», создаваемых регулируемыми устройствами, отклонения напряжения на зажимах наиболее удаленных ЭП выйдут за пределы, нормируемые ГОСТ 13109—67*. При выборе сечений проводов и кабелей для сетей напряжением выше 1000 В предельную потерю напряжения принимают равной 6—8 %, а для сетей до 1000 В — 5—6 %.

3. РАСЧЕТ КОЛЕБАНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ

Колебания напряжения вызываются ЭП с резкопеременным режимом работы, сопровождающимся толчками активной и реактивной мощности (например, привод реверсивных прокатных станов, ДСП, сварочные аппараты и т. п.).

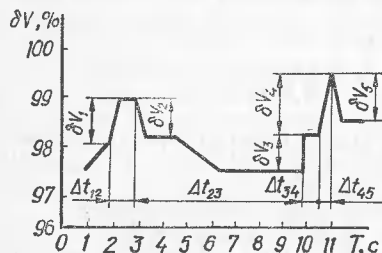


Рис. 55. Кривая колебания напряжения

m — количество изменений напряжения со скоростью изменения 1 %/с за время T ;

интервалом между следующими друг за другом изменениями напряжения Δt_{kj} (рис. 55).

При оценке колебаний напряжения можно не учитывать изменения напряжения с амплитудой 0,2 % и менее. Возможна приближенная оценка допустимости колебаний напряжения, которую можно выполнить в условиях эксплуатации по осциллограммам и регистрограммам [11]. Она основывается на сопоставлении интервала между следующими друг за другом колебаниями Δt_{kj} с допустимым значением интервала

$(\Delta t_{kj})_{\text{доп}}$, определяемым по кривой (см. рис. 54) по размаху δV_k . Колебания считаются допустимыми, если $\Delta t_{kj} \geq (\Delta t_{kj})_{\text{доп}}$.

На участке реализации длительностью T выбирают по регистрограмме первое колебание напряжения и определяют его длительность Δt_1 , размах δV_1 и продолжительность интервала Δt_{12} . С помощью кривой (см. рис. 54) определяют соответствующее допустимое значение интервала между изменениями напряжения $\Delta t_{12 \text{ доп}}$. Значения δV_1 , Δt_1 , $\Delta t_{12 \text{ доп}}$ заносят в таблицу (табл. 62). Если $\Delta t_{12} \geq \Delta t_{12 \text{ доп}}$, единичное колебание считается допустимым; в строке 5 табл. 62 ставят знак (+). Если $\Delta t_{12} < \Delta t_{12 \text{ доп}}$, колебание недопустимо; ставят знак (—). Затем определяют параметры следующего колебания напряжения Δt_2 , δV_2 , Δt_{23} , $\Delta t_{23 \text{ доп}}$ и выполняют оценку; результаты заносят в табл. 62 и так до конца реализации.

62. Приближенная оценка колебаний напряжения

№ п/п	Параметр	1	2	3	...	i	...	m
1	δV_k , %	δV_1	δV_2	...	...	δV_i	...	δV_m
2	Δt_j , с	Δt_1	Δt_2	...	...	Δt_i	...	Δt_m
3	Δt_{kj} , с	Δt_{12}	Δt_{23}	...	...	Δt_{ij}	...	Δt_{mk}
4	$\Delta t_{kj \text{ доп}}$, с	$\Delta t_{12 \text{ доп}}$	$\Delta t_{23 \text{ доп}}$	...	...	$\Delta t_{ij \text{ доп}}$	...	$\Delta t_{mk \text{ доп}}$
5	Оценка	+	+	...	...	—	...	+

Отношение λ суммарной длительности недопустимых колебаний (со знаком —) $\sum_{j=1}^m \Delta t_{j(-)}$ к длительности контрольного времени T

$$\lambda = \frac{\sum_{j=1}^m \Delta t_{j(-)}}{T}.$$

Если окажется $\lambda > 0,05$, колебания напряжения в целом за контрольное время считаются недопустимыми; при $\lambda \leq 0,05$ колебания допустимы.

Поскольку в большинстве практически важных случаев частота колебаний напряжения не превышает 10 Гц, то обработку регистрограмм и результатов расчета колебаний напряжения при оценке допустимости их можно упростить. При одинаковом размахе, если допустимы колебания с наименьшей длительностью между соседними колебаниями, то допустимы и остальные. При одинаковой длительности между колебаниями, если допустимы колебания с наибольшим размахом,

хом, то допустимы и остальные. Если оказываются допустимыми колебания с наибольшим размахом и наименьшей длительностью между колебаниями, то допустимы все колебания в целом для данной реализации.

В проектной практике расчет колебаний в соответствии со скорректированным вариантом ГОСТ 13109—67* также должен производиться с помощью кривой допустимых значений (см. рис. 54), однако по уточненным методикам [11].

Непосредственное использование кривой δV возможно, если процесс колебаний является периодическим или близким к нему. Такой характер процесса имеет место в случае циклического управления двигателями некоторых технологических механизмов и поточных линий, прокатных станов, световых реклам и т. п. Размах колебаний определяют по вертикальной части кривой колебаний, соответствующей резкому изменению нагрузки или коммутации в сети (рис. 56). Учет только вертикальных участков кривых колебаний объясняется тем, что с этими изменениями напряжения связано более 97 % энергии колебаний.

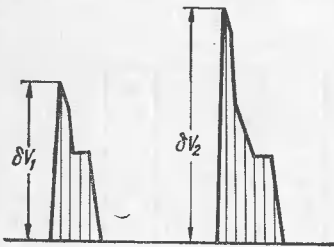


Рис. 56. Кривые колебаний напряжения в сетях прокатных станов с вентиальными электроприводами

Частоту колебаний определяют по выражению $f = 1/\Delta t_{cp}$, где Δt_{cp} — среднее значение интервала между соседними колебаниями.

Допустимость колебаний оценивают по условию $\delta V_{ср. кв} \leq \delta V_{доп}$, где $\delta V_{ср. кв}$ — среднее квадратичное значение размахов колебаний; $\delta V_{доп}$ — допустимое значение, определяемое по кривой (см. рис. 54) при частоте

и интервалы между ними отличаются от соответствующих средних значений не более, чем на $\pm 10\%$.

В большинстве случаев низкочастотные колебания не могут рассматриваться как периодические. Оценка допустимости их, однако, также возможна на основе кривой $\delta V(t)$. Для этого необходимо найти значения размаха δV_s и частоты f_s периодического процесса, энергия или мощность которого будут равны энергии (или средней мощности) исходного непериодического процесса в пределах рассматриваемого интервала времени, например цикла прокатки длительностью $T_{ц}$.

Это положение можно использовать для оценки колебаний в сетях прокатных станов, эффективная полоса частот амплитудного спектра которых составляет 0,5—8 Гц.

Можно определить δV_s по формуле %,

$$\delta V_s = \sqrt{\frac{m}{\sum_{k=1}^m (\delta V_i)^2} / m},$$

где m — число импульсов напряжения за время T ; δV_i — значение i -го размаха изменения напряжения, или

$$\delta V_s = \frac{1}{S_{к.з}} \sqrt{\frac{m}{\sum_{k=1}^m (\delta Q_i)^2} / m},$$

где δQ_i — значение i -го размаха реактивной мощности, Мвар; $S_{к.з}$ — мощность КЗ, МВ · А.

Допустимость колебаний оценивают в процентах по кривой $\delta V(f)$ при $f_s = f_{ср} = m/T$ (T — время цикла работы нагрузки).

Пример 1. Рассчитать колебания напряжения в сетях прокатных станов блюминг «1150» и слябинг «1250». Мощность КЗ в сетях напряжением 10 кВ указанных станов составляет 300 и 272 МВ · А.

Для блюминга $T_{ц} = 34$ с; $\sum_{p=1}^n (\delta Q_p)^2 = 1620$ (Мвар)². Число набросов

реактивной мощности $m = 28$. Для слябинга $T_{ц} = 120$ с; $\sum_{p=1}^n (\delta Q_p)^2 = 2064$ (Мвар)²; $m = 93$.

Решение:

1. Эквивалентные размахи колебаний

$$\delta U_{э.б} = \frac{1}{300} \sqrt{\frac{1620}{28}} 100 = 2,54\%;$$

$$\delta U_{э.с} = \frac{1}{272} \sqrt{\frac{2064}{93}} 100 = 5,48\%.$$

2. Средние частоты колебаний

$$f_{ср.б} = \frac{28}{34} = 0,825 \text{ с}^{-1} = 49,5 \frac{1}{\text{мин}};$$

$$f_{ср.с} = \frac{93}{120} = 0,775 \text{ с}^{-1} = 46,5 \frac{1}{\text{мин}}.$$

3. По кривой допустимых значений размахов колебаний в функции частоты находим допустимые значения размахов $\delta V_{б.д} = 1,5\%$; $\delta V_{с.д} = 1,45\%$. Таким образом колебания напряжения в обоих случаях недопустимы.

В электрических сетях предприятия с ДСП допускается не выполнять специальных расчетов определения размаха эквивалентного колебания напряжения, если обеспечивается в узле присоединения печных трансформаторов следующее условие:

$$K_V = \left(\sqrt{\frac{N}{\sum_{i=1}^N S_{п.т}^2}} \right) / S_{к.з} \leq 0,01, \quad (9.2)$$

где $S_{п.т}$ — номинальная мощность печного трансформатора, МВ · А.

При несоблюдении условия (9.2) рекомендуется определять размах эквивалентного колебания напряжения (в процентах) по следующим формулам:

для группы печей с одинаковыми мощностями

$$\delta V_s = K_{N_{гр}} (S_{п.т} / S_{к.з}) 100,$$

где $K_{N_{гр}} = \sqrt[4]{N_{гр}}$ — коэффициент, учитывающий влияние группы печей с одинаковой мощностью печных трансформаторов;

для группы печей с различными мощностями

$$\delta V_s = K_{A_{гр}} S_{пт \max} 100 / S_{к.з},$$

где $K'_{N_{гр}} = \sqrt[4]{\frac{\sum_{i=1}^{N_{гр}} S_{пт i}}{S_{пт max}}}$ — коэффициент, учитывающий влияние группы печей, с разными мощностями печных трансформаторов; $S_{пт i}$ — номинальная мощность i -го печного трансформатора; $S_{пт max}$ — номинальная мощность наибольшего печного трансформатора из группы одновременно работающих печей.

При пользовании кривой допускаемых значений частота f берется в области максимума частотной характеристики: $f = 1...2$ Гц.

Аналогично оценивают колебания напряжения в сетях с установками дуговой и контактной сварки.

4. РАСЧЕТ НЕСИНУСОИДАЛЬНОСТИ НАПРЯЖЕНИЯ

Источниками высших гармонических тока и напряжения являются электроприемники с нелинейными нагрузками: вентильные преобразователи; ДСП; установки электродуговой сварки; газоразрядные лампы и др.

Несинусоидальность формы кривой напряжения характеризуется коэффициентом несинусоидальности, %:

$$K_{нс} = \left(\sqrt{\sum_{v=2}^{\infty} U_v^2 / U_1} \right) 100 \approx \left(\sqrt{\sum_{v=2}^n U_v^2 / U_n} \right) 100,$$

где U_v и U_1 — напряжения v -й и 1-й гармоник (фазное или линейное), В, кВ; n — номер последней из учитываемых гармоник.

Для расчета U_v необходимо предварительно определить ток соответствующей гармоники, который зависит не только от характеристики электрической сети, но и от вида нелинейной нагрузки.

Расчет гармоник тока. В табл. 63 приведены порядок гармоник тока, подлежащих учету в расчетах, и формулы для их определения применительно к разным типам источников. Порядок гармоник, содержащихся в кривой первичного тока вентильного преобразователя, определяют по формуле

$$v = Km \pm 1,$$

где m — число фаз выпрямителя; $K = 1, 2, 3, \dots$ — натуральный ряд чисел.

При неизменной нагрузке нескольких источников гармоник эквивалентные величины их рассчитывают по выражению

$$I_{v\Sigma} = S_{\Sigma} K_{v\Sigma} / (\sqrt{3} U_v),$$

где S_{Σ} — расчетное значение полной мощности преобразователей, МВ · А; $K_{v\Sigma}$ — коэффициент, учитывающий наличие сдвига фаз между гармониками тока отдельных преобразователей.

Для $v = 5; 7$ принимают $K_{v\Sigma} = 0,9$ и для $v = 11; 13$ — $K_{v\Sigma} = 0,75$.

Среднеквадратичное значение тока v -й гармоники группы реверсивных преобразователей находят по формуле

$$I_{v\Sigma} = \frac{1}{\sqrt{3} U_v} \sqrt{\sum_{p=1}^n S_{рсп.кв}^2},$$

63. Формулы расчета гармоник тока

Источник	Порядок генерируемых гармоник v	Формулы
Вентильные преобразователи (нерегулируемые) 6-фазная схема выпрямления 12-фазная схема выпрямления	5; 7; 11; 13 11; 13	$I_v = I_n / v$, где v — порядок гармоники; I_n — номинальный ток преобразователя (или группы) со стороны питания, А
Тиристорные преобразователи ТПЧ-800 с 3-фазной мостовой схемой	5; 7; 11; 13	$I_v = I_n [1,11 (v \pm 1)]$, где для $v = 5; 13$ принимают «+», для $v = 7; 11$ — «-»
Дуговые сталеплавильные печи (в режиме расплава)	2; 3; 4; 5; 7	$I_v = 1,25 I_n / v^2$, где I_n — номинальный ток печи, А
Силовые магнитные усилители УСО-80	3; 5; 7	$I_3 = 10 \% I_n$ $I_5 = 25 \% I_n$ $I_7 = 30 \% I_n$
Установки дуговой электросварки, получающие питание от выпрямителей, собранных по 3-фазной мостовой схеме Газоразрядные лампы	5; 7; 11; 13 3; 5	$I_v = I_1 / v^2$, где I_1 — первая гармоника линейного тока выпрямителя со стороны питания, А $I_3 = 0,1 I_1 \cdot 100$ $I_5 = 0,03 I_1 \cdot 100$, где I_1 — ток первой гармоники, А

где $S_{рсп.кв}$ — среднеквадратичное значение полной мощности p -го преобразователя.

Если к секции (системе шин) подключены шести- и двенадцатифазные преобразователи, расчетные (среднеквадратичные) значения полных мощностей которых соответственно равны $S_{6ф}$ и $S_{12ф}$, для определения эквивалентных токов гармоник, обусловленных реверсивными и нереверсивными преобразователями, применяют выражение

$$I_{v\Sigma} = \frac{\sqrt{S_{6ф}^2 + S_{12ф}^2}}{\sqrt{3} U_v} \quad (v = 5; 7; 11; 13, \dots).$$

Гармоники тока v -го порядка установок дуговой и контактной электросварки рассчитывают по выражению

$$I_{v\Sigma} = \sqrt{\sum_{p=1}^n I_{vp}^2}.$$

Эквивалентные величины гармоник тока дуговых и люминесцентных ламп находят арифметическим суммированием гармоник отдельных источников:

$$I_{\Sigma} = \sum_{p=1}^n I_{vp}$$

Расчет гармоник напряжения. Напряжение гармоник рассчитывают на основе линейных схем замещения сети для каждой гармоники; нелинейные нагрузки представляют в виде индивидуальных или эквивалентных источников тока. Сопротивления элементов схем электрооборудования рассчитывают по формулам, приведенным в табл. 64. Расчет гармоник напряжения в сетях с вентильными преобразователями возможен также на основе анализа кривых коммутационных искажений напряжения питающих сетей.

Напряжение v -й гармоники на шинах q -й секции (системы шин) определяют по формуле

$$U_{vq} = x_{vq} I_{vq\Sigma} \quad (9.3)$$

где $I_{vq\Sigma}$ — ток v -й гармоники в q -й ветви, обусловленный всеми источниками гармоник; x_{vq} — сопротивление q -й ветви для v -й гармоники.

Ток v -й гармоники в нагрузке q -й секции (системы шин), обусловленный p -м источником гармоник тока I_{vp} (индивидуальным или эквивалентированным в пределах секций, системы шин или подстанции), находят по выражению

$$I_{vp} = K_v^{pq} I_{vp}$$

где K_v^{pq} — коэффициент распределения токов v -й гармоники в q -й ветви схемы замещения.

Взаимное влияние преобразователей различных подстанций или секций (системы шин), работающих раздельно, можно не учитывать при мощности КЗ питающей энергосистемы на стороне высшего напряжения 1500 МВ · А и более.

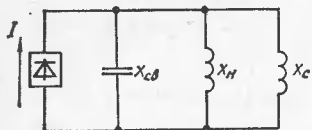


Рис. 57. Схема замещения

Пример 2. Определить напряжения гармоник на шинах подстанции 6 кВ, к которым подключен вентильный преобразователь, при включенной батарее конденсаторов (схема замещения показана на рис. 57). Исходные данные для расчета: $I_5 = 108$ А; $I_7 = 75$ А;

$I_{11} = 42$ А; $I_{13} = 24$ А; $x_c = 0,28$ Ом; $x_{cb} = 13,3$ Ом; $x_n = 0,7$ Ом.

1. Батарея конденсаторов отключена. Эквивалентное сопротивление сети, Ом,

$$x_{\Sigma v} = \frac{x_c x_n}{x_c + x_n} v = \frac{0,28 \cdot 0,7}{0,28 + 0,7} v = 0,2v.$$

Напряжение гармоник по формуле (9.5) $U_5 = 0,2 \cdot 5 \cdot 108 = 108$ В; $U_7 = 105$ В; $U_{11} = 92,5$ В; $U_{13} = 62,5$ В.

2. Батарея конденсаторов включена. Эквивалентное сопротивление сети

$$x'_{\Sigma v} = \frac{x_{\Sigma} \cdot x_{cb}}{x_{cb} - x_{\Sigma v} v^2} v.$$

64. Формулы расчета сопротивления, Ом, v -й гармоники

Элемент схемы	Формула	
	10 кВ	6 кВ
Питающая энергосистема	$x_{cv} = vx_c$	
Двухобмоточный трансформатор* связи с энергосистемой мощностью $S_{тр}$, МВ · А ($I_{к.з} = 10,5$ %)	$x_{тр v} = \frac{11}{S_{тр}} v$	$x_{тр v} = \frac{4}{S_{тр}} v$
Реактор	$x_{pv} = vx_p$	
Нагруженный трансформатор цеховой подстанции с номинальной мощностью $S_{тр}$, МВ · А	$x_{н. тр. v} = \frac{34}{S_{тр, ц}} v$	$x_{н. тр. v} = \frac{12}{S_{тр, ц}} v$
Синхронный (асинхронный) электродвигатель, турбогенератор с номинальной мощностью $S_{дв}$, МВ · А	$x_{дв. v} = \frac{17}{S_{дв}} v$	$x_{дв. v} = \frac{6}{S_{дв}} v$
Косинусные конденсаторы высокого и низкого напряжения	$x_{cb} (x_{cn}) = \frac{U_n^2}{Q_{в(н)}} \frac{1}{v}$	
Эквивалентное сопротивление нагрузки неактивной сети с суммарной установленной мощностью двигателей $S_{дв \Sigma}$ и трансформаторов (цеховых) $S_{тр \Sigma}$, МВ · А	$x_{нз} = \frac{34}{S_{тр \Sigma} + 2S_{дв \Sigma}} v$	$x_{нз} = \frac{12}{S_{тр \Sigma} + 2S_{дв \Sigma}} v$

* Сопротивления трехобмоточных трансформаторов на частотах гармоник пропорциональны сопротивлениям отдельных обмоток при промышленной частоте.

Примечания: 1. $Q_{в(н)}$ — мощность батареи соответственно высокого и низкого напряжения, тыс. квар; U_n — номинальное напряжение, кВ. 2. Ненагруженные трансформаторы, электрические печи сопротивления, дугогасящие аппараты, силовые кабели в схеме замещения не учитывались.

Напряжение гармоник найдем в соответствии со схемой замещения:

$$U_v = x'_{\Sigma v} I_v;$$

$$U_5 = \frac{0,2 \cdot 13,3}{13,3 - 0,2 \cdot 5^2} \cdot 108 \cdot 5 = 149 \text{ В};$$

$$U_7 = 399 \text{ В}; U_{11} = -103 \text{ В}; U_{13} = -40,5 \text{ В}.$$

Расчет коэффициента несинусоидальности напряжения. Расчет коэффициента несинусоидальности производят по формулам, приведенным в табл. 65. При неучете взаимного влияния на коэффициент несинусоидальности напряжения гармоник тока преобразователей различных секций (систем шин) подстанций этот коэффициент можно опре-

65. Формулы расчета коэффициента несинусоидальности

№ формул	Источник гармоник	Формулы для определения коэффициента несинусоидальности	Погрешность, %	Примечание
1	Одиночный или группа согласованно работающих 6-фазных вентильных преобразователей (без учета емкости сети)	$0,96 \Delta U_* \sin \left(\alpha + \frac{\gamma}{2} \right) \sqrt{\gamma}$ (1)	± 5	При выводе принято: $\sin \gamma = \gamma$; $\Delta U_* = \frac{x_c}{x_c + x_T}$, где x_c и x_T — сопротивления сети и трансформатора преобразователя, Ом; I_1 — сетевой ток промышленной частоты преобразователя, кА
2	То же	$\frac{2 \sqrt{3} I_1 x_c}{U_H}$ (2)	± 10	
3	То же, 12-фазных преобразователей	$\frac{\sqrt{6} I_1 x_c}{U_H}$ (3)	± 10	
4	Одиночный или группа согласованно работающих 6- и 12-фазных преобразователей при наличии батарей конденсаторов	$I_1 x_c \sqrt{\frac{\sum_{v=5}^n \left(\frac{1}{1-v^2 \delta} \right)^2}{U_H^2}}$ (4)	± 10	$\delta = x_c / x_6$, где x_6 — сопротивление батареи при промышленной частоте, Ом; n — принимается равной величине, при которой $1 - v^2 \delta > 0$
5	Группа нереверсивных вентильных преобразователей	$\frac{\sqrt{3} x_q \sqrt{\sum_{p=5}^n \frac{K_{qp}^2 I_p^2}{U_H^2}}}{U_H}$ (5)	± 15 для 6-фазных схем преобразователей	x_q — сопротивление ветви нагрузки q -й секции шин, Ом; I_{vp} — ток v -й гармоники в нагрузке q -й секции, обусловленный p -м источником гармоник, кА
6	Группа реверсивных преобразователей, коммутируемых по 6- или 12-фазным схемам	$\frac{x_q}{U_H} \times \sqrt{\sum_{p=1}^n K_{qp} (4S_p^2 (6\phi) + 2S_p^2 (12\phi)) + \frac{2S_p^2 (12\phi)}{V 2S_p^2 (24\phi)}} \quad (6)$	± 25 для 12-фазных схем	S_p (6ф) и т. д. — средние квадратичные значения полной мощности 6-, 12- и 24-фазных преобразователей, МВ · А
7	Сварочный выпрямитель, коммутируемый по мостовой схеме	$0,35 \frac{I_1 x_{K3}}{U_1}$ (7)	± 10	x_{K3} — сопротивление КЗ на шинах подключения выпрямителя, Ом

делить по формулам, основанным на анализе коммутационных искажений кривых напряжения сети, которые также приведены в табл. 65.

Пример 3. Определить коэффициент несинусоидальности на шинах 10 кВ подстанции, к которым подключен 6-фазный вентильный преобразователь, работающий с анодным трансформатором типа ТМРУ 1000 × 10, $e_k = 8,2\%$. Мощность трансформатора преобразователя $S_{т.п} = 6,675 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, мощность КЗ на шинах преобразователя $S_{к.з} = 370 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Нагрузка преобразователя $S_n = 6,48 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ при $\cos \varphi = 0,81$; $\sin \varphi = 0,58$. Угол управления $\alpha = 30^\circ$, угол коммутации $\gamma = 18^\circ$.

Для расчета коэффициента несинусоидальности воспользуемся табл. 65 (формула 2):

$$I_1 = \frac{S_{т.п}}{\sqrt{3} U_n} = \frac{6675}{\sqrt{3} \cdot 10} = 380 \text{ А}; \quad x_c = \frac{U^2}{S_{к.з}} = \frac{10^2}{370} = 0,27 \text{ Ом};$$

$$K_{н.с} = \frac{2 \sqrt{3} \cdot 0,27 \cdot 380}{10000} = 3,6\%.$$

5. РАСЧЕТ НЕСИММЕТРИИ НАПРЯЖЕНИЙ

Наиболее распространенными источниками несимметрии в трехфазных системах электроснабжения промышленных предприятий являются мощные однофазные потребители, например индукционные плавильные и нагревательные печи, сварочные агрегаты, установки электрошлакового переплава (ЭШП), а также трехфазные ЭП с неравномерной нагрузкой фаз (ДСП) и др.

Коэффициент несимметрии напряжений оценивают как отношение напряжения обратной последовательности основной частоты, определяемого разложением на симметричные составляющие системы линейных напряжений к номинальному линейному напряжению, %:

$$\epsilon_2 = \frac{U_2}{U_n} = \frac{(U_{L_1 L_2} + a^2 U_{L_2 L_3} + a U_{L_3 L_1}) 100}{3 U_n},$$

где a — фазовый оператор ($a = e^{j2\pi/3}$).

Для расчетов несимметричных режимов, а также правильного выбора технических средств, предназначенных для снижения несимметрии, необходимо знание сопротивлений обратной последовательности всех элементов электрических сетей и электрооборудования. Формулы для определения сопротивлений обратной последовательности элементов промышленных электрических сетей приведены в табл. 66.

Напряжение обратной последовательности в распределительных сетях, подключенных к основным сетям энергетических систем, можно определить по выражению, В,

$$U_2 = I_2 x_{к.з.},$$

где $x_{кз}$ — сопротивление КЗ, Ом; I_2 — значение тока обратной последовательности в сети, обусловленное подключением несимметричных нагрузок, А.

В распределительных сетях, получающих питание от автономных или маломощных энергетических систем ($S_{к.з} \leq 200 \text{ МВ} \cdot \text{А}$), при определении напряжения обратной последовательности рекомендуется пользоваться выражением $U_2 = I_2 x_{2г}$, где $x_{2г}$ — эквивалентное сопротивление обратной последовательности сети, Ом.

66. Формулы расчета сопротивлений обратной последовательности

Электроприемники (элементы сети)	Формулы для расчета сопротивлений обратной последовательности, Ом	Примечание
Синхронные электродвигатели	$x_{2с} = (U_n^2 / S_n) x_{2*}$	При отсутствии каталожных данных принимают $x_{2*} = 0,24$; U_n , кВ; S_n , МВ · А
Асинхронные электродвигатели	$x_{2а} = (U_n^2 / S_n) x_{к*}$	$x_{к*} = \frac{1}{k_n}$, где k_n — кратность пускового тока
Двухобмоточные трансформаторы и реакторы	$x_{2т} = (U_n^2 / S_n) e_{к*}$	$e_{к*}$ — относительное значение ЭДС КЗ. Для реакторов вместо $e_{к*}$ принимают $x_{р*}$
Трехобмоточные трансформаторы с расщепленными обмотками, сдвоенные реакторы для каждой обмотки	$x_{2р} = (U_n^2 / S_n) x_*$	x_* — относительная реактивность обмотки
Батарея конденсаторов	$x_{2б} = U_n^2 / Q_{б.к}$	$Q_{б.к}$, Мвар
Вентильные преобразователи	$z_{2в} = 2,5 U_n^2 / Q$	Q — реактивная нагрузка преобразователя, Мвар; $z = z \cos \varphi + jz \sin \varphi$, где $\cos \varphi$ — коэффициент мощности преобразователя с нагрузкой S
Электродуговые сталеплавильные печи	$z_{2п} = U_n^2 / S$	
Питающая энергосистема	$x_{2с} = U_n^2 / S_{к.з}$	$S_{к.з}$ — мощность КЗ сети
Осветительные нагрузки:		
3-фазная группа ламп накаливания	$z_{2н} = 4 U_n^2 / P$	P — активная мощность нагрузки, МВт
люминесцентные и ртутные лампы	$z_{2л} = 0,71 U_n^2 / S$	S — полная мощность нагрузки, МВ · А

Ток обратной последовательности I_2 , обусловленный подключением однофазных нагрузок $I_{L_1 L_2}$ и $I_{L_2 L_3}$ на линейные напряжения $U_{L_1 L_2}$ и $U_{L_2 L_3}$, начальную фазу этого тока ψ_{i2} рассчитывают по формулам [11]

$$I_2 = \frac{\sqrt{3}}{6} \sqrt{3I_{L_1 L_2}^2 + (I_{L_1 L_2} - 2I_{L_2 L_3})^2} e^{j\psi_{i2}}; \quad (9.4)$$

$$\psi_{i2} = \arctg \frac{\sqrt{3} I_{L_1 L_2}}{I_{L_1 L_2} - 2I_{L_2 L_3}} - \varphi_n,$$

где φ_n — фазный угол нагрузок.

Если известны полные мощности нагрузок $S_{L_1 L_2}$ и $S_{L_2 L_3}$, то ток I_2 находят по выражениям

$$I_2 = \frac{\sqrt{3}}{6U_n} \sqrt{3S_{L_1 L_2}^2 + (S_{L_1 L_2} - 2S_{L_2 L_3})^2} e^{j\psi_{i2}}; \quad (9.5)$$

$$\psi_{i2} = \arctg \frac{\sqrt{3} S_{L_1 L_2}}{S_{L_1 L_2} - 2S_{L_2 L_3}} - \varphi_n. \quad (9.6)$$

Для однофазной нагрузки

$$I_2 = \frac{\sqrt{3}}{3} I_{L_1 L_2} e^{j\frac{\pi}{3}} = \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{S_{L_1 L_2}}{U_n} e^{j(\frac{\pi}{3} - \varphi)}.$$

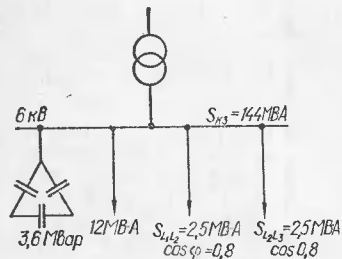


Рис. 58. Схема подстанции с однофазными нагрузками

В случае включения однофазных нагрузок на другие линейные напряжения $U_{L_2 L_3}$ или $U_{L_3 L_1}$ к значению ψ_2 , определенному по выражениям (9.4) или (9.6), прибавляют соответственно $2/(3\pi)$ или $4/(3\pi)$.

Для ДСП наибольшее значение тока обратной последовательности в режиме расплава можно оценить значением $I_2 = 0,6I_{н.п}$ ($I_{н.п}$ — номинальный ток печи) [11].

Комплекс полного сопротивления обратной последовательности узла сети предприятия представляют выражением [11]

$$Z_{2\Sigma} = \frac{U_n^2}{\sqrt{4S_n^2 + (S_{к.з} + 2,67S_n - Q_{б.к})^2}} e^{j\psi_{2\Sigma}}; \quad (9.7)$$

$$\psi_{2\Sigma} = \arctg \frac{1 + 2,67K_n - K_{б.к}}{2K_n},$$

где S_n , $S_{к.з}$, $Q_{б.к}$ — соответственно мощность обобщенной нагрузки, КЗ и БК;

$$K_n = \frac{S_n}{S_{к.з}}; \quad K_{б.к} = \frac{Q_{б.к}}{S_{к.з}}. \quad (9.8)$$

Обычно для узлов нагрузки предприятий сопротивление обратной последовательности является реактивным.

Пример 4. Определить коэффициент несимметрии линейных напряжений на шинах 6 кВ подстанции (рис. 58). Данные, необходимые для расчета, показаны на схеме.

По выражению (9.5) определим ток обратной последовательности:

$$I_2 = \frac{\sqrt{3}}{6 \cdot 6,3} 2 \cdot 2500 = 240 \text{ А.}$$

Согласно формулам (9.8) $K_n = 12/144 = 0,083$; $K_{б.к} = 3 \cdot 6/144 = 0,125$.

Модуль сопротивления обратной последовательности по выражению (9.7) с учетом значений K_n и $K_{б.к}$

$$Z_{2\Sigma} = \frac{6,3^2}{144 \sqrt{4 \cdot 0,083^2 + (1 + 2 \cdot 67 \cdot 0,083 - 0,125)^2}} = 0,207 \text{ Ом.}$$

Напряжение обратной последовательности

$$U_2 = \sqrt{3} \cdot 240 \cdot 0,207 = 82,5 \text{ В.}$$

Коэффициент несимметрии,

$$\varepsilon_2 = \frac{82,5}{6300} \cdot 100 = 1,3 \text{ \%}.$$

6. РАСЧЕТ КОРРЕКТИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Эти устройства в основном выполняют из реактивных (индуктивность, емкость) элементов. Помимо улучшения ПЭКЭ, они могут являться источниками реактивной мощности (ИРМ).

Выбор параметров силовых резонансных фильтров (СРФ). Частоты настройки фильтров. Узкополосные резонансные фильтры являются устройствами многоцелевого назначения и применяются для компенсации реактивной мощности и снижения уровней гармоник, СРФ настраивают на частоты одной или нескольких гармоник, преобладающих в амплитудных спектрах напряжения сети, либо на промежуточную частоту в зависимости от вида линейных нагрузок и величины K_p , определяемой по формуле [11] $K_p = Q_p/S_{к.з}$, где Q_p — установленная мощность БК-фильтра p -й гармоники; $S_{к.з}$ — мощность КЗ на шинах, к которым подключен фильтр.

При $K_p \geq 1,5 \cdot 10^{-2}$ отпадает необходимость устанавливать большое число фильтров, в этих случаях возможно применение ненастроенных фильтров, выбор которых приведен ниже.

В сетях с 6-фазными вентильными преобразователями при $K_p \leq 2 \cdot 10^{-2}$ устанавливают СРФ 7-й гармоники. Если при этом не обеспечивается снижение несинусоидальности напряжения до 5 % или менее, рекомендуется дополнительно предусмотреть фильтр 11-й гармоники. При $K_p \geq 2,5 \cdot 10^{-2}$ достаточно установить только СРФ 5-й гармоники.

В сетях с 12-фазными вентильными преобразователями устанавливают СРФ 11-й гармоники. В этом случае можно использовать также СРФ, настроенный на частоту 7—9-й гармоники (в том числе и на дробную частоту), если будет обеспечено требуемое снижение несинусои-

дальности напряжения. Такое решение позволяет облегчить условия работы конденсаторов и увеличить срок службы их.

Допускается установка СРФ и отдельных БК в случае, если БК используют для регулирования напряжения. При установке фильтра 5-й гармоники должно соблюдаться условие $K_6/K_p \geq 2$, фильтра 11-й гармоники — $K_6/K_p \geq 1,5$. Здесь $K_6 = Q_{6,к}/S_{к,з}$, где $Q_{6,к}$ — установленная мощность отдельной БК.

В сетях с ДСП, сварочными установками, газоразрядными лампами устанавливают СРФ 3, 5 и 7-й гармоники.

Расчет параметров СРФ. Мощность БК-фильтра (на фазу) определяют по выражению

$$Q_p \geq 1,2 K_c U_{н.б} I_{в\phi}, \quad (9.9)$$

где $U_{н.б}$ — номинальное напряжение БК; $I_{в\phi}$ — действующее значение гармоник тока, протекающих через СРФ v_p -й гармоники; $K_c = \sqrt{3}$ — при соединении конденсаторов в треугольник; при соединении в звезду $K_c = 3$.

Ток $I_{в\phi}$ определяют по формуле

$$I_{в\phi} = \sqrt{\sum (I_{vq} \sigma_{vq})^2} \quad (9.10)$$

где I_{vq} — ток v_q -й гармоники; σ_{vq} — доля тока v_q -й гармоники, протекающего через СРФ v_p -й гармоники.

Коэффициенты σ_{vq} находят по следующим формулам: при установке одного СРФ

$$\sigma_{vq} = \frac{1}{\frac{1}{K_p v_p^2} (1 - v_{q*}^2) + 1}, \quad \text{где } v_{q*} = \frac{v_p}{v_q}; \quad (9.11)$$

при установке двух СРФ

$$\sigma_{vq}^{(1\phi)} = \frac{1}{\frac{1}{K_{p1} v_{p1}^2} (1 - v_{q1*}^2) + \frac{K_{p2}^2 v_{p2}^2}{K_{p1} v_{p1}^2} \frac{1 - v_{q1*}^2}{1 - v_{q2*}^2} + 1}; \quad (9.12)$$

$$\sigma_{vq}^{(2\phi)} = \frac{1}{\frac{1}{K_{p2} v_{p2}^2} (1 - v_{q2*}^2) + \frac{K_{p1} v_{p1}^2}{K_{p2} v_{p2}^2} \frac{1 - v_{q2*}^2}{1 - v_{q1*}^2} + 1}, \quad (9.13)$$

где $v_{q1*} = \frac{v_{p1}}{v_q}$; $v_{q2*} = \frac{v_{p2}}{v_q}$;

при установке одного СРФ и отдельной БК

$$\sigma_{vq}^{(6)} = \frac{1}{\frac{1}{K_p v_p^2} (1 - v_{q*}^2) + 1 + \frac{K_6}{K_p} \left(1 - \frac{1}{v_{q*}^2}\right)}; \quad (9.14)$$

$$\sigma_{vq}^{(6)} = \frac{1}{1 - \frac{K_p}{K_6} \frac{2v_{q*}^2 - v_{q*}^4}{1 - v_{q*}^2}}. \quad (9.15)$$

Отсутствие перегрузки по мощности и превышения напряжения сверх номинального конденсаторов проверяют с помощью неравенства

$$\frac{U_{ш}}{K_c U_{н.б}} \frac{v_p^2}{v_p^2 - 1} \leq 1, \quad (9.16)$$

где $U_{ш}$ — наибольшее, возможное в условиях эксплуатации, значение напряжения на шинах.

При значениях $K_p \leq 2 \cdot 10^{-2}$ в случаях СРФ-5 (5-й и 7-й) гармоник и $K_p < 0,75 \cdot 10^{-2}$ для СРФ-11 (11-й и 13-й) гармоник величины K_p должны быть не менее следующих:

v_p	Нерегулируемые фильтры	Регулируемые фильтры
5	$0,45 \cdot 10^{-2}$	$0,35 \cdot 10^{-2}$
7	$0,45 \cdot 10^{-2}$	$0,25 \cdot 10^{-2}$
11; 13	$0,25 \cdot 10^{-2}$	$0,1 \cdot 10^{-2}$

При $K_p > 2 \cdot 10^{-2}$ допускается расстройка фильтров 5-й и 7-й гармоник в пределах $\pm 5\%$; при $K_p > 1 \cdot 10^{-2}$ расстройка фильтра 11-й гармоники допустима в пределах $\pm 10\%$. Если требуемая мощность конденсаторов СРФ превосходит величину дефицита реактивной мощности в месте их установки $Q_p > Q_d$, то фильтр следует настроить на частоту гармоники порядка

$$v_p \leq \frac{Q_d}{Q_p(v_{нм})} v_{нм},$$

где $v_{нм}$ — наименьший порядок гармоники из имеющихся в амплитудном спектре тока нелинейных нагрузок; $Q_p(v_{нм})$ — мощность БК, определенная по формуле (9.9).

Относительная величина остаточного напряжения v_q -й гармоники после установки СРФ:

$$\Delta U_{v*} = U_{v*} [1 - \sum \sigma_{vq}^{(\phi)}]. \quad (9.17)$$

При возможности параллельной работы СРФ, подключенных к разным секциям (системы шин) подстанции и настроенных на частоту одной и той же гармоники, каждый из СРФ следует выбрать по мощности КЗ при параллельной работе их с учетом суммарного тока гармоник источников.

Пример 5. Рассчитать фильтры для подстанции цеха электролиза. Исходные данные: $S_{кз} = 330 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $S_{п} = 26000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, число фаз 12; $U_{ш} = 10,6 \text{ кВ}$; дефицит реактивной мощности $Q_d = 4500 \text{ квар}$; $U_{11*} = 5,4\%$; $U_{13*} = 4,1\%$; $K_{н.с} = 7\%$.

1. Определим токи гармоник преобразователей

$$I_{11} = \frac{26000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 11} = 130 \text{ А}; \quad I_{13} = 110 \text{ А}.$$

2. Примем к установке один СРФ, настроенный на частоту 11-й гармоники. Мощность БК примем равной дефициту реактивной мощности на шинах:

$$Q_p = Q_d = 4500 \text{ квар}; \quad K_p = \frac{4,5}{330} = 1,38 \cdot 10^{-2}.$$

Выберем конденсаторы типа КС-75-6,3; схема соединения — звезда.
3. Найдем долю тока 13-й гармоники, протекающего через СРФ, по формуле (9.11)

$$\sigma_{v13} = \frac{1}{\frac{1}{1,38 \cdot 10^2 \cdot 11^2} \left[1 - \left(\frac{11}{13} \right)^2 \right] + 1} = 0,86.$$

Ток гармоник в цепи БК по формуле (9.10)

$$I_{v2} = \sqrt{130^2 + (110 \cdot 0,86)^2} = 161 \text{ А.}$$

Мощность БК-фильтра на 3 фазы по формуле (9.9)

$$Q_p = 3 \cdot 1,2 \cdot 161 \cdot 6,3 = 3650 \text{ квар} \leq 4500 \text{ квар},$$

что подтверждает допустимость установленной мощности БК-составляющей $Q_p = 4500$ квар.

4. Проверим БК на отсутствие перегрузки по мощности и превышения напряжения по формуле (9.16)

$$\frac{10,6}{\sqrt{3} \cdot 6,3} \frac{11^2}{11^2 - 1} = 0,98 < 1,$$

что подтверждает правильность выбора по указанным параметрам.

5. Сопротивление фазы реакторов

$$x_p = \frac{3U_{н.с}^2}{v_p^2 Q_{н.с}} = \frac{3 \cdot 6,3^2 \cdot 10^3}{11^2 \cdot 4500} = 0,22 \text{ Ом.}$$

6. После установки выбранного фильтра остаточное напряжение гармоник определяют по формуле (9.17)

$$\Delta U_{11*} = 0; \quad \Delta U_{13*} = 4,1 (1 - 0,86) = 0,57 \%. \quad \Delta U_{15*} = 4,1 (1 - 0,86) = 0,57 \%.$$

При установке СРФ 11-й и 13-й гармоник мощность БК-фильтра

$$Q_p = 3 (1,2 \cdot 6,3 \cdot 130 + 1,2 \cdot 6,3 \cdot 110) = 5450 \text{ квар} > 4500 \text{ квар},$$

т. е. значительно больше, чем требуется для покрытия дефицита реактивной мощности.

СРФ 12-й гармоники при $K_p = 1,38 \cdot 10^{-2}$ будет загружен токами 11-й и 13-й гармоник:

$$\sigma_{11} = \frac{1}{\frac{1}{1,38 \cdot 10^2 \cdot 12^2} \left[1 - \left(\frac{12}{11} \right)^2 \right] + 1} = 1,1;$$

$$\sigma_{13} = \frac{1}{\frac{1}{1,38 \cdot 10^{-2} \cdot 12^2} \left[1 - \left(\frac{12}{13} \right)^2 \right] + 1} = 0,93.$$

Ток гармоник через фильтр по формуле (9.10)

$$I_{v2} = \sqrt{(130 \cdot 1,1)^2 + (110 \cdot 0,93)^2} = 176 \text{ А.}$$

Мощность батарей фильтра

$$Q_p = 3 \cdot 1,2 \cdot 176 \cdot 6,3 = 4000 \text{ квар} < 4500 \text{ квар}.$$

Таким образом, возможна также установка СРФ, настроенного на частоту 12-й гармоники. Остаточные напряжения гармоник и коэффициент несинусоидальности

$$\Delta U_{11*} = 5,4 (1 - 1,1) = 0,54 \%; \quad \Delta U_{13*} = 4,1 (1 - 0,93) = 0,29 \%;$$

$$K_{нс} = \sqrt{0,54^2 + 0,29^2} = 0,61 \%.$$

т. е. практически то же, что и при установке СРФ 11-й гармоники. Вариант установки фильтра 11-й гармоники является предпочтительным, так как конденсаторы загружены по току на $(176/161 - 1) 100 = 9,2 \%$ меньше, что благоприятно сказывается на их температурном режиме и сроке службы.

Схемы фильтров. Конденсаторы в схемах СРФ можно соединять в треугольник или в звезду. Выбор способа включения определяется сочетанием номинальных напряжений сети и конденсаторов. Так, для сетей напряжением 6 кВ целесообразна схема соединения конденсаторов в треугольник, причем конденсаторы должны иметь номинальное напряжение 6,6 кВ.

При включении конденсаторов в звезду реакторы можно подключать либо после конденсаторов к нулевой точке, либо до них. Заземлять нулевую точку батарей фильтров напряжением 6—10 кВ не допустимо.

67. Технические данные фильтров для сетей 10 кВ

Номер гармоники	Номинальная мощность, квар	Ко. пенсирующая спо- собность, квар	Добротность на резо- нансной частоте (при- близительно)	Ток, А				Габаритные размеры, мм, (не более) (длина)*	Масса, кг, (не более)
				Номинальный		Длительно допустимый			
				полный	резонансной частоты	полный	резонансной частоты		
5	1200	1000	40	60	30	79	55	5850	3650
	1600	1350		80	40	105	75	6600	4250
	2400	2000		120	60	155	110	8000	6000
7	1200	965	35	60	30	79	55	5850	3650
	1600	1290		80	40	105	75	6600	4250
	2400	1930		120	60	155	110	8000	6000
11	800	625	25	40	20	52	38	5600	3000
	1600	1250		80	40	105	75	6600	4250
	2400	1890		120	60	155	110	8000	6000
13	800	625	20	40	20	52	38	5600	3000
	1600	1220		80	40	105	75	6600	4250
	2400	1845		120	60	155	110	8000	6000

* Глубина и высота для всех фильтров составляют 1080 и 2600 мм соответственно.

Батареи целесообразно выбирать из высоковольтных конденсаторов большой единичной мощности (50—100 квар). Во избежание резонансных явлений в сети фильтры должны включаться в работу от меньшего порядка гармоник к большему, а отключаться в обратном порядке.

Промышленностью осваивается выпуск СРФ напряжением 10 кВ и фильтро-компенсирующих устройств (ФКУ) 0,4 кВ (технические данные приведены соответственно в табл. 67 и 68). Принципиальная схема ФКУ напряжением 0,4 кВ показана на рис. 59.

68. Технические данные ФКУ типа ТКФ для сетей 380/220 В

Параметры	ТКФ-170-380	ТКФ-340-380	ТКФ-510-380
Номинальная мощность, квар	170	340	510
Диапазон регулирования мощности, квар	20—170	30—340	40—510
Быстродействие, квар/с, не менее	—	500	500
Допустимое значение тока, А:			
полного	300	600	900
1-й гармоник	260	520	780
5-й гармоники	110	220	330
7-й гармоники	90	160	240
остальных высших гармоник	70	140	210
Габаритные размеры, мм, (не более) (длина)*	3060	6060	9070
Масса, кг, не более	1840	3640	5430

* Глубина и высота всех приведенных ФКУ составляют 900 и 2015 мм соответственно.

Расчет симметрирующих устройств. Суммарную мощность батарей конденсаторов двухфазного симметрирующего устройства (рис. 60) в кварах определяют по выражению [12]

$$Q_{\Sigma} = 2\sqrt{3} K I_{\Sigma} U_{н.б} \sin(\psi_2 + \xi) = 2\sqrt{3} K I_{\Sigma} U_{н.б} f(\psi_2; \xi), \quad (9.18)$$

где $U_{н.б}$ — номинальное напряжение БК, кВ; K — относительная величина снижения несимметрии. Значение угла ξ берут равным $-\pi/3$ при $90^\circ \leq \psi_2 \leq 210^\circ$; 0 — при $210^\circ \leq \psi_2 \leq 330^\circ$; $+\pi/3$ — при $-30^\circ \leq \psi_2 \leq 90^\circ$ (I , II и III области на рис. 61). Значение функции $f(\psi_2; \xi)$ находят также на рис. 61. Линейные напряжения, на которые включают конденсаторы, и распределение мощности их $Q^{(L_1 L_2)}/Q_{\Sigma}$ и $Q^{(L_2 L_3)}/Q_{\Sigma}$ или $Q^{(L_2 L_3)}/Q_{\Sigma}$ и $Q^{(L_3 L_1)}/Q_{\Sigma}$, или $Q^{(L_1 L_2)}/Q_{\Sigma}$ и $Q^{(L_3 L_1)}/Q_{\Sigma}$ выбирают по кривым (рис. 61) в зависимости от аргумента ψ_2 тока I_2 .

Пример 6. Однофазная печь мощностью $S_{L_1 L_2} = 5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $\cos \varphi = 1$, подключена к сети 6 кВ электросталеплавильного цеха, питающейся от районной энергетической системы. Мощность КЗ в точке подключения $S_{к.з} = 144 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Значение реактивной мощности, которую тре-

буется компенсировать, составляет $Q_d = 5400$ квар. Выбрать батареи конденсаторов СУ.

1. Определим ток обратной последовательности однофазной нагрузки по выражению (9.5)

$$I_2 = \frac{0,58 \cdot 5000}{6} = 483 \text{ А}$$

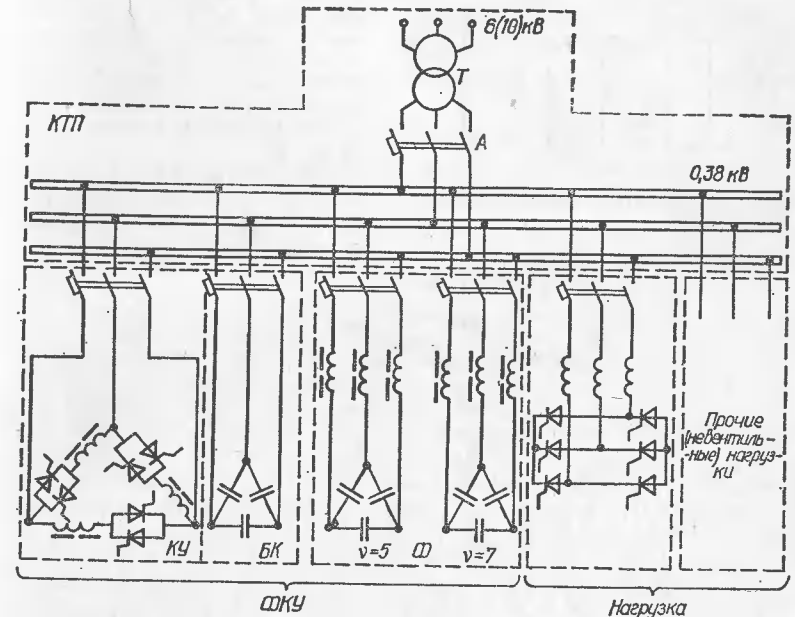


Рис. 59. Схема фильтро-компенсирующего устройства ФКУ-0,4 кВ:

Ф — фильтр высших гармонических; КУ — тиристорный регулятор реактивной мощности (компенсирующее устройство); БК — батарея конденсаторов

и его аргумент по выражению (9.6) $\psi_2 = \pi/3$.

2. Сопротивление КЗ $x_{к.з} = 0,25 \text{ Ом}$.

3. Коэффициент несимметрии линейных напряжений

$$\varepsilon = \frac{\sqrt{3} \cdot 483 \cdot 0,25}{6000} \cdot 100 = 3,5 \%$$

4. Мощность батарей конденсаторов, необходимую для полного устранения несимметрии напряжений ($K = 1$), определим по формуле (9.18) с учетом положения вектора I_2 в III области ($\xi = 60^\circ$)

$$Q_{\Sigma} = 2\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 483 \cdot 6,3 \sin(60^\circ + 60^\circ) = 9100 \text{ квар.}$$

5. При мощности батарей 5400 квар несимметрия напряжений снизится до $\varepsilon_{\text{ост}} = 3,5(1 - 5400/9100) = 1,3 \%$, что допустимо.

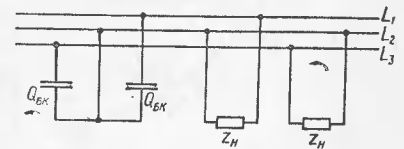


Рис. 60. Схема симметрирования напряжений

6. Распределение батарей по фазам согласно рис. 61 при $\psi_2 = \pi/3$
 $Q(L_3L_1) = 5400 \cdot 0,66 = 3600$ квар; $Q(L_1L_2) = 5400 \cdot 0,34 = 1800$ квар.

Расчет параметров фильтро-симметрирующего устройства (ФСУ). Устройство представляет собой несимметричный фильтр, который подключается к двум линейным напряжениям сети (рис. 62). Выбор линейных напряжений, на которые включаются фильтрующие цепи ФСУ, и соотношения мощностей конденсаторов, включаемых в фазы фильтра, определяются условиями симметрирования напряжения согласно методике, приведенной на с. 240.

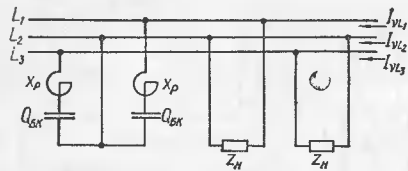


Рис. 62. Фильтро-симметрирующее устройство

Мощность БК, включаемой на линейное напряжение $U_{L_1L_2}$ ($U_{L_2L_3}$), должна удовлетворять условию, квар,

$$Q_{6.к}^{L_1L_2(L_2L_3)} \geq 1,2 U_{\text{н.}} \cdot I_{\text{в}}^{L_1L_2(L_2L_3)},$$

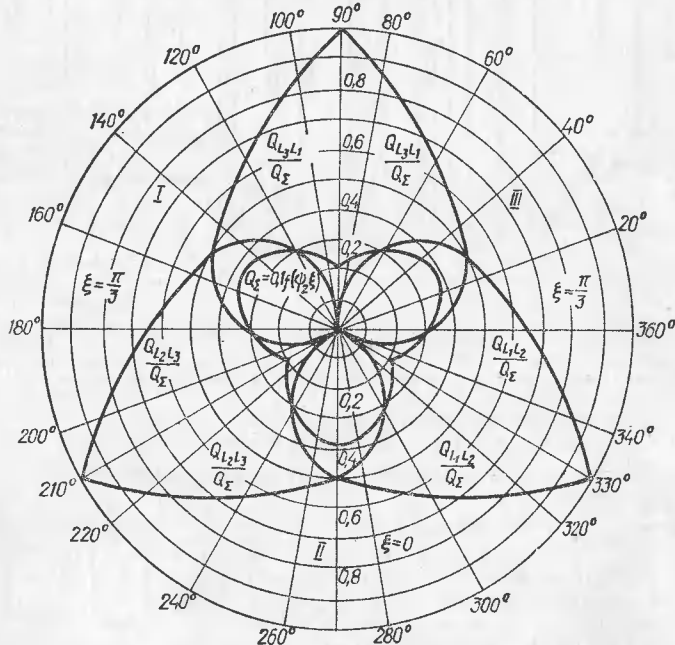


Рис. 61. Номограмма для расчета параметров симметрирующих устройств

где $I_{\text{в}}^{L_1L_2}$ — действующее значение тока высших гармоник, протекающих через фильтрующую цепь, настроенную на частоту ν_p -й гармоники, А.

Ток $I_{\text{в}}^{L_1L_2(L_2L_3)}$ определяют по выражению

$$I_{\text{в}}^{L_1L_2(L_2L_3)} = \sqrt{\sum (I_{\text{в}q} \sigma_{\text{в}q}^{L_1L_2(L_2L_3)})^2},$$

где $I_{\text{в}q}$ — ток ν_q -й гармоники, А; $\sigma_{\text{в}q}^{L_1L_2(L_2L_3)}$ — доля тока $I_{\text{в}q}$, протекающая через плечо фильтра, подключенного на напряжение $U_{L_1L_2(L_2L_3)}$.

Коэффициенты $\sigma_{\text{в}q}$ при подключении фильтра на напряжения $U_{L_1L_2}$ и $U_{L_2L_3}$ определяют по формулам

$$\sigma_{\text{в}q}^{L_1L_2} = \sqrt{1 + \rho_{L_2L_3} + \rho_{L_2L_3}^2} / (1 + \rho_{L_2L_3} + \rho_{L_1L_2});$$

$$\sigma_{\text{в}q}^{L_2L_3} = \sqrt{1 + \rho_{L_1L_2} + \rho_{L_1L_2}^2} / (1 + \rho_{L_2L_3} + \rho_{L_1L_2});$$

где $\rho_{L_1L_2(L_2L_3)}$ — коэффициенты, которые рассчитывают по выражению

$$\rho_{L_1L_2(L_2L_3)} = 1/1 + [3K_{\rho L_1L_2(L_2L_3)} \nu_p^2 / (1 - \nu_q^2)]. \quad (9.19)$$

Здесь $K_{\rho L_1L_2(L_2L_3)}$ — относительная мощность батареи ФСУ; ν_p — номер гармоники, на частоту которой настроено ФСУ; $K_{\rho L_1L_2(L_2L_3)} = Q_{6.к}^{L_1L_2(L_2L_3)} / S_{\text{к.с.}}$ — мощность КЗ на шинах ФСУ; ν_q — относительная частота ν_q -й гармоники, протекающей через ФСУ; $\nu_q = \nu_p / \nu_q$.

Суммарная мощность БК ФСУ, определяемая условиями фильтрации гармоник, не должна превосходить оптимальной реактивной мощности для данного узла сети. Если мощность БК ФСУ окажется недостаточной по условиям перегрузки их токами высших гармоник, следует снизить частоту настройки фильтра.

При значении $K_{\rho} \leq 1,5 \cdot 10^{-2}$ отклонение частоты настройки от резонансной допускается в пределах $\pm 5\%$. Рекомендуется в этом случае принимать $\nu_p = 5$ при наличии в сети шестифазных вентильных преобразователей и $\nu_p = 11$ — при наличии двенадцатифазных преобразователей. Относительные значения гармоник напряжения в составе линейных напряжений сети после установки ФСУ, настроенного на частоту ν_p -й гармоники и включенного на линейные напряжения $U_{L_1L_2}$ и $U_{L_2L_3}$ (по отношению к значению их до установки ФСУ), определяют по выражениям

$$\left. \begin{aligned} U_{\nu L_1L_2} &= \frac{\rho_{L_1L_2} \sqrt{3(1 + \rho_{L_2L_3} + \rho_{L_2L_3}^2)}}{1 + \rho_{L_1L_2} + \rho_{L_2L_3}}; \\ U_{\nu L_2L_3} &= \frac{\rho_{L_2L_3} \sqrt{3(1 + \rho_{L_1L_2} + \rho_{L_1L_2}^2)}}{1 + \rho_{L_1L_2} + \rho_{L_2L_3}}; \\ U_{\nu L_3L_1} &= \frac{\sqrt{3(\rho_{L_1L_2}^2 + \rho_{L_2L_3}^2 + \rho_{L_1L_2}\rho_{L_2L_3})}}{1 + \rho_{L_1L_2} + \rho_{L_2L_3}}. \end{aligned} \right\} \quad (9.20)$$

При $K_{\rho} \geq 1,5 \cdot 10^{-2}$ можно считать $U_{\nu L_1L_2(L_2L_3)} = 1 - \sigma_{\text{в}q}^{L_1L_2(L_2L_3)}$.

Пример 7. Выбрать ФСУ для сети, рассмотренной в примере 6, при коэффициенте несинусоидальности $K_{\text{н.с.}} = 7,1\%$. Источник гармоник — двенадцатифазный вентильный преобразователь. Токи гармоник, генерируемые преобразователем $I_{11} = 130$ А; $I_{13} = 110$ А. Относительные уровни гармоник напряжения в сети: $U_{11*} = 5,4\%$; $U_{13*} = 4,6\%$.

1. Мощности БК по условиям симметрирования выбирают так же, как в примере 6: $Q(L_3L_1) = 3600$ квар; $Q(L_1L_2) = 1800$ квар.

2. Батареи конденсаторов, включенные на линейные напряжения $U_{L_3L_1}$ и $U_{L_1L_2}$, соединяют последовательно с реакторами; частота настройки фильтрующей цепи 550 Гц, т. е. $\nu_p = 11$.

Для расчета остаточного напряжения гармоник рассчитаем коэффициенты $\rho_{L_1L_2}$ и $\rho_{L_3L_1}$ по формуле (9.19):

$$\rho_{L_1L_2} = 1 / \left(1 + \left[3 \cdot 1,25 \cdot 10^{-2} \cdot 121 \left(1 - \frac{121}{169} \right) \right] \right) = 0,06;$$

$$\rho_{L_3L_1} = 1 / \left(1 + \left[3 \cdot 2,5 \cdot 10^{-2} \cdot 121 \left(1 - \frac{121}{169} \right) \right] \right) = 0,03.$$

3. Остаточные значения напряжения 13-й гармоники напряжения сети по формулам (9.20)

$$U_{13,L_1L_2} = \frac{0,06 \sqrt{3(1 + 0,03 + 0,03)}}{1 + 0,03 + 0,06} = 0,1;$$

$$U_{13,L_1L_3} = \frac{0,03 \sqrt{3(1 + 0,06 + 0,06)}}{1 + 0,03 + 0,06} = 0,05.$$

Глава 10

КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ И МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАСЧЕТОВ

В нормативных документах [12, 13], введенных в действие в 1980—1982 гг., изложены задачи компенсации реактивной мощности (КРМ) в электрических сетях для режима прямой последовательности основной частоты переменного тока. Их требования распространяются на всех потребителей электроэнергии, за исключением жилых и общественных зданий при расчетной активной мощности на каждом вводе менее 250 кВт, тяговых подстанций городского электротранспорта, и являются обязательными для электроснабжающих организаций и организаций, проектирующих электроустановки, независимо от их ведомственной принадлежности. В работе [12] приведены директивные требования к технико-экономическим расчетам (ТЭР) по КРМ при проектировании и эксплуатации электрических сетей потребителей электроэнергии и контролю за ее потреблением, а также рекомендации по режимам работы средств компенсации.

При проектировании компенсирующие устройства (КУ) выбирают одновременно со всеми элементами электрической сети с учетом снижения токовых нагрузок средствами компенсации. Выбор типа, мощности, места установки и режима работы КУ должен обеспечивать при соблюдении всех технических требований наибольшую экономичность, критерием которой является минимум приведенных затрат. При определении величины приведенных затрат подлежат учету: затраты на установку КУ и дополнительного оборудования — коммутационных аппаратов, устройств автоматики и т. п.; снижение стоимости оборудования трансформаторных подстанций и стоимости сооружения питающей и распределительной сети, обусловленное уменьшением токовых нагрузок; снижение потерь электроэнергии в питающей и распределительной сети; уменьшение потерь активной мощности при максимуме

нагрузки энергосистемы; снижение потерь реактивной мощности в питающей и распределительной сетях вследствие уменьшения токовых нагрузок средствами компенсации.

Устанавливаемые в электрических сетях КУ должны обеспечивать: допустимый режим напряжения в электрической сети; допустимые токовые нагрузки всех ее элементов; режим работы источников реактивной мощности (ИРМ) в допустимых пределах; статическую и динамическую устойчивость работы электроприемников. В качестве ИРМ должны учитываться: воздушные и кабельные линии электрических сетей напряжением выше 20 кВ, а для кабельных сетей значительной протяженности — также и 6—20 кВ; генераторы электростанций и синхронные электродвигатели; дополнительно устанавливаемые средства компенсации — синхронные компенсаторы (СК), конденсаторные установки поперечного включения, вентильные установки со специальным регулированием и др.

Расчетным при выборе средств компенсации является режим наибольшей активной нагрузки энергосистемы. Для наиболее экономичного использования в эксплуатации средства компенсации должны оборудоваться автоматическими устройствами регулирования генерируемой мощности (см. гл. V—3—12, V—3—13, V—6—14 ПУЭ). В качестве параметров регулирования выбирают: напряжение, реактивную мощность, время и т. д.

Проектирование КУ рекомендуется вести с учетом динамики роста нагрузки и поэтапного развития систем электроснабжения. Для каждого этапа определяют мощность и место установки КУ, способ регулирования и т. д. При выборе средств компенсации, устанавливаемых в электрических сетях потребителей электроэнергии, исходными являются следующие получаемые от энергосистемы данные: экономический или технически обоснованное значение реактивной мощности, которая может быть передана из энергосистемы в режиме ее наибольшей активной нагрузки ($Q_{э, \max}$) в сеть электроустановки; значение реактивной мощности, которая может быть передана в сеть электроустановки из энергосистемы в режимах ее наименьшей активной нагрузки ($Q_{э, \min}$) и в послеаварийных ($Q_{э, а}$) [13].

Распределение конденсаторных установок между сетями 6—20 кВ и сетями напряжением до 1000 В осуществляется на основании ТЭР. При этом необходимо учитывать, что наибольший экономический эффект достигается при размещении средств компенсации в непосредственной близости от потребляющих реактивную мощность ЭП. Передача реактивной мощности из сети 6—35 кВ в сеть напряжением до 1000 В экономически невыгодна, если это приводит к увеличению числа цеховых трансформаторов. Индивидуальная компенсация может быть целесообразной лишь у крупных ЭП с относительно низким коэффициентом мощности и большим числом часов работы в году.

Ежеквартально осуществляют контроль реактивной мощности, потребляемой или выдаваемой в сеть энергосистемы потребителями электроэнергии в периоды наибольшей и наименьшей активной нагрузки энергосистемы. Периоды наибольших и наименьших нагрузок, а также режимы работы КУ устанавливает энергоснабжающая организация, их фиксируют в договоре на пользование электроэнергией.

В соответствии с Прейскурантом № 09-01, утвержденным постановлением Государственного Комитета СССР по ценам № 155-а от 26 февраля 1980 г., значения $Q_{э, \max}$ и $Q_{э, \min}$ задают потребителю для каждого квартала года. Эти значения определяют, исходя из фактических нагрузок $Q'_{\Phi 1}$ и $Q'_{\Phi 2}$ (i — номер квартала) и предварительно опре-

деленного значения $Q_{9\max}$ для квартала максимальной годовой активной нагрузки системы (как правило, для четвертого квартала $Q_{9\max}^{IV}$).

Потребитель должен установить дополнительно КУ мощностью

$$Q_{к.д} = Q_{\phi 1}^{IV} - Q_{9\max}^{IV} \quad (10.1)$$

Эти КУ могут использоваться в любое время года. Проектным организациям для вновь присоединяемых потребителей задают значения $Q_{9\max}$ и $Q_{9\min}$ только для IV квартала. Значения $Q_{9\max}^{IV}$ задает энергоснабжающая организация потребителям на каждый год предстоящего пятилетнего периода [13]. Изменить заданное значение $Q_{9\max}^{IV}$ может энергоснабжающая организация в одностороннем порядке не позднее чем за два года до начала расчетов за электроэнергию на основе измененного значения и не более чем на 20%. Значения $Q_{9\max}^i$ для остальных кварталов года и $Q_{9\min}^i$ для всех кварталов должны задаваться не позднее чем за три месяца до начала расчетов за электроэнергию на их основе.

До внедрения в энергосистеме программ расчета на ЭВМ эти величины рассчитываются по приведенной ниже упрощенной методике ручного счета [13].

Значение $Q_{9\max}^{IV}$ на шинах напряжением 6—20 кВ понижающей подстанции 220—35/6—20 кВ или 6—20/0,4—0,69 кВ определяют как меньшее из значений, полученных по формулам:

$$Q_{9\max}' = Q_{\phi 1}^{IV} - 0,7Q_{с.м}^{IV}; \quad (10.2)$$

$$Q_{9\max}'' = aP_{\phi 1}^{IV}, \quad (10.3)$$

где $Q_{\phi 1}^{IV}$ и $P_{\phi 1}^{IV}$ — фактические значения реактивной и активной нагрузки потребителя; $Q_{с.м}^{IV}$ — располагаемая реактивная мощность синхронных электродвигателей; a — коэффициент, зависящий от района объединенной энергосистемы и высшего напряжения подстанции (табл. 69); при питании от шин генераторного напряжения $a = 0,6$.

69. Значения коэффициента a

Объединенные энергосистемы	Коэффициент a при высшем напряжении подстанции, кВ		
	35	110—150	220 и выше
Северо-запада, Центра, Средней Волги, Юга, Северного Казахстана	0,3	0,28	0,23
Средней Азии	0,3	0,35	0,47
Сибири	0,24	0,29	0,4
Урала	0,27	0,31	0,42
Северного Кавказа, Закавказья	0,22	0,26	0,34
Дальнего Востока	0,2	0,25	0,32

Если данные о располагаемой мощности синхронных электродвигателей отсутствуют, используют только формулу (10.3). В случае, когда, несмотря на полное использование регулировочного диапазона трансформатора 35—220/6—20 кВ, напряжение на шинах 6—20 кВ оказывается выше номинального более чем на 7 % из-за повышенного напряжения в сети 35—220 кВ энергосистемы в режиме наибольшей нагрузки, принимают $Q_{9\max}^{IV} = Q_{\phi 1}^{IV}$. Для остальных кварталов года

$$Q_{9\max}^i = Q_{\phi 1}^i - Q_{к.д}, \quad (10.4)$$

где $Q_{\phi 1}^i$ — фактическая реактивная нагрузка потребителя в часы максимальной активной нагрузки энергосистемы в i -м квартале; $Q_{к.д}$ — значение, определяемое по выражению (10.1).

Значение $Q_{9\min}^i$ для квартала i в зависимости от режима напряжения в данном узле системы может быть задано любым в диапазоне от реактивной мощности потребителя в ночные часы $Q_{\phi 2}^i$, соответствующей полному отключению КУ в эти часы, до значения, соответствующего полному их включению

$$Q_{9\min}^i = Q_{\phi 2}^i - Q_{к.д}. \quad (10.5)$$

Рекомендуется принимать: в узлах с повышенными напряжениями в часы минимума нагрузок $Q_{9\min}^i \approx Q_{\phi 2}^i$; в узлах с допустимыми напряжениями в часы минимума нагрузок $Q_{9\min}^i = 0$ (полная компенсация минимальной нагрузки). Для потребителей, присоединенная мощность которых меньше 750 кВ·А, энергосистемой задается непосредственно мощность КУ, которая должна быть установлена у потребителя, $Q_{к.с.}$

Расчетное значение $Q_{к.с.р}$ определяет проектная организация по одной из следующих формул:

$$Q_{к.с.р} = (0,2 + 0,5d_{а.св}) S_{пр}; \quad (10.6)$$

$$Q_{к.с.р} = (\lg \varphi_H - 0,2) P_H,$$

где $d_{а.св}$ — доля установленной мощности асинхронных электродвигателей и сварочных трансформаторов в составе ЭП; $S_{пр}$ — присоединенная мощность потребителя (суммарная мощность трансформаторов и электродвигателей высокого напряжения); $\lg \varphi_H$ — естественный коэффициент реактивной мощности нагрузки; P_H — величина активной мощности нагрузки.

Значения $Q_{к.с.}$, задаваемого потребителю, зависят от расчетного значения $Q_{к.с.р}$ в соответствии со шкалой стандартных мощностей КУ:

$Q_{к.с.р}$, квар	≤50	50—120	120—190	190—260	260—380	>380
$Q_{к.с.}$, квар	0	75	150	225	300	450

Пример 8. Потребитель, находящийся в районе ОЭС Центра, получает питание от понижающей подстанции 110/10 кВ. Максималь-

ная нагрузка в IV квартале $P_{\phi}^{IV} = 60$ МВт. Максимальные и минимальные реактивные нагрузки составляют по кварталам, Мвар:

I	II	III	IV
28	20	25	30
16	12	14	18

В сети потребителя имеются синхронные электродвигатели 10 кВ с неиспользуемой реактивной мощностью $Q_{с.д} = 10$ Мвар и БК общей мощностью $Q_{б.к} = 7$ Мвар, постоянно работающие во время всех изменений нагрузки. Определить экономические значения $Q_{э\max}$ и $Q_{э\min}$ для всех кварталов года.

По формулам (10.2) и (10.3) определим:

$Q'_{э\max} = 30 - 0.7 \cdot 10 = 23$ Мвар; $Q''_{э\max} = 0.28 \cdot 60 = 16,8$ Мвар, следовательно, $Q_{э\max}^{IV} = 16,8$ Мвар.

Для выполнения этого задания потребитель должен установить КУ мощностью, определяемой по формуле (10.1),

$$Q_{к.д} = 30 - 16,8 = 13,2 \text{ Мвар.}$$

По формуле (10.4) определим значение $Q_{э\max}^I$ для остальных кварталов года:

$$Q_{э\max}^I = 28 - 13,2 = 14,8 \text{ Мвар; } Q_{э\max}^{II} = 20 - 13,2 = 6,8 \text{ Мвар;}$$

$$Q_{э\max}^{III} = 25 - 13,2 = 11,8 \text{ Мвар.}$$

По выражению (10.5) определим верхние и нижние границы значения $Q_{э\min}$ для всех кварталов года, Мвар:

I	II	III	IV
16	12	14	18

$$16 - 13,2 = 2,8 \quad 12 - 13,2 = 1,2 \quad 14 - 12,2 = 1,8 \quad 18 - 13,2 = 4,8$$

В качестве $Q_{э\min}^i$ для i -го квартала можно задать любое значение, находящееся в диапазоне от $Q_{э\min}^i$ до $Q_{э\min}^{i+1}$. Если в часы минимума нагрузки энергосистемы в данном узле наблюдаются недопустимо высокие уровни напряжений, то $Q_{э\min}^i$ устанавливают близкими к значениям $Q_{э\min}^i$, в противном случае — к значениям $Q_{э\min}^{i+1}$.

Пример 9. Присоединенная мощность потребителя составляет 630 кВ·А. Доля нагрузки асинхронных электродвигателей и сварочных трансформаторов составляет 0,4 (40%). Определить значение $Q_{к.э}$.

По формуле (10.6) $Q_{к.э.р} = (0,2 + 0,5 \cdot 0,4) \cdot 630 = 250$ квар; $Q_{к.э} = 225$ квар.

Скидки и надбавки к тарифам за компенсацию реактивной мощности. Прейскурантом № 09-01 установлена новая система скидок и надбавок к тарифам за КРМ в электроустановках потребителей электроэнергии. Для потребителей, присоединенная мощность которых 750 кВ·А и выше, суммарную скидку или надбавку H_2 можно представить двумя слагаемыми, определяемыми по формулам, %:

$$\begin{aligned} H_1 &= 30 (Q_{\phi 1} - Q_{э\max}) / P_{\phi}; \\ H_2 &= [20 (Q_{\phi 2} - Q_{э\min}) / P_{\phi}] - 2, \end{aligned} \quad (10.7)$$

где $Q_{\phi 1}$, $Q_{\phi 2}$ — фактические значения реактивной мощности потребителя в часы максимальных и минимальных активных нагрузок энергосистемы; P_{ϕ} — фактическое значение активной мощности потребителя в часы наибольшей активной нагрузки энергосистемы.

Если $Q_{\phi 1} < Q_{э\max}$, то H_1 принимают равным нулю. Разность $Q_{\phi 2} - Q_{э\min}$ в числителе формулы (10.7) всегда принимают положительной независимо от ее знака. Положительное значение H_2 означает надбавку, отрицательное — скидку. Значение H_1 всегда положительно (в крайнем случае равно нулю). Максимальной скидки с тарифа, равной 2%, достигают при выполнении двух условий: наличия в сети потребителя компенсирующих устройств мощностью $Q_{к.у} = Q_{\phi 1} - Q_{э\max}$ и регулирования их таким образом, чтобы соблюдалось равенство $Q_{\phi 2} = Q_{э\min}$. Значения $Q_{э\max}$ и $Q_{э\min}$ задают для каждого квартала года. За каждый квартал определяют значения $Q_{\phi 1}$, $Q_{\phi 2}$, P_{ϕ} .

Для потребителей, присоединенная мощность которых меньше 750 кВ·А, скидку или надбавку определяют в зависимости от соотношения фактической мощности КУ, установленного у потребителя, $Q_{к.ф}$ и экономической мощности $Q_{к.э}$, задаваемой энергоснабжающей организацией, %:

$$K = (Q_{к.ф} / Q_{к.э}) 100.$$

Скидки и надбавки к тарифам за компенсацию реактивной мощности в сетях потребителей, присоединенная мощность которых меньше 750 кВ·А, следующие:

K, %	H, %
≤ 30	+50
30—50	+30
50—70	+10
70—90	0
90—110	—5
110—130	+10
> 130	+50

Положительное значение H означает надбавку, отрицательное — скидку.

При несоблюдении потребителями заданного режима работы КУ применяют максимальную надбавку к тарифу (50 %) за квартал, в котором отмечено нарушение.

2. ВЫБОР И РАСЧЕТ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ*

При определении расчетной реактивной нагрузки предприятия в часы максимума $Q_{н1}$ и минимума $Q_{н2}$ активной нагрузки энергосистемы следует учитывать: $Q_{н\max}$ — реактивные максимальные (получасовой максимум) нагрузки электроприемников, принимаемые в соответствии с выполненным проектом; $Q_{н\min}$ — расчетные минимальные (среднегодовые

* В излагаемой методике используются материалы ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект», Красноярского отделения ГПИ «Электропроект», Киевского отделения УГПИ «Тяжпромэлектропроект», ВНИИЭ Минэнерго СССР, РИИЖТ МПС СССР, институтов Ждановского металлургического Минвуза УССР и электродинамики АН УССР.

значение) нагрузки за период третьей (наименьшей) смены потребления реактивной мощности предприятием.

Суммарная реактивная нагрузка предприятия в часы максимума активной нагрузки энергосистемы может не совпадать с максимальной расчетной реактивной нагрузкой и определяется по формуле

$$Q_{н1} = K_{н1} Q_{н \max}$$

где $K_{н1}$ — коэффициент несовпадения; его значение зависит от отрасли промышленности:

Отрасль промышленности	$K_{н1}$	$K_{н2}$
Черная металлургия	0,88	0,74
Цветная металлургия	0,94	0,73
Торфопереработка	0,74	0,66
Нефтепереработка	0,93	0,84
Машиностроение и металлообработка	0,79	0,44
Химическая	0,92	0,78
Легкая	0,91	0,41
Пищевая	0,91	0,66
Бумажная	0,83	0,75
Деревообрабатывающая	0,75	0,34
Строительных материалов	0,9	0,77
Текстильная	0,93	0,79
Прочие	0,65	0,4

Реактивную нагрузку предприятия в часы минимума активной нагрузки энергосистемы определяют по формуле

$$Q_{н2} = K_{н2} Q_{н \max}$$

где $K_{н2}$ — коэффициент минимума: его значение — это отношение минимальной нагрузки предприятия к наибольшей, зависит от отрасли промышленности (см. выше).

Полученные реактивные нагрузки предприятия (цеха или электроустановки) вместе с суммарной расчетной активной нагрузкой передаются в энергосистему, которая определяет и выдает значения $Q_{э \max}$ и $Q_{э \min}$. При сообщении расчетных нагрузок энергосистеме реактивные нагрузки предприятия определяют без учета реактивной мощности синхронных электродвигателей, а суммарная реактивная мощность всех синхронных электродвигателей сообщается отдельной величиной $Q_{с.д}$ для расчетной схемы электроснабжения предприятия.

Необходимую суммарную мощность компенсирующих устройств в сети проектируемого промышленного предприятия определяют по формуле

$$Q_{к \max} = Q_{н1} - Q_{э \max}$$

При снижении потерь реактивной мощности в результате компенсации $Q_{к \max}$ можно уменьшить на величину этого снижения. Мощность нерегулируемых компенсирующих устройств определяют по формуле

$$Q_{к \min} = Q_{н2} - Q_{э \min}$$

Для выполнения ТЭР в табл. 70 приведены расчетные значения удельной стоимости потерь активной мощности m и коэффициента средней реактивной экономической нагрузки L_p в зависимости от региона объединенной энергосистемы (ОЭС).

Экономическую расчетную реактивную нагрузку (среднюю) определяют по формуле $Q_{э.с} = L_p Q_{н \max}$. В расчетах реактивную мощность конденсаторных установок следует принимать равной номинальной их

70. Значения удельной стоимости потерь активной мощности m и коэффициента L_p

Регионы ОЭС	Сменность работы предприятия	m , р./кВт	L_p
Северо-запад, Центр Средняя Волга, Юг, Северный Казахстан	1	82	0,96
	2	109	0,88
	3	114	0,84
Средняя Азия	1	72	1
	2	78	0,96
	3	84	0,94
Сибирь	1	87	1
	2	93	0,97
	3	99	0,95
Урал	1	71	0,95
	2	100	0,87
	3	125	0,82
Северный Кавказ и Закавказье	1	112	0,98
	2	132	0,93
	3	150	0,9
Дальний Восток	1	131	1
	2	142	0,97
	3	152	0,94

Примечание. Расчетные значения m и L_p определены с учетом стоимости строительства станции и потерь электроэнергии (по замыкающим затратам), а также суммарного графика нагрузки по реактивной мощности и принимаются в зависимости от сменности работы и региона энергосистемы, от которой получит питание проектируемое промышленное предприятие.

мощности независимо от фактического значения напряжения на установке. Экономическая целесообразность использования реактивной мощности синхронных электродвигателей зависит от мощности и частоты вращения электродвигателя.

Номинальные мощности синхронных электродвигателей, которые определяют области экономически целесообразного использования их реактивной мощности, приведены в табл. 71. Синхронные электродвигатели экономически целесообразно использовать как источники реактивной мощности при условии, если номинальная мощность синхронных электродвигателей больше мощности, приведенной в табл. 71. Степень использования реактивной мощности синхронных электродвигателей при номинальной мощности, менее приведенной в табл. 71, рекомендуется определять с помощью ТЭР. Для указанных синхронных электродвигателей допускается принимать их загрузку по реактивной мощности, равной (0,8...0,85) $Q_{н.с.д}$ без ТЭР.

71. Номинальные мощности синхронных электродвигателей, определяющие области экономически целесообразного использования реактивной мощности

Регионы ОЭС	Сменность ра- боты пред- приятия	Номинальная активная мощность синхронных электродвигателей, кВт, при частоте вращения, с ⁻¹							
		3000	1000	750	600	500	375	300	250
Северо-запад, Центр, Средняя Волга, Юг, Северный Казахстан	1	2000	2000	2000	2000	2000	4000	3200	—
	2	2000	4000	5000	4000	6300	—	—	—
	3	2500	5000	6300	5000	8000	—	—	—
Средняя Азия	1	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2500	3200
	2	2000	2000	2000	2000	2000	3200	3200	4000
	3	2000	2000	2500	2500	2500	4000	3200	—
Сибирь	1	2000	2000	2500	2500	2500	4000	4000	—
	2	2000	2000	3200	3200	3200	—	4000	—
	3	2000	2000	3200	4000	3200	—	4000	—
Урал	1	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2500	3200
	2	2000	2000	4000	4000	5000	—	—	—
	3	2000	5000	5000	5000	6300	—	—	—
Северный Кавказ и Закавказье	1	2000	4000	5000	4000	6300	—	—	—
	2	2500	5000	6300	5000	8000	—	—	—
	3	6300	6300	8000	10000	8000	—	—	—
Дальний Восток	1	2500	5000	6300	5000	8000	—	—	—
	2	5000	5000	8000	10000	8000	—	—	—
	3	6300	6300	10000	10000	8000	—	—	—

Если реактивная мощность, получаемая от всех синхронных электродвигателей промышленного предприятия, обеспечивает большую степень компенсации, чем согласованная с энергосистемой, то рекомендуется снижать реактивную мощность СД. Если указанное снижение все же не обеспечивает согласованной с энергосистемой величины $Q_{\text{э, max}}$, следует соответственно снизить мощность, или даже полностью отказаться от использования конденсаторных установок напряжением до 1000 В, при этом число цеховых трансформаторов может увеличиться.

Определение суммарной мощности конденсаторных установок в сетях напряжением до 1000 В. Суммарную мощность конденсаторных установок напряжением до 1000 В (НБК) следует определять по двум критериям: по минимуму суммарных приведенных затрат на НБК

и цеховые трансформаторные подстанции и по минимуму суммарных приведенных затрат на НБК и потери электроэнергии в сети предприятия напряжением 6—10 кВ. Основную мощность конденсаторных установок напряжением до 1000 В, как правило, определяют первым критерием, а по условию минимума потерь электроэнергии в сети предприятия напряжением 6—10 кВ (второй критерий) находят дополнительную мощность конденсаторных установок. Суммарная (основная и дополнительная) расчетная мощность конденсаторных установок напряжением до 1000 В

$$Q_{\text{к.н}} = Q_{\text{к.н.1}} + Q_{\text{к.н.п}}$$

По первому критерию мощность НБК ($Q_{\text{к.н.1}}$) следует определять, исходя из целесообразности уменьшения числа цеховых трансформаторов или снижения их номинальной мощности в случаях, когда по условиям электроснабжения нельзя уменьшить число принятых трансформаторов, по второму — дополнительная мощность НБК ($Q_{\text{к.н.п}}$) с целью оптимального снижения потерь электроэнергии в сети напряжением 6—10 кВ.

При определении мощности КУ напряжением до 1000 В цеховые трансформаторы должны объединяться в однотипные группы по следующим признакам: одинаковой номинальной мощности и одинаковому коэффициенту загрузки трансформаторов в нормальном режиме; принадлежности к одному технологическому участку или к одной магистрали, включая двухтрансформаторные подстанции, получающие питание от различных секций распределительных подстанций (РП); одному виду компенсирующих устройств, которые предполагается использовать для компенсации реактивной загрузки.

Определение мощности батарей конденсаторов по условию выбора оптимального числа цеховых трансформаторов. Для каждой объединенной однотипной группы трансформаторов следует определять их минимальное количество, необходимое для питания заданной активной нагрузки:

$$N_{\text{т min}} = \frac{P_{\text{н}}}{K_{\text{с}} S_{\text{т}}}, \quad (10.8)$$

где $P_{\text{н}}$ — расчетная суммарная активная нагрузка, кВт; $S_{\text{т}}$ — номинальная мощность одного трансформатора, кВ · А; $K_{\text{с}}$ — коэффициент загрузки трансформатора.

Оптимальное число трансформаторов в группе определяют по формуле

$$N_{\text{т.о}} = K_{\text{о}} N_{\text{т min}}, \quad (10.9)$$

где $K_{\text{о}}$ — коэффициент увеличения числа трансформаторов по сравнению с минимальным их числом.

Значение оптимального коэффициента $K_{\text{о}}$ зависит от значения удельных затрат на передачу реактивной мощности, которые определяют по формуле

$$a = \frac{B_{\text{к.н}} - B_{\text{к.в}}}{B_{\text{к.т.п}}}, \quad (10.10)$$

где $B_{\text{к.н}}$, $B_{\text{к.в}}$, $B_{\text{к.т.п}}$ — соответственно удельные приведенные затраты на КУ напряжением до и выше 1000 В и комплектные трансформаторные подстанции (КТП) (принимают согласно табл. 72, 73, 74, 75, 76).

Зависимость коэффициента $K_{\text{о}}$ от a

a , р./квар	K_0	a , р./квар	K_0	a , р./квар	K_0
0,1	1,005	0,35	1,07	0,6	1,25
0,15	1,01	0,4	1,09	0,65	1,32
0,2	1,02	0,45	1,12	0,7	1,4
0,25	1,03	0,5	1,15	0,75	1,51
0,3	1,05	0,55	1,19		

72. Удельные приведенные затраты на комплекты конденсаторные установки (ККУ) напряжением до 1000 В

Мощность установок, квар	ΣК. и Р./ (квар · год)			Мощность установок, квар	ΣК. и Р./ (квар · год)		
	Питание от автомата		Питание без автомата		Питание от автомата		Питание без автомата
	A3700	«Электрон»			A3700	«Электрон»	
≤ 75*	2	—	1,3	200—216	2,4	3	2,2
100*	1,6	2,7	1,1	300	2,1	2,5	1,6
100	3,1	4,2	2,6	450	2,1	2,6	1,8
135—150	2,3	3,1	2	600	1,7	2,1	1,4

* Без регулирования мощности ККУ.

73. Удельные приведенные затраты на ККУ выше 1000 В

Мощность установок, квар	ΣK_0 и ρ /(квар · год)						
	без учета шкафа	Питание по радиальной схеме			Питание по магистральной схеме (две установки от одного шкафа)		
		КСО, КРУ (20 кА)	КРУ (31,5 кА)	КЭ	КСО, КСУ (20 кА)	КРУ (31,5 кА)	КЭ
< 450	0,9	1,7	2,5	3,6	1,3	1,7	2,2
900	0,8	1,2	1,5	2,1	0,9	1,1	1,4
1125	0,6	0,8	1,1	1,5	0,7	0,8	1

Примечание. КРУ, КСО и КЭ — типы шкафов комплектного распределительного устройства напряжением 6—10 кВ.

74. Удельные приведенные затраты на КТП

Мощность трансформатора, кВ · А	ΣK_0 и ρ /(кВ · А · год)								
	один трансформатор			два трансформатора			три и более трансформаторов		
	КСО	КРУ	КЭ	КСО	КРУ	КЭ	КСО	КРУ	КЭ
630	2,6	2,6	3,3	2,4	2,4	2,7	2,3	2,3	2,5
1000	2,6	2,6	3,3	2,4	2,4	2,7	2,3	2,3	2,5
1600	3,4	3,4	3,6	3,2	3,2	3,4	3,2	3,2	3,3
2500	3,4	3,4	3,6	3,2	3,2	3,4	—	—	—

75. Комплексные конденсаторные установки напряжением 380В

Тип установки	Мощность, квар	Удельная стоимость, р./квар	Приведенные затраты, р./(квар · × год)
УК2-0,38-50 УЗ	50	5,1	1,2
УК3-0,38-75 УЗ	75	—	—
УК-0,38-75 УЗ	75	6,4	1,4
УК2-0,38-100 УЗ	100	4,7	1,1
УКБН-0,38-100-50 УЗ	100	9,5	2,1
УКБН-0,38-135 ТЗ	135	11,7	2,6
УКБ-0,38-150 УЗ	150	—	—
УКТ-0,38-150 УЗ	150	7	1,6
УКБТ-0,38-150 УЗ	150	8	1,8
УКЛН-0,38-150-50 УЗ	150	—	—
УКБН-0,38-200-50 УЗ	200	8,5	1,9
УКЛН-0,38-300-150 УЗ	300	8,7	1,9
УКЛН-0,38-450-150 УЗ	450	8	1,8
УКЛН-0,38-600-150 УЗ	600	6,3	1,4

76. Комплексные конденсаторные установки напряжением 6—10 кВ

Тип установок	Мощность, квар	Удельная стоимость, р./квар	Приведенные затраты, р./(квар · × год)
УКМ-6,3-400 VI	400	4,3	1
УК-6,3-450 ЛУЗ	450	3,9	0,9
УК-6,3-900 ЛУЗ	900	3,4	0,8
УК-6,3-1125 ЛУЗ	1125	2,7	0,6
УКМ-10,5-400 VI	400	4,3	1
УК-10,5-450 ЛУЗ	450	3,9	0,9
УК-10,5-900 ЛУЗ	900	3,3	0,8
УК-10,5-1125 ЛУЗ	1125	2,7	0,6

Число трансформаторов принимают при $N_{т.о} \leq N_{тех}$ равным $N_{тех}$ (необходимое количество трансформаторов по активной нагрузке); если $N_{т.о} > N_{тех}$ — выбирается ближайшее целое число.

Во всех случаях количество трансформаторов должно быть принято: $N_T > N_{T \min}$; $N_T \geq N_{T.о}$; $N_T \geq N_{T.тех}$. По выбранному числу трансформаторов определяют реактивную мощность, которую возможно передать через трансформаторы в сеть предприятия напряжением до 1000 В:

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_s S_T)^2 - P_n^2} \quad (10.11)$$

По полученному значению Q_T определяют суммарную мощность конденсаторных установок напряжением до 1000 В, которые необходимо установить в сети предприятия

$$Q_{к.н} = Q_{н.н} - Q_T \quad (10.12)$$

где $Q_{н.н}$ — реактивная мощность нагрузки в максимальном режиме.

Пример 10. Определить мощность конденсаторных установок для однотипной группы цеховых трансформаторов. Нагрузка однотипной группы $S_{н.н} = 5100 \text{ кВ} \cdot \text{А}$; $P_{н.н} = 4100 \text{ кВт}$; $Q_{н.н} = 3100 \text{ квар}$. Предполагается установка трансформаторов с единичной мощностью $S_T = 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ и с коэффициентом загрузки $K_s = 0,7$.

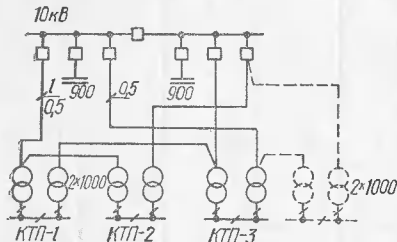


Рис. 63. Схема электроснабжения цеха с группой однотипных КТП

распределительных магистралей без специальных выключателей. Схема электроснабжения приведена на рис. 63. Предприятие расположено в Центре, 3-сменная работа. Определим мощность конденсаторных установок по критерию минимума суммарных приведенных затрат на конденсаторные установки и цеховые трансформаторные подстанции.

1. По формуле (10.8) минимальное число трансформаторов группы

$$N_{T \min} = \frac{P_n}{K_s S_T} = \frac{4,1}{0,7 \cdot 1} = 5,86.$$

2. Определим вспомогательную величину a по формуле (10.10) согласно табл. 72, 73, 74 ($\varepsilon_{к.н} = 2$; $\varepsilon_{к.в} = 1,5$; $\varepsilon_{к.т.п} = 2,4$):

$$a = \frac{\varepsilon_{к.н} - \varepsilon_{к.в}}{\varepsilon_{к.т.п}} K_s = \frac{2 - 1,5}{2,4} 0,7 = 0,145.$$

3. По значению величины a определим $K_o = 1,01$ (см. с. 379).

4. По формуле (10.9) определим оптимальное число трансформаторов:

$$N_{T.о} = N_{T \min} K_o = 5,86 \cdot 1,01 = 5,92.$$

5. Примем ближайшее целое число трансформаторов $N_T = 6$.

6. Определим реактивную мощность, которую можно передать через трансформаторы при заданном коэффициенте загрузки по формуле (10.11):

$$Q_T = \sqrt{(6 \cdot 0,7 \cdot 1)^2 - 4,1^2} = 0,95 \text{ Мвар}.$$

7. По формуле (10.12) определим мощность конденсаторных установок:

$$Q_{к.н} = Q_{н.н} - Q_T = 3,1 - 0,95 = 2,15 \text{ Мвар}.$$

Величины $\varepsilon_{к.н}$ и $\varepsilon_{к.в}$ существенно влияют на результаты расчетов. Если в сети напряжением до 1000 В применить конденсаторы мощностью 100 квар ($\varepsilon_{к.н} = 3,1$),

$$a = \frac{3,1 - 1,5}{2,4} 0,7 = 0,47; \quad K_o = 1,13; \quad N_o = 5,86 \cdot 1,13 = 6,62,$$

ближайшее целое число трансформаторов $N_T = 7$.

Реактивная мощность, которую можно передать через трансформаторы,

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_s S_T)^2 - P_n^2} = \sqrt{(7 \cdot 0,7 \cdot 1)^2 - 4,1^2} = 2,68 \text{ Мвар};$$

$$Q_{к.н} = Q_{н.н} - Q_T = 3,1 - 2,68 = 0,42 \text{ Мвар}.$$

В этом случае оказывается более выгодным установить лишний трансформатор и сократить количество конденсаторов напряжением до 1000 В.

Определение мощности батарей конденсаторов по критерию снижения мощности цеховых трансформаторов. В одиночных трансформаторных подстанциях, как правило, число трансформаторов нельзя уменьшить, поэтому необходимая мощность трансформатора для питания заданной максимальной активной нагрузки должна соответствовать условию

$$S_T \geq \frac{P_n}{N_T K_s}.$$

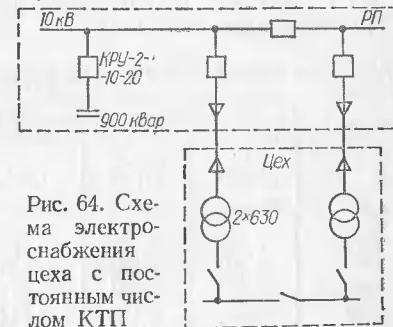


Рис. 64. Схема электроснабжения цеха с постоянным числом КТП

Исходя из принятой мощности трансформатора, по выражению (10.11) определим реактивную мощность, которую можно передать через трансформатор. Полученному значению Q_T соответствует мощность конденсаторных установок напряжением до 1000 В, которую определяют по формуле (10.12).

Пример 11. Определить мощность конденсаторных установок напряжением до 1000 В при условии, что число трансформаторов нельзя изменить. К шинам РП-10кВ промышленного предприятия присоединена двухтрансформаторная КТП (рис. 64). Нагрузка $S_{н.н} = 1071 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $P_{н.н} = 750 \text{ кВт}$; $Q_{н.н} = 765 \text{ квар}$; $K_s = 0,75$. Предприятие (цех), 2-сменное, расположено в Центре. Необходимо определить оптимальную мощность трансформаторов и суммарную мощность батарей конденсаторов.

1. Согласно формуле (10.8) определим мощность трансформаторов КТП

$$S_T \geq \frac{P_{н.н}}{K_S N_T} \geq \frac{750}{0,75 \cdot 2} = 500 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

примем $S_T = 630 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

2. Согласно формуле (10.11) определим реактивную мощность, которую можно передать через трансформаторы при принятом $K_S = 0,75$:

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_S S_T)^2 - P_{н.н}^2} = \sqrt{(2 \cdot 0,75 \cdot 0,63)^2 - 0,75^2} = 574 \text{ квар.}$$

3. По формуле (8.12) определим мощность ККУ

$$Q_{к.н} = Q_{н.н} - Q_T = 765 - 574 = 191 \text{ квар.}$$

Определение дополнительной мощности батарей конденсаторов по условию снижения потерь электроэнергии в сетях напряжением до 1000 В. Для группы однотипных трансформаторов, получающих питание по радиальным линиям, эквивалентное активное сопротивление между шинами напряжением до 1000 В и точкой подсоединения конденсаторных установок напряжением выше 1000 В определяют по формуле

$$R = 1 / \left(\sum_{i=1}^n \frac{1}{r_i} \right), \quad (10.13)$$

где $r_i = r_{к.л} + r_T$ — активное сопротивление радиальных участков; $r_{к.л} = r_0 l$ — активное сопротивление кабеля; r_T — активное сопротивление трансформатора (табл. 77).

77. Активное сопротивление трансформаторов

Мощность трансформатора кВ · А	Активное сопротивление трансформатора r_T , Ом					
	ТСЗ-6	ТМЗ-6, ТНЗ-6	ТМ-6	ТСЗ-10	ТМЗ-10, ТНЗ-10	ТМ-10
630	0,662	0,689	0,770	1,838	1,914	2,141
1000	0,403	0,396	0,439	1,12	1,4	1,22
1600	0,224	0,231	0,252	0,624	0,643	0,702
2500	—	0,138	0,144	—	0,384	0,401

Для группы однотипных трансформаторов, получающих питание от РП по кабелям одинакового сечения с разбросом длин не более 50 %, при установке конденсаторных установок напряжением выше 1000 В на РП эквивалентное активное сопротивление определяют по формулам

$$R_{эк} = \frac{r_{к.л} + r_T}{N_T} \quad (10.14)$$

или

$$R_{эк} = r_{пит} + \frac{r_{к.л} + r_T}{N_T}, \quad (10.15)$$

где $r_{пит}$ — активное сопротивление кабелей между РП и КТП.

Мощность конденсаторных установок напряжением до 1000 В для каждой однотипной группы трансформаторов определяют по формуле

$$Q_{к.нII} = Q_{с.н.н} - \frac{(S_{к.н} - S_{к.в}) U_{ном}^2}{2R_{эк} m}, \quad (10.16)$$

где $Q_{с.н.н}$ — расчетная реактивная (усредненная) мощность нагрузки напряжением до 1000 В.

Если в результате расчета по формуле (10.16) окажется, что $Q_{к.нII} < 0$, то для данной группы трансформаторов принимают $Q_{к.нII} = 0$. Если в какой-нибудь группе однотипных трансформаторов предусмотрены конденсаторные установки мощностью $Q_{к.нI}$ (определенной по первому критерию), то в формуле (10.16) величина $Q_{с.н.н}$ должна быть уменьшена на это значение:

$$Q_{с.н.н} = L_p Q_{н.н} - Q_{к.нI}. \quad (10.17)$$

При определении дополнительной мощности конденсаторных установок по второму критерию для упрощения расчетов рекомендуется пользоваться кривыми: для радиальных схем питания трансформаторов — рис. 65 (а, б); для магистральных схем питания с одинаковыми трансформаторами (если при этом длина кабеля от точки питания до первого трансформатора не менее, чем в три раза превышает длину кабеля между трансформаторами) — рис. 65 (в, г). На этих рисунках а и в соответствуют напряжению 6 кВ, а б и г — напряжению 10 кВ.

Расчетные коэффициенты K_1 и K_2 определяют по формулам

$$K_1 = \frac{S_{к.н} - S_{к.в}}{m} 10^3; \quad (10.18)$$

$$K_2 = \frac{l}{F} S_T, \quad (10.19)$$

где l — длина кабеля от точки питания до первого трансформатора; F — площадь сечения кабеля.

Мощность дополнительных конденсаторных установок напряжением до 1000 В для однотипной группы трансформаторов определяют по формуле

$$Q_{к.нII} = Q_{с.н.н} - N_T Q_T = Q_{с.н.н} - N_T \gamma S_T, \quad (10.20)$$

где γ — вспомогательная расчетная величина, которая определяется согласно кривым (рис. 65).

Пример 12. Исходные данные те же, что и в примере 10. Определить мощность конденсаторных установок по второму критерию.

1. Определим среднюю реактивную нагрузку группы трансформаторов с учетом уже принятых по первому критерию. По табл. 70 определим $m = 114$; $L_p = 0,84$. По формуле (10.17)

$$Q_{с.н.н} = L_p Q_{н.н} - Q_{к.нI} = 0,84 \cdot 3,1 - 2,15 = 0,45 \text{ Мвар.}$$

2. Определим эквивалентное активное сопротивление схемы по формуле (10.13)

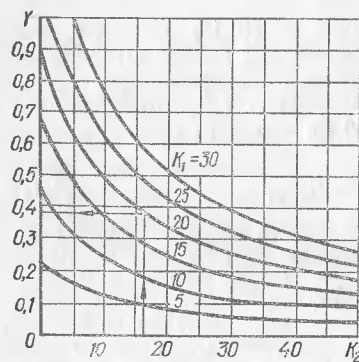
$$R_{эк} = \frac{1}{\frac{1}{r_{с1}} + \frac{1}{r_{с2}} + \frac{1}{r_{с3}}} = \frac{0,69}{3} = 0,23,$$

$$\text{где } r_{с1} = r_{с2} = r_{с3} = r_{к.л} + \frac{r_T}{2} = r_0 l + \frac{r_T}{2} = 0,27 \cdot 0,5 + \frac{1 \cdot 10}{2} = 0,69.$$

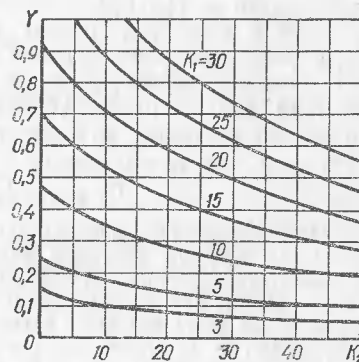
Сопротивление трансформаторов определим по табл. 77.
3. Определим второй член формулы (10.16):

$$\frac{(z_{к.н} - z_{к.в}) U_{ном}^2}{2mR_{ЭК}} = \frac{(2 - 1,5) \cdot 10^2}{2,114 \cdot 0,23} = 0,88,$$

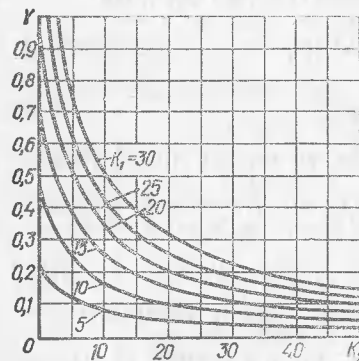
где $z_{к.н} = 2$, $z_{к.в} = 1,5$ (табл. 72, 73).



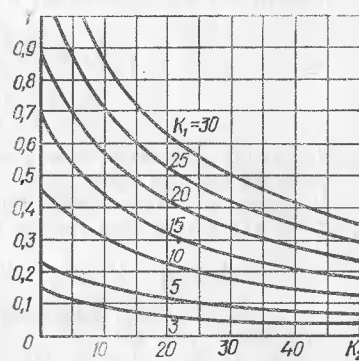
а



б



в



г

Рис. 65. Кривые для определения величины γ при радиальной (а, б) и магистральной (в, г) схемах питания цеховых трансформаторов

4. Определим дополнительную мощность конденсаторов по формуле (10.16):

$$Q_{к.н} = Q_{с.н.н} - \frac{(z_{к.н} - z_{к.в}) U_{ном}^2}{2mR_{ЭК}} = 0,45 - 0,88 = -0,43 \text{ Мвар.}$$

Отрицательное значение $Q_{к.н}$ показывает, что дополнительных конденсаторов по второму критерию устанавливать не требуется.

При пользовании рекомендованными кривыми (рис. 65) расчет упрощается:

1. Величину $Q_{с.н.н} = 0,46$ Мвар определим так же (см. п. 1).
2. По формулам (10.18) и (10.19) определим

$$K_1 = \frac{z_{к.н} - z_{к.в}}{m} 10^3 = \frac{2 - 1,5}{114} 10^3 = 4,4;$$

$$K_2 = \frac{l}{F} S_T = \frac{0,5}{120} 1000 = 4,2.$$

3. Для магистральной линии с двумя трансформаторами по кривым определим $\gamma = 0,16$.

4. По формуле (10.20) определим дополнительную мощность конденсаторов

$$Q_{к.нII} = Q_{с.н.н} - N_T \gamma S_T = 0,45 - 6 \cdot 0,16 \cdot 1 = -0,51 \text{ Мвар,}$$

что с достаточной точностью соответствует результатам, полученным расчетом.

Пример 13. По данным примера 9 определим мощность ККУ по второму критерию.

1. Определим расчетную среднюю реактивную нагрузку цеха с учетом уже принятых ККУ по первому критерию).

По табл. 70 найдем: $m = 109$ и $L_p = 0,88$;

$$Q_{с.н.н} = L_p Q_{п.н} - Q_{к.нI} = 0,89 \cdot 765 - 191 = 490 \text{ квар.}$$

2. По формуле (10.14) определим эквивалентное сопротивление схемы:

$$R_{ЭК} = \frac{r_{ЭК}}{N_T} = \frac{r_{к.л} + r_T}{N_T} = \frac{0,85 + 1,91}{2} = 1,38,$$

где $r_{к.л} = r_o l = 0,34 \cdot 2,5 = 0,85$ Ом.

3. Определим второй член формулы (10.16) по данным табл. 72 и 73:

$$\frac{(z_{к.н} - z_{к.в}) U_{ном}^2}{2R_{ЭК} m} = \frac{(2,3 - 1,2) \cdot 10^2}{2 \cdot 1,38 \cdot 109} = 0,374.$$

4. Определим дополнительную мощность конденсаторных установок

$$Q_{к.нII} = Q_{с.н.н} - \frac{(z_{к.н} - z_{к.в}) U_{ном}^2}{2mR_{ЭК}} = 0,49 - 0,374 = 126 \text{ квар.}$$

5. Определим суммарную мощность конденсаторных установок:

$$Q_{к.н} = Q_{к.нI} + Q_{к.нII} = 191 + 126 = 317 \text{ квар.}$$

6. Предварительно определим типы и число комплектных конденсаторных установок $2 \times 150 = 300$ квар.

Можно определить дополнительную мощность конденсаторных установок с помощью кривых ($Q_{с.н.н} = 0,49$ Мвар — см. п. 1).

1. Определим коэффициенты:

$$K_1 = \frac{(z_{к.н} - z_{к.в}) 10^3}{m} = \frac{2,3 - 1,2}{109} 10^3 = 10,1;$$

$$K_2 = \frac{l}{F} S_T = \frac{2,5}{95} \cdot 630 = 16,6.$$

2. По кривым рис. 65 найдем $\gamma = 0,3$.
3. По формуле (10.20) определим

$$Q_{к.н.п} = Q_{с.н.п} - N_T \gamma S_T = 0,49 - 2 \cdot 0,3 \cdot 0,63 = 120 \text{ квар.}$$

Пример 14. Определить мощность конденсаторной установки и оптимальную мощность трансформатора для однотрансформаторной подстанции.

Работа цеха трехменная, предприятие расположено на Дальнем Востоке. Нагрузка: $S_{н.п} = 943 \text{ кВ} \cdot \text{А}$; $P_{н.п} = 800 \text{ кВт}$; $Q_{н.п} = 500 \text{ квар}$; $K_s = 1$. Схема электроснабжения приведена на рис. 66. В сети напряжением до 1000 В предполагается использовать комплектные конденсаторные установки мощностью по 150 квар, подключаемые через автоматический выключатель. Определить мощность конденсаторной установки по первому критерию.

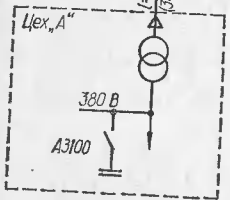
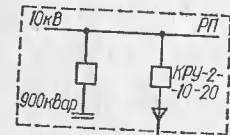


Рис. 66. Схема электроснабжения цеха с одним КТП

Определить дополнительную мощность конденсаторной установки по второму критерию.

1. По табл. 70 найдем: $m = 152$; $L_p = 0,94$.
2. По формуле (10.17) определим расчетную среднюю мощность нагрузки

$$Q_{с.н.п} = L_p Q_{н.п} - Q_{к.н.п} = 0,94 \cdot 500 - 0 = 470 \text{ квар.}$$

3. Определим эквивалентное активное сопротивление:

$$R_{эк} = r_{к.л} + r_T = r_o l + \frac{\Delta P U^2}{S_T^2} = 2 + \frac{12 \cdot 2 \cdot 10^2}{1000^2} 10^3 = 1,9 \text{ Ом.}$$

4. Найдем второй член формулы (10.16) по табл. 72 и 73:

$$s = \frac{(s_{к.н} - s_{к.в}) U_{ном}^2}{2m R_{эк}} = \frac{(2,3 - 1,2) 10^2}{2 \cdot 152 \cdot 1,9} = 190 \text{ квар.}$$

5. Определим мощность конденсаторной установки:

$$Q_{к.н.п} = Q_{с.н.п} - s = 470 - 190 = 280 \text{ квар.}$$

Определить мощность конденсаторной установки по кривым.

1. Определим коэффициенты:

$$K_1 = \frac{(s_{к.н.п} - s_{к.в})}{m} = \frac{(2,3 - 1,2) \cdot 10^3}{152} = 7,2;$$

$$K_2 = \frac{l}{F} S_T = \frac{2 \cdot 1000}{95} = 21.$$

2. По кривым найдем $\gamma = 0,18$.

3. По формуле (10.17) определим $Q_{к.н.п} = 470 - 180 = 290 \text{ квар}$.

Полученные результаты практически не отличаются. Окончательно выберем мощность комплектной конденсаторной установки: $2 \times 150 = 300 \text{ квар}$.

3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ СУММАРНОЙ МОЩНОСТИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ МЕЖДУ СЕТЯМИ ПРЕДПРИЯТИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО И ВЫШЕ 1000 В

После определения мощности конденсаторных установок необходимо определять целесообразную степень использования располагаемой реактивной мощности синхронных электродвигателей с целью повышения экономичности работы всей сети предприятия. Номинальную реактивную мощность синхронных электродвигателей номинальной активной мощностью, равной или больше приведенной в табл. 71, следует использовать полностью.

Для синхронных электродвигателей номинальной активной мощностью меньше приведенной в табл. 71, а также для синхронных электродвигателей с частотой вращения меньше 250 мин^{-1} , необходимое экономически целесообразное значение используемой реактивной мощности должно, как правило, определяться на основе технико-экономического расчета. Без технико-экономического расчета загрузку указанных двигателей допускается принимать равной $0,8-0,85$ номинальной реактивной мощности. Полная оптимальная загрузка синхронных электродвигателей по реактивной мощности определяется по формуле

$$Q_{с.д} = \alpha_c Q_{н.с.д} \quad (10.21)$$

где $\alpha_c = \frac{K_{\text{деф}} s_{к.в} Q_{н.с.д} - D_1 m}{(2D_2 m)}$ — относительный коэффициент реактивной мощности синхронного электродвигателя; $Q_{н.с.д}$ — номинальная реактивная мощность синхронного электродвигателя; $K_{\text{деф}}$ — коэффициент дефицитности (до установления директивного значения в расчетах принимается $K_{\text{деф}} = 1$); m — определяется по табл. 70; D_1 , D_2 — постоянные величины, характеризующие потери активной мощности на выработку реактивной мощности синхронного электродвигателя, кВт. В табл. 78—82 приведены значения D_1 и D_2 для основных типов синхронных электродвигателей и турбогенераторов при $\cos \varphi = 0,9$. Для двигателей, не указанных в таблицах, с достаточной точностью для расчетов можно принимать значения D_1 и D_2 , ближайшие по техническим характеристикам (D_1 зависит от реактивной нагрузки синхронного электродвигателя, а D_2 — от квадрата реактивной нагрузки).

7 8. Синхронные электродвигатели серии СДН

Частота вращения, мин ⁻¹	Номинальная мощность		Коэффициенты, кВт		Частота вращения, мин ⁻¹	Номинальная мощность		Коэффициенты, кВт	
	активная, кВт	реактив- ная, квар	D ₁	D ₂		активная, кВт	реактив- ная, квар	D ₁	D ₂
Напряжение 6 кВ									
1000	1000	511	5,62	3,91	375	1600	618	8,63	7,61
	1250	633	4,74	4,42		2000	1020	9,22	8,29
	1600	812	7,53	6,04		2500	1265	11,5	9,36
	2000	1010	8,06	7,53		3200	1615	10,2	11,7
	2500	1260	8,13	7,74		4000	2010	11,3	13,2
	3200	1610	10,3	8,91		5000	2520	20	14,9
	4000	2000	14,2	11,4		6300	3160	24	16,4
	5000	2500	13,8	11,5		8000	3990	18,1	18,5
	6300	3150	16,7	12,8		10000	5000	25,6	16,4
750	800	407	4,9	4,57	300	320	170	4,46	4,1
	1000	511	4,37	4,96		400	211	5,31	4,27
	1250	637	7,73	7,29		500	263	5,52	4,23
	1600	812	7,22	7,33		630	327	6,4	4,91
	2000	1010	8,08	6,98		800	415	7,07	5,25
	2500	1265	11,2	10,2		1000	515	8,3	6,55
	3200	1615	10,1	10,5		1250	642	8,43	7,07
	4000	2010	11	11,4		1600	812	12,3	7,56
	5000	2510	17,2	15,2		2000	1020	12,9	10,4
	6300	3150	18,1	14,8		2500	1270	12,5	11,8
600	8000	3980	20,3	18,1	250	3200	1615	17,5	12,2
	10000	5000	25,9	20,3		4000	2020	17,6	13,4
	630	325	6,6	4,06		320	172	4,64	4,6
	800	410	5,75	4,63		400	211	5,13	5,08
	1000	511	7,66	5,36		500	264	5,81	5,39
	1250	637	7,54	6,59		630	330	6,68	5,46
	1600	812	7,79	6,99		800	416	7,76	6
	2000	1010	10,7	8,68		1000	519	9,6	7,7
	2500	1265	10,9	8,46		1250	646	9,87	8,25
	3200	1615	11,6	10,5		1600	821	10,8	9,15
500	4000	2010	12,9	12,7	2000	1020	13,4	9,85	
	5000	2510	14,6	11,7	2500	1270	15,3	10,7	
	6300	3150	17,1	14,4	3200	1638	16,9	11,8	
	8000	4000	22,3	20,1	4000	2020	18,2	13	
	10000	5000	22,7	22,1	320	172	5,78	4,22	
	400	209	3,88	2,97	400	214	5,83	4,34	
	500	257	5,05	3,63	500	264	6,14	4,58	
	630	327	5,16	4,72	630	331	6,68	5,45	
	800	412	6,48	5,54	800	418	8,5	6,3	
	1000	511	6,61	5,88	1000	520	10	7,19	
1250	637	8,44	6	1250	646	10,3	8,21		
				1600	825	14,6	10,4		
				2000	1025	16	10,4		

Продолжение табл. 78

Продолжение табл. 78

Частота вращения, мин ⁻¹	Номинальная мощность		Коэффициенты, кВт		Частота вращения, мин ⁻¹	Номинальная мощность		Коэффициенты, кВт	
	активная, кВт	реактив- ная, квар	D ₁	D ₂		активная, кВт	реактив- ная, квар	D ₁	D ₂
	2500	1270	15,9	11,7		3200	1615	12,2	12,3
	3200	1630	16,7	15,4		4000	2010	14,2	13
	4000	2030	22,6	19,8		5000	2510	15	12,8
						6300	3160	16,5	15,3
187	320	174	5,19	4,72	600	1250	637	7,79	5,23
	400	216	5,97	5,38		1600	820	8,99	7,43
	500	266	6,57	5,29		2000	1015	9,64	7,5
	630	334	6,27	6,91		2500	1265	10,1	10,2
	800	423	11,1	7,29		3200	1620	10,3	13,6
	1000	524	11,5	8,31		4000	2012	11,3	13,6
	1250	650	12,1	8,4		5000	2510	14,1	13,7
167	320	175	6,65	4,18	500	6300	3170	17,6	18,7
	400	216	7,64	4,25		1250	642	9,08	8,53
	500	268	8,07	4,7		1600	820	9,51	11
	630	336	9,78	7,14		2000	1020	10	9,36
	800	426	10,5	8,3		2500	1275	8,49	10,2
150	320	181	6,84	5,82		3200	1620	9,72	11,2
	400	220	6,22	6,12		4000	2039	16,49	15,4
	500	268	7,61	6,1		5000	2520	16,5	16,4
100	800	480	13,5	10	375	6300	3160	14,2	19,4
	1000	532	15,3	10,6		8000	4000	16,9	22,1
	1250	660	21	11,2		1250	642	10	7,79
	1600	838	21,9	12,4		1600	825	10,3	10,4
	2000	1040	20,7	13,9		2000	1020	10,4	12
	2500	1290	19,6	19,2		2500	1280	13,2	13,1
Напряжение 10 кВ									
1000	1250	645	6,77	6,98	300	3200	1620	14	15,1
	1600	817	7,58	7,56		1250	645	9,71	8,07
	2000	1010	8,39	7,2		1600	826	10,5	11,9
	2500	1256	9,2	8,93		2000	1025	13	12,3
	3200	1620	11,3	11		2500	1275	12,3	12,3
	4000	2010	10,6	11,8		3200	1620	14	15,1
750	5000	2510	13,1	11	250	1250	650	9,83	8,83
	1250	640	7,2	6,48		1600	825	11,1	9,51
	1600	815	8,3	8,12		2000	1025	12,5	8,53
	2000	1020	9,48	9,83		2500	1280	13,7	13,3
	2500	1265	8,81	8,23		3200	1635	18,2	14,4

79. Синхронные электродвигатели серий STD и STM

Номинальная мощность		Коэффициенты, кВт, при напряжении				Номинальная мощность		Коэффициенты, кВт, при напряжении			
активная, кВт	реактивная, квар	6 кв		10 кв		активная, кВт	реактивная, квар	6 кв		10 кв	
		D ₁	D ₂	D ₁	D ₂			D ₁	D ₂	D ₁	D ₂
Серия STD						4000	2000	7,9	11,4	8,34	12,6
630	320	2,02	3,25	2,07	3,44	5000	2500	9,07	13,6	8,95	15
800	408	2,59	3,95	2,47	4,46	6300	3150	9,04	13	8,98	16,3
1000	505	3	4,49	3,21	3,03	8000	4000	10,4	17	10,4	19,4
1250	630	3,67	4,07	3,6	4,92	10000	5000	14,2	19,5	11,9	21,4
1600	705	4,56	4,85	4,25	6,27	12500	6200	17	24,4	16,7	27,4
2000	1000	4,89	6,72	4,8	7,56	Серия STM					
2500	1250	6,49	6,39	5,8	7,96	1500	763	5,85	7,26	—	—
3200	1600	7,23	8,12	7,16	10,1	3500	1765	8,88	12,6	—	—
						12000	5972	29,6	43,2	—	—

Примечание. Частота вращения приведенных двигателей составляет 3000 мин⁻¹.

80 Синхронные электродвигатели серии ВДС, СДК, СДС, МС на напряжении 6 и 10 кВ

Тип и частота вращения, мин ⁻¹		Номинальная мощность		Коэффициенты, кВт		Тип и частота вращения, мин ⁻¹		Номинальная мощность		Коэффициенты, кВт	
		активная, кВт	реактивная, кВар	D_1	D_2			активная, кВт	реактивная, кВар	D_1	D_2
ВДС-600	1300	663	7,62	6,93	СДС-125	4650	—	22,27	17,71		
СДК-167	400	216	5,78	5	СДС-125	18500	5200	35,5	19,7		
СДС-300	800	416	7,2	5,95	СДС-375	19500	7500	57,3	29,3		
СДС-1000	1230	960	5,9	8,3	МС-300	5000	3900	23,6	23,6		
СДС-375	4200	2136	18,9	14,7	МС-500	9000	3500	78,7	37		

После определения реактивной мощности всех синхронных электродвигателей предприятия следует окончательно подсчитать нагрузки; при этом должны учитываться реактивная нагрузка синхронного электродвигателя и потери реактивной мощности всех цеховых трансформаторов. По уточненному расчету нагрузок окончательно определяют суммарную мощность компенсирующих устройств в расчетной сети предприятия по формуле

$$Q_k = Q_n + \Delta Q_T - Q_{\Sigma \text{тах}}, \quad (10.22)$$

где Q_n — полная реактивная нагрузка предприятия с учетом мощности синхронных электродвигателей; ΔQ_T — суммарные потери реактивной мощности трансформаторов.

81. Располагаемая реактивная мощность и коэффициенты D_1 и D_2 синхронных двигателей напряжением 380 В, $\cos \varphi = 0,9$

Частота вращения, мин ⁻¹	Номинальная мощность		Коэффициенты, кВт		Частота вращения, мин ⁻¹	Номинальная мощность		Коэффициенты, кВт	
	активная, кВт	реактивная, кВар	D_1	D_2		активная, кВт	реактивная, кВар	D_1	D_2
1000	250	130	1,74	2,18	600	160	84	1,33	1,53
	320	166	2,04	2,54		200	105	2,35	2,39
	400	206	2,2	2,88		250	131	2,01	2,67
	500	256	2,45	3,21		320	166	2,08	2,42
750	200	105	0,98	1,95	375	125	68	1,63	2,33
	250	131	1,55	2,28		160	87	1,88	2,57
	320	166	1,88	2,51		200	107	1,98	2,93
	400	206	2,1	2,72					

82. Номинальные мощности и коэффициенты D_1 и D_2 для турбогенераторов напряжением 6—10 кВ

Тип турбогенератора	Номинальная мощность		Номинальный коэффициент мощности	Коэффициенты, кВт	
	активная, МВт	реактивная, Мвар		D_1	D_2
T-2-6-2	6	4,5	0,8	9,5	11,9
T-2-12-2	12	9	0,8	18,5	30,6
T-2-25-2	25	18	0,8	38,7	57,2
T-2-50-2	50	31	0,85	36,7	62,1
TB-2-30-2	30	22,5	0,8	41	63,4
TB-50-2	50	37,5	0,8	51	75,1
TB-60-2	60	45	0,8	64	107
TB-2-100-2	100	62	0,85	76	116
TB-2-150-2	150	72,5	0,9	98	86,5

Если суммарная мощность компенсирующих устройств $Q_k > \Sigma Q_{k,n}$, мощность конденсаторных установок напряжением выше 1000 В определяется по формуле

$$Q_{k,в} = Q_k - \Sigma Q_{k,n} \quad (10.23)$$

При $Q_{k,в} < 0$ следует уменьшить суммарную мощность конденсаторных установок напряжением до 1000 В. Для отдельных групп трансформаторов соответствующее уменьшение следует производить пропорционально мощности этих групп. Если применение конденсаторных установок напряжением выше 1000 В нежелательно (например, при незначительной мощности $Q_{k,в}$, при наличии в сети напряжением

6—10 кВ составляющих высших гармонических) и в расчетной схеме электроснабжения предприятия имеются синхронные электродвигатели, рекомендуется вместо конденсаторных установок напряжением выше 1000 В использовать располагаемую реактивную мощность синхронного электродвигателя полностью. Располагаемую реактивную мощность синхронных электродвигателей определяют по формуле

$$Q_{с.д} = \alpha_{\max} Q_{н.с.д} \quad (10.24)$$

где $\alpha_{\max}$ — относительное значение максимально возможной реактивной мощности синхронного электродвигателя.

Величина $\alpha_{\max}$ для различных синхронных электродвигателей в функции коэффициента загрузки по активной мощности β и в зависимости от значения отношения короткого замыкания (ОКЗ) приведена на рис. 67. При определении $Q_{к.в}$ [формула (10.23)] в расчет должна входить только разница между располагаемой

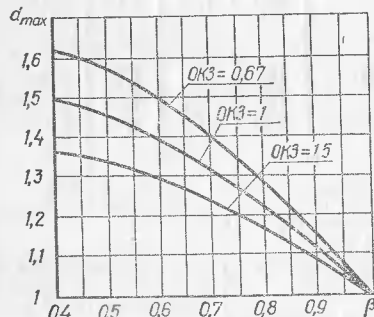


Рис. 67. Кривые для определения коэффициента $\alpha_{\max}$

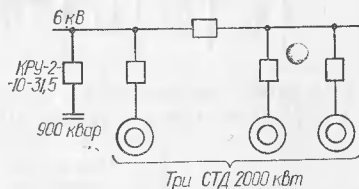


Рис. 68. Схема электроснабжения с синхронными электродвигателями

мощностью синхронных электродвигателей и их номинальной мощностью, так как номинальная реактивная мощность крупных синхронных электродвигателей уже учтена при расчете реактивных нагрузок предприятия и вошла в величину Q_n [формула (10.22)].

Пример 15. Определить экономически целесообразное значение используемой реактивной мощности синхронных электродвигателей. Схема электроснабжения показана на рис. 68. Номинальная мощность электродвигателей 2000 кВт; частота вращения 3000 мин⁻¹; ОКЗ = 1; $K_s = 0,69$. Из трех двигателей два рабочих. Предприятие расположено в Закавказье. Работа 2-сменная. Предполагается установка на РП конденсаторных установок мощностью 900 квар.

По табл. 71 для V района при 2-сменной работе для электродвигателей $n = 3000$ мин⁻¹ мощностью менее 2500 кВт экономически целесообразное значение использования реактивной мощности должно определяться расчетом. По табл. 79 для электродвигателей СТД 2000 кВт с частотой вращения 3000 мин⁻¹ $U_{ном} = 6$ кВ; $Q_{н.с.д} = 1000$ квар; $D_1 = 4,89$ кВт; $D_2 = 6,72$ кВт. По табл. 70 $m = 132$. По табл. 73 при радиальной схеме и КРУ-2-10-31,5 $z_{к.в} = 1,5$.

По формуле (10.21) определим экономически целесообразное относительное значение реактивной мощности:

$$\alpha_c = \frac{K_{диф} z_{к.в} Q_{н.с.д} - D_1 m}{2 D_2 m} = \frac{1,1 \cdot 1,5 \cdot 1000 - 4,89 \cdot 132}{2 \cdot 6,72 \cdot 132} = 0,656$$

Определим полное значение экономически целесообразной реактивной мощности для двух рабочих двигателей:

$$Q_{с.д} = \alpha_c Q_{н.с.д} N_{с.д} = 0,656 \cdot 1000 \cdot 2 = 1310 \text{ квар.}$$

По рис. 67 при $K_s = 0,69$ и ОКЗ = 1 найдем $\alpha_{\max} = 1,32$.

Следовательно, при заданных условиях синхронные электродвигатели могут выдать

$$Q'_{с.д \max} = \alpha_{\max} Q_{н.с.д} N_{с.д} = 1,32 \cdot 1000 \cdot 2 = 2640 \text{ квар.}$$

Несмотря на это, экономически целесообразно использовать всего 1310 квар, т. е. приблизительно половину возможной реактивной мощности. Если воспользоваться приведенным выше допущением и не производить расчеты, а принимать (0,8...0,85) $Q_{н.с.д}$, получится: $Q_{с.д} = 0,8 \cdot 1000 \cdot 2 = 1600$ квар, т. е. несколько больше, чем определено расчетом.

4. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ КОНДЕНСАТОРНЫХ УСТАНОВОК НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В В СЕТИ ПРЕДПРИЯТИЯ

Для группы однотипных трансформаторов суммарную мощность конденсаторных установок напряжением до 1000 В следует распределять пропорционально реактивным нагрузкам между группами транс-

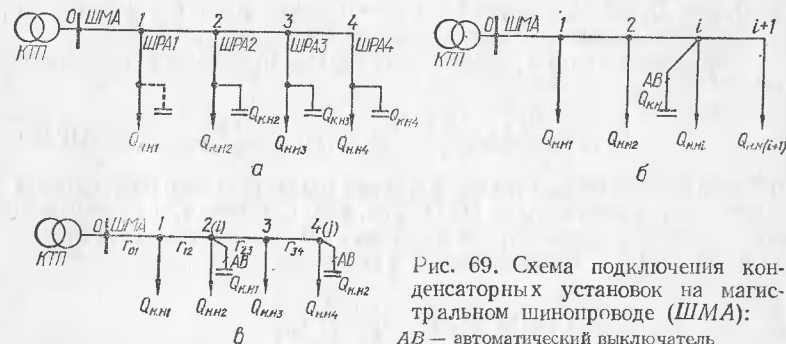


Рис. 69. Схема подключения конденсаторных установок на магистральном шинном проходе (ШМА): АВ — автоматический выключатель

форматоров. Для каждого цехового трансформатора выбранная мощность ККУ должна распределяться в сети данного трансформатора по минимуму потерь электроэнергии с учетом технических возможностей присоединения конденсаторных устройств (условия среды, наличие свободного места и т. д.). Для всех схем, кроме радиально-магистральной, рекомендуется присоединять ККУ без специального автоматического выключателя (АВ).

Распределение мощности конденсаторных установок в схеме магистрального шинного прохода с ответвлениями. В схеме магистрального шинного прохода с ответвлениями (рис. 69, а) суммарная мощность ККУ должна распределяться между ответвлениями (начиная с конца магистрального шинного прохода) таким образом, чтобы обеспечивалась полная компенсация реактивной нагрузки, но без перекомпенсации на дальних от трансформатора распределительных шинных проходах. При

этом может оказаться, что на ближайших к трансформатору распределительных шинопроводах не требуется предусматривать конденсаторные установки. Если на магистральном шинопроводе с равномерно распределенной нагрузкой без распределительных шинопроводов предусмотрена только одна конденсаторная установка (рис. 69, б) мощностью $Q_{к.н}$, точка ее присоединения в схеме определяется условием

$$Q_{н.и} > \frac{Q_{к.н}}{2} > Q_{н.и(i+1)}, \quad (10.25)$$

где $Q_{н.и}$ — расчетная реактивная нагрузка пролета шинопровода перед узлом i ; $Q_{н.и(i+1)}$ — расчетная реактивная нагрузка пролета шинопровода после узла i .

Рекомендуется на шинопроводе предусматривать не более двух конденсаторных установок суммарной мощностью $Q_{к.н}$ (рис. 69, в). Их мощность и точку присоединения определяют следующим образом. Предварительно принимают

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{Q_{к.н}}{2}. \quad (10.26)$$

Находят точку присоединения второй (дальней) конденсаторной установки $Q_{к.н2} = Q_{к.нj}$:

$$Q_{н.иj} > Q_{к.н}/4 > Q_{н.и(j+1)}, \quad (10.27)$$

где $Q_{н.иj} = Q_{н.и4}$; $Q_{н.и(j+1)} = 0$ — соответственно расчетная реактивная нагрузка пролета шинопровода перед узлом j и после него.

Определяют точку присоединения первой (ближней) конденсаторной установки:

$$Q_{н.иi} - \frac{Q_{к.н}}{2} > \frac{Q_{к.н}}{4} > Q_{н.и(i+1)} - \frac{Q_{к.н}}{2}; \quad (10.28)$$

при этом расчетные реактивные нагрузки магистрального шинопровода должны быть уменьшены на $1/2 Q_{к.н}$, т. е. на значение уже установленной мощности конденсаторной установки. Уточняют мощность второй (дальней — $Q_{к.н2}$) конденсаторной установки:

$$Q_{к.н2} = \sum_{i=1}^j Q_{н.иш2} / \sum_{i=1}^j r_{ш2},$$

где $Q_{н.иш2} = (Q_{н.и3} + Q_{н.и4})r_{23} - Q_{н.и4}r_{34}$ — реактивная нагрузка участков шинопровода между i -м и j -м узлами присоединения конденсаторных установок; $r_{ш2}$ — сопротивление участков шинопровода между узлами. Допускается сопротивления участков шинопровода заменить соответствующими длинами этих участков.

Уточняют расчетную мощность первой (ближней $Q_{к.н1}$) конденсаторной установки:

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н} - Q_{к.н2}.$$

Распределение суммарной мощности конденсаторных установок для радиально-магистральной схемы. При питании от одной секции КТП с трансформаторами мощностью 1600 и 2500 кВ · А двух магистральных шинопроводов следует на каждом из них устанавливать

только по одной конденсаторной установке (рис. 70, а). При распределении суммарной мощности конденсаторных установок между двумя магистральными шинопроводами нужно определить (рис. 70, а):

1) эквивалентное активное сопротивление каждого шинопровода

$$r_{эк1} = 1r_{01} + 1r_{12} + 1r_{23} + 1r_{34};$$

$$r_{эк2} = 2r_{01} + 2r_{12} + 2r_{23} + 2r_{34};$$

2) эквивалентную реактивную нагрузку каждого шинопровода

$$Q_{эки} = (\sum Q_{ri}) / r_{эки}; \quad (10.29)$$

допускается в расчетах сопротивления отдельных участков шинопровода заменять их длинами;

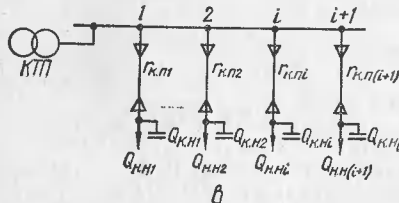
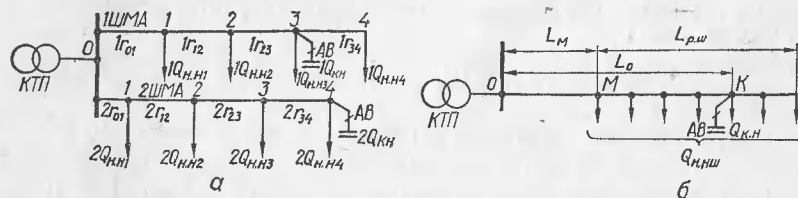


Рис. 70. Схема подключения конденсаторных установок в схемах с магистральными шинопроводами (а, б) и с радиальными кабельными линиями (в): АВ — автоматический выключатель

3) эквивалентное сопротивление для расчетной схемы

$$R_{эк} = \frac{1}{1/r_{эк1} + 1/r_{эк2}};$$

4) суммарную реактивную нагрузку, передаваемую через трансформатор,

$$Q_c = \sum Q_{эки} - Q_{к.н},$$

где $Q_{к.н}$ — суммарная мощность конденсаторных установок для данного трансформатора;

5) мощность конденсаторной установки для каждого магистрального шинопровода

$$Q_{к.н.j} = Q_{эки} - Q_{т} \frac{R_{эк}}{r_{эки}};$$

6) точку подключения конденсаторной установки к каждому шинопроводу определяют по формуле (10.25).

Определение точки присоединения конденсаторной установки к магистральному шинопроводу с равномерно распределенной нагрузкой. Для магистрального шинопровода с равномерно распределенной нагрузкой рекомендуется предусматривать только одну конденсаторную установку. Точку присоединения конденсаторной установки к ши-

нопроводу следует определять, исходя из условий минимума потерь активности мощности в шинопроводе. Оптимальное расстояние (рис. 70, б) от шин напряжением 1000 В КТП до точки присоединения конденсаторной установки определяют по формуле

$$L_o = L_m + \left(1 - \frac{Q_{к.н}}{2Q_{н.н.ш}}\right) L_{р.ш},$$

где L_m — длина магистральной части шинопровода; $L_{р.ш}$ — длина распределительной части шинопровода; $Q_{н.н.ш}$ — суммарная расчетная реактивная нагрузка шинопровода.

Распределение суммарной мощности конденсаторных установок для схемы с радиальными линиями. Мощность конденсаторной установки в конце каждой радиальной кабельной линии (рис. 70, в) определяют по формуле

$$Q_{к.н.i} = Q_{н.н.i} - (Q_{н.н} - Q_{к.н.в}) \frac{R_{БК}}{r_{к.л.i}}, \quad (10.30)$$

где $Q_{н.н.i}$ — расчетная реактивная нагрузка радиальной линии; $Q_{н.н}$ — суммарная реактивная нагрузка трансформатора; $Q_{к.н.в}$ — суммарная мощность компенсирующих устройств на напряжение выше 1000 В; $r_{к.л.i}$ — активное сопротивление радиальной линии;

$$R_{ЭК} = \frac{1}{1/r_{к.л1} + 1/r_{к.л2} + 1/r_{к.л1}}$$

— эквивалентное сопротивление расчетной схемы.

Допускается, что распределение мощности ККУ между кабельными линиями пропорционально их реактивным нагрузкам, если длина радиальной линии менее 100 м или если разница между их сопротивлениями не превышает 200 % (при любых длинах радиальных линий). Если в радиальных схемах присоединение ККУ необходимо осуществить через специальный автоматический выключатель и длина кабельной линии не превышает 100 м, рекомендуется предусмотреть централизованную установку конденсаторной установки непосредственно на трансформаторной подстанции.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Авербух А. М. Релейная защита в задачах с решениями и примерами. — Л.: Энергия. Ленингр. отд-ние, 1975. — 416 с.
2. Асинхронные двигатели общего назначения/Под. ред. В. М. Петрова, А. Э. Кравчика, Е. П. Бойко и др. — М.: Энергия, 1980. — 488 с.
3. Бундас В. В. Расчеты при проектировании электроснабжения. — М.; Л.: Госэнергоиздат, 1961. — 155 с.
4. Вавин В. Н. Трансформаторы напряжения и их вторичные цепи — М.: Энергия, 1977. — 104 с.
5. Вавин В. Н. Трансформаторы тока. — М.: Энергия, 1966. — 431 с.
6. Грейсх М. В., Лазарев С. С. Расчеты по электроснабжению промышленных предприятий. — М.: Энергия, 1977. — 312 с.
7. Гук Ю. Б., Лосев Э. А., Мясников А. В. Оценка надежности электроустановок. — М.: Энергия, 1974. — 199 с.
8. Двоскин Л. И. Сдвоенные токоограничивающие реакторы. — М.; Л.: Госэнергоиздат, 1957. — 47 с.
9. Дистанционная защита линий 35—330 кВ. Руководящие указания по релейной защите. — М.: Энергия, 1966. — Вып. 7. 172 с.
10. Дифференциально-фазная высокочастотная защита линий 110—330 кВ: Руководящие указания по релейной защите. — М.: Энергия, 1972. — Вып. 9. 114 с.
11. Жежеленко И. В., Рабинович М. Л., Божко В. М. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях. — Киев: Техніка, 1981. — 160 с.
12. Инструкция по компенсации реактивной мощности в электрических сетях потребителей электроэнергии. — Пром. энергетика, 1980, № 11, с. 62—64.
13. Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях. — М.: Союзтехэнерго, 1981. — 26 с.
14. Королев Е. П., Либерзон Э. М. Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты. — М.: Энергия, 1980. — 207 с.
15. Крючков И. П., Кувшинский Н. И., Неклепаев Б. И. Электрическая часть электростанций и подстанций. — М.: Энергия, 1978. — 455 с.
16. Лищенко А. И. Синхронные двигатели с автоматическим регулированием возбуждения. — Киев: Техніка, 1969. — 192 с.
17. Математическая модель резкопеременных нагрузок как источников колебаний напряжений / И. В. Жежеленко, А. М. Липский, Д. А. Чубарь и др. — Пром. энергетика, 1978, № 5, с. 33—36.
18. Милях А. Н., Шидловский А. К., Кузнецов В. Г. Схемы симметрирования однофазных нагрузок в трехфазных цепях. — Киев: Наук. думка, 1973. — 219 с.
19. Михайлов В. В. Надежность электроснабжения промышленных предприятий. — М.: Энергия, 1973. — 168 с.
20. Найфельд М. Р. Заземление, защитные меры электробезопасности. — М.: Энергия, 1971. — 312 с.
21. Неклепаев Б. Н. Координация и оптимизация уровней токов короткого замыкания в электрических системах. — М.: Энергия, 1978. — 152 с.
22. Овчаренко А. С., Полещук С. И. Токопроводы в электроснабжении промышленных предприятий. — Киев: Техніка, 1982. — 160 с.

23. Овчаренко А. С., Рабинович М. Л. Техничко-экономическая эффективность систем электроснабжения промышленных предприятий — Киев: Техніка, 1977.— 172 с.

24. Овчаренко А. С., Розинский Д. И. Влияние самозапуска электродвигателей на качество напряжения в сетях с токопроводами.— Инструкт. указания по проектированию электротехн. пром. установок, 1976, № 6, с. 11—17.

25. Овчаренко А. С., Цейтлин М. С. Проектирование и строительство кабельных линий.— Киев: Будівельник, 1984.— 172 с.

26. Овчаренко А. С., Азволинский В. И., Розинский Д. И. Анализ реакторных и трансформаторных схем пуска синхронных двигателей на напряжение свыше 1000 В.— Инструкт. указания по проектированию электротехн. пром. установок, 1977, № 12, с. 7—15.

27. Праховник А. В. Методы и средства управления электропотреблением.— Киев: О-во «Знание» УССР, 1981.— 26 с.

28. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110—750 кВ: Руководящие указания по релейной защите.— М.: Энергия, 1979.— Вып. 11.— 152 с.

29. Регулируемые асинхронные электродвигатели в сельскохозяйственном производстве / Андрианов В. Н., Быстрицкий Д. Н., Павлов А. В. и др.— М.: Энергия, 1975.— 399 с.

30. Семчинов А. И. Токопроводы промышленных предприятий.— Л.: Энергия. Ленингр. отд-ние, 1982.— 208 с.

31. Славин Г. А. Восстанавливающееся напряжение на контактах выключателя при отключении коротких замыканий.— М.: Энергия, 1974.— 80 с.

32. Слодарж М. И. Режимы работы, релейная защита и автоматика синхронных двигателей.— М.: Энергия, 1977.— 216 с.

33. Справочник по проектированию подстанций 35—500 кВ/ Под ред. С. С. Рокотяна, Я. С. Самойлова.— М.: Энергоиздат, 1982.— 352 с.

34. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. В. И. Круповича, Ю. Г. Барыбина, М. Л. Самовера.— М.: Энергия, 1980.— 456 с.

35. Справочник по электропотреблению в промышленности / Под ред. Г. П. Минина, Ю. В. Копытова.— М.: Энергия, 1978.— 498 с.

36. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Пром. электр. сети / Под общ. ред. А. А. Федорова, Г. В. Сербинского.— М.: Энергия, 1980.— 576 с.

37. Сыромятников И. А. Режимы работы асинхронных и синхронных электродвигателей.— М.; Л.: Госэнергоиздат, 1963.— 528 с.

38. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений.— М.: Экономика, 1969.— 15 с.

39. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110—500 кВ. Расчеты: Руководящие указания по релейной защите.— М.: Энергия, 1980.— Вып. 12. 86 с.

40. Указания по определению электрических нагрузок в промышленных установках.— Инструкт. указания по проектированию электротехн. пром. установок, 1968, № 6, с. 3—17.

41. Указания по технико-экономическому расчету электроснабжения промышленных предприятий.— Инструкт. указания по проектированию электротехн. пром. установок, 1969, № 8, с. 3—19.

42. Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических сетях.— М.: Энергия, 1970.— 520 с.

43. Шабад М. А. Защита трансформаторов распределительных сетей.— Л.: Энергоиздат. Ленингр. отд-ние, 1981.— 136 с.

44. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей.— Л.: Энергия. Ленингр. отд-ние, 1976.— 285 с.

45. Шидловский А. К., Борисов Б. П. Симметрирование однофазных и двухплечевых электротехнологических установок.— Киев: Наук. думка, 1977.— 160 с.

46. Электротехнический справочник / Под общ. ред. В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского Л. А. Жукова и др.— М.: Энергоиздат, 1982.— Т. 3. Кн. 1. 656 с.

Аппараты электрические, выбор и проверка 97	— пиковая 11, 16
Базовая мощность 70	— средняя 11
— напряжение 70	Подстанция районная 54
Включение повторное автоматическое 38	— главная понизительная 55
Выключатели, выбор и проверка 100	Потребители-регуляторы 24
— нагрузки 103	Предохранители, выбор и проверка 103
Затраты приведенные 26, 33	Проводники, выбор и проверка 121
Изоляторы, выбор и проверка 120	Проект 5
Капитальные вложения 26, 33	— организации строительства 5
Комплексные схемы замещения 87	— рабочий 4
Короткозамыкатели, выбор и проверка 103	Рабочая документация 5
Коэффициент амортизационных отчислений 32	Разъединители, выбор и проверка 103
— включения 9	Распределительное устройство 38
— возврата 131	Расчет технико-экономический 25
— загрузки 9	Реакторы, выбор и проверка 103
— использования 9	Система проектной документации 5
— максимума 10, 14, 15	— электроснабжения 4
— мощности 12	Скидки и надбавки к тарифам 249
— надежности 131	Смена, наиболее загруженная 9
— отстройки 137	Стоимость потерь электроэнергии 27
— приведения затрат, нормативный 35	Схема нулевой последовательности 82
— отчислений на эксплуатацию 32	— обратной последовательности 82
— самозапуска 131	— прямой последовательности 82
— совмещения максимумов 10	Тепловой импульс 100
— спроса 10	Токопровод, выбор 124
— средней реактивной экономической нагрузки 250	Тормозная обмотка 158
— схемы 133	Трансформаторы напряжения, выбор и проверка 111
— чувствительности 133	— тока, выбор и проверка 106
— эффективности капиталовложений нормативный 26	Условие селективности 134
Метод типовых кривых 79	Условная стоимость территории 27
Мощность номинальная 9	Устройства компенсирующие 244
— максимальная 14	— фильтро-компенсирующие 240
— реактивная 10	— фильтро-симметрирующие 242
— установленная 9	Ущерб от нарушения электроснабжения 26
Нагрузка максимальная 14	Фактор времени 34
— однофазная 19	Фильтры силовые резонансные 235
	Шины, выбор и проверка 115

	Стр.
Предисловие	3
Глава 1. Организация проектирования электроснабжения промышленных предприятий	4
1. Разработка проектной документации	4
2. Выбор площадки для строительства и выдача задания на проектирование	6
3. Согласование и утверждение проектно-сметной документации	7
Глава 2. Электрические нагрузки	8
1. Основные определения и обозначения	8
2. Средние нагрузки и расход электроэнергии	11
3. Максимальные нагрузки	14
4. Пиковые нагрузки	16
5. Расчет нагрузок от однофазных электроприемников	19
6. Расчет электрических нагрузок в сетях напряжением выше 1000 В. Способы ориентировочной оценки нагрузок	21
7. Графики электропотребления и их регулирование	23
Глава 3. Техничко-экономические расчеты в электроснабжении	25
1. Методика расчетов	25
2. Определение расчетных величин	26
3. Техничко-экономические расчеты при реконструкции	33
4. Учет фактора времени в технико-экономических расчетах	34
Глава 4. Выбор схем и напряжения подстанций промышленных предприятий	38
1. Схемы подстанций на напряжение 35—330 кВ	38
2. Схемы подключения трансформаторов понизительных подстанций промышленных предприятий	41
3. Выбор напряжения внешнего электроснабжения промышленных предприятий	52
4. Техничко-экономическое сравнение напряжений 6 и 10 кВ распределительных сетей промышленных предприятий	61
Глава 5. Расчет токов короткого замыкания	67
1. Общие данные	67
2. Расчетная схема и схема замещения для расчета токов КЗ в электроустановках напряжением выше 1000 В	68
3. Расчет токов КЗ в сетях и установках напряжением выше 1000 В	73
Расчет действующего значения периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени	73
Определение аperiodической составляющей тока КЗ	73
Расчет ударного тока КЗ	78
4. Методы расчета периодической составляющей трехфазного тока КЗ в произвольный момент времени	79
5. Несимметричные короткие замыкания	81
Схемы различных последовательностей	82
Расчет токов при несимметричных КЗ	87
6. Замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью	90
7. Расчет токов КЗ с учетом регулирования напряжения трансформаторов 110 и 220 кВ с РПН	93
8. Короткие замыкания в сетях напряжением до 1000 В	95

Глава 6. Выбор аппаратов и токоведущих устройств в электрических установках	97
1. Общие данные	97
2. Выбор аппаратов и токоведущих устройств по условиям длительной работы	98
Выбор по номинальному напряжению	98
Выбор по номинальному току	98
3. Проверка аппаратов и токоведущих устройств по режиму КЗ	99
Проверка на электродинамическую стойкость	100
Проверка на термическую стойкость	100
4. Выбор выключателей напряжением выше 1000 В	100
5. Выбор выключателей нагрузки, отделителей, короткозамыкателей, разъединителей и предохранителей	103
6. Выбор токоограничивающих реакторов	103
7. Выбор трансформаторов тока	106
8. Выбор трансформаторов напряжения	111
9. Выбор шинных конструкций	115
Однополосные шины	117
Двухполосные шины	118
Шинные изоляторы	120
10. Выбор площади сечения проводников воздушных и кабельных линий	121
11. Выбор площади сечения токопроводов	124
12. Выбор аппаратов напряжением до 1000 В	128
Глава 7. Расчет релейной защиты элементов электроснабжения промышленных предприятий	130
1. Защита линий напряжением 6—10 кВ с односторонним питанием	130
Максимальная токовая защита	131
Токовая отсечка	135
Продольная дифференциальная защита типа ДЗЛ-2	136
Защита от однофазных замыканий на землю	136
2. Защита токопроводов напряжением 6—10 кВ	139
3. Защита тупиковых ВЛ напряжением 110—220 кВ	139
Токовая защита нулевой последовательности	142
Токовая защита от междуфазных КЗ	148
Дистанционная защита	151
4. Защита силовых трансформаторов с обмоткой высшего напряжения 3—220 кВ	153
5. Релейная защита отдельных установок систем электроснабжения	170
Защита синхронных и асинхронных электродвигателей напряжением выше 1000 В	170
Защита блоков трансформатор (автотрансформатор) — электродвигатель	177
Защита конденсаторных установок напряжением 6—10 кВ	178
Защита электропечных установок	178
Глава 8. Пуск и самозапуск электродвигателей	179
1. Определение параметров электродвигателей по каталожным данным	179
2. Механические характеристики электродвигателей при различных уровнях напряжения	184
3. Реактивное сопротивление и пусковой ток электродвигателей при изменении скольжения	186
4. Длительность пуска и самозапуска электродвигателей	187

5. Нагрев двигателей	190
6. Способы и схемы пуска	192
7. Прямой пуск высоковольтных электродвигателей	194
8. Пуск высоковольтных электродвигателей при пониженном напряжении и выбор параметров пусковых устройств	195
9. Пуск низковольтных электродвигателей	206
10. Пуск электродвигателей от источника соизмеримой мощности	208
11. Самозапуск электродвигателей	210
Глава 9. Качество электроэнергии	217
1. Показатели качества электроэнергии	217
2. Расчет отклонений напряжения	220
3. Расчет колебаний напряжения	222
4. Расчет несинусоидальности напряжения	226
5. Расчет несимметрии напряжений	232
6. Расчет корректирующих устройств для улучшения качества электроэнергии	235
Глава 10. Компенсация реактивной мощности	244
1. Основные положения и методические основы расчетов	244
2. Выбор и расчет компенсирующих устройств в электрических сетях	249
3. Распределение суммарной мощности компенсирующих устройств между сетями предприятий напряжением до и выше 1000 В	263
4. Распределение мощности конденсаторных установок напряжением до 1000 В в сети предприятия	269
Список литературы	273
Предметный указатель	276