Библиотека СОК

М. А. КОРОТКЕВИЧ

ОСНОВЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Допущено Министерством образования
Республики Беларусь
в качестве учебного пособия
для студентов специальности
<<Электроэнергетика>>
высших учебных заведений

МИНСК
<<ВЫШЭЙШАЯ ШКОЛА>>
1999

УДК 621.39(075.8)
ББК 31.279я73
К66

Р е ц е н з е н т ы: кафедра «Электроснабжение сельского хозяйства» Белорусского аграрного технического университета; директор государственного предприятия «Белэнергосетьпроект» канд. техн. наук *Е. В. Щур*

ISBN 985-06-0437-9

© М. А. Короткевич, 1999
© Издательство «Вышэйшая школа», 1999

ПРЕДИСЛОВИЕ

Курс «Основы эксплуатации электрических сетей» читается автором в Белорусской государственной политехнической академии в течение ряда лет для студентов специальности Т.01.01.00 «Электроэнергетика» специализации «Монтаж и эксплуатация электрических сетей». Содержание данного учебного пособия соответствует учебной программе названной дисциплины. Цель ее изучения состоит в формировании у студентов знаний в области рационального построения процесса технического обслуживания и ремонта электрических сетей.

К основным задачам дисциплины относится обучение студентов принципам формирования и управления электрическими сетями различного назначения с учетом требований по обеспечению надежного и качественного электроснабжения потребителей, а также методам контроля и диагностики технического состояния электросетевых объектов, научно обоснованной оценки периодичности технического обслуживания и ремонта.

Содержание курса предполагает знание высшей математики, теоретических основ электротехники, электрических систем и сетей.

В учебном пособии рассмотрены схемы построения и конструктивные особенности электрических сетей различного назначения, условия организации и технологии выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту воздушных и кабельных линий электропередачи, распределительных устройств и трансформаторных подстанций. Большое внимание уделено технико-экономическому обоснованию важнейших направлений совершенствования эксплуатации электрических сетей, в том числе выбору целесообразных систем и периодичностей выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту электросетевых объектов, а также мероприятиям

по целенаправленному изменению параметров электрической сети.

Учебники и учебные пособия для студентов электроэнергетических специальностей вузов по эксплуатации электрических сетей в СССР не издавались. В единственном отражающем эти вопросы учебном пособии Я. Д. Баркана «Эксплуатация электрических систем» (М.: Высш. шк., 1990) проблемы эксплуатации электрических сетей рассмотрены в основном в части, относящейся к оперативно-диспетчерскому управлению. Восполнить пробел в освещении темы производственного управления электрическими сетями призвано, на наш взгляд, данное учебное пособие.

При написании книги автор использовал передовой инженерный опыт, результаты научно-исследовательской работы и ранее опубликованные им монографии и учебно-методические разработки, в том числе и по дисциплине «Основы эксплуатации электрических сетей», которые были подвергнуты переработке и уточнениям, а также опыт чтения лекций по данному курсу в вузе.

Библиографические ссылки в пособии даются только в связи с дополнительно рекомендуемой студентам литературой.

Автор выражает глубокую признательность рецензентам: коллективу кафедры «Электроснабжение сельского хозяйства» Белорусского аграрного технического университета (особенно канд. техн. наук, проф. Г. И. Янковичу), а также канд. техн. наук Е. В. Щуру, замечания и пожелания которых способствовали улучшению содержания книги.

Все отзывы и пожелания просьба направлять по адресу: 220048, Минск, проспект Машерова, 11, издательство «Вышэйшая школа».

Автор

ВВЕДЕНИЕ

В.1. Общие задачи изучения дисциплины

Распределительная электрическая сеть напряжением до 20 кВ, имеющая наибольший удельный вес в общем объеме сетей всех номинальных напряжений (протяженность только линий напряжением 0,38—10 кВ в Республике Беларусь превышает 200 тыс. км), обеспечивает передачу электрической энергии непосредственно от источников или центров питания (ЦП) к потребительским трансформаторным подстанциям (ТП) или самим приемникам энергии (если сеть низкого напряжения). К указанной сети относятся городские, промышленные и сельскохозяйственные сети. *Распределительной линией* называется линия, от которой питается несколько ТП. Линии, связывающие ЦП с распределительными пунктами (РП), называются *питающими.*

Ввод новых и модернизация действующих промышленных предприятий, дальнейшая электрификация производства, сельского и коммунально-бытового хозяйства приводят к непрерывному увеличению потребления электроэнергии и дальнейшему росту объема распределительной электрической сети.

Основная задача эксплуатации электрической сети состоит в обеспечении бесперебойного и качественного электроснабжения потребителей при наименьших материальных, трудовых и денежных затратах. Отмеченная задача решается предприятиями электрических сетей путем выполнения технического обслуживания, капитальных и текущих ремонтов, своевременной ликвидации повреждений, оперативного ведения режимов, разработки и выполнения планов реконструкции и развития сети.

Принципы организации технического обслуживания и ремонта городских, промышленных и сельскохозяйственных сетей одного и того же конструктивного исполнения имеют много общего. Однако при выработке конкретных рекомендаций по повышению эффективности технического обслуживания и ремонта указанных сетей необходимо учитывать особенности их конструктивного исполнения, структуры схемы сети и режима ее работы.

Улучшения важнейших технико-экономических показателей (стоимости и себестоимости транспорта электроэнергии) электросетевые предприятия могут достигнуть на основе снижения капитальных затрат на строительство новых и реконструкцию действующих электрических сетей, снижения расходов на техническое обслуживание и ремонт объектов электрической сети, уменьшения технологического расхода электроэнергии при ее транспорте, повышения надежности электроснабжения и качества электроэнергии на зажимах электроприемников.

Обеспечить одновременное улучшение названных противоречивых с точки зрения материальных затрат составляющих стоимости транспорта электроэнергии для одной и той же электрической сети не представляется возможным. Отмеченное противоречие устраняется как в процессе проектирования сети, так и в процессе организации ее эксплуатации путем нахождения оптимальных капитальных затрат, текущих издержек и степени надежности электроснабжения потребителей. Организация эксплуатации распределительной электрической сети в настоящее время сталкивается с рядом существенных трудностей, связанных с крайне медленным внедрением достижений науки и техники в практику строительства и эксплуатации электрических сетей. К основным из них относятся:

- применение в сетях оборудования устаревших образцов;
- отсутствие современного специализированного оборудования (трансформаторов с твердой или элегазовой изоляцией, выключателей вакуумных или с элегазовой изоляцией; комплектного малогабаритного оборудования распределительных устройств напряжением 6—10 кВ с твердой изоляцией), что приводит к значительным объемам строительной части (до 324 $м^3$) при сооружении закрытых ТП, увеличению стоимости сети и расходов на обслуживание как строительной части, так и электрооборудования; в настоящее время указанное оборудование в электрических сетях Республики Беларусь только начинает применяться;
- высокая повреждаемость электрических сетей;

• построение городской сети напряжением 6—20 кВ с РП, что увеличивает как стоимость сети, так и ее повреждаемость (особенно в условиях дефицита квалифицированного обслуживания);

• необходимость выполнения ремонтных работ на месте установки оборудования из-за его больших габаритов;

• слабая насыщенность средствами механизации работ по сооружению и эксплуатации сетей, особенно средствами механизации по производству земляных работ в кабельных сетях (монтаж соединительных муфт и раскопка кабельных трасс составляют свыше 50% общего объема работ в городской сети);

• недостаточная обеспеченность измерительной и испытательной техникой;

• недостаточная автоматизация сети;

• трудности с материальным снабжением материалами, изделиями, инструментами и приспособлениями широкой номенклатуры относительно небольшого объема, что отрицательно сказывается на качестве ремонтных работ и надежности сети;

• отсутствие научного обоснования продолжительности межремонтного периода и промежутков времени между работами по техническому обслуживанию, а также затрат на эксплуатацию сети (для одного и того же оборудования, работающего в одних и тех же условиях, периодичность выполнения ремонтных работ и обслуживания неоднократно изменялась);

• несовершенство существующей методики технико-экономических расчетов, не позволяющей обосновать применение современного, более удобного в эксплуатации и более надежного в работе, но вместе с тем и более дорогого оборудования;

• дефицит квалифицированной рабочей силы из-за нерационального ее использования, высокой доли ручного труда, тяжелых производственных условий (необходимость выполнения работ на открытом воздухе в любое время года), снижение престижа профессии электромонтера и т. д.

Отмеченные трудности приводят к росту численности электросетевого персонала для проведения ремонта и обслуживания электрических сетей, объем которых непрерывно возрастает. Однако обеспечить увеличение количества работающих не всегда представляется возможным. Недостаток квалифицированной рабочей силы приводит к тому, что требуемый правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей [1] объем работ по техническому обслуживанию и ремонту в течение года не может быть выполнен. Создавшееся положение обусловливает принятие решения о существенном увеличении периода времени между работами по техническому обслуживанию и ремонту элементов электрической сети. Негативные стороны данного решения связаны с возможностью роста повреждаемости и отказов элементов сети и, следовательно, с повышением вероятности недоотпуска электроэнергии потребителям, а в отдельных случаях — и с повышением вероятности несчастных случаев с электросетевым персоналом (например, в результате взрыва высоковольтных масляных выключателей). Поэтому весьма актуально рассмотрение эффективности применяемой в настоящее время системы планово-предупредительных ремонтов распределительной электрической сети, а также определение оптимальных затрат и периодичностей выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту электросетевых объектов.

Поставленные задачи решаются на основе минимизации расходов на техническое обслуживание и ремонт электрической сети с учетом изменения вероятных недоотпусков электроэнергии потребителям, снижения качества и увеличения стоимости потерянной электроэнергии при питании потребителей по ремонтным схемам внешней электроснабжающей сети.

Из основных направлений совершенствования эксплуатации электрических сетей в данном учебном пособии рассмотрены: оценка эффективности системы планово-предупредительного ремонта и определения оптимального уровня затрат и периодичностей выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту объектов электрической сети; годовое и многолетнее планирование производства указанных работ; оценка целесооб-

разности внедрения мероприятий по повышению пропускной способности электрической сети. Более подробно отмеченные задачи рассмотрены ниже.

В.2. Требования к надежности электроснабжения потребителей

В зависимости от требований, предъявляемых правилами устройства электроустановок к надежности электроснабжения приемников электроэнергии, проектируются схемы электроснабжения потребителей.

В соответствии с «Правилами устройства электроустановок» [16] все электроприемники по степени обеспечения надежности электроснабжения подразделяются на три категории.

К электроприемникам I категории относятся электроприемники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, нарушение сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

К электроприемникам II категории относятся электроприемники, перерыв в электроснабжении которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских или сельских жителей.

К электроприемникам III категории относятся все остальные электроприемники, не подходящие под определение I и II категорий.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервируемых источников питания, и перерыв в их электроснабжении (при нарушении электроснабжения от одного из источников питания) может быть допущен лишь на время автоматического ввода резервного питания. Независимыми источниками питания могут быть две секции

или системы шин одной либо двух электростанций и подстанций. Каждая секция или система шин должна иметь питание от независимого источника. Секции не должны быть связаны между собой или иметь связь, отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций. В качестве второго независимого источника могут также использоваться автономные источники питания (дизельные электростанции, аккумуляторные батареи) и резервные связи по сети напряжением 0,38 кВ от ближайших ТП, питающихся по сети напряжением 6—20 кВ от другого независимого источника.

Электроприемники II категории рекомендуется также обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервируемых источников питания. Здесь при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы в электроснабжении на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой. Допускается питание электроприемников II категории по одной воздушной линии, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта этой линии за время не более одних суток. Допускается питание электроприемников II категории по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему аппарату. При наличии централизованного резерва и возможности замены поврежденного трансформатора за время не более одних суток допускается питание электроприемников II категории от одного трансформатора.

Для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы в электроснабжении, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают одних суток.

Требования к надежности электроснабжения устанавливаются применительно к вводному устройству электроприемника или группы электроприемников (потребителя). Поэтому степень резервирования элементов системы электроснабжения определяется исключительно необходимостью выполнения указанных требований по надежности электроснабжения.

В.3. Городские, сельские и промышленные электрические сети

Городская электрическая сеть представляет собой комплекс электроснабжающих сетей напряжением 110 (35) кВ и выше, распределительных сетей напряжением 10 (6) — 20 кВ, содержащих ТП и линии, соединяющие ЦП с ТП и ТП между собой, а также вводы к потребителям и распределительные сети напряжением 0,38 кВ (рис. В.1). Указанный комплекс сетей служит для электроснабжения коммунально-бытовых потребителей (жилых домов, общественно-коммунальных учреждений), мелких, средних, а иногда и крупных промышленных потребителей, расположенных в черте города. Электроснабжающие сети напряжением 110 (35) кВ и выше строятся с резервированием по линиям и трансформаторам, мощность которых при питании по воздушным линиям напряжением 110 кВ составляет 25 МВ·А, а при 220 кВ — 40 МВ·А. Это так называемые *кольцевые схемы,* опоясывающие город. Схемы городских сетей намечают, исходя из необходимости обеспечения соответствующей степени надежности питания потребителей, относящихся к той или иной категории.

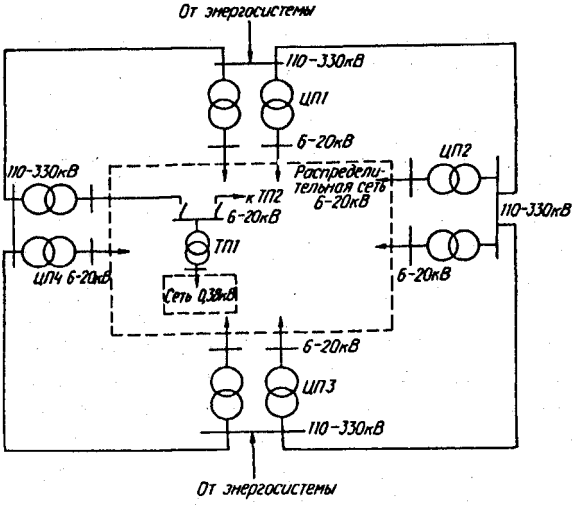


Рис. В.1. Система электроснабжения города

В городской сети к электроприемникам I категории, мощность которых составляет 10—15% суммарной мощности всех потребителей, относятся [5, 7]: операционные и родильные отделения больниц, котельные первой категории, электродвигатели сетевых и питательных насосов котельных второй категории, водопроводные и канализационные станции, телевизионные станции, ретрансляторы, лифты, музеи государственного значения, центральные диспетчерские пункты городских электрических и тепловых сетей, сети газоснабжения и наружного освещения. К особой группе электроприемников I категории относятся правительственные здания и учреждения.

К электроприемникам II категории, мощность которых составляет 40—50% суммарной мощности всех потребителей городской сети, относятся жилые дома с электроприемниками для приготовления пищи с количеством квартир более 8, жилые дома в 6 и более этажей, общежития, учебные заведения.

Мощность электроприемников III категории составляет 30—50% суммарной мощности потребителей городской сети. К ним относятся все электроприемники, не принадлежащие к электроприемникам I и II категорий.

Сельские электрические сети включают питающие линии напряжением 35—110 кВ, ТП напряжением 35—110/10 — 20 кВ (центры питания), распределительную сеть 6—20 кВ, состоящую из линий, соединяющих ЦП с ТП, и сеть напряжением 0,38 кВ (рис. В.2). Здесь сеть напряжением 35—110 кВ может не иметь резервирования. Электроснабжающие сети напряжением 35—110 кВ (линии и подстанции) в 60% случаев не обеспечены резервными элементами, т. е. линии напряжением 35—110 кВ выполняются радиальными одноцепными, а ЦП напряжением 35—110/10 — 20 кВ оснащаются одним трансформатором сравнительно небольшой мощности. Это отражается на существенном увеличении времени простоя потребителей из-за аварийных и плановых отключений элементов электроснабжающей сети.

Резервирование электроснабжения потребителей I категории предусматривается лишь по сети напряжением 6—20 кВ от других ЦП или от автономных дизельных

электростанций в сети напряжением 0,38 кВ. Поэтому установка двух трансформаторов, а также обеспечение двухстороннего питания ЦП на напряжении 35—110 кВ могут быть предусмотрены лишь в специальных случаях.

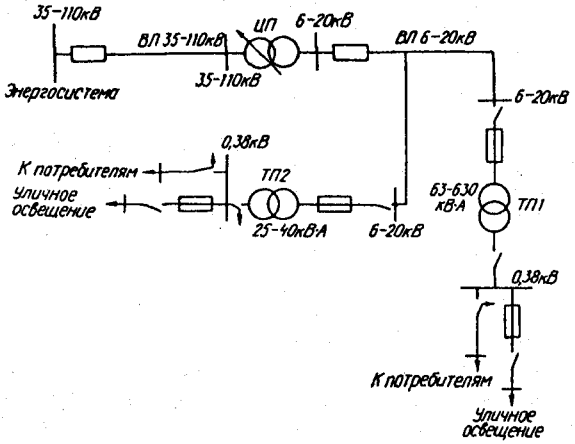


Рис. В.2. Система электроснабжения сельскохозяйственных потребителей (ВЛ — воздушная линия)

Из-за отставания развития питающих сетей напряжением 35—110 кВ от развития распределительных сетей напряжением 6—20 кВ радиус действия последних составляет в Республике Беларусь свыше 17 км при сравнительно небольшой передаваемой мощности, что превышает соответствующие оптимальные значения. Наибольшую повреждаемость в системе электроснабжения, показанной на рис. В.2, имеют воздушные линии электропередачи напряжением 6—20 кВ, составляющие основную массу линий такого класса. Кабельные линии электропередачи напряжением 10 кВ начали применяться лишь в последние годы, и протяженность их незначительна.

К сельскохозяйственным потребителям I категории относятся:

- животноводческие комплексы по выращиванию и откорму 12 тыс. и более свиней в год;
- животноводческие комплексы или площадки по выращиванию и откорму 5 тыс. и более голов крупного рогатого скота в год;

• животноводческие комплексы по производству молока с содержанием 400 и более коров;

• птицефабрики по производству яиц с содержанием 200 тыс. и более кур-несушек;

• птицефабрики мясного направления с содержанием 250 тыс. и более индюшек;

• товарные хозяйства мясного направления по выращиванию утят-бройлеров с содержанием 65 тыс. утят.

К потребителям II категории, составляющим около 50% всех потребителей, относятся:

• комплексы по выращиванию рассады с электроприводом в системах технологического обогрева;

• теплицы и парники, как при электрическом обогреве, так и при обогреве от котельной с подачей воды в отопительную систему насосами с электроприводом;

• животноводческие и птицеводческие фермы.

Потребители, не входящие в состав I и II категорий, относятся к III категории.

К сельским электрическим сетям относятся сети, у которых электрические нагрузки сельскохозяйственных потребителей составляют более 50% полной расчетной нагрузки. Длительность аварийных и плановых перерывов в электроснабжении потребителей II и III категорий (кроме тепличных комбинатов площадью 6 га и более, комплексов по выращиванию рассады) не должна превышать 25 ч в год или 3,5 ч при одном отключении с возможностью повторных плановых отключений через 2 ч. При этом продолжительность аварийных и плановых перерывов в электроснабжении потребителей из-за отключения сети напряжением 10—110 кВ должна составлять не более 15 ч в год, а из-за отключения трансформатора ТП 6—20/0,38 кВ и линий 0,38 кВ — 10 ч в год [18].

Промышленные электрические сети предназначены для электроснабжения промышленных предприятий. Система электроснабжения промышленного предприятия подразделяется на систему внешнего электроснабжения, включающую воздушные и кабельные линии напряжением 6—220 кВ от подстанций энергосистемы до главной понизительной подстанции (ГПП) или

центрального распределительного пункта (ЦРП) предприятия, и систему внутреннего электроснабжения напряжением 6—20 кВ от ГПП или ЦРП до распределительных пунктов и цеховых ТП. Небольшие промышленные предприятия могут питаться совместно с коммунально-бытовыми потребителями от городской или сельской сети.

Электроснабжение промышленного объекта может осуществляться не только от энергосистемы, как сказано выше, но и от собственной электростанции, а также от энергосистемы и собственной электростанции одновременно (рис. В.3, В.4). При этом электростанция предприятия работает с энергосистемой параллельно. Необходимость в сооружении собственной электростанции на промышленном предприятии возникает главным образом из-за потребности технологического процесса в тепловой энергии, а также для обеспечения резервного питания ответственных приемников электроэнергии или значительной удаленности предприятия от энергосистемы.

К потребителям I категории относятся предприятия и отдельные цехи металлургической, химической и горнорудной промышленности. К потребителям II категории относятся предприятия машиностроительной и легкой промышленности, восстановление питания которых обеспечивается дежурным персоналом или выездной бригадой. К потребителям III категории относятся вспомогательные и обслуживающие цехи предприятий, восстановление питания которых должно быть обеспечено в течение одних суток.

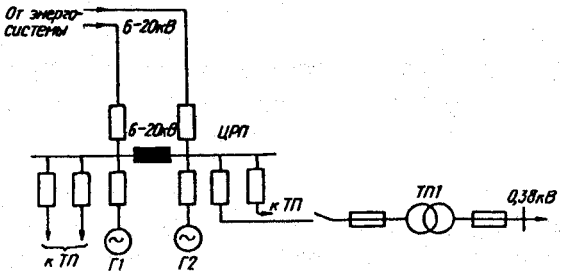


Рис. В.3. Система электроснабжения промышленного предприятия на напряжении 6—20 кВ (Г1, Г2 — генераторы собственной электростанции; ■ — нормально отключенный секционный выключатель)

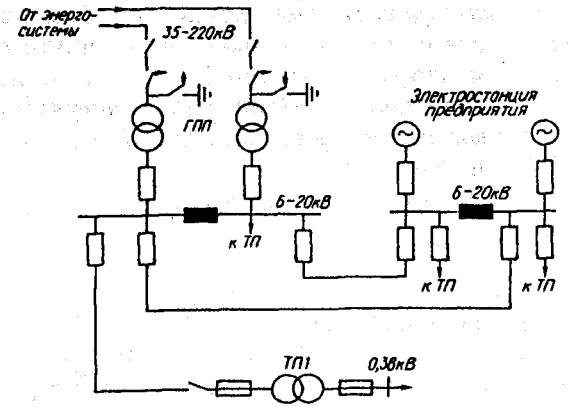


Рис. В.4. Схема электроснабжения промышленного предприятия от энергосистемы и собственной электростанции (ГПП — главная понизительная подстанция)

На рис В.3 напряжение распределительной сети совпадает с напряжением генераторов электростанции. Питание промышленного предприятия, находящегося на расстоянии 5—10 км от подстанции энергосистемы, осуществляется линиями напряжением 6—20 кВ. В схеме, приведенной на рис. В.4, предприятие питается от энергосистемы на напряжении 35—220 кВ, которое понижается до напряжения генераторов электростанции.

При отсутствии собственных электростанций на схемах, приведенных на рис. В.3, В.4, указываются лишь электроснабжающие сети энергосистемы. Схемы внутреннего электроснабжения промышленных предприятий будут рассмотрены ниже.

В.4. Номинальные напряжения распределительных сетей. Выбор номинального напряжения

Согласно ГОСТ 21128—83, номинальные линейные напряжения трехфазной сети переменного тока до 1000 В составляют 40, 220, 380 и 660 В. Соответственно фазные напряжения равны 23, 127, 220 и 380 В. Линейные напряжения сети выше 1000 В в соответствии с ГОСТ 721—77 равны 3, 6, 10 и 20 кВ.

Номинальные напряжения первичных обмоток трансформаторов равны номинальным напряжениям сети или номинальным напряжениям генераторов, к шинам которых они подключаются. *Номинальные напряжения вторичных обмоток трансформаторов* ТП на 5% выше номинального напряжения сети.

Выбор номинального напряжения систем электроснабжения основывается на технико-экономическом сравнении вариантов схем электроснабжения, при составлении которых стремятся максимально сокращать число трансформаций энергии.

Распределительные сети напряжением до 1000 В в настоящее время выполняются, как правило, трехфазными четырехпроводными с глухим заземлением нейтрали напряжением 380/220 В. Напряжение 660 В применяется в промышленных сетях при протяженных и разветвленных линиях (угольная, нефтяная и химическая промышленность), наличии электродвигателей приемников на данное напряжение, при необходимости снижения токов короткого замыкания на стороне вторичного напряжения мощных подстанций (1000 кВ·А и более).

Напряжение 6 кВ применяется в основном в городских и промышленных сетях. Использование его в промышленных сетях обусловлено наличием на предприятии электроприемников или электростанций с генераторным напряжением 6 кВ. Применение напряжения 6 кВ в городских сетях (до 60% всех сетей) сложилось исторически в связи с тем, что распределительные линии подключались к шинам соответствующего генераторного напряжения городских электростанций. В настоящее время существующие городские сети напряжением 6 кВ при реконструкции переводят на 10 кВ, а новые проектируются исключительно на 10 кВ. Номинальное напряжение 10 кВ широко применяется в городских, сельских и промышленных сетях (для внутризаводского распределения энергии).

Напряжение 20 кВ находит применение преимущественно в сельских сетях, а в промышленных сетях — для электроснабжения отдельных удаленных объектов (карьеров, рудников и т. п.). В Республике Беларусь напряжение 20 кВ не применяется.

Выполнить проверку целесообразности использования напряжения 6 кВ в существующей городской сети, а также дать оценку рациональному уровню напряжения для проектируемых участков сети наиболее удобно с помощью так называемых *экономических областей* применения электрических сетей разных номинальных напряжений. Институтом «Энергосетьпроект» [20] построены экономические области рационального использования напряжений 35—1150 кВ на основе зависимости передаваемой мощности от дальности передачи. Эти области ограничены кривыми, представляющими собой геометрическое место точек, соответствующих одинаковой стоимости передачи электроэнергии при двух смежных напряжениях.

Для распределительных сетей экономические области рационального использования того или иного напряжения не были получены из-за незначительной разности в стоимости оборудования и линий смежных напряжений, например 6 и 10 кВ. Однако практика проектирования и эксплуатации сети напряжением 6 и 10 кВ показывает, что имеется заметное различие в стоимостях кабельных линий на указанные напряжения, а также некоторое различие в стоимостях подстанционного оборудования (трансформаторов напряжения и тока, разрядников, некоторых типов масляных выключателей и их приводов).

Построим зоны экономического использования напряжений 6 и 10 кВ распределительной сети. Приведенные затраты на транспорт энергии по сети напряжением 6 кВ $З_{(6)}$ и 10 кВ $З_{(10)}$ определим так:

$$З_{(6)} = p_л k_{0(6)} l + p_п K_{п(6)} + \frac{P^2}{U^2 \cos^2 \varphi} r_0 l \tau \beta ; \qquad (В.1)$$

$$З_{(10)} = p_л k_{0(10)} l + p_п K_{п(10)} + \frac{P^2}{U_1^2 \cos^2 \varphi} r_0 l \tau \beta , \qquad (В.2)$$

где $p_л$, $p_п$ — доля отчислений соответственно по линии и концевым подстанционным устройствам, т. е. сумма нормативного коэффициента эффективности капитальных вложений, отчислений на амортизацию, текущий

ремонт и обслуживание ($p_л$ = 0,163; 0,183; 0,193 для кабельных линий соответственно со свинцовой оболочкой, алюминиевой оболочкой и пластмассовой изоляцией; $p_п$ = = 0,214); $k_{0(6)}$, $k_{0(10)}$ — стоимость 1 км линий напряжением 6 и 10 кВ, р.; $K_{п(6)}$, $K_{п(10)}$ — стоимость подстанционных ячеек напряжением 6 и 10 кВ, р.; U, U_1 — номинальное напряжение соответственно 6 и 10 кВ; $\cos\varphi$ — коэффициент мощности; r_0 — активное сопротивление 1 км линии, Ом/км; l — длина линии, км; τ — время потерь, ч; β — стоимость одного киловатт-часа потерянной электроэнергии, р/кВт·ч.

Если $З_{(6)} = З_{(10)}$, то использование напряжений 6 и 10 кВ равноценно.

Приравняем правые части уравнений (В.1) и (В.2) и решим полученное равенство относительно P. В результате получим

$$P = \sqrt{\frac{\frac{p_п}{l}(K_{п(10)} - K_{п(6)}) + p_л(k_{0(10)} - k_{0(6)})}{r_0 \tau \beta (1/U^2 - 1/U_1^2)}} \cos\varphi.$$

На рис. В.5 и в табл. В.1 приведены зависимости P = = $f(l)$ для тех кабельных линий, стоимости которых указаны в справочнике [20]. Зависимости, показанные на рис. В.5, построены для кабельных линий городской сети, средняя площадь сечения которых составляет 95 мм^2 при τ = 1574 ч и $\cos\varphi$ = 0,85 [7].

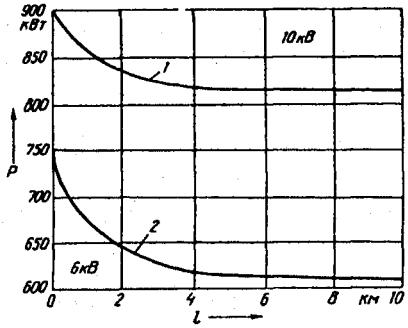


Рис. В.5. Экономические зоны номинальных напряжений 6 и 10 кВ для кабельных линий с алюминиевыми жилами:
1 — со свинцовыми оболочками; *2* — с алюминиевыми оболочками

Табл. В.1. **Значения граничной передаваемой мощности, кВт, обеспечивающей равную стоимость передачи электроэнергии на напряжениях 6 и 10 кВ**

Площадь сечения, мм^2	*P*, кВт, при *l*, км					
	0,5	1,0	3,0	5,0	7,0	10,0
Кабельные линии с алюминиевыми жилами и свинцовыми оболочками						
50	542,2	499,2	468,4	462,0	459,2	457,2
70	711,9	666,5	634,4	627,8	624,9	622,8
95	904,6	856,8	822,8	815,5	812,6	810,4
120	978,2	921,6	881,8	873,6	870,1	867,5
150	1044,3	977,6	930,6	920,9	916,6	913,5
185	1213,2	1142,6	1193,1	1082,9	1078,5	1075,2
240	1319,6	1235,4	1175,9	1163,6	1158,3	1154,4
Кабельные линии с алюминиевыми жилами и алюминиевыми оболочками						
50	529,9	485,9	454,1	447,5	444,6	442,5
70	582,7	526,2	484,9	476,2	472,4	469,6
95	730,8	670,0	626,3	617,1	613,2	610,2
120	321,5	753,2	704,0	693,8	689,3	686,0
150	854,6	771,2	711,2	698,5	692,3	688,7
185	1021,3	936,4	876,1	862,5	836,9	852,8
240	1238,6	1148,5	1084,2	1070,9	1065,1	1060,8

Как видно из рис. В.5, наибольшее (заметное) влияние величина $K_{п(10)} - K_{п(6)}$ оказывает при малых длинах линий (до 3 км). С ростом протяженности линий стоимость подстанционного оборудования практически не влияет на зависимость передаваемой мощности от дальности.

Таким образом, применительно к распределительным городским сетям с кабельными линиями представляется возможным построение экономических зон для выбора номинального напряжения 6 и 10 кВ.

Укажем основные допущения при расчетах режимов распределительных сетей. Схемы замещения воздушных линий распределительных сетей содержат только активные и индуктивные сопротивления; активные и емкостные проводимости не учитываются. Схемы замещения кабельных линий малых сечений содержат только активное сопротивление. Нагрузки в узлах задаются или постоянным током, или постоянной мощностью. В последнем случае предполагают, что напряжение в узлах равно

номинальному и, следовательно, ток в узле не зависит от напряжения узла. Здесь уравнения установившегося режима линейны. Поперечная составляющая падения напряжения не учитывается, а потеря напряжения приравнивается к продольной составляющей падения напряжения. Углом сдвига между напряжениями различных пунктов сети из-за его малости пренебрегают.

В.5. Требования к качеству электрической энергии

В соответствии с ГОСТ 13109—87 различают основные и дополнительные показатели качества электроэнергии. К основным показателям качества электроэнергии, определяющим свойства электрической энергии, которые характеризуют ее качество, относятся:

1) отклонение напряжения (δU, %);

2) размах изменения напряжения ((δU_t, %);

3) доза колебаний напряжений (ψ, %);

4) коэффициент несинусоидальности кривой напряжения ($k_{\text{нс}U}$, %);

5) коэффициент n-й гармонической составляющей напряжения нечетного (четного) порядка ($k_{U(n)}$, %);

6) коэффициент обратной последовательности напряжений (k_{2U}, %);

7) коэффициент нулевой последовательности напряжений (k_{0U}, %);

8) длительность провала напряжения ($\Delta t_{\text{пр}}$, с);

9) импульсное напряжение ($U_{\text{имп}}$, В, кВ);

10) отклонение частоты (Δf, Гц).

Дополнительные показатели качества электроэнергии, представляющие собой формы записи основных показателей качества электроэнергии и используемые в других нормативно-технических документах:

1) коэффициент амплитудной модуляции напряжений ($k_{\text{мод}}$);

2) коэффициент небаланса междуфазных напряжений ($k_{\text{неб.м}}$);

3) коэффициент небаланса фазных напряжений ($k_{\text{неб.ф}}$).

Отметим допустимые значения названных показателей качества электроэнергии, выражения для их определения и области применения. В течение 95% времени суток (22,8 ч) показатели качества электроэнергии не должны выходить за пределы нормально допустимых значений, а в течение всего времени, включая послеаварийные режимы, они должны находиться в пределах максимально допустимых значений. Контроль качества электроэнергии в характерных точках электрических сетей осуществляется персоналом предприятия электрических сетей. При этом длительность измерения показателя качества электроэнергии должна составлять не менее суток.

Отклонение напряжения находится по формуле

$$\delta U(t) = \frac{U(t)-U_{\text{н}}}{U_{\text{н}}} \cdot 100\,\%,$$

где $U(t)$ — действующее значение напряжения прямой последовательности основной частоты, или просто действующее значение напряжения (при коэффициенте несинусоидальности, меньшем или равном 5%), в момент времени t, кВ; $U_{\text{н}}$ — номинальное напряжение, кВ.

Величина $U(t) = \frac{1}{3}(U_{AB(1)} + U_{BC(1)} + U_{AC(1)})$, где $U_{AB(1)}$, $U_{AC(1)}$, $U_{BC(1)}$ — действующие значения междуфазных напряжений основной частоты. Из-за изменения нагрузок во времени, изменения уровня напряжений в ЦП и других факторов изменяется величина падения напряжения в элементах сети и, следовательно, уровень напряжения $U(t)$. В результате оказывается, что в различных точках сети в один и тот же момент времени, а в одной точке — в разные моменты, отклонения напряжения различны. Нормальная работа электроприемников в сетях напряжением до 1 кВ обеспечивается при условии, что отклонения напряжения на их входе равны ±5% (нормальное значение) и ±10% (максимальное значение). В сетях напряжением 6—20 кВ устанавливается максимальное отклонение напряжения ±10%.

Мощность, потребляемая лампами накаливания, прямо пропорциональна подведенному напряжению в степени 1,58, световая отдача ламп — в степени 2,0, свето-

вой поток — в степени 3,61, срок службы ламп — в степени —13,57 [6]. Работа люминесцентных ламп от отклонения напряжения зависит меньше. Так, срок их службы изменяется на 4% при отклонении напряжения на 1%.

Снижение освещенности рабочих мест происходит при уменьшении напряжения, что приводит к снижению производительности труда работающих и ухудшению их зрения. При больших снижениях напряжения люминесцентные лампы не загораются или мигают, что приводит к сокращению срока их службы. При повышении напряжения срок службы ламп накаливания резко снижается. От уровня напряжения зависит скорость вращения асинхронных электродвигателей и, следовательно, их производительность, а также потребляемая реактивная мощность. Последнее отражается на величине потерь напряжения и мощности на участках сети.

Снижение напряжения приводит к увеличению длительности технологического процесса в электротермических и электролизных установках, а также к невозможности устойчивого приема в коммунальных сетях телевизионных передач. В последнем случае применяются так называемые стабилизаторы напряжения, которые сами потребляют значительную реактивную мощность и у которых имеются потери мощности в стали; на их изготовление расходуется дефицитная трансформаторная сталь.

Для обеспечения требуемого напряжения на шинах низкого напряжения всех ТП, подключенных к распределительным линиям одного ЦП, применяют так называемое *встречное регулирование напряжения* в центре питания. Здесь в режиме максимальных нагрузок поддерживается максимально допустимое напряжение на шинах ЦП, а в режиме минимальных нагрузок — минимальное напряжение. При этом должно применяться и так называемое *местное регулирование напряжения* в каждом трансформаторном пункте путем установки переключателя ответвлений распределительных трансформаторов в соответствующее положение. В сочетании с централизованным (в ЦП) и указанным местным регулированием напряжения применяются регулируемые и нерегулируемые конденсаторные установки, также относящиеся к средствам местного регулирования напряжения.

Размах изменения напряжения представляет собой разность между амплитудными или действующими значениями напряжения до и после одиночного изменения напряжения и определяется по формуле

$$\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{\sqrt{2}\,U_н} \cdot 100\,\%, \qquad \text{(В.3)}$$

где U_i, U_{i+1} — значения следующих друг за другом экстремумов или экстремума и горизонтального участка огибающей амплитудных значений напряжения.

Если в выражение (В.3) подставить действующие значения напряжений U_i и U_{i+1}, то размах изменения напряжения

$$\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{U_н} \cdot 100\,\%.$$

К размахам изменения напряжения относят одиночные изменения напряжения любой формы с частотой повторения от двух раз в минуту (1/30 Гц) до одного раза в час, имеющие среднюю скорость изменения напряжения более 0,1% в секунду (для ламп накаливания) и 0,2% в секунду для остальных приемников.

Быстрые изменения напряжения вызываются ударным режимом работы двигателей металлургических прокатных станов, тяговых установок железных дорог, дуговых сталеплавильных печей, сварочной аппаратуры, а также частыми пусками мощных короткозамкнутых асинхронных электродвигателей, когда их пусковая реактивная мощность составляет несколько процентов мощности короткого замыкания.

Число изменений напряжения в единицу времени, т. е. частота изменения напряжения, находится по формуле

$$F = m/T,$$

где m — число изменений напряжения за время T; T — общее время наблюдения размахов напряжения.

Основные требования, предъявляемые к колебаниям напряжения, обусловливаются соображениями защиты

зрения человека. Установлено, что наибольшая чувствительность глаза к мерцанию света находится в области частоты, равной 8,7 Гц. Поэтому для ламп накаливания, обеспечивающих рабочее освещение при значительных зрительных напряжениях, размах напряжения допускается не более 0,3%, для ламп накаливания в быту — 0,4%, для люминесцентных ламп и других электроприемников — 0,6%.

Допускаемые размахи колебаний приведены на рис. В.6. Область *I* соответствует работе насосов и бытовых приборов, *II* — кранов, подъемников, *III* — дуговых печей, ручной контактной сварке, *IV* — работе поршневых компрессоров и автоматической контактной сварке.

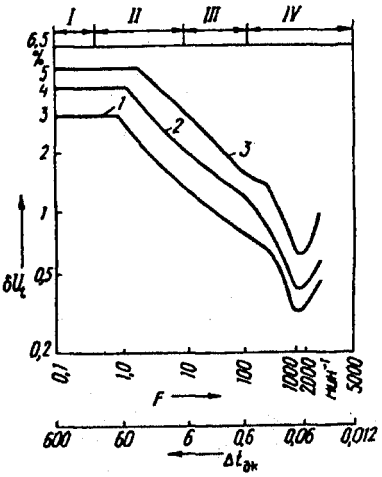


Рис. В.6. Допустимые размахи колебаний напряжения:
1 — рабочее освещение лампами накаливания при большом зрительном напряжении; *2* — бытовые лампы накаливания; *3* — люминесцентные лампы

Условием допустимости совокупности размахов изменения напряжения, каждый из которых не превышает значений, определяемых в соответствии с рис. В.6, служит

$$\sum_{k=1}^{n} \Delta t_{дk} m_k \le T, \qquad \text{(В.4)}$$

где $\Delta t_{дk}$ — минимальный допустимый интервал времени между размахами k-й ($k = 1,...,n$) амплитуды (опре-

деляется по нижней шкале рис. В.6); m_k — число изменений напряжения k-й амплитуды. При этом продолжительность накопления усталости зрительного восприятия принимается равной 10 мин. По известным количествам и размахам k-й амплитуды, т. е. при известных δU_t, по соответствующим кривым, приведенным на рис. В.6, находят допустимые значения $\Delta t_{дk}$. Если условие (В.4) не выполняется, то питание осветительных ламп от данной точки сети недопустимо. Для снижения размаха изменения напряжения в осветительной сети применяют раздельное питание приемников осветительной сети и силовой нагрузки от разных силовых трансформаторов, продольную емкостную компенсацию питающей сети, а также синхронные электродвигатели и искусственные источники реактивной мощности (реакторы или конденсаторные батареи, ток которых формируется с помощью управляемых вентилей для получения требуемой реактивной мощности).

Доза колебаний напряжения идентична размаху изменения напряжения и в действующих электрических сетях вводится по мере их оснащения соответствующими приборами. При использовании показателя «доза колебаний напряжения» оценка допустимости размаха изменения напряжения может не производиться, так как рассматриваемые показатели взаимозаменяемы.

Доза колебаний напряжения также представляет собой интегральную характеристику колебаний напряжения, вызывающих у человека накапливающееся за установленный период времени раздражение из-за миганий света в диапазоне частот от 0,5 до 0,25 Гц. Допустимое максимальное значение дозы колебаний напряжения (ψ, $(\%)^2$) в электрической сети, к которой присоединяются осветительные установки, не должно превосходить: 0,018 — с лампами накаливания в помещениях, где требуется значительное зрительное напряжение; 0,034 — с лампами накаливания во всех других помещениях; 0,079 — с люминесцентными лампами.

Показатели для определения дозы колебаний напряжения измеряются в течение 10 мин, затем величина ψ определяется по выражению

$$\psi=\frac{1}{\theta}\int_{t-\theta}^{t} dt \sum_{f=0,5}^{25} g_f^2 \delta U_f^2,$$

где $\theta = 10$ мин — время накопления усталости зрительного восприятия, или интервал усреднения; $g_f = 0{,}1—0{,}64$ — коэффициент приведения действительных размахов напряжения к эквивалентным, который отражает восприимчивость глаза к мерцанию светового потока от ламп освещения с частотой f и размахом δU_f, отнесенным к частоте максимальной чувствительности; δU_f — действующее значение составляющих разложения в ряд Фурье изменений напряжения с размахом δU_t. При периодических изменениях напряжения величина ψ может быть определена так:

$$\psi=\frac{1}{T}\int_{t-\theta}^{t} g_f^2 \delta U_t^2 dt.$$

При работе в сети мощных выпрямительных и преобразовательных установок, а также дуговых сталеплавильных печей и установок для сварки, т. е. нелинейных элементов, происходит искажение кривых тока и напряжения. Несинусоидальные кривые тока и напряжения представляют собой гармонические колебания, имеющие различные частоты (промышленная частота — это низшая гармоника, все остальные по отношению к ней — высшие гармоники). Высшие гармоники в системе электроснабжения вызывают дополнительные потери энергии, сокращают срок службы косинусных конденсаторных батарей, электродвигателей и трансформаторов, приводят к трудностям при наладке релейной защиты и сигнализации, а также эксплуатации электроприводов с тиристорным управлением и т. д.

Содержание высших гармоник в электрической сети характеризуется *коэффициентом несинусоидальности кривой напряжения* $k_{\text{нс}U}$, который определяется по выражению

$$k_{\text{нс}U}=\frac{1}{U_{\text{н}}}\sqrt{\sum_{n=2}^{N} U_n^2}\cdot 100\ \%,$$

где N — порядок последней из учитываемых гармонических составляющих; U_n — действующее значение n-й ($n = 2,...,N$) гармонической составляющей напряжения, кВ.

Нормальные и максимальные допустимые значения $k_{\text{нс}U}$ не должны соответственно превышать: в электрической сети напряжением до 1 кВ 5 и 10%, в электрической сети 6 — 20 кВ 4 и 8%, в электрической сети 35 кВ 3 и 6%, в электрической сети 110 кВ и выше 2 и 4%.

Для снижения высших гармоник применяются силовые фильтры, представляющие собой последовательное соединение индуктивного и емкостного сопротивлений, настроенных в резонанс на определенную гармонику. С целью исключения гармоник низших частот применяют преобразовательные установки с большим числом фаз.

Коэффициент n-й гармонической составляющей напряжения нечетного (четного) порядка представляет собой отношение действующего значения n-й гармонической составляющей напряжения к действующему значению напряжения основной частоты, т. е.

$$k_{U(n)} = \frac{U_n}{U_{\text{н}}} \cdot 100\%.$$

По значению коэффициента $k_{U(n)}$ определяется спектр n-х гармонических составляющих, на подавление которых должны быть рассчитаны соответствующие силовые фильтры. Нормальные и максимальные допустимые значения не должны соответственно превышать: в электрической сети напряжением до 1 кВ 3 и 6%, в электрической сети 6 — 20 кВ 2,5 и 5%, в электрической сети 35 кВ 2 и 4 %, в электрической сети 110 кВ и выше 1 и 2 %.

Несимметрия напряжений возникает из-за нагрузки однофазных электроприемников. Так как распределительные сети напряжением выше 1 кВ работают с изолированной или компенсированной нейтралью, то несимметрия напряжений обусловлена появлением напряжения обратной последовательности. Несимметрия проявляется в виде неравенства линейных и фазных напряжений и характеризуется *коэффициентом обратной последовательности напряжений:*

$$k_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_{н}} \cdot 100\%,$$

где $U_{2(1)}$ — действующее значение напряжения обратной последовательности основной частоты трехфазной системы напряжений, кВ. Значение величины $U_{2(1)}$ можно получить измерением трех напряжений основной частоты, т. е. $U_{A(1)}$, $U_{B(1)}$, $U_{C(1)}$. Тогда

$$U_{2(1)} = \frac{\sqrt{3}\ (U_{A(1)}y_A + U_{B(1)}y_B + U_{C(1)}y_C}{y_A + y_B + y_C},$$

где y_A, y_B, y_C — проводимости фаз *A, B, C* приемника.

В сетях напряжением выше 1 кВ несимметрия напряжений проявляется в основном из-за однофазных электротермических установок (дуговых печей косвенного действия, печей сопротивления, индукционных канальных печей, установок электрошлакового переплава и др.). Наличие напряжения обратной последовательности приводит к дополнительному нагреву обмоток возбуждения синхронных генераторов и увеличению их вибрации, к дополнительному нагреву электродвигателей и резкому сокращению срока службы их изоляции, снижению реактивной мощности, генерируемой силовыми конденсаторами, дополнительному нагреву линий и трансформаторов, увеличению количества ложных срабатываний релейной защиты и т д. На зажимах симметричного электроприемника нормально допустимый коэффициент несимметрии равен 2%, а максимально допустимый — 4%. Влияние несимметрии значительно уменьшается при питании однофазных электроприемников от отдельных трансформаторов, а также при применении управляемых и неуправляемых симметрирующих устройств, компенсирующих эквивалентный ток обратной последовательности, потребляемый однофазными нагрузками.

В четырехпроводных сетях напряжением до 1 кВ несимметрия, обусловленная однофазными приемниками, подключенными к фазным напряжениям, сопровождается прохождением тока в нулевом проводе и, следовательно, появлением напряжения нулевой последовательности.

Коэффициент нулевой последовательности напряжений

$$k_{0U} = \frac{U_{0(1)}}{U_{\text{н.ф}}} \cdot 100\%,$$

где $U_{0(1)}$ — действующее значение напряжения нулевой последовательности основной частоты, кВ; $U_{\text{н.ф}}$ — номинальное значение фазного напряжения, кВ. Величина $U_{0(1)}$ определяется измерением трех фазных напряжений основной частоты, т. е.

$$U_{0(1)} = \frac{y_A U_{A(1)} + y_B U_{B(1)} + y_C U_{C(1)}}{y_A + y_B + y_C + y_0},$$

где y_A, y_B, y_C, y_0 — проводимости фаз *A*, *B*, *C* приемника и проводимость нулевого провода; $U_{A(1)}$, $U_{B(1)}$, $U_{C(1)}$ — действующие значения фазных напряжений.

Допустимое значение $U_{0(1)}$ ограничивается требованиями, предъявляемыми к отклонению напряжения, которые удовлетворяются коэффициентом нулевой последовательности, равным 2% в качестве нормального уровня и 4% максимального уровня.

Снижение значения $U_{0(1)}$ может быть достигнуто рациональным распределением однофазной нагрузки между фазами, а также увеличением сечения нулевого провода до сечения фазных проводов и применением трансформаторов в распределительной сети с группой соединения «звезда—зигзаг».

Провал напряжения — это внезапное значительное понижение напряжения в точке электрической сети, за которым следует восстановление напряжения до первоначального или близкого к нему уровня через промежуток времени от нескольких периодов до нескольких десятков секунд.

Длительность провала напряжения $\Delta t_{\text{пр}}$ — интервал времени между начальным моментом $t_{\text{нач}}$ провала напряжения и моментом $t_{\text{вос}}$ восстановления напряжения до первоначального или близкого к нему уровня (рис. В. 7), т. е.

$$\Delta t_{\text{пр}} = t_{\text{вос}} - t_{\text{нач}}.$$

Значение $\Delta t_{пр}$ составляет от нескольких периодов до нескольких десятков секунд. Провал напряжения характеризуется интенсивностью и глубиной провала $\delta U_{пр}$, представляющей собой разность между номинальным значением напряжения и минимальным действующим значением напряжения U_{min} в течение провала напряжения, и выражается в процентах номинального значения напряжения или в абсолютных единицах.

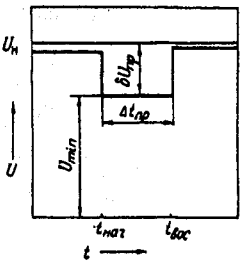


Рис. В.7. Длительность и глубина провала напряжения

Величина $\delta U_{пр}$ определяется следующим образом:

$$\delta U_{пр} = \frac{U_н - U_{min}}{U_н} \cdot 100\%$$

или $\delta U_{пр} = U_н - U_{min}$.

Интенсивность провалов напряжения m_* представляет собой частоту появления в сети провалов напряжения определенной глубины и длительности, т. е.

$$m_* = \frac{m(\delta U_{пр}, \Delta t_{пр})}{M} \cdot 100\%,$$

где $m(\delta U_{пр}, \Delta t_{пр})$ — число провалов напряжения глубиной $\delta U_{пр}$ и длительностью $\Delta t_{пр}$ за время T; M — суммарное число провалов напряжения за время T.

К провалам напряжения, возникающим в большинстве случаев при коротких замыканиях в сети, чувствительны некоторые виды электроприемников (ЭВМ, силовая электроника), поэтому в проектах электроснабжения таких приемников должны предусматриваться меры по снижению длительности, интенсивности и глубины провалов напряжения. Допустимые значения длительности провалов напряжения ГОСТ не указывает.

Импульсное напряжение — это резкое изменение напряжения, за которым следует восстановление напряжения до обычного уровня за промежуток времени от нескольких микросекунд до 10 миллисекунд. Оно представ-

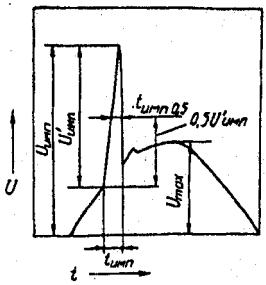


Рис. В.8. Импульсное напряжение

ляет собой максимальное мгновенное значение напряжения импульса $U_{имп}$ (рис. В.8).

Импульсное напряжение характеризуется амплитудой импульса $U'_{имп}$ (см. рис. В.8), представляющей собой разность между импульсом напряжения и мгновенным значением напряжения основной частоты, соответствующим моменту начала импульса. Длительность импульса $t_{имп}$ — интервал времени между начальным моментом импульса напряжения и моментом восстановления мгновенного значения напряжения до обычного уровня. Может быть вычислена длительность импульса $t_{имп\,0,5}$ по уровню 0,5 его амплитуды (см. рис. В.8).

Импульсное напряжение определяется в относительных единицах по формуле

$$\Delta U_{имп\,*} = \frac{U_{имп}}{\sqrt{2}\,U_{н}}.$$

К импульсам напряжения чувствительны также такие электроприемники, как ЭВМ, силовая электроника и др. Импульсные напряжения появляются вследствие коммутаций в электрической сети. Меры по снижению импульсных напряжений должны предусматриваться при разработке конкретных проектов электроснабжения. Допустимые значения импульсных напряжений ГОСТ не указывает.

Изменения частоты обусловлены изменениями суммарной нагрузки и характеристиками регуляторов частоты вращения турбин. Большие отклонения частоты возникают в результате медленного регулярного изменения нагрузки при недостаточном резерве активной мощности. *Отклонение частоты* Δf от номинального значения $f_н$ определяется по формуле

$$\Delta f = f - f_н,$$

где f — текущее значение частоты в системе.

Изменения частоты, превышающие 0,2 Гц, существенно влияют на технико-экономические показатели работы электроприемников, поэтому нормально допустимое значение отклонения частоты равно ±0,2 Гц, а максимально допустимое значение отклонений частоты составляет ± 0,4 Гц. В послеаварийных режимах допускается отклонение частоты от +0,5 Гц до − 1 Гц в течение не более 90 ч в год.

Отклонение частоты от номинальной приводит к увеличению потерь энергии в сети, а также к снижению прозводительности технологического оборудования.

Коэффициент амплитудной модуляции напряжения характеризует колебания напряжения и равен отношению полуразности наибольшей и наименьшей амплитуд модулированного напряжения, взятых за определенный интервал времени, к номинальному или базовому значению напряжения, т. е.

$$k_{\text{мод}} = \frac{U_{\text{нб}} - U_{\text{нм}}}{2\sqrt{2}\,U_{\text{н}}},$$

где $U_{\text{нб}}$, $U_{\text{нм}}$ — соответственно наибольшая и наименьшая амплитуды модулированного напряжения.

Коэффициент небаланса междуфазных напряжений $k_{\text{неб.мф}}$ характеризует несимметрию междуфазных напряжений и равен отношению размаха небаланса междуфазных напряжений к номинальному значению напряжения:

$$k_{\text{неб. мф}} = \frac{U_{\text{нб}} - U_{\text{нм}}}{U_{\text{н}}} \cdot 100\ \%,$$

где $U_{\text{нб}}$, $U_{\text{нм}}$ — наибольшее и наименьшее действующие значения из трех междуфазных напряжений.

Коэффициент небаланса фазных напряжений $k_{\text{неб.ф}}$ характеризует несимметрию фазных напряжений и равен отношению размаха небаланса фазных напряжений к номинальному значению фазного напряжения:

$$k_{\text{неб. мф}} = \frac{U_{\text{нб.ф}} - U_{\text{нм.ф}}}{U_{\text{н.ф}}} \cdot 100\,\%,$$

где $U_{нб.ф}$, $U_{нм.ф}$ — наибольшее и наименьшее действующие значения из трех фазных напряжений; $U_{н.ф}$ — номинальное значение фазного напряжения.

В.6. Режимы нейтралей распределительных сетей

Как известно, генераторы, трансформаторы, некоторые электродвигатели имеют нейтрали, режим работы или способ рабочего заземления которых обусловлен:

- требованиями техники безопасности и охраны труда персонала;
- допустимыми токами замыкания на землю;
- перенапряжениями, возникающими при замыканиях на землю, а также рабочим напряжением неповрежденных фаз электроустановки по отношению к земле, определяющих уровень изоляции электротехнических устройств;
- необходимостью обеспечения надежной работы релейной защиты от замыкания на землю;
- возможностью применения простейших схем распределительных сетей.

Напомним, что под *рабочим заземлением* понимается заземление какой-либо точки токоведущих частей электроустановки, необходимое для обеспечения работы электроустановки. Кроме рабочего, существует понятие защитного заземления частей электроустановки, применяемого с целью обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала.

Электроустановки в зависимости от мер электробезопасности разделяются на 4 группы:

- электроустановки напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью (с большими токами замыкания на землю);
- электроустановки напряжением выше 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью (с малыми токами замыкания на землю);

• электроустановки напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью;

• электроустановки напряжением до 1 кВ с изолированной нейтралью.

Электрической сетью с эффективно заземленной нейтралью называется трехфазная электрическая сеть напряжением выше 1 кВ, в которой отношение разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания на землю другой или двух других фаз к разности потенциалов между фазой и землей в этой точке до замыкания не превышает 1,4.

Глухозаземленной нейтралью называется нейтраль трансформатора или генератора, присоединенная к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление.

Изолированной нейтралью называется нейтраль трансформатора или генератора, не присоединенная к заземляющему устройству либо присоединенная к нему через большое сопротивление.

Трехпроводные электрические сети с изолированной нейтралью применяются на напряжении 380—660 В при необходимости соблюдения повышенных требований электробезопасности (электрические сети угольных шахт, калийных рудников, торфяных разработок, передвижных установок). Сети передвижных электроустановок могут выполняться четырехпроводными.

В нормальном режиме работы напряжения фаз сети относительно земли симметричны и численно равны фазному напряжению установки, а токи в фазах источника — фазным токам нагрузки.

В сетях напряжением до 1 кВ (как правило, небольшой протяженности) пренебрегают емкостной проводимостью фаз относительно земли.

При касании человеком фазы сети проходящий через его тело ток

$$I_{\text{ч}} = \frac{3U_{\text{ф}}}{3r_{\text{ч}} + z}, \qquad \text{(В.5)}$$

где $U_ф$ — фазное напряжение; $r_ч$ — сопротивление тела человека (принимается равным 1 кОм); z — полное сопротивление изоляции фазы относительно земли (составляет 100 кОм и более на фазу).

Поскольку $z >> r_ч$, ток $I_ч$ незначителен. Следовательно, прикосновение человека к фазе относительно безопасно. Именно это обстоятельство обусловливает применение изолированной нейтрали в электроустановках указанных объектов, помещения которых с точки зрения опасности поражения людей электрическим током относятся к помещениям особо опасным или с повышенной опасностью.

При неисправной изоляции, когда $z << r_ч$, человек, касаясь фазы, попадает под фазное напряжение. В этом случае ток, проходящий через тело человека, может превосходить смертельно опасное значение.

При однофазных замыканиях на землю напряжение исправных фаз относительно земли возрастает до линейного и ток, проходящий через тело человека при его прикосновении к неповрежденной фазе в момент замыкания, всегда опасен, так как достигает нескольких сотен миллиампер (здесь $z << r_ч$, и вместо значения $U_ф$ в формулу (В.5) следует подставлять линейное значение напряжения, т. е. $\sqrt{3}\ U_ф$). Следствием сказанного является применение в таких сетях в качестве защитной меры защитного отключения или заземления в сочетании с контролем состояния изоляции сети. Длительная работа сети при однофазных замыканиях на землю в указанных электроустановках не допускается.

Основанием для применения заземления в сочетании с контролем изоляции сети служит то обстоятельство, что ток глухого замыкания на землю $I_з$ в сетях с изолированной нейтралью не зависит от сопротивления заземления корпусов электрооборудования, нормально не находящихся под напряжением (в связи с тем, что проводимость в месте замыкания на землю значительно превосходит сумму проводимостей нейтрали, изоляции и емкости фаз относительно земли), и напряжение поврежденной фазы относительно земли $U_з$ составляет небольшую часть фазного напряжения источника.

Значения величин $I_з$ и $U_з$ при симметричных сопротивлениях изоляции относительно земли определяются так:

$$I_з = \frac{3U_ф}{z}; U_з = I_з r_з = 3U_ф \frac{r_з}{z}, \qquad (В.6)$$

где $r_з$ — сопротивление заземления корпусов электрооборудования. Так как $z >> r_з$, то $U_з << U_ф$.

Как видно из формул (В.6), в сетях с изолированной нейтралью замыкание одной фазы на землю не вызывает токов короткого замыкания, ток $I_з$ составляет несколько миллиампер. Защитное отключение обеспечивает автоматическое отключение электроустановки при возникновении в ней опасности поражения электрическим током и в подземных сетях строится на основе автоматического контроля за состоянием изоляции.

К *трехпроводным электрическим сетям напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью* (с малыми токами замыкания на землю) относятся сети напряжением 3—35 кВ. Здесь емкостной проводимостью фаз относительно земли пренебречь нельзя. В нормальном режиме токи в фазах источника определяются геометрической суммой нагрузок и емкостных токов фаз относительно земли. Геометрическая сумма емкостных токов трех фаз равна нулю, поэтому ток в земле не проходит. При глухом замыкании на землю напряжение относительно земли этой поврежденной фазы становится примерно равным нулю, а напряжения относительно земли двух других (поврежденных) фаз увеличиваются до линейных значений. Емкостные токи неповрежденных фаз также увеличиваются в $\sqrt{3}$ раз, поскольку к емкостям фаз уже приложены не фазные, а линейные напряжения. В результате емкостный ток однофазного замыкания на землю оказывается в 3 раза большим нормального емкостного тока фазы. Абсолютное значение указанных токов относительно невелико. Так, для воздушной линии электропередачи напряжением 10 кВ и длиной 10 км емкостный ток равен примерно 0,3 А, а для кабельной линии такого же напряжения и протяженности — 10 А.

Применение трехпроводной сети напряжением 3—35 кВ с изолированной нейтралью обусловлено не требованиями электробезопасности (такие сети, как видно из выражения (В.5), всегда опасны для человека), а возможностью обеспечения нормальной работы электроприемников, включенных на междуфазное напряжение, в течение определенного промежутка времени. Дело в том, что при однофазных замыканиях на землю в сетях с изолированной нейтралью междуфазные напряжения остаются неизменными по величине и сдвинутыми по фазе на угол 120°.

Повышение напряжения в неповрежденных фазах до линейного значения распространяется на всю сеть, и при длительном воздействии возможно повреждение изоляции и последующее короткое замыкание между фазами. Поэтому в таких сетях для быстрого отыскания замыканий на землю должен выполняться автоматический контроль изоляции, действующий на сигнал при уменьшении сопротивления изоляции одной из фаз ниже заданного значения.

В сетях, питающих подстанции передвижных установок, торфяных разработок, угольных шахт и калийных рудников, защита от замыканий на землю должна действовать на отключение.

При замыкании фазы на землю через перемежающуюся дугу могут возникнуть резонансные явления и опасные перенапряжения до $(2{,}5—3{,}9)U_{ф}$, которые при ослабленной изоляции приводят к ее пробою и короткому замыканию. Поэтому уровень линейной изоляции определяется кратностью резонансных перенапряжений. Перемежающиеся дуги возникают в сетях при емкостных токах замыкания на землю свыше 10 и 15 А при напряжении соответственно 35 и 20 кВ, свыше 20 и 30 А при напряжении соответственно 6 и 10 кВ. Для исключения возможности возникновения перемещающихся дуг и устранения связанных с этим опасных последствий для изоляции электрооборудования в нейтраль трехпроводной сети включают индуктивный дугогасящий реактор. Индуктивность реактора подбирают таким образом, чтобы емкостный ток в месте замыкания на землю был возможно меньшим и в то же время обеспечивал работу релейной защиты, реагирующей на однофазное замыкание на землю.

В заключение отметим, что изоляция фаз сети с изолированной нейтралью должна быть выполнена на линейное напряжение (из-за повышения фазных напряжений неповрежденных фаз до линейных значений). В электроустановках напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью выполняется заземление.

Сети с изолированными нейтралями и с нейтралями, заземленными через дугогасящие реакторы, называют *сетями с малыми токами замыкания на землю.*

К *электрическим сетям напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью* относятся четырехпроводные сети напряжением 660/380, 380/220 и 220/127 В, обеспечивающие питание как силовой, так и осветительной нагрузки. Здесь нейтрали заземляются наглухо. Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 2, 4 и 8 Ом при линейных напряжениях источника трехфазного тока 660, 380 и 220 В соответственно. В этом случае при замыкании на землю одной из фаз возникает однофазное короткое замыкание (через землю) и поврежденная фаза отключается вследствие перегорания установленного на ней плавкого предохранителя или отключения защищающего ее автоматического выключателя. Напряжения неповрежденных фаз по отношению к земле остаются равными фазному, что учитывается при выборе изоляции сети. В такой сети человек, прикасаясь к неповрежденной фазе, может оказаться только под фазным напряжением, что тем не менее весьма опасно. В электроустановках до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью выполняется зануление, т. е. преднамеренное электрическое соединение с нулевым защитным проводником металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением. Зануление превращает замыкание на корпус в однофазное короткое замыкание, в результате чего срабатывает защита (предохранитель, автомат, реле) и отключается поврежденный участок сети. Кроме того, зануление снижает значение потенциала корпуса, появляющегося в момент замыкания на землю.

К *электрическим сетям напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью* (с большими токами замыкания на землю) относятся сети напряжением 110 кВ и выше.

Если в сети с заземленной нейтралью происходит замыкание на землю одной фазы, то возникает однофазное короткое замыкание и большой ток короткого замыкания вызывает действие релейной защиты и отключение выключателем всех трех фаз поврежденного участка сети. Напряжения неповрежденных фаз по отношению к земле не повышаются. Следовательно, в таких сетях не могут иметь места перемежающиеся дуги и возникать связанные с ними перенапряжения, что дает возможность принять более низкий уровень изоляции сетей и этим обеспечить снижение стоимости сооружения сети. Для повышения надежности электроснабжения в такой сети применяют автоматическое повторное включение линий после их отключения из-за однофазных замыканий на землю.

К недостаткам сетей с глухозаземленной нейтралью относятся значительные токи однофазного короткого замыкания, для уменьшения которых в нейтрали генераторов включают реакторы.

Стремление к использованию преимуществ глухого заземления нейтрали (отсутствие перемежающихся дуг и перенапряжений в сети, а также неповышение напряжения неповрежденных фаз при однофазных замыканиях на землю, что приводит к применению облегченной изоляции) и преимуществ изолированной или компенсированной дугогасящими реакторами нейтрали (малые токи замыкания на землю, возможность обеспечения нормальной работы электроприемников, включенных на междуфазное напряжение, в течение определенного времени) привело к разработке применительно к сети напряжением 6—35 кВ так называемого *рассредоточенного заземления нейтрали* [11]. Суть его состоит в том, что нейтрали трансформаторов в центрах питания остаются изолированными, а заземляются нейтрали у части потребительских трансформаторов 6—35/0,4 кВ (рис. В.9), в первую очередь у концевых трансформаторов на ответвлениях. При замыкании одной фазы, например фазы *С*, на землю (см. рис. В.9) ток замыкания будет возвращаться в систему через обмотки высшего напряжения трансформаторов ТП, нейтрали которых заземлены. Сила тока определится фазным напряжением (или напряжением

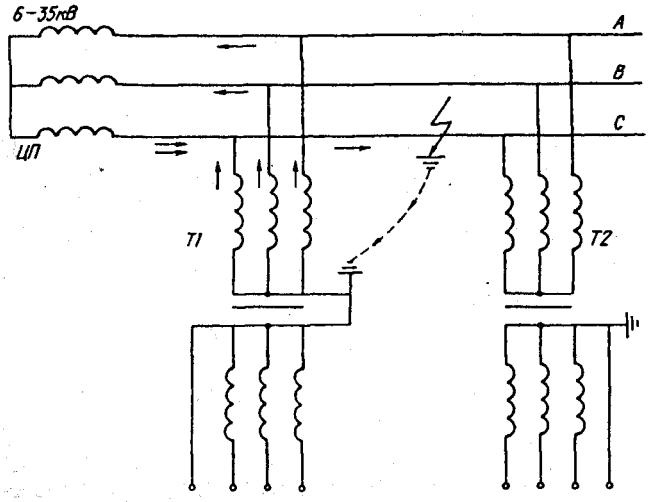


Рис. В.9. Схема сети с рассредоточенным заземлением нейтрали (Т1, Т2 — потребительские трансформаторы с заземленной и изолированной нейтралями; ЦП — центр питания (трансформатор с изолированной нейтралью))

нулевой последовательности) и сопротивлением нулевой последовательности трансформатора. Ток в обмотках трансформаторов при однополюсном замыкании на землю не превысит двукратного номинального значения, а ток в нейтрали и заземлителе — шестикратного. Количество потребительских трансформаторов, подлежащих заземлению, определяется условиями надежной работы защиты, установленной в начале линии, при замыкании на землю.

При однофазных замыканиях в сети она должна отключаться выключателем питающего конца, т. е. работа с поврежденной фазой предусматривается. Однако при потере одной фазы (перегорание секционирующего предохранителя в сети напряжением 6—35 кВ) возможна работа подключенных к сети напряжением 0,38—0,66 кВ трехфазных электродвигателей, так как благодаря заземленным нейтралям на двигатели все равно подается трехфазное питание. Отсутствие перенапряжений в сети с рассредоточенным заземлением нейтрали и возможность применения облегченной изоляции предопредели-

ли вывод о возможности повышения номинального напряжения существующих воздушных сетей и, следовательно, увеличения их пропускной способности.

При рассредоточенном заземлении нейтрали создаются возможности для применения смешанной трехфазно-однофазной системы распределения электроэнергии.

Заземление нейтрали, как было отмечено выше, приводит к большим токам замыкания на землю, что предопределяет необходимость выполнения требований по величине сопротивления заземления, удовлетворить которые не всегда представляется возможным по техническим и экономическим соображениям.

Заземление нейтрали может осуществляться с помощью так называемых *искусственных точек* (рис. В.10), представляющих собой пятистержневой магнитопровод, на трех стержнях которого размещены обмотки, соединенные по схеме «звезда с нулем», а остальные два стержня выполнены подвижными для регулирования сопротивления нулевой последовательности.

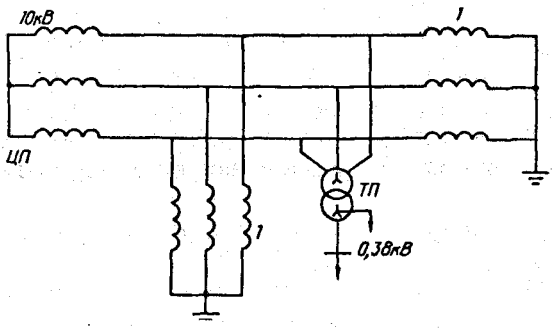


Рис. В.10. Схема сети с заземлением нейтрали с помощью искусственных нулевых точек (*1* — искусственные нулевые точки)

Вследствие недостаточного оснащения сельских распределительных электрических сетей соответствующими средствами релейной защиты и автоматики опыт применения рассредоточенного заземления нейтрали на отдельных участках сети напряжением 10 кВ в Белорусской энергосистеме в конце 60-х — начале 70-х годов оказался не очень удачным. На наш взгляд, предложение о вы-

полнении рассредоточенного заземления нейтрали заслуживает внимания, и научно-исследовательские работы в этом направлении в настоящее время продолжаются [11].

В.7. Задачи эксплуатации электрических сетей

Основная цель эксплуатации электрических сетей заключается в обеспечении бесперебойной подачи потребителям требуемого количества качественной электроэнергии при наименьших затратах материальных, трудовых и денежных ресурсов. Реализация указанной цели осуществляется путем проведения технического обслуживания и ремонта электрической сети, своевременной ликвидации повреждений, оперативного ведения режима, разработки и выполнения планов реконструкции и развития сети.

Основное структурное подразделение, занимающееся эксплуатацией городских и сельских электрических сетей, — предприятие электрических сетей. Оно организует эксплуатацию сетей в соответствии с правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей [15].

Территориальные границы электросетевого предприятия соответствуют сложившейся схеме электрических сетей и, как правило, охватывают несколько административных районов. В состав предприятий электрических сетей входят районы электрических сетей (РЭС), территориальными границами которых служат, например в условиях Республики Беларусь, границы районов по административному делению республики. Каждый РЭС объединяет участки (оперативно-эксплуатационные пункты). Персонал РЭС занимается обслуживанием и ремонтом линий электропередачи напряжением 0,38 кВ, 6—20 кВ и ТП напряжением 6—20 кВ/0,38 кВ, находящихся на закрепленной за ним территории.

Линии электропередачи напряжением 35 кВ и выше, а также ТП с высшим напряжением 35 кВ и более обслуживаются соответствующими функциональными службами — службой линий электропередачи и службой подстанций. Примерная структура предприятия сетей пока-

зана на рис. В.11. Для эксплуатации городских сетей в малых, средних и больших городах (с населением до 250 тыс. человек) также создаются РЭС. В крупных городах для эксплуатации городской сети организовываются предприятия кабельных электрических сетей, в состав которых могут входить и районы электросетей.

Сложные ремонты трансформаторов и оборудования напряжением 35 кВ и выше выполняются бригадами централизованного ремонта специализированных ремонтных предприятий энергосистемы по хозяйственным договорам.

На крупных промышленных предприятиях для эксплуатации электрических сетей и электрооборудования организуют отделы главного энергетика и электроцехи с оперативным персоналом подстанций, электролабораторией и специализированными бригадами по ремонту двигателей, подстанций, воздушных и кабельных линий.

Управление предприятием электрических сетей заключается в оперативно-диспетчерском управлении и управлении производственно-хозяйственной деятельностью.

Оперативно-диспетчерское управление осуществляется круглосуточно. Оно обеспечивает:

- руководство оперативными переключениями в нормальных и аварийных режимах по выводу в ремонт и обратному включению в работу электросетевых объектов;
- подготовку рабочих мест и допуск бригад к работам;
- руководство устранением повреждений и восстановлением электроснабжения потребителей;
- принятие решений по заявкам на вывод в ремонт объектов электросетей;
- контроль за режимом работы сети, нагрузками ее элементов, уровнями напряжений у потребителей.

Оперативное обслуживание электрооборудования производят по заранее разработанному графику, заявкам и в аварийных случаях оперативно-выездные бригады в составе, как правило, двух человек (электромонтер и водитель с квалификацией электромонтера), оснащенные средствами радиосвязи. В крупных городах может быть

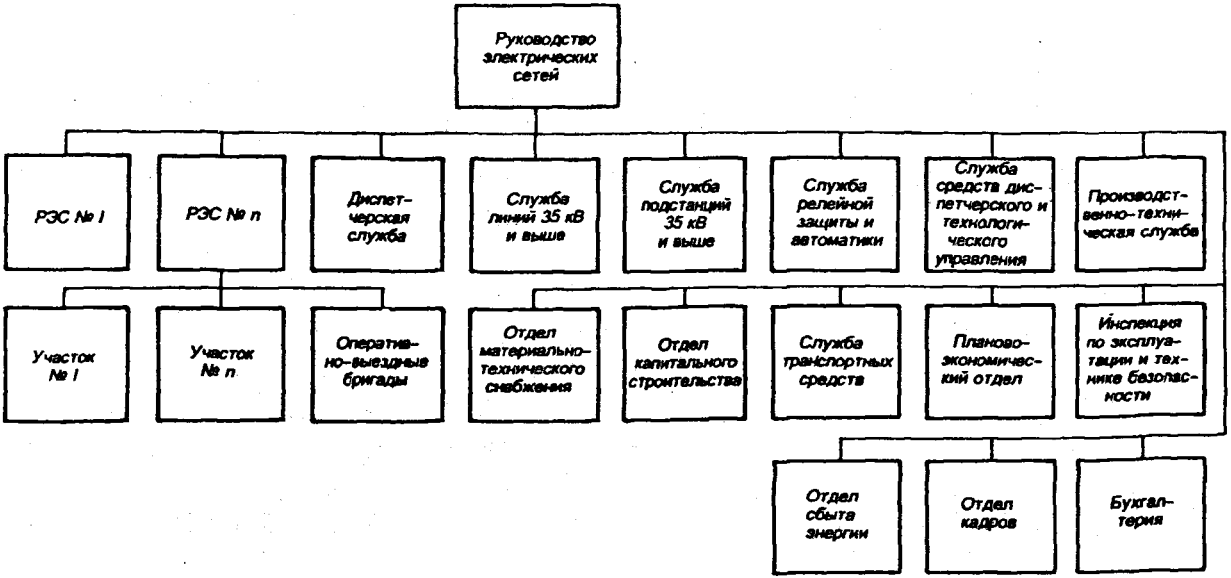


Рис. В.11. Структура предприятия электрических сетей

создано несколько оперативно-выездных бригад. Диспетчерский пункт оборудуется средствами связи (высокочастотные каналы по проводам линий электропередачи, один или несколько каналов связи городской телефонной сети, радиорелейные линии, радиоканалы ультракоротковолновой связи, радиостанции и т. д.), с помощью которых осуществляется руководство оперативным персоналом, и средствами телемеханики, а также автоматической записью переговоров. Каждый диспетчерский пункт имеет диспетчерский щит с мнемосхемой, отражающей схемы коммутации ЦП, питающей и распределительной электрических сетей напряжением 6—20 кВ всех ТП и РП, имеются также альбомы нормальных схем линий напряжением 6—20 кВ, схем сети 0,38 кВ и схем электроснабжения потребителей I категории.

Производственно-хозяйственное управление электрическими сетями обеспечивает руководство деятельностью по содержанию и повышению ее пропускной способности путем своевременного проведения технического обслуживания, работ по ремонту и реконструкции.

Рациональная организация выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту электрических сетей позволит снизить издержки на эксплуатацию и повысить надежность электроснабжения потребителей. Повышение эффективности эксплуатации электрических сетей может быть достигнуто на основе внедрения оптимальных периодичностей выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, рационального размещения районов сетей и участков (сокращаются затраты времени и средств на транспорт), организации рациональной связи, а также применения механизмов и технических средств, обеспечивающих повышение производительности труда.

Основные из названных путей повышения эффективности эксплуатации электрических сетей будут рассмотрены ниже.

1

ГОРОДСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

1.1. Схемы электроснабжения потребителей третьей категории

Стремление к сохранению питания всех потребителей при повреждении в любом элементе сети повлекло бы за собой необходимость неоправданного резервирования линий и трансформаторов и увеличение стоимости сети. Поэтому городские сети для питания потребителей III категории выполняются по радиальным нерезервируемым линиям напряжением 6—20 кВ и 0,38 кВ (рис. 1.1), а также по петлевым резервируемым линиям напряжением 6—20 кВ с целью обеспечения двухстороннего питания каждой ТП и радиальным резервируемым линиям напряжением 0,38 кВ к потребителям (рис. 1.2). Особенность прокладки линий напряжением 6—20 кВ в городской сети состоит в заходе магистралей в каждую ТП, что создает условия для выделения поврежденного участка линии и последующей подачи напряжения части ТП.

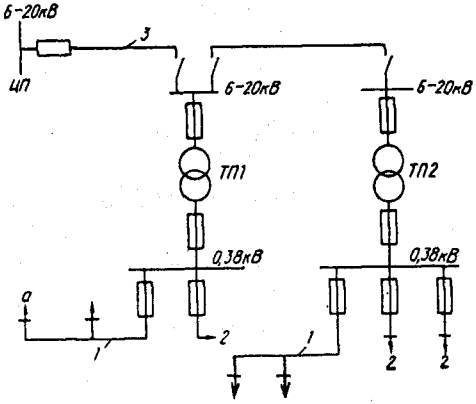


Рис. 1.1. Радиальная нерезервированная сеть:
1 — распределительная линия напряжением 0,38 кВ; *2* — вводы к потребителям; *3* — распределительная линия напряжением 6—20 кВ

Схема сети, приведенная на рис. 1.1, применяется в малых городах, где линии напряжением 6—20 кВ выполняются воздушными с нагрузкой, меньшей 400 кВ·А. Эта сеть наиболее дешевая. Длина высоковольтной магистрали составляет до 2 км при максимальной нагрузке до 1,5 МВт. Здесь при повреждении любого элемента распределительной сети питание потребителей может быть восстановлено лишь после ремонта этого элемента или его замены, так как в сети отсутствуют резервные элементы. Каждая ТП используется для питания своего района сети напряжением 0,38 кВ, которые между собой не связываются. Параметры элементов сети выбирают исходя из нормального режима, т. е. сечение линии напряжением 6—20 кВ определяется суммарной нагрузкой потребителей, питаемых от ТП1 и ТП2. Сечение линий напряжением 0,38 кВ выбирается по нагрузке присоединенных к ней потребителей. Мощность трансформаторов ТП1 и ТП2 выбирается в зависимости от суммарной нагрузки потребителей, питаемых от этих ТП.

Поскольку группы приемников электроэнергии суммарной мощностью свыше 400 кВ·А относятся к приемникам II категории, наибольшее распространение получила схема, приведенная на рис. 1.2. Петлевая линия — это не что иное, как линия с двухсторонним питанием, которая работает по разомкнутой схеме. Работа линий в замкнутом режиме экономически не оправдана из-за необходимости установки большого количества выключателей и устройств релейной защиты от повреждений. Схема, показанная на рис. 1.2, предназначена для электроснабжения приемников III категории, так как питание отдельных потребителей осуществляется по радиальной сети напряжением 0,38 кВ. В связи с тем что совокупность потребителей с суммарной нагрузкой более 400 кВ·А должна рассматриваться как приемник II категории, питание ТП по сети напряжением 6—20 кВ осуществляется с резервированием. Резерв трансформаторной мощности в ТП не предусматривается.

Схема сети, показанная на рис. 1.2, применяется в малых городах и поселках городского типа при выполнении сети напряжением 6—20 кВ воздушными линиями. В нормальном режиме линия Л1, отходящая от ЦП1, питает

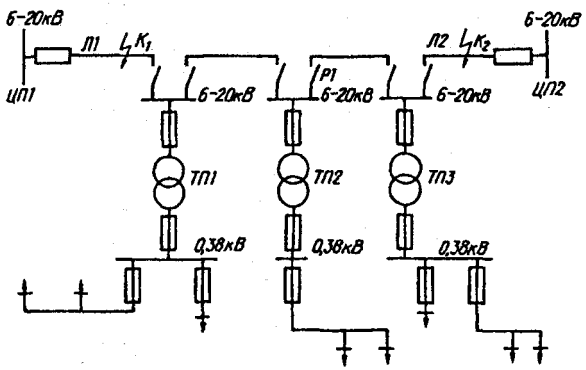


Рис. 1.2. Петлевая линия напряжением 6—20 кВ и нерезервируемые линии напряжением 0,38 кВ

ТП1 и ТП2, а линия Л2, отходящая от ЦП2, питает ТП3. Разъединитель Р1 отключен. При коротком замыкании в точке K_1 автоматически отключается выключатель в ЦП1 и прекращается подача электроэнергии ТП1 и ТП2. После нахождения места повреждения и его локализации (отключения разъединителя распределительного устройства (РУ) 6—20 кВ ТП1) включается разъединитель Р1 и питание ТП1 и ТП2 восстанавливается от ЦП2 по линии Л2. Заметим, что операции разъединителями проводятся при ненагруженных трансформаторах ТП. Аналогичная ситуация характерна и при коротком замыкании на головном участке линии Л2 (точка K_2). Здесь для локализации поврежденного участка должен быть отключен выключатель в ЦП2 (после чего прекращена подача электроэнергии к ТП3) и разъединитель 6—20 кВ в РУ ТП3. Питание ТП3 восстанавливается по линии Л1 от ЦП1 включением разъединителя Р1.

Таким образом, сечение участков линий Л1, Л2 должно быть рассчитано на пропуск всей мощности нагрузок ТП, подключенных к петлевой линии. В связи с этим петлевая линия на всем протяжении выполняется одного и того же сечения. Резерв трансформаторной мощности в ТП не предусматривается.

Петлевая линия может работать и в замкнутом режиме (разъединитель Р1 нормально включен). Однако в этом

случае при коротком замыкании в какой-либо точке линии, например K_1 или K_2, должны отключиться выключатели обоих центров питания, т. е. ЦП1 и ЦП2, и на все ТП будет прекращена подача электроэнергии на время поиска и локализации поврежденного участка. При работе петлевой линии в разомкнутом режиме, как показано выше, погашается при повреждениях на линии лишь часть ТП. Данное обстоятельство имеет решающее значение при выборе режима работы схемы сети.

1.2. Схемы электроснабжения потребителей второй категории

Для обеспечения надежного электроснабжения электроприемников II категории схема сети должна иметь резервные элементы, которые вводятся в работу (после повреждения основных элементов) оперативным персоналом. При этом может быть непосредственное резервирование линий напряжением 6—20 кВ, трансформаторов и линий 0,38 кВ, а также взаимное резервирование отдельных элементов сети (трансформаторов через сеть 0,38 кВ, резервирование линий 6—20 кВ и трансформаторов через сеть 0,38 кВ). Поэтому основной принцип построения распределительной сети для электроснабжения приемников II категории состоит в сочетании петлевых линий напряжением 6—20 кВ, обеспечивающих двухстороннее питание каждой ТП, и петлевых линий напряжением 0,38 кВ, присоединяемых к одной или разным ТП для питания потребителей (рис. 1.3). Допускается также использование автоматизированных схем (многолучевой, двухлучевой), если их применение увеличивает приведенные затраты городской электрической сети не более чем на 5%.

Схема, показанная на рис. 1.3, предусматривает возможность двухстороннего питания ТП по сети напряжением 6—20 кВ и вводов 0,38 кВ, присоединенных к петлевым линиям напряжением 0,38 кВ, и предназначена для питания приемников II и III категорий.

Мощность трансформаторов ТП выбирается с резервом на случай питания потребителей, подключенных к

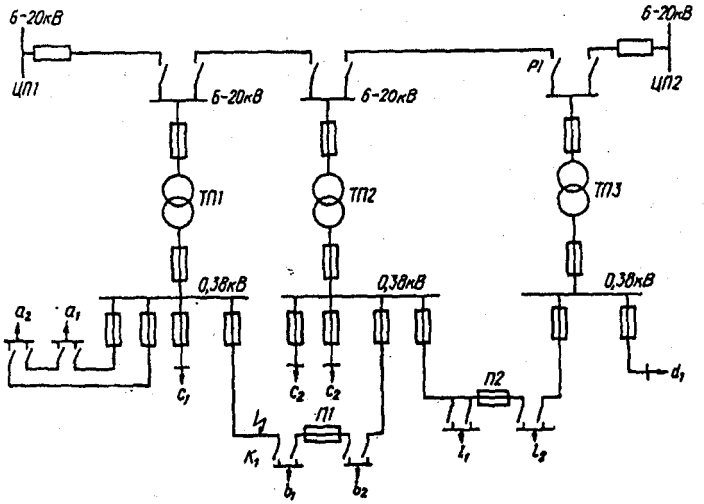


Рис. 1.3. Схема электроснабжения потребителей II категории (петлевая схема сети напряжением 6—20 кВ и 0,38 кВ)

петлевым линиям 0,38 кВ, отходящим от одной ТП, т. е. мощности трансформатора должно быть достаточно для обеспечения ограниченного резервирования питания потребителей. Сеть напряжением 0,38 кВ может работать в замкнутом режиме, и, следовательно, трансформаторы ТП окажутся параллельно работающими через сеть напряжением 0,38 кВ. В этом случае питание ТП по линиям 6—20 кВ должно осуществляться от одного источника, а в цепи 0,38 кВ трансформаторов устанавливают автоматы обратной мощности.

На рис. 1.3 петлевые распределительные линии напряжением 0,38 кВ питают приемники II категории (a_1, a_2, b_1, b_2, l_1, l_2, c_2). Приемники III категории (c_1, d_1) питаются по радиальным нерезервированным линиям или отдельным вводам к ним.

Для питания потребителя II категории c_2 предусмотрены два ввода от ТП2, а для потребителей a_1 и a_2 — петлевая линия от одного источника (ТП1). Такая схема питания допустима при наличии в городской сети централизованного резерва трансформаторов и возможности замены поврежденного трансформатора в течение суток.

Питание потребителей b_1, b_2 и l_1, l_2 осуществляется от петлевых линий напряжением 0,38 кВ, соединяющих ТП1 и ТП2, а также ТП2 и ТП3.

Петлевые линии напряжением 0,38 кВ содержат специальное распределительное устройство, так называемый соединительный пункт (П1, П2), конструкция которого предусматривает возможность установки предохранителей на подходящих к нему линиях.

В нормальном режиме распределительная сеть напряжением 0,38 кВ в соединительном пункте разомкнута и каждая ТП питает свой район сети. По этим условиям выбираются сечения проводов линий напряжением 6—20 кВ и 0,38 кВ и мощности трансформаторов ТП. Выбранные параметры проверяются далее в условиях, возникающих при нарушениях нормального режима. Так, сечение линий напряжением 6—20 кВ должно обеспечить пропуск всей мощности ТП, присоединенных к петлевой линии. Аналогичным образом выбирается сечение линий напряжением 0,38 кВ, т. е. сечение проводов должно обеспечить пропуск всей мощности, подключенной к петлевой линии напряжением 0,38 кВ (в нашем примере это мощности потребителей a_1 и a_2, или l_1 и l_2, или b_1 и b_2). Сечение вводов к потребителю c_2 принимается по условию питания этого потребителя по одному вводу при аварийном отключении второго.

Мощность трансформаторов в ТП выбирается с учетом поочередного выхода соседних трансформаторов из работы и резервирования электроснабжения потребителей, питающихся только по петлевым линиям напряжением 0,38 кВ. Так, при выходе из строя трансформатора ТП2 нагрузка потребителя b_2 должна получить питание от ТП1 после установки предохранителя П1, а нагрузка потребителя l_1 — от ТП3 после установки предохранителя П2. При повреждении трансформатора ТП3 нагрузка потребителя l_2 получает питание от ТП2, а нагрузка d_1 отключается на время ремонта или замены поврежденного трансформатора ТП3.

Таким образом, мощность трансформатора ТП1 должна быть определена с учетом необходимости питания потребителя b_2, а мощность трансформатора ТП3 — с учетом необходимости питания потребителя l_1. Мощность

трансформатора ТП2 должна определяться с учетом необходимости питания наибольшей из мощностей нагрузок потребителей b_1 и l_2 (см. рис. 1.3). Резервная мощность трансформатора определяется конфигурацией сети напряжением 0,38 кВ, и в принципе можно установить в ТП трансформаторы такой мощности, которой было бы достаточно для удовлетворения потребностей всех потребителей отключившихся ТП. Однако в этом случае резко возрастет стоимость сооружения сети.

Если в соединительном пункте П1 установить предохранитель, то петлевая линия напряжением 0,38 кВ окажется замкнутой и трансформаторы ТП (если они удовлетворяют условию параллельной работы) будут связаны между собой параллельной работой через сеть напряжением 0,38 кВ. Сеть в таком случае называется *полузамкнутой*. В такой сети минимален уровень потерь энергии, улучшается качество подаваемой потребителю энергии, повышается надежность работы сети.

Как видно из рис. 1.3, на параллельную работу включаются трансформаторы, связанные только с одной линией напряжением 6—20 кВ. На параллельную работу могут включаться также трансформаторы, питание которых производится от разных распределительных линий напряжением 6—20 кВ, отходящих только от одного источника (рис. 1.4). Во избежание подпитки точки короткого замыкания в сети напряжением 6—20 кВ через сеть напряжением 0,38 кВ от параллельно работающего трансформатора в цепях 0,38 кВ трансформаторов должны устанавливаться автоматы обратной мощности.

При работе сети напряжением 0,38 кВ в замкнутом режиме в соединительных пунктах устанавливаются предохранители с номинальным током на две-три ступени меньше, чем на головных участках петлевой линии 0,38 кВ и ТП. При повреждении участка петлевой линии 0,38 кВ, например в точке K_1 (см. рис. 1.3), перегорает предохранитель П1 и предохранитель на головном участке этой линии в ТП1. Потребитель b_2 при этом продолжает получать питание от ТП2. Нахождение места и определение характера повреждений, а также необходимые переключения в сети производятся обслуживающим персоналом.

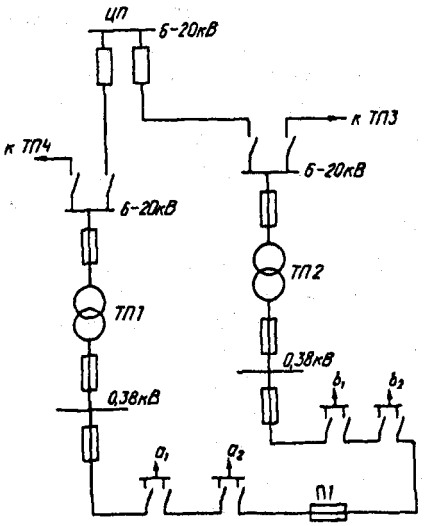


Рис. 1.4. Петлевая схема сети напряжением 6—20 кВ и 0,38 кВ

При отсутствии в замкнутой сети напряжением 0,38 кВ предохранителя П1 и повреждении в точке K_1 должны перегореть предохранители на головных участках петлевой линии в ТП1 и ТП2, в результате чего прекращается подача электроэнергии потребителям.

В схеме, приведенной на рис. 1.3, выпадение любого элемента сети связано с нарушением электроснабжения отдельных потребителей. При повреждении, например, на головном участке линии напряжением 6—20 кВ от ЦП1 эта линия вместе с ТП1 и ТП2 отключается релейной защитой со стороны ЦП1. Одновременно перегорает предохранитель П1. В результате нарушается электроснабжение потребителей, питаемых от ТП1 и ТП2. После выявления и локализации поврежденного участка включается разъединитель Р1 и петлевая линия получает питание от ЦП2; тем самым восстанавливается электроснабжение ТП1 и ТП2. При повреждении трансформатора в любой из ТП перегорают предохранители со стороны 6—20 кВ и предохранители соединительных пунктов. В результате нарушается электроснабжение потребителей, питаемых от ТП.

Заметим, что местонахождение нормального размыкания петлевой линии 6—20 кВ (разъединителем Р1) выявляется в результате расчета на основе минимума потерь мощности или энергии в схеме сети.

Отметим особенности построения замкнутых сетей напряжением 0,38 кВ, получивших широкое распространение за рубежом. Наличие замкнутой сети напряжением 0,38 кВ обеспечивает параллельную работу всех трансформаторов сети. Распределительная сеть 6—20 кВ должна при этом выполняться радиальными линиями одностороннего питания. Резервирование отдельных элементов сети при их повреждении производится автоматически через замкнутую сеть 0,38 кВ. При этом обеспечивается бесперебойное питание потребителей при повреждении линий 6—20 кВ и трансформаторов, а также линий 0,38 кВ в зависимости от принятого способа их защиты (рис. 1.5). Как было показано, при защите замкнутых линий 0,38 кВ плавкими предохранителями происходит отключение потребителей в случае повреждения самих линий. Если бы защита сети базировалась на принципе самоликвидации места повреждения за счет выгора-

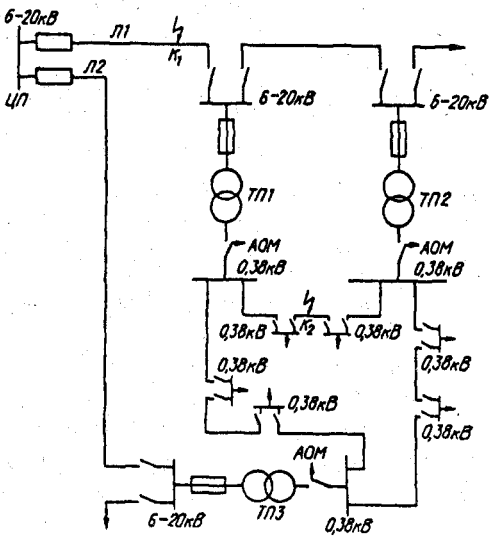


Рис. 1.5. Замкнутая сеть напряжением 0,38 кВ без применения защиты

ния кабеля и запекания его изоляции с обеих сторон, как это имело место в первых глухозамкнутых сетях США, то бесперебойность электроснабжения потребителей нарушалась бы только в случае повреждений на вводах 0,38 кВ к ним. Указанный принцип защиты оказался наиболее приемлемым для сетей с одножильными кабелями с искусственной изоляцией, прокладываемыми в блоках. В сетях с четырехжильными кабелями с бумажно-масляной изоляцией, используемыми в нашей стране, применение подобного принципа вызывает затруднения.

Самоликвидация места повреждения происходит за счет того, что дуга, возникающая в месте короткого замыкания, через несколько периодов гаснет сама собой вследствие образования большого количества неионизированных газов, выделяющихся при горении изоляции кабеля и низкого напряжения сети, не способного поддерживать дугу. Надежное гашение дуги происходит при напряжении 0,38 кВ и токе через дугу 2,5—18 А. В месте повреждения кабель выгорает, концы его оказываются заизолированными спекшейся массой из изоляции кабеля. Однако с увеличением мощности короткого замыкания и ухудшением условий выгорания кабеля в сетях США стали применяться ограничители (грубые предохранители), локализующие поврежденный участок при затяжном процессе гашения дуги в месте повреждения кабеля.

В отличие от петлевой схемы выбор параметров отдельных элементов сети производится по условию питания всех ее потребителей в нормальном и послеаварийном режимах, возникающих в сети при повреждениях ее элементов. Сечение линий напряжением 0,38 кВ и мощность трансформаторов должны определяться с учетом потокораспределения в замкнутой сети и проверяться по условиям послеаварийного режима при выходе из работы одной из распределительных линий 6—20 кВ вместе с трансформаторами. При этом пропускная способность линий и мощность оставшихся в работе трансформаторов должны быть достаточными для обеспечения работы всех потребителей сети без ограничения их мощности на время послеаварийного режима. Сечение линий напряжением 6—20 кВ также должно определяться с учетом выхода из работы других линий 6—20 кВ.

Сеть напряжением 0,38 кВ, показанная на рис. 1.5, выполнена замкнутой без применения защиты. Сеть напряжением 6—20 кВ состоит из отдельных распределительных линий Л1 и Л2. На стороне 0,38 кВ трансформаторов устанавливаются автоматы обратной мощности (АОМ), отключающиеся при повреждениях в сети 6—20 кВ (линии или трансформаторов) и подпитке места повреждения K_1 от неповрежденной линии Л2 через трансформатор ТП3 и замкнутую сеть напряжением 0,38 кВ. Отключение автомата производится только при изменении направления потока энергии на обратное.

При повреждении распределительной линии напряжением 6—20 кВ в точке K_1 линия Л1 отключается со стороны ЦП. Трансформаторы ТП1 и ТП2, связанные с данной линией, отключаются от сети напряжением 0,38 кВ автоматами обратной мощности, установленными в ТП на напряжении 0,38 кВ. Место повреждения таким образом локализуется, а питание потребителей 0,38 кВ осуществляется от Л2 и ТП3.

При повреждении в точке K_2 сети напряжением 0,38 кВ место повреждения должно самоликвидироваться за счет выгорания кабеля, и электроснабжение может быть нарушено лишь при повреждениях на вводах к потребителю.

Так как использование явления самовыгорания четырехжильного кабеля с изоляцией с вязкой пропиткой встретило значительные затруднения, для защиты сети стали применять автоматы обратной мощности с селективными предохранителями, которые устанавливаются на всех линиях 0,38 кВ. При повреждении линии 0,38 кВ перегорают предохранители, установленные на ее концах, и электроснабжение потребителей, подключенных к данной линии, нарушается. Поскольку объем отключений потребителей небольшой, то сочетание автоматов обратной мощности с предохранителями при наличии замкнутой сети напряжением 0,38 кВ наиболее распространено в городах Европы.

Замкнутые сети напряжением 0,38 кВ применяются у нас в стране и за рубежом с питанием от одного источника. Это позволяет использовать простейшее устройство автомата обратной мощности. При питании замкнутой

сети от разных источников и кратковременном снижении напряжения на шинах одного из ЦП происходит изменение направления потока мощности через автоматы обратной мощности. Последние отключаются, следовательно, отключаются все ТП, связанные с этим источником. Автоматы обратной мощности в этом случае должны быть оборудованы устройствами автоматического повторного включения, работающими в зависимости от уровня напряжения на вторичной стороне трансформаторов. При восстановлении напряжения отключенные автоматы обратной мощности автоматически включаются и схема замкнутой сети восстанавливается. Устройство автоматического повторного включения значительно усложняет автоматы обратной мощности, так как необходимы автоматический привод для воздушного выключения и специальное реле напряжения. Поэтому схемы замкнутой сети с питанием от разных источников распространения не получили.

Замкнутая сеть напряжением 0,38 кВ обеспечивает более надежное электроснабжение потребителей, пониженные потери электроэнергии в сети и лучшее качество напряжения у потребителей. Поскольку питание такой сети осуществляется от одного источника, она может быть использована лишь для электроснабжения потребителей II категории.

На основе замкнутой схемы сети напряжением 0,38 кВ была разработана ее модификация, предусматривающая дополнительную установку устройств автоматического ввода резерва (АВР) в сети напряжением 6—20 кВ, пусковым органом которых служат автоматы обратной мощности. При этом сеть 0,38 кВ защищается предохранителями.

Ввод резервных линий напряжением 6—20 кВ может осуществляться не только действиями оперативного персонала, но и автоматически, если рассматриваемая ТП имеет дополнительную резервную связь с другой петлевой линией, питающейся от другого ЦП. Если каждая ТП оснащена устройством АВР на стороне 6—20 кВ, такая распределительная сеть будет называться *полностью автоматизированной.* Полностью автоматизированная сеть строится с использованием многолучевой схемы 6—20 кВ

в сочетании с распределительными радиальными или петлевыми линиями 0,38 кВ (рис. 1.6). Здесь взаимно резервируются линии 6—20 кВ, отходящие от одного и того же ЦП, а резервирование трансформаторов может не предусматриваться. Так как линии 6—20 кВ взаимно резервируются, они могут не соединяться с другими линиями 6—20 кВ распределительной сети. В каждую ТП заходят две линии 6—20 кВ (Л1 и Л2), поэтому такая схема называется *двухлучевой*. Для снижения потерь энергии присоединения ТП к линиям чередуются. Обе линии находятся под напряжением и нагрузкой. Относительно каждой ТП одна из линий служит питающей, а другая — резервной. Устройство АВР в ТП осуществляется с помощью выключателей нагрузки ВН16. Приемники III категории питаются по радиальной линии *a*, а II категории — по петлевой линии *b* или *c*. В соединительном пункте П осуществляется раздел сети напряжением 0,38 кВ. С помощью данной петлевой линии можно частично резервировать питание потребителей в послеаварийных режимах при повреждениях трансформаторов, используя их перегрузочную способность.

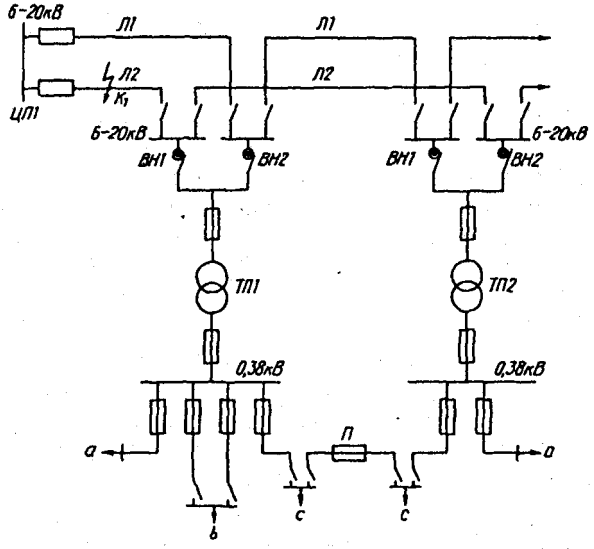


Рис. 1.6. Двухлучевая схема сети с АВР на напряжении 6—20 кВ

Сечение петлевой линии напряжением 0,38 кВ, связывающей разные ТП, принимается с учетом передачи 20—30% мощности трансформатора, т. е., как правило, большего сечения, чем это определяется нагрузкой питаемых от нее в нормальном режиме потребителей. Это позволяет использовать данную линию для частичного резервирования трансформаторов разных ТП при аварийных и плановых переключениях ТП для производства ремонтных работ.

Параллельная работа трансформаторов ТП1 и ТП2 через сеть напряжением 0,38 кВ не допускается, так как при повреждениях в сети 6—20 кВ может наблюдаться остаточное напряжение в сети 0,38 кВ, что затрудняет выбор уставок реле напряжения для работы устройства АВР на стороне 6—20 кВ, приводящегося в действие после исчезновения напряжения. Кроме того, выключатели нагрузки должны отключать токи короткого замыкания, что не предусматривается их конструкцией. Например, при коротком замыкании в точке K_1 (линия Л2) выключатель ЦП1 должен отключить эту линию. Однако подпитка точки короткого замыкания возможна через сеть 0,38 кВ от трансформатора ТП2, в связи с чем выключатель ВН1 должен отключать ток короткого замыкания. Кроме того, сигнал на включение выключателя ВН2 запаздывает, так как в цепи выключателя ВН1 имеется напряжение. При установке в цепях 0,38 кВ трансформаторов ТП1 и ТП2 автоматов обратной мощности исключается подпитка точки короткого замыкания, но трудности по согласованию селективности срабатывания названных аппаратов сохраняются.

Необходимость переустройства и недостаточная надежность работы выключателей нагрузки типа ВН, обеспечивающих включение резервной линии, привели к отказу от применения схем, подобных приведенной на рис. 1.6.

Двухлучевая схема сети для электроснабжения потребителей II категории во многих городах Республики Беларусь имеет вид, показанный на рис. 1.7. Здесь ТП, подключенные к двухлучевым схемам, оснащены двумя или тремя трансформаторами. Отдельные секции распределительного устройства напряжением 10 кВ ТП связаны

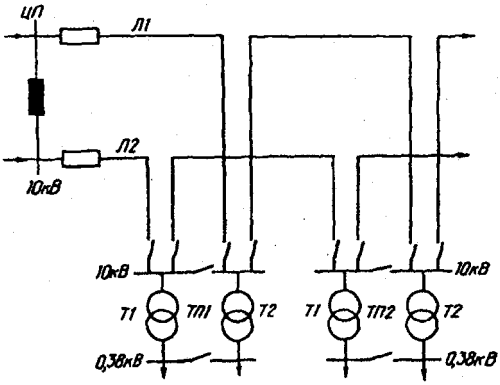


Рис. 1.7. Двухлучевая схема сети напряжением 10 кВ

между собой через нормально отключенный разъединитель. Система автоматического ввода резерва на стороне 0,38 кВ ТП, как правило, отсутствует. Кабельные линии 10 кВ в двухлучевых схемах (Л1 и Л2) имеют достаточно большое сечение жил.

При повреждении линии основного питания напряжением 10 кВ переход на питание от резервной линии осуществляется включением вручную секционного разъединителя на стороне 10 кВ ТП. При выводе в ремонт одного силового трансформатора перевод нагрузки на оставшийся в работе трансформатор выполняется включением секционного рубильника на стороне 0,38 кВ (см. рис. 1.7).

В крупных городах распределительная сеть выполняется многолучевой, с большим числом взаимно резервирующих линий (рис. 1.8). Присоединения ТП чередуются вдоль распределительных линий 6—20 кВ для лучшего использования пропускной способности линий. Так, если в аварийном режиме допускается загрузка кабельных линий на 130%, то в нормальном режиме в двухлучевой схеме каждый кабель может быть загружен на 65%. При построении сети с тремя или четырьмя линиями использование пропускной способности увеличивается до 75—80% (здесь считается, что два кабеля загружаются в нормальном режиме на 65%, а один или два других — на

100%). В схеме, приведенной на рис. 1.8, питание ТП1 осуществляется по линии Л3, резервирование — по Л2, питание ТП2 — по Л2, резервирование — по Л1, питание ТП3 — по Л1, резервирование — по линии Л3.

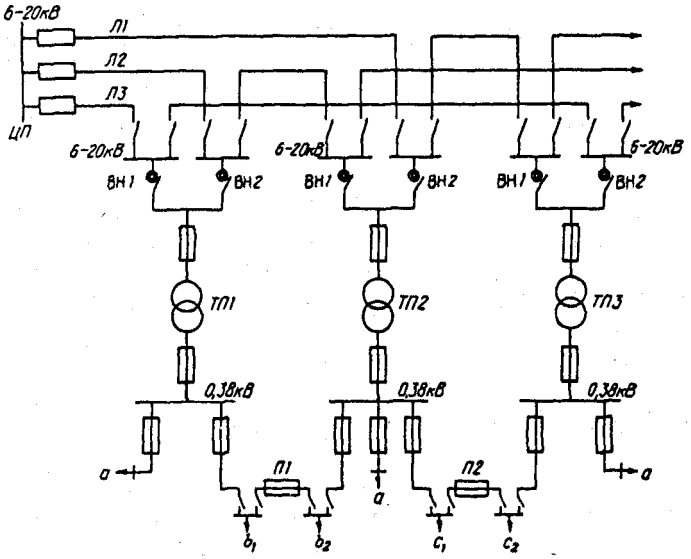


Рис. 1.8. Трехлучевая схема сети с АВР на напряжении 6—20 кВ

Линии напряжением 6—20 кВ могут прокладываться также от различных источников. Как видно из рис. 1.6 и 1.8, эти схемы могут использоваться лишь для питания потребителей II и III категорий (здесь нет или резервирования трансформаторов, или АВР).

1.3. Схемы электроснабжения потребителей первой категории

Основной схемой распределительной сети для электроприемников I категории должна быть двухлучевая схема с двухсторонним питанием с АВР на напряжении 0,38 кВ двухтрансформаторных ТП при условии подключения взаимно резервируемых линий 6—20 кВ к разным независимым источникам питания и устройства АВР не-

посредственно на вводе 0,38 кВ электроприемника (рис. 1.9). В схеме, приведенной на рис. 1.9, в каждой ТП устанавливаются по два трансформатора, которые питаются по самостоятельным линиям напряжением 6—20 кВ, отходящим от не зависящих друг от друга ЦП и присоединяемым к самостоятельным секциям сборных шин ТП. Устройство АВР осуществляется на напряжении 0,38 кВ с помощью контакторных станций. Независимые вводы к электроприемнику *а* I категории выполняются от обоих трансформаторов. Схема электроснабжения (см. рис. 1.9) имеет дублирование всех элементов (линий 6—20 кВ, трансформаторов и вводов 0,38 кВ к электроприемнику). В нормальном режиме каждый трансформатор через нормально включенный контактор основного питания КО1 или КО2 питает свою группу потребителей.

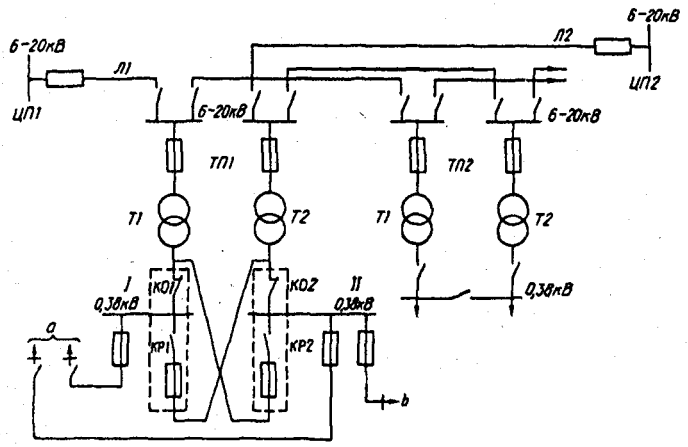


Рис. 1.9. Двухлучевая схема сети с АВР на напряжении 0,38 кВ

При повреждении любой из линий 6—20 кВ (Л1 или Л2) либо связанного с ней трансформатора (Т1 или Т2) напряжение на соответствующей секции шин 0,38 кВ исчезает, контактор основного питания КО1 или КО2 отключается, после чего включается контактор резервного питания КР1 или КР2. В результате нагрузка отключившегося трансформатора автоматически переключается на оставшийся в работе второй трансформатор.

Например, при повреждении линии Л2 или трансформатора Т2 ТП1 напряжение на секции *II* шин 0,38 кВ исчезает, нормально включенный контактор основного питания КО2 отключается, после чего включается контактор резервного питания КР2. В результате питание секции *II* шин 0,38 кВ переводится на трансформатор Т1. Аналогично при повреждении линии Л1 или трансформатора Т1 питание секции *I* шин 0,38 кВ переводится на трансформатор Т2. Время работы контакторной станции — до 0,1 с.

Схема, приведенная на рис. 1.9, по существу представляет собой две не связанные между собой системы электроснабжения. Устройство АВР 0,38 кВ в ТП позволяет обеспечить питание всех потребителей (*a* и *b*), присоединенных к данной ТП, в случае повреждения трансформаторов и линий 6—20 кВ.

После восстановления питания ТП со стороны основного источника контакторные станции управления возвращаются в исходное положение, т. е. происходит так называемое самовосстановление схемы сети. Это обстоятельство используется при управлении режимом работы распределительных сетей в период суточного или сезонного снижения нагрузки, когда можно отключить незагруженные трансформаторы. Здесь отключаются соответствующие линии 6—20 кВ в ЦП. Вместе с линиями 6—20 кВ обесточиваются и присоединенные к ним трансформаторы. Нагрузки ТП с помощью контакторных станций в таких режимах будут переводиться на вторые трансформаторы в каждом ТП. При включении линии со стороны источника питания схема в ТП будет самовосстанавливаться за счет работы контакторных станций.

Для снижения стоимости сети предлагается подключать трансформаторы к распределительным линиям с помощью отпаек и применять шины 0,38 кВ каждого трансформатора с двумя секциями, к одной из которых подключаются потребители I категории, а к другой — II или III категории (рис. 1.10). При выходе из работы линии 6—20 кВ или трансформатора питание секций *I* и *II* переключается на оставшийся в работе трансформатор, а секция *III* или *IV* отключается, следовательно, отключаются потребители II и III категорий (*b* и *c*). В этом слу-

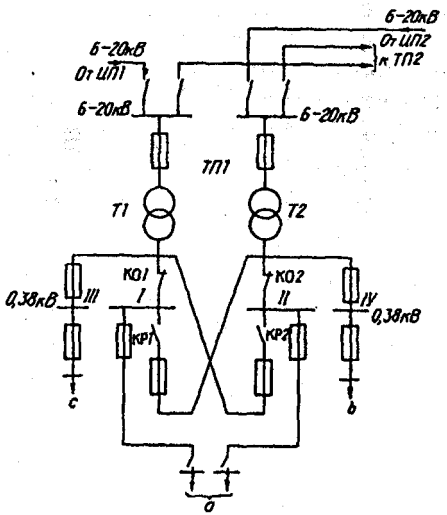


Рис. 1.10. Двухлучевая схема сети с АВР на напряжении 0,38 кВ при частичном резервировании потребителей

чае мощность трансформаторов выбирается из их нагрузки в нормальном режиме, т. е. резерв трансформаторной мощности не предусматривается. В схеме, показанной на рис. 1.9, нагрузка нормального режима должна составить не более 90% номинальной мощности трансформаторов.

Электроснабжение электроприемников небольшой мощности на напряжении 0,38 кВ может быть осуществлено от двух соседних ТП, питающихся от разных ЦП, с помощью вводов 0,38 кВ от указанных ТП с установкой контакторной станции непосредственно у потребителя (рис. 1.11). Основное питание осуществляется от ТП1 через нормально включенный основной контактор КО. При повреждении линии 6—20 кВ или трансформатора ТП1 контактор КО отключается, а КР включается. В результате питание электроприемника происходит от ТП2.

Внутренние сети напряжением 0,38 кВ коммунально-бытовых потребителей, конструируемые по радиальной схеме (рис. 1.12), включают вводно-распределительное устройство, выполненное в виде одной или двух-трех специальных панелей, питающие (от вводного устройства до силовых или групповых щитов) и распределительные

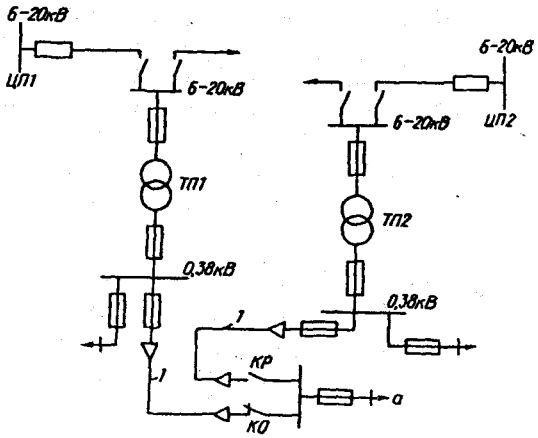


Рис. 1.11. Схема электроснабжения электроприемников I категории небольшой мощности (*а* — потребитель I категории; *1* — кабельные линии напряжением 0,38 кВ)

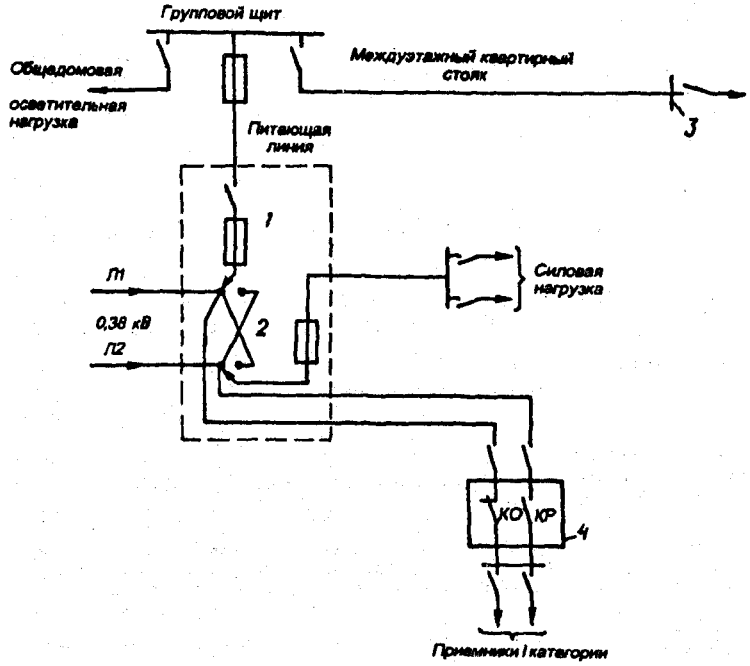


Рис. 1.12. Основные элементы внутренней сети напряжением 0,38 кВ жилого дома

(от силовых или групповых щитов до электроприемников) сети. Для силовых установок (лифты, вентиляторы, пожарные насосы) и приемников освещения предусматриваются самостоятельные сети. Вводно-распределительное устройство оснащается коммутационной аппаратурой (автоматы или рубильники) и предохранителями, а также устройством для подавления радиопомех и в отдельных случаях устройством автоматического управления освещением лестниц. Вертикальные участки линий 0,38 кВ между этажами здания называются *стояками.* Питание жилого дома (см. рис. 1.12) осуществляется по двум вводам Л1 и Л2, подключаемым к вводно-распределительному устройству *1.* Взаимное резервирование вводов выполняется с помощью переключателя *2.* Питание приемников I категории предусматривается непосредственно от вводов Л1 и Л2, взаимное резервирование которых обеспечивается контакторной станцией *4.* При исчезновении напряжения контактор основного питания КО отключается и включается контактор резервного питания КР. Силовая нагрузка питается по отдельной линии от ввода Л2. Осветительная нагрузка питается от ввода Л1. К междуэтажному квартирному стояку на этаже присоединяются этажные и квартирные щитки *3.*

1.4. Построение питающей сети напряжением 6–20 кВ

В рассмотренных выше схемах распределительная сеть города присоединяется непосредственно к ЦП. Однако она может содержать дополнительное звено, так называемую *питающую сеть* напряжением 6—20 кВ, представляющую собой совокупность питающих линий 6—20 кВ от ЦП до распределительных пунктов и прямых связей того же напряжения между РП. Наличие питающей сети напряжением 6—20 кВ характерно лишь для стран СНГ. Ее применение было обусловлено построением распределительной сети с трансформаторами малой мощности, а также условиями использования сложных и дорогих распределительных устройств (РУ) ЦП, характеризующихся большим количеством отходящих линий

6—20 кВ, а следовательно, большим количеством ячеек в РУ ЦП, необходимостью установки дополнительных реакторов для ограничения токов короткого замыкания, увеличением вероятности погашения шин напряжением 6—20 кВ ЦП из-за увеличения вероятности отказа большого числа выключателей, установленных в РУ ЦП.

В настоящее время РУ 6—20 кВ источников питания весьма упрощены, а типовые ТП имеют трансформаторы мощностью 400 и 630 кВ·А, поэтому применение питающих сетей требует технико-экономического обоснования.

Схемы с РП следует рассматривать в двух случаях: при значительной удаленности района электроснабжения от ЦП (2—6 км) и при пониженном уровне надежности распределительной сети напряжением 6—20 кВ (что приводит к частым отключениям выключателей в ЦП и повышению вероятности погашения шин ЦП из-за отказа этих выключателей). Кроме того, нагрузка на шинах РП должна быть не менее 4 МВт (при напряжении 6 кВ) и 7 МВт (при напряжении 10 кВ).

Питающую сеть напряжением 6—20 кВ рекомендуется выполнять по одной из следующих двух схем:

1) питание РП по двум взаимно резервируемым линиям, подключаемым к разным секциям с АВР на секционном выключателе (рис. 1.13);

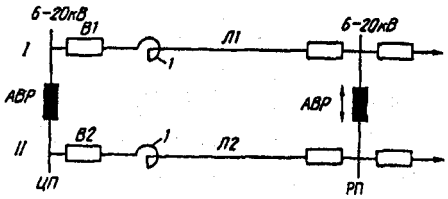


Рис. 1.13. Питание РП по двум взаимно резервируемым линиям напряжением 6—20 кВ (*1* — токоограничивающие реакторы)

2) питание РП по трем линиям, две из которых работают нормально и подключены к одной секции шин 6—20 кВ ЦП. Резервирование отдельно работающей линии производится в РП с помощью АВР на секционном выключателе (рис. 1.14).

Сечение питающих линий выбирается на полную расчетную нагрузку РП и принимается, как правило, максимальным (185—240 мм^2). В схеме, показанной на рис. 1.13, обе линии Л1 и Л2 в нормальном режиме работают раздельно и несут нагрузку РП; шины РП секционированы. Устройство АВР двухстороннего действия предусматривается на междусекционном выключателе. При повреждении, например, линии Л1 она отключается в ЦП выключателем В1, в РП работает АВР и включает междусекционный выключатель. В результате вся нагрузка РП переводится на линию Л2. При повреждении линии Л2 вся нагрузка РП переводится на линию Л1. Линии Л1 и Л2 могут питаться не только от разных секций ЦП, но и от разных источников, следовательно, такие схемы пригодны для электроснабжения потребителей I категории.

При питании РП по трем линиям напряжением 6—20 кВ (см. рис. 1.14) две из них работают параллельно (Л1 и Л2) и являются резервом для третьей линии (Л3). Секционный выключатель оборудован устройством АВР одностороннего действия. Линия Л3 может питаться также и от другой секции ЦП1. Для обеспечения избирательной защиты параллельно работающих питающих линий Л1 и Л2 на их приемных концах в РП устанавливается максимальная направленная защита.

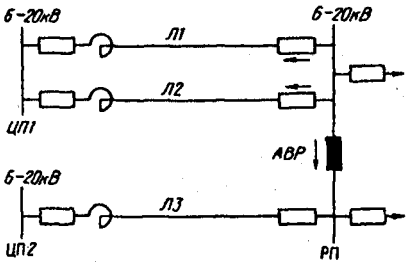


Рис. 1.14. Питание РП по трем линиям напряжением 6—20 кВ

При повреждении линии Л3 отключается выключатель в ЦП2 и действием АВР нагрузка отключившейся секции РП переводится на линии Л1 и Л2, имеющие резервы по пропускной способности.

Заметим, что РП обеспечивают своего рода секционирование сети, что с точки зрения схемного решения повышает надежность электроснабжения потребителей. Стоимость сети с РП, как правило, возрастает. Отсутствие зарубежных аналогов, а также увеличившаяся в последние годы (в условиях дефицита квалифицированного обслуживания) повреждаемость оборудования РП служит дополнительным аргументом против сооружения РП.

Развитие существующей питающей городской сети может осуществляться по так называемому методу глубокого ввода. Под *глубоким вводом* понимают систему электроснабжения, обеспечивающую подвод наивысшего экономически целесообразного напряжения к центрам нагрузок с наименьшим количеством ступеней промежуточной трансформации и аппаратов. Осуществление глубокого ввода высокого напряжения возможно кабельными или воздушными двухцепными линиями непосредственно от ЦП, а также за счет отпаек от кольцевой воздушной сети напряжением 35—220 кВ. Использование глубоких вводов означает дробление подстанции высокого напряжения. Увеличение стоимости сети напряжением 35—220 кВ (линий и трансформаторов с учетом стоимости отчуждаемой территории) приводит к сокращению затрат на сеть 6—20 кВ за счет уменьшения ее протяженности. При этом может быть оправдан отказ от сооружения распределительных пунктов и питающих линий 6—20 кВ. На подстанциях глубокого ввода городской сети, сооружаемых по упрощенным схемам на стороне высшего напряжения с применением отделителей и короткозамыкателей (т. е. без выключателей и распределительных устройств), устанавливают два силовых трансформатора.

Помимо снижения стоимости сети и потерь энергии, при глубоком вводе отмечается ряд дополнительных преимуществ: улучшаются режимы напряжений в связи с тем, что трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой приближены к центрам нагрузок; уменьшаются токи короткого замыкания, так как городская сеть подключается не через увеличенное число параллельных линий напряжением 6—20 кВ, а через транс-

форматор с большим индуктивным сопротивлением; возможно простое исполнение релейной защиты, так как отсутствуют параллельно работающие линии; линии более низкого напряжения (6—20 кВ) представляют собой в данном случае резервные линии, включающиеся с помощью АВР в послеаварийном режиме. Однако в прилегающей к подстанции глубокого ввода зоне наблюдается повышенной уровень шума, что может привести к решению о сооружении закрытых или подземных подстанций глубокого ввода, стоимость которых еще больше возрастет.

1.5. Конструктивное исполнение и режимы работы городской электрической сети

Линии электропередачи напряжением до 20 кВ городской сети в районах застройки зданиями в 4 этажа и более выполняются кабельными (с алюминиевыми жилами, со свинцовой, алюминиевой, пластмассовой или резиновой герметичной оболочкой и броней из стальных лент) и прокладываются в земляных траншеях, блоках (при значительной вероятности механических повреждений), каналах и туннелях (при выходе линий из ЦП). В районах застройки города домами в 3 этажа и ниже линии электропередачи напряжением до 20 кВ строятся воздушными. На одной распределительной линии допускается не более 3 участков с различными сечениями кабеля. Площадь сечения кабельной линии должна быть не менее 35 мм^2. Питающие кабельные линии прокладываются обычно по разным трассам или в разных траншеях. В целях экономии площади территории, отводимой под трассу линии, а также для быстрого обнаружения и устранения повреждений за рубежом применяются воздушные кабельные линии, в которых кабели подвешиваются на опорах.

Воздушные линии электропередачи напряжением до 20 кВ строятся со штыревыми изоляторами на деревянных (с железобетонными приставками) или железобетонных опорах со сталеалюминиевыми проводами пло-

щадью сечения до 70 мм^2, располагаемыми как горизонтально, так и по треугольнику. На линиях напряжением до 1 кВ нулевой провод располагается ниже фазных проводов, а провода наружного освещения — под нулевым проводом. Трансформаторные подстанции и распределительные пункты сооружаются в основном отдельно стоящими, закрытого типа с оборудованием для внутренней установки. Указанные сооружения отличаются значительными объемами строительной части (до 324 м^3). Применяются также встроенные в здания, пристроенные к зданиям и подземные ТП и РП. В районах с воздушными сетями имеются мачтовые ТП. Здания ТП или РП могут быть кирпичными, блочными, панельными. Кроме того, используются комплектные ТП как внутренней, так и наружной установки, предусматривающие подключение или воздушной, или кабельной линии и состоящие из трансформатора и распределительного устройства 0,38 кВ.

Сеть напряжением 6—20 кВ работает с изолированной или компенсированной нейтралью, что приводит к необходимости выбора изоляции на линейное напряжение. При наличии компенсации емкостных токов замыкания на землю кабельные сети могут длительно работать в режиме замыкания одной фазы на землю.

При выборе параметров оборудования (выключателей) для распределительных сетей необходимо учитывать, что мощность короткого замыкания в городской сети напряжением 6 и 10 кВ на сборных шинах 6—10 кВ ЦП не должна превышать соответственно 200 и 350 МВ·А. Это связано с необходимостью обеспечения термической стойкости кабельных линий.

К особенностям режима работы городской сети относятся:

- явно выраженные пики нагрузок в суточном графике нагрузки, что приводит к неравномерной загрузке оборудования сети в течение суток и года;
- низкий коэффициент мощности электроприемников с тенденцией к дальнейшему снижению;
- непрерывный рост потребления электроэнергии.

1.6. Определение расчетных электрических нагрузок городской электрической сети

Принятие решений при выборе параметров электрической сети в процессе ее проектирования, а также по подключению новых присоединений к эксплуатируемой сети основано на знании расчетных нагрузок отдельных элементов системы электроснабжения.

Расчет нагрузки состоит из определения ее значения на вводе к каждому потребителю и последующего нахождения нагрузки отдельного элемента сети.

Потребители электрической энергии городской сети условно разделяются на жилые дома и общественно-коммунальные учреждения.

Расчетная нагрузка жилого дома $P_{дом}$ находится так:

$$P_{дом} = P_{кв} + 0{,}9P_{сил},$$

где $P_{кв}$, $P_{сил}$ — расчетная активная нагрузка квартир и силовых электроприемников, приведенная к вводу жилого дома, линии или шинам 0,38 кВ ТП.

В свою очередь величины $P_{кв}$ и $P_{сил}$ определяются по формулам:

$$P_{кв} = p_{у.кв}\, n;\ P_{сил} = P_{лф} + P_{дв},$$

где $p_{у.кв}$ — удельная расчетная нагрузка электроприемников квартир, зависящая от типа применяемых кухонных плит и числа квартир в жилом доме (находится по таблицам [5]) и равна 0,4—7 кВт на квартиру; n — число квартир в жилом доме; $P_{лф}$, $P_{дв}$ — расчетная нагрузка лифтовых установок и электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств:

$$P_{лф} = k_с \sum_{j=1}^{N} P_{лфi};\ P_{дв} = k'_с \sum_{j=1}^{N} P_{двj},$$

где $k_с$, $k'_с$ — коэффициент спроса для лифтов и двигателей насосов, вентиляторов; $P_{лфi}$, $P_{двj}$ — установленная мощность электродвигателей i-го лифта ($i = 1,...,m$) и j-го насоса, вентилятора ($j = 1,...,N$).

Коэффициент спроса представляет собой отношение расчетной нагрузки потребителя, т. е. вероятной максимальной нагрузки за интервал времени 30 мин, к установленной мощности электроприемников, т. е.:

$$k_c = \frac{P_{р.лф}}{\sum_{i=1}^{m} P_{лфi}}; \; k'_c = \frac{P_{р.дв}}{\sum_{j=1}^{N} P_{двj}},$$

где $P_{р.лф}$, $P_{р.дв}$ — расчетные максимумы активной нагрузки соответственно лифтов и двигателей насосов, а также вентиляторов.

Значения $P_{р.лф}$ и $P_{р.дв}$ устанавливаются на основе измерений нагрузки потребителей и вычисляются по формулам:

$$P_{р.лф} = \overline{P}_{лф} + a\sigma_{лф}; \qquad (1.1)$$

$$P_{р.дв} = \overline{P}_{дв} + a\sigma_{дв}, \qquad (1.2)$$

где $\overline{P}_{лф}$, $\overline{P}_{дв}$ — средние значения максимума активной нагрузки лифтов и двигателей насосов водоснабжения и вентиляторов; a — нормированное отклонение в нормальном распределении (для коммунально-бытовых потребителей при доверительной вероятности 0,95 принимается равным 2); $\sigma_{лф}$, $\sigma_{дв}$ — среднеквадратичные отклонения измеренных значений максимальных нагрузок от средних.

В свою очередь:

$$\overline{P}_{лф} = \frac{1}{M}\sum_{\nu=1}^{M} P_{max\,лф\,\nu}, \; \overline{P}_{дв} = \frac{1}{M}\sum_{\nu=1}^{M} P_{max\,дв\,\nu},$$

где M — количество измерений; $P_{max\ лф\ \nu}$, $P_{max\ дв\ \nu}$ — максимумы нагрузки соответственно лифтов и двигателей насосов, а также вентиляторов при ν-м ($\nu = 1,...,M$) измерении.

Среднеквадратичные отклонения:

$$\sigma_{лф} = \sqrt{\frac{\sum_{\nu=1}^{M}(P_{max\,лф\,\nu} - \overline{P}_{лф})^2}{M-1}}; \; \sigma_{дв} = \sqrt{\frac{\sum_{\nu=1}^{M}(P_{max\,дв\,\nu} - \overline{P}_{дв})^2}{M-1}}.$$

Доверительные интервалы для средних значений $\overline{P}_{лф}$ и $\overline{P}_{дв}$ соответственно равны:

$$\overline{P}_{лф} - \frac{2\sigma_{лф}}{\sqrt{M}} < \overline{P}_{лф} < \overline{P}_{лф} + \frac{2\sigma_{лф}}{\sqrt{M}};$$

$$\overline{P}_{дв} - \frac{2\sigma_{дв}}{\sqrt{M}} < \overline{P}_{дв} < \overline{P}_{дв} + \frac{2\sigma_{дв}}{\sqrt{M}}.$$

Для лифтов значение $k_с$ установлено в зависимости от количества этажей в доме и количества лифтов и составляет от 0,35 до 0,9 (если этажей в доме меньше 12, а лифтов меньше 7, то $k_с$ = 0,6—0,8); для двигателей насосов и вентиляров значение $k_с'$ рекомендуется принимать равным 0,7.

При определении полной мощности значение величин $P_{кв}$, $P_{лф}$, $P_{дв}$ надо разделить на соответствующий коэффициент мощности. Для квартир с электроплитами cosφ = 0,98, для квартир с плитами на газе или твердом топливе — 0,96, для двигателей лифтов — 0,6, для двигателей насосов и вентиляторов — 0,85.

При наличии только данных о площади новой застройки ориентировочное значение расчетной активной нагрузки всех жилых домов и общественных зданий микрорайона или квартала $P_{д.м}$ можно определить по формуле

$$P_{д.м} = (p_{у.м} + p_{у.о})\, F \cdot 10^{-3},$$

где $p_{у.м}$ — удельная расчетная нагрузка жилых домов микрорайона, приведенная к шинам 0,38 кВ ТП, зависящая от этажности застройки и вида кухонных плит; составляет от 9,5 до 21,5 Вт/м^2 и приведена в [5]; $p_{у.о}$ — удельная расчетная нагрузка общественных зданий микрорайонного значения (принимается равной 2,3 и 2,6 Вт/м^2 соответственно в домах с плитами на твердом или газообразном топливе и в домах с электрическими плитами); F — общая площадь жилых домов, подключенных к шинам 0,38 кВ ТП, м^2.

Нагрузка промышленных предприятий, подключенных к городской сети, принимается по проектам их электроснабжения или по данным фактических измерений.

При ориентировочных расчетах активные нагрузки на вводах общественных зданий и коммунальных предприятий определяются так:

$$P_{\text{о}} = p_{\text{у.о}} z,$$

где $p_{\text{у.о}}$ — удельная расчетная активная нагрузка общественных зданий массового строительства городского и районного значения, кВт на показатель (рабочее место, 1 м^2 помещения и т. д.); z — значение показателя (рабочих мест, 1 м^2 и т. д.).

Расчетная активная нагрузка распределительных линий напряжением до 1000 В и ТП $P_{\text{р.л ТП}}$ при смешанном питании линией или ТП потребителей электроэнергии жилых домов и общественных зданий определяется по формуле

$$P_{\text{р.л ТП}} = P_{\text{зд max}} + \sum_{i=1}^{l} k_i P_{\text{зд } i},$$

где $P_{\text{зд max}}$ — наибольшая из расчетных нагрузок зданий, питаемых линией 0,38 кВ или ТП; k_i — коэффициент участия нагрузки i-го здания в максимуме нагрузки, учитывающий долю электрической нагрузки общественных зданий и жилых домов относительно наибольшей расчетной нагрузки (значения k_i, лежащие в пределах 0,3—0,9, приводятся в зависимости от характера потребителей); $P_{\text{зд } i}$ — расчетные нагрузки зданий, кроме здания, имеющего наибольшую нагрузку, питаемых линией или ТП.

Расчетная активная нагрузка распределительных линий напряжением 6—20 кВ определяется следующим образом:

$$P_{\text{р.л(6—20)}} = k_{\text{м}} \sum_{j=1}^{n} P_{\text{т}j}, \qquad (1.3)$$

где $k_{\text{м}}$ — коэффициент, учитывающий совмещение (несовпадение) максимумов нагрузок j-х ($j = 1,...,n$) трансформаторов, присоединенных к данной распределительной линии 6—20 кВ (значения $k_{\text{м}}$ лежат в пределах 0,55—0,9 и зависят от количества n трансформаторов,

присоединяемых к линии, и состава потребителей нагрузки, т. е. доли нагрузки жилых домов и общественных зданий в суммарной нагрузке); $P_{тj}$ — расчетная нагрузка j-го трансформатора ТП, присоединяемой к линии 6—20 кВ.

Коэффициент $k_м$ представляет собой отношение расчетного максимума нагрузки трансформаторов распределительной линии напряжением 6—20 кВ к сумме расчетных нагрузок трансформаторов.

Расчетная активная нагрузка на шинах 6—20 кВ ЦП определяется по формуле (1.3), где вместо $P_{тj}$ следует подставить $P_{р.л(6-20)}$. Если от шин 6—20 кВ ЦП по самостоятельным линиям питаются промышленные предприятия, то расчетные нагрузки на шинах 6—20 кВ ЦП определяются с учетом несовпадения максимумов нагрузок потребителей городской электрической сети и сети промышленных предприятий, т. е.

$$P_{ЦП} = k_{нес1} \sum_{i=1}^{m} P_{р.л(6-20)i} + k_{нес2} \sum_{j=1}^{n} P_{р.л(6-20)j} ,$$

где $k_{нес1}$ — коэффициент несовпадения максимумов нагрузок (лежит в пределах 0,75—0,95 для жилой застройки с электроплитами и 0,6—0,9 для жилой застройки с огневыми и газовыми плитами); он определяется в зависимости от доли нагрузки жилой застройки в нагрузке городской сети; m — количество распределительных линий 6—20 кВ городской сети, питающих коммунально-бытовую нагрузку; $k_{нес2}$ — коэффициент несовпадения максимумов нагрузок потребителей городской электрической сети и сети промышленных предприятий (лежит в пределах 0,3—0,85 для предприятий с односменным режимом работы и 0,7—0,9 для предприятий с двух- и трехсменным режимом работы); он определяется в зависимости от доли нагрузки предприятия в нагрузке городской сети; n — количество распределительных линий напряжением 6—20 кВ, питающих от данного ЦП нагрузку промышленных предприятий.

В целях разработки научно обоснованных проектов развития электрической сети требуется прогнозирование потребления электроэнергии на срок свыше 10 лет

(долгосрочное прогнозирование) или 5—10 лет (среднесрочное прогнозирование). Для оперативного управления работой сети составляются краткосрочные и оперативные прогнозы (от нескольких часов до сезона).

При долгосрочном и среднесрочном прогнозировании суммарное потребление электроэнергии определяется суммой произведений планируемых объемов выпускаемой продукции в t-м году i-й группой потребителей на планируемый удельный расход электроэнергии в t-м году по i-й группе потребителей, который должен быть определен с учетом его изменения в ретроспективном периоде.

Исходной информацией для краткосрочного прогнозирования служат нагрузки за ряд предшествующих лет. Прогноз состоит в экстраполяции этих зависимостей на следующий год.

Оперативный прогноз нагрузок составляется на уровне энергосистем, объединенных энергосистем и единой энергосистемы страны. При этом для составления прогноза электропотребления в момент времени t строятся математические модели на основе статистической информации об электропотреблении в данный момент времени в прошлые годы или определяется средневзвешенный относительный рост нагрузки. Прогноз нагрузки энергосистем на следующие сутки производится на основе статистического анализа графиков нагрузки аналогичных суток предшествующего периода.

При необходимости внутрисуточного прогнозирования методами теории вероятностей и математической статистики устанавливается коэффициент, характеризующий изменение нагрузки i-го часа по отношению к $(i—1)$-му часу.

Управление нагрузками с целью снижения потребления электроэнергии в часы максимальных нагрузок и обеспечения баланса активной мощности, а также наиболее экономичной работы электростанций сводится к выравниванию суточного графика нагрузки за счет потребителей (увеличение нагрузки ночью и снижение в часы максимальных нагрузок). Наиболее эффективным средством стимулирования потребителей для работы в ночное время служит более низкий тариф на электроэнергию в указанное время.

1.7. Оценка недоотпуска электроэнергии потребителям при перерывах в электроснабжении

Поскольку потребители I категории не допускают перерыва в электроснабжении, недоотпуск электроэнергии для таких потребителей, получающих питание по резервированным элементам сети, не оценивается.

Недоотпуск электроэнергии может быть определен лишь для схем электрической сети, обеспечивающих электроснабжение потребителей II и III категорий. При этом перерывы в электроснабжении обусловливаются как отказами элементов сети, так и их преднамеренными отключениями для выполнения плановых работ по техническому обслуживанию или ремонту. Следовательно, недоотпуск электроэнергии потребителям характеризуется количеством аварийных и преднамеренных отключений, средней продолжительностью отключений обоих видов и значением отключаемой мощности. Отказы элементов системы электроснабжения, их электрическая нагрузка и продолжительность восстановления электроснабжения носят случайный характер, вследствие чего недоотпуск электроэнергии при отказах названных элементов также случаен.

К основным причинам отказов элементов сети относятся: некачественное проектирование, изготовление и монтаж, некачественное техническое обслуживание и ремонт, изменение во времени физических свойств материалов и деталей, воздействие на электросетевые объекты стихийных явлений (гололеда, большого ветрового напора, грозовых перенапряжений и т. д.).

Приводимые в литературе данные по отказам оборудования и линий, продолжительности восстановления отказавших элементов неопределенны. Отмеченные показатели по одному и тому же оборудованию и линиям различаются (табл. 1.1). Это объясняется различными климатическими условиями, в которых работали данное оборудование и линии, достигнутым уровнем их технического обслуживания и ремонта, а также режимом работы. Поэтому указанные выше показатели, на основе которых оценивается недотпуск электроэнергии потребителям, должны быть ориентированы применительно к конкретной системе электроснабжения.

Табл. 1.1. **Показатели надежности элементов электрической сети**

Элемент сети	Параметр потока отказов, 1 на 100 км в год или 1 на элемент в год	Длительность одного отключения, ч	
		аварийного	планового
1	2	3	4
Воздушные линии электропередачи напряжением 6—10 кВ	2—30	2,5—12	5—70
Кабельные линии электропередачи напряжением 6—10 кВ	0,2—22	0,7—58, 36—48	2—60
Силовые трансформаторы	0,002—0,08	7—100	2,5—75
Распределительные устройства 6—10 кВ	0,001—0,015	4—6	8—12
Комплектные распределительные устройства наружной установки 10 кВ	0,0125—0,035	5	—
Воздушные выключатели 6—10 кВ	0,04	20	40
Масляные выключатели 6—10 кВ	0,0004—0,01	10—20	8—25
Электромагнитные выключатели 6—10 кВ	0,022	11	24
Сборные шины 6—10 кВ	0,006—0,03	0,7—7	2,2—5
Разъединители 6—10 кВ	0,0001—0,037	2—7	2—8
Предохранители ПК на напряжение 6—10 кВ	0,02—0,25	0,7—2,2	—
Комплектные трансформаторные подстанции 10 кВ	0,074—0,11	—	—

Окончание табл. 1.1

1	2	3	4
Трансформаторные пункты напряжением 6—10 кВ	0,05	—	—
Релейная защита на переменном токе	0,03—0,06	4	4
Автоматический ввод резерва на стороне:			
6—10 кВ	0,025—0,05	—	—
0,38 кВ	0,01—0,02	—	—
Автоматическое повторное включение воздушных линий напряжением 6—10 кВ	0,1	—	—
Воздушные линии электропередачи напряжением 0,38 кВ	13—80	2,7	—
Кабельные линии электропередачи напряжением 0,38 кВ	10—12	1,7	—

Наиболее повреждаемый элемент системы электроснабжения — это линии электропередачи (см. табл. 1.1). На воздушных линиях больше всего повреждаются провода и арматура из-за некачественного монтажа (повреждение верхних повивов при раскатке и натяжении, перетяжка проводов), разрегулирования стрел провеса и возможности в связи с этим схлестывания проводов, пробоя или перекрытия изоляторов на железобетонных опорах, механических повреждений и коррозийного разрушения проводов и соединений.

У кабельных линий чаще всего повреждаются соединительные и концевые муфты, у трансформаторов — обмотки высшего и низшего напряжений из-за грозовых прямых и индуцированных перенапряжений, перегрузок,

нарушения контактов вводов высокого и низкого напряжений и переключателя ответвлений.

Определим недоотпуск электроэнергии при аварийных отключениях радиальной нерезервированной городской сети (см. рис. 1.1).

Надежность электроснабжения какого-либо приемника электроэнергии определяется повреждаемостью линии 0,38 кВ, ТП и линии 6—20 кВ. Повреждения линий 0,38 кВ и каких-либо ТП локализуется соответствующей защитой из предохранителей и влияния на другие ТП не оказывают. Другое дело — повреждения какого-либо участка линии 6—20 кВ. Здесь первоначально все ТП, присоединенные к линии, отключаются на время поиска и локализации повреждения ($t_{лок}$). После локализации поврежденного участка отключением соответствующих разъединителей в ТП и включением выключателя в ЦП можно запитать часть ТП на время производства ремонтных работ на поврежденном участке.

Недоотпуск электроэнергии W_a подключенным к радиальной линии 6—20 кВ (см. рис. 1.1) трансформаторным подстанциям городской сети представим следующим образом:

$$W_a = (\sum_{i=1}^{m} P_i)\lambda(1-\alpha_1)(1-\alpha_2)L(t_{лок}+(1-\frac{l_p}{L})t_p), \qquad (1.4)$$

где $\sum_{i=1}^{m} P_i$ — суммарная средняя нагрузка всех ТП, подключенных к линии напряжением 6—20 кВ, или нагрузка головного участка линии, кВт; m — количество ТП, подключенных к линии 6—20 кВ; P_i — средняя нагрузка i-го ТП ($i = 1,..., m$), кВт; λ — параметр потока отказов радиальной линии, отказ/(км·год); L — длина линии 6—20 кВ вместе с ответвлениями или с учетом захода линии на ТП, км; α_1 — доля однофазных повреждений линии в общей величине параметра потока отказов (для сети напряжением 6—20 кВ может быть принята равной 0,62—0,65); α_2 — коэффициент, учитывающий успешность работы устройства автоматического повторного включения выключателя в ЦП (принимается равным 0,60—0,65 для

воздушных линий электропередачи напряжением 6—20 кВ и менее 0,50 для кабельных линий того же напряжения); $t_{лок}$, $t_р$ — среднее время, затрачиваемое на поиск и локализацию повреждения ($t_{лок}$ = 1,7—3,5 ч), а также на выполнение ремонтных работ (в резервированных сетях $t_{лок}$ = 1 ч [3]); $t_{лок} + t_р = t_а$ — средняя продолжительность восстановления электроснабжения; $l_р$ — суммарная длина участков распределительной линии 6—20 кВ, по которым в результате локализации поврежденного участка секционными разъединителями сохраняется электроснабжение в течение времени непосредственного производства ремонтных работ $t_р$; в городской сети можно считать $l_р = L$.

При повреждениях головного участка или отсутствии продольного секционирования линии разъединителями в ТП $l_р = 0$ и $W_а$ будет иметь максимальное значение, т. е.

$$W_а = (\sum_{i=1}^{m} P_i)\lambda(1-\alpha_1)(1-\alpha_2)Lt_а. \qquad (1.5)$$

Средняя нагрузка i-го ТП P_i приближенно находится так:

$$P_i = W_i/8760, \qquad (1.6)$$

где W_i — количество электроэнергии, потребленное i-м ТП за год; 8760 — число часов в году.

В петлевой схеме, приведенной на рис. 1.2, при повреждении любого участка линии погашается одно плечо петли (около 50% нагрузки) на время поиска и локализации поврежденного участка, после чего всем ТП подается питание. Недоотпуск электроэнергии трансформаторным подстанциям в такой схеме определится по формуле

$$W_а = (\sum_{i=1}^{m} P_i)\lambda(1-\alpha_1)(1-\alpha_2)Lt_{лок}. \qquad (1.7)$$

По этой же формуле определяется недоотпуск электроэнергии и применительно к схемам, показанным на рис. 1.3, 1.4.

Если для питания отдельных ТП петлевой линии имеются дополнительные резервные линии, берущие начало от других ЦП и включающиеся автоматически по-

слое исчезновения напряжения на шинах 6—20 кВ данных **ТП, то формула** (1.7) примет вид

$$W_a = (\sum_{i=1}^{m} P_i)\lambda(1-\alpha_1)(1-\alpha_2)L(1-k_{ав}t_{лок}), \qquad (1.8)$$

где $k_{ав}$ — коэффициент автоматизации, представляющий собой отношение нагрузки P_j, сохраняющей питание при возникновении междуфазных повреждений на петлевой линии 6—20 кВ, к суммарной нагрузке или мощности ТП плеча петлевой линии, т. е.

$$k_a = P_j / \sum_{i=1}^{m} P_i .$$

При необходимости оценки недоотпуска электроэнергии конкретному потребителю, например *а* (см. рис. 1.1), к величине повреждаемости линии напряжением 6—20 кВ должна быть добавлена повреждаемость ТП и линии 0,38 кВ. Тогда недоотпуск электроэнергии потребителю *а*, питающемуся от линии 0,38 кВ, при аварийных отключениях линий 6—20 и 0,38 кВ, а также ТП1 будет равен

$$W_a = P_a(\lambda\,(1 - \alpha_1)(1 - \alpha_2)Lt_a + \lambda_{ТП}t_{ТП} + \\ + \lambda_{0,38}t_{0,38}l_{0,38}), \qquad (1.9)$$

где $\lambda_{ТП}$, $\lambda_{0,38}$ — параметр потока отказов ТП и линии 0,38 кВ; $t_{ТП}$, $t_{0,38}$ — средняя продолжительность устранения аварийных повреждений ТП и линий 0,38 кВ; $l_{0,38}$ — длина линии 0,38 кВ; P_a — средняя мощность потребителя *а*.

В многолучевых схемах сети напряжением 6—20 кВ (см. рис. 1.6—1.8) недоотпуск электроэнергии может наблюдаться лишь в сети 0,38 кВ для потребителей III категории при аварийных отключениях ТП и отходящих линий 0,38 кВ. Потребители II категории в сети 0,38 кВ не обеспечиваются электроснабжением на время поиска и локализации поврежденного участка, после чего они могут быть запитаны по линиям 0,38 кВ от соседних ТП. Тогда максимальное значение недоотпуска электроэнергии для таких схем сети оценивается так:

$$W_{\text{а}} = (\sum_{i=1}^{m} P_i)(\lambda_{\text{ТП}} + \lambda_{0,38} L_{0,38})(t_{\text{поиск}} + (1 - k_{\text{рез}}) t_{\text{р}}), \quad (1.10)$$

где $L_{0,38}$ — суммарная длина линий 0,38 кВ, отходящих от шин 0,38 кВ; $t_{\text{поиск}}$, $t_{\text{р}}$ — продолжительность поиска повреждений и производства ремонтных работ (эти величины отличаются от ранее используемых величин $t_{\text{лок}}$ и $t_{\text{р}}$); $k_{\text{рез}}$ — коэффициент резерва, представляющий собой отношение нагрузки ТП, сохраняющей питание при отключениях ТП, к суммарной нагрузке или мощности трансформаторной подстанции ($k_{\text{рез}}$ = 0,2—0,3 при наличии связи по сети 0,38 кВ только с одним соседним ТП; $k_{\text{рез}}$ = 0,4—0,6 при наличии связи по сети 0,38 кВ с двумя ТП).

Плановые отключения для выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту элементов сети носят систематический характер и по количеству и продолжительности соизмеримы с аварийными отключениями. Относительная вероятная длительность отключения последовательно соединенных элементов принимается равной 1,0—1,2 максимального значения одного из элементов, входящих в последовательную цепь. При этом коэффициент 1,2 применяется при большом числе последовательно соединенных элементов.

Недоотпуск электроэнергии $W_{\text{пл}}$ присоединенных к радиальной линии напряжением 6—20 кВ (см. рис. 1.1) ТП городской сети при плановых отключениях линии определим следующим образом:

$$W_{\text{пл}} = (\sum_{i=1}^{m} P_i)\varepsilon\lambda_{\text{пл}}\bar{t}_{\text{пл}}\, k(1 - k_u), \quad (1.11)$$

где $0 \le \varepsilon \le 1$ — коэффициент, учитывающий возможность плановых отключений линии при минимальных нагрузках, т. е. нагрузках, меньших средних; $\lambda_{\text{пл}} = \sum_{i=1}^{\nu} \frac{1}{T_i}$ — количество требуемых преднамеренных отключений линии в течение года; T_i — плановая периодичность выполнения i-й (i = 1,...,ν) работы по техническому обслуживанию и ремонту, проводимой на отключенной линии; k — коэффициент, учитывающий возможность одновременного

производства нескольких видов i-х работ на разных участках сети (линии 6—20 кВ, ТП, линии 0,38 кВ); $\bar{t}_{пл}$ — средняя продолжительность одного преднамеренного отключения, ч; $k_и$ — коэффициент, отражающий возможность выполнения определенного вида работ под напряжением.

Для оценки недоотпуска электроэнергии конкретному потребителю, например $а$ в схеме, приведенной на рис. 1.1, необходимо учитывать продолжительность планового простоя ТП и линий 0,38 кВ. Тогда

$$W_{пл(а)} = P_а \varepsilon (\lambda_{пл} \bar{t}_{пл} + \lambda_{пл ТП} \bar{t}_{пл ТП} + \lambda_{пл 0,38} \bar{t}_{пл 0,38}) k(1 - k_и), \quad (1.12)$$

где $\lambda_{пл ТП}$, $\lambda_{пл 0,38}$ — количество плановых отключений ТП и линий 0,38 кВ; $\bar{t}_{пл ТП}$, $\bar{t}_{пл 0,38}$ — средняя продолжительность одного планового отключения ТП и линий 0,38 кВ.

При $\lambda_{пл ТП} = \lambda_{пл 0,38}$ и $\bar{t}_{пл ТП} > \bar{t}_{пл 0,38}$ величиной $\lambda_{пл 0,38} \bar{t}_{пл 0,38}$ можно пренебречь.

Недоотпуск электроэнергии ТП радиальных схем (см. рис. 1.2—1.4) при плановых отключениях линий напряжением 6—20 кВ

$$W_{пл} = (\sum_{i=1}^{m} P_i) \varepsilon \tau \lambda_{пл} k(1 - k_и), \quad (1.13)$$

где τ — продолжительность оперативных переключений, ч.

Для петлевых схем с выборочной автоматизацией

$$W_{пл} = (\sum_{i=1}^{m} P_i) \varepsilon \tau \lambda_{пл} k(1 - k_и)(1 - k_{ав}). \quad (1.14)$$

Применительно к многолучевым схемам

$$W_{пл} = (\sum_{i=1}^{m} P_i) \varepsilon (\lambda_{пл ТП} + \lambda_{пл 0,38})(\tau + (1 - k_{рез}) t_р) k(1 - k_и), \quad (1.15)$$

при этом $\tau + t_р = \bar{t}_{пл}$.

Среднее значение удельной стоимости недоотпуска электроэнергии с шин 0,38 кВ ТП может быть определено так:

$$y_{a\,ТП} = \sum_{k=1}^{A} \mu_k y_{ak}, \qquad (1.16)$$

где μ_k — удельный вес нагрузки k-й линии 0,38 кВ в суммарной нагрузке ТП; y_{ak} — удельная стоимость недоотпущенной электроэнергии потребителям, подключенным к k-й линии 0,38 кВ, при аварийных повреждениях элементов сети.

Аналогично формуле (1.16) определяются значения удельной стоимости недоотпуска электроэнергии при плановых отключениях потребителей, а также при оценке указанных величин применительно к отдельным участкам линий напряжением 6—20 кВ или 0,38 кВ.

1.8. Особенности релейной защиты, автоматики и телемеханики сетей

Основная задача релейной защиты сетей состоит в максимально быстром отключении поврежденного участка сети с целью предотвращения возможного разрушения оборудования от токов короткого замыкания.

Назначение автоматики сетей заключается в максимальном сокращении времени перерывов электроснабжения при повреждениях в сети.

Назначение телемеханики — осуществление управления режимом работы распределительной сети с единого диспетчерского пункта на основе телесигнализации о нарушении режима работы, телеизмерения нагрузок и напряжений отдельных элементов сети, телеуправления выключателями.

Рассмотрим особенности построения релейной защиты, автоматики и телемеханики в городских электрических сетях.

Для защиты отдельных элементов распределительной сети напряжением 0,38 кВ от токов короткого замыкания и недопустимых токовых перегрузок применяются предохранители и автоматические выключатели (автоматы). Плавкие предохранители устанавливаются в цепь последовательно с элементами сети и защищают только эти элементы от токов замыкания и перегрузки. В распреде-

лительных сетях находят применение предохранители ПН-2 (предохранители с наполнителем) на номинальный ток плавкой вставки от 30 до 800 А и предохранители ПР-2 (предохранители с разборным патроном без наполнителя) на номинальный ток плавкой вставки от 60 до 1000 А.

Плавкие вставки предохранителей не должны расплавляться при токе, равном 1,3 номинального, и должны расплавляться за 1 ч при токе, равном 1,6 номинального тока плавкой вставки. Технологические допуски, имеющие место при изготовлении вставок, приводят к тому, что отклонения времени перегорания вставок при одном и том же токе от среднего значения достигают ±50 %. Это затрудняет как обеспечение избирательной работы предохранителей, так и непосредственно выбор плавкой вставки для защиты конкретных электроустановок.

Защита линии 0,38 кВ предохранителями в сетях с глухозаземленной нейтралью должна обеспечивать ее отключение при всех видах короткого замыкания в конце защищаемой линии. Ток однофазного короткого замыкания в конце защищаемой линии должен быть не менее чем в 3 раза выше номинального тока плавкой вставки предохранителя, выбираемой по длительно допустимой нагрузке линии.

Номинальный ток плавкой вставки для защиты трансформаторов со стороны вторичного напряжения 0,38 кВ принимается равным номинальному току трансформатора.

Автоматические выключатели напряжением 0,38 кВ устанавливаются в цепях трансформаторов для их коммутации и защиты, в устройствах АВР, в электроустановках жилых и общественных зданий, а также для создания избирательной системы защиты замкнутых сетей напряжением 0,38 кВ. Автоматические выключатели серии АВМ на номинальные токи от 120 до 2000 А предназначены для нечастых коммутаций (до 6 коммутаций в час) при нормальных условиях работы, а также для автоматического отключения электрических цепей при редко возникающих коротких замыканиях и недопустимых перегрузках. Автоматы могут иметь 2 или 3 электромагнитных расцепителя максимального тока (максимальный расце-

питель с обратнозависимой от тока выдержкой времени при перегрузках, расцепитель мгновенного срабатывания с независимой от тока выдержкой времени или с регулируемой выдержкой времени при коротких замыканиях), представляющих собой реле прямого действия. Кроме того, может быть дополнительный расцепитель минимального напряжения или независимый. Расцепитель минимального напряжения отключает автомат при снижении напряжения до 30% номинального и менее. Независимый расцепитель предназначен для дистанционного отключения автомата. Собственное время отключения автоматов составляет 0,06—0,095 с.

Выдержка времени при перегрузках создается за счет часового механизма расцепителя и составляет при наименьшей уставке тока не менее 10 с. Регулируемая выдержка времени создается за счет механического замедления расцепителя и составляет 0,25 и 0,4 с или 0,4 и 0,6 с. Защитные характеристики автомата, установленного в цепи напряжением 0,38 кВ силового трансформатора, должны быть согласованы с защитными характеристиками предохранителей в цепях 0,38 кВ на отходящих от ТП распределительных линиях в целях обеспечения избирательной работы автомата и предохранителей.

Автоматические выключатели серии А-37, применяемые в электроустановках жилых и общественных зданий, могут иметь тепловой и электромагнитный расцепители. Тепловой расцепитель срабатывает с обратнозависимой от тока выдержкой времени и обеспечивает защиту сети от перегрузки. Электромагнитный расцепитель срабатывает без выдержки времени и предназначен для защиты от токов короткого замыкания. Автоматы могут иметь независимый расцепитель для их дистанционного отключения.

Выбор номинальных характеристик предохранителей и автоматов производится в соответствии с расчетной нагрузкой защищаемого элемента, уровнем токов короткого замыкания и избирательностью работы защитной аппаратуры на разных ступенях рассматриваемой электрической цепи.

Для обеспечения избирательной работы предохранителей, установленных на стороне высшего и низшего на-

пряжений силового трансформатора, необходимо, чтобы полное наибольшее время перегорания предохранителя на стороне до 1000 В было меньше наименьшего времени перегорания предохранителя на стороне выше 1000 В.

Для защиты линий напряжением до 1000 В номинальный ток плавкой вставки должен быть больше или равен расчетному току нагрузки защищаемой линии. Выбранное значение тока плавкой вставки проверяется по условиям послеаварийного режима линии, минимального тока однофазного короткого замыкания и избирательности работы предохранителя по отношению к другим ступеням защиты.

В послеаварийном режиме ток плавкой вставки должен быть больше или равен нагрузке линии в послеаварийном режиме. Так как плавкая вставка не перегорает в течение часа при токе, равном 1,6 номинального, а расчетное время максимума нагрузки составляет 30 мин, то найденное значение нагрузки линии в послеаварийном режиме должно быть уменьшено в 1,2—1,6 раза. По этим данным может корректироваться номинальный ток плавкой вставки лишь в сторону его увеличения.

Ток плавкой вставки должен быть меньше или равен 1/3 минимального значения однофазного тока короткого замыкания (или замыкания в конце линии), исходные данные для расчета которого приведены в книге [8].

Избирательная работа последовательно установленных предохранителей в цепи одного и того же напряжения с бóльшим или меньшим номинальным током плавкой вставки обеспечивается, если время перегорания предохранителей с бóльшим номинальным током будет больше времени перегорания предохранителей с меньшим номинальным током плавкой вставки.

Защита замкнутых сетей напряжением до 1000 В должна строиться с учетом возможного распределения токов короткого замыкания, которые изменяются по величине и направлению в зависимости от места повреждения (линии 6—20 кВ, силовой трансформатор или линии 0,38 кВ).

Избирательная защита трансформатора обеспечивается установкой на стороне 0,38 кВ автомата обратной мощности, представляющего собой сочетание автомати-

ческого выключателя с реле направления мощности, реагирующего на изменение направления потока мощности.

При параллельной работе трансформаторов через сеть напряжением 0,38 кВ в соединительных пунктах петлевых линий 0,38 кВ устанавливаются предохранители с номинальным током на 1—2 ступени меньше, чем номинальный ток головных предохранителей этих линий в ТП.

Для питающих и распределительных сетей напряжением 6—10 кВ в качестве основной защиты от междуфазных замыканий используется максимальная токовая защита с ограниченно зависимой от проходящего тока характеристикой выдержки времени, а также без выдержки времени (токовая отсечка).

Выдержка времени защиты принимается по ступенчатому принципу: начиная с наиболее удаленного от источника питания участка линии, а по мере приближения этого участка к источнику питания выдержка времени увеличивается ступенями на интервале селективности.

Максимальная токовая защита без выдержки времени (время ее действия 0,2—0,3 с) применяется для обеспечения термической стойкости кабельных линий, устойчивости работы в аварийных режимах специальных электроприемников и во всех других случаях при необходимости соблюдения условий селективности. Отсечки должны отстраиваться от токов короткого замыкания на шинах 0,38 кВ ТП. При выполнении питающей сети по схеме, показанной на рис. 1.12, избирательная защита параллельных линий достигается за счет применения максимальной токовой направленной защиты, устанавливаемой в РП на приемных концах параллельных линий. На этих же линиях со стороны ЦП устанавливается обычная максимальная токовая защита. При коротком замыкании на одной из линий со стороны РП она отключается без выдержки времени, а работа второй линии продолжается.

На секционных выключателях РП напряжением 6—20 кВ устанавливается максимальная токовая защита с ускорением действия после работы устройства АВР.

Так как в сети напряжением 6—20 кВ с изолированной нейтралью при однофазных замыканиях на землю

потребители, включенные на междуфазные напряжения, могут нормально работать в течение 2 ч, то защита от замыканий на землю выполняется на сигнал. Сигнализация осуществляется с помощью общего устройства неселективной сигнализации, контролирующего состояние изоляции распределительной сети и дополнительного устройства, устанавливающего поврежденную линию напряжением 6—20 кВ.

Устройство общей сигнализации присоединяется к трансформаторам напряжения сборных шин распределительного устройства напряжением 6—20 кВ ЦП и подает общий сигнал при появлении замыкания на землю на любом присоединении к шинам данного ЦП.

Определение линий 6—20 кВ с однофазным замыканием на землю производится с помощью дополнительных приборов, установленных на линиях, отходящих от ЦП или РП. В качестве дополнительных приборов в городских кабельных сетях с компенсированной нейтралью применяется устройство сигнализации, реагирующее на высшие гармоники в токе нулевой последовательности. Высшие гармоники появляются из-за действия дугогасящих аппаратов при однофазном замыкании на землю и наложении токов прямой и обратной последовательностей тройной частоты, проходящих по путям токов нулевой последовательности.

Для определения поврежденной линии дополнительный прибор, устанавливаемый в распределительном устройстве 6—20 кВ каждого ЦП или РП, с помощью кнопок присоединяется поочередно к трансформаторам тока отходящих кабельных линий. При наличии РП вначале определяется поврежденная питающая линия, отходящая от ЦП, а затем в РП определяется распределительная линия 6—20 кВ с однофазным замыканием на землю.

На петлевых линиях 6—20 кВ устанавливаются указатели токов короткого замыкания.

Для защиты электроустановок напряжением выше 1000 В от токов короткого замыкания применяются также предохранители типа ПК (предохранители, заполненные кварцевым песком), изготавливаемые с плавкими вставками на ток от 2 до 400 А. Они устанавливаются в основном в цепях трансформаторов ТП. Предохранители

ПК отключают токи, соответствующие наибольшей разрывной трехфазной мощности до 200 МВ·А. Полное время отключения токов большой кратности составляет 0,005—0,007 с. При этом ток короткого замыкания не достигает амплитудного значения, соответствующего уровню металлического короткого замыкания. Следовательно, предохранители ПК являются токоограничивающими, защищающими электроустановку от токов короткого замыкания.

Предохранители ПК предназначены для защиты сети от повреждений внутри трансформатора, включая короткие замыкания на вводах 6—20 кВ и 0,38 кВ трансформатора.

Для обеспечения избирательности по отношению к предохранителям, установленным на стороне низшего напряжения, номинальный ток предохранителя ПК выбирается в 1,5—2 раза бóльшим номинального тока трансформатора на стороне высшего напряжения.

Применение предохранителей связано с обеспечением избирательности между предохранителями и релейной защитой вышестоящих элементов сети. Для обеспечения избирательной работы релейной защиты и предохранителей необходимо их уставки и номинальные данные выбирать таким образом, чтобы характеристики этих защит нигде не пересекались между собой. Избирательность двух последовательно включенных предохранителей обеспечивается, если номинальные параметры предохранителей различаются между собой на одну-две ступени шкалы токов.

В электрических сетях в качестве средств автоматизации применяются: автоматический ввод резервного питания, автоматическое повторное включение, автоматическая частотная разгрузка (АЧР), автоматическая разгрузка по току (АРТ).

Взаимное резервирование раздельно работающих питающих линий 6—20 кВ (см. рис. 1.12) осуществляется с помощью двухстороннего АВР на секционном выключателе РП. При питании РП по трем линиям (см. рис. 1.13) секционный выключатель РП оборудуется АВР одностороннего действия. В устройствах автоматики используется оперативный переменный ток от соответствующих

трансформаторов тока и напряжения. Допускается также применение силовых трансформаторов ТП и блоков питания с выпрямителями. Устройства АВР, применяемые в городских сетях, могут обладать свойством самовосстановления схемы после ликвидации последствий нарушения нормального режима сети и подачи напряжения со стороны источника питания (устройства АВР на напряжении 0,38 кВ с контакторными станциями). Устройства АВР с использованием выключателей нагрузки не обладают этим свойством, так как для возвращения устройства АВР в исходное положение требуется вмешательство персонала.

При выполнении устройства АВР в распределительных сетях напряжением 6—20 кВ допускается однократное автоматическое включение на поврежденные сборные шины ТП или РП.

Работа устройства АВР на стороне 6—20 кВ с использованием выключателей нагрузки и на стороне 0,38 кВ с использованием контакторных станций рассмотрена выше (см. § 1.3 и рис. 1.6—1.11). Здесь отметим лишь то, что выключатели нагрузки, предназначенные для отключения токов нормального режима, предусматривают ручное включение и автоматическое отключение. Выключатели нагрузки с переставленными отключающими пружинами включаются автоматически, а отключаются вручную (см. рис. 1.6, 1.8).

Выключатели нагрузки выпускаются на номинальный ток отключения 200 и 400 А (при напряжении соответственно 10 и 6 кВ).

Поскольку устройство АВР (см. рис. 1.6) не обладает свойством самовосстановления, дежурный персонал должен включить выключатель ВН1 и отключить выключатель ВН2. Это необходимо учитывать при согласовании действия устройства АВР, установленного в РП, и устройств АВР, установленных в ТП, которые получают питание от данного РП.

Выдержка времени устройства АВР в ТП принимается на интервал селективности больше, чем выдержка времени устройства АВР, установленного в РП.

Автоматическое повторное включение предназначено для повышения надежности электроснабжения при от-

ключении линий из-за коротких замыканий. Так как большинство коротких замыканий, особенно на воздушных линиях, имеет преходящий характер, при отключении такого замыкания дуга гаснет. Если вновь включить линию через некоторое время, достаточное для деионизации дуги (например, через 1 с), то она повторно не зажигается.

Успешность работы устройства АПВ α_2 определяется по формуле

$$\alpha_2 = 1 - \frac{M}{N_2 - N_1},$$

где M — количество неуспешных АПВ; N_2, N_1 — количество срабатываний счетчика в конце и на начало рассматриваемого промежутка времени (например, года).

Автоматическое повторное включение можно производить один или несколько раз. В первом случае оно называется *однократным*, а во втором — *многократным*. В распределительных сетях применяют однократные и двукратные АПВ. Двукратное АПВ устанавливается обычно на воздушных линиях распределительной сети. Успешность двукратных АПВ составляет 0,1—0,15, успешность однократного АПВ — около 70%.

Автоматическая разгрузка по допустимому току питающих линий устанавливается на отходящих от РП распределительных линиях в том случае, если питающие линии не рассчитаны на пропуск всей мощности РП. Например, при отключении линии Л1 (см. рис. 1.12) после срабатывания АВР линия Л2, не рассчитанная на пропуск всей мощности РП, может перегрузиться. Тогда должны автоматически отключиться отходящие от РП наименее ответственные распределительные линии, подведенные под устройство АРТ. Разгрузка происходит до тех пор, пока ток линии Л2 не станет меньше тока допустимой нагрузки.

Для разгрузки энергосистемы при дефиците активной мощности и снижении частоты в ЦП устанавливают устройства автоматической частотной разгрузки. Устройства АЧР, выполняемые очередями, отключают часть линий 6—20 кВ при снижении частоты в энергосистеме. Эф-

фективность АЧР обеспечивается только в том случае, когда действие устройств АВР не ликвидирует снижение нагрузки сети из-за работы АЧР, т. е. работа устройств АЧР должна быть согласована с работой устройств АВР. Согласование работы устройств АЧР и АВР будет обеспечено, если к устройству АЧР подключены линии, не имеющие резервного питания, а взаимно резервируемые с помощью АВР линии подключены к одной очереди АЧР. Параллельно работающие линии 6—20 кВ должны быть подключены на ЦП к АЧР одной очереди.

Управление режимом городской сети производится выездными дежурными бригадами, общее руководство которыми осуществляется из диспетчерского пункта сети. В радиальных и петлевых схемах сети сигнал о нарушениях нормального режима поступает со стороны ЦП при отключении питающих линий 6—20 кВ или со стороны потребителя при прекращении его электроснабжения. В полностью автоматизированных сетях нарушение режима сети может быть установлено только в процессе осмотра сетевых сооружений, так как при повреждении происходит автоматическое отключение поврежденной линии и автоматическое восстановление электроснабжения потребителей. В таких сетях рекомендуется применять телемеханизацию только ЦП и РП с выводом сигнализации на диспетчерский пункт в объеме:

- телесигнализации положения основного коммутационного оборудования (выключателей всех линий 6—20 кВ и секционного выключателя РП или ЦП);
- телеизмерения при необходимости по вызову нагрузок питающих (для РП) и отходящих от РП и ЦП линий и напряжения на секциях шин 6—20 кВ;
- аварийно-предупредительной сигнализации (не менее двух общих сигналов: авария — показания приборов, фиксирующих параметры короткого замыкания, и неисправность — сигналы о замыканиях на землю, на секциях шин распределительного устройства напряжением 6—20 кВ);
- телеуправления (одна общая команда) для целей гражданской обороны, а в отдельных случаях — выключателями отходящих от ЦП линий.

В качестве каналов связи для целей телемеханики используются городские телефонные сети или специально прокладываемые линии связи, а также высокочастотные каналы и радиоканалы (для протяженных сетей).

В качестве канала передачи информации может быть использован контур нулевой последовательности, образуемый открытым треугольником трансформаторов напряжения, индуктивное сопротивление обмоток которого компенсируется последовательно включаемой емкостью, и тремя фазами воздушной линии сети. Кодированные сигналы передаются наложением на ток промышленной частоты тока нулевой последовательности другой частоты, циркулирующего в цепи «три фазы — земля».

Применение телеуправления включателями напряжением 6—20 кВ может быть оправдано для автоматического управления режимом работы автоматизированной сети с целью снижения потерь энергии.

В связи с высокой стоимостью средства телемеханики в ТП не применяются.

2

СЕЛЬСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

2.1. Схемы сельской электрической сети

На основании современных требований к надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, а также в связи с тем, что в прошлом все сельскохозяйственные потребители относились к III категории, находящиеся в эксплуатации сети напряжением 6—20 кВ построены по радиальным нерезервируемым и кольцевым схемам (рис. 2.1—2.3), которые весьма разветвлены. В сельской сети отсутствует питающая сеть напряжением 6—20 кВ и, следовательно, РП. Сельские линии напряжением 6—20 кВ могут строиться также по схеме «два провода — земля».

Особенность сельской сети напряжением 6—20 кВ состоит в том, что распределительная воздушная линия (магистраль) не заходит в каждую ТП. Это связано с тем, что из-за значительной разбросанности потребителей экономически невыгодно заводить магистраль в каждую ТП (значительно увеличивается протяженность магистрали).

Трансформаторные подстанции подключаются к радиальной линии с помощью ответвлений (отпаек). При этом ТП в основном выполняются однотрансформаторными. Находят применение также однофазные ответвления от трехфазных линий 6—20 кВ с использованием однофазных трансформаторов. Сеть напряжением 0,38 кВ представляет собой радиальные линии с отпайками (вводами) к конкретным электроприемникам. Связь между ТП по сети напряжением 0,38 кВ из-за их значительной удаленности друг от друга, как правило, не предусматривается.

Радиальная сеть — наиболее простая и дешевая из сетей. Сечение проводов здесь выбирается только из условий нормального режима, так как в послеаварийном режиме загрузка сети меньше, чем в нормальном режиме.

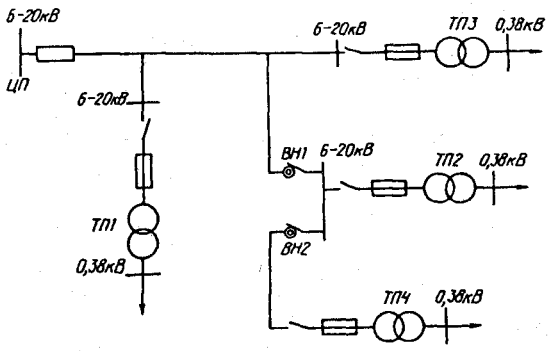


Рис. 2.1. Радиальная нерезервированная сельская электрическая сеть напряжением 6—20 и 0,38 кВ

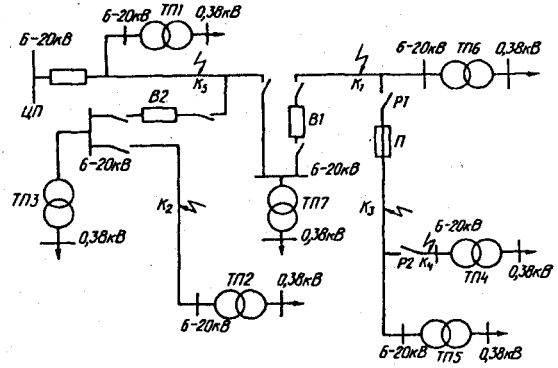


Рис. 2.2. Радиальная секционированная электрическая сеть напряжением 6—20 кВ

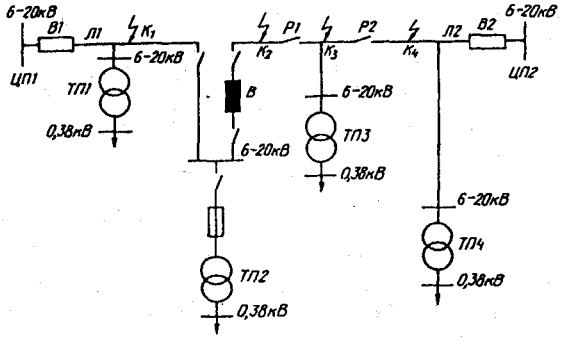


Рис. 2.3. Кольцевая схема сети напряжением 6—20 кВ (В — нормально отключенный выключатель)

Для возможности отделения поврежденных участков сети напряжением 6—20 кВ применяется продольное или поперечное секционирование с помощью коммутационной аппаратуры — выключателей, разъединителей, а также предохранителей (см. рис. 2.1, 2.2). В настоящее время разработано для секционирующих пунктов специальное комплектное распределительное устройство наружной установки (шкаф КРУН) с вакуумным выключателем, трансформаторами тока, трансформатором собственных нужд, разрядниками и аппаратурой вспомогательных цепей. Указанное устройство, рассчитанное на номинальный ток 320 А, автоматически отделяет поврежденный участок электрической сети. Секционирование сети в общем случае позволяет уменьшать уровни токов короткого замыкания в 1,5—2 раза. При этом под *продольным секционированием* понимается установка секционных аппаратов в рассечку магистрали, а под *поперечным* —установка секционных аппаратов на ответвлениях от магистральной линии. Секционирование выполняется в распределительном устройстве напряжением 6—20 кВ проходных ТП. На рис. 2.2 продольное секционирование обеспечивает выключатель В1, поперечное — выключатель В2 и разъединители Р1, Р2, а также предохранитель П, а на рис. 2.1 — выключатели нагрузки ВН1 и ВН2. Трансформаторная подстанция ТП2 (см. рис. 2.1) называется *проходной.*

При коротком замыкании в точке K_1 (см. рис. 2.2) отключается выключатель В1, в результате сохраняется питание ТП1, ТП2, ТП3, ТП7. При коротком замыкании в точке K_2 отключается выключатель В2, в результате чего сохраняется питание ТП1, ТП4, ТП5, ТП6, ТП7. При коротком замыкании в точке K_3 перегорает предохранитель П и питание ТП6 сохраняется.

При повреждении на ответвлении к ТП4 (точка K_4) должен перегореть предохранитель П. После нахождения места повреждения может быть отключено разъединителем Р2 поврежденное ответвление и восстановлено питание ТП5. В случае повреждения головного участка линии (точка K_5) погашаются все ТП, питающиеся от линии 6—20 кВ.

Отыскание и локализацию места повреждения выполняет оперативный персонал сетей. Отсутствие сетевого

резервирования потребителей, тяжелые климатические условия, бездорожье сказываются на продолжительности обнаружения повреждений и восстановления электроснабжения и в конечном итоге — на уровне недоотпуска электроэнергии потребителям.

Значительная протяженность сельских сетей при сравнительно небольшой передаваемой мощности определяет высокую стоимость передачи энергии по сельской сети.

Кольцевая схема сельской сети (см. рис. 2.3), опирающаяся на 2 ЦП, работает в разомкнутом режиме. Разрывы, как и в городской сети, выполняют на секционных аппаратах (в данной схеме нормально отключен выключатель В). Повреждение линии на любом из участков приводит к погашению части потребителей. При повреждении в точке K_1 отключается выключатель В1, установленный в ЦП1, и прекращается питание ТП1. При коротком замыкании в точках K_2—K_4 отключается выключатель В2, установленный в ЦП2, и погашаются ТП2 — ТП4. В случае повреждения линии в точке K_2 восстановление электроснабжения ТП3 и ТП4 возможно после отключения поврежденного участка секционирующими разъединителями Р1 и Р2. Тогда включается линия Л2 в ЦП2 для питания ТП4 и ТП3 (до разъединителя Р1), а к ТП2 прекращается подача электроэнергии.

При коротком замыкании в точке K_3 восстановление электроснабжения ТП2 и ТП4 возможно после отключения поврежденного участка секционирующими разъединителями Р1 и Р2. Тогда включается линия Л2 в ЦП2 для питания ТП4 (до разъединителя Р2) и выключатель В для питания ТП2 (до разъединителя Р1), а на ТП3 прекращается подача электроэнергии. При повреждении в точке K_4 восстановление электроснабжения ТП2 и ТП3 возможно после отключения разъединителя Р2 и включения выключателя В. Тогда ТП1—ТП3 будут получать электроэнергию от ЦП1, а на ТП4 прекращается подача электроэнергии на время ремонта поврежденного участка.

Считается, что кольцевая сеть в послеаварийном режиме может обеспечивать разервирование до 70% мощности отключенной линии. Сечение проводов участков

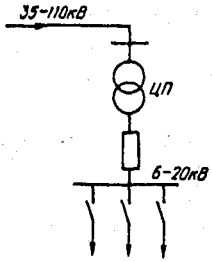


Рис. 2.4. Схема подстанции ЦП без выключателей на отходящих линиях напряжением 6—20 кВ

кольцевой линии выбирается по условиям нормального режима.

Как видно из рис. 2.1—2.3, тупиковые ТП присоединяются к сети напряжением 6—20 кВ через разъединители и предохранители. Иногда может быть вместо разъединителя установлен выключатель нагрузки.

При одностороннем или двухстороннем питании на стороне 6—20 кВ могут устанавливаться выключатели нагрузки (ТП2 на рис. 2.1). Здесь шины 6—20 кВ ТП2 называются проходными и послеаварийные переключения выполняются вручную. Вместо одного из выключателей нагрузки может быть установлен разъединитель.

Схема ТП7 (см. рис. 2.2) совмещает однотрансформаторную подстанцию с автоматическим секционирующим пунктом, а схема ТП2 (см. рис. 2.3) — с пунктом автоматического включения резервной линии напряжением 10 кВ. Схемы, приведенные на рис. 2.1—2.3, служат для электроснабжения потребителей II и III категорий.

Для электроснабжения потребителей III категории может быть применена схема без выключателей на отходящих линиях 6—20 кВ. При коротких замыканиях на одной из отходящих линий ее защита действует на отключение трансформаторного выключателя, после отключения которого отключается отделитель поврежденной отходящей линии и устройство автоматического повторного включения трансформаторного выключателя подает напряжение на шины 6—20 кВ. Таким образом, все остальные линии после кратковременного погашения получают питание (рис. 2.4). При выводе в ремонт одной из линий также необходимо сначала отключить трансформаторный выключатель, затем отделитель ремонтируемой линии, после чего всем остальным линиям подается питание. В этом недостаток схемы.

Для электроснабжения потребителей I категории проектируются петлевые схемы электрических сетей напряжением 10 кВ с двухтрансформаторными подстанциями

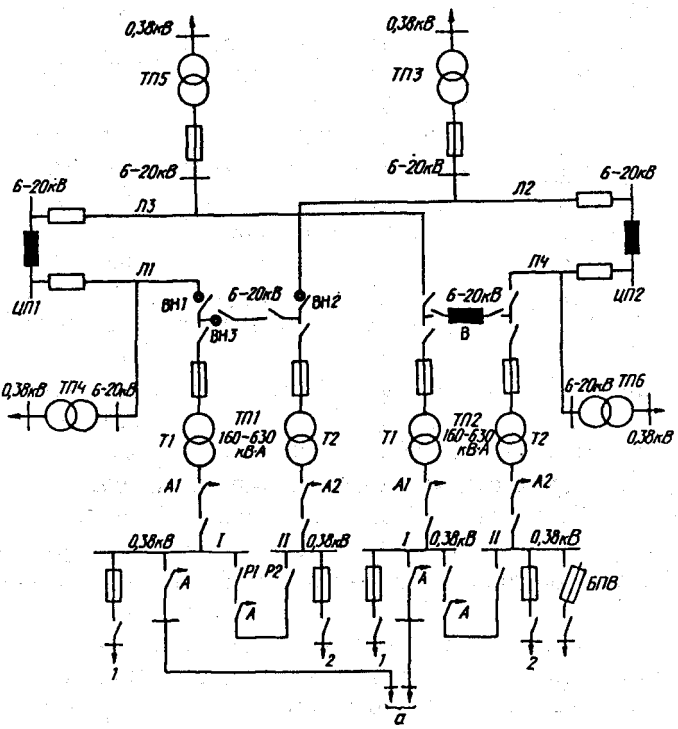


Рис. 2.5. Схема электроснабжения сельскохозяйственных потребителей I категории (*а* — приемник I категории; А — автоматический воздушный выключатель (автомат); БПВ — блок «предохранитель—выключатель»; В — масляный выключатель)

(мощностью, как правило, 160—630 кВ·А) и АВР на стороне 0,38 кВ (рис. 2.5).

Трансформаторы ТП1 (Т1 и Т2) в нормальном режиме питаются каждый по своей линии (Т1 — по линии Л1 от ЦП1, Т2 — по линии Л2 от ЦП2); секционный выключатель нагрузки ВН3 отключен. Выключатель ВН3 включается при необходимости транзита мощности через шины ТП1 для питания от одного источника (ЦП1 или ЦП2) потребителей ТП4 или ТП3. Включение выключателей ВН1—ВН3 производится вручную. На вводах на шины 0,38 кВ в цепи трансформаторов, а также в цепи секционирования сборных шин установлены автоматические

воздушные выключатели (автоматы) с тепловыми расцепителями и рубильники, обеспечивающие видимый разрыв при отключении соответствующих цепей. На отходящих линиях также устанавливаются автоматы, обеспечивающие защиту от междуфазных коротких замыканий.

В некоторых случаях вместо автоматов могут устанавливаться блоки «предохранитель—выключатель» типа БПВ (на подстанциях мощностью 160—630 кВ·А).

Автоматический ввод резерва осуществляется с помощью секционного автомата А, включающегося после погашения любой из секций шин 0,38 кВ из-за отключения автомата А1 или А2, повреждения либо прекращения питания одного из трансформаторов ТП. От каждой секции сборных шин отходит линия централизованного управления уличным освещением (*1* и *2*).

В некоторых типах ТП секционирование шин 0,38 кВ осуществляется с помощью рубильников Р1 и Р2, операции с которыми выполняются вручную.

В схеме распределительного устройства напряжением 6—20 кВ типа «мостик» (ТП2 на рис. 2.5) обеспечивается автоматическое секционирование линий Л3 и Л4. Выключатель В включается при необходимости питания ТП6 от линии Л3, а ТП5 — от линии Л4.

2.2. Конструктивное исполнение и режимы работы сельской электрической сети

Линии напряжением 0,38—20 кВ сельской сети выполняются в основном воздушными со штыревыми изоляторами на деревянных и железобетонных опорах. Элементы деревянных опор могут быть пропитаны и не пропитаны антисептиком; приставки деревянных стоек опор выполняются деревянными или железобетонными.

В условиях дефицита цветного металла, имевшего место при сплошной электрификации, а также при небольших нагрузках распределительных линий на линиях напряжением 6—20 кВ применялись стальные, алюминиевые и сталеалюминиевые провода небольших сечений. Вследствие этого, а также значительной протяженности линий в сельской сети отмечается недостаточная

пропускная способность и низкий уровень токов короткого замыкания, соизмеримых при удаленных повреждениях с токами нагрузки. Это усложняет выполнение чувствительной релейной защиты элементов системы электроснабжения и автоматическое отыскание расстояния до места повреждения.

Трансформаторные подстанции сооружаются обычно однотрансформаторными комплектными наружной установки (тупикового или проходного типа) или мачтовыми (мощность трансформатора до 250 кВ·А).

Двухтрансформаторные подстанции состоят из двух однотрансформаторных блоков, соединенных между собой.

В случае необходимости сооружения закрытых ТП используются проекты, применяемые в городских электрических сетях.

Конструктивно комплектные ТП выполняются в виде блока, состоящего из устройства высшего напряжения, силового трансформатора и распределительного устройства напряжением 0,38 кВ.

Мачтовые ТП выполняются на П- или АП-образных опорах и являются тупиковыми. На опоре высотой 6,5 м размещены предохранители, силовой трансформатор и шкаф распределительного устройства напряжением 0,38 кВ.

Сеть напряжением 6—20 кВ работает с изолированной нейтралью, что приводит к необходимости выбора изоляции на линейное напряжение.

К особенностям режима сельской сети относятся сравнительно небольшая передаваемая мощность и неравномерность работы сельскохозяйственных потребителей в течение суток и года (сезонность некоторых видов нагрузки), что приводит к неравномерной загрузке оборудования сети.

2.3. Определение расчетных электрических нагрузок сельской электрической сети

Нагрузки вновь вводимых в зоне ТП или ЦП крупных потребителей (для зоны ТП — 30 кВт, для зоны ЦП — 200 кВт) определяются по конкретным проектам или по

укрупненным показателям максимальной нагрузки на вводе типовых объектов [18].

Общая нагрузка ТП или ЦП определяется по фактически достигнутой нагрузке на каждой ТП или ЦП на основании измерений.

Максимальная расчетная активная нагрузка каждой из действующих ТП или ЦП ($P_{\text{расч ТП}}$ или $P_{\text{расч ЦП}}$) на расчетный год определяется суммой общей нагрузки и нагрузки вновь вводимых крупных потребителей:

$$P_{\text{расч ТП}} = P_{\text{факт}} k_{\text{рост}} + k_{\text{од}} \sum_{i=1}^{m} P_{\text{кр}\,i} k_{\text{сез}i}, \qquad (2.1)$$

где $P_{\text{факт}}$ — фактическая максимальная нагрузка ТП или ЦП по данным замеров (находится аналогично выражениям (1.1), (1.2)); $k_{\text{рост}}$ — коэффициент роста нагрузок; $k_{\text{од}}$ — коэффициент одновременности максимальных нагрузок крупных потребителей на ТП (или ЦП), он определен в зависимости от числа крупных потребителей и составляет от 0,9 до 0,7 (при числе крупных потребителей от 2 до 16 и более); $P_{\text{кр}\,i}$ — максимальная нагрузка i-го крупного потребителя, планируемого к вводу в рассматриваемый перспективный период; $k_{\text{сез}\,i}$ — коэффициент сезонности работы i-го крупного потребителя (значения $k_{\text{сез}\,i}$ приведены в справочнике [18]).

Если нагрузка сезонных потребителей на действующих ТП или ЦП составляет более 30 % суммарной нагрузки, то, кроме расчетного зимнего максимума, выполняется расчет нагрузок этих ТП или ЦП для соответствующего сезона.

Нагрузка распределительных линий напряжением 6—20 кВ определяется аналогично формуле (1.3), где коэффициент $k_{\text{м}}$ будет иметь значения, характерные для сельскохозяйственных потребителей.

2.4. Определение недоотпуска электроэнергии потребителям при перерывах в электроснабжении

Недоотпуск электроэнергии ТП, подключенным к радиальным линиям напряжением 6—20 кВ сельской несекционированной сети, при аварийных отключениях

определится аналогично формуле (1.5) с учетом выражения (2.1) и вероятности совпадения перерывов в электроснабжении с фактической работой потребителей в течение суток, а также параметра потока отказов однотрасформаторной подстанции ЦП и питающей его одноцепной линии напряжением 35—110 кВ, т. е.

$$W_{\text{а}} = (\sum_{i=1}^{m} P_i)((\lambda_{\text{цп}} t_{\text{цп}} + \lambda_{110} l_{110} t_{110}) + \\ + \lambda L (1-\alpha_1)(1-\alpha_2) t_{\text{а}}) k, \qquad (2.2)$$

где $\lambda_{\text{ЦП}}$, λ_{110} — параметры потока отказов трансформаторов ЦП и питающих линий напряжением 35—110 кВ; $t_{\text{ЦП}}$, t_{110} — средняя продолжительность устранения одной аварии в ЦП и на питающей линии напряжением 35—110 кВ; l_{110} — длина питающей линии; k — вероятность совпадения перерывов в электроснабжении с фактической работой потребителей в течение суток (ранее принимался равным 0,07—0,34; в настоящее время может достигать значений 0,6—1,0).

При секционировании радиальной сети напряжением 6—20 кВ только разъединителями

$$W_{\text{а}} = (\sum_{i=1}^{m} P_i)((\lambda_{\text{цп}} t_{\text{цп}} + \lambda_{110} l_{110} t_{110}) + \\ + \lambda L (1-\alpha_1)(1-\alpha_2)(t_{\text{лок}} + (1 - \frac{l_{\text{р}}}{L} t_{\text{р}}))k. \qquad (2.3)$$

При секционировании сети напряжением 6—20 кВ с помощью автоматически действующих аппаратов (выключателей, предохранителей) аварийный недоотпуск электроэнергии определится по формуле

$$W_{\text{а}} = (\sum_{i=1}^{m} P_i)((\lambda_{\text{цп}} t_{\text{цп}} + \lambda_{110} l_{110} t_{110}) + \\ + \lambda L (1-\alpha_1)(1-\alpha_2) \times (1 - \frac{L_{\text{р}}}{L}) t_{\text{а}})k, \qquad (2.4)$$

где $L_{\text{р}}$ — длина участков распределительной линии напряжением 6—20 кВ, по которым сохраняется питание при повреждениях за секционными аппаратами.

Если положить, что нагрузка разомкнутых линий 6—20 кВ кольцевой сельской сети равна $\sum_{i=1}^{m} P_i$, то недоотпуск электроэнергии трансформаторным подстанциям

$$W_a = (\sum_{i=1}^{m} P_i)((\lambda_{ЦП} t_{ЦП} + \lambda_{110} l_{110} t_{110}) + \lambda L (1-\alpha_1) \times$$
$$\times (1-\alpha_2)(t_{лок} + (1-\alpha_{рез}) t_р) k, \qquad (2.5)$$

где $\alpha_{рез}$ — коэффициент, учитывающий возможности резервирования по кольцевой сельской сети (достигает 70% мощности отключенного участка).

При необходимости оценки недоотпуска электроэнергии конкретному потребителю в сети напряжением 0,38 кВ следует учесть повреждаемость ТП и линий напряжением 0,38 кВ, а также возможность резервирования питания в этой сети, например от посторонних источников питания. Выражения для определения $W_{пл}$ будут аналогичны выражениям (1.9), (1.10).

Недоотпуск электроэнергии потребителям при плановых отключениях $W_{пл}$ может быть определен следующим образом:

для кольцевой сети

$$W_{пл} = (\sum_{i=1}^{m} P_i)\, \varepsilon\, (\tau + (1-\alpha_{рез}) t_р) \lambda_{пл} (1-\alpha_{пл}) k_{пл} (1-k_u); \qquad (2.6)$$

для радиальной сети

$$W_{пл} = (\sum_{i=1}^{m} P_i)\, \varepsilon \lambda_{пл} (1-\alpha_{пл})\, t_{пл} k_{пл} (1-k_u), \qquad (2.7)$$

где $\alpha_{пл}$ — коэффициент, учитывающий возможность совмещения выполнения работ в сети напряжением 6—20 кВ при отключении ЦП и питающих его линий; $\alpha_{пл} = 0{,}7—0{,}8$.

В сельской сети в связи с непостоянством работы сельскохозяйственных потребителей можно таким образом подобрать время ремонта, что $\varepsilon = 0{,}1—0{,}2$. В общем случае ущерб от недоотпуска электроэнергии при преднамеренных отключениях в 10 раз меньше, чем при аварийных.

2.5. Особенности релейной защиты, автоматики и телемеханики сетей

Линии напряжением 0,38 кВ, отходящие от ТП 6—20/0,38 кВ, защищаются от коротких замыканий автоматическими выключателями, оснащенными электромагнитными и тепловыми расцепителями, блоками предохранитель—выключатель, предохранителями. В качестве расчетного режима для определения тока короткого замыкания принимается режим однофазного короткого замыкания на нулевой провод. Селективность действия секционных предохранителей обеспечивается, если номинальный ток плавкой вставки предохранителя, более удаленного от источника питания, будет на 2—3 ступени ниже номинального тока плавкой вставки смежного предохранителя.

Селективность действия автоматических выключателей обеспечивается, если большее время действия устанавливается на автоматическом выключателе, находящемся ближе к источнику питания.

Специальное устройство защиты, предназначенное для автоматического отключения линий напряжением 0,38 кВ с изолированной нейтралью при однофазных и междуфазных коротких замыканиях, выполняется в виде приставки к автоматическому выключателю, снабженному независимым расцепителем.

Для защиты силовых трансформаторов со стороны 6—20 кВ от токов короткого замыкания применяются плавкие предохранители, номинальный ток плавкой вставки которых принимается по соответствующим таблицам [18] в зависимости от номинальной мощности трансформатора. Защита от перегрузки силовых трансформаторов выполняется с помощью тепловых реле, включенных в цепи трансформаторов тока на стороне 0,38 кВ. Уставка реле равна 1,1—1,2 номинального тока трансформатора. Тепловое реле через промежуточное реле действует на отключение автоматических выключателей отходящих от ТП линий напряжением 0,38 кВ.

Для защиты сельских линий напряжением 10 кВ в качестве основных применяются максимальные токовые защиты, выполняемые на встроенных в привод выключа-

теля реле прямого действия. Такие же защиты устанавливаются на выключателях ввода и секционных выключателях. Для ускорения действия защит максимальная токовая защита может дополняться токовой отсечкой.

В тех случаях, когда максимальная токовая защита не обеспечивает требуемой чувствительности и селективности, что имеет место в распределительных сетях напряжением 6—20 кВ сложной конфигурации, для защиты линий напряжением 6—20 кВ от токов коротких замыканий применяется дистанционная защита. Она имеет две ступени: токовую и дистанционную. Токовая ступень защиты представляет собой токовую отсечку с выдержкой времени 0,25—0,4 с. Дистанционная ступень защиты выполнена на основе схемы сравнения абсолютных значений напряжений, пропорциональных разности фазных токов и напряжений между поврежденными фазами линии. Уставка второй ступени защиты по току и времени срабатывания определяется условием обеспечения коэффициента чувствительности не менее 1,5 и ступени селективности (0,5 с) при повреждении в конце защищаемого участка.

Для обнаружения мест повреждения в воздушных распределительных сетях применяют дистанционные, топографические и переносные приборы.

В качестве дистанционных приборов могут быть использованы омметры, которые позволяют определять расстояние от ЦП до места повреждения по величине полного или реактивного сопротивления петли короткого замыкания. Расстояние до места повреждения прямо пропорционально измеренному сопротивлению петли.

Визуальные указатели короткого замыкания и система телесигнализации о положении секционирующего выключателя относятся к топографическим приборам поиска места короткого замыкания в воздушных сетях напряжением 6—10 кВ.

При резком увеличении тока в линии во время короткого замыкания срабатывает так называемый «измерительный блок», содержащий датчики тока, выходной параметр которых пропорционален току в линии, и указатель срабатывания (флажок указателя поворачивается к

наблюдателю стороной, окрашенной в яркий цвет). По положению флажка указателя определяется направление, на котором произошло короткое замыкание. Указатели короткого замыкания размещаются на опорах в местах ответвлений от магистральной линии и за секционирующим выключателем.

Если увеличение тока было кратковременным и на линии в результате автоматического повторного включения восстановилось напряжение, указатель срабатывания возвращается в исходное положение.

В качестве источников питания служат емкостные преобразователи напряжения, в состав которых входят подвешенные к проводу изоляторы, обеспечивающие емкостный отбор, или подвешенный в одном пролете дополнительный провод.

При использовании указателей исключается необходимость при поиске поврежденного участка применять так называемый метод пробных включений на короткое замыкание, когда вначале на отключенной линии разъединителем отключается одно из предполагаемых поврежденных ответвлений и выключателем в ЦП включается распределительная линия. В этом случае имеет место значительный расход коммутационного ресурса выключателей, а также возрастает вероятность развития аварии при выходе из строя привода выключателя.

Переносные приборы как направленного, так и ненаправленного действия используются для определения точного места замыкания на землю или обрыва провода. У переносных приборов измерительный элемент выполнен в виде индукционных преобразователей тока и антенных преобразователей напряжения.

Действие направленного прибора «Зонд», применяемого в электрических сетях для определения места замыкания на землю, основано на сравнении фаз напряжения и тока одиннадцатой гармонической составляющей нулевой последовательности. По отклонению стрелки индикатора влево или вправо судят о направлении поиска повреждения.

Действие направленного прибора «Волна», применяемого для определения места обрыва провода, не сопровождающегося замыканием на землю, основано на фик-

сации тока нулевой последовательности в линии или его высших гармонических составляющих. Показания прибора на поврежденной линии до места обрыва максимальны, а за местом обрыва резко снижаются, поэтому поиск места обрыва проводов начинают с ЦП, что не способствует сокращению времени поиска повреждения.

Следует отметить, что использование приборов для обнаружения места повреждения позволяет сократить время поиска повреждения и отказаться от метода пробных включений, который приводит к увеличению износа выключателей распределительной сети. Суть метода пробных включений состоит в том, что отключенная в ЦП воздушная линия разделяется с помощью разъединителей продольного и поперечного секционирования на части с последующим включением под напряжение одной из них. Это позволяет выявить, на какой из частей имеется повреждение. Последняя снова делится, и на нее подается напряжение. Процесс заканчивается локализацией поврежденного участка и восстановлением электроснабжения потребителей от неповрежденных участков сети.

Токовая направленная защита обеспечивает селективное отключение междуфазных повреждений в распределительных сетях напряжением 6—20 кВ с секционированием и сетевым резервированием. Защита имеет двухфазное двухступенчатое исполнение с одним выходным реле. Уставка по току и времени срабатывания: первой ступени 10—60 А и 0,3 с, второй ступени 3,5—20 А и 0,5—5 с (с возможностью ускорения срабатывания до 0,2 с).

Уставки срабатывания второй ступени по току и времени переключаются автоматически при изменении направления контролируемой мощности.

Для сигнализации однофазных замыканий на землю в кабельной сети напряжением 6—20 кВ используются кабельные трансформаторы тока, устанавливаемые на питающем конце линии. Для отключения поврежденной линии в сетях напряжением 6—10 кВ с суммарными емкостными токами 0,2—20 А при однофазных замыканиях применяется направленная защита нулевой последовательности, которая подключается к шинным трансформаторам напряжения нулевой последовательности и кабельным трансформаторам тока данной линии.

В сельских сетях приводы высоковольтных выключателей оборудуются как однократным, так и двукратным устройством АПВ. У однократных АПВ выдержка времени составляет 0,5—0,4 с. У двукратных АПВ выдержка времени первого АПВ — около 1 с, второго — 15 с. Это объясняется тем, что часть повреждений воздушных линий вызывается упавшими на провода предметами (деревья, ветви деревьев), перекрытием междуфазного промежутка большими птицами и т. д.

Продольные или поперечные секционирующие выключатели устанавливаются как в целях обеспечения сетевого резервирования, так и в случаях, когда защита, установленная на линейном выключателе, не обеспечивает требуемой чувствительности при повреждениях в удаленных точках сети.

В первом случае отключенный в нормальном режиме выключатель оборудуется устройством двухстороннего автоматического включения резерва (см. рис. 2.3). При исчезновении напряжения на любой из линий Л1 или Л2 устройством АВР включается секционный выключатель и обеспечивается подача питания на отключившуюся линию. Выдержка времени АВР должна быть отстроена от выдержки времени АПВ с определенной ступенью селективности (0,5—1 с для однократного АПВ и 5—10 с для двукратного).

Средства телемеханики устанавливаются на подстанциях напряжением 35/10 и 110/35/10 кВ, т. е. в ЦП, в объеме:

- телеуправления коммутационным оборудованием, имеющим существенное значение для работы подстанций в схеме сети;
- телесигнализации положения коммутационного оборудования подстанций;
- аварийно-предупредительной телесигнализации (работа защиты — один общий сигнал, авария трансформатора — один сигнал для всех трансформаторов, ненормальная работа трансформатора — один сигнал с трансформатора, земля на секции 35 кВ — один сигнал с секции, неисправность на подстанции — один общий сигнал);

• телеизмерений по вызову (тока на трех сторонах обмотки трехобмоточного трансформатора и одной стороне двухобмоточного трансформатора; тока отходящих линий напряжением 10 и 35 кВ; напряжения на шинах 35 и 10 кВ).

Каналы телемеханики от подстанции до диспетчерского пункта организуются путем вторичного уплотнения телефонного канала диспетчерской связи (высокочастотного или проводного).

В качестве резервного канала диспетчерской связи подстанции с диспетчерским пунктом могут быть использованы средства ультракоротковолновой радиосвязи специализированных ремонтных бригад, а также местная телефонная связь, входящая во внутрирайонную сеть телефонной связи.

Имеются разработки устройств телесигнализации, осуществляющих передачу информации непосредственно по линиям напряжением 10 кВ с контролируемого пункта в ЦП. Они основаны на наложении на ток промышленной частоты сигналов других частот (30—100 кГц). Аппаратура телесигнализации подключается к двум фазам линии напряжением 6—10 кВ с помощью конденсаторов связи и фильтров присоединения. Для предотвращения растекания токов высокочастотных сигналов устанавливают заградители. Устройство позволяет формировать с помощью высокочастотных импульсов 3 сигнала с каждого контролируемого пункта.

Разработано также более простое и более помехозащищенное устройство импульсной телесигнализации, обладающее бóльшим радиусом действия и не требующее высокочастотной обработки присоединения. Импульсная телесигнализация предназначена для передачи сигналов с сетевых распределительных пунктов о наличии напряжения на шинах, положении выключателей ввода и отходящих линий, состоянии изоляции. Действие системы основано на формировании с помощью тиристорного импульсного генератора и коммутатора мощных кодированных импульсов, образующих число — импульсный код, и передаче их через устройство присоединения по каналу «фаза—земля» линии напряжением 10 кВ. В ЦП импульсные сигналы воспринимаются индукционным датчиком, усиливаются, преобразуются в широтно-импульсный сигнал и расшифровываются.

3

ПРОМЫШЛЕННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

3.1. Схемы электроснабжения промышленных предприятий

Во введении приведен материал по схемам внешнего электроснабжения промышленных предприятий. Здесь мы вкратце рассмотрим систему внутреннего электроснабжения предприятия, а именно внутризаводские, межцеховые и внутрицеховые сети, т. е. сети от главной понизительной подстанции (ГПП) предприятия до приемников электроэнергии. Схемы напряжением 6—20 кВ промышленных сетей работают в разомкнутом режиме.

Для электроснабжения потребителей III категории может быть использована *радиальная воздушная линия* напряжением 6—20 кВ с глухими ответвлениями — отпайками (рис. 3.1). При повреждении на магистрали все потребители, питающиеся от нее, отключаются на время поиска и устранения повреждения. Трансформаторные подстанции на стороне 6—20 кВ подключаются к линии

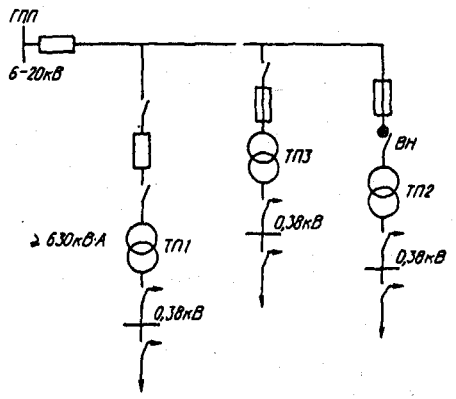


Рис. 3.1. Радиальная воздушная линия напряжением 6—20 кВ

через выключатели (при мощности трансформаторов 630 кВ·А и более), выключатели нагрузки и предохранители, разъединители и предохранители. От радиальной линии может питаться совокупность ТП (ТП1—ТП3, рис. 3.1), а также только одна ТП. В этом случае отпаек от линии нет, а сама линия может быть как воздушной, так и кабельной.

Большая группа схем сетей предназначена для электроснабжения одновременно потребителей II и III категорий, а также II и I категорий.

Для электроснабжения потребителей II категории применяется *радиальная линия с двумя параллельными кабелями*, присоединенными под один выключатель (рис. 3.2). Пропускная способность каждого кабеля составляет 50—70% мощности ТП. При повреждении одного из кабелей потребители погашаются на время отыскания поврежденного кабеля и его отключения. Такая схема может быть применена в тех случаях, когда потребители допускают перерыв в электроснабжении до 30 мин.

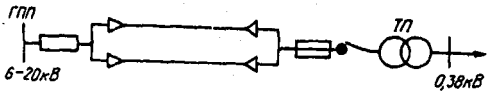


Рис. 3.2. Радиальная линия напряжением 6—20 кВ с двумя параллельными кабелями

Для электроснабжения потребителей II и III категорий применяется *петлевая схема*, аналогичная схеме, приведенной на рис. 1.2, с питанием от одного или разных источников питания. Схема, показанная на рис. 3.3 и называемая *магистральной линией с двухсторонним питанием*, может обеспечивать питание всех ТП от одного или двух источников. При повреждении линии в первом случае все потребители будут иметь перерыв в электроснабжении на время поиска и локализации поврежденного участка (порядка 30—40 мин). Во втором случае в течение указанного времени будет недоотпуск электроэнергии только части (около половины) потребителей, так как петлевая линия разомкнута в нормальном режиме примерно в точке естественного токораздела и ТП получают питание от обоих источников. К сети присое-

диняется не более 5—6 ТП. Сечение линии на всех участках одинаково и выбирается по мощности подключенных к сети ТП.

Разновидностями схемы, изображенной на рис. 3.3, которые применяются в промышленных сетях, служат *кольцевая разомкнутая магистраль* (или петлевая линия, работающая в разомкнутом режиме и питающаяся от одного источника), *радиальная линия с общей резервной линией* и *радиальная схема электроснабжения каждой цеховой подстанции с общей резервной магистральной линией* (рис. 3.4—3.6).

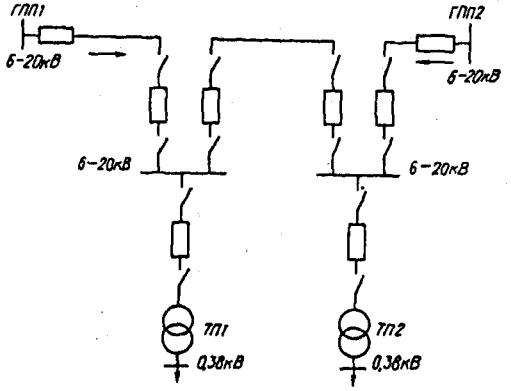


Рис. 3.3. Магистральная линия напряжением 6—20 кВ с двухсторонним питанием

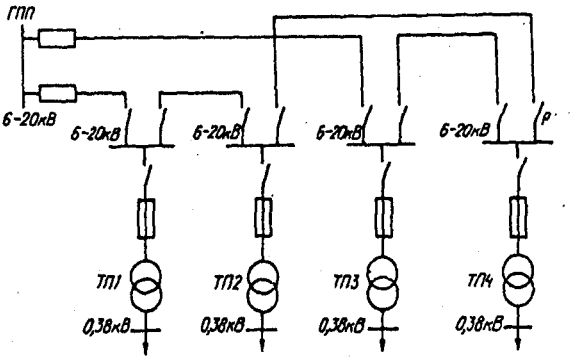


Рис. 3.4. Кольцевая разомкнутая магистраль напряжением 6—20 Кв (Р —нормально отключенный разъединитель)

В схеме, приведенной на рис. 3.4, кольцевая линия размыкается примерно в точке естественного токораздела. При повреждении на линии имеет место перерыв в электроснабжении на 1—2 ч, т. е. на время отыскания повреждения и восстановления питания. Пропускная способность линии составляет 80% потребной мощности всех потребителей кольца. К кольцевой схеме рекомендуется присоединять не более 5—6 трансформаторов цеховых подстанций.

К схеме, показанной на рис. 3.5, рекомендуется присоединять не более 4—5 трансформаторов цеховых подстанций. Пропускная способность основных линий составляет 100% потребной мощности ТП. Резервная магистраль рассчитывается на 100% наибольшей из нагрузок по основным линиям.

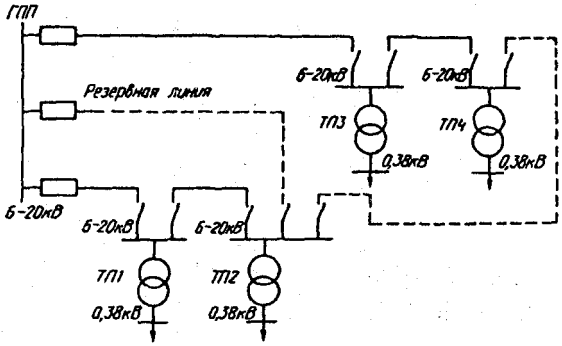


Рис. 3.5. Радиальная сеть напряжением 6—20 кВ с общей резервной линией

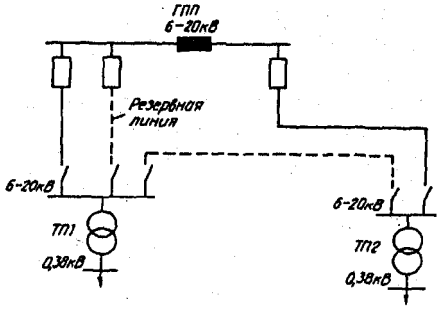


Рис. 3.6. Радиальная схема электроснабжения цеховых ТП с общей резервной линией напряжением 6—20 кВ

В схеме, данной на рис. 3.6, перерыв в электроснабжении при повреждении на линии может достигать 30 мин. Резервная линия все время находится под напряжением. Пропускная способность каждой линии составляет 100% потребной мощности. Резервная магистраль рассчитывается на 100% потребной мощности наиболее мощной подстанции.

Для питания потребителей I категории применяется *двухлучевая схема сети с АВР на стороне низшего напряжения* (см. рис. 1.9). Если оба луча питаются от одного и того же ЦП, то такая схема называется в промышленных сетях *двойной сквозной магистралью одностороннего питания*. Она применяется для электроснабжения потребителей I и II категорий при бесшинных цеховых подстанциях на стороне высшего напряжения (так как нет резервирования по источникам питания).

Электроснабжение цеховых подстанций с потребителями I и II категорий может осуществляться двумя линиями с резервированием от второго источника (рис. 3.7). Пропускная способность резервной линии определяется мощностью потребителей, питание которых должно быть обеспечено при исчезновении напряжения на шинах первого источника. Выключатели приемного конца резервной линии нормально отключены. При мощности цеховой подстанции 10 МВ·А и более применяется схема, показанная на рис. 3.8. Пропускная способность каждой линии составляет 60% потребной мощности. Секционные выключатели снабжены устройством АВР.

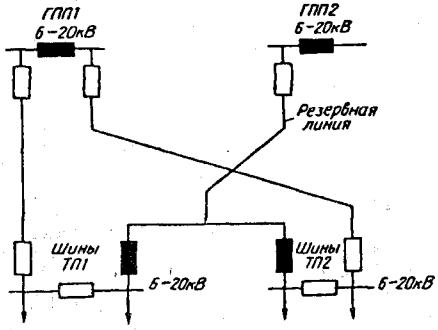


Рис. 3.7. Радиальная схема электроснабжения цеховых ТП с общей резервной линией напряжением 6—20 кВ от второго источника

Для упрощения внутризаводской сети напряжением 6—20 кВ при нагрузке промышленных потребителей 1000 кВ·А и более применяются питающие сети и распределительные пункты.

Питание РП может осуществляться по двум линиям, работающим раздельно с устройством АВР на секционном выключателе (см. рис. 1.13). Пропускная способность каждой линии составляет 50—70% общей потребной мощности. Такая схема применяется для потребителей I категории.

Для снижения стоимости ГПП в случае применения дорогостоящих выключателей две питающие линии пропускной способностью 50—70% потребной мощности могут быть присоединены под один выключатель (рис. 3.9). При необходимости использования выключателей с

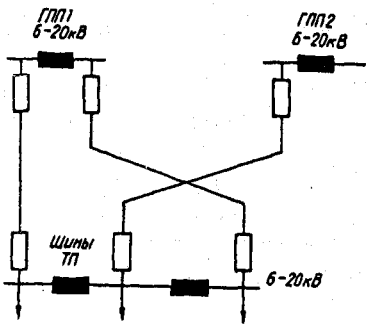


Рис. 3.8. Схема электроснабжения тремя линиями напряжением 6—20 кВ с АВР на секционных выключателях цехового ТП

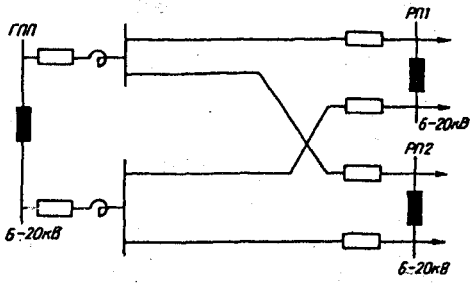


Рис. 3.9. Присоединение двух питающих линий напряжением 6—20 кВ под один выключатель

меньшей отключающей способностью может применяться схема, показанная на рис. 3.10. Для электроснабжения потребителей I категории, например крупных энергоемких предприятий металлургической и химической промышленности, применяется схема *двойных шинных магистралей двухстороннего питания* (рис. 3.11). Пропускная способность магистрали составляет 80% полной потребной мощности потребителей, присоединенных к обеим магистралям.

Электроснабжение РП может осуществляться также по двум линиям без выключателей на приемном конце (рис. 3.12). Такая схема применяется для электроснабже-

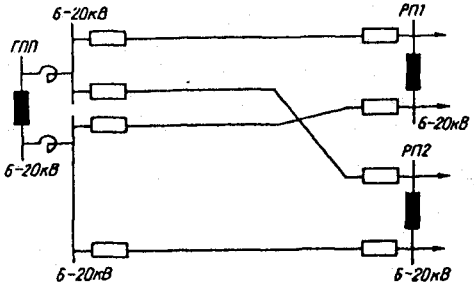


Рис. 3.10. Присоединение питающих линий напряжением 6—20 кВ с помощью выключателей с меньшей отключающей способностью

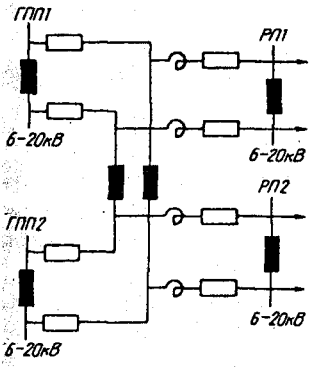


Рис. 3.11. Схема двойных шинных магистралей двухстороннего питания напряжением 6—20 кВ

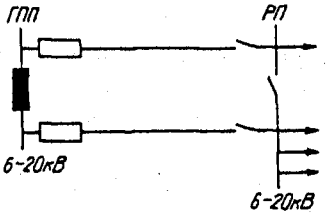


Рис. 3.12. Схема питания РП по двум линиям напряжением 6—20 кВ

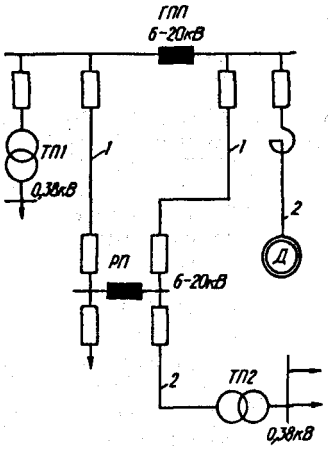


Рис. 3.13. Двухступенчатая схема электроснабжения промышленного предприятия с собственными распределительными пунктами:
1 — питающие линии напряжением 6—20 кВ; *2* — распределительные линии напряжением 6—20 кВ; Д — мощная сосредоточенная ударная нагрузка, питающаяся непосредственно от шин напряжением 6—20 кВ

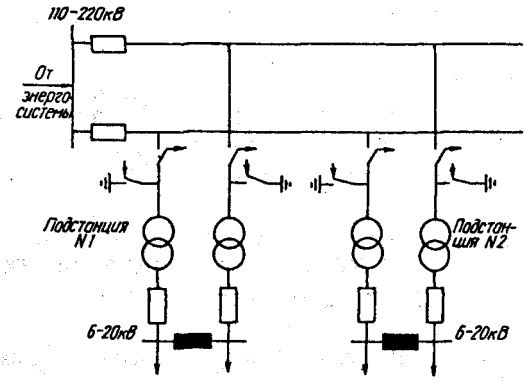


Рис. 3.14. Схема глубокого ввода с двумя магистралями напряжением 110—220 кВ

ния потребителей II и III категорий. В нормальном режиме линии работают раздельно (секционный разъединитель нормально отключен). Пропускная способность каждой линии составляет 60—70% потребной мощности.

При наличии на промышленном предприятии потребителей всех трех категорий применяется так называемая *двухступенчатая схема электроснабжения с РП* (рис. 3.13).

Для электроснабжения потребителей I и II категорий энергоемких цехов металлургических и химических заводов применяют воздушные одиночные и двойные магист-

рали напряжением 35—220 кВ, проходящие по территории предприятия и называемые *глубоким вводом* (рис. 3.14, 3.15). В схеме глубокого ввода меньше потери энергии, капитальные затраты и эксплуатационные расходы.

Схема, показанная на рис. 3.14, применяется для электроснабжения потребителей I и II категорий, а схема, приведенная на рис. 3.15, — для электроснабжения потребителей III категории.

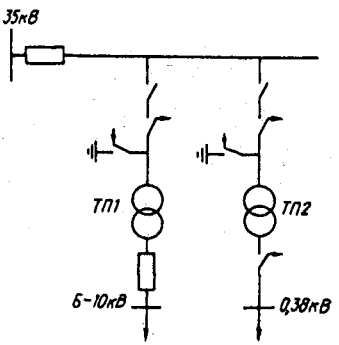


Рис. 3.15. Схема глубокого ввода с одиночной магистралью напряжением 35 кВ

Пропускная способность каждой магистрали напряжением 110—220 кВ (см. рис. 3.14) составляет примерно 80% всей мощности потребителей, присоединенных к обеим магистралям.

В схеме, изображенной на рис. 3.15, ТП1 предназначена для питания крупных токоприемников, а ТП2 — для питания относительно мелких потребителей.

3.2. Схемы межцеховых и внутрицеховых сетей напряжением до 1000 В

Питание приемников электроэнергии в цехах промышленных предприятий осуществляется цеховыми электрическими сетями напряжением до 1000 В, источниками питания которых служат цеховые трансформаторы. Схемы сетей выбирают в зависимости от мощности отдельных приемников, их количества, размещения на территории цеха, требуемой степени надежности.

Цеховые электрические сети выполняются радиальными и магистральными (рис. 3.16—3.18). Линии, отходящие от шин напряжением 0,38—0,66 кВ цеховых трансформаторов к цеховым распределительным пунктам, называются *питающими*. Линии от цеховых распределительных пунктов к приемникам электроэнергии называются *распределительными*.

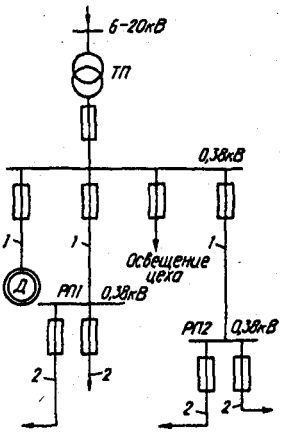


Рис. 3.16. Радиальная схема питающей цеховой сети напряжением до 1000 В: *1* — питающие линии; *2* — распределительные линии

В радиальных схемах (рис. 3.16) от источника питания отходят линии, питающие мощные электроприемники (двигатели Д) или групповые РП, от которых в свою очередь отходят распределительные линии, питающие электроприемники малой мощности. Радиальная схема обеспечивает высокую надежность питания (при повреждении питающей линии прекращается подача электроэнергии отдельному приемнику или ограниченной группе приемников), гибкость сети в отношении расширения (для новых групп приемников прокладываются самостоятельные питающие линии), возможность автоматизации. Однако радиальные схемы требуют больших затрат на установку распределительных щитов, прокладку кабеля и проводов.

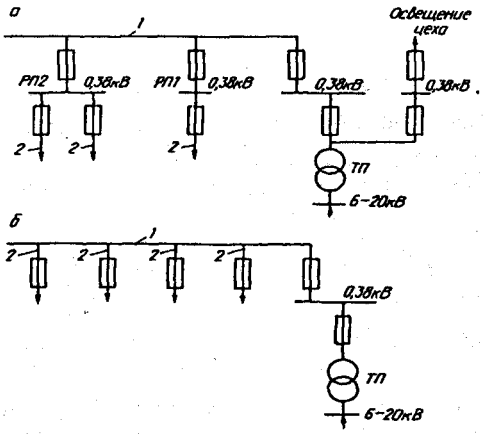


Рис. 3.17. Магистральная схема питающей цеховой сети напряжением до 1000 В с сосредоточенными нагрузками: *1* — магистральная питающая линия; *2* — распределительные линии с равномерно распределенной нагрузкой

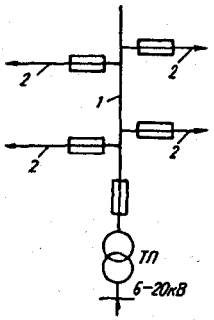


Рис. 3.18. Схема блока «трансформатор—магистраль»: *1* — питающая магистраль; *2* — распределительная магистраль

Магистральная схема питания (рис. 3.17) применяется в основном для равномерно распределенной нагрузки в цехах, когда приемники расположены достаточно близко друг к другу. При такой схеме питания удобно производить перегруппировку механизмов, станков без переделок сети и без перерыва электроснабжения (в случае выполнения сети магистральными и распределительными шинопроводами). Распределительная сеть выполняется по радиальной схеме, что дает возможность оперативно заменять или переносить приемники электроэнергии, не оказывая влияния на общецеховую систему электроснабжения.

Разновидностью магистральной схемы служит схема блока «трансформатор—магистраль» (рис. 3.18), обеспечивающая универсальность цеховой сети, высокую надежность, экономию материалов и аппаратуры, простую конструкцию стороны 0,38 кВ ТП.

Магистральные схемы отличаются относительно небольшими первоначальными капитальными затратами на сооружение сети, возможностью сооружения сети без распределительных щитов или со щитами на малое количество присоединений. Однако при повреждении магистрали прекращается электроснабжение многих потребителей.

Учитывая особенности радиальных и магистральных сетей, обычно применяют смешанные схемы в зависимости от характера производства, условий окружающей среды и т. п. Например, при системе блока «трансформатор—магистраль» электроснабжение осуществляется магистральным шинопроводом, к которому присоединяются распределительные штепсельные шинопроводы, а от них по радиальным линиям питаются все электроприемники цеха.

Осветительные нагрузки цехов при радиальных схемах силовой сети питаются отдельными линиями от щитов ТП. При магистральных схемах осветительные нагрузки питаются от головных участков магистралей.

В крупных цехах от щита подстанции до распределительного щита, установленного в цехе, может прокладываться самостоятельная осветительная сеть, которая на-

зывается питающей. От распределительных щитов питаются групповые щитки. В небольших цехах распределительные щиты могут не устанавливаться, а питающая сеть от источника питания подводится непосредственно к групповым щиткам.

Резервирование в цеховых сетях применяют только для приемников I категории. Схемы резервирования предусматривают подвод питания от разных ТП или от двух трансформаторов одной ТП. Нормально в работе должны быть все питающие линии. При подводе питания к сети цеха от нескольких блоков «трансформатор—магистраль» между шинными магистралями в местах их сближения выполняют нормально разомкнутые перемычки с пропускной способностью 40—70% мощности трансформатора. Перемычки обеспечивают частичное резервирование и позволяют в часы малых нагрузок питать сеть от одной подстанции, отключив остальные.

3.3. Конструктивное исполнение электрической сети промышленных предприятий

Линии электрической сети напряжением свыше 1000 В системы внешнего электроснабжения промышленных предприятий могут быть выполнены воздушными и кабельными, а также в виде токопроводов.

Воздушные линии напряжением до 20 кВ выполняются на деревянных, деревянных с железобетонными приставками и железобетонных опорах. Линии напряжением 35—220 кВ внешнего электроснабжения обычно монтируются на деревянных с железобетонными приставками и железобетонных опорах. При этом двухцепные линии, используемые, например, для глубокого ввода, могут быть лишь на железобетонных опорах.

В местах, где затруднено применение воздушных линий, используются кабельные линии. Прокладка кабелей производится в земляных траншеях, подземных и полуподземных каналах, туннелях, блоках, на эстакадах, по стенам зданий и сооружений. Прокладка кабелей в земляных траншеях на глубине 0,7 м от поверхности земли —

наиболее простой и дешевый вид прокладки. Защита от механических повреждений кабеля обеспечивается его прикрытием непосредственно в земле кирпичом или бетонными плитами.

При вводе кабеля в здание он должен быть заключен в металлическую или асбоцементную трубу с целью его защиты от механических повреждений, поскольку глубина закладки становится меньше 0,7 м.

Железобетонные каналы для прокладки кабеля могут быть подземными с заглублением на 300—700 мм или полуподземными, выступающими на 150—350 мм над планировочными отметками. Кабельный канал имеет сечение 1200×1200 мм, к его стенам крепятся полки, на которые укладываются в один ряд кабели. При этом силовые кабели напряжением выше 1000 В укладываются вдоль одной стенки канала на верхних полках.

При количестве кабелей более 20 и отсутствии возможности сооружения кабельной эстакады применяется прокладка кабелей в туннелях. Кабельные туннели отличаются от кабельных каналов лишь размерами. Сечение кабельного туннеля 1500×2100 мм. Силовые кабели напряжением свыше 1 кВ могут укладываться вдоль обеих стенок туннеля на верхних полках. Кабельные туннели относятся к наиболее дорогим способам прокладки кабеля, так как в них должны быть предусмотрены деление на отсеки с независимой вентиляцией, люки для пожаротушения и т. д. В кабельных каналах и туннелях худшие условия охлаждения кабеля.

При нескольких параллельных кабельных линиях и значительной вероятности их механических повреждений (особенно при прокладке на небольшой глубине) применяют прокладку в блоках. Для сооружения кабельных блоков используют одноканальные гончарные, асбоцементные либо бетонные трубы, которые укладывают в один или несколько рядов в траншею на бетонное основание; после стыковки трубы скрепляют бетоном в общий блок. В местах соединений и ответвлений кабелей, а также на прямых участках длинных кабельных линий (более 150 м) для облегчения протяжки кабелей через отверстия блоков сооружают колодцы, в которые входят

трубы блока. Трубы в блоках укладывают с небольшим уклоном (0,3%) к колодцам, куда стекает случайно попавшая вода.

Прокладка кабеля в каналах, туннелях, блоках обеспечивает хорошую защиту от механических повреждений и облегчает ремонт, который при этих видах прокладки производят без земляных работ, не нарушая движения транспорта и людей. Однако стоимость такой прокладки значительна, поэтому она применяется только для особо ответственных линий с большим числом прокладываемых кабелей.

При высоких концентрированных нагрузках и химически агрессивной почве, наличии блуждающих токов применяют прокладку кабелей на эстакадах. Кабельная эстакада представляет собой конструкцию, состоящую из опор, на которых размещаются полки для укладки кабелей. Кабели на эстакадах подлежат защите от солнечной радиации. Кроме того, кабельные эстакады могут быть выполнены в виде кабельной галереи закрытого типа. При эстакадной прокладке кабелей обеспечивается удобство монтажа и эксплуатации, малая вероятность механических повреждений.

Прокладка кабелей в цехах осуществляется в каналах, перекрытых несгораемыми плитами, а также в трубах по стенам и потолкам с креплением на скобах.

Открытые токопроводы с жесткой ошиновкой и гибкие трехфазные токопроводы применяются на напряжении 6—35 кВ. Конструкции токопроводов различаются взаимным расположением фаз, типом изоляторов и их креплений, материалом, формой и размером шин. Конструкция открытого токопровода с вертикально расположенными фазами и опорными изоляторами приведена на рис. 3.19, а с жесткими шинами и подвесными изоляторам — на рис. 3.20. Шинные пакеты (см. рис. 3.20) держатся на растяжке из подвесных изоляторов. Чтобы при пробое одного изолятора не произошло междуфазного замыкания, между фазами устанавливают по два изолятора и заземляют у них среднюю точку, а между крайними фазами и землей — по одному.

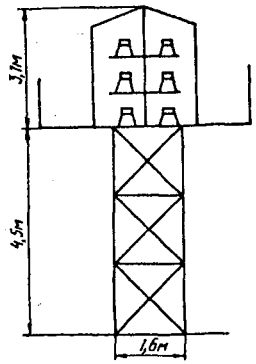


Рис.3.19. Токопроводы с вертикальным расположением фаз и опорными изоляторами

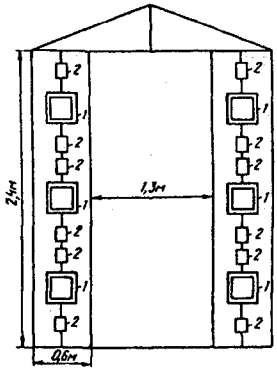


Рис. 3.20. Токопроводы с вертикальным расположением фаз и подвесными изоляторами:
1 — шины; *2* — подвесные изоляторы

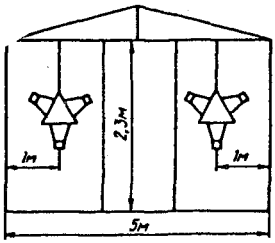


Рис. 3.21. Подвесной жестко закрепленный токопровод

Применяются также подвесные токопроводы напряжением 6—35 кВ с жесткими шинами и опорными изоляторами. Опорные изоляторы закреплены на общей стальной конструкции (рис. 3.21). Гибкие трехфазные токопроводы применяются для соединения генераторов с трансформаторами и трансформаторов с шинами распределительных устройств. При этом каждая фаза выполняется из нескольких голых гибких проводов, скрепленных между собой. Фазы размещают в горизонтальной плоскости или по углам треугольника и крепят на подвесных изоляторах к опорам как обычного, так и специального исполнения. Токопроводы по сравнению с кабельными линиями имеют бóльшую надежность (так как у них нет

муфт), меньшее сечение или бóльшую перегрузочную способность за счет лучшего охлаждения, более удобны в эксплуатации с точки зрения обнаружения мест повреждения, имеют меньшую стоимость.

Электрические сети внутреннего и внутрицехового электроснабжения промышленных предприятий прокладываются в основном внутри помещений изолированными или голыми проводниками. Изолированные проводники выполняются защищенными и незащищенными. Защищенные проводники поверх электрической изоляции имеют металлическую или другую оболочку, предохраняющую изоляцию от механических повреждений.

В сетях напряжением до 1000 В предприятий применяются также магистральные и распределительные шинопроводы, выполняемые открытыми и закрытыми. Прокладка проводов в защитных трубах обеспечивает достаточно надежную защиту от механических повреждений и применяется во взрывоопасных помещениях. Однако такая прокладка имеет сравнительно высокую стоимость и связана с возможностью повреждения изоляции во время монтажа и неудобством замены поврежденных проводов.

Открытая прокладка проводов с креплением на роликах, изоляторах, тросах наиболее проста и дешева, но не обеспечивает надежности и защиты проводов от механических повреждений. Более совершенна прокладка большого количества проводов и кабелей для сложных многодвигательных агрегатов и автоматических линий в лотках и коробах.

Для осветительных сетей наиболее употребительны осветительные шинопроводы, выполненные четырьмя медными изолированными проводами площадью сечения 6 мм^2. Светильники подключаются к шинопроводам через штепсельные окна, в которые вставляются штепсельные вилки с фазным, нулевым рабочим и нулевым защитным проводами.

Для питания перемещающихся приемников (мостовые краны, тельферы, тележки и др.) применяются троллейные шинопроводы, выполняемые из уголковой стали.

Наиболее распространены закрытые магистральные шинопроводы серии ШМА и распределительные закры-

тые шинопроводы серии ШРА с алюминиевыми шинами. Эти шинопроводы применяются в цехах, где нет токопроводящей пыли, химически активных газов и испарений. Быстрое подключение приемников без снятия напряжения с шинопровода выполняется через ответвительные коробки штепсельного исполнения.

Трансформаторные подстанции с высшим напряжением 6—20 кВ на промышленных предприятиях выполняют встроенными в здания, пристроенными к зданиям, отдельно стоящими, а также в виде комплектных трансформаторных подстанций (КТП) внутренней (КТПВ) и наружной (КТПН) установки. В КТПВ и КТПН предусматривается установка одного-двух трансформаторов мощностью не более 1 МВ·А. Цеховые КТП внутренней установки выполняются с трансформаторами мощностью до 2,5 МВ·А и монтируются в непосредственной близости от потребителей, что значительно упрощает и удешевляет распределительные сети напряжением 0,38 кВ и дает возможность выполнять их магистральными и распределительными шинопроводами. В КТПВ на стороне высшего напряжения применяются предохранители и выключатели нагрузки, на стороне низшего напряжения — предохранители или автоматические выключатели.

Комплектные трансформаторные подстанции наружной установки применяются для электроснабжения строительных объектов промышленных предприятий и отдельных районов и изготавливаются на мощности 160—250 кВ·А и 400—630 кВ·А. Трансформатор присоединяется через разъединитель и предохранитель.

Режим работы промышленной электрической сети определяется режимом работы приемников электроэнергии, подключенных к данной сети. Приемники электроэнергии могут работать в режимах: неизменной нагрузки, кратковременной нагрузки и повторно-кратковременной нагрузки.

В промышленности в целом наблюдается снижение коэффициента спроса из-за увеличения числа и мощности двигателей, выполняющих кратковременную трудоемкую работу и выбираемых в соответствии с дискретной шкалой мощностей по сравнительно небольшой нагрузке, а также применения индивидуального электропривода вместо трансмиссионного и т. д.

Число и мощность трансформаторов в промышленной сети выбирают в результате сравнения вариантов по минимуму приведенных затрат с учетом графика нагрузки потребителя и средней и максимальной мощностей, а также категории потребителя и возможности обеспечения экономически целесообразного режима работы трансформаторов.

3.4. Определение расчетных электрических нагрузок

Определение расчетной максимальной нагрузки $P_м$ цеха или предприятия в целом (получасовой активной мощности), когда неизвестны мощности отдельных электроприемников, производят по формуле

$$P_м = k_с P_н, \tag{3.1}$$

где $P_н$ — номинальная мощность. Коэффициент спроса $k_с$ принимается постоянным вне зависимости от числа и мощности электроприемников [19]. По формуле (3.1) расчетная нагрузка определяется на стадии проектного задания. По этой же формуле находится расчетная нагрузка приемников освещения.

Для определения максимальной расчетной нагрузки предприятий или цехов с узкой номенклатурой выпускаемой продукции либо крупносерийным и массовым типом производства может быть применено выражение

$$P_м = \frac{W_г}{T_{max}} = \frac{w_у П_г}{T_{max}}, \tag{3.2}$$

где $W_г$ — годовое потребление электроэнергии предприятием в целом или отдельными цехами; T_{max} — годовое число часов использования максимума активной мощности, при котором предприятие потребляет такое же количество электроэнергии, как и при средней годовой нагрузке; $w_у$ — норма удельного расхода электроэнергии на единицу выпускаемой продукции; $П_г$ — годовой выпуск продукции в натуральном выражении.

При нахождении $P_м$ за истекший период используются данные измерений фактического потребления элек-

троэнергии за этот период. При краткосрочном прогнозировании (1—2 года) величина $P_м$ находится с использованием данных по нормам удельного электропотребления на единицу выпускаемой продукции. В условиях долгосрочного прогнозирования следует учитывать изменение величины $w_у$ (см. формулу (3.2)) за счет изменений электровооруженности труда и применения энергосберегающей технологии, т. е.

$$w_{уf} = w_у k_1 k_2, \tag{3.3}$$

где $k_1 > 1$ — коэффициент, отражающий рост электропотребления в связи с увеличением электровооруженности труда; $k_2 < 1$ — коэффициент, отражающий снижение электропотребления при применении энергосберегающей технологии и мероприятий по экономии электроэнергии. Коэффициенты k_1, k_2 в формуле (3.3) могут быть установлены для конкретных производств по данным, например, ретроспективного анализа. Значения T_{max} для различных отраслей промышленности приводятся в литературе.

При наличии данных об удельных плотностях максимальной нагрузки на 1 м^2 площади цеха $p_у$ и известной площади цеха F

$$P_м = p_у F \tag{3.4}$$

(значения $p_у$ приведены в справочнике [19]).

Расчетные нагрузки на всех ступенях распределительных и питающих сетей (т.е. нагрузки групп электроприемников) можно также определить по формуле

$$P_м = P_н k_{ис} k_м, \tag{3.5}$$

где $P_н$ — суммарная номинальная активная мощность рабочих приемников электроэнергии; $k_{ис}$ — групповой коэффициент использования активной мощности за наиболее загруженную смену; $k_м \geq 1$ — коэффициент максимума активной мощности, представляющий собой отношение расчетного максимума активной нагрузки группы электроприемников к средней нагрузке за наиболее загруженную смену.

Для группы из n электроприемников

$$k_{\text{ис}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} k_{\text{ис}i} P_{\text{н}i}}{\sum_{i=1}^{n} P_{\text{н}i}}, \qquad (3.6)$$

где $k_{\text{ис}\,i}$ — коэффициент использования активной мощности за наиболее загруженную смену i-го приемника электроэнергии; $P_{\text{н}i}$ — установленная мощность i-го рабочего приемника электроэнергии.

Величина $k_{\text{ис}\,i}$ есть отношение средней активной мощности отдельного приемника электроэнергии к его номинальной мощности. Среднее значение мощности одного приемника электроэнергии может быть установлено как отношение годового потребления электроэнергии данным приемником к годовому фонду рабочего времени. Значения $k_{\text{ис}\,i}$ для электродвигателей вентиляторов, насосов, компрессоров составляют 0,65, для электродвигателей металлообрабатывающих станков — 0,14—0,6, для электродвигателей транспортеров, конвейеров — 0,6, для электродвигателей кранов, кран-балок, тельферов — 0,06. Электрические печи характеризуются значением $k_{\text{ис}\,i}$, равным 0,55—0,75, аппараты электрической сварки — 0,3—0,7, электрическое освещение — 0,85—0,9.

Величина $k_{\text{м}}$ определяется по соответствующим кривым в зависимости от $k_{\text{ис}}$ и приведенного числа приемников электроэнергии $n_{\text{прив}}$, группы из n приемников. Для группы электроприемников одного режима работы $k_{\text{м}} = 1$.

Приведенным числом приемников называется такое число однородных по режиму работы электроприемников одинаковой мощности, которое дает то же значение расчетного максимума $P_{\text{м}}$, что и группа электроприемников, различных по мощности и режиму работы, т. е.

$$n_{\text{прив}} = \frac{(\sum_{i=1}^{n} P_{\text{н}i})^2}{\sum_{i=1}^{n} P_{\text{н}i}^2}. \qquad (3.7)$$

При числе электроприемников в группе 4 и более $n_{\text{прив}} = n$, если

$$m = \frac{P_{\text{н max}}}{P_{\text{н min}}} < 3, \qquad (3.8)$$

где $P_{\text{н max}}$, $P_{\text{н min}}$ — номинальная мощность соответственно наибольшего и наименьшего электроприемников.

При $m > 3$ и $k_{\text{ис}} \geq 0{,}2$

$$n_{\text{прив}} = \frac{2\sum_{i=1}^{n} P_{\text{н}i}}{P_{\text{н max}}}.$$

Если окажется, что $n_{\text{прив}} > n$, то принимается $n_{\text{прив}} = n$. При $m > 3$ и большом числе разнообразных приемников значения $n_{\text{прив}}$ определяются по соответствующим графикам.

Для определения электрических нагрузок цехов или предприятий первоначально по каждой группе электроприемников отмечается их количество и установленная мощность. Далее рассчитывается величина m по выражению (3.8), находится по соответствующим таблицам значение $k_{\text{ис}\,i}$ и по формуле (3.6) определяется $k_{\text{ис}}$. Среднее значение расчетной нагрузки находится по выражению (3.5) при $k_{\text{м}} = 1$. Для оценки максимальной расчетной мощности по формуле (3.5) предварительно находят $n_{\text{прив}}$ (формула (3.7) или соответствующие графики), затем по графикам зависимости $k_{\text{м}} = f(k_{\text{ис}}, n_{\text{прив}})$ определяют $k_{\text{м}}$. Осветительная нагрузка определяется по формуле (3.4).

Аналогичным образом определяется расчетная нагрузка узла в сети напряжением до 1000 В. При определении нагрузки в сети напряжением выше 1000 В учитываются потери мощности в силовых трансформаторах.

3.5. Автоматика, телемеханика и релейная защита в системе электроснабжения промышленных предприятий

Автоматизация в системах электроснабжения промышленных предприятий, предназначенная для обеспечения их бесперебойной работы, обеспечивается устройствами сетевой автоматики (АВР, АПВ, АРТ, АЧР), са-

мозапуском электродвигателей и диспетчерским управлением.

Автоматический ввод резерва предусматривается на всех подстанциях, питающих потребителей I категории. Действие АВР осуществляется в пределах 0,2—1 с после исчезновения напряжения на контролируемых шинах 6—10 или 0,38 кВ (в последнем случае устройство АВР выполняется с использованием контакторных станций).

Наибольшее применение в системах промышленного электроснабжения получили однократные АПВ.

Автоматические устройства АЧР промышленных предприятий, выполняемые в 3 очереди, последовательно отключают часть потребителей электроэнергии при определенном абсолютном значении частоты.

Автоматическая разгрузка по току питающих линий или трансформаторов строится на основе токовых реле с зависимой характеристикой или реле мгновенного действия в сочетании с реле времени.

Для обеспечения экономичной работы компенсирующих устройств применяют автоматическое одноступенчатое и многоступенчатое регулирование мощности конденсаторных батарей, осуществляемое в функции напряжения, тока нагрузки или времени суток. При минимальной нагрузке и повышении напряжения часть мощности конденсаторной батареи отключается, а при увеличении нагрузки и понижении напряжения — включается.

Телемеханика включает телеизмерения, телесигнализацию, телеуправление.

В объем телеизмерений входят измерения: тока на вводах главной понизительной подстанции, напряжения на головных линиях или шинах системы электроснабжения, тока на отдельных линиях, тока на телеуправляемых трансформаторах и преобразовательных агрегатах и т. д.

В объем телесигнализации входит сигнализация: о нарушениях режима работы (отключениях выключателей релейной защитой, замыканиях на землю в сети высокого напряжения, перегрузках трансформаторов, двигателей), о положении каждого телеуправляемого объекта (включен, отключен), о положении входных и секционных выключателей главной понизительной подстанции и

распределительного устройства, а также выключателей отдельных мощных электроприемников.

Объем телеуправления включает управление: выключателями на питающих высоковольтных линиях и линиях связи между подстанциями; выключателями отдельных понижающих трансформаторов; автоматическими выключателями, контакторами или пускателями, установленными на линиях освещения территории предприятия; выключателями автоматизированных выпрямительных агрегатов, питающих распределительные шины.

Телемеханическая система состоит из передающего устройства (устанавливаемого в контролируемом пункте), приемного устройства (размещаемого в диспетчерском пункте) и каналов связи. В качестве каналов связи используются воздушные и кабельные линии связи, высоковольтные линии электропередачи, радиолинии.

Релейная защита силовых трансформаторов на главной понизительной подстанции с первичным напряжением 35—220 кВ и вторичным напряжением 6—35 кВ при мощности одного трансформатора 1—63 МВ·А выполняется в следующем объеме: продольная дифференциальная (при междуфазных коротких замыканиях и межвитковых замыканиях), от внутренних повреждений (газовая защита), от сверхтоков (максимально-токовая защита при внешних коротких замыканиях), от перегрузки (токовая защита с выдержкой времени на ступень больше выдержки времени максимально-токовой защиты).

Защита трансформаторов цеховых подстанций (первичное напряжение 6—35 кВ, вторичное напряжение 0,23—0,69 кВ, единичная мощность трансформаторов 100—1600 кВ·А) включает: максимально-токовую защиту, защиту от однофазных замыканий на землю на стороне низшего напряжения, газовую защиту (для трансформаторов мощностью 400 кВ·А и выше).

Реле прямого действия может обеспечить максимально-токовую защиту от однофазных замыканий при установке на стороне высшего напряжения трансформаторов высоковольтных выключателей. Высоковольтные предохранители типа ПК обеспечивают защиту трансформаторов от внутренних повреждений и междуфазных корот-

ких замыканий на выводах. Защита от однофазных замыканий на землю осуществляется автоматическим выключателем с максимальным расцепителем, установленным на стороне низшего напряжения, или трансформатором тока на нулевом проводе при прямом присоединении трансформатора с глухозаземленной нейтралью к шинопроводу.

Защита трансформаторов мощностью 1600 кВ·А напряжением 6—10 кВ, питающих дуговых электропечные установки, состоит из максимально-токовой защиты без выдержки времени с отстройкой от эксплуатационных коротких замыканий, имеющих место при расплавлении металла дугой, газовой защиты и максимально-токовой защиты от сверхтоков при внешних коротких замыканиях и перегрузках.

Защита линий электропередачи системы элактроснабжения промышленных предприятий состоит из максимально-токовой защиты, токовой отсечки, токовой поперечной дифференциальной защиты параллельных линий, защиты от замыканий на землю (действует на отключение в сети с глухозаземленной нейтралью и на сигнал в сети с изолированной нейтралью).

Электродвигатели мощностью до 300 кВт, устанавливаемые на неответственных механизмах, защищают высоковольтными предохранителями типа ПК.

Высоковольтные электродвигатели мощностью до 2 МВт оборудуются следующими защитами: от междуфазных коротких замыканий (ток срабатывания защиты отстраивается от максимального значения периодической составляющей пускового тока двигателя), от однофазных замыканий на землю (для двигателей с током замыкания на землю выше 10 А), от токов перегрузки (устанавливается на двигателях с тяжелыми условиями пуска и самозапуска), по минимальному напряжению (устанавливается, чтобы обеспечить самозапуск наиболее ответственных электродвигателей и отключить неответственные электродвигатели, что уменьшает суммарный ток самозапуска и повышает напряжение на шинах).

Для синхронных двигателей большой мощности, кроме указанных защит, применяются дополнительные виды защиты и контроля: дифференциальная защита — от

внутренних повреждений в обмотках двигателя, защита от асинхронного режима работы, защита от обрывов в роторной цепи, контроль продолжительности пуска.

Защита конденсаторных батарей напряжением выше 1 кВ от коротких замыканий может выполняться предохранителями или реле мгновенного действия. Защита от замыканий на землю осуществляется токовым реле, действующим на отключение.

4

ЭКСПЛУАТАЦИЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

4.1. Основные виды работ по техническому обслуживанию

Техническое обслуживание и ремонт силовых кабельных линий и оборудования трансформаторных подстанций направлены на обеспечение их надежной работы.

Для каждой кабельной линии при вводе ее в эксплуатацию устанавливаются наибольшие допустимые токовые нагрузки, определяемые по участку трассы с наихудшими условиями охлаждения. В послеаварийном режиме допускается перегрузка по току: для кабелей, находящихся в эксплуатации более 15 лет, — на 10%; кабелей с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение до 6 кВ и кабелей с изоляцией из полиэтилена и поливинилхлоридного пластиката — на 15% продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 суток, но не более 100 ч в год. Перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение 10 кВ не допускается.

Систематически на кабельных линиях должны выполняться следующие работы по техническому обслуживанию [15]: контроль за тепловым режимом работы кабелей, температурой воздуха и работой вентиляционных устройств (для кабелей, проложенных в кабельных сооружениях); технический надзор за вновь сооружаемыми кабельными линиями; осмотр кабельных туннелей, каналов на электростанциях и подстанциях без постоянного оперативного обслуживания; измерение блуждающих токов на кабельных линиях в районах с электрифицированным рельсовым транспортом или с агрессивными грунтами; проверка состояния и корректировка потенциальных диаграмм кабельной сети и карты почвенных

коррозийных зон; надзор за производством земляных работ вблизи трасс кабельных линий.

Периодически на кабельных линиях должны измеряться нагрузки. Для кабельных линий напряжением до 35 кВ осмотры должны проводиться в следующие сроки: трассы кабелей, проложенные в земле, — раз в 3 месяца (или 4 раза в год); трассы кабелей, проложенных под усовершенствованным покрытием на территории городов, — раз в год; кабельные колодцы — раз в 2 года; трассы кабелей, проложенные в туннелях, каналах, — раз в 6 месяцев (или 2 раза в год); туннели, каналы на подстанциях с постоянным оперативным обслуживанием — раз в месяц (или 12 раз в год). Кроме того, периодически должны проводиться выборочные контрольные осмотры кабельных линий инженерно-техническим персоналом. В период паводков и ливней, а также при отключении кабельной линии релейной защитой проводятся внеочередные осмотры.

Кабельные линии напряжением до 35 кВ в процессе эксплуатации должны периодически (от нескольких раз в год до 1 раза в несколько лет) подвергаться испытаниям повышенным напряжением постоянного тока.

В соответствии с данными [13], несколько раз в год испытываются: кабельные линии с большой вероятностью механических и коррозийных повреждений; линии с дефектными кабельными муфтами и заводскими дефектами; линии, на которых систематически происходят аварийные пробои изоляции; линии, на трассах или вблизи трасс которых проводились или проводятся строительные либо ремонтные работы.

Ежегодно испытываются кабельные линии, на которых периодически, преимущественно при испытаниях, происходят пробои, а также кабели с резиновой изоляцией в стационарных установках. Один раз в 2—3 года испытываются кабели, на которых в течение 5 лет не наблюдалось пробоев под рабочим напряжением и при испытаниях. Кабельные линии, проложенные в каналах и туннелях, испытываются один раз в 3 года. Периодичность испытаний может также устанавливаться руководством электрической сети.

Кроме того, кабельные линии подвергаются внеочередным испытаниям после ремонтных работ или раско-

пок, связанных с вскрытием трасс. Неуспешные испытания кабельных линий, а также пробой изоляции под рабочим напряжением служат причиной выполнения капитального ремонта. В объем текущего ремонта входит покрытие негорючими антикоррозийными лаками и красками неоцинкованной брони кабелей, проложенных в кабельных сооружениях, и металлических конструкций, а также концевых воронок.

Длительная и надежная работа силовых трансформаторов может быть обеспечена путем соблюдения допустимых нагрузок, напряжений и температур, поддержания характеристик масла и изоляции в нормированных пределах, содержания в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирования напряжения и др.

Для масляных трансформаторов допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5% номинального тока ответвления и кратковременная до 40% общей продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 суток подряд.

При номинальной нагрузке температура верхних слоев масла у трансформаторов с естественным масляным охлаждением не должна превышать 95 °С.

Допускается продолжительная работа трансформаторов при номинальной мощности и напряжении на любом ответвлении на 10% выше номинального для данного ответвления.

В процессе эксплуатации трансформаторов выполняются следующие работы по техническому обслуживанию:

- измерение нагрузок и напряжений трансформаторов (в распределительных электрических сетях проводится не реже 2 раз в год; в первый год эксплуатации — в период максимальных и минимальных нагрузок, в дальнейшем — по мере необходимости);
- осмотр трансформаторов в ТП (проводится не реже 1 раза в 6 месяцев).
- испытания силовых трансформаторов (проводятся при текущем ремонте, не реже 1 раза в 4 года, а при капитальном ремонте и между капитальными ремонтами — в соответствии с местными инструкциями);

• контроль качества трансформаторного масла из силовых трансформаторов мощностью до 630 кВ·А без термосифонных фильтров; при этом выполняется так называемый *сокращенный анализ масла*, в объем которого входит определение: пробивного напряжения (должно быть 20 кВ), температуры вспышки (допускается снижение температуры вспышки не более чем на 5 °С по сравнению с предыдущим анализом), кислотного числа КОН (должно быть не более 0,25 мг КОН на 1 г масла), реакции водной вытяжки или содержания водорастворимых кислот и щелочей (для трансформаторов мощностью до 630 кВ·А включительно данный анализ не проводится), отсутствия механических примесей и нерастворенной воды. Для масла, залитого в масляные выключатели, определяется также содержание взвешенного угля.

Заметим, что в целях поддержания необходимого качества изоляционного масла в процессе эксплуатации трансформаторы мощностью 160 кВ·А и выше выпускаются с термосифонными фильтрами, замена сорбента в которых производится при неудовлетворительных характеристиках твердой изоляции трансформатора. Это выявляется при выполнении капитального ремонта трансформатора. Однако в эксплуатации имеется значительное количество трансформаторов выпуска прежних лет, не оборудованных термосифонными фильтрами, что требует проведения отбора проб масла для его сокращенного анализа.

Текущие и капитальные ремонты трансформаторов производятся в зависимости от их состояния и результатов испытаний.

При *текущем ремонте* устраняются на месте обнаруженные дефекты, производится чистка изоляторов и бака, спускается грязь из расширителя, доливается масло, проверяется исправность маслоуказателя, производится смена сорбента в фильтрах, осуществляется проверка спускного крана и уплотнений, выполняется отбор проб масла и его анализ, проводятся измерения и испытания.

При *капитальном ремонте* производится вскрытие трансформатора, подъем сердечника (или съемного бака)

и его осмотр; проверяются и при необходимости ремонтируются магнитопровод, переключатели, отводы, подпрессовываются обмотки; ремонтируются крышка, расширитель, краны, чистятся или заменяются изоляторы; производится чистка и окраска бака; проверяются контрольно-измерительные приборы и защитные устройства; производится очистка или замена масла, сушка изоляции; выполняются установленные измерения и испытания.

Оборудование распределительных устройств подвергается периодическому осмотру и испытаниям. Осмотр оборудования распределительных устройств без его отключения в трансформаторных и распределительных пунктах должен проводиться не реже 1 раза в 6 месяцев.

Измерение сопротивления разъемных и прессуемых контактных соединений шин и присоединений к оборудованию, испытания изоляции измерительных трансформаторов, масляных выключателей и их приводов, опорных и подвесных фарфоровых изоляторов сборных шин, а также опорной изоляции предохранителей напряжением выше 1 кВ проводятся один раз в 6—8 лет при капитальном ремонте распределительного устройства.

Выключатели нагрузки, разъединители, заземляющие ножи и их приводы испытываются при капитальном ремонте, но не реже 1 раза в 4—8 лет. Штыревые изоляторы шинных мостов испытываются раз в 3—4 года.

В целом изоляция оборудования распределительных сетей напряжением до 20 кВ должна испытываться не реже 1 раза в 6 лет в течение 1 мин. При этом испытательное напряжение для фарфоровой изоляции составляет 32 и 42 кВ переменного тока для установок с номинальным напряжением соответственно 6 и 10 кВ. Изоляция силовых трансформаторов с высшим напряжением 6 и 10 кВ должна испытываться напряжением переменного тока 21,3 и 29,8 кВ соответственно.

Сокращенный анализ масла из масляных выключателей выполняется при их текущих, капитальных или внеплановых ремонтах.

Оборудование распределительных устройств подлежит ремонту в следующие сроки: масляные выключатели —

1 раз в 6—8 лет при контроле характеристик выключателя в межремонтный период; выключатели нагрузки, разъединители и заземляющие ножи — 1 раз в 4—8 лет.

Текущий ремонт оборудования распределительных устройств производится по мере необходимости.

В распределительных пунктах оперативные переключения в целях подготовки рабочих мест для ремонта, а также при локализации аварийных повреждений осуществляются оперативными выездными бригадами, а техническое обслуживание и ремонт — производственным персоналом предприятия сетей.

Капитальный ремонт РП и закрытых ТП включает следующие работы [3,17]: чистку стен и потолков от пыли; проверку плотности и качества контактных соединений, чистку оборудования и изоляции; регулировку разъединителей и их приводов; проверку целости и ремонт внутренней заземляющей проводки; текущий ремонт силовых трансформаторов; ремонт высоковольтных выключателей и их приводов; чистку маслосборных ям; проверку маслостоков; чистку и ремонт вентиляционных проемов, блокировочных устройств, замков; осмотр и чистку кабельных подвалов и каналов, изолирующих решеток и изоляторов под ними; проверку и ремонт устройств низшего напряжения, замену плавких предохранителей низшего напряжения; испытание оборудования повышенным напряжением.

В объем текущего ремонта масляных выключателей входят: чистка от пыли и грязи, чистка и проверка привода, чистка и уплотнение контактных соединений, уплотнение кранов и пробок, окраска металлических частей выключателя, проверка состояния заземляющей проводки, проверка действия блокировки выключателя с разъединителями, проверка цепей вторичной коммутации, проверка состояния термосигнализации.

В объем капитального ремонта входят: слив масла и разборка выключателя; ремонт изоляторов, вводов и внутрибаковой изоляции; ремонт и регулировка контактов; ремонт дугогасительного устройства и приводного механизма; испытания выключателя (время движения и ход подвижных частей выключателя, одновременность

замыкания и размыкания контактов, измерение сопротивления контактов).

При ремонте выключателей нагрузки изоляторы и все другие детали очищаются от пыли и осадков. Дугогасительные камеры разбираются, осматриваются вкладыши и пластмассовые коробки камер; проверяется состояние подвижных и неподвижных, основных и дугогасительных контактов и последовательность их включения и отключения; проверяется совместная работа выключателя и привода.

При ремонте разъединителей выполняется чистка и проверяется целость изоляции и тяг, прочность крепления фарфоровых изоляторов на штырях, одновременность включения ножей трехполюсного разъединителя и отсутствие ударов при включении ножа о головку изолятора или губку неподвижного контакта, холостой ход при оперировании разъединителем и напряжение, воспринимаемое головкой изолятора от шины или привода.

В настоящее время организуется так называемый *комплексный ремонт* одновременно всех сетевых сооружений радиальной распределительной линии, а при наличии резервирования (петлевые, многолучевые схемы и т. д.) — одновременный ремонт сетевых сооружений, территориально расположенных вблизи друг от друга.

Отмеченные выше виды работ по техническому обслуживанию кабельных линий и оборудования распределительных и трансформаторных пунктов более подробно рассмотрены ниже.

4.2. Испытание кабельных линий повышенным напряжением

В целях снижения повреждаемости кабельных линий под рабочим напряжением правила технической эксплуатации рекомендуют проводить периодические испытания указанных линий повышенным напряжением. Считается, что в процессе испытания ослабленное место изоляции кабеля пробивается и, следовательно, снижается вероятность повреждения кабеля под рабочим напряжением.

Испытания кабельных линий проводятся повышенным напряжением постоянного тока. При напряжении

постоянного тока возможно применение негромоздких испытательных установок большой мощности; частичные разряды в здоровой изоляции при испытаниях развиваются слабо; незначительны потери активной мощности и тепловыделение; испытательное напряжение может быть достаточно большим.

Кабели 3—10 кВ с резиновой изоляцией испытывают напряжением $2U_н$; кабели с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой с рабочим напряжением до 10 кВ испытывают напряжением (5...6) $U_н$, а с рабочим напряжением 20—35 кВ — напряжением (4..5) $U_н$. Продолжительность испытания каждой фазы составляет 5 мин.

У кабелей напряжением до 1 кВ после выполнения мелких ремонтов лишь измеряют сопротивление их изоляции мегомметром на 2500 В в течение 1 мин. Сопротивление изоляции должно быть не ниже 0,5 МОм.

До и после испытаний кабелей повышенным выпрямленным напряжением измеряют сопротивление их изоляции мегомметром на 2500 В.

Для повышения производительности труда при испытаниях, сокращения времени отключения потребителей, а также снижения повреждаемости концевых муфт при отсоединении и присоединении концов кабельных линий кабельные линии, подключенные к одной секции шин ЦП, могут испытываться одновременно без отсоединения их от системы шин. Кроме того, плановые испытания кабельных линий стремятся совместить с ремонтом оборудования распределительных устройств на приемном и питающем концах этих линий.

Кабельные линии, проложенные в земле, целесообразнее всего испытывать в летнее время, так как в случае их пробоя при испытаниях упрощается выполнение ремонтных работ.

Изоляцию кабельных линий испытывают с помощью специальных высоковольтных выпрямительных установок, которые могут быть передвижными, переносными или стационарными. Все установки содержат (рис. 4.1): испытательный трансформатор *2*, высоковольтный выпрямитель *3*, пульт управления. Высокое напряжение получается от трансформатора *2* с заземленной через мил-

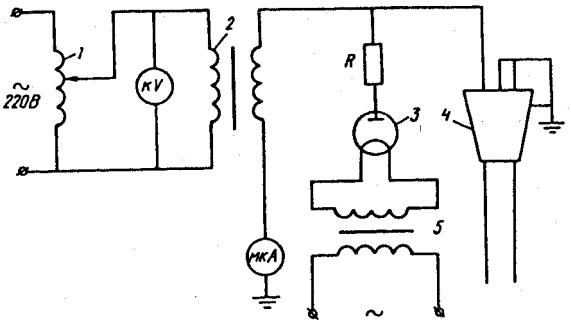


Рис. 4.1. Схема высоковольтной установки для испытания кабеля

лиамперметр высоковольтной обмоткой. Выпрямление осуществляется выпрямителем по однополупериодной схеме. Первичная обмотка высоковольтного трансформатора питается от регулировочного автотрансформатора *1*. Высокое напряжение измеряется киловольтметром kV, включенным в первичную цепь трансформатора *2*. Ток утечки контролируется с помощью микроамперметра, один полюс которого заземлен, а второй соединен с началом вторичной обмотки высоковольтного трансформатора *2*. В цепь высоковольтного трансформатора и выпрямителя включен последовательно резистор R, ограничивающий ток в случае пробоя кабеля. Для питания катодной цепи кенотрона используется трансформатор накала *5*.

При испытании трехжильных кабелей (*4*) с поясной изоляцией напряжение от испытательной установки подают поочередно к каждой жиле, две другие жилы и оболочку заземляют. При испытании всех кабелей плавно повышают напряжение до нормируемого значения и выдерживают кабели под этим напряжением в течение 5 мин с момента установления нормированного значения напряжения. Состояние кабеля определяют по току утечки. У кабелей с бумажной изоляцией на напряжение до 10 кВ ток утечки составляет около 300 мкА. При удовлетворительном состоянии кабеля в случае подъема напряжения да счет зарядки его емкости ток утечки резко возрастает, затем быстро снижается до 10—20% максимального.

При испытаниях не должны наблюдаться скользящие разряды, толчки токов утечки, нарастание установивше-

гося значения тока утечки. Сопротивление изоляции кабеля, измеренное мегомметром, до и после испытаний должно быть одинаковым. В случае наличия дефектов в изоляции кабеля ее пробой происходит в основном в течение первой минуты после установления испытательного напряжения. При хорошем состоянии изоляции кабеля асимметрия токов утечки по фазам трехжильного кабеля не превышает их двукратного значения. При пробое кабельной линии во время испытаний или после ее аварийного отключения необходимо определить место и характер повреждения кабеля.

При однофазном повреждении (пробое изоляции кабеля с жилы на металлическую оболочку) кабель может быть отремонтирован без разрезания жил. Для этого снимают броню, оболочку, поясную изоляцию и изоляцию поврежденной жилы. После этого восстанавливают заново изоляцию в поврежденном месте. Обеспечение герметичности соединения осуществляется с помощью свинцовой муфты, состоящей из двух продольных половин, которые напаивают и заполняют кабельной массой.

При повреждении жил этот участок кабеля вырезают, вставляют новый отрезок и монтируют две муфты. При повреждении соединительной муфты ее вырезают и повторно соединяют кабель новыми муфтами. В случае небольшого дефекта в муфте она может быть заменена другой (удлиненной) без дополнительной вставки кабеля.

4.3. Осмотр трасс кабельных линий

Осмотр трассы кабельной линии производится с целью визуального обнаружения возможных неисправностей на трассе. При осмотре обращается внимание на недопустимость производства без согласования с предприятием электрических сетей строительных работ, раскопок, посадок деревьев, устройства гаражей, складов, свалок. При осмотрах мест пересечения кабельных трасс с железными дорогами обращается внимание на наличие предупредительных плакатов о расположении кабельных линий с обеих сторон полосы отвода территории для железной дороги.

В местах пересечения кабельных линий с канавами, кюветами, оврагами проверяется отсутствие размывов, провалов и обвалов креплений кюветов, угрожающих целости и сохранности кабелей. В местах перехода кабелей из земли на стены или опоры воздушных линий электропередачи проверяется наличие защиты кабелей от механических повреждений и исправность состояния концевых муфт. На трассах кабельных линий, проходящих по территориям без постоянных фундаментальных ориентиров, проверяется наличие и сохранность вышек, обозначающих трассу кабельной линии. В местах перехода кабелей с берегов в реку или другие водоемы проверяется наличие и состояние береговых сигнальных знаков и исправность набережных или специальных устройств на береговых участках. При осмотрах кабельных колодцев проверяют температуру воздуха и работу вентиляционных устройств.

В летнее время температура воздуха внутри кабельных туннелей и каналов не должна превышать температуру наружного воздуха более чем на 10 °С. При осмотре обращают внимание на внешнее состояние кабеля, соединительных и концевых муфт, строительной части сооружений, на смещения и провисы кабелей. Проверяется температура оболочек кабелей с помощью измерительных приборов. Температуру металлических оболочек кабелей, проложенных в кабельных сооружениях, измеряют обычным термометром, который укрепляется на броне или свинцовой оболочке кабеля. Контроль температуры кабельной линии необходим для установления факта повышения нагрузки по сравнению с расчетной или уточнения нагрузки вследствие изменения температурных условий трассы кабеля по сравнению с проектными.

Обнаруженные дефекты на трассах и в самих кабельных линиях подлежат устранению как в ходе осмотра, так и в последующем в плановом порядке.

При техническом надзоре за работами, выполняемыми на трассе кабельной линии, необходимо следить, чтобы земляные работы землеройными машинами на расстоянии менее 1 м от кабеля и рыхление грунта над кабелем отбойными молотками на глубину более 0,4 м не производилось. При применении ударных и вибропогружа-

тельных механизмов на расстоянии менее 5 м от трассы кабельной линии возможны сотрясения грунта и просадки почвы, в результате чего могут иметь место вытяжка жил кабеля из соединительных гильз в муфтах и разрыв свинцовой или алюминиевой оболочки кабеля в шейках соединительных муфт. Поэтому применение указанных механизмов на расстоянии менее 5 м от трассы кабельной линии не допускается. В зимнее время раскопки на глубину более 0,4 м в местах прохождения кабелей должны производиться с отогревом грунта (не далее чем 0,25 м от кабеля).

При техническом надзоре за прокладкой и монтажом кабельных линий проводится проверка качества монтажа муфт и заделок, а также состояния проложенного кабеля на всем его протяжении.

Измерение нагрузок кабельных линий производится в ТП, как правило, переносными приборами или токоизмерительными клещами.

4.4. Определение характера и места повреждения кабельных линий

Характер повреждения кабельной линии может быть установлен с помощью мегомметра. Известно, что в кабельной линии возможны следующие повреждения: пробой изоляции, вызывающий замыкание одной, двух или трех жил на землю либо двух или трех жил между собой в одном или разных местах; обрыв одной, двух или трех жил без заземления либо с заземлением как оборванных, так и целых жил; «заплывающий» пробой изоляции.

Измерением мегомметром сопротивления изоляции каждой жилы кабеля по отношению к земле, а также между парой токопроводящих жил, проводимым с обоих концов кабеля, можно установить повреждения изоляции при замыкании жил. Для проверки целости жил устанавливают перемычку между тремя фазами с одного конца кабеля.

В тех случаях, когда между поврежденными фазами или поврежденной фазой и землей имеется переходное сопротивление, место повреждения обнаружить затруд-

нительно. Для снижения переходного сопротивления в месте повреждения до требуемого значения (нескольких десятков ом) кабель прожигают выпрямленным током высокой частоты. При этом сначала к кабельной линии прикладывается напряжение 30—50 кВ при токе 0,1—0,5 А, а после нескольких минут повторения пробоев разрядное напряжение снижается до 5—8 кВ (при токе 5—10 А) в течение 5—10 мин. Напряжение пробоя при этом снижается до нуля. Затем в течение нескольких минут пропускают ток 100 А. Если после нескольких пробоев при сниженном напряжении электрическая прочность изоляции вновь возрастает, такое повреждение, наиболее часто встречающееся в соединительных муфтах, называется *«заплывающим» пробоем*. В этом случае прожигание кабеля не достигает цели и требуется нахождение места повреждения.

Для обнаружения зоны повреждения кабельной линии вначале могут быть использованы так называемые *относительные методы*, имеющие определенные погрешности измерения, а именно: импульсный метод, метод колебательного разряда, петлевой метод, емкостный метод.

Точное место повреждения, знание которого служит исходной информацией для проведения раскопок, находится так называемыми *абсолютными методами* — индукционным или акустическим.

Импульсным методом определяют устойчивые однофазные и междуфазные короткие замыкания при переходных сопротивлениях не более 100 Ом, обрыв одной, двух или трех жил кабеля. Метод основан на посылке в поврежденную линию эталонного электрического импульса со скоростью 160 м/мкс и измерении интервала времени t_x между моментами его подачи и прихода отраженного импульса. От места обрыва или от конца линии импульсы отражаются с тем же знаком, от места короткого замыкания — с обратным. Расстояние до места повреждения l_x определяется так: $l_x = 80\ t_x$.

Метод колебательного разряда основан на измерении периода собственных электрических колебаний в кабеле, возникающих в момент пробоя. Поврежденная жила кабеля заряжается от выпрямительной установки до напряжения пробоя. После пробоя возни-

кает колебательный разряд, при этом расстояние до места повреждения на кабеле пропорционально периоду собственного колебания.

Петлевой метод применяют при замыкании одной или двух жил на оболочку кабеля без обрыва при переходном сопротивлении не более 500 Ом. Метод широко используется в лабораторной практике в учебных заведениях. Он основан на измерении соотношения активных сопротивлений участков поврежденной жилы от места измерения до места повреждения (первый участок) и от места повреждения до конца кабеля плюс неповрежденная жила кабеля (другой участок), соединенная на другом конце кабеля с поврежденной жилой перемычкой. Метод трудоемок, так как требует проведения измерений с обоих концов кабельной линии.

Емкостный метод базируется на измерении емкости частей оборванной жилы (между каждой частью жилы и оболочкой) с помощью моста переменного тока на частоте 1 кГц.

Индукционный метод основан на улавливании магнитного поля над кабелем, по которому пропускается ток звуковой частоты (800—1000 Гц), и позволяет определять место повреждения при устойчивых двухфазных и трехфазных коротких замыканиях и переходном сопротивлении 20—250 Ом. Генератор звуковой частоты подключают к петле короткого замыкания. При этом вокруг кабеля образуется магнитное поле. Электромонтер, следуя по трассе кабельной линии с приемной рамкой, усилителем и телефонными наушниками, прослушивает звуковые сигналы от генератора, которые будут слышны там, где по кабелю проходит ток, т. е. до места повреждения. За местом повреждения громкость звука в телефоне резко снижается.

Акустический метод основан на прослушивании с поверхности земли звуковых колебаний, вызываемых искровым разрядом в месте повреждения. В поврежденную жилу кабеля подаются периодические импульсы постоянного тока через разрядник от накопительного конденсатора. В месте повреждения возникает разряд, что вызывает акустический шум, который прослушивается с поверхности земли с помощью стетоскопа

или приборов, преобразующих механические колебания в электрические.

При металлическом соединении жилы с оболочкой в месте повреждения искровые разряды будут отсутствовать, и данным методом установить место повреждения кабеля не представляется возможным.

4.5. Защита металлических оболочек кабелей от коррозии

Металлические оболочки кабелей в процессе их эксплуатации разрушаются вследствие химического (почвенная коррозия) или электрохимического взаимодействия с окружающей средой. Открыто проложенные кабели достаточно надежно защищаются от коррозийного воздействия окружающего воздуха путем нанесения на броню или оболочку слоя лака либо краски.

Интенсивность почвенной коррозии, зависящая от состава и влажности грунта, может быть оценена по значению электрического сопротивления грунта. Грунт с высоким электрическим сопротивлением ($\rho \geq 20$ Ом·м) не вызывает сильной коррозии, поэтому при проектировании стремятся выбрать трассу кабельной линии, имеющую малоагрессивный грунт.

Наиболее опасным источником коррозии для кабельных линий является электрифицированный на постоянном токе железнодорожный транспорт, трамвай, метро, где рельсы используются как токопроводы. Например, питание троллейного провода городского трамвая производится от положительного полюса тяговой подстанции. Отрицательный полюс присоединяется кабельными линиями к различным точкам рельсовых путей, которые называются *отсасывающими пунктами* (рис. 4.2). К отсасывающим пунктам стекаются по рельсам обратные токи трамвайной сети. Так как рельсы не изолированы от земли, проходящий по ним ток частично ответвляется в землю и идет по пути наименьшего сопротивления к месту расположения отсасывающих пунктов (рис. 4.3). Если в зоне действия этих токов имеются кабельные линии, металлические оболочки которых являются хоро-

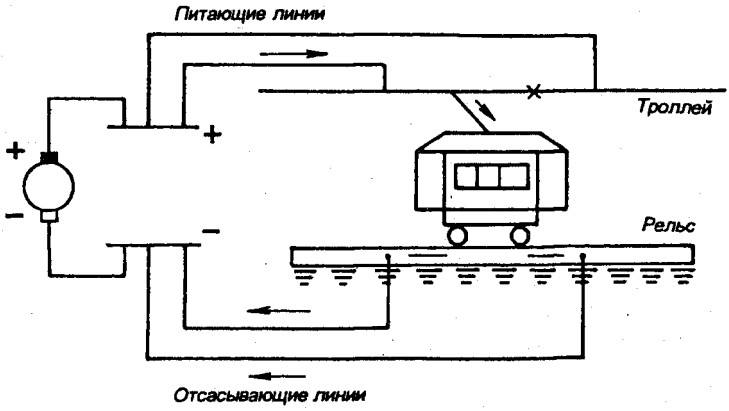


Рис. 4.2. Схема питания трамвая

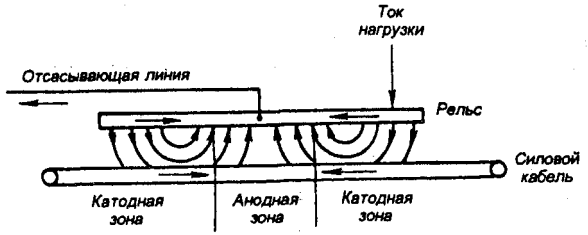


Рис. 4.3. Схема образования коррозийных зон в земле блуждающими токами

шими проводниками, то блуждающие токи из земли переходят в оболочки кабелей и образуют катодную зону с отрицательным потенциалом, а вблизи отсасывающих пунктов выходят из них и образуют анодную зону с положительным потенциалом. Коррозия оболочек кабелей происходит в анодной зоне, так как именно здесь выделяется кислород, который окисляет и разъедает металл. Определение зон производится путем измерения потенциала на оболочках кабелей по отношению к земле. Положительный потенциал свидетельствует о наличии анодной зоны, отрицательный — катодной зоны.

Для бронированных силовых кабелей со свинцовыми оболочками, проложенных в малоагрессивных грунтах ($\rho > 20$ Ом·м), среднесуточная плотность тока утечки в

землю не должна превосходить 14 мА/м^2 . В противном случае требуются меры защиты. Для голых освинцованных кабелей анодные зоны считаются опасными независимо от плотности блуждающих токов.

Для защиты металлических оболочек кабелей от блуждающих токов, помимо устранения нарушений в выполнении и эксплуатации рельсовой и отсасывающей сетей электрифицированного транспорта, применяют катодную поляризацию, электрический дренаж и протекторную защиту.

Катодная поляризация заключается в том, что на оболочке кабелей от внешнего источника создается отрицательный потенциал, препятствующий переходу тока из рельсов на оболочку кабеля.

Электрический дренаж состоит в отводе блуждающих токов от металлических оболочек кабелей к источнику этих токов.

Протекторная защита обеспечивает соединение металлических оболочек кабелей с электродом из магнитных сплавов, заложенным в земле и имеющим более высокий потенциал (около 1,5 В), чем оболочки кабелей. Ток, возникший под влиянием разности потенциалов, замыкается между протектором (электродом) и оболочкой кабеля. Защитная зона протекторной защиты составляет около 70 м.

4.6. Эксплуатация силовых трансформаторов

Комплекс работ по техническому обслуживанию силовых трансформаторов указан в § 4.1.

При осмотре трансформаторов проверяют температуру масла термометрами (при номинальной нагрузке температура верхних слоев масла не должна превышать 98 °С), уровень масла в расширителе и его соответствие температурной отметке маслоуказателей; обращают внимание на цвет масла. Проверяют, нет ли течи масла в местах уплотнений трансформатора, изменения гула трансформатора по сравнению с обычным, а также состояние внешней изоляции (вводов трансформатора), контактных соединений. В помещениях, где установлены трансфор-

маторы, проверяют состояние дверей и замков, освещение, вентиляцию), температуру воздуха.

Контроль за напряжением, подведенным к трансформатору, и напряжением его вторичной обмотки осуществляется вольтметром.

Нагрузочная способность трансформатора определяется нагревом его обмоток токами нагрузки и условиями охлаждения. Трансформаторы распределительной сети охлаждаются в результате естественной циркуляции масла по радиаторам, в которые оно поступает из верхней, более нагретой, части блока. Опускаясь по омываемым воздухом трубам, масло попадает в нижнюю часть бака охлажденным.

При повышении температуры в изоляции класса А ускоряются химические реакции, ведущие к потере ее механической прочности, т. е. к старению.

Относительный износ изоляции F_* за время использования трансформатора T может быть определен так:

$$F_* = \sum_{i=1}^{n} F_{*i} = \sum_{i=1}^{n} 2^{(\theta_{н.н\,i} - 98)/6}, \qquad (4.1)$$

где F_{*i} — относительный износ изоляции за время t_i, причем $\sum_{i=1}^{n} t_i = T$; $\theta_{н.н\,i}$ — температура наиболее нагретой точки обмотки трансформатора, характерная в течение времени t_i; 98 °С — базовая условно-постоянная температура наиболее нагретой точки обмотки трансформатора, при которой относительный износ изоляции равен 1, а срок службы равен номинальному; 6 °С — температура, при изменении на которую срок службы изоляции изменяется в 2 раза.

Величина, обратная относительному износу изоляции, есть *относительный срок службы* изоляции t_*:

$$t_* = 1/F_* = t_н/t, \qquad (4.2)$$

где $t_н, t$ — соответственно срок службы изоляции при номинальной температуре (+98 °С) и средний срок службы при изменении температуры (от 80 до 140 °С).

Информация о температурном режиме трансформатора позволяет составить представление об износе изоляции и соответствии установленной мощности трансформатора его загрузке. Гемпературный режим трансформатора определяется для эквивалентного графика нагрузки, составленного на основе фактического графика нагрузки и имеющего прямоугольную ступенчатую форму (как правило, 2—3 ступени, рис. 4.4) На графике выделяется участок с нагрузкой S_2 ($S_2 \geq 0{,}9\ S_{max}$), превышающей номинальную. Другие участки графика разделяются на интервалы Δt_i, в пределах которых нагрузка заменяется средней величиной S_i.

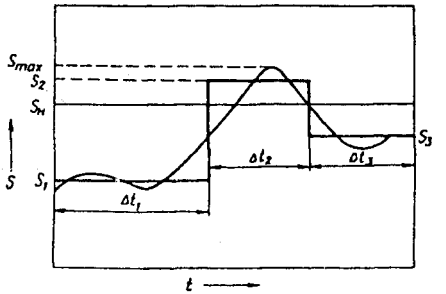


Рис. 4.4. Эквивалентный расчетный график нагрузки трансформатора

Эквивалентная нагрузка $S_э$ определяется по выражению

$$S_э = \frac{1}{S_н}\left(\frac{\sum_{i=1}^{m} S_i^2 \Delta t_i}{\sum_{i=1}^{m} \Delta t_i}\right)^{1/2}, \qquad (4.3)$$

где $S_н$ — номинальная нагрузка трансформатора. При этом принимается $S_2 \approx S_{max}$.

Контроль за температурным режимом трансформаторов распределительной сети осуществляется с помощью термометров, указывающих температуру верхних слоев масла.

При нагрузке трансформатора ниже номинальной износ изоляции уменьшается, поэтому для него допускают-

ся систематические и кратковременные перегрузки. Длительность систематических перегрузок зависит от суточного графика нагрузки, температуры окружающей среды и недогрузки в летнее время. Суммарная систематическая перегрузка трансформатора не должна превышать 40% (на двухтрансформаторных подстанциях в течение 6 ч в сутки 5 суток подряд при коэффициенте начальной загрузки не более 0,93) и 50% (на однотрансформаторных подстанциях) его номинальной мощности.

У трансформаторов распределительной сети во время текущих и капитальных ремонтов проводятся обычно следующие измерения и испытания: измерение сопротивления обмоток постоянному току, измерения сопротивления изоляции обмоток с определением коэффициента абсорбции или испытание изоляции повышенным напряжением переменного тока, испытание трансформаторного масла.

Коэффициент абсорбции $k_{аб} = R_{60}/R_{15}$ устанавливают на основе измерений сопротивления изоляции обмоток трансформатора мегомметром на 2500 В через 15 с (R_{15}) и через 60 с (R_{60}) после начала вращения рукоятки мегомметра. Для сухой изоляции трансформатора $k_{аб} = 1{,}3$. При увлажнении изоляции $k_{аб}$ уменьшается до 1. При измерении все выводы обмоток одного напряжения соединяются вместе. Остальные обмотки и бак трансформатора должны быть заземлены.

В трансформаторах мощностью до 630 кВ·А с термосифонными фильтрами контроль качества трансформаторного масла не проводится.

Если масло, взятое для контроля из трансформаторов без термосифонных фильтров, не удовлетворяет нормам на пробивное напряжение из-за наличия в нем влаги и механических примесей, то производят его отстой, центрифугирование, фильтрацию и сушку. При центрифугировании масло очищается от воды и примесей, имеющих бóльшую плотность, чем масло. Легкие волокна и частицы взвешенного угля задерживаются фильтрами-прессами, через которые масло пропускается под давлением. Сушка масла выполняется как с помощью цеолитов (синтетических веществ), так и распылением в вакууме. В первом случае масло с помощью масляного насоса

пропускается через маслоподогреватель, фильтр механической очистки и цеолитовый фильтр — адсорбер, удерживающий молекулы воды, но пропускающий молекулы масла, так как их диаметр меньше диаметра пор цеолита. Во втором случае масло распыляется в специальной камере, где создается вакуум. При этом образующиеся пары воды отсасываются вакуумным насосом, а осушенное масло выпадает в виде капель на дно камеры.

4.7. Эксплуатация оборудования распределительных устройств

При осмотре распределительных устройств проверяют уровень и температуру масла в маслонаполненных аппаратах, состояние изоляции (запыленность, наличие трещин, разрядов, выпадение росы на поверхности изоляторов), контактных соединений, помещения (наличие плакатов, надписей, дверных замков, отсутствие течи крыши, наличие противопожарных и защитных средств), состояние окружающей территории, исправность отопления и вентиляции. Обращают также внимание на состояние кабелей высокого и низкого напряжений и концевых заделок, контура защитного заземления, осветительной проводки и арматуры, показания измерительных приборов и т. д.

Проверка качества контактного соединения шин на ток свыше 1000 А производится путем измерения переходного сопротивления контактов или падения напряжения на них. Переходное сопротивление измеряют на отключенном оборудовании и сравнивают с сопротивлением целого участка шины. При этом переходное сопротивление контактного соединения не должно превышать сопротивления целого участка шины более чем в 1,2 раза. Падение напряжения на контактном соединении и целом участке шины измеряют под напряжением с помощью универсальной измерительной штанги.

Проверка качества контактного соединения шин на ток до 1000 А производится измерением их температуры нагрева с помощью электротермометров, термоуказателей (термопленок), термосвечей, тепловизоров и пирометров.

Действие электротермометра основано на измерении темпаратуры с помощью термосопротивления.

Термопленки под воздействием температуры изменяют свой цвет (от первоначального красного до вишневого при температуре 60 °С, темно-вишневого при температуре 80 °С, темно-коричневого при 100 °С).

При температуре нагрева контролируемого контактного соединения, равной (или выше) температуре плавления материала термосвечи (55, 80, 100, 130 или 160 °С), конец свечи, поднесенный с помощью изолирующей штанги вплотную к контакту, плавится.

Контроль температуры с помощью тепловизоров и пирометров осуществляется без снятия напряжения с безопасного расстояния. Действие этих приборов основано на приеме инфракрасного излучения нагретого тела и преобразовании его в электрический сигнал.

При эксплуатации изоляторов на их поверхности откладываются загрязнения, которые представляют наибольшую опасность при моросящем дожде, тумане, когда указанный загрязняющий слой становится проводящим. Это может привести к возникновению разрядов на поверхности изоляторов и их перекрытию. Поэтому весьма важно своевременно очищать изоляцию от загрязнений. Для изоляторов комплектных распределительных устройств наружной установки опасно выпадение на поверхности росы, наблюдаемой при проникновении внутрь помещения влажного теплого воздуха. Для повышения надежности работы изоляторов их поверхность обрабатывают гидрофобными пастами, обладающими водоотталкивающими свойствами, благодаря чему на поверхности изоляторов не образуется сплошной слой водяной пленки.

В распределительном устройстве 6 или 10 кВ опорные одноэлементные фарфоровые изоляторы испытывают в течение 1 мин напряжением соответственно 32 и 42 кВ. Сопротивление каждого подвесного изолятора должно быть не менее 300 МОм.

При осмотрах коммутационных аппаратов (выключателей нагрузки, разъединителей) обращают внимание на

состояние их контактов, изоляторов, привода. Испытания коммутационных аппаратов проводят только при выводе их в ремонт. При выводе в ремонт выключателя нагрузки у него определяется степень обгорания контактов и износ дугогасящих вкладышей. У выключателей нагрузки и разъединителей измеряют мегомметром на 500—1000 В сопротивление изоляции вторичных цепей, обмоток включающей и отключающей катушек и т. д.; оно должно быть не ниже 1 МОм.

У разъединителей измеряется мегомметром на 2500 В сопротивление изоляции поводков и тяг, выполненных из органических материалов; оно должно быть не ниже 300 МОм. Кроме того, у разъединителей на 600 А измеряется сопротивление контактов постоянному току.

При осмотре масляных выключателей обращают внимание на уровень масла, отсутствие течи масла, состояние контактных соединений, состояние поверхности фарфоровых вводов, изоляторов и тяг, работу электронагрева выключателя.

Во время проведения ремонтов выключателя измеряют сопротивление изоляции вторичных цепей и сопротивление контактов масляных выключателей постоянному току, проверяют время движения подвижных частей выключателя, измеряют ход подвижной части выключателя и вжима (хода) контактов при включении, контролируют одновременность замыкания и размыкания контактов и действие механизма свободного расцепления, проводят испытания проб трансформаторного масла, взятых из баков выключателей.

Степень износа элементов выключателя (износ и оплавление дугогасительных контактов, повреждение дугогасительной камеры, разложение масла) зависит от особенностей его конструкции, силы отключаемых токов короткого замыкания и количества отключений. Заводы — изготовители выключателей указывают допустимое число отключений предельного тока короткого замыкания. Так как токи короткого замыкания, отключаемые выключателем, могут быть (в зависимости от места короткого замыкания) меньше предельных значений, для нахождения допустимого числа отключений пользуются зависимостями израсходованного ресурса выключателя от значе-

ний отключаемых токов короткого замыкания. Значения силы отключенных выключателем токов короткого замыкания определяются или специальным устройством, или расчетом, или по результатам оценки действия релейной защиты и т. д. Выключатель выводится из работы для ревизии после исчерпания своего ресурса a, т. е.

$$a = \sum_{i=1}^{n} a_i \geq 100\%,$$

где a_i — использованный выключателем ресурс при отключении i-го тока короткого замыкания.

Пусть $a = 6$ отключениям трехфазного короткого замыкания с силой тока 20 кА. Примем, что количество единиц ресурса выключателя, расходуемого при отключении трехфазного короткого замыкания, в относительных единицах равно 1, т. е. $a_3 = 1$. Тогда расход ресурса выключателя при отключении двухфазных и однофазных коротких замыканий будет соответственно равен: $a_2 = 0{,}87$, $a_1 = 0{,}45$.

Для моделирования процесса постепенных износовых отказов используем «схему гибели», основанную на представлении процесса расхода ресурса выключателя как марковского процесса с конечным числом состояний: 6, 5, 4, 3, 2, 1. Сам процесс расхода ресурса представим как общий стационарный пуассоновский поток без последействия, состоящий из композиции простейших пуассоновских потоков однофазных, двухфазных и трехфазных коротких замыканий, отключаемых выключателем. Тогда вероятность $P(t)$ отсутствия отказов выключателя из-за выработки его ресурса к моменту времени t можно определить по формуле

$$P(t) = \exp\left(-t\left(\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3\right)\right) \times$$

$$\times \left(\sum_{j=0}^{A}\sum_{\nu=0}^{B}\sum_{\kappa=0}^{C} \frac{(\lambda_1(t)^j}{j!}\frac{(\lambda_2 t)^{\nu}}{\nu!}\frac{(\lambda_3 t)^{\kappa}}{\kappa!}\right),$$

где λ_1, λ_2, λ_3 — параметры потока одно-, двух- и трехфазных замыканий; A, B, C — целые части результатов расчетов по выражениям:

$$A = \frac{a-1-a_3\kappa-a_2\nu}{a_1};\ B=\frac{a-1-a_3\kappa}{a_2};\ C=\frac{a-1}{a_3}.$$

С учетом указанных значений a_1, a_2, a_3 имеем: $A = 11$, $B = 6$ и $C = 5$. Отсюда следует, что j может изменяться от 0 до 11, ν — от 0 до 6 и κ — от 0 до 5.

5

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

5.1. Основные виды работ по техническому обслуживанию и ремонту

В состав работ по техническому обслуживанию воздушных линий электропередачи входит:

- осмотр линии, при котором выполняется визуальная проверка всех ее элементов и трассы (положение и состояние вертикальных и горизонтальных частей опоры, состояние антикоррозийного покрытия металлических частей опоры, состояние проводов, грозозащитных тросов, изоляторов, арматуры, заземляющих устройств опор, трубчатых разрядников и защитных промежутков);
- определение степени загнивания деталей деревянных опор;
- измерение сопротивления заземления опор;
- измерение габаритов линии;
- измерение петли «фаза—нуль» на линиях напряжением до 1 кВ.

На линиях напряжением 35 кВ и выше, кроме того, проводится контроль состояния изоляторов, проверка тяжения в гибких оттяжках шарнирно установленных опор, измерение сопротивления болтовых соединений проводов в петлях анкерных опор.

Капитальный ремонт воздушной линии должен производиться не реже 1 раза в 5 лет для линий на деревянных стойках и 1 раз в 10 лет для линий на железобетонных и металлических опорах. При одном капитальном ремонте может быть заменено не более 30% общего количества опор линии. При капитальном ремонте линии производится ремонт проводов, ремонт или замена деталей опоры либо всей опоры, замена изоляторов, линей-

ной арматуры, трубчатых разрядников и искровых промежутков, выправка опор, ремонт заземляющего устройства, покраска опор, регулировка стрел провеса проводов и грозозащитных тросов, очистка трассы линий электропередачи. Более подробно названные работы по техническому обслуживанию и ремонту рассмотрены ниже.

Комплексный ремонт сети предполагает проведение на определенном участке сети, включающем линии высокого и низкого напряжений, трансформаторные подстанции, всего комплекса ремонтных работ за 1—2 отключения, с привлечением необходимых механизмов, транспортных средств и персонала. При такой организации работ повышается производительность труда, снижается количество и продолжительность отключений и транспортные расходы.

5.2. Осмотр воздушных линий электропередачи

Осмотр воздушной линии производится с целью наблюдения за состоянием линии и ее трассы и визуального выявления неисправности. При этом осмотры могут выполняться с земли, а также с подъемом на опору (верховые осмотры). Осмотр с земли воздушных линий электропередачи по всей длине производится 1 раз в год электромонтерами, а отдельные участки — 1 раз в год инженерно-техническим персоналом. Верховые осмотры организуются по мере необходимости. Кроме того, после стихийных бедствий или успешного ручного повторного включения линии производятся внеочередные осмотры.

При осмотре опор обращается внимание на их наклон вдоль и поперек линии, проседание грунта у оснований опор, отсутствие в креплениях деталей опор болтов и гаек, трещин сварных швов, на состояние окраски металлических деталей опор, деформацию частей металлических опор, отсутствие зазора между башмаком металлической опоры и фундаментом, состояние проволочных бандажей, наличие загнивания или повреждения деталей деревянных опор, наличие и ширину раскрытия трещин железобетонных опор, наличие номеров опор и условных наименований линии, предупредительных плакатов по

технике безопасности, ослабления и повреждения оттяжек опор, наличие на опорах посторонних предметов.

Особое внимание следует обращать при осмотре на железобетонные опоры линий напряжением 6—35 кВ, так как эти опоры могут длительно находиться под полным фазным напряжением относительно земли. Дело в том, что при пробое изолятора по арматуре опоры длительно проходит ток замыкания на землю, который подсушивает грунт вокруг тела опоры. В дальнейшем из-за возрастания сопротивления растеканию тока замыкания на землю возникает дуговое замыкание на землю, что приводит к спеканию грунта и резкому увеличению его сопротивления. Ток замыкания на землю резко снижается, а тело опоры оказывается под полным фазным напряжением.

Вследствие воздействия дугового замыкания на подземную часть опоры возможны пережог ее арматуры и снижение механической прочности опоры. Для обнаружения опор с поврежденной изоляцией необходимы соответствующие сигнальные приборы, изготовление которых производится рядом организаций.

На проводах и тросах линии не должно быть оборванных или перегоревших жил, следов оплавления, набросов посторонних предметов, разрушений в местах крепления, коррозии.

Изоляторы линии должны быть чистыми, не иметь сколов, трещин, следов оплавления; провода не должны проскальзывать в месте их крепления к изоляторам. При осмотре арматуры обращается внимание на степень ее коррозии.

При осмотре заземляющих устройств и средств защиты от атмосферных перенапряжений необходимо обратить внимание на состояние заземляющих спусков по деревянным опорам и наличие их соединения с контуром заземления, состояние указателей срабатывания трубчатых разрядников и взаимное расположение самих разрядников и их крепления к опоре, на соответствие внешнего искрового промежутка установленному значению. Одновременно исследуется состояние трассы линии: наличие под проводами линии кустарников и деревьев, их высота; наличие в охранной зоне линии не

предусмотренных проектом строений, складирования материалов, производства строительных или земляных работ без согласования с предприятием электрических сетей.

Особо следует подчеркнуть, что при выполнении работ с применением грузоподъемных машин и механизмов в охранной зоне линий напряжением 6—35 кВ, характеризующихся изолированной нейтралью, возможно их соприкосновение с проводом линии. При этом отключения линии не происходит и корпус машины или механизма оказывается под полным фазным напряжением, что может привести к несчастным случаям с людьми при прикосновении их к корпусу машины или при попытке водителя покинуть указанную машину.

Для проверки состояния верхней части опоры, арматуры, мест крепления проводов, а также состояния изоляторов организуются так называемые верховые осмотры линии с подъемом электромонтера на опору.

Цель внеочередных осмотров линии состоит как в определении причины ее отключения, необходимости проведения и объема требуемых ремонтных работ, так и в определении вероятных повреждений элементов линии в результате имевших место природных явлений (паводок, ледоход, сильный ветер, туман, дождь и т. д.).

5.3. Определение степени загнивания деталей деревянных опор

Основная причина повреждений деревянных опор состоит в подверженности их загниванию, т. е. заражению древесины гнилостными грибками, распространяющимися подобно семенам цветочных растений и вызывающим распад и разрушение клеток древесины [6]. Наиболее интенсивно распространяется загнивание при температуре 20—35 °С при влажности 20—60% и наличии воздуха. Сухая или погруженная в воду древесина не загнивает.

Определение степени загнивания деталей деревянных опор проводится раз в 5 лет [17] и заключается в установлении места и степени загнивания древесины и сравнении эквивалентного диаметра ее здоровой части с допустимым $d_д$ (12 см — для стоек и 10 см — для траверс

линий до 35 кВ). Величина $d_д$ при наличии загнивания находится умножением наружного диаметра детали на коэффициент износа c, принимаемый равным: 0,75 для траверс опор всех типов, стоек и приставок одностоечных опор; 0,7 для стоек и приставок П- и А-образных опор; 0,65 для прочих деталей опор. Если опоры установлены в населенной местности или на пересечениях с инженерными сооружениями, то коэффициент c увеличивается в 1,2 раза.

Наличие загнивания устанавливают в сухую и неморозную погоду при положительной температуре путем простукивания древесины молотком по всей длине опоры (стойки, траверсы и т. д.). Пасынки проверяют, откапывая их на глубину 0,5—0,6 м. В местах загнивания звук при ударах получается глухим.

Для определения степени загнивания используются приборы, принцип действия которых основан или на измерении усилия, с которым игла прокалывает древесину (в загнившую древесину игла проникает с усилием менее 300 Н), или на определении механической прочности древесины (условного сопротивления древесины смятию) при ввертывании буравчика. Кроме того, для выполнения неразрушающего контроля состояния древесины, особенно перед подъемом электромонтеров на опору для производства работ, а также для выявления внутреннего загнивания древесины в последнее время применяется прибор, называемый *определителем загнивания древесины.* Этот прибор работает на основе фиксации измерения ультразвуковых колебаний при прохождении через древесину. В здоровой древесине ультразвуковые колебания распространяются практически без затухания, а в загнившей происходит частичное поглощение колебаний.

Глубину наружного загнивания пасынков и стоек измеряют с трех сторон под углом примерно 120°, а траверс — с двух сторон (сверху и снизу).

Среднее значение глубины загнивания для пасынков и стоек

$$b_{ср} = \frac{1}{3}(b_1 + b_2 + b_3),$$

где b_1, b_2, b_3 — глубина загнивания по результатам трех измерений.

Среднее значение глубины загнивания для траверс

$$b_{ср} = \frac{1}{2}(b_1 + b_2).$$

Отбраковка загнивших деталей заключается в определении эквивалентного диаметра равнопрочного сечения здоровой части $d_{зд}$ и сравнении его с допустимым диаметром $d_д$, т. е.

$$d_{зд} = d - 2b_{ср} \geq d_д,$$

где d — наружный диаметр детали опоры в месте загнивания (измерения).

При внутреннем загнивании необходимо определить диаметр внутренней загнившей части:

$$d_{вн} = d - 2\delta_{ср},$$

где $\delta_{ср}$ — средняя глубина незагнившей части древесины, получаемая по результатам трех измерений (δ_1, δ_2, δ_3) : $\delta_{ср} = \frac{1}{3}(\delta_1 + \delta_2 + \delta_3)$. Тогда

$$d_{зд} = \sqrt[3]{\frac{d^4 - d_{вн}^4}{d}} \geq d_д. \qquad (5.1)$$

Если эквивалентный диаметр больше минимального диаметра на 2—4 см, то детали опоры проверяют более часто, так как считается, что процесс загнивания начался и скорость его равна примерно 1 см в год.

Для упрощения пользования формулой (5.1) построены соответствующие номограммы. В связи с тем что в Республике Беларусь деревянные опоры сохранились лишь на отдельных линиях напряжением 0,38 кВ, приводить отмеченные номограммы не представляется целесообразным.

5.4. Измерение сопротивления заземления опор

Измерение сопротивления заземления опор производится раз в 5 лет [21] на всех опорах с разрядниками и защитными промежутками, на опорах с электрооборудо-

ванием. На остальных опорах измерение производится выборочно у 2% общего числа опор с заземлителями в населенной местности и на участке с наиболее агрессивными или плохо проводящими грунтами.

Сопротивление заземляющих устройств зависит от удельного сопротивления грунта. Сопротивление заземляющих устройств железобетонных и металлических опор в сети с изолированной нейтралью должно быть не выше 50 Ом.

Измерение сопротивления заземляющих устройств воздушных линий напряжением до 1000 В производится на всех опорах с заземлителями грозозащиты и повторными заземлителями нулевого провода. У остальных железобетонных и металлических опор измерение производится выборочно у 2% общего числа опор.

Измерение сопротивления заземляющих устройств производится в сухую погоду в периоды наибольшего просыхания грунта с помощью специальных приборов, называемых *измерителями сопротивления заземления*. Измерение сопротивления заземляющих устройств может выполняться со снятием или без снятия напряжения с линии с предварительным отсоединением подвешенного без изоляторов грозозащитного троса от тела опоры.

Для измерения сопротивления заземляющих устройств на линиях напряжением 110 кВ и выше без снятия напряжения и без отсоединения грозозащитного троса от тела опоры разработаны специальные приборы.

5.5. Измерение габаритов линии

Проверка габаритов в местах пересечения линии с инженерными сооружениями проводится после реконструкции или ремонта линии со сменой либо переустройством опор, перемонтажом проводов, возведением каких-либо сооружений под линией.

Непосредственное измерение габарита линии под напряжением с помощью изолирующей штанги относится к наиболее простому и точному способу измерения габарита. При этом расстояние между проводами двух пересекающихся линий определяется разностью габаритов

пересекающей и пересекаемой линий. Если измерить с помощью штанги габарит линии и расстояние от точки крепления провода к изолятору до земли, то разность между последним значением и габаритом линии позволит установить стрелу провеса провода.

Габарит линии может быть измерен также с помощью маркированных хлопчатобумажных или капроновых канатов, концы которых сочленены с роликом. Ролик с помощью изолирующей штанги накладывается на провод. Перемещая ролик по проводу, измеряют длину каната от данной точки провода до земли.

Габарит линии определяют также с помощью оптических приборов (теодолита, высотомера, простейших оптических приспособлений). Для измерения габарита теодолит или простейшее оптическое приспособление устанавливают на некотором расстоянии x (как правило, 10—20 м) от проекции провода на поверхность земли и измеряют угол φ между трубкой оптического устройства и проводом (или сразу $\operatorname{tg}\varphi$). Тогда габарит определяется следующим образом:

$$H = a + x\operatorname{tg}\varphi,$$

где a — высота расположения трубки оптического устройства над уровнем земли.

5. 6. Измерение сопротивления петли «фаза—нуль» на линиях напряжением до 1 кВ

При замыкании фазного провода на нулевой провод в конце линии напряжением до 1 кВ с заземленной нейтралью должен сработать защитный аппарат, установленный в начале линии. Для проверки возможности срабатывания защиты измеряют полное сопротивление петли, образуемой фазным и нулевым проводами (фаза—нуль), и рассчитывают ток однофазного короткого замыкания. Его сравнивают с номинальным током расцепителя автоматических выключателей и плавких вставок, защищающих эту линию.

Измерение сопротивления цепи «фаза—нуль» производится специальным прибором. Его действие основано

на измерении падения напряжения на нагрузочном активном сопротивлении, значение которого заранее известно. Падение напряжения на нагрузочном сопротивлении представляет собой разность между напряжением и падением напряжения в цепи «фаза—нуль», т. е. зависит от сопротивления петли «фаза—нуль».

5.7. Ремонт воздушных линий электропередачи

Регулирование стрелы провеса проводов. Если стрела провеса проводов отличается от допустимой, а также если происходит проскальзывание провода в вязках на штыревых изоляторах, то должна быть произведена перетяжка проводов. В этом случае следует определить длину c вставки или вырезки провода [1]:

$$c = \frac{8n}{3l_{\text{прив}}}(f^2_{\text{треб}} - f^2),$$

где n —количество промежуточных пролетов в данном анкерном пролете; $l_{\text{прив}}$ — длина приведенного пролета; $f_{\text{треб}}, f$ — требуемая и фактическая стрелы провеса провода. При этом длина вставки должна быть от 5 м (для проводов площадью сечения 50 мм^2) до 30 м (для проводов площадью сечения 240 мм^2 и более). Если длина вставки или вырезки оказывается незначительной, то регулирование стрелы провеса следует производить путем изменения длины натяжных подвесок (добавляются изоляторы или устанавливаются удлинители, заменяется сцепная арматура на более короткую).

Для выполнения вставки и вырезки провода на отключенной линии провода на промежуточных опорах из поддерживающих зажимов перекладываются в раскаточные ролики по всему анкерному пролету. Затем на одной из анкерных опор провод расцепляется и опускается на землю. Далее в одном из пролетов производится либо вставка, либо вырезка провода и монтаж соединений. После этого провод натягивается, визируется и закрепляется на анкерной опоре. На промежуточных опорах следует вновь переложить провод из раскаточных роликов в поддерживающие зажимы. Заметим, что объем работ по

регулированию стрелы провеса провода весьма значителен.

Ремонт проводов и замена изоляторов. В случае большого числа оборванных жил производится замена дефектного участка провода, т. е. выполняется монтаж вставки провода, длина которой должна соответствовать указанной выше длине. При этом соединение провода вставки с основным проводом может быть выполнено как обжатием, так и скручиванием овальных соединителей.

При соединении методом обжатия овальных соединителей концы проводов вводят в соединитель внахлестку так, чтобы они выходили из соединителя на 4—5 см. Обжатие овальных соединителей производят в шахматном порядке с помощью монтажных клещей.

Для соединения проводов скручиванием овального соединителя применяют специальные приспособления и овальные соединители, такие же, как и для выполнения соединения способом обжатия.

Соединитель с введенными концами проводов устанавливается в подвижном зажиме приспособления и плашках планшайбы. При поворачивании планшайбы происходит скручивание овального соединителя. Соединенные таким способом провода образуют винтовую линию при достаточно высокой механической прочности.

Для снижения электрического сопротивления контактного соединения, выполненного скручиванием овальных соединителей, концы проводов выпускаются из соединителя на 1/2—3/4 длины соединителя и свариваются встык с помощью термитного патрона. Необходимо иметь в виду, что при таком соединении уменьшается расстояние от провода до земли.

При незначительных повреждениях проводов в месте повреждения на провод накладывают бандаж или устанавливают ремонтную муфту. *Ремонтная муфта* — это разрезанный вдоль овальный соединитель половинной длины, предназначенный для соединения проводов, сечение которых на ступень ниже сечения ремонтируемого провода. Перед наложением ремонтной муфты поврежденные проволочки вырезают на расстоянии 0,5 м в обе стороны от места повреждения и в освободившиеся места

вкладывают новые проволочки от провода той же марки. Ремонтные муфты устанавливают в местах разреза проволочек.

Замена дефектных штыревых изоляторов на промежуточных опорах линий напряжением 0,38—10 кВ производится без опускания провода. Вначале демонтируется вязка, потом снимают со штыря старый изолятор и заменяют полиэтиленовый колпачок. После этого устанавливают новые изоляторы и закрепляют провода.

Ремонт опор. Для продления срока службы загнивших стоек или пасынков в их надземной части устанавливают так называемые антисептические бандажи, состоящие из наружного водонепроницаемого слоя (рубероид, синтетическая пленка) и внутреннего слоя из антисептической пасты. Бандажи накладываются на предварительно очищенный от гнили участок.

При наличии поперечных трещин на железобетонных опорах шириной 0,3—0,6 мм производят окраску поверхности бетона химически стойкими красителями или шпаклюют полимерцементным раствором (28% портландцемента, 56% песка мелкозернистого, 10% воды, 6% полимерной эмульсии). При ширине трещин более 0,6 мм устанавливают железобетонный бандаж с продольной (при горизонтальных трещинах) или поперечной (при вертикальных трещинах) стальной арматурой диаметром 16 мм. При наличии продольных трещин длиной более 3 м на всей поверхности бетона площадью более 25 $см^2$ производят замену опоры.

Если выявляется ослабление сечений расчетных элементов металлических опор коррозией (площадь ослабления сечений не должна превышать 20% площади поперечного сечения элемента опоры), то принимается решение о возобновлении окраски металлической опоры.

Выправка изогнутых металлических деталей опор производится с помощью специальных приспособлений и струбцин.

Для исключения возможных аварий из-за падения деревьев на провода, перекрытия линий деревьями и кустарниками, а также для защиты линий от пожаров производят очистку трассы линий (вручную, с помощью бульдозера, кусторeза, химическим путем).

Трубчатые разрядники раз в 3 года подвергаются ревизии со снятием с опор; при этом измеряется внутренний диаметр разрядника (увеличение его должно быть не более 40%) и внутренний искровой промежуток (не должен отличаться от номинального более чем на ±3 мм для разрядников напряжением 3—10 кВ).

5.8. Плавка гололеда на проводах линий электропередачи

При перемещении воздуха над поверхностью земли теплые массы, содержащие влагу в виде паров воды, приходят в соприкосновение с холодным воздухом. В пограничном слое этих двух масс воздуха создаются условия для существования переохлажденных паров воды, которые, соприкасаясь с частями линий электропередачи при температуре ниже нуля, образуют кристаллы льда на конструктивных элементах линий. Капли тумана, дождя и мокрый снег, оседающие на проводах, тросах и конструкциях опор, имеющих отрицательную температуру, также образуют лед или смерзшуюся вокруг проводов ледяную массу. Это явление называется *гололедом*. Гололед — это сплошной твердый осадок в виде прозрачного или матового льда с расчетной плотностью $0{,}9 \cdot 10^3$ кг/см^3.

При значительных гололедных отложениях возможны обрывы проводов и поломка деталей опор или самих опор, поэтому должны быть приняты меры по удалению гололеда с проводов линии.

Наибольшее распространение на отключенных линиях напряжением 6—10 кВ получили методы плавки гололеда током однофазного, двухфазного и трехфазного короткого замыкания. При этом в ЦП должны быть установлены специальные трансформаторы, используемые только для плавки гололеда и обеспечивающие ток плавки, равный длительно допустимому току нагрузки данной линии или превышающий длительно допустимый ток не более чем в 1,5 раза [1].

Схемы плавки гололеда токами однофазного, двухфазного и трехфазного короткого замыкания на отключенных линиях приведены на рис. 5.1. Здесь на другом

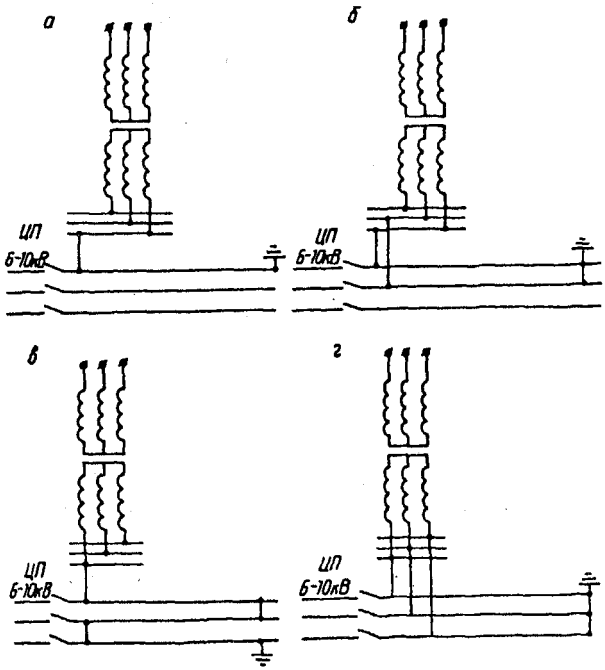


Рис. 5.1. Схема плавки гололеда:
а — с поочередным закорачиванием одной фазы; *б* — с поочередным закорачиванием двух фаз; *в* — при последовательном соединении фаз линии (в «змейку»); *г* — с установкой трехфазной закоротки в конце линии

конце линии искусственно устраивается замыкание одной, двух или трех фаз на землю. Напряжение должно быть таким, чтобы обеспечить прохождение тока плавки, равного или превышающего длительно допустимый ток линии.

Вместо устройства закороток в конце линии может быть применен способ встречного включения (на разные фазы через провод линии) трансформаторов, устанавливаемых на обоих концах линии. Ток получающегося короткого замыкания должен обеспечить плавление гололеда на проводах линии.

5.9. Ремонт воздушных линий электропередачи под напряжением

В целях обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей, питающихся от нерезервируемых воздушных линий распределительной сети, применяется система ремонта и обслуживания линий без вывода их из работы, т. е. под рабочим напряжением. Такая организация технического обслуживания и ремонта позволяет не изменять схему электроснабжения и в то же время обеспечить своевременное устранение дефектов в элементах линии (т. е. повысить надежность их работы), исключить операции по выводу в ремонт и обратному включению в работу линии, создать более равномерную загрузку электросетевого персонала в течение года. Применительно к резервированным воздушным линиям, помимо указанного, достигается снижение потерь энергии в сети за счет исключения необходимости питания потребителей по, как правило, более протяженным резервным связям при данном или, что весьма существенно, более низком номинальном напряжении.

Однако для организации выполнения ремонтных работ под напряжением требуются специальные устройства и приспособления, а также высококвалифицированный персонал, владеющий культурой производства указанных работ. Его заработная плата должна быть выше, чем у того, кто выполняет работы на отключенных линиях. При выполнении работ под напряжением необходимо больше трудозатрат на подготовку рабочего места и выполнение самих работ (здесь имеет место большая вероятность поражения человека электрическим током и вредное воздействие электрического поля на организм человека). При этом перечень работ, выполняемых на линиях под напряжением, весьма ограничен. Запрещается выполнение работ под напряжением при осадках в виде дождя и снега, при тумане и инее, гололеде на проводах и опорах, приближении грозы, относительной влажности воздуха более 90%, скорости ветра более 10 м/с, температуре воздуха, меньшей −20 °С и большей +45 °С. Заметим, что альтернативой выполнения работ под напряжением служит резервирование и автоматиза-

ция электрической сети, а также повышение запасов прочности и долговечности применяемых материалов при сооружении электрической сети.

Работами под напряжением считаются все виды работ, при которых персонал: касается телом или инструментами частей воздушной линии, находящихся под напряжением; приближается к токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояние менее допустимого правилами техники безопасности; находясь под потенциалом «земли», касается изолирующими инструментами токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Применяются 2 основные схемы выполнения работ под напряжением на линиях до 35 кВ, характеризующиеся соответствующим положением работающего по отношению к земле и проводу, который находится под напряжением.

По первой схеме (провод под напряжением — изоляция — человек — земля) касание человеком провода осуществляется или с помощью диэлектрических перчаток и инструмента с изолирующими рукоятками, или посредством изоляционных штанг.

По второй схеме (провод — человек — изоляция — земля) работы производятся с непосредственным касанием человеком провода, находящегося под напряжением.

На воздушных линиях 0,38 кВ под напряжением могут быть выполнены следующие работы [2]: присоединение и отсоединение ответвлений от линии, перетяжка вводов в здания, замена крюков и изоляторов, замена вязок проводов к изоляторам, наложение бандажей на поврежденный провод, подтяжка контактных зажимов, выправка опор, перетяжка отдельных линейных проводов в пролете для предупреждения схлестывания, крепление концевых кабельных муфт на опоре и присоединение к действующей линии 0,38 кВ, монтаж на деревянной опоре повторного заземления нулевого провода, измерение нагрузок по фазам линии 0,38 кВ на опоре и др.

На линиях 6—20 кВ под напряжением могут быть выполнены следующие работы: замена штыревых изоляторов, крючьев, штырей, установка двойных креплений провода к изолятору, замена креплений провода к изоля-

тору; наложение бандажей на провод, подтяжка болтовых зажимов, присоединение к ТП, ремонт заземляющих спусков, замена и установка разрядников, выправка опор, перетяжка проводов и т. д.

Производство работ под напряжением на линиях 0,38 кВ предусматривает изоляцию всех токоведущих частей, кроме участка, где ведется работа. По мере подъема на опору электромонтер накладывает изолирующие колпаки на изоляторы, изолирующие накладки на провода, а при необходимости — на крюки и траверсы, где они фиксируются зажимами. Участок, на котором должны быть выполнены работы, временно освобождается от изолирующих накладок и вновь изолируется сразу после окончания работ. Электромонтеры применяют инструменты с изолированными ручками, работают в изолирующих перчатках, нарукавниках, нагрудниках, а при некоторых работах — в изолирующих костюмах и защитных очках.

На линиях напряжением 6—10 кВ разработаны технологии производства работ под напряжением с использованием изолирующих штанг, оснащенных сменным инструментом. При этом работы могут выполняться как с опоры, так и с земли. Если провод не удаляется от опоры (например, во время установки гасителей вибрации, замены вязки проводов на штыревых изоляторах, мелкого ремонта провода), на арматуру и части опоры, находящиеся вблизи рабочей зоны, накладывают защитные изолирующие покрытия.

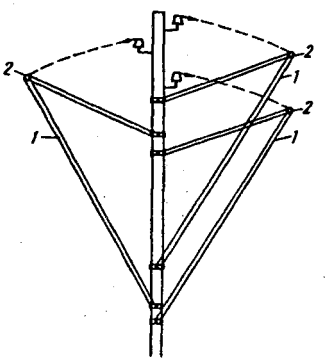


Рис. 5.2. Отведение провода, находящегося под напряжением, от опоры:
1 — комплект изолирующих штанг;
2 — провод

При замене штыревых изоляторов необходимо отвести провод от изолятора и опоры для создания безопасной рабочей зоны, в которой электромонтер может свободно выполнять операции непосредственно руками с применением обычного инструмента. Отвод проводов от опоры выполняется с помощью комплекта изолирующих штанг, образующих треугольную конструкцию (рис. 5.2). Провод может быть поднят вверх над изолятором с помощью штанги, укрепленной вертикально на опоре двумя удерживающими зажимами.

При необходимости замены опоры штанги для отвода всех проводов могут быть установлены на специально сооруженной вспомогательной опоре. Провода от опоры могут быть отведены также и на незначительные расстояния, определяемые механическими нагрузками на провода и штанги. Эти расстояния не обеспечивают безопасного подъема электромонтера на опору. В целях безопасного производства работ на провод накладываются изолирующие защитные накладки.

Перед удалением проводов от опоры их предварительно отсоединяют от изоляторов (удаляют вязку), для чего используют изолирующие штанги со съемными приспособлениями.

6

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

6.1. Оптимизация затрат на техническое обслуживание и ремонт электрической сети

Затраты на техническое обслуживание и ремонт действующей распределительной электрической сети состоят из расходов на производство капитальных, текущих и аварийных ремонтов, а также расходов по контролю и диагностике состояния элементов сети, которые отражаются на себестоимости транспорта электроэнергии в электрических сетях. Поэтому увеличение расходов на техническое обслуживание и ремонт электрической сети означает увеличение себестоимости транспорта электроэнергии. Стремление к всемерному снижению отмеченных затрат связано с ухудшением надежности электроснабжения потребителей за счет увеличения вероятности повреждений элементов сети. Следовательно, оптимальные затраты материальных и денежных средств, а также трудовых ресурсов на техническое обслуживание и ремонт элементов электрической сети должны обеспечить рациональную надежность электроснабжения потребителей.

Строгое математическое определение оптимальных затрат на техническое обслуживание и ремонт распределительной электрической сети весьма затруднительно из-за наличия большого количества переменных факторов и приближенной точности основных исходных данных. Это создает условия для решения рассматриваемого вопроса простейшими математическими приемами, позволяющими лишь вскрыть характер технико-экономических закономерностей и определить ориентировочный порядок значений основных показателей сети.

Оптимальные расходы на техническое обслуживание и ремонт электрической сети определим на основе мини-

мизации переменной части приведенных затрат $З$ на транспорт электроэнергии в распределительной электрической сети [9, 10, 22].

Применительно к нерезервированной сети указанные затраты состоят из суммы годовых эксплуатационных издержек $И$ и вероятных издержек (ущерба) от недоотпуска электроэнергии потребителям при аварийных $У_а$ и плановых $У_{пл}$ ремонтах элементов сети, т. е.

$$З = И + У_а + У_{пл}. \tag{6.1}$$

Здесь

$$И = Г_к + Г_т + Г_о, \tag{6.2}$$

где $Г_к$, $Г_т$, $Г_о$ — годовые расходы на проведение капитальных, текущих ремонтов и технического обслуживания электрической сети.

Снижение расходов на проведение работ по техническому обслуживанию и ремонту элементов электрической сети (выражения (6.1), 6.2)) приведет к повышению их повреждаемости и, следовательно, к увеличению недоотпуска электроэнергии потребителям в результате вероятных аварийных отключений указанных элементов сети. Вместе с тем снижение расходов на техническое обслуживание и ремонт электрической сети сократит продолжительность проведения плановых работ и ремонтов и, следовательно, приведет к уменьшению недоотпуска электроэнергии потребителям при отмеченных плановых отключениях элементов электрической сети. С учетом сказанного формулу (6.1) можно переписать в виде

$$З = И + (z + \nu/И) + (\xi + uИ), \tag{6.3}$$

где z, ξ — составляющие, учитывающие долю дополнительных затрат от недоотпуска электроэнергии при аварийных и плановых отключениях элементов сети, не зависящие от изменения $И$, р.; ν — то же, что и z , но зависящая от изменения $И$, р^2.; u — безразмерный коэффициент.

Оптимальное значение $И$ найдется приравниванием нулю первой производной $dЗ/dИ$:

$$\frac{dЗ}{dИ} = 1 - \frac{\nu}{И^2} + u = 0. \qquad (6.4)$$

Из формулы (6.4) получаем

$$И_{опт} = \sqrt{\frac{\nu}{1+u}}. \qquad (6.5)$$

Таким образом, формула (6.5) позволяет определить оптимальное значение расходов на проведение работ капитального и текущего ремонтов, а также техническое обслуживание нерезервированной электрической сети. Основная трудность здесь состоит в определении значений составляющей ν и безразмерного коэффициента u.

Однако некоторое представление о значении указанных величин можно получить из рассмотрения содержания величин $У_а$ и $У_{пл}$ в формуле (6.3).

Величина $У_а$ в выражении (6.3) представлена в виде

$$У_а = z + \nu/И. \qquad (6.6)$$

Разделив левые и правые части данного выражения на $У_а$, получим

$$1 = \frac{z}{У_а} + \frac{b^2}{ИУ_а} = x_1 + a_1 x_2, \qquad (6.7)$$

где $b^2 = \nu$; $x_1 = z/У_а$; $a_1 = b/И$; $x_2 = b/У_а$.

Из выражения (6.7) находим

$$x_2 = (1 - x_1)/a_1. \qquad (6.8)$$

Значение x_1 может изменяться от 0 до 1.

Исходя из опытных данных, можно сделать вывод, что величина x_1 лежит в пределах 0,3—0,4. Отношение $b/И$ может быть как меньше, так и значительно больше единицы.

Результаты расчета величины x_2 при изменениях x_1 и a_1 приведены в табл. 6.1. По значению x_2 легко находятся параметры b и ν (выражения (6.6) и (6.7)), т. е. $b = x_2 У_а$, $\nu = x_2^2 У_а^2$.

Табл. 6.1. **Результаты расчета значения величины x_2 при изменениях x_1 и a_1**

x_1	Значение x_2 при a_1, равном					
	0,2	0,5	1,0	10,0	50,0	100,0
1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0,9	0,5	0,2	0,1	0,01	0,0	0,0
0,8	1,0	0,4	0,2	0,02	0,0	0,0
0,7	1,5	0,6	0,3	0,03	0,0	0,0
0,6	2,0	0,8	0,4	0,04	0,0	0,0
0,5	2,5	1,0	0,5	0,05	0,01	0,0
0,4	3,0	1,2	0,6	0,06	0,01	0,0
0,3	3,5	1,4	0,7	0,07	0,01	0,0
0,2	4,0	1,6	0,8	0,08	0,01	0,0
0,1	4,5	1,9	0,9	0,09	0,02	0,0
0,0	5,0	2,0	1,0	0,10	0,02	0,01

В формуле (6.3) величина $У_{пл}$ представлена в виде $\xi + uИ$.

Разделив левые и правые части данного соотношения на $У_{пл}$, получим

$$1 = \frac{\xi}{У_{пл}} + \frac{Иu}{У_{пл}} = x_3 + a_2 u, \tag{6.9}$$

где $x_3 = \xi/У_{пл}$; $a_2 = И/У_{пл}$.

Из выражения (6.9) находим

$$u = (1 - x_3)/a_2. \tag{6.10}$$

Структура данной формулы соответствует выражению (6.8), следовательно, значения x_2 (см. табл. 6.1) могут быть использованы также для оценки величины u. Тогда выражение для определения оптимального значения расходов на техническое обслуживание и ремонт электрической сети можно представить так:

$$И_{опт} = У_а x_2 \sqrt{\frac{1}{1+u}}. \tag{6.11}$$

В относительных единицах на базе $У_а$ выражение (6.11) примет вид

$$И_{опт*} = \frac{И_{опт}}{У_а} = x_2 \sqrt{\frac{1}{1+u}}. \tag{6.12}$$

Зависимости $И_{опт*} = f(x_2, u)$, полученные по выражению (6.12), приведены на рис. 6.1.

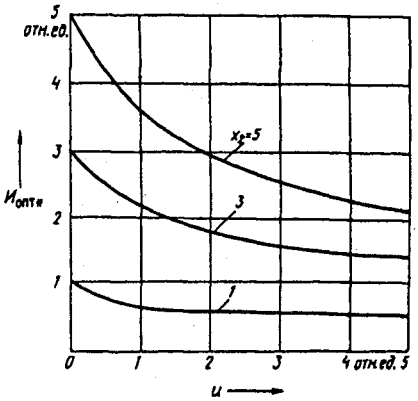


Рис. 6.1. Зависимости $И_{опт*} = f(x_2, u)$

Из рис. 6.1 видно, что при $x_2 \leq 1{,}0$ $И_{опт} < У_а$; при $x_2 > 1$ $И_{опт} > У_а$. Величины x_2 и u лежат в пределах 0—5. При значениях x_1 и x_3, равных 0,3—0,7, x_2 и u лежат в пределах 3,5—1,5. Тогда диапазон изменения $И_{опт*}$ равен 0,7—2,2. Таким образом, максимальное значение оптимальных расходов на техническое обслуживание и ремонт нерезервированной электрической сети немногим более чем в 2 раза превосходит дополнительные затраты от недоотпуска электроэнергии потребителям при аварийных отключениях элементов сети.

Относительная случайная погрешность в определении $И_{опт}$ (формула (6.5)) не превышает ±15% (при погрешности исходных данных ±10%) и ±23% (при погрешности в определении $У_а$, $У_{пл}$, равной ±20%, и погрешности остальных аргументов ±10%).

Расчеты, проведенные применительно к конкретным схемам распределительной сети, показали, что оптимальные расходы на техническое обслуживание и ремонт нерезервированной электрической сети превышают установленные нормативы (долю амортизационных отчислений на капитальный ремонт, нормативные расходы на текущий ремонт и обслуживание). Это говорит о необходимости увеличения издержек $И$ на эксплуатацию нерезервированной сети.

Если применить данный подход к резервированной сети, то оптимальным следует считать проведение лишь аварийно-восстановительных ремонтов. Затраты на плановые ремонты и обслуживание не должны иметь места. Однако при ремонтах резервированных элементов сети может наблюдаться повышение потерь энергии и ухудшение качества напряжения у потребителей. Оценим уровень затрат на техническое обслуживание и ремонт резервированной электрической сети с учетом отмеченных обстоятельств. Переменная часть приведенных затрат в этом случае запишется так:

$$З = И + (У'_{\Delta W} + У''_{\Delta W}) + (У'_{и} + У''_{и}) = И + (\kappa + wИ) +$$

$$+ (\theta + \frac{\omega}{И}) + (d + kИ) + (\psi + \frac{\mu}{И}), \qquad (6.13)$$

где $У'_{\Delta W} + У''_{\Delta W} = У_{\Delta W}$; $У'_{и} + У''_{и} = У_{и}$; $У'_{\Delta W}, У''_{\Delta W}$ — увеличение стоимости потерянной энергии в сети при питании потребителей по ремонтным схемам, соответственно прямо пропорциональное и обратно пропорциональное значению расходов $И$; $У'_{и}, У''_{и}$ — дополнительные затраты из-за недостаточного качества напряжения у потребителей, соответственно прямо пропорциональные и обратно пропорциональные значению расходов $И$; κ, θ — составляющие, учитывающие долю увеличения стоимости потерь энергии при питании потребителей по ремонтной схеме и по схеме послеаварийного режима; d, ψ — дополнительные затраты из-за недостаточного качества напряжения у потребителей, питающихся по ремонтной схеме и по схеме послеаварийного режима, не зависящие от изменений $И$, р.; ω, μ — то же, что и составляющие θ, ψ, но зависящие от изменения $И$, $р_*^2$; w, k — безразмерные коэффициенты.

Введение величин $У'_{\Delta W}, У''_{\Delta W}$, а также $У'_{и}, У''_{и}$ (см. выражение (6.13)) связано с тем, что при увеличении расходов $И$ возрастает продолжительность питания по ремонтным схемам при производстве капитальных и текущих ремонтов и испытаниях оборудования электрической сети, что приводит к росту $У'_{\Delta W}$ и $У'_{и}$. Однако в этом случае продолжительность питания потребителей по резерв-

ным связям при вероятных аварийных отключениях элементов сети из-за уменьшения количества повреждений снижается, что приводит к снижению $У''_{\Delta W}$ и $У''_{и}$.

Оптимальное значение $И$ найдем из уравнения

$$\frac{dЗ}{dИ} = 1 - \frac{\omega + \mu}{И^2} + w + k = 0,$$

откуда

$$И_{опт} = \sqrt{\frac{\omega + \mu}{1 + w + k}}. \qquad (6.14)$$

Уравнения для определения коэффициентов w, μ, ω, k в выражении (6.14) аналогичны уравнениям (6.7)—(6.10), и зависимость $И_{опт}$ представляется так:

$$И_{опт} = \sqrt{\frac{1}{1 + w + k}(x_3^2 (У''_{\Delta W})^2 + x_4^2 (У''_{и})^2)}. \qquad (6.15)$$

При $x_3 = x_4 = 0{,}7$, $w = k = 0{,}5$ (см. выражение (6.15))

$$И_{опт} = \frac{1}{2}\sqrt{(У''_{\Delta W})^2 + (У''_{и})^2}\ . \qquad (6.16)$$

Если $У''_{\Delta W} = У''_{и}$ и равно нормативному значению издержек $И_{норм}$, то $И_{опт} = 0{,}7 И_{норм}$. Если $У''_{\Delta W} = У''_{и} = 1{,}4 И_{норм}$, то $И_{опт} = И_{норм}$ (см. выражение (6.16)). Это подтверждает необходимость существенного сокращения расходов на капитальный ремонт и обслуживание резервированных элементов сети. Отметим, что абсолютное значение расходов для резервированной электрической сети значительно меньше соответствующих расходов, характерных для нерезервированной сети.

Суммарные оптимальные расходы на техническое обслуживание и ремонт всей электрической сети предприятия состоят из оптимальных значений расходов на указанные цели по резервированной и нерезервированной сетям. С ростом степени автоматизации и резервирования сети расходы на ее эксплуатацию должны снижаться.

6.2. Распределение оптимальных затрат на эксплуатацию электрической сети между отдельными составляющими

Полученное в предыдущем параграфе значение затрат $И_{опт}$ следует рациональным образом распределить для целей капитального и текущего ремонтов, а также технического обслуживания.

Используем метод неопределенных множителей Лагранжа для получения наиболее общей оценки указанных составляющих, исходя из представлений о том, что с увеличением расходов $Г_к$, $Г_т$, $Г_о$ параметр потока отказов оборудования и линий снижается, а продолжительность плановых отключений возрастает.

Функцию цели R для нерезервированной сети запишем в виде

$$R = Г_к + Г_т + Г_о + (z_1 + \frac{V_1}{Г_к}) + (z_2 + \frac{V_2}{Г_т}) + (z_3 + \frac{V_3}{Г_о}) + \\ + (\xi_1 + h_1 Г_к) + (\xi_2 + h_2 Г_т) + (\xi_3 + h_3 Г_о), \qquad (6.17)$$

где z_1, z_2, z_3 — составляющие, учитывающие долю дополнительных затрат от недоотпуска электроэнергии потребителям при аварийных отключениях элементов сети, не зависящие от изменений расходов $Г_к$, $Г_т$, $Г_о$, р.; V_1, V_2, V_3 — то же, что и z_1, z_2, z_3, но зависящие от изменения $Г_к$, $Г_т$, $Г_о$, р^2.; ξ_1, ξ_2, ξ_3 — составляющие, учитывающие долю дополнительных затрат от недоотпуска электроэнергии потребителям при плановых отключениях элементов сети, не зависящие от изменений расходов $Г_к$, $Г_т$, $Г_о$, р.; h_1, h_2, h_3 — безразмерные коэффициенты.

Условие ограничения задачи:

$$Г_к + Г_т + Г_о = И. \qquad (6.18)$$

Составим функцию Лагранжа:

$$F = Г_к + Г_т + Г_о + (z_1 + \frac{V_1}{Г_к}) + (z_2 + \frac{V_2}{Г_т}) + \\ + (z_3 + \frac{V_3}{Г_о}) + (\xi_1 + h_1 Г_к) + (\xi_2 + h_2 Г_т) + (\xi_3 + h_3 Г_о) - \\ - \lambda(Г_к + Г_т + Г_о - И), \qquad (6.19)$$

где λ — неопределенный множитель Лагранжа.

На основании выражения (6.19) получим систему уравнений

$$\left.\begin{aligned}
\frac{\partial F}{\partial \Gamma_к} &= 1 + h_1 - \frac{V_1}{\Gamma_к^2} - \lambda = 0; \\
\frac{\partial F}{\partial \Gamma_т} &= 1 + h_2 - \frac{V_2}{\Gamma_т^2} - \lambda = 0; \\
\frac{\partial F}{\partial \Gamma_о} &= 1 + h_3 - \frac{V_3}{\Gamma_о^2} - \lambda = 0.
\end{aligned}\right\} \qquad (6.20)$$

Из системы уравнений (6.20) найдем условие оптимального распределения затрат $И$ между отдельными составляющими в виде

$$h_1 - \frac{V_1}{\Gamma_к^2} = h_2 - \frac{V_2}{\Gamma_т^2} = h_3 - \frac{V_3}{\Gamma_о^2}. \qquad (6.21)$$

При $h_1 = h_2 = h_3$ соотношение (6.21) примет вид

$$\frac{V_1}{\Gamma_к^2} = \frac{V_2}{\Gamma_т^2} = \frac{V_3}{\Gamma_о^2}. \qquad (6.22)$$

Из выражения (6.22) имеем:

$$\Gamma_т = \Gamma_к \sqrt{V_2/V_1}; \quad \Gamma_о = \Gamma_к \sqrt{V_3/V_1}. \qquad (6.23)$$

Подставив значения составляющих $\Gamma_т$ и $\Gamma_о$ из формулы (6.23) в условие ограничения (6.18), получим

$$\Gamma_{к.опт} = \frac{И}{1 + \sqrt{V_2/V_2} + \sqrt{V_3/V_1}}. \qquad (6.24)$$

При $V_1 = V_2 = V_3$ $\Gamma_{к.опт} = \Gamma_{т.опт} = \Gamma_{о.опт} = И/3$ (см. формулу (6.24)). В относительных единицах

$$\Gamma_{к.опт*} = \Gamma_{т.опт*} = \Gamma_{о.опт*} = 1/3,$$

где $\Gamma_{к.опт*} = \Gamma_{к.опт}/И$; $\Gamma_{т.опт*} = \Gamma_{т.опт}/И$; $\Gamma_{о.опт*} = \Gamma_{о.опт}/И$.

Так как доля дополнительных затрат от недоотпуска электроэнергии потребителям из-за аварийных отключений элементов сети, зависящая от объема капитальных

ремонтов, более существенна, чем зависящая от объема текущего ремонта и обслуживания, можно сказать, что $V_2/V_1 < 1$ и $V_3/V_1 < 1$.

Значения $\Gamma_{к.опт*}$, $\Gamma_{т.опт*}$, $\Gamma_{о.опт*}$, определенные по формулам:

$$\Gamma_{к.опт*} = (1 + \sqrt{V_2/V_1} + \sqrt{V_3/V_1})^{-1}; \quad (6.25)$$

$$\Gamma_{т.опт*} = \Gamma_{к.опт*}\sqrt{V_2/V_1}; \quad (6.26)$$

$$\Gamma_{о.опт*} = \Gamma_{к.опт*}\sqrt{V_3/V_1}, \quad (6.27)$$

приведены в табл. 6.2.

Табл. 6.2. **Значение оптимальных затрат на капитальный и текущий ремонты, а также техническое обслуживание электрической сети**

V_2/V_1	V_3/V_1	$\Gamma_{к.опт*}$	$\Gamma_{т.опт*}$	$\Gamma_{о.опт*}$
1,00	0,00	0,50	0,50	0,50
	0,25	0,40	0,40	0,20
	0,50	0,36	0,36	0,28
	0,75	0,35	0,35	0,30
	1,00	0,33	0,33	0,33
0,50	0,00	0,59	0,41	0,00
	0,25	0,45	0,32	0,23
	0,50	0,41	0,29	0,30
	0,75	0,39	0,27	0,34
	1,00	0,37	0,26	0,37
0,25	0,00	0,66	0,34	0,00
	0,25	0,50	0,25	0,25
	0,50	0,45	0,28	0,27
	0,75	0,42	0,21	0,37
	1,00	0,40	0,20	0,40

Как видно из табл. 6.2, оптимальное значение затрат на капитальный ремонт сети имеет наибольший удельный вес в общей сумме затрат на эксплуатацию электрической сети (диапазон изменения $\Gamma_{к.опт*}$ составляет от 33 до 66% общих затрат). Оптимальное значение расходов $\Gamma_{о.опт*}$ не превышает 40% общих затрат на эксплуатацию. Сумма расходов на техническое обслуживание, капитальный и текущий ремонты функционирующих электрических сетей составляет соответственно 70, 20 и 10%. Анализ данных табл. 6.2 позволяет сделать вывод о необ-

ходимости существенного увеличения средств, выделяемых на текущий и капитальный ремонты при одновременном снижении затрат на техническое обслуживание. Аналогичные соотношения (6.25)—(6.27) могут быть получены и при учете того, что $h_1 > h_2$ и $h_1 > h_3$. В этом случае расходы $\Gamma_{к.опт*}$ несколько снизятся, а расходы $\Gamma_{т.опт*}$ и $\Gamma_{о.опт*}$ возрастут (до 10 % по сравнению с данными, приведенными в табл. 6.2).

Аналогично формуле (6.17) может быть составлено соответствующее выражение для оценки расходов на эксплуатацию резервированной сети с учетом увеличения стоимости потерянной электроэнергии и затрат вследствие недостаточного качества напряжения у потребителей. Вывод относительно распределения имеющейся суммы затрат между отдельными составляющими соответствует полученному на основе формул (6.25)—(6.27).

6.3. Выбор целесообразной системы технического обслуживания и ремонта электрической сети

Элементы электрической сети относятся к классу ремонтируемых или восстанавливаемых, за исключением отдельных из них (изоляторы, предохранители, кабельные муфты, трансформаторы тока с литой изоляцией и т. п.), которые при отказах заменяются новыми. Следовательно, нормальное функционирование электросетевых объектов, свойства которых ухудшаются в процессе эксплуатации, может быть обеспечено своевременным техническим обслуживанием и ремонтом. Применяемая в настоящее время система планово-предупредительных ремонтов объектов распределительной электрической сети (рис. 6.2) предусматривает проведение работ по техническому обслуживанию (с заранее установленными периодичностью и объемом) и ремонту (капитальному или текущему) как с регламентированной периодичностью, так и с периодичностью, определяемой по результатам анализа технического состояния электросетевых объектов. Объем ремонта устанавливается по данным технического обслуживания и анализа состояния элементов сети.

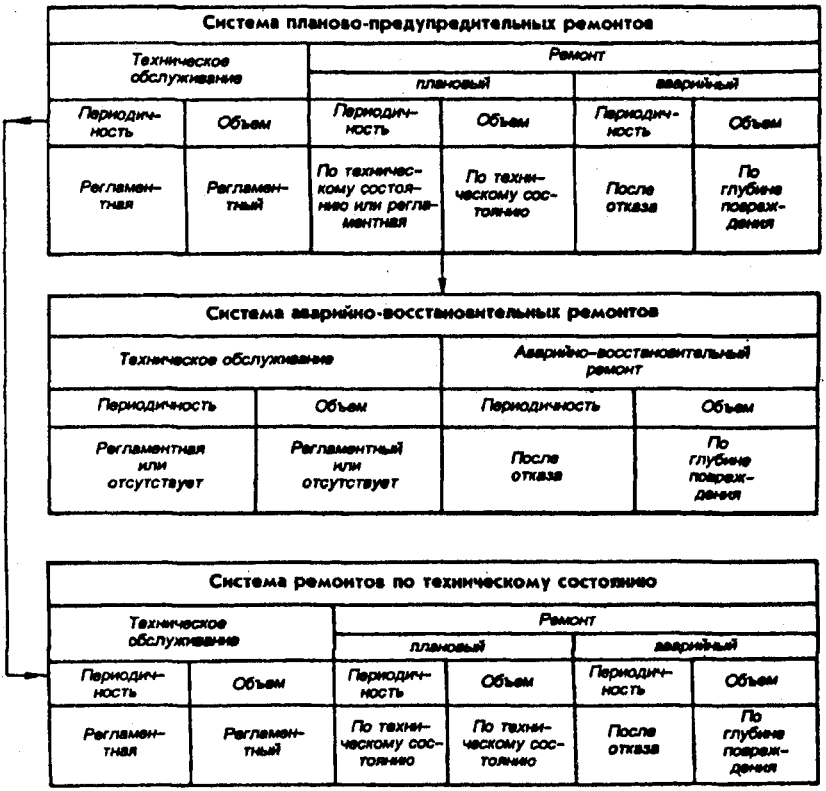


Рис. 6.2. Структура систем технического обслуживания и ремонта объектов распределительной электрической сети

Система планово-предупределительных ремонтов не исключает, как известно, вероятности отказов оборудования линий и, следовательно, необходимости выполнения в случайные моменты времени аварийно-восстановительных ремонтов, которые по своим объемам могут быть как капитальными, так и текущими. Плановые ремонты объектов электрической сети производятся независимо от появления отказов; если до планового ремонта наступает отказ какого-либо элемента сети, то он ремонтируется и объект продолжает работать до очередного планового ремонта. Здесь оборудование может выводиться в плановый ремонт с большой остаточной работоспособностью, т. е. при не полностью использованном ресурсе.

Организация эксплуатации распределительной электрической сети непрерывно возрастающего объема в соответствии с системой планово-предупредительных ремонтов наталкивается в настоящее время на необходимость увеличения численности электросетевого персонала, что приводит к увеличению стоимости передачи электроэнергии. При создавшемся положении актуально рассмотрение эффективности действующей системы технического обслуживания и ремонта электросетевых объектов и сравнение ее с другими системами, например системами аварийно-восстановительных ремонтов и ремонтов по техническому состоянию (см. рис. 6.2.).

Система аварийно-восстановительных, или неплановых, ремонтов предполагает восстановление работоспособности объектов электрической сети только после внезапного выхода их из строя. Здесь не предусматривается выполнение плановых ремонтов. Сумма расходов на проведение аварийно-восстановительных работ из-за возможного увеличения количества отказов может превышать соответствующие расходы при системе планово-предупредительных ремонтов. Техническое обслуживание объектов сети может либо вообще не осуществляться, либо строиться в соответствии с действующей в настоящее время системой планово-предупредительных ремонтов.

Система ремонтов по техническому состоянию электросетевых объектов предполагает вывод в плановый ремонт оборудования и линий только при достижении ими предельного состояния. Важнейшая роль здесь отводится более частой диагностике и контролю состояния элементов сети с целью своевременного выявления, наблюдений и прогнозирования деградаций отдельных деталей и узлов. Данная система ремонтов оборудования и линий требует дополнительных затрат на техническое обслуживание и не исключает полностью вероятность неплановых ремонтов. По сравнению с системой планово-предупредительных ремонтов рассматриваемая система существенно снижает вероятность отказа элементов сети.

Наиболее целесообразна та из указанных систем технического обслуживания и ремонта, которая обеспечива-

ет наименьшие расходы на распределение электроэнергии.

Функции расходов F_i по рассматриваемым системам технического обслуживания и ремонта резервированной электрической сети представим в виде:

$$F_1 = \Gamma_к + \Gamma_т + \Gamma_о + \Gamma_а; \quad (6.28)$$

$$F_2 = \Gamma_{т2} + \Gamma_{о2} + \Gamma_{а2}; \quad (6.29)$$

$$F_3 = \Gamma_{к3} + \Gamma_{т3} + \Gamma_{о3} + \Gamma_{а3} - \nabla, \quad (6.30)$$

где индексы 1, 2, 3 относятся соответственно к системам планово-предупредительного ремонта, аварийно-восстановительного ремонта и ремонта по техническому состоянию; $\Gamma_а$ — ежегодные расходы на выполнение аварийных ремонтов; ∇ — дополнительный эффект, связанный с возможностью максимального использования долговечности эксплуатируемого электросетевого оборудования.

Значения $\Gamma_а$ и $\Gamma_{а2}$ находятся следующим образом:

$$\Gamma_а = \Gamma'_а + \Gamma''_а; \quad (6.31)$$

$$\Gamma_{а2} = \Gamma'_а + \delta\Gamma''_а, \quad (6.32)$$

где $\Gamma'_а, \Gamma''_а$; — расходы на проведение аварийных ремонтов, связанных с устранением повреждений по причинам, не зависящим от деятельности персонала предприятия электрических сетей и в связи с электрическими пробоями изоляции под рабочим напряжением; δ — коэффициент, показывающий, во сколько раз отказы сети при системе аварийно-восстановительных ремонтов возрастают по сравнению с системой планово-предупредительных ремонтов ($\delta \geq 1$).

Из формул (6.31), (6.32) получаем

$$\Gamma_{а2} = \Gamma_а(1 + \psi(\delta - 1)), \quad (6.33)$$

где ψ — коэффициент, учитывающий долю отказов сети, связанных с электрическими пробоями изоляции под рабочим напряжением (для кабельных и воздушных линий электропередачи городской сети ψ составляет соответственно 0,3 и 0,15; для оборудования трансформаторных подстанций — около 1).

Эффективность существующей системы планово-предупредительных ремонтов по сравнению с системой аварийно-восстановительных ремонтов обеспечивается при

$$\Gamma_к/\Gamma_а < \psi(\delta - 1). \qquad (6.34)$$

Здесь принято, что $\Gamma_{т2} + \Gamma_{о2} = \Gamma_т + \Gamma_о$, и использовано соотношение (6.33).

При $\delta = 1$ или $\psi = 0$ предпочтение системы аварийно-восстановительных ремонтов по сравнению с системой планово-предупредительных ремонтов очевидно, так как отношение $\Gamma_к/\Gamma_а$, характерное для воздушных и кабельных линий электропередачи, а также оборудования трансформаторных подстанций находится соответственно в пределах 3,0—3,5, 2,5—3,0 и 3,5—4,0. Названный уровень отношения $\Gamma_к/\Gamma_а$ для электросетевого оборудования и линий не оправдывает применения системы планово-предупредительных ремонтов.

Если система аварийно-восстановительных ремонтов не предусматривает проведения работ по текущему ремонту и обслуживанию, то соотношение (6.34) принимает вид

$$\frac{\Gamma_к}{\Gamma_а} \le \frac{\psi(\delta-1)}{1+\sigma}, \qquad (6.35)$$

где σ — коэффициент, равный 1,0—6,7; он показывает, во сколько раз расходы на текущий ремонт и обслуживание превышают расходы на капитальный ремонт.

На основании формул (6.34) и (6.35), можно указать, что при нынешнем уровне повреждаемости элементов сети наблюдается перерасход денежных средств на организацию эксплуатации сети в соответствии с системой планово-предупредительных ремонтов.

Организация ремонта элементов электрической сети в зависимости от их технического состояния требует увеличения расходов на текущий ремонт и техническое обслуживание, т. е.

$$\Gamma_{т3} + \Gamma_{о3} = k(\Gamma_т + \Gamma_о),$$

где $k > 1$ — коэффициент.

Количество аварийных отказав сети при обслуживании и ремонте в соответствии с техническим состоянием должно снизиться, поэтому $\Gamma_{a3} < \Gamma_a$. Стоимость капитальных ремонтов $\Gamma_{к3}$ может быть как равной, так и большей или меньшей соответствующей стоимости при системе планово-предупредительных ремонтов.

При неучете величины ∇ и в случае, если $\Gamma_к = \Gamma_{к3}$, целесообразность применения системы планово-предупредительных ремонтов определяется соотношением

$$\frac{\Gamma_к}{\Gamma_a} \geq \frac{\psi(1-\delta')}{\sigma(k-1)}, \tag{6.36}$$

где δ'— коэффициент, учитывающий уменьшение количества отказов элементов сети при их обслуживании в соответствии с техническим состоянием по сравнению с системой планово-предупредительных ремонтов ($\delta' < 1$).

Из формулы (6.36) применительно к оборудованию трансформаторных подстанций ($\psi = 1$, $\delta = 1$) можно установить, что при $\delta' = 0{,}1 - 0{,}5$ и $k = 1{,}1$ применение системы ремонтов по техническому состоянию вполне оправданно.

Применительно к линиям электропередачи более целесообразно придерживаться существующей системы технического обслуживания.

С учетом эффекта ∇ выражение (6.36) примет вид

$$\frac{\Gamma_к - \nabla}{\Gamma_a} \geq \frac{\psi(1-\delta')}{\sigma(k-1)}. \tag{6.37}$$

Величина ∇ в выражении (6.37) может быть найдена как неамортизированная часть стоимости элементов оборудования, заменяемых до истечения нормативного срока службы, или как доля стоимости нового оборудования для замены прослужившего установленный срок. Следует полагать, что $\nabla > \Gamma_к$, и эффективность системы обслуживания в соответствии с техническим состоянием оборудования и линий бесспорна.

При рассмотрении целесообразности внедрения той или иной системы технического обслуживания и ремонта применительно к нерезервированной сети функции

(6.28)—(6.30) должны быть дополнены ущербом из-за недоотпусков электроэнергии потребителям при аварийных и плановых отключениях элементов сети. В этих условиях эффективность системы планово-предупредительных ремонтов по сравнению с системой аварийно-восстановительных ремонтов обеспечивается при условии

$$\frac{\Gamma_к + (У_{пл} - У_{пл\,2})}{\Gamma_а + У_а} \le \psi(\delta - 1), \qquad (6.38)$$

где $У_{пл}$, $У_{пл\,2}$ — ущерб из-за недоотпуска электроэнергии при плановых отключениях элементов сети в условиях рассматриваемых систем технического обслуживания; $У_а$ — затраты от недоотпуска электроэнергии потребителям при аварийных отключениях элементов сети.

Если положить $У_{пл} = У_{пл\,2}$, то условие (6.38) выполнимо во многих случаях. Это свидетельствует о том, что в свое время целесообразность организации ремонтов и технического обслуживания электросетевых объектов по системе планово-предупредительных ремонтов обосновывалась необходимостью учета вероятных недоотпусков электроэнергии потребителям от аварийных отключений элементов сети.

Условие целесообразного применения системы планово-предупредительных ремонтов по сравнению с системой ремонтов по техническому состоянию имеет вид

$$\frac{\Gamma_к \sigma(k-1) + У_{пл} - У_{пл\,2} - \nabla}{\Gamma_а + У_а} \ge \psi(1 - \delta'). \qquad (6.39)$$

Из неравенства (6.39) видно, что при имеющем место ущербе от недоотпуска электроэнергии потребителям в связи с плановыми и аварийными отключениями элементов сети отказ от системы планово-предупредительных ремонтов может быть обоснован лишь для определенного соотношения указанных затрат и стоимости плановых и аварийных ремонтов.

В тех случаях, когда затраты при рассматриваемых системах технического обслуживания и ремонта электрических сетей близки между собой, решение о применении той или иной системы может быть принято с ис-

пользованием дополнительных как качественных, так и количественных критериев. Применительно к рассматриваемой задаче технико-экономического обоснования систем технического обслуживания и ремонта распределительных электрических сетей в качестве таких критериев можно назвать: минимум дополнительных капитальных затрат ΔK на создание запаса материалов и оборудования, используемых для выполнения аварийно-восстановительных работ (представляется, что система аварийных ремонтов требует наибольшего количества запасных деталей, материалов и оборудования); минимум затрат живого труда на эксплуатацию электрической сети или привлечение минимального количества квалифицированного персонала (p) для поддержания сети в работоспособном состоянии; обеспечение максимального удобства эксплуатации (u) электрической сети.

Комплексную оценку эффективности систем технического обслуживания и ремонта электрической сети с учетом названных дополнительных требований проведем с использованием метода многоцелевой оптимизации [10].

Оценим весомости (V) трех указанных критериев. В первом варианте можно положить, что $V_1 = V_2 = V_3 = 0{,}333$. При этом $\sum_{i=1}^{3} V_i = 1$. Во втором варианте в качестве наиболее важной цели можно положить $V_2 = 0{,}8$ при $V_1 = V_3 = 0{,}1$. В третьем варианте $V_3 = 0{,}8$ при $V_1 = V_2 = 0{,}1$. Здесь считается, что при весомости целей ниже 0,1 указанные цели малозначимы и их можно не учитывать. В четвертом варианте $V_1 = 0{,}8$, $V_2 = V_3 = 0{,}1$.

Эффективность рассматриваемых систем оценим по максимальному значению среднеарифметического критерия E:

$$E = \sum_{i=1}^{n} V_i e_{ij} \to \max, \qquad (6.40)$$

где e_{ij} — эффективность i-й цели ($i = 1,...,n$) в j-м варианте.

Величина e_{ij} определяется следующим образом:

для минимизируемых целей

$$e_{ij} = \frac{\min x_{ij}}{x_{ij}}, \tag{6.41}$$

для максимизируемых целей

$$e_{ij} = \frac{x_{ij}}{\max x_{ij}}, \tag{6.42}$$

где x_{ij} — текущее значение показателя i-й цели в j-м варианте; $\min x_{ij}$, $\max x_{ij}$ — минимальное и максимальное значения показателя i-й цели в j-м варианте.

Сравним системы планово-предупредительных и аварийных ремонтов как наиболее вероятные конкурирующие системы организации эксплуатации электрических сетей.

Относительным значениям дополнительных требований применительно к системе планово-предупредительных ремонтов припишем величины, равные 1. Тогда на основании экспертных заключений можно указать, что для названных целей системы аварийных ремонтов оценки их относительных значений равны: $\Delta K_* = 1{,}5$, $p_* = 0{,}5$, $u_* = 1{,}3$. Для оборудования, проработавшего установленный срок, $\Delta K_* = 2$, $p_* = 1$, $u_* = 1$.

Значения величины e_{ij} , определенные для максимизируемых и минимизируемых целей, а также критерия эффективности E приведены в табл. 6.3.

Рассматривая полученные результаты, можно заметить, что варианты имеют вполне различимые оценки (разность значений критериев оптимальности более 20%), если наиболее важные цели состоят в обеспечении минимального количества квалифицированного персонала, привлекаемого для эксплуатации электрической сети, или максимального удобства обслуживания электрической сети. В этих случаях более предпочтительна система аварийных ремонтов.

Для оборудования, проработавшего установленный срок, предпочтительна система планово-предупредительных ремонтов. Этот вывод получен на основании вышеприведенных данных о значениях ΔK_*, p_* и u_*.

Табл. 6.3. **Значения e_{ij} и критерия эффективности E**

Цель	e_{ij}		E при V_i							
	ППР	АВР	$V_1=V_2=V_3=$ $=0,33$		$V_1=0,8$, $V_2=V_3=0,1$		$V_2=0,8$, $V_1=V_3=0,1$		$V_3=0,8$, $V_1=V_2=0,1$	
			ППР	АВР	ППР	АВР	ППР	АВР	ППР	АВР
Минимум дополнительных капитальных затрат	1,0	0,7	—	—	—	—	—	—	—	—
Минимум персонала	0,5	1,0	0,75	0,9	0,93	0,76	0,58	0,97	0,77	0,97
Максимум удобства эксплуатации	0,78	1,0	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечание. ППР — система планово-предупредительных ремонтов; АВР — система аварийно-восстановительных ремонтов.

6.4. Определение оптимальной продолжительности межремонтного периода для электросетевого оборудования и линий

Проблема определения оптимальной продолжительности межремонтного периода для электросетевого оборудования и линий связана со стремлением к полному использованию нагрузочной способности и максимально возможному отдалению момента реконструкции сети. При этом под *межремонтным периодом* мы будем понимать интервал времени между очередными капитальными ремонтами электрической сети. Дефицит рабочей силы на электросетевых предприятиях не позволяет осуществлять ремонт электрической сети непрерывно возрастающего объема с директивно установленной периодичностью. В этих условиях представляется целесообразным

определение оптимальных продолжительностей межремонтных периодов основных элементов резервированной и нерезервированной сетей в зависимости от продолжительности их эксплуатации, построения схемы сети и места в ней рассматриваемого элемента, длины линий и характера подключенных потребителей.

При оптимальной продолжительности межремонтного периода затраты на капитальные ремонты электросетевого оборудования и линий имеют наиболее рациональную величину, соответствующую балансу между издержками, связанными с простоем оборудования, и стоимостью ремонтов и обслуживания. Значения периодичности ремонтов представляют собой исходную информацию для оценки плановой трудоемкости ремонтов, плановой численности рабочей силы, потребности в материалах, запасных частях и т. д. Для определения оптимальной периодичности выполнения капитальных ремонтов электросетевого оборудования и линий используются как технические, так и экономические критерии, например минимум среднего значения параметра потока отказов, максимум коэффициента технического использования оборудования и линий, минимум удельных трудозатрат, минимум удельных приведенных затрат с учетом недоотпуска электроэнергии потребителям при аварийных и плановых отключениях элементов сети и т. д. Названные методы не в полной мере учитывают продолжительность эксплуатации электросетевого оборудования и линий, длину линий, качество оборудования, качество его ремонта и другие факторы.

Наиболее просто установить момент ремонта или замены конструктивных элементов объектов электрической сети можно по характеру (скорости) изменения контролируемых параметров во времени путем сравнения их с соответствующими допустимыми значениями. Если первоначальное значение контролируемого параметра P_{0*} (рис. 6.3) до момента времени t_0 остается неизменным, а затем линейно (или нелинейно) возрастает до значения $P_{кон*}$, то время $t_{кон}$, соответствующее моменту отбраковки элемента сети и необходимости его замены при плановом капитальном ремонте, определится так:

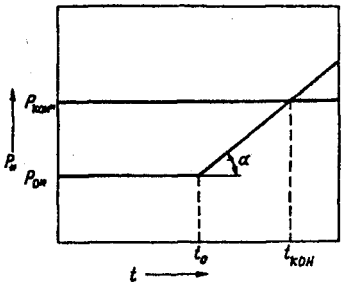


Рис. 6.3. Изменение контролируемого параметра в процессе эксплуатации

$$t_{кон} = t_0 + \frac{P_{кон*} - 1}{\mathrm{tg}\alpha}, \tag{6.43}$$

где $\mathrm{tg}\alpha$ — характеристика скорости изменения контролируемого параметра во времени; $P_{кон*} = P_{кон}/P_0 > 1$ — относительное допустимое значение контролируемого параметра; P_0, $P_{кон}$ — первоначальное и допустимое значения контролируемого параметра.

Дадим оценку периодичности капитальных ремонтов объектов по нормативным годовым затратам на указанные цели, определяемым долей амортизационных отчислений $p_{к.р}$ от стоимости объекта K.

Затраты на выполнение капитальных ремонтов R_{kt} за срок службы электросетевого объекта t определятся следующим образом:

$$R_{kt} = p_{к.р}\, Kt = n_к c_к = (t/T - z)c_к, \tag{6.44}$$

где $n_к$ — количество капитальных ремонтов электросетевого объекта за срок службы t; $c_к$ — стоимость одного капитального ремонта; $z \le 1$ — коэффициент; если t/T — целое число, то $z = 1{,}0$; если t/T — дробное число, то z равно дробной части данного отношения; T — продолжительность межремонтного периода, лет.

Формула (6.44) составлена в предположении, что в конце срока эксплуатации объекта его капитальный ремонт не производится.

Величина годовых затрат $И_к$ на выполнение капитального ремонта находится по формуле

$$И_к = \frac{R_{кt}}{t} = \left(\frac{1}{T} - \frac{z}{t}\right) c_к,$$

откуда

$$T = \left(\frac{И_к}{c_к} + \frac{z}{t}\right)^{-1}. \qquad (6.45)$$

Так как $z \le 1$, а $t > 20$ лет, то влияние второго слагаемого в выражении (6.45) на значение величины T несущественно. Тогда можно записать:

$$T = \frac{c_к}{И_к} = \frac{c_к}{p_{к.р} K}. \qquad (6.46)$$

Расчеты, выполненные по формуле (6.46) применительно к оборудованию и линиям, показали, что выделяемых средств достаточно для выполнения капитального ремонта воздушных линий 1 раз в 2—4,5 года, кабельных линий 1 раз в 3 года и силовых трансформаторов 1 раз в 15 лет.

Доля отчислений на капитальный ремонт равна: 0,029 (силовые трансформаторы), 0,017 (воздушные линии на деревянных опорах), 0,006 (воздушные линии на железобетонных опорах), 0,003 (кабельные линии). Мощность трансформаторов принималась равной 250 кВ·А, площадь сечения проводов воздушных линий 50 мм^2, кабельных линий 95 мм^2.

Если вместо затрат $И_к$ в выражение (6.45) подставить оптимальное значение $И_{к.опт}$, то оптимальная периодичность выполнения капитального ремонта определится так:

$$T_{опт} = c_к / И_{к.опт}. \qquad (6.47)$$

Основная трудность в применении формулы (6.47) состоит в необходимости предварительного нахождения величины $И_{к.опт}$. Поэтому многочисленны предложения определения $T_{опт}$ без нахождения $И_{к.опт}$.

При учете изменения характеристик отказов оборудования и линий во времени, а также длительности нахождения их в эксплуатации периодичность выполнения капитальных ремонтов оборудования и линий на различных отрезках времени эксплуатации должна оказаться неодинаковой.

Изменение параметра потока отказов электросетевого оборудования и линий λ в функции времени эксплуатации может быть описано известной зависимостью (рис. 6.4). *Начальный (приработочный) период* длительностью $0—t_1$ (1—3 года), присущий лишь кабельным линиям электропередачи, характеризуется наибольшим количеством отказов (в 2—2,5 раза превышающим соответствующее количество отказов в *период нормальной эксплуатации).* Работа элемента сети от момента времени t_1 до момента t_2 (до истечения экономического или эксплуатационного срока службы) соответствует периоду нормальной эксплуатации с постоянным параметром потока отказов ($\lambda = \text{const}$).

После времени t_2 следует *период износовых отказов,* характеризующийся ростом параметра потока отказов (когда проявляется износ или старение элементов).

Для периода нормальной эксплуатации распределение времени до отказа характеризуется экспоненциальным законом. Здесь считается, что надежность работы технического устройства не зависит от его «возраста». Тогда вероятность отказа элемента сети за время T определится следующим образом:

$$q(t) = 1 - e^{-\lambda T}, \qquad (6.48)$$

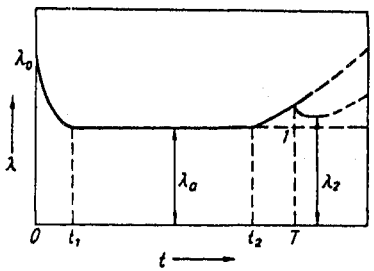


Рис. 6.4. Изменение параметра потока отказов электросетевого оборудования и линий во времени

Если известно допустимое значение $q_д(t)$, то продолжительность межремонтного периода из выражения (6.48) определится так:

$$T = -\frac{\ln(1-q_д)}{\lambda}. \qquad (6.49)$$

Для невосстанавливаемых изделий (изоляторы, предохранители, кабельные муфты, некоторые типы конденсаторов и т. д.) периодичность замены соответствует наработке на отказ:

$$T = 1/\lambda. \qquad (6.50)$$

Для радиальных сетей и сетей, нормально работающих в разомкнутом режиме, можно принять, что отказы представляют собой независимые и случайные события и отказ любого элемента системы приводит к нарушению электроснабжения потребителей. В этом случае параметр потока отказов представляет собой сумму параметров потока отказов отдельных элементов.

Использование формул (6.43), (6.49), (6.50) для укрупненной оценки срока замены или капитального ремонта элементов сети ограничивается недостатком исходных данных (особенно по значению $q_д$). При этом получение значения $T > 1{,}0$ возможно лишь для определенной длины линии электропередачи, что обусловливает необходимость рассмотрения распределительной линии, состоящей из отдельных участков, отделенных друг от друга секционными аппаратами.

Определим оптимальную продолжительность межремонтного периода для резервированных электросетевого оборудования и линий по соотношению расходов на капитальный ремонт и стоимости вероятных аварийных ремонтов.

Если исходить из того, что длительность межремонтного периода в случае отказов на рассматриваемом интервале принимает плановое значение либо значение $t < T$ при наличии отказов, то ежегодные расходы на капитальные и аварийные ремонты (т. е. функцию цели) можно представить так:

$$H = \frac{c_к}{T} e^{-\lambda T} + c_а \lambda (1 - e^{-\lambda T}), \qquad (6.51)$$

где $e^{-\lambda T}$ — вероятность безотказной работы электросетевого оборудования и линий в течение времени T; $1 - e^{-\lambda T}$ — вероятность отказа за время T; $c_а$ — стоимость одного аварийного ремонта (при одинаковом объеме ремонта $c_а = (1{,}1—1{,}8)c_к$). Аварийные ремонты по своему объему и содержанию могут быть также отнесены к текущим. В этом случае $c_а = (0{,}088—0{,}18)c_к$.

Взяв производную dH/dT и приравняв ее нулю, получим

$$T_{опт} = \frac{1}{2\lambda(c_а / c_к)} \left(1 + \sqrt{1 + 4\frac{c_а}{c_к}}\right). \qquad (6.52)$$

Нахождение $T_{опт}$ по формуле (6.52) позволяет использовать в расчетах относительное значение величины $c_а/c_к$, что значительно сокращает требуемый для этого объем исходной информации.

Расчеты, выполненные по формуле (6.52), показали, что если стоимость аварийных ремонтов равна стоимости текущих ремонтов, то $T_{опт}$ превышает срок службы оборудования и необходимость в проведении плановых капитальных ремонтов отпадает. С увеличением параметра потока отказов, равно как и длины линии, $T_{опт}$ снижается. При $\lambda > 1{,}61—1{,}02$ $T_{опт} < 1$. Здесь принято, что $c_а/c_к = 1—1{,}8$. Следовательно, длина рассматриваемых линий должна быть меньше, чем $l = \lambda/\lambda'$, где λ' — параметр потока отказов 1 км линии, зависящий от деятельности электросетевого персонала.

Расчеты значения l показывают необходимость рассмотрения лишь тех участков линии, которые отделены друг от друга коммутационной аппаратурой.

Периодичность капитальных ремонтов трансформаторных подстанций (при $\lambda = 0{,}09—0{,}11$ повр/год и $c_а = c_к$), определенная по формуле (6.52), составила 17—15 лет.

Таким образом, по выражению (6.52) можно определить $T_{опт}$ при постоянном параметре потока отказов, наблюдающемся в течение времени $t_1—t_2$ (см. рис. 6.4). Для

периода времени, большего t_2 , характеризующегося ростом параметра потока отказов, функция цели может быть составлена в виде

$$H = \frac{c_к}{T} + c_а \lambda T^2 \tag{6.53}$$

или

$$H = \frac{c_к}{T} + c_а \lambda T. \tag{6.54}$$

Из выражений (6.53) и (6.54) $T_{опт}$ может быть найдено так:

$$T_{опт} = 0{,}793 \sqrt[3]{\frac{1}{\lambda(c_а / c_к)}}\ ; \tag{6.55}$$

$$T_{опт} = \sqrt[3]{\frac{1}{\lambda(c_а / c_к)}}\ . \tag{6.56}$$

Значения $T_{опт}$, определенные по формуле (6.56), в 1,5—4 раза выше аналогичных значений, найденных по формуле (6.55), и ниже соответствующих значений, определяемых по выражению (6.52) (рис. 6.5). Это указывает на необходимость предварительного изучения и получения зависимости параметра потока отказов для рассматриваемого оборудования и линий от времени после окончания периода нормальной эксплуатации.

Малые значения оптимальной продолжительности межремонтного периода (1—2 года) служат основанием для рассмотрения вопроса о целесообразности дальнейшей эксплуатации объекта.

Таким образом, следует различать периодичность проведения капитальных ремонтов электросетевого оборудования и линий до истечения нормативного срока службы (когда параметр потока отказов постоянен) и после истечения отмеченного срока службы, т. е. при превышении времени t_2 (см. рис. 6.5). Следовательно, оптимальная периодичность капитальных ремонтов — величина переменная и зависит от периода (продолжительности) эксплуатации оборудования и линий.

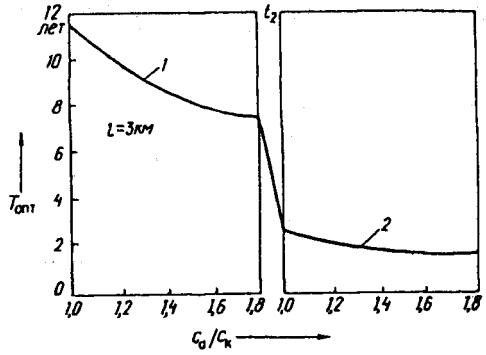


Рис. 6.5. Оптимальная периодичность капитальных ремонтов воздушных линий электропередачи:
1 — рассчитанная по формуле (6.52); *2* — по формуле (6.56) (λ'= = 0,14 повр/км в год)

В общем случае изменение параметра потока отказов в функции времени эксплуатации (см. рис. 6.4) можно представить следующим образом:

$$\lambda(t)=\begin{cases}\lambda_0=a\lambda_a, & t=0;\\ \alpha_1\lambda_0\, t^{\alpha_1-1}, & 0<t<t_1,\ \alpha_1<1;\\ \lambda_a, & t_1\le t\le t_2;\\ \alpha\lambda_a\, t^{\alpha_1-1}, & t>t_2,\ \alpha>1,\end{cases} \qquad (6.57)$$

где λ_0 — параметр потока отказов непосредственно после ввода объекта в эксплуатацию; λ_a — стационарное значение параметра потока отказов; a = 2,0—2,5 — коэффициент, учитывающий увеличение параметра потока отказов в первый год эксплуатации; α_1, α — коэффициенты, характеризующие скорость изменения параметра потока отказов.

Подставим записанные выражения (6.57) в функцию цели:

$$H = c_к/T + c_a\lambda\,(T). \qquad (6.58)$$

По формуле (6.58) получим:

для периода времени $0—t_1$, характерного только для кабельных линий электропередачи,

$$H = c_к/T + c_a\alpha_1 a\,\lambda_a T^{\alpha_1 - 1}, \qquad (6.59)$$

для периода времени $t > t_2$

$$H = c_к/T + c_a\alpha\lambda_a T^{\alpha-1}. \qquad (6.60)$$

Оптимальная продолжительность межремонтного периода, найденная приравниванием нулю первой производной dH/dT выражений (6.59) и (6.60), имеет соответственно вид:

$$T_{опт} = \left(\frac{c_к}{c_a\alpha_1\lambda_a a(\alpha_1 - 1)}\right)^{1/\alpha_1}; \qquad (6.61)$$

$$T_{опт} = \left(\frac{c_к}{c_a\alpha\lambda_a(\alpha-1)}\right)^{1/\alpha} \qquad (6.62)$$

Так как $\alpha_1 < 1$, значение $T_{опт}$, найденное по формуле (6.61), будет представлять собой мнимую величину. Это указывает на необходимость выполнения в период приработочных отказов кабельных линий электропередачи только аварийно-восстановительных ремонтов. Использование формулы (6.62) требует предварительного установления значения величины α.

Составленные выше функции цели не учитывают разновременность затрат на плановые капитальные и вероятные аварийные ремонты, имеющие место в моменты времени соответственно T и $t < T$. Учет указанных разновременных затрат с помощью нормативного коэффициента приведения (равного 0,08) обусловил снижение $T_{опт}$ на 7—20%. Представляется также логичным введение в состав целевых функций затрат на текущие ремонты и техническое обслуживание объектов сети, зависящих от продолжительности межремонтного периода. Нами такие выражения были составлены; на их основе определялось значение $T_{опт}$. Оказалось, что учет затрат на техническое обслуживание и текущий ремонт электросетевых объектов приводит к несущественному уменьшению оптимальной продолжительности межремонтных периодов.

Оценим продолжительность межремонтного периода в зависимости от качества выполняемых ремонтных работ. Как неудовлетворительное качество, так и последствия вмешательства человека во внутреннюю структуру электросетевого объекта при его ремонте служат причиной увеличения параметра потока отказов после проведения ремонтной компании ($\lambda_2 > \lambda_a$, см. рис. 6.4).

Ремонт и техническое обслуживание электросетевого оборудования и линий производится, как правило, в полевых условиях, т. е. на месте их установки. Следовательно, можно ожидать, что качество работ в указанных условиях будет ниже, чем на заводе-изготовителе или в стационарных мастерских. Улучшению качества ремонта и технического обслуживания способствует повышение дисциплины, внимательности, аккуратности работающих и их квалификации, выполнение заданной технологии ремонта, повышение степени механизации работ, применение новых материалов и т. д. Качество выполнения работ можно характеризовать количеством отказов отремонтированного оборудования в межремонтный период и сроком его службы. Например, зависимость параметра потока отказов выключателей распределительной сети от качества f их обслуживания, полученная нами в результате статистической обработки литературных данных, имеет вид

$$d = a + bf = 3{,}8 + 7{,}05f,$$

где d — доля отказов из-за неудовлетворительного обслуживания, %; f = 1, 2, 3, 4 (соответственно отличное, хорошее, удовлетворительное, плохое) — показатель качества обслуживания.

Среднеквадратичное отклонение составило 0,55%, погрешность — 3,46%.

Некачественный ремонт (f =4) служит причиной увеличения доли отказов d почти в 3 раза (по сравнению со значением d при f = 1).

Таким образом, после каждого ремонта может наблюдаться рост параметра потока отказов. При постоянном относительном приросте параметра потока отказов его значение при i-м капитальном ремонте определим так:

$$\lambda_i = a_2^{i-1}\lambda_1, \qquad (6.63)$$

где $a_2 > 1$ — коэффициент, характеризующий прирост параметра потока отказов; λ_1 — параметр потока отказов до первого капитального ремонта.

Следовательно, после каждого ремонта величина λ имеет другое, более высокое, значение. В таком случае промежуток времени между проведением очередных ($(i-1)$-го и i-го) ремонтов будет величиной переменной, уменьшающейся с увеличением продолжительности эксплуатации (см. формулу (6.63)). Например, при учете изменяющегося в результате ремонтов параметра потока отказов формулу (6.56) следует записать в виде

$$T_{\text{опт}(i-1),i} = \sqrt{\frac{1}{\lambda_1 a_2^{i-1}(c_a/c_к)}}. \qquad (6.64)$$

Относительные значения оптимальных промежутков времени между $(i-1)$-м и i-м капитальными ремонтами электросетевого оборудования и линий, определенные по формуле (6.64) при a_2, равном 1,2 и 1,3, представлены на рис. 6.6.

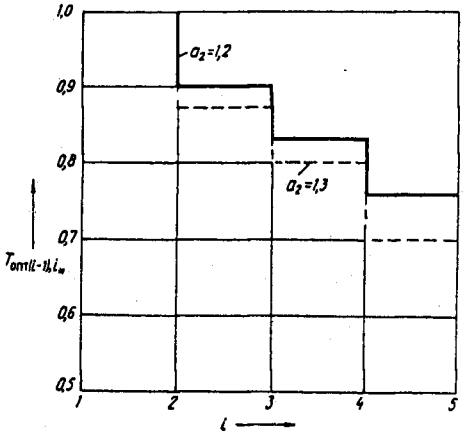


Рис. 6.6. Относительные значения оптимальных промежутков времени между $(i-1)$-м и i-м капитальными ремонтами электросетевого оборудования и линий

Как видно из полученных данных, ощутимые уменьшения межремонтного периода наблюдаются уже начиная со второго капитального ремонта. Следовательно, наличие количественной оценки изменения параметра потока отказов после проведения ремонтов электросетевого оборудования и линий позволяет получать дифференцированные значения оптимального промежутка времени между очередными капитальными ремонтами.

Найденные значения оптимальных межремонтных периодов могут служить основанием для изменения расходов денежных средств на капитальный ремонт. При снижении периодичности выполнения капитальных ремонтов, наблюдаемом после истечения нормативного срока службы, потребуется увеличение объема выделяемых денежных средств для капитального ремонта.

Дополнив функции затрат (6.51), (6.53), (6.54), (6.60) составляющими, учитывающими дополнительные расходы при аварийных и плановых отключениях нерезервированных потребителей, получим выражения для определения оптимальных продолжительностей межремонтных периодов:

$$e^{-\lambda T}(c_к + У_{пл})(1 + \lambda T) = (c_а + У_{1а})\lambda^2 T^2; \qquad (6.65)$$

$$T_{опт} = \sqrt[3]{\frac{c_к + У_{пл}}{2\lambda(c_а + У_{1а})}}; \qquad (6.66)$$

$$T_{опт} = \sqrt{\frac{c_к + У_{пл}}{\lambda(c_а + У_{1а})}}; \qquad (6.67)$$

$$T_{опт} = \left(\frac{c_к + У_{пл}}{(c_а + У_{1а})\lambda_а \alpha(\alpha - 1)}\right)^{1/\alpha}, \qquad (6.68)$$

где $У_{1а}$ — дополнительные издержки потребителя при одном аварийном отключении.

Решение равенства (6.65) возможно лишь численными методами. Из уравнений (6.66)—(6.68) следует, что при $У_{1а} > У_{пл}$ оптимальная продолжительность межремонтного периода, установленная по этим выражениям, будет

ниже соответствующих значений, полученных без учета стоимости электроэнергии, недоотпущенной потребителям. Если $У_{1а} = 10У_{пл}$, то $T_{опт}$, вычисленная, например, по формуле (6.66), будет меньше аналогичных значений, определяемых выражением (6.55), в 1,3—1,5 раза. В маловероятных случаях, когда $У_{1а}$ окажется меньшим или равным $У_{пл}$, значение величины $T_{опт}$, определенное по формулам (6.66)—(6.68), будет выше аналогичных значений, найденных по формулам (6.55), (6.56), (6.62). Величина недоотпуска электроэнергии потребителям должна определяться в зависимости от схемы сети по формулам (1.4)— (1.15) и (2.2)—(2.7).

6.5. Определение оптимальной периодичности работ по техническому обслуживанию электрической сети

Цель технического обслуживания состоит в своевременном выявлении износа отдельных устройств и деталей, а также повреждений и неисправностей, угрожающих нормальной работе электрической сети.

Ежегодные расходы R_j на выполнение j-й работы по техническому обслуживанию определяют следующим образом:

$$R_j = \left(\frac{1}{T_j} - \frac{z_j}{T}\right) c_j, \qquad (6.69)$$

где T_j — периодичность выполнения j-й работы; T — продолжительность межремонтного периода; $1 > z_j \geq 0$ — коэффициент: $z_j = 0$, если T/T_j — целое число; $z_j > 0$ и равно дробной части отношения T/T_j, если T/T_j — дробное число; c_j — стоимость выполнения работ j-го вида.

Уравнение (6.69) составлено в предположении, что работы по техническому обслуживанию выполняются вне зависимости от графика проведения текущих или капитальных ремонтов. Из уравнения (6.69) находим

$$T_j = \left(\frac{R_j}{c_j} + \frac{z_j}{T}\right)^{-1}. \qquad (6.70)$$

Так как z_j <1, влиянием второй составляющей выражения (6.70) можно пренебречь.

Если вместо затрат R_j в выражении (6.70) подставить их оптимальные значения, то оптимальная периодичность

$$T_{j\text{опт}} = Nc_j/\Gamma_{\text{о.опт}}, \qquad (6.71)$$

где N — количество работ по техническому обслуживанию; j =1,...,N; $\Gamma_{\text{о.опт}}$ — оптимальное значение затрат на техническое обслуживание электрической сети.

Величина $\Gamma_{\text{о.опт}}$ из формулы (6.71) должна быть определена для работ по техническому обслуживанию в резервированной и нерезервированной сетях. Трудности в получении указанных оценок $\Gamma_{\text{о.опт}}$ обусловили необходимость поиска путей непосредственного нахождения величины $T_{j\text{опт}}$. Увеличение периода T_j между последующими проведениями какого-либо вида работ по техническому обслуживанию электрической сети снижает расходы на проведение работ указанного вида и одновременно может приводить к увеличению вероятности выхода из строя отдельных элементов электрической сети.

Неоправданное уменьшение периода T_j обусловливает увеличение расходов и трудовых затрат на проведение работ данного вида.

Определим рациональную продолжительность между последующими проведениями j-го вида работ по техническому обслуживанию электрической сети как отрезок времени, при котором максимально возможные затраты достигают минимума. При этом вначале не будем учитывать вероятный недоотпуск электроэнергии, а также снижение ее качества и увеличение потерь энергии в ремонтной схеме сети.

Ежегодные расходы $\Gamma_{\text{о}}$, связанные с обслуживанием электросетевого объекта, представим в виде

$$\Gamma_{\text{о}} = \sum_{j=1}^{N} (R_j + R_{aj} + c_j)\frac{1}{T_j}, \qquad (6.72)$$

где R_j — ежегодные расходы на выполнение j-й работы по техническому обслуживанию; R_{aj} — расходы на проведение вероятных аварийных ремонтов из-за невыполне-

ния j-й работы; c_{pj} — расходы на проведение вероятных плановых ремонтов при обнаружении дефектов в результате выполнения j-й работы.

Значения R_{aj} и c_{pj} находятся так:

$$R_{aj} = \lambda_j T_j \left(1 - e^{-\lambda_j T_j} \right) c_{aj} ; \tag{6.73}$$

$$c_{pj} = c'_j \lambda_j T_j \, e^{-\lambda_j T_j} , \tag{6.74}$$

где λ_j — параметр потока отказов элементов электрической сети, выявляемый в процессе выполнения соответствующей работы по техническому обслуживанию; $\lambda_j T_j$ — количество отказов за промежуток времени T_j; $e^{-\lambda_j T_j}$ — вероятность безотказной работы в течение времени T_j; $1 - e^{-\lambda_j T_j}$ — вероятность отказа в промежутке времени T_j; c_{aj} — стоимость одного аварийного ремонта в результате отказа элемента сети по j-й причине; c'_j — стоимость проведения одного планового (текущего или капитального) ремонта в результате обнаружения дефектов при выполнении j-й работы по техническому обслуживанию.

Подставив значения R_j, R_{aj} и c_{pj} из формул (6.69), (6.73), (6.74) в формулу (6.72), получим

$$\Gamma_o = c_1 \left(\frac{1}{T_1} - \frac{z_1}{T} \right) + \ldots + c_N \left(\frac{1}{T_N} - \frac{z_N}{T} \right) + c_{a1} \lambda_1 \left(1 - e^{-\lambda_1 T_1} \right) +$$

$$+ \ldots + c_{aN} \lambda_N \left(1 - e^{-\lambda_N T_N} \right) + c'_1 \lambda_1 \, e^{-\lambda_1 T_1} + \ldots +$$

$$+ c'_N \lambda_N \, e^{-\lambda_N T_N} . \tag{6.75}$$

Оптимальная периодичность проведения работ по техническому обслуживанию объектов электрической сети найдется из уравнения (6.75) путем приравнивания нулю частных производных $\partial \Gamma_o / \partial T_j$:

$$\frac{\partial \Gamma_o}{\partial T_1} = -\frac{c_1}{T_1^2} + \lambda_1^2 e^{-\lambda_1 T_1} (c_{a1} - c'_1) = 0; \tag{6.76}$$

. . . . . .

$$\frac{\partial \Gamma_o}{\partial T_N} = -\frac{c_N}{T_N^2} + \lambda_N^2 e^{-\lambda_N T_N} (c_{aN} - c'_N) = 0 . \tag{6.77}$$

Решение полученных уравнений (6.76), (6.77) относительно T_j возможно при выполнении условий:

$$T_1^2 e^{-\lambda_1 T_1} = \left(\lambda_1^2 \frac{c_{a1}}{c_1}\left(1-\frac{c_1'}{c_{a1}}\right)\right)^{-1}; \qquad (6.78)$$

. . . . . .

$$T_N^2 e^{-\lambda_N T_N} = \left(\lambda_N^2 \frac{c_{aN}}{c_N}\left(1-\frac{c_N'}{c_{aN}}\right)\right)^{-1}. \qquad (6.79)$$

Особенность исходных данных выражений (6.78) и (6.79) состоит в том, что $c_{aj} >> c_j$ ($j = 1,...,N$). Из формул (6.78) и (6.79) видно, что отношение c_j'/c_{aj} должно быть меньше единицы. В противном случае определить значение $T_{j\text{опт}}$ из указанных уравнений не представляется возможным.

Значения $T_{j\text{ опт}}$ для линий электропередачи, определенные по выражениям (6.78), (6.79), приведены на рис. 6.7. Как видно из рисунка, оптимальная периодичность выполнения работ по техническому обслуживанию линий электропередачи существенным образом зависит от их протяженности, параметра потока отказов, выявляемого в процессе выполнения j-й работы, и соотношения затрат на аварийный ремонт, техническое обслуживание и плановые капитальные ремонты. Снижение вероятности обнаружения дефектов в ходе выполнения j-й работы по техническому обслуживанию свидетельствует о необходимости как существенного увеличения периодичности выполнения данной работы традиционными способами, так и изучения возможности применения более совершенных методов, инструментов и приборов, обеспечивающих требуемое качество диагностирования.

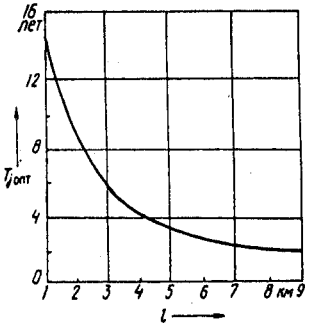


Рис. 6.7. Зависимость оптимальной периодичности выполнения работ по техническому обслуживанию линий электропередачи от их протяженности ($\lambda_j = \lambda'_j l; \lambda'_j = 0{,}05$ повр/км в год; $c_{aj}/c_j = 10$; $c_{aj}/c'_j = 1{,}5$)

При необходимости учета режимов работы электросетевого оборудования и возможных изменений сроков его службы при изменениях электрической нагрузки величину T_j в формуле (6.75) следует умножить на значение относительного срока службы $t_* = t_0/t_c$, где t_0 — срок службы изоляции при номинальной температуре; t_c — срок службы изоляции при фактической температуре. Тогда выражение для определения оптимальной периодичности работ по техническому обслуживанию будет иметь вид

$$T_j^2 e^{-\lambda_j T_j t_*} = \left(\frac{c_{aj}}{c_j}\lambda_j^2 t_* \left(1-\frac{c'_j}{c_{aj}}\right)\right)^{-1}. \qquad (6.80)$$

Из формулы (6.80) видно, что только повышение температуры сверх номинального значения ($t_* > 1$) предопределит существенное снижение промежутка времени между очередными одного и того же вида работами по техническому обслуживанию.

При отсутствии резервирования сети формула (6.72) должна быть дополнена составляющими $У_{aj}$, $У_{плj}$, учитывающими недоотпуск электроэнергии при аварийных и плановых отключениях электросетевого оборудования и линий. Тогда решение уравнений (6.78)—(6.80) принимает вид

$$T_j^2 e^{-\lambda_j T_j} = \left(\frac{c_{aj}+У_{aj}}{c_j}\lambda_j^2 \left(1-\frac{c'_j+У_{пл\,j}}{c_{aj}+У_{aj}}\right)\right)^{-1}. \qquad (6.81)$$

Значение $T_{j\,опт}$, определенное по выражению (6.81), может быть существенно ниже аналогичных значений, рассчитанных применительно к резервированной сети. Здесь периодичность выполнения работ по техническому обслуживанию в ряде случаев может перейти из дискретной формы в непрерывную.

6.6. Периодичность контроля режимов работы электрической сети

Контроль режимов работы электрической сети производится по результатам измерений токов и напряжений переносными приборами с периодичностью 2 раза в год

(в режиме максимальных и минимальных нагрузок). При максимальных нагрузках особое внимание уделяется уровням напряжения у наиболее удаленных потребителей И степени загрузки трансформаторов и линий. При минимальных нагрузках анализируются уровни напряжения у близлежащих к центру питания потребителей и обосновывается режим работы двухтрансформаторных подстанций. Избежать чрезмерного повышения напряжения в режиме минимальных нагрузок возможно путем соответствующего регулирования напряжения у трансформаторов центра питания, обеспечивая требуемый уровень напряжения на шинах 6 и 10 кВ. Следовательно, необходимость измерения напряжения в режиме минимальных нагрузок на однотрансформаторных подстанциях распределительной сети сомнительна.

Рассмотрим режим максимальных нагрузок. Ток нагрузки линий напряжением 6 и 10 кВ, соответствующий экономической плотности тока, всегда в несколько раз (3—6) меньше длительно допустимого тока по условиям нагрева проводов.

Пусть закон изменения (роста) тока нагрузки во времени имеет вид

$$I_t = I_0(1 + qt), \tag{6.82}$$

где I_t , I_0 — значения максимального тока нагрузки соответственно в год и в t и в первоначальный период; q — коэффициент, характеризующий темп роста нагрузки.

Из выражения (6.82) установим продолжительность периода времени t, в течение которого ток I_t достигает допустимого значения $I_д$ по условию нагрева проводов:

$$t = \frac{1}{q}\left(\frac{I_д}{I_0} - 1\right). \tag{6.83}$$

Из формулы (6.83) видно, что при $q = 0{,}1$ и $I_д/I_0 = 3$—6 t = 20—50 лет. Таким образом, контроль за нагревом проводов, выбранных по экономической плотности тока, длительно допустимым током нагрузки не представляется целесообразным. Это становится более очевидным при меньших значениях q. Так, при $q = 0$ $I_t = I_0$, и периоди-

ческие измерения нагрузки не дадут никакой новой информации для последующего анализа.

При первоначальной нагрузке трансформатора, составляющей 70% его номинальной мощности, первый контроль нагрузки должен быть произведен через 4 года (при $q = 0{,}1$) и не производится вообще при $q = 0{,}01$ (так как срок службы трансформатора составляет 25 лет).

Аналогичные выводы могут быть сделаны и для линий электропередачи низкого напряжения. Здесь, однако, следует учитывать, что при измерениях одновременно проверяется равномерность распределения нагрузок по фазам линий напряжением 0,38 кВ.

Известно, что износ витковой изоляции масляных силовых трансформаторов есть функция его нагрузки. Поэтому, используя суточный или годовой график нагрузки по продолжительности, можно определить примерный относительный износ изоляции данного вида в течение рассматриваемого времени по формуле (4.1).

Из выражения (4.1) видно, что если не наблюдается превышение нагрузки трансформатора номинального значения, то изоляция будет находиться в исправном состоянии не менее расчетного срока службы. Следовательно, контроль состояния витковой изоляции трансформатора необходимо организовывать при имевших место случаях превышения номинальной нагрузки трансформатора.

Таким образом, контрольные замеры нагрузок трансформаторных подстанций и линий распределительной сети могут быть оправданы лишь в первые годы эксплуатации, когда необходимо установление закона изменения нагрузки по времени, а также когда оценивается несимметрия нагрузок в сетях низшего напряжения или когда данные замеров используются в расчетах режимов работы сети.

6.7. Определение периодичности испытаний силовых кабельных линий 6—10 кВ повышенным напряжением

Испытание отключенных силовых кабельных линий 6—10 кВ городской электрической сети повышенным напряжением, имеющее целью предупреждение возмож-

ных отказов этих линий под рабочим напряжением, относится к разрушающим методам диагностики состояния изоляции кабельных линий вследствие того, что изоляция кабеля, имеющая дефекты, при указанных испытаниях должна пробиваться. В результате возникает необходимость проведения большого объема работ по капитальному ремонту линии (определение места повреждения, раскопка участка трассы, вырезка поврежденного участка, вставка нового отрезка кабеля, монтаж соединительных муфт, испытание кабельной линии, восстановление наружного покрова трассы), что в условиях дефицита рабочей силы и требуемых материалов приводит к длительному ожиданию начала производства ремонтных работ отказавших кабельных линий.

К существенным недостаткам указанного метода диагностики состояния изоляции кабельных линий следует отнести:

- высокую степень повреждаемости кабельных линий при их испытаниях повышенным напряжением, достигающую 1,0—1,4 повреждений под рабочим напряжением;
- невозможность оценки состояния и степени снижения электрической прочности изоляции кабельной линии, а также выявления характеристик имеющихся дефектов и закона их изменения, что не исключает вероятность пробоя кабеля под рабочим напряжением в период между очередными испытаниями;
- значительные затраты труда и расход ресурса коммутационной аппаратуры при подготовке рабочего места и обратном включении кабельной линии под рабочее напряжение;
- вероятный недоотпуск электроэнергии потребителям при проведении испытаний нерезервированных кабельных линий.

Указанные недостатки обусловливают настоятельную необходимость разработки неразрушающих методов диагностики состояния изоляции кабельных линий, а также определения оптимальной периодичности проведения испытаний повышенным напряжением.

Директивно устанавливаемые в разные годы периодичности испытаний кабельных линий повышенным на-

пряжением (для одной и той же структуры изоляции) отличаются друг от друга. Кроме того, в различных электросетевых предприятиях используют свои периодичности испытаний участков кабельных линий, не равных нормативным. Поэтому применительно к данному методу диагностики состояния изоляции кабельной линии попытаемся определить оптимальную периодичность выполнения рассматриваемой работы по техническому обслуживанию.

Определим рациональные интервалы времени между последующими испытаниями резервированной кабельной линии на основе соотношений стоимости испытаний и стоимости вероятных аварийных и плановых ремонтов.

Функцию расходов H в общем виде запишем так:

$$H = c_{\text{и}}\lambda_{\text{и}} + c_{\text{к}}\lambda_{\text{н.и}} + c_{\text{а}}(\lambda_{\text{а}} + \lambda_{\text{мех}}), \qquad (6.84)$$

где $c_{\text{и}}$, $c_{\text{к}}$, $c_{\text{а}}$ — стоимости соответственно одного испытания кабельной линии, капитального ремонта после пробоя изоляции при испытаниях, т. е. неуспешного испытания, и аварийного ремонта после электрического пробоя изоляции под рабочим напряжением или в результате механических повреждений кабеля; $\lambda_{\text{и}}$, $\lambda_{\text{н.и}}$, $\lambda_{\text{а}}$, $\lambda_{\text{мех}}$ — количество плановых испытаний, пробоев изоляции кабеля при его испытаниях, параметры потока отказов кабельной линии под рабочим напряжением из-за электрического пробоя изоляции и в результате ее механических повреждений землеройными машинами и механизмами.

Величину $\lambda_{\text{и}}$ в формуле (6.84) в свою очередь представим так:

$$\lambda_{\text{и}} = 1/T_{\text{и}} + \lambda_{\text{н.и}} + \lambda_{\text{а}} + \lambda_{\text{мех}}, \qquad (6.85)$$

где $1/T_{\text{и}}$ — количество плановых испытаний кабельной линии в течение года; $T_{\text{и}}$ — периодичность проведения плановых испытаний кабельной линии, лет.

Выражение (6.85) составлено исходя из того, что после каждого пробоя изоляции кабельной линии (при испытаниях и под рабочим напряжением) производится ее капитальный ремонт, после чего кабель вновь подвергается испытаниям повышенным напряжением.

Из литературных источников известно, что $\lambda_{н.и} = (1—1,4)\lambda_а$ и $\lambda_{мех} = (0,36—1,6)\lambda_а$.

Зависимость $\lambda_а$. от частоты испытаний нами аппроксимирована линейной функцией

$$\lambda_а = (a + bT_и)l \cdot 10^{-2}, \qquad (6.86)$$

где a — постоянная, не зависящая от $T_и$; b = = 0,89—1,52 повр/(100 км·год^2) — коэффициент, зависящий от $T_и$; l —длина линии, км. Значение b , равное 0,89, получено для условий, когда периодичность $T_и$ изменялась от 0,4 до 0,83 года; значение b, равное 1,52, соответствует $T_и$ = 0,25—2 года. Погрешность результатов при этом составила соответственно 7,4 и 15,1%.

С учетом формул (6.85), (6.86) функция расходов H примет вид

$$H = \frac{c_и}{T_и} + (a + bT_и)l \cdot 10^{-2}(c_и(1 + k_1 + k_2) +$$

$$+ c_к k_1 + c_а(1 + k_2)), \qquad (6.87)$$

где k_1 = 1—1,4, k_2 = 0,36—1,6 — коэффициенты, отражающие соотношения $\lambda_{н.и}$, $\lambda_{мех}$ и $\lambda_а$.

Взяв производную $dH/dT_и$ (см. выражение (6.87)) и приравняв ее нулю, получим оптимальное значение $T_{и.опт}$ в виде

$$T_{и.опт} = \sqrt{\frac{100c_и}{bl(c_и(1 + k_1 + k_2) + c_к k_1 + c_а(1 + k_2))}}. \qquad (6.88)$$

Расчеты значений $T_{и.опт}$, выполненные по формуле (6.88) при $c_а = 1,1c_к$, показывают, что при средней длине кабельной линии, равной 0,5 км, периодичность ее испытания повышенным напряжением должна составлять раз в 2—3 года (2 года при b = 1,52 повр/(100км·год^2), k_1 = 1,4, k_2 = 1,6; 3 года при b = 0,89 повр/(100км·год^2), k_1 = 1, k_2 = 0,36).

Ежегодное проведение испытаний кабельных линий повышенным напряжением оправданно при длине линии 5 км (b = 0,89 повр/(100 км·год^2), k_1 = 1, k_2 = 0,36) и 2 км (b = 1,52 повр/(100 км·год^2), k_1 = 1,4, k_2 = 1,6), т. е.

при длине линий, превышающей 2 км. При длине линии, равной 0,2 км, $T_{и.опт}$ = 3—5 лет.

Таким образом, периодичность испытаний повышенным напряжением резервированных участков кабельных линий электропередачи 6—10 кВ должна быть дифференцирована в зависимости от протяженности этих участков. Данный вывод представилось возможным получить благодаря учету всех испытаний кабельной линии, имеющих место при эксплуатации, а также линейной зависимости параметра потока отказов кабельной линии под рабочим напряжением от частоты ее испытаний. При экспоненциальной зависимости $\lambda_а = f(T_и)$ значение $T_{и.опт}$ оказывается меньшим нуля, и на основе этого иногда может быть сделан вывод о нецелесообразности проведения испытаний таких линий.

При решении вопроса об организации испытаний конкретной кабельной линии электропередачи необходимо прежде всего установить зависимость $\lambda_а = f(T_и)$, характерную для данной сети, а также соотношение показателей неуспешных испытаний, механических повреждений и параметра потока отказов линии под рабочим напряжением.

Применительно к нерезервированным участкам кабельной линии, когда каждое ее отключение приводит к перерыву в электроснабжении всех или части потребителей, в функции H необходимо учитывать недоотпуск электроэнергии потребителям в соответствии с формулами (1.4)—(1.15). Нами определено, что в этом случае оптимальная периодичность испытаний кабельной линии снижается в 1,5—1,7 раза по сравнению с периодичностью, полученной для резервированной сети.

6.8. Автоматизация планирования работ по техническому обслуживанию объектов распределительной электрической сети

Успешное управление электросетевым предприятием, заключающееся в обработке большого объема разнообразной информации и принятии на этой основе необходимых решений, может быть достигнуто лишь в условиях

функционирования автоматизированной системы управления. К наиболее важным задачам подсистемы управления производственно-хозяйственной деятельностью электросетевого предприятия относятся годовое и многолетнее планирование работ по техническому обслуживанию и капитальному ремонту объектов распределительной электрической сети (воздушные линии электропередачи низшего напряжения, линии напряжением 6 и 10 кВ, трансформаторные подстанции высшим напряжением 6—20 кВ).

Безусловное выполнение в намеченные сроки объективных планов эксплуатационных и ремонтных работ позволит повысить вероятность бесперебойного снабжения потребителей в результате снижения вероятного значения параметра потока отказов.

В настоящее время годовые планы работ по техническому обслуживанию объектов электрических сетей формируются путем сопоставления требуемой периодичности выполнения работ каждого вида (согласно правилам технической эксплуатации электрических сетей) на данном объекте с годом последнего проведения этой работы или с годом ввода объекта в эксплуатацию. Процесс формирования указанного годового плана довольно трудоемок (особенно для многочисленных линий низкого напряжения), содержит элементы субъективизма, связанного с принятием решения о включении в план той или иной работы по условиям организации безопасного ее проведения, наличным трудовым и материальным ресурсам и т. д. Получаемый план-график не нагляден, он не отражает последовательности и взаимосвязи работ, затрат трудовых ресурсов, а также календарных дат начала и окончания выполнения работ. Отмеченные недостатки легко устраняются при применении вычислительных машин. В качестве критерия построения плана работ по техническому обслуживанию принята необходимость обеспечения выполнения требуемого комплекса работ в наиболее целесообразные сроки с учетом имеющихся трудовых ресурсов, специальных машин, соблюдения требований техники безопасности и существующих норм выработки.

Исходная информация, необходимая для расчета плана работ по техническому обслуживанию по всем объек-

там электрической сети, включает: номер года, на который проводится расчет плана, данные по количеству рабочих и по количеству бригад (для тех работ, производство которых несколькими бригадами одновременно ограничено, например, наличием транспортных средств), перечень работ, их периодичность, нормы затрат труда, наиболее целесообразное время выполнения работ по техническому обслуживанию.

Расчет плана работ по техническому обслуживанию содержит следующие основные этапы: определение перечня работ и продолжительностей их проведения по данному объекту с учетом требуемой периодичности и возможности совмещения с другими работами; формирование годового календаря; определение календарных дат начала и окончания каждой работы с учетом численности персонала, обеспеченности требуемой техникой и наиболее целесообразного времени ее проведения.

Так как периодичность выполнения отдельных работ меньше года, в перечень объектов, подлежащих техническому обслуживанию в планируемом году, войдут все рассматриваемые линии и подстанции предприятия.

Формирование перечня линий или подстанций, на которых будет производиться та или иная работа по техническому обслуживанию, имеющая периодичность свыше одного года, производится в соответствии с условием

$$A \geq A_j + T_j, \tag{6.89}$$

где A, A_j — рассматриваемый год и год последнего проведения j-й работы по техническому обслуживанию; T_j — периодичность (нормативная или оптимальная) выполнения j-й работы.

Продолжительность выполнения j-й работы по i-му объекту

$$t_{ij} = \frac{V_{ij}}{m_{ij} b_{ij}}, \tag{6.90}$$

где V_{ij} — объем j-й работы по i-му объекту; m_{ij} — количество персонала, выполняющего j-ю работу на i-м объекте; b_{ij} — норма выработки по j-й работе на i-м объекте

одним человеком в день. При этом m_{ij} не должно превышать имеющегося количества рабочих.

Полученные значения t_{ij} округляются до целых чисел. Если $t_{ij} < 0{,}75$ дня, то он принимается равным 0,5 дня.

При формировании годового календаря вначале производится определение дня недели, соответствующего 1 января, по следующему формальному правилу: от номера года A отнимается число 2 и результат складывается с целой частью частного от деления $(A-1)/4$; полученная сумма делится на число 7 и к остатку прибавляется единица. Найденное число представляет собой номер дня недели (1 соответствует понедельнику, 2 — вторнику и т. д.), приходящегося на 1 января рассматриваемого года.

Например, пусть требуется определить день недели, приходящийся на 1 января 1999 г. Вычисление производим так:

$$\left(\left(1999-2\right)+\frac{1999-1}{4}\right):7=356\frac{4}{7}.$$

К остатку 4 прибавим 1 и получим 5, т. е. 1 января 1999 г. приходится на пятницу. Далее легко могут быть указаны даты всех дней недели месяцев года.

Привязка перечня необходимых работ на объектах сети (см. формулы (6.89), (6.90)) к календарным датам обеспечит наглядность и удобство пользования, а также позволит организовать эффективный контроль за ходом технического обслуживания. Выполнение работ по техническому обслуживанию электросетевых объектов в указанные в плане календарные даты практически не встречает затруднений в связи с тем, что производство указанных работ не связано с расходами материалов и применением грузоподъемных механизмов (за исключением автовышек).

При расчете календарных дат начала и окончания работ учитывается необходимость их производства в заданный промежуток года. Если это оказывается невозможным вследствие занятости персонала на других участках, то рассматриваемые работы переносятся на следующий месяц. Здесь осуществляется также непрерывная провер-

ка соответствия запланированного количества рабочих и бригад с количеством, имеющимся на предприятии.

Печать плана работ по техническому обслуживанию осуществляется по линиям высокого напряжения, линиям низкого напряжения и трансформаторным подстанциям. План представляет собой законченный документ, который подписывается инженером по эксплуатации и начальником службы и утверждается главным инженером предприятия.

Далее печатаются графики загрузки персонала, которые содержат данные о количестве рабочих, занятых на обслуживании линий и подстанций в каждый день года.

6.9. Автоматизация планирования капитальных ремонтов объектов распределительной электрической сети

Автоматизация многолетнего (на 5 лет) и годового планирования капитальных ремонтов по объектам электрической сети имеет целью снижение трудоемкости и повышение качества подобных планов, обеспечение возможности эффективного контроля за ходом выполнения работ, централизацию расчетов на уровне предприятия сетей.

Задача автоматизированного составления годовых графиков ремонтов на основе линейного и нелинейного программирования, а также приближенных, или эвристических, алгоритмов наиболее успешно решена применительно к основному оборудования электростанций, для которого системой планово-предупредительных ремонтов установлены типовые объемы и периодичности ремонтов.

Однако отмеченные алгоритмы для планирования капитальных ремонтов электросетевых объектов в явном виде не могут быть применены из-за отсутствия разработанных типовых объемов капитального ремонта по линиям и подстанциям распределительной сети и необходимости учета ряда специфических условий (поставка материалов в требуемые сроки, невозможность отключения объектов сети из-за вероятного ущерба потребителям от недоотпуска электроэнергии и т. д.).

К особенностям организации ремонтных работ на электросетевых объектах распределительной сети относятся:

- необходимость максимального использования времени сезонного и недельного спадов электрической нагрузки;
- необходимость согласования планов ремонтных работ с планом работ по техническому обслуживанию из-за привлечения для указанных целей одного и того же персонала;
- ограниченное количество персонала, средств механизации и транспорта, материальных ресурсов;
- проведение капитального ремонта каждого объекта за 1—2 отключения (1—2 дня), как правило, в светлое время суток при одновременном выводе в ремонт не более одного объекта;
- необходимость максимального использования времени отключения питающих линий и подстанций напряжением 35 кВ и выше при планировании ремонтов линий 6—20 кВ, а также времени отключения линий 6—20 кВ при планировании ремонта трансформаторных подстанций данного напряжения и линий низкого напряжения;
- возможность отключения отдельных электросетевых объектов для их ремонта лишь в определенные периоды года.

Таким образом, момент назначения ремонта радиальных электрических сетей должен соответствовать минимальному недоотпуску электроэнергии потребителям, достигаемому в период сезонного спада нагрузки, и всемерному сокращению продолжительности ремонта. Момент назначения ремонта резервированных объектов должен соответствовать минимальному увеличению потерь электроэнергии при использовании резервной схемы сети и минимальному снижению напряжения у потребителей.

Необходимые трудозатраты для выполнения капитального ремонта $E_к$ и работ по техническому обслуживанию $E_о$ не должны превышать располагаемых предприятием сетей трудовых ресурсов $E_{рес}$, т. е.

$$E_к + E_о \le E_{рес}. \quad (6.91)$$

Значение $E_{рес}$ находится так:

$$E_{рес} = mt_г\mu, \quad (6.92)$$

где m — количество персонала, занимающегося техническим обслуживанием и капитальным ремонтом электросетевых объектов; $t_г$ — годовой фонд рабочего времени; μ — коэффициент использования годового фонда рабочего времени (оценивается величиной, равной 0,6). Если окажется, что $E_к + E_о \ge 1{,}1E_{рес}$ (см. формулы (6.91), (6.92)), то требуется или корректировка графика ремонтов, или привлечение бóльшего количества персонала.

Нами разработаны алгоритм и программа автоматизированного планирования капитального ремонта по линиям напряжением 0,38—10 кВ и трансформаторным подстанциям напряжением 6—10 кВ [9, 10]. Указанная программа обеспечивает:

- формирование годовых и многолетних планов ремонта и реконструкции электросетевых объектов;
- построение зависимостей стоимости электросетевых объектов от времени;
- определение суммы денежных средств на капитальный ремонт каждого объекта и сети в целом по годам планируемого периода.

Формирование перечня линий или подстанций, подлежащих капитальному ремонту в рассматриваемые годы пятилетнего периода, производится в соответствии с условием

$$A \ge A_{рi} + T_i, \quad (6.93)$$

где A, $A_{рi}$ — соответственно рассматриваемый год пятилетнего периода и год проведения последнего капитального ремонта i-го объекта; T_i — нормативная или оптимальная периодичность капитальных ремонтов i-го объекта сети.

Капитальный ремонт i-го объекта в рассматриваемом периоде назначается (см. формулу (6.93)), если

$$A \le A_5, \quad (6.94)$$

где A_5 — номер последнего года рассматриваемого пятилетнего периода.

Формирование перечня объектов, подлежащих реконструкции (замене), производится по условию

$$A_{zi} = B_i + t_{\text{сл}i}, \tag{6.95}$$

где A_z _ год проведения реконструкции или модернизации i-го объекта; B_i, $t_{\text{сл}i}$ — год ввода в эксплуатацию и нормативный срок службы i-го объекта.

Работы по реконструкции или модернизации i-го объекта включаются в пятилетний план (см. формулу (6.95)), если

$$A_{zi} \le A_5. \tag{6.96}$$

При выполнении условий (6.94), (6.96) производится вычисление разности A_{zi}—A и сравнение ее с допустимой продолжительностью работы электросетевого объекта (от последнего капитального ремонта до реконструкции) t_A, т. е.

$$A_{zi} - A \ge t_A \quad (t_A \le T_i; \quad 0 \le t_A \le 2). \tag{6.97}$$

Если условие (6.97) не выполняется, то рассматриваемый объект капитальному ремонту в данной пятилетке не подвергается.

Сумма денежных средств на проведение капитального ремонта i-х объектов в году A_n ($\Gamma_{\text{к}in}$) определится так:

$$\Gamma_{\text{к}in} = K_{in} p_{\text{к.р}i},$$

где $p_{\text{к.р}i}$ — доля амортизационных отчислений на капитальный ремонт i-го объекта; K_{in} — стоимость i-го объекта в году A_n.

Величина K_{in} может быть определена по анализу статистического ряда стоимостей объектов за прошлый период и построению зависимости

$$K_{in} = a_i T_n + b_i,$$

где a_i, b_i — параметры сглаживающей прямой статистического ряда, определяемые для i-х объектов с помощью метода наименьших квадратов; T_n — срок от начала эксплуатации объекта до года A_n.

Сумма денежных средств для проведения капитального ремонта всех объектов электрической сети в году A_n рассматриваемого пятилетнего периода

$$Г_{кл} = \sum_{i=1}^{M} Г_{кin},$$

где M — количество электросетевых объектов.

При необходимости обеспечения одинаковых объемов работ по годам пятилетнего периода может определяться среднее значение отпускаемых на год денежных средств с корректировкой перечня запланированных для капитального ремонта объектов.

План капитальных ремонтов оформляется по объектам электрической сети и представляет собой законченный документ, который подписывается начальником или инженером производственно-технической службы и утверждается главным инженером предприятия.

7

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

7.1. Технико-экономическая оценка целесообразности модернизации электросетевого оборудования

К одному из наиболее эффективных направлений совершенствования эксплуатации распределительной электрической сети относится разработка и внедрение принципиального нового оборудования (малогабаритные трансформаторные подстанции и распределительные устройства с твердой или элегазовой изоляцией, вакуумные выключатели, кабели с пластмассовой изоляцией и т. д.), требующего значительно меньшего объема технического обслуживания и ремонта и имеющего сниженное значение параметра потока отказов. Однако стоимость такого оборудования превосходит стоимость традиционно используемых изделий в электротехнических установках. В связи с этим встает задача оптимизации капитальных затрат с целью выявления условий применения новой техники в электрических сетях.

Технико-экономический анализ систем электроснабжения, имеющих как одинаковую, так и различную степень надежности, базируется на определении приведенных затрат. Основные трудности, которые возникают при проведении отмеченного анализа с учетом надежности электроснабжения потребителей, состоят в отсутствии объективной количественной оценки показателей, характеризующих стоимость недоотпуска электроэнергии потребителям, в частности параметра потока отказов, времени аварийного простоя, удельных дополнительных затрат от недоотпуска электроэнергии, нагрузки сети.

Вышесказанное обусловливает поиск путей решения задачи при ограниченной информации об исходных данных. Реализацию этого могут обеспечить методы многоцелевой оптимизации, а также нечетких множеств, позволяющих получать решение по каждому из противоречивых и несопоставимых критериев с последующим нахождением компромиссной области и выбором результирующего решения. Здесь представляется возможным учет многих целей, имеющих как количественную, так и качественную характеристику.

Рассмотрим вначале возможность применения более дорогого электросетевого оборудования, обеспечивающего ту же самую степень надежности, что и традиционные изделия, и сниженные годовые издержки на эксплуатацию.

Приведенные (дисконтированные) затраты по сети с традиционным оборудованием

$$З_1 = E_{норм}K + И, \qquad (7.1)$$

где $E_{норм}$ — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; K — капитальные затраты по сети с традиционным оборудованием; $И$ — годовые издержки по сети с традиционным оборудованием.

Приведенные затраты по сети с вновь созданным оборудованием

$$З_2 = E_{норм}K_1 + И_1, \qquad (7.2)$$

где $K_1 > K$ — капитальные затраты по сети с вновь созданным оборудованием.

Использование более дорогого оборудования экономически целесообразно, если $З_1$ (формула (7.1)) будет больше $З_2$ (формула (7.2)), т. е.

$$З_1 - З_2 = И\left(1 - \frac{И_1}{И}\right) + E_{норм}K\left(1 - \frac{K_1}{K}\right) =$$

$$= И(1 - \alpha) - E_{норм}K(\beta - 1) > 0. \qquad (7.3)$$

Здесь $\alpha = И_1/И$ — коэффициент, указывающий долю уменьшения годовых издержек на эксплуатацию при внедрении нового оборудования ($0 < \alpha \leq 1$); $\beta = K_1/K$ —

коэффициент, отражающий долю увеличения капитальных затрат по сети при использовании более дорогого оборудования стоимостью $K_1(\beta > 1)$.

Из формулы (7.3) следует, что

$$\beta < 1 + (1 - \alpha)\frac{И}{E_{норм}K}. \qquad (7.4)$$

С учетом того, что $И = (p_{ам} + p_{т.о})K$, выражение (7.4) примет вид

$$\beta < 1 + (1 - \alpha)\frac{p_{ам} + p_{т.о}}{E_{норм}}, \qquad (7.5)$$

где $p_{ам}$, $p_{т.о}$ — доля отчислений от капитальных затрат на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание.

Отношение $(p_{ам} + p_{т.о})/E_{норм}$ для силового электрооборудования, воздушных и кабельных линий городской электрической сети составляет соответственно 0,693, 0,26, 0,386.

При снижении издержек на эксплуатацию нового оборудования по сравнению с соответствующими издержками на содержание традиционных установок в 1,5—100 раз (α = 0,7—0,01) значение β, вычисленное по формуле (7.5), не должно превосходить 1,21—1,69 для силового электрооборудования, 1,07—1,26 для воздушных линий электропередачи, 1,11—1,38 для кабельных линий электропередачи.

Таким образом, эффективность применения нового оборудования достигается при незначительном увеличении его стоимости и существенном снижении годовых затрат на эксплуатацию. Это обстоятельство, на наш взгляд, послужило причиной значительного отставания в оснащении электрических сетей современным оборудованием по сравнению с аналогичными объектами в других странах, т. е. по принятым у нас методикам большинство нововведений оказываются невыгодными.

Недостаточность применяемых в настоящее время при технико-экономических расчетах электрических сетей нормативов покажем также на примере внедрения новых средств механизации работ в электрических сетях. Уро-

вень механизации работ в электрических сетях в настоящее время не превышает 50% и, следовательно, нуждается в существенном улучшении. Новая техника (промышленные роботы или манипуляторы) способна дать многократное повышение производительности труда, а также освободить электросетевой персонал от сложной и опасной работы. Кроме того, станет возможным выполнение некоторых видов работ под напряжением. Какова же должна быть стоимость новых средств механизации технического обслуживания электрический сетей?

Расходы на заработную плату персоналу до внедрения новой техники составляют

$$mc\prod_{k=1}^{3} a_k,$$

где m — количество электросетевого персонала, выполняющего работы по техническому обслуживанию; c — средняя заработная плата одного человека за год; a_k — коэффициент (a_1 — коэффициент, учитывающий потери рабочего времени, вызванного удаленностью места работы от базы сетей; a_2 — коэффициент роста уровня производительности труда; a_3 — коэффициент отставания роста заработной платы от роста уровня производительности труда).

После внедрения роботов или манипуляторов стоимостью K приведенные затраты будут равны

$$m'c\prod_{k=1}^{3} a'_k + E_{\text{норм}} K.$$

Отсюда следует, что внедрение новой техники (например, роботов) для технического обслуживания и ремонта электросетевых объектов оправданно, если

$$\frac{K}{mc\prod_{k=1}^{3} a_k} < \frac{1}{E_{\text{норм}}}\left(1 - \frac{m'a'_2}{ma_2}\right), \qquad (7.6)$$

где m' — количество электросетевого персонала при внедрении роботов; a'_2 — коэффициент, отражающий

рост уровня производительности труда за счет использования новой техники.

При получении выражения (7.6) предполагалось, что коэффициенты a_1 и a_3 не изменяются при изменении уровня механизации работ.

Если $m' = m$, $a_2' = a_2$ или $m'a_2' = ma_2$, то целесообразность внедрения более совершенной техники может объясняться лишь соображениями обеспечения наилучшего уровня безопасности или удобства производства работ.

При $E_{норм} = 0{,}15$ соотношение K и годового фонда заработной платы персонала не должно превышать 6,67.

Если промышленные роботы обеспечивают повышение производительности труда работающих в 1,5—5 раз (отношение $\frac{m'a_2'}{ma_2} = 0{,}7—0{,}2$), то внедрение новой техники будет оправданным при

$$\frac{K}{mc\prod_{k=1}^{3} a_k} \leq 2–5{,}34.$$

Новые средства механизации работ для обеспечения выполнения возложенных на них функций потребуют расхода топлива или электроэнергии, а также технического обслуживания и ремонта. При учете указанных расходов долей от капитальных затрат, составляющей 20—30%, соотношение (7.6) примет вид

$$\frac{K}{mc\prod_{k=1}^{3} a_k} \leq h\left(1-\frac{m'a_2'}{ma_2}\right), \qquad (7.7)$$

где $h = 2{,}2—2{,}84$.

При повышении уровня производительности труда в 1,5—5 раз стоимость манипуляторов должна составлять 0,66—2,27 (см. выражение (7.7)) годового фонда заработной платы персонала предприятий сетей. Заметим, что в Японии, например, данное соотношение за 12 лет (с 1971 по 1983 г.) изменилось с 10,5 до 3,0—3,5 при отмеченном повышении уровня производительности труда.

Таким образом, существующая методика технико-экономических расчетов электрических сетей существенно ограничивает капитальные затраты на совершенствование, реконструкцию электрической сети, а также внедрение средств механизации электросетевых работ.

Оценим целесообразность модернизации электросетевого оборудования с помощью метода многоцелевой оптимизации. Сформулируем задачу в следующем виде: требуется оценить эффективность применения новой техники в электрических сетях при обеспечении минимума капитальных затрат, годовых расходов на эксплуатацию и максимума надежности работы. Структуру целевой функции E зададим среднеарифметической величиной в виде формулы (6.40).

Положим, что если $V_i < 0{,}2$, то происходит обесценивание цели. Поэтому нижний предел $V_i = 0{,}2$. Тогда максимально возможное значение V_i для наиболее важной цели при условии, что все остальные имеют весовые коэффициенты 0,2, найдется так:

$$V_{i\,\max} = 1 - V_{i\,\min}\,(n - 1), \qquad (7.8)$$

где $V_{i\,\min} = 0{,}2$ — нижний предел V_i; n — количество целей. При $n = 3$ $V_{i\max}$, определенное по формуле (7.8), равно 0,6. Таким образом, $0{,}2 \le V_i \le 0{,}6$.

Значения V_i могут быть определены экспертным путем. В тех случаях, когда не может быть обеспечена низкая погрешность результата оценок V_i, рассматриваются наиболее употребительные варианты значений, получающихся как при равнозначных оценках важностей цели (вариант 1, табл. 7.1), так и в случаях одной (варианты 2—4) или двух (варианты 5—7) главных целей.

Нами установлено, что использование других структур целевой функции (среднегармонической, среднегеометрической) приводит к получению одного и того же результата.

Относительная эффективность e_{ij} i-й цели в j-м варианте определится по формулам (6.41) и (6.42).

В качестве показателя, отражающего изменение надежности работы оборудования, примем продолжительность наработки на отказ $t_{\text{нар}} = 1/\lambda$, где λ — параметр потока отказов. Для новой техники λ уменьшается, а $t_{\text{нар}}$ возрастает.

Табл. 7.1. **Оценка важности целей**

Номер цели	Наименование цели	Номер варианта оценки						
		1	2	3	4	5	6	7
1	Минимум капитальных затрат	0,33	0,6	0,2	0,2	0,4	0,4	0,2
2	Минимум издержек на эксплуатацию	0,33	0,2	0,6	0,2	0,4	0,2	0,4
3	Максимум надежности работы	0,34	0,2	0,2	0,6	0,2	0,4	0,4

Для традиционного оборудования уровень капитальных затрат, издержек на эксплуатацию и наработка на отказ принимались равными единице. Для нового оборудования отмеченные показатели выражались относительно принятых базисных единиц. Предполагалось, что значение издержек на эксплуатацию для нового оборудования уменьшалось, а наработка на отказ и капитальные затраты увеличивались.

Определялись показатели e_{ij} по формуле (6.41) для двух целей — минимума капитальных затрат и минимума издержек на эксплуатацию, а по формуле (6.42) — для третьей цели.

Далее по формуле (6.40) с использованием данных табл. 7.1 определялось значение критерия многоцелевой оптимизации E для всех рассматриваемых вариантов. Вариант с наибольшим значением критерия E наиболее целесообразен; здесь имеется возможность при фиксированных значениях показателей издержек на эксплуатацию $И_*$ и наработки на отказ $t_{нар*}$ найти такое значение K_*, при котором применение традиционного и нового оборудования равноценно.

Для иллюстрации сказанного рассмотрим пример. Пусть вновь вводимое оборудование характеризуется уменьшением издержек на эксплуатацию в 1,5 раза, увеличением наработки на отказ в 1,5 раза. Необходимо установить, во сколько раз допустимо увеличение капитальных затрат, при которых применение традиционного и нового оборудования равноценно. Таким образом, имеем: для нового оборудования $И_* = 0{,}7$, $t_{нар*} = 1{,}5$, для традиционного оборудования $К_* = 1$, $И_* = 1$, $t_{нар*} = 1$. Величину $К_*$ для нового оборудования будем варьировать, например, в интервале от двух до трех. Значения e_{ij}, определенные по формулам (6.41), (6.42), приведены в табл. 7.2.

Табл. 7.2. **Показатели относительной эффективности целей**

Наименование цели	Используемое оборудование			
	традиционное	новое при $К_*$, равном		
		2,0	2,5	3,0
Минимум издержек на эксплуатацию	0,7	1,0	1,0	1,0
Минимум капитальных затрат	1,0	0,5	0,4	0,33
Максимум надежности работы	0,7	1,0	1,0	1,0

Значения критерия оптимизации E, найденной по формуле (6.40) для вариантов, приведенных в табл. 7.1, указаны в табл. 7.3. Из табл. 7.3 видно, что при принятых исходных данных капитальные затраты на новое оборудование могут достигать значений, в 2,5 раза превышающих стоимость традиционного оборудования. Если капитальные затраты на создание новых установок превосходят стоимость традиционного оборудования более чем в 2,5 раза, то их применение нецелесообразно.

Зависимости допустимого увеличения капитальных затрат на внедрение нового оборудования от степени повышения надежности его работы и снижения расходов на эксплуатацию приведены на рис. 7.1. Из рисунка видно,

Табл. 7.3. **Значения критерия оптимизации** *E*

Используемое оборудование	Номер варианта оценки важности цели						
	1	2	3	4	5	6	7
Традиционое	0,80	0,76	0,88	0,76	0,82	0,76	0,82
Новое:							
при K_*= 2,0	0,83	0,90	0,70	0,90	0,80	0,90	0,80
при K_*= 2,5	0,79	0,88	0,64	0,88	0,76	0,88	0,76
при K_*= 3,0	0,77	0,86	0,60	0,86	0,71	0,86	0,71

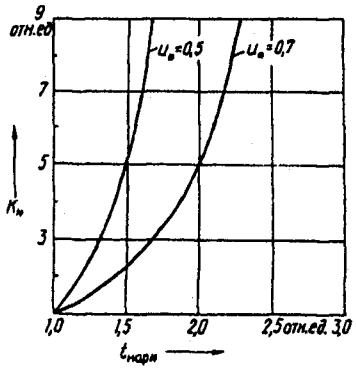


Рис. 7.1. Зависимости допустимого увеличения капитальных затрат на внедрение нового оборудования от степени повышения его надежности и снижения расходов на эксплуатацию

что в условиях снижения расходов на эксплуатацию и повышения надежности вновь вводимого оборудования более чем в 2,5 раза стоимость последнего не может служить препятствием для его внедрения.

Рассмотрим возможность увеличения капитальных затрат в условиях повышения расходов на эксплуатацию и увеличения надежности работы объекта сети. Такие задачи возникают при рассмотрении, например, вариантов сооружения линий электропередачи одного номинального напряжения в габаритах или с изоляцией более высокого (как правило, следующей ступени) номинального напряжения. Увеличение капитальных затрат на усиление конструктивных элементов линии (например, сооружение линии напряжением 10 кВ в габаритах линии напряжением 35 кВ) приводит (при существующем подходе к определению издержек на эксплуатацию как доли от капитальных затрат) к увеличению расходов на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание и при неучете

показателей надежности работы электрической сети не может превышать значений, уровень которых оценивается выражением (7.4).

Капитальные вложения на сооружение линии напряжением 35 кВ и расходы на ее эксплуатацию превышают такие же затраты по линии напряжением 10 кВ в 2,8 раза. Следовательно, сооружение линии напряжением 10 кВ в габаритах линии напряжением 35 кВ нецелесообразно.

Если учесть, что повреждаемость линий напряжением 35 кВ в 18 раз меньше повреждаемости линий 10 кВ, то расчеты, выполненные на основе метода многоцелевой оптимизации, показывают возможность увеличения капитальных затрат и расходов на эксплуатацию не более чем в 1,5 раза. Следовательно, даже такое большое снижение повреждаемости линий напряжением 35 кВ не обеспечивает эффективность имеющих место дополнительных капитальных затрат и эксплуатационных расходов.

7.2. Перевод городской сети напряжением 6 кВ на номинальное напряжение 10 кВ

В районах новой застройки городов в настоящее время преимущественно применяется напряжение 10 кВ. Существующая же сеть напряжением 6 кВ (более 60% всей городской сети) постепенно переводится на напряжение 10 кВ. Практика показала возможность успешной работы кабельных и воздушных линий, трансформаторов тока, изоляторов и коммутационной аппаратуры, установленной в трансформаторных и распределительных пунктах с конструктивным напряжением 6 кВ, в сети напряжением 10 кВ.

Перевод сети на повышенное напряжение обеспечит увеличение пропускной способности существующих кабельных и воздушных линий без дополнительной прокладки новых линий, уменьшение потерь электрической энергии в линиях питающей и распределительной сетей, улучшение качества напряжения у потребителей, снижение количества новых ячеек распределительных устройств центров питания, уменьшение сечения вновь проектируемых линий, увеличение экономического радиуса обслуживания и сокращение количества центров питания.

Работы по переводу сети с 6 кВ на напряжение 10 кВ длятся, как правило, несколько лет и включают следующие этапы: инженерное обеспечение; подготовительные работы; непосредственный перевод сети с 6 кВ на напряжение 10 кВ; начальный период эксплуатации сети, переведенной на напряжение 10 кВ.

Инженерное обеспечение работ предполагает: определение границ и схем переводимого участка сети; составление перечня кабельных, воздушных линий и ТП, подлежащих переводу, с указанием их характеристик (марка, сечение проводов и кабелей, длина линий, тип, количество и мощность трансформаторов, заводы-изготовители, стандарты, по которым изготовлены провода и кабели, год монтажа или ввода в эксплуатацию); уточнение количества и типа установленной кабельной арматуры; изучение технического состояния линий; определение объема и стоимости работ; составление графика очередности перевода сети на напряжение 10 кВ; выдачу технических условий на подключение к сети новых потребителей с учетом перевода ее на напряжение 10 кВ.

Подготовительные работы включают: обеспечение необходимого запаса новых силовых трансформаторов с высшим напряжением 10 кВ; обеспечение необходимого запаса силовых трансформаторов 6/10 кВ (для установки их при необходимости двухстороннего резервирования в точках разделения сети напряжением 6 и 10 кВ, а также в трансформаторных подстанциях предприятий, имеющих электродвигатели напряжением 6 кВ); обеспечение напряжения 10 кВ в центре питания; замену кабельных линий напряжением 6 кВ линиями 10 кВ (из-за наличия признаков старения изоляции или повреждений кабельных линий вследствие дефектной изоляции, а также значительного осушения изоляции, заводских дефектов, участков с количеством ремонтных соединительных муфт более восьми на 1 км линии, перегрузок или имевших место многократных воздействий токов короткого замыкания и однофазных замыканий на землю); замену всех концевых муфт внутренней и наружной установок; замену вертикальных участков кабелей на 10 кВ, дефектных или явно устаревших соединительных муфт; осмотр воздушных линий и оборудования ТП; испытание

за один год до перевода и непосредственно перед переводом кабелей напряжением 50 кВ постоянного тока и оборудования ТП напряжением 42 кВ переменного тока; проверку и приведение в соответствие с напряжением 10 кВ изоляционных расстояний от токоведущих частей до заземленных конструкций и частей зданий, между проводниками разных фаз, а также от токоведущих частей до сплошных и сетчатых ограждений.

Непосредственный перевод сети с напряжения 6 кВ на напряжение 10 кВ, приурочиваемый к обеспечению на шинах центра питания напряжения 10 кВ, заключается в следующем: заменяются трансформаторы 6 кВ, установленные в ТП, на трансформаторы напряжением 10 кВ; заменяются предохранители и разрядники в ТП, а также трансформаторы напряжения в центре питания на 10 кВ; устанавливаются, где это необходимо, трансформаторы 6/10 кВ; обеспечивается на шинах центра питания напряжение 10 кВ.

Начальный период эксплуатации (первые 2 года) переведенной на 10 кВ сети характеризуется более частым (2 раза в год) испытанием изоляции кабельных линий.

Определим капитальные затраты на перевод городской электрической сети номинальным напряжением 6 кВ на напряжение 10 кВ с учетом того, что приобретение необходимого оборудования и кабеля, а также замена кабельных линий, замена всех концевых, дефектных или устаревших соединительных муфт осуществляются в подготовительный период продолжительностью $t_{под}$ лет, а монтажно-демонтажные работы в ЦП и ТП — в год непосредственного перевода сети на напряжение 10 кВ.

Линии напряжением 6 кВ, не подлежащие замене в подготовительный период, могут работать под напряжением 10 кВ в течение времени Δt (8—12 лет питающие линии, 15—20 лет распределительные линии), после чего требуются дополнительные исследования о возможности продолжения работы данных линий. Здесь, как видно, необходимо учитывать отдаление срока полной замены кабельных линий напряжением 6 кВ на такие же линии, но изготовленные на номинальное напряжение 10 кВ, и недоиспользование кабеля напряжением 6 кВ.

Капитальные затраты K на перевод существующей сети напряжением 6 кВ на напряжение 10 кВ состоят из расходов подготовительного периода K_1, расходов K_2 на монтажно-демонтажные работы в ЦП и ТП в год перевода сети на напряжение 10 кВ и дополнительных капитальных затрат K_3 на замену кабеля напряжением 6 кВ, работающего в сети напряжением 10 кВ, вместо замены его по окончании срока службы кабелем напряжением 6 кВ, т. е.

$$K = K_1 + K_2 + K_3 . \tag{7.9}$$

В свою очередь

$$K_1 = \sum_{j=1}^{n} K_{1j} = \sum_{j=1}^{n} \sum_{i=1}^{t_{под}} K_{1ji} (1+ E_{н.п})^{t_{под}+1-i}, \tag{7.10}$$

где K_{1j} — дополнительные капитальные вложения в подготовительный период по j-й питающей сети распределительной линии ($j = 1,...,n$); K_{1ji} — капитальные вложения в j-ю линию в i-м году подготовительного периода $t_{под}$ или непосредственно в год перевода сети на напряжение 10 кВ ($i = 1,..., t_{под}, t_{под} + 1$); $E_{н.п} = 0,08$ — нормативный коэффициент приведения разновременных капитальных затрат.

Анализ данных, полученных по формуле (7.10), позволил с помощью метода наименьших квадратов установить зависимость $K_1 = f(L)$, где L — протяженность кабельной линии, в виде

$$K_1 = a_1 + b_1 L, \tag{7.11}$$

где a_1 — постоянная; b_1 — коэффициент, зависящий от длины линии L.

Оценка капитальных затрат K_2 в год перевода сети на напряжение 10 кВ выполнена в функции количества трансформаторных подстанций N, т. е.

$$K_2 = a_2 + b_2 N, \tag{7.12}$$

где $a_2 = 0,83 \cdot 10^4$ тыс. р. — постоянная; $b_2 = 0,64 \times \times 10^4$ тыс. р/ТП — коэффициент, зависящий от количества трансформаторных подстанций N.

Сумма расходов

$$K_3 = \sum_{\nu=8}^{20} \sum_{j=1}^{n} (\Delta K_{\nu j} + K_{\text{в}\nu j})(1+E_{\text{н.п}})^{-\nu} = a_3 + b_3 L, \qquad (7.13)$$

где $\Delta K_{\nu j}$ — дополнительные капитальные вложения в ν-й год ($\nu = 8,...,20$) по j-й линии на замену кабеля напряжением 6 кВ, работающего в сети напряжением 10 кВ, вместо замены его по окончании срока службы кабелем напряжением 6 кВ; $K_{\text{в}\nu j}$ — возвратная стоимость заменяемых кабельных линий напряжением 6 кВ в ν-й год по j-й линии; a_3 — постоянная; b_3 — коэффициент, зависящий от длины линии L.

В целом с учетом значений, полученных по формулам (7.10)—(7.13), выражение (7.9) представится следующим образом:

$K = 2,77 + 6,7L + 0,64N$ (тыс. у.е.), если в подготовительный период замены существующих кабельных линий напряжением 6 кВ не требуется;

$K = 13,63 + 7,07L + 0,64N$ (тыс. у.е.) при замене в подготовительный период 20% существующих кабельных линий напряжением 6 кВ;

$K = 3,51 + 9,7L + 0,64N$ (тыс. у.е.) при замене в подготовительный период 50% существующих кабельных линий напряжением 6 кВ;

$K = 2,64 + 13,24L + 0,64N$ (тыс. у.е.) при замене в подготовительный период всех кабельных линий городской сети;

$K = 2,02 + 1,95L + 0,07N$ (тыс. у.е.) без учета ликвидных стоимостей демонтированного оборудования и линий, а также необходимости досрочного сооружения кабельных линий вместо линий напряжением 6 кВ, работающих в сети напряжением 10 кВ.

Полученные аналитические выражения могут быть использованы для укрупненной оценки значения капитальных затрат на перевод городской электрической сети 6 кВ на напряжение 10 кВ в зависимости от протяженности сети и количества трансформаторных подстанций.

Отметим эффекты, достигаемые в результате внедрения напряжения 10 кВ вместо 6 кВ: снижение потерь энергии, повышение уровня напряжения у потребителей, увеличение в 1,5 раза пропускной способности сети и т. д.

Снижение нагрузочных потерь мощности и энергии происходит лишь по линиям электропередачи, переведенным на напряжение 10 кВ. Так как потери мощности холостого хода и короткого замыкания трансформаторов напряжением 6 и 10 кВ при номинальном напряжении одинаковы, то снижения потерь энергии в трансформаторах при напряжении 10 кВ не произойдет. Однако здесь следует указать на то, что падение напряжения в сети 10 кВ будет ниже, чем в сети 6 кВ, поэтому в точках подключения ТП можно ожидать более высокого уровня напряжения относительно номинального, чем при напряжении 6 кВ. Это обстоятельство приводит также к снижению нагрузочных потерь по участкам линии и в трансформаторах, но в то же время и к повышению потерь мощности в стали трансформаторов. Тогда снижение потерь энергии $\delta\Delta W$ при переводе действующей сети напряжением 6 кВ на напряжение 10 кВ можно определить следующим образом:

$$\delta\Delta W = \sum_{i=1}^{F}\Delta P_{\text{л}(6)i}\left(\frac{1}{(1\pm a)^2}-\frac{0{,}36}{(1\pm b)^2}\right)\tau_i + $$

$$+\sum_{j=1}^{M}\Delta P_{\text{т}(6)j}\left(\frac{1}{(1\pm a)^2}-\frac{0{,}36}{(1\pm b)^2}\right)\tau_j - $$

$$-\sum_{j=1}^{M}\Delta P_{\text{х.т}(6)j}T_j\left((1\pm a)^2-(1\pm b)^2\right). \qquad (7.14)$$

Здесь $\Delta P_{\text{л}(6)i}$ — потери мощности на i-м ($i = 1,...,F$) участке линии при номинальном напряжении 6 кВ; $\Delta P_{\text{т}(6)j}$, $\Delta P_{\text{х.т}(6)j}$ — нагрузочные потери и потери холостого хода j-го ($j = 1,...,M$) трансформатора при номинальном напряжении 6 кВ; τ_i, τ_j — время потерь для i-го участка линии и j-го трансформатора; T_j — продолжительность работы j-го трансформатора в году; a, b — доля отклонения напряжения от номинального в сети соответственно 6 и 10 кВ. Знак «плюс» употребляется при превышении номинального напряжения, знак «минус» — при напряжении ниже номинального. В сети напряжением 10 кВ должно быть $b < a$. При $a = b = 0$

$$\delta\Delta W = 0{,}64\sum_{i=1}^{F}\Delta P_{л(6)i}\,\tau_i\,. \qquad (7.15)$$

Погрешность при использовании формулы (7.15) по сравнению с формулой (7.14) составляет 10—20%.

В сети напряжением 10 кВ из-за имевших место дополнительных капитальных вложений увеличится сумма амортизационных отчислений. Расходы на текущий ремонт и обслуживание электрической сети после перевода ее на напряжение 10 кВ остаются такими же, как и при напряжении 6 кВ. Здесь можно лишь учесть увеличение расходов на проведение испытаний кабельных линий (за год до перевода, в год перевода и по 2 раза в год в первые два года эксплуатации переведенной на 10 кВ сети). При расчетах эффективности перевода сети 6 кВ на напряжение 10 кВ, несмотря на принимаемые в подготовительный период меры, все же можно допустить некоторое увеличение повреждаемости оборудования и линий и связанные с этим вероятный недоотпуск электроэнергии потребителям и рост расходов на аварийные ремонты. Недоотпуск электроэнергии потребителям для нерезервированной сети может быть также и в процессе самого перевода сети с напряжения 6 кВ на напряжение 10 кВ. Продолжительность перевода одной трансформаторной подстанции составляет 2—3 ч.

Увеличение в 1,5 раза пропускной способности переведенной на 10 кВ сети исключит необходимость прокладки дополнительных кабельных линий напряжением 6 кВ до момента времени, определяемого законом роста нагрузки сети.

В целом целесообразность внедрения напряжения 10 кВ в существующей городской сети 6 кВ может быть установлена следующим образом:

$$p\Big(\sum_{i=1}^{t}(\Delta K_{лi}+\Delta K_{тi})(1+E_{н.п})^{-t}\Big)+\delta\Delta W\beta-\Delta Y_{а}-$$
$$-\Delta Y_{пл}-\Delta nc_{и}-E_{норм}K>0, \qquad (7.16)$$

где p — доля отчислений от капитальных затрат на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание, а также по

нормативному коэффициенту эффективности капитальных затрат; $\Delta K_{\text{л}i}$, $\Delta K_{\text{т}i}$ — капитальные затраты на строительство новых кабельных линий, реконструкцию и сооружение новых трансформаторных подстанций напряжением 6 кВ в i-м году, вызванные увеличением нагрузки сети; $\Delta Y_{\text{а}}$, $\Delta Y_{\text{пл}}$ — дополнительные затраты от недоотпуска электроэнергии потребителям из-за роста повреждаемости сети и необходимости отключения трансформаторной подстанции для замены ее оборудования напряжением 6 кВ на оборудование напряжением 10 кВ; Δn — количество дополнительных испытаний кабельных линий напряжением 6 кВ при переводе на напряжение 10 кВ; $c_{\text{и}}$ — стоимость одного испытания кабельной линии; β — стоимость киловатт-часа потерянной электроэнергии.

Как показали расчеты, выполненные с учетом и без учета расходов по центрам питания, условие (7.16) соблюдается для определенных уровней загрузки сети.

7.3. Эффективность замены сечений проводов воздушной линии

В процессе эксплуатации электрической сети возникает проблема снижения потерь энергии в линиях электропередачи. Одним из путей решения указанной проблемы служит замена сечения проводов воздушной линии, особенно на ее головных участках. Данное мероприятие может быть осуществлено лишь в том случае, если механическая прочность опор данной линии допускает подвеску проводов большего сечения. На воздушных линиях напряжением до 10 кВ применяются, как правило, провода сечением до 70 мм^2. Если плотность тока линии превышает экономическую плотность, то имеют место завышенные потери мощности и энергии. Однако следует указать, что в последние годы изменилась стоимость сооружения линий и удельная стоимость потерь энергии на ее транспорт в электрических сетях, что означает невозможность применения установленных значений экономической плотности тока для принятия решения о замене сечения проводов линии. Кроме того, технические мероприятия по снижению потерь энергии

легко могут быть обоснованы и более эффективны при небольших сроках окупаемости дополнительных капитальных вложений (1—3 года).

Установим граничное значение тока нагрузки (плотность тока), при котором дополнительные капитальные вложения окупятся в течение заданного срока окупаемости $t_{ок}$.

Срок окупаемости $t_{ок}$ дополнительных капитальных вложений ΔK на замену сечений проводов определяется так:

$$t_{ок} = \Delta K/\Delta Г, \tag{7.17}$$

где $\Delta Г$ — изменение годовых эксплуатационных расходов по линии передачи в связи с применением проводов большего сечения F_2 вместо проводов сечением F_1; при этом $F_2 > F_1$.

При линейном представлении зависимости стоимости линии от сечения проводов

$$\Delta K = bl(F_2 - F_1), \tag{7.18}$$

где b — коэффициент, отражающий часть стоимости линии, зависящей от сечения проводов; l — длина линии, км.

Значение $\Delta Г$ определяется снижением стоимости потерь электроэнергии $\delta\Delta W\beta$ и увеличением затрат на амортизацию, т. е.

$$\Delta Г = \delta\Delta W\beta - p_{ам}\Delta K, \tag{7.19}$$

где $p_{ам}$ — доля отчислений на амортизацию.

Учитывая, что $\delta\Delta W\beta = 3I^2\rho\tau\beta l\left(\frac{1}{F_1}-\frac{1}{F_2}\right)$, а также выражения (7.18), (7.19), формулу (7.17) запишем в виде

$$t_{ок} = \frac{bF_1F_2}{3I^2\rho\tau\beta - p_{ам}bF_1F_2}. \tag{7.20}$$

Из формулы (7.20) найдем граничное значение тока нагрузки (или граничное значение плотности тока $j_{гр} = I/F_1$), при котором дополнительные капитальные вложения окупятся в течение заданного срока окупаемости:

$$j_{\text{гр}} = \sqrt{\frac{b\gamma^n (1 + p_{\text{ам}} t_{\text{ок}}) \cdot 10^3}{3\rho\tau\beta t_{\text{ок}}}}, \qquad (7.21)$$

где γ — среднее относительное увеличение площади сечения проводов стандартных типоразмеров (для сечений площадью 16, 25, 35, 50 и 70 мм^2 $\gamma = 1{,}447$); n — ступени увеличения сечения проводов ($n = 1,...,4$); ρ — удельное сопротивление, Ом·мм^2/км; τ — время потерь, ч.

Значения $j_{\text{гр}}$, вычисленные по формуле (7.21) при $n = 1$, $\tau = 1574$ ч, $\overline{p_{\text{ам}}} = 0{,}036$ (для линий на железобетонных опорах), приведены в табл. 7.4.

Табл. 7.4. **Значения граничной плотности тока нагрузки**

Номинальное напряжение линии, кВ	$j_{\text{гр}}$, А/мм^2, при $t_{\text{ок}}$, лет								
	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,3
10	3,8	2,7	1,9	1,6	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0
0,38	5,0	3,0	2,6	2,2	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5

Как видно из табл. 7.4, при нормативном сроке окупаемости дополнительных капитальных вложений, равном 8,3 года, значение $j_{\text{гр}}$ как меньше (для линий напряжением 10 кВ), так и больше (для линий напряжением 0,38 кВ) экономической плотности тока, равной 1,3 А/мм^2. Это связано с тем, что нормативное значение плотности тока определено при сроке окупаемости дополнительных затрат, равном пяти годам, и отличных от принятых нами значениях показателей b, τ, β. Допустимая плотность нагрузки по условию нагрева проводов лежит в пределах от 3,78 А/мм^2 (для провода площадью сечения 70 мм^2) до 6,56 А/мм^2 (для провода площадью сечения 16 мм^2). Поэтому при решении вопроса о замене существующих сечений проводов линии электропередачи следует ориентироваться на срок окупаемости 1 год (плотность тока на линии напряжением 10 кВ больше экономического значения в 2 раза) или 2 года (для линий напряжением 0,38 кВ, где плотность тока больше экономической плотности в 2 раза). Ориентироваться же при подобном обос-

новании на нормативный срок окупаемости нецелесообразно.

Величину ΔK можно определить непосредственным калькулированием, исходя из того, что технология замены проводов предполагает демонтаж старых проводов и монтаж новых проводов большего сечения. Тогда выражение (7.21) примет вид

$$j_{\text{гр}} = \sqrt{\frac{\Delta K_0 \left(\frac{1}{t_{\text{ок}}} + p_{\text{ам}}\right) \cdot 10^3}{3\rho\tau\beta(1 - 1/\gamma^n) F_1}}, \qquad (7.22)$$

где ΔK_0 — дополнительные капитальные вложения на замену проводов на линии длиной 1 км (учитывающие демонтаж и возвратную стоимость старого провода, монтаж нового провода). Остальные обозначения в формуле (7.22) те же, что и в формуле (7.21).

В заключение отметим, что с увеличением сечения проводов увеличивается пропускная способность линий δP за счет увеличения длительно допустимого тока нагрузки (при ограничении пропускной способности линии допустимым нагревом проводов δP_1) и снижения потерь мощности в линии $\delta\Delta P$, т. е.

$$\delta P = \delta P_1 + \delta\Delta P, \qquad (7.23)$$

где

$$\delta P_1 = P_2 - P_1 = P_1\left(\frac{P_2}{P_1} - 1\right) = P_1\left(\frac{I_{\text{д2}}}{I_{\text{д1}}} - 1\right); \qquad (7.24)$$

P_2, P_1 — пропускная способность линии при сечении соответственно S_2 и S_1; $I_{\text{д2}}$, $I_{\text{д1}}$ — длительно допустимый ток нагрева проводов сечением S_2 и S_1.

Среднее значение отношения $I_{\text{д2}}/I_{\text{д1}}$ составляет 1,255 и 1,59 соответственно при $n = 1$ и $n = 2$ для алюминиевых проводов сечением 16—70 мм^2. Тогда $\delta P_1 = (0{,}255 - 0{,}59)P_1$.

Величина

$$\delta\Delta P = \Delta P_1 - \Delta P_2 = \Delta P_1\left(1 - \frac{\Delta P_2}{\Delta P_1}\right) = \Delta P_1\left(1 - \frac{1}{\gamma^n}\right), \qquad (7.25)$$

где ΔP_1, ΔP_2 — потери мощности в линии передачи при сечениях S_1 и S_2 и одном и том же токе. При $\gamma = 1{,}447$ и $n = 1$ $\delta\Delta P = 0{,}309\Delta P_1$, а при $n = 2$ $\delta\Delta P = 0{,}523\Delta P$.

В целом выражение (7.23) с учетом значений, полученных по формулам (7.24) и (7.25), запишем так:

$$\delta P = (0{,}255 - 0{,}59)P_1 + (0{,}309 - 0{,}523)\Delta P_1.$$

Отметим, что значение $\delta\Delta P$ с ростом тока нагрузки сверх $I_{д1}$ будет снижаться. Так, при прохождении по линии допустимого тока $I_{д2}$ по проводам сечением S_2

$$\delta\Delta P = \Delta P_1 \left(1 - \frac{I_{д2}}{I_{д1}} \frac{1}{\gamma^n}\right).$$

Здесь при $n = 1$ $\delta\Delta P = -0{,}09\Delta P_1$, а при $n = 2$ $\delta\Delta P = -0{,}207\Delta P$, т. е. в этом случае наблюдается снижение пропускной способности за счет бóльших потерь мощности.

7.4. Упорядочение мощностей трансформаторов

Незаинтересованность сетевых предприятий в оптимальном развитии системы электроснабжения приводит на практике к созданию дополнительных резервов трансформаторной мощности в ТП за счет средств вновь подключаемых к сети потребителей. Расчеты технических потерь электроэнергии позволяют выявить в сети слабо загруженные силовые трансформаторы, для которых характерно превышение потерь энергии холостого хода над нагрузочными потерями энергии за год. Упорядочение мощностей трансформаторов в сети заключается в замене незагруженных трансформаторов трансформаторами меньшей мощности за счет обменного фонда трансформаторов предприятий электрических сетей или энергосистемы.

Установим условия целесообразности замены силового трансформатора на трансформатор меньшей мощности.

Потери мощности работающего силового трансформатора

$$\Delta P = \Delta P_{\text{х}} + \Delta P_{\text{к.з}} k^2, \qquad (7.26)$$

где $\Delta P_{\text{х}}$, $\Delta P_{\text{к.з}}$ — паспортные значения потерь мощности холостого хода и короткого замыкания трансформатора мощностью S; k — коэффициент загрузки трансформатора.

У трансформатора меньшей мощности S_1 ($S_1 < S$) потери мощности составят

$$\Delta P_1 = \Delta P_{\text{х}1} + \Delta P_{\text{к.з}1} k_1^2 . \qquad (7.27)$$

Известно, что $\Delta P_{\text{х}1} < \Delta P_{\text{х}}$, $\Delta P_{\text{к.з}1} < \Delta P_{\text{к.з}}$, однако $k_1 > k$. На основании выражений (7.26) и (7.27) сформулируем необходимое условие замены трансформатора, обеспечивающего $\Delta P_1 \le \Delta P$:

$$k_1 \le \sqrt{\frac{(\Delta P_{\text{х}} - \Delta P_{\text{х}1}) + \Delta P_{\text{к.з}} k^2}{\Delta P_{\text{к.з}1}}} . \qquad (7.28)$$

Если загрузка вновь установленного трансформатора будет больше k_1, то суммарные потери мощности у такого трансформатора превысят потери мощности у заменяемого трансформатора.

Значения k_1, вычисленные по формуле (7.28), приведены в табл. 7.5.

При учете расходов на демонтаж старого и монтаж нового трансформатора (ΔK), расходов на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание, а также части стоимости, определяемой нормативным коэффициентом эффективности капитальных вложений, величина k_1 должна определяться так:

$$k_1 \le \Big(\frac{1}{\Delta P_{\text{к.з}1}}\Big(\Delta P_{\text{к.з}} k^2 + \frac{(\Delta P_{\text{х}} - \Delta P_{\text{х}1}) t \beta_{\text{х}}}{\tau\beta} + \frac{p(K - K_1 - \Delta K)}{\tau\beta}\Big)\Big)^{1/2}, \qquad (7.29)$$

где t — продолжительность включения трансформатора в течение года, ч; $\beta_{\text{х}}$, β — стоимость одного киловатт-часа потерь электроэнергии в стали и обмотках трансформа-

тора, р/кВт·ч; τ — время потерь, ч.; p — доля отчислений от стоимости трансформатора на амортизацию, текущий ремонт, обслуживание и по нормативному коэффициенту эффективности капитальных вложений; K, K_1 — стоимость трансформатора соответственно большей и меньшей мощности.

Табл. 7.5. **Зависимость коэффициента загрузки трансформаторов меньшей мощности от влияющих факторов**

Мощность заменяемого трансформатора, кВ·А	Мощность устанавливаемого трансформатора, кВ·А	Значение k_1 при k, равном				
		0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
40	25	0,32	0,34	0,47	0,57	0,67
63	40	0,31	0,38	0,46	0,56	0,67
63	25	0,48	0,54	0,64	0,74	0,86
100	63	0,30	0,37	0,46	0,57	0,69
100	40	0,47	0,55	0,47	0,67	0,80
250	100	0,49	0,55	0,63	0,73	0,83
250	63	0,68	0,74	0,84	0,95	1,08
400	250	0,28	0,35	0,44	0,55	0,66
400	100	0,61	0,68	0,77	0,89	1,02
630	400	0,32	0,38	0,46	0,55	0,66
630	250	0,47	0,53	0,62	0,72	0,84

Значения k_1, вычисленные по формуле (7.29), превышают аналогичные значения, приведенные в табл. 7.5, в 1,3—4 раза и в большинстве случаев номинальную загрузку, равную единице, что указывает на эффективность замены недогруженных трансформаторов.

Трансформаторные подстанции городской сети могут быть двухтрансформаторными с аппаратами мощностью 250, 400 и 630 кВ·А каждый.

Нагрузка ТП, при которой целесообразно отключать один из параллельно работающих трансформаторов, определяется на основании равенства потерь мощности при одном и двух работающих трансформаторах равной мощности $S_н$ следующим образом:

$$S = S_н \sqrt{\frac{2\Delta P_х}{\Delta P_{к.з}}}.$$

Значение S для трансформаторов мощностью 250 кВ·А составляет 166,4 кВ·А, для трансформаторов мощностью 400 кВ·А — 247,1 кВ·А, для трансформаторов мощностью 630 кВ·А — 403,6 кВ·А.

7.5. Определение рациональных мест размыкания петлевой схемы городской электрической сети

Рациональные места размыкания петлевой схемы городской электрической сети (рис. 7.2) с однотрансформаторными подстанциями устанавливают для осенне-зимнего максимума и весенне-летнего минимума нагрузок. Для выполнения поставленной задачи последовательно намечаются места размыкания петлевой схемы (Р1, Р2, Р3, Р4, Р5). Далее определяются потокораспределение по участкам петлевой линии при намеченном месте ее размыкания, потери мощности на каждом участке и в петлевой схеме в целом.

Потоки мощности по участкам петлевой линии, показанные на рис. 7.2 при нормальных разрывах разъединителями Р1, Р2, Р3, Р4, Р5, приведены в табл. 7.6.

По известным потокам мощности на участках петлевой линии $Л_i$ (i = 1,...,6) и сопротивлениям участков находят нагрузочные потери мощности на этих участках. Сумма нагрузочных потерь по каждому участку линии представляет собой потери мощности во всей петлевой схеме сети.

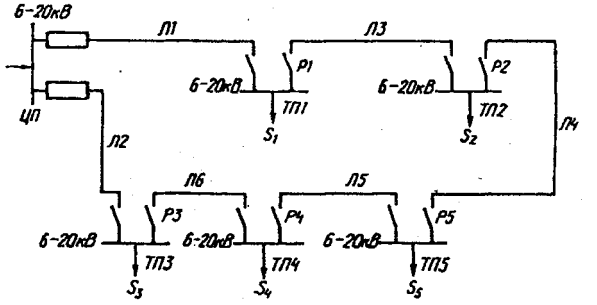


Рис. 7.2. К определению оптимальных мест размыкания петлевой схемы сети напряжением 6—20 кВ

Табл. 7.6. **Потоки мощности по участкам петлевой линии при нормальных разрывах разъединителями**

Место разрыва петлевой линии	Поток мощности по линиям					
	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6
Р1	S_1	$S_2 + S_3 + S_4 + S_5$	—	S_2	$S_2 + S_5$	$S_2 + S_4 + S_5$
Р2	$S_1 + S_2$	$S_3 + S_4 + S_5$	S_2	—	S_5	$S_4 + S_5$
Р3	$S_1 + S_2 + S_4 + S_5$	S_3	$S_2 + S_4 + S_5$	$S_4 + S_5$	S_4	—
Р4	$S_1 + S_2 + S_5$	$S_3 + S_4$	$S_2 + S_5$	S_5	—	S_4
Р5	$S_1 + S_2$	$S_3 + S_4 + S_5$	S_2	—	S_5	$S_4 + S_5$

Наиболее рациональное место размыкания петлевой линии напряжением 6—20 кВ соответствует наименьшему значению нагрузочных потерь мощности в схеме сети. Однако следует указать, что расчеты несколько усложняются, а результаты могут не соответствовать вышеуказанным, если в качестве критерия оптимальности принять минимум потерь энергии в сети. В этом случае необходимо знать число часов использования максимума нагрузки каждого ТП, т. е. $T_{max\,i}$. Далее в соответствии с потокораспределением (см. табл. 7.6) можно определить $T_{max\,Л_i}$, т. е. число часов использования максимума нагрузки по каждому участку петлевой линии:

$$T_{max\,Л_i} = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{max\,i} T_{max\,i}}{k_{од} \sum_{i=1}^{n} P_{max\,i}},$$

где $P_{max\,i}$ — максимальная активная нагрузка i-й ТП; $k_{од}$ — коэффициент одновременности (может быть принят рав-

ным единице). Если линия питает одну i-ю ТП, то $T_{\max Л_i} = T_{\max i}$.

Далее могут быть найдены по известным формулам или таблицам время потерь по каждому участку линии $\tau_{Л_i}$ и соответственно потери энергии как по отдельным участкам, так и во всей петлевой сети.

Оптимальному месту размыкания петлевой линии соответствует наименьшее значение потерь энергии в сети.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Андриевский В.Н., Голованов А.Т., Зеличенко А.С.* Эксплуатация воздушных линий электропередачи. — М.: Энергия, 1976.

2. *Барг И.Г., Полевой С.В.* Ремонт воздушных линий электропередачи под напряжением. — М.: Энергоатомиздат, 1989.

3. *Баркан Я.Д.* Эксплуатация электрических систем. — М.: Высш. шк., 1990.

4. ГОСТ 13109—87. Электрическая энергия. Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения. — М.: Изд-во стандартов, 1988.

5. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20.185—94. — М:. Энергоатомиздат, 1995.

6. *Керного В.В., Поспелов Г.Е., Федин В.Т.* Местные электрические сети. — Мн.: Выш. шк., 1972.

7. *Козлов В.А.* Городские распределительные электрические сети. — М.: Энергоиздат, 1982.

8. *Козлов В.А., Билик Н.И., Файбисович Д.Л.* Справочник по проектированию электроснабжения городов. — Л.: Энергоатомиздат, 1986.

9. *Короткевич М.А.* Оптимизация эксплуатационного обслуживания электрических сетей . — Мн.: Наука и техника, 1984.

10. *Короткевич М.А.* Основы эксплуатации электрических сетей. — Мн.: БГПА, 1992.

11. *Короткевич М.А., Жив Д.Л.* Режимы нейтрали городской электрической сети. — Мн.: БелНИИагроэнерго, 1997.

12. *Неклепаев Б.Н.* Электрическая часть электростанций и подстанций. — М.: Энергоатомиздат, 1986.

13. Нормы испытания электрооборудования. — М.: Атомиздат, 1978.

14. Охрана труда в электроустановках / Б. А. Князевский, Т.П. Марусова, Н.А. Чекалин, Н.В. Шипунов. — М.: Энергоатомиздат, 1983.

15. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. — М.: Энергоатомиздат, 1989.

16. Правила устройства электроустановок. — М.: Энергоатомиздат, 1985.

17. *Селивахин А.И., Сахутдинов Р.Ш.* Эксплуатация электрических распределительных сетей. — М.: Высш. шк., 1990.

18. Справочник по проектированию электрических сетей в сельской местности / Э.Я. Гричевский, П.А. Катков, А.М. Карпенко и др.; Под ред. П.А. Каткова и В.И. Франгуляна. — М.: Энергия, 1980.

19. Справочник по проектированию электроснабжения / И.С. Бабаханян, А.А. Бейдер, А.В. Геллер и др.; Под ред. Ю.Г. Барыбина, Л.Е. Федорова, М.Г. Зименкова, А.Г. Смирнова. — М.: Энергоатомиздат, 1990.

20. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Рокотяна и И.М.Шапиро. —М.: Энергоатомиздат, 1985.

21. Справочник по ремонту и техническому обслуживанию электрических сетей/ В.Д. Абрамов, В.В. Алексеев, А.И. Айзенфельд и др.; Под ред. К.М. Антипова и И. Е. Бандуилова. — М.: Энергоатомиздат, 1987.

22. *Травянский М.И., Короткевич М.А.* Совершенствование эксплуатации городской электрической сети. — Ставрополь: Кн. изд-во, 1987.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ*

Анализ трансформаторного масла сокращенный 143

Ввод глубокий 70, 123
Включение автоматическое повторное многократное 95
— — — однократное 95

Гололед 176

Длительность провала напряжения 30
Доза колебаний напряжения 26
Дренаж электрический 156

Заземление нейтрали рабочее 34
— — рассредоточенное 40
Защита протекторная 156

Измеритель сопротивления заземления 171
Износ изоляции относительный 157
Интенсивность провалов напряжения 31

Коэффициент амплитудной модуляции напряжения 33
— небаланса напряжений междуфазных 33
— — — фазных 33
— несинусоидальности кривой напряжения 27
— нулевой последовательности напряжений 30
— обратной последовательности напряжений 28
— *n*-й гармонической составляющей напряжения нечетного (четного) порядка 28

Линия магистральная с двухсторонним питанием 116
— питающая 5, 123
— радиальная воздушная 115
— — с двумя параллельными кабелями 116
— — с общей резервной линией 117
— распределительная 5, 123

Магистраль двухстороннего питания двойная шинная 121
— одностороннего питания двойная сквозная 119
— разомкнутая кольцевая 117
Метод многоцелевой оптимизации 238
Методы обнаружения зоны повреждения абсолютные 152, 153
— — — — относительные 152, 153
Муфта ремонтная 174

Напряжение импульсное 31
— номинальное обмоток трансформатора вторичных 17
— — — — первичных 17

*Составила *Е. В. Малышева*

Нейтраль глухозаземленная 35
— изолированная 35

Обеспечение работ инженерное 243
Область экономическая 18
Определитель загнивания древесины 169
Отклонение напряжения 22
— частоты 32

Период износовых отказов 205
— межремонтный 201
— эксплуатации начальный 205
— нормальной эксплуатации 205
— приработочный *см.* Период эксплуатации начальный
Пирометр 161
Подстанция трансформаторная проходная 100
Поляризация катодная 156
Пробой изоляции «заплывающий» 152
Провал напряжения 30
Прогнозирование потребления электроэнергии долгосрочное 78
— — — краткосрочное 78
— — — оперативное 78
— — — среднесрочное 78
Пункт отсасывающий 154

Размах изменения напряжения 24
Регулирование напряжения встречное 23
— — местное 23
Ремонт капитальный 143
— комплексный 146
— текущий 143

Секционирование поперечное 100
— продольное 100
Сеть электрическая городская 11
— — питающая 67
— — полузамкнутая 53
— — промышленная 14
— — распределительная 5
— — — полностью автоматизированная 58
— — с глухозаземленной нейтралью напряжением до 1 кВ 39
— — с малыми токами замыкания на землю 39
— — с эффективно заземленной нейтралью 35
— — — — — — напряжением выше 1 кВ 39
— — сельская 12
— — трехпроводная с изолированной нейтралью 35
— — — — — — напряжением выше 1 кВ 37
Система ремонтов аварийно-восстановительных (неплановых) 194
— — планово-предупредительных 193
— — по техническому состоянию электросетевых объектов 194
Срок службы изоляции относительный 157
Стояк 67
Схема электрическая двухлучевая 59
— — — сети с АВР на стороне низшего напряжения 119
— — кольцевая 11
— — петлевая 116
— — радиальная электроснабжения каждой цеховой подстанции с общей резервной магистральной линией 117

— — с РП двухступенчатая 122

Тепловизор 161
Термопленка 161
Термосвечи 161
Точка искусственная 42

Число приемников приведенное 134

Электротермометр 161

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие ... 3
Введение ... 5
В.1. Общие задачи изучения дисциплины ... 5
В.2. Требования к надежности электроснабжения потребителей ... 9
В.3. Городские, сельские и промышленные электрические сети ... 11
В.4. Номинальные напряжения распределительных сетей. Выбор номинального напряжения ... 16
В.5. Требования к качеству электрической энергии ... 21
В.6. Режимы нейтралей распределительных сетей ... 34
В. 7. Задачи эксплуатации электрических сетей ... 43
1. Городские электрические сети ... 47
1.1. Схемы электроснабжения потребителей третьей категории ... 47
1.2. Схемы электроснабжения потребителей второй категории ... 50
1.3. Схемы электроснабжения потребителей первой категории ... 62
1.4. Построение питающей сети напряжением 6—20 кВ ... 67
1.5. Конструктивное исполнение и режимы работы городской электрической сети ... 71
1.6. Определение расчетных электрических нагрузок городской электрической сети ... 73
1.7. Оценка недоотпуска электроэнергии потребителям при перерывах в электроснабжении ... 79
1.8. Особенности релейной защиты, автоматики и телемеханики сетей ... 87
2. Сельские электрические сети ... 98
2.1. Схемы сельской электрической сети ... 98

2.2. Конструктивное исполнение и режимы работы сельской электрической сети 104
2.3. Определение расчетных электрических нагрузок сельской электрической сети 105
2.4. Определение недоотпуска электроэнергии потребителям при перерывах в электроснабжении 106
2.5. Особенности релейной защиты, автоматики и телемеханики сетей 109

3. Промышленные электрические сети 115

3.1. Схемы электроснабжения промышленных предприятий 115
3.2. Схемы межцеховых и внутрицеховых сетей напряжением до 1000 В 123
3.3. Конструктивное исполнение электрической сети промышленных предприятий 126
3.4. Определение расчетных электрических нагрузок 132
3.5. Автоматика, телемеханика и релейная защита в системе электроснабжения промышленных предприятий 135

4. Эксплуатация кабельных линий и оборудования трансформаторных подстанций 140

4.1. Основные виды работ по техническому обслуживанию 140
4.2. Испытание кабельных линий повышенным напряжением 146
4.3. Осмотр трасс кабельных линий 149
4.4. Определение характера и места повреждения кабельных линий 151
4.5. Защита металлических оболочек кабелей от коррозии 154
4.6. Эксплуатация силовых трансформаторов 156
4.7. Эксплуатация оборудования распределительных устройств 160

5. Эксплуатация воздушных линий электропередачи 165

5.1. Основные виды работ по техническому обслуживанию и ремонту 165
5.2. Осмотр воздушных линий электропередачи 166
5.3. Определение степени загнивания деталей деревянных опор 168

5.4. Измерение сопротивления заземления опор 170
5.5. Измерение габаритов линии 171
5.6. Измерение сопротивления петли «фаза—нуль» на линиях напряжением до 1 кВ 172
5.7. Ремонт воздушных линий электропередачи 173
5.8. Плавка гололеда на проводах линий электропередачи 176
5.9. Ремонт воздушных линий электропередачи под напряжением. 178

6. Совершенствование эксплуатации электрической сети 182

6.1. Оптимизация затрат на техническое обслуживание и ремонт электрической сети 182
6.2. Распределение оптимальных затрат на эксплуатацию электрической сети между отдельными составляющими ... 189
6.3. Выбор целесообразной системы технического обслуживания и ремонта электрической сети 192
6.4. Определение оптимальной продолжительности межремонтного периода для электросетевого оборудования и линий 201
6.5. Определение оптимальной периодичности работ по техническому обслуживанию электрической сети 214
6.6. Периодичность контроля режимов работы электрической сети 218
6.7. Определение периодичности испытаний силовых кабельных линий 6—10 кВ повышенным напряжением 220
6.8. Автоматизация планирования работ по техническому обслуживанию объектов распределительной электрической сети 224
6.9. Автоматизация планирования капитальных ремонтов объектов распределительной электрической сети 228

7. Оценка эффективности мероприятий по повышению пропускной способности электрической сети 233

7.1. Технико-экономическая оценка целесообразности модернизации электросетевого оборудования 233
7.2. Перевод городской сети напряжением 6 кВ на номинальное напряжение 10 кВ 242
7.3. Эффективность замены сечений проводов воздушной линии 249
7.4. Упорядочение мощностей трансформаторов 253

7.5. Определение рациональных мест размыкания петлевой схемы городской электрической сети 256
Литература 259
Предметный указатель 261

Учебное издание

Короткевич Михаил Андреевич

ОСНОВЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Редактор *Е. В. Малышева*
Художественный редактор *А. Г. Звонарев*
Технический редактор *Л. И. Счисленок*
Корректоры *В. П. Шкредова, Л. А. Еркович*
Компьютерный набор и верстка *И. В. Скубий*

Подписано в печать с оригинала-макета издательства «Вышэйшая школа» 16.02.99. Формат 84x108/32. Бумага тип. № 2. Гарнитура «Тип Таймс». Офсетная печать. Усл. печ. л. 14,28. Уч.-изд. л. 13,93. Тираж 3000 экз. Зак. 521.

ГП «Издательство "Вышэйшая школа"». Лицензия ЛВ № 5 от 22.12.97. 220048, Минск, проспект Машерова, 11.

Отпечатано с оригинала-макета заказчика в типографии издательства «Белорусский Дом печати». 220013, Минск, проспект Ф. Скорины, 79.

Короткевич М. А.

К 66 Основы эксплуатации электрических сетей:— Учеб. пособие. — Мн.: Выш. шк., 1999. — 267 с.: ил.

ISBN 985-06-0437-9.

Изложены вопросы построения схем электрических сетей, организации и технологии выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту воздушных и кабельных линий электропередачи, распределительных устройств и трансформаторных подстанций. Большое внимание уделено технико-экономическому обоснованию важнейших направлений совершенствования эксплуатации электрических сетей.

Для студентов электротехнических специальностей вузов. Может быть полезно инженерно-техническому персоналу электрических сетей энергосистем.

УДК 621.39(075.8)
ББК 31.279я73