ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ ВСЕРОССИЙСКИЙ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСКИЙ ИНСТИТУТ

ТЯЖПРОМЭЛЕКТРОПРОЕКТ
имени Ф.Б. ЯКУБОВСКОГО

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

М788-1090

Нормы технологического проектирования

1 Редакция

НТП ЭПП-94

Москва, 1994 г.

gost.e-ecolog.ru

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ ВСЕРОССИЙСКИЙ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСКИЙ ИНСТИТУТ

ТЯЖПРОМЭЛЕКТРОПРОЕКТ
имени Ф.Б. ЯКУБОВСКОГО

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙВ

M788-1090

Нормы технологического проектирования

1 редакция

НТП ЭПП 94

Главный инженер института
А. Г. Смирнов

Начальник технического отдела
А. А. Шалыгин

Ответственный исполнитель
Л. Б. Годгельф

Москва, 1994 г..

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ. НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1-я редакция

1. Область применения 2
2. Общие требования 2
3. Надежность. Резервирование 9
4. Источники питания 11
5. Выбор напряжения 14
6. Схемы распределения электроэнергии. Подстанции 16
6.1. Сети 110 - 330 кВ 16
6.2. Сети 35 кВ 22
6.3. Сети 6 - 10 кВ 24
6.4. Цеховые ТП 29
6.5. Сети до 1 кВ 34
7. Определение электрических нагрузок и расходов электроэнергии 37
8. Расчеты токов КЗ 40
9. Качество электрической энергии 43
10. Компенсация реактивной мощности 47
11. Управление, измерения, сигнализация, противоаварийная автоматика, оперативный ток 52
12. Прокладка внецеховых электрических сетей 59

1. Область применения

1.1. Настоящие нормы технологического проектирования (НТП) содержат основные указания по проектированию систем электроснабжения напряжением свыше и до 1 кВ вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий и приравненных к ним потребителей.

1.2. Настоящие НТП следует рассматривать совместно с требованиями гл. 1.2 ПУЭ "Электроснабжение и электрические сети" [1].

1.3. Требованиями НТП следует руководствоваться при проектировании систем электроснабжения и подстанций промышленных предприятий всех министерств и ведомств, получающих электроэнергию от сетей энергосистем и от собственных электростанций.

К системам электроснабжения подземных, тяговых и других специальных установок могут быть предъявлены дополнительные требования.

1.4. НТП заменяют собой строительные нормы Госстроя СССР СН 174-75 "Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий".

2. Общие требования

2.1. Основными определяющими факторами при проектировании электроснабжения должны быть характеристики источников питания и потребителей электроэнергии, в первую очередь требование к бесперебойности электроснабжения с учетом возможности обеспечения резервирования в технологической части проекта, требования электробезопасности.

2.2. Подключение систем электроснабжения промышленных предприятий к сетям энергосистем производится согласно техническим условиям на присоединение, выдаваемым энергоснабжающей организацией в соответствии с Правилами пользования электрической энергией [2].

2.3. Схемы электроснабжения промышленных предприятий должны разрабатываться с учетом следующих основных принципов:

2.3.1. Источники питания должны быть максимально приближены к потребителям электрической энергии.

2.3.2. Число ступеней трансформации и распределения электроэнергии на каждом напряжении должно быть минимально возможным.

2.3.3. Распределение электроэнергии рекомендуется осуществлять по магистральным схемам. В обоснованных случаях могут применяться радиальные схемы.

2.3.4. Схемы электроснабжения и электрических соединений подстанций должны быть выполнены таким образом, чтобы требуемый уровень надежности и резервирования был обеспечен при минимальном количестве электрооборудования и проводников.

2.3.5. Схемы электроснабжения должны быть выполнены по блочному принципу с учетом технологической схемы предприятия. Питание электроприемников параллельных технологических линий следует осуществлять от разных секций шин подстанций, взаимосвязанные технологические агрегаты должны питаться от одной секции шин.

Питание вторичных цепей не должно нарушаться при любых переключениях питания силовых цепей параллельных технологических потоков.

2.3.6. При построении схемы электроснабжения предприятия, электроприемники которого требуют резервирования питания, должно проводиться секционирование шин во всех звеньях системы распределения электроэнергии, включая шины низшего напряжения цеховых двухтрансформаторных подстанций.

2.3.7. Все элементы электрической сети должны, как правило, находиться под нагрузкой. Наличие резервных неработающих элементов сети должно быть обосновано.

2.3.8. Следует применять, как правило, раздельную работу линий, трансформаторов. В обоснованных случаях, по согласованию с энергоснабжающей организацией, может быть допущена параллельная работа элементов системы электроснабжения (см. п. 6.33).

2.3.9. Выбор мощности трансформаторов и сечений проводников следует производить с учетом устанавливаемых средств компенсации реактивной мощности.

2.4. При проектировании системы электроснабжения промыш-

ленного предприятия совпадение планового ремонта и аварии или наложение аварии на аварию следует учитывать только для электроприемников особой группы I категории и при технико-экономическом обосновании для электроприемников I категории производств со сложным непрерывным длительно восстанавливаемым технологическим процессом.

2.5. На каждом промышленном предприятии должна предусматриваться возможность централизованного отключения в часы максимума нагрузки энергосистемы или в периоды режимных ограничений в подаче электроэнергии (послеаварийные или ремонтные режимы) электроприемников, отнесенных к III категории по бесперебойности электроснабжения.

2.6. При проектировании энергоемких промышленных предприятий должны быть рассмотрены совместно с заказчиком:

2.6.1. Возможность отключения или частичной разгрузки крупных электроприемников в целях снижения электрической нагрузки предприятия в часы максимума нагрузки энергосистемы.

2.6.2. Экономическая целесообразность дополнительной установки крупных технологических агрегатов в целях их отключения или разгрузки в часы максимума нагрузки энергосистемы.

2.7. Выбор типа, мощности и других параметров подстанций, а также их расположение должны обусловливаться значением и характером электрических нагрузок и размещением их на генеральном плане предприятия. При этом должны учитываться также архитектурно-строительные и эксплуатационные требования, расположение технологического оборудования, условия окружающей среды, требования взрывопожарной и экологической безопасности.

2.8. Схемы электрических соединений подстанций и распределительных устройств должны выбираться исходя из общей схемы электроснабжения предприятия и удовлетворять следующим требованиям:

обеспечивать надежность электроснабжения потребителей и переток мощности по магистральным связям в нормальном и в послеаварийном режимах;

учитывать перспективу развития;

допускать возможность поэтапного расширения;

учитывать широкое применение элементов автоматизации и требования противоаварийной автоматики;

обеспечивать возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения соседних присоединений.

2.9. При выборе числа и мощности трансформаторов подстанций промышленных предприятий следует учитывать следующие положения:

2.9.1. Число трансформаторов принимается, как правило, не более двух. Установка более двух трансформаторов может быть принята лишь при соответствующем обосновании в проекте.

В первый период эксплуатации при постепенном росте нагрузки допускается установка одного трансформатора при условии обеспечения резервирования питания потребителей по сетям низшего напряжения.

2.9.2. Мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении любого из них оставшиеся в работе обеспечили с учетом допустимых перегрузок трансформаторов питание электроприемников, необходимых для продолжения работы производства.

2.9.3. На подстанции рекомендуется устанавливать трансформаторы одинаковой мощности.

2.9.4. Однотрансформаторные подстанции следует применять для питания электроприемников III категории. Однотрансформаторные подстанции могут быть также применены для питания электроприемников II категории, если обеспечивается требуемая степень резервирования питания по стороне низшего напряжения при отключении трансформатора.

2.9.5. При росте электрической нагрузки сверх расчетного значения увеличение мощности подстанции рекомендуется производить путем замены трансформаторов более мощными, что должно быть предусмотрено при проектировании строительной части подстанции. Установка дополнительных трансформаторов на действующей подстанции должна быть технико-экономически обоснована.

2.9.6. Выбор мощности трансформаторов, питающих резкопеременную нагрузку, следует производить по среднеквадратичной нагрузке, частоте и значениям пиков тока, как правило, по согласо-

ванию с заводом - изготовителем трансформатора.

2.9.7. Указания по выбору числа и мощности трансформаторов цеховых ТП приведены в пп. 6.4.3 - 6.4.10.

2.10. Допустимые перегрузки в послеаварийном режиме для масляных трансформаторов следует определять согласно требованиям ГОСТ 14209-85 [3], при этом для подстанций промышленных предприятий следует учитывать следующие условия [4]:

2.10.1. Расчетную суточную продолжительность аварийной перегрузки принимать при односменной работе 4 ч, при двух сменной 8 ч, при трехсменной 12 -24 ч.

2.10.2. Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов определять по табл. 2 приложения 3 указанного стандарта с учетом вида их установки:

2.10.2.1. Для трансформаторов, установленных на открытом воздухе, - в зависимости от эквивалентной годовой температуры охлаждающего воздуха района размещения подстанции, определяемой согласно п. 6 приложения 2;

2.10.2.2. Для трансформаторов, установленных в закрытых камерах или в неотапливаемых помещениях (цехах), - при эквивалентной годовой температуре 10 ЦЕЛ;

2.10.2.3. Для внутрицеховых подстанций, установленных в отапливаемых цехах, - при эквивалентной годовой температуре 20 ЦЕЛ.

2.11. Для наружной установки должны применяться масляные трансформаторы, для внутренней установки - масляные и сухие трансформаторы. Применение совтоловых трансформаторов не допускается по экологическим соображениям.

2.12. Системы электроснабжения энергоемких промышленных предприятий должны, как правило, выбираться на основе технико-экономического сравнения сопоставимых вариантов по минимуму приведенных затрат. При выполнении технико-экономических сравнений рекомендуется пользоваться укрупненными показателями стоимости строительства, элементов электроснабжения промышленных предприятий [5] и методическим пособием по выполнению технико-экономических расчетов [6].

2.13. Схема электроснабжения должна, при необходимости,

обеспечить самозапуск электродвигателей ответственных механизмов.

2.14. В проектной практике имеет место деление системы электроснабжения энергоемкого промышленного предприятия на внешнее электроснабжение (электрические сети энергосистемы до приемных пунктов электроэнергии на предприятии) и внутреннее электроснабжение (от приемных пунктов до потребителя предприятия). Так как разработка проектов внешнего и внутреннего электроснабжения ведется, как правило, различными организациями и в разные сроки, при разработке проекта электроснабжения промышленного предприятия должно проводиться взаимное согласование в части определения независимых источников питания, продолжительности перерывов питания при различных нарушениях в сетях энергосистем, времен действия РЗиА и т. п.

2.15. Система электроснабжения промышленного предприятия должна учитывать очередность его сооружения. Сооружение последующих очередей строительства не должно приводить к нарушению или снижению надежности электроснабжения действующих производств.

Система электроснабжения должна обеспечивать возможность роста потребления электроэнергии предприятием без коренной реконструкции системы электроснабжения.

2.16. Месторасположения подстанций, выделение зон для рационального размещения линий электропередачи, токопроводов, кабельных сооружений следует определять совместно с генеральной проектной организацией на разных стадиях проектирования цехов и генерального плана. Следует учитывать, что реализация систем глубокого ввода, как правило, невозможна без предварительной совместной проработки генплана предприятия.

2.17. При проектировании системы электроснабжения промышленного предприятия следует учитывать потребность в электроэнергии сторонних близлежащих потребителей во избежание нерациональных затрат на их локальное электроснабжение.

2.18. Во всех случаях, где это возможно по исполнению электрооборудования, климатическим условиям, пожарной безопасности, загрязненности окружающей среды, рекомендуется предусматривать установку распределительных устройств, трансформато-

ров, реакторов, конденсаторных установок и т. п.

2.19. Применение нового электрооборудования, не освоенного серийным производством, следует производить с согласия заказчика и завода-изготовителя.

2.20. В объектах электроснабжения должны, как правило, применяться комплектные крупноблочные электротехнические устройства. Схемные и конструктивные решения следует в максимальной степени унифицировать.

2.21. При проектировании надлежит предусматривать мероприятия, обеспечивающие возможность ведения электромонтажных работ индустриальными методами.

2.22. Подстанции, как правило, должны проектироваться с учетом эксплуатации их без постоянного дежурного персонала с применением простейших устройств автоматики, сигнализации и т.п.

2.23. Если подстанция будет обслуживаться персоналом разных организаций, то необходимо предусматривать мероприятия, обеспечивающие доступ персонала каждой организации только в обслуживаемые им помещения и к обслуживаемому им оборудованию.

2.24. Определения понятий и терминов, содержащихся в настоящих НТП, полностью соответствуют приведенным в главах ПУЭ [1].

2.25. Выбор изоляции ВЛ, внешней изоляции электрооборудования распределительных устройств и трансформаторов классов напряжения 6 - 330 кВ, расположенных в районах с чистой и загрязненной атмосферой, следует производить согласно указаниям по проектированию изоляции в районах с чистой и загрязненной атмосферой [7].

2.26. Подстанции, сооружаемые в районах вечной мерзлоты, должны отвечать требованиям указаний по проектированию подстанций в северных районах [8].

2.27. При проектировании молниезащиты закрытых и открытых распределительных устройств, подстанций и воздушных линий электропередачи следует руководствоваться требованиями ПУЭ.

Молниезащита объектов электроснабжения, расположенных в производственных зданиях и сооружениях, должна выполняться согласно указаниям по устройству молниезащиты зданий, сооружений

[9].

2.28. Эксплуатация объектов электроснабжения промышленного предприятия должна производиться согласно правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей [10] и правилам технической безопасности [11], утвержденным Госэнергонадзором.

2.29. При выполнении проекта электроснабжения промышленного предприятия следует предусматривать помещения и оборудование цеха (участка) сетей и подстанций для обслуживания подстанций, в том числе преобразовательных, воздушных линий 6 кВ и выше, межцеховых кабельных сетей напряжением до и выше 1 кВ, установок и сетей наружного освещения, трансформаторно-масляного хозяйства и др.

Штаты отделов и служб цеха сетей и подстанций определяются отраслевыми нормами.

2.30. Отступления от требований и рекомендаций НТП должны быть обоснованы в проекте, при несоблюдении требований безопасности (электробезопасности, пожарной, экологической и др.) должны быть проведены согласования в установленном порядке.

2.31. Оформление рабочей документации и ее состав при разработке системы электроснабжения промышленного предприятия должны соответствовать требованиям государственного стандарта "СПДС. Правила выполнения рабочей документации электроснабжения предприятий, зданий, сооружений".

3. Надежность. Резервирование

3.1. Категорирование электроприемников (ЭП) по надежности электроснабжения должно производиться согласно требованиям гл. 1.2 ПУЭ. При этом не следует допускать необоснованного отнесения ЭП к более высокой категории, а именно:

3.1.1. ЭП, работающие на склады, промежуточные накопители, выполняющие вспомогательные технологические операции, часть оборудования инженерного обеспечения здания, следует относить к III категории. Отнесение указанных электроприемников ко II категории приводит к необоснованному завышению не только мощностей устанавливаемых трансформаторов, но и требований к энерго-

снабжающей организации по обеспечению резервирования питания потребителей.

Ко II категории следует относить только такое технологическое и другое оборудование, без которого невозможно продолжение работы основного производства на время послеаварийного режима.

3.1.2. ЭП, отключение которых приводит к массовому недоотпуску продукции, нередко относят не ко II категории, а к I категории, мотивируя это решение тем, что наносится "значительный ущерб народному хозяйству". Некоторая нечеткость формулировок гл. 1.2 ПУЭ не может быть основанием для перевода ЭП крупного производства из II в I категорию.

Понятие "значительный ущерб народному хозяйству" следует относить к группе производств, региону, отрасли, но не к одному предприятию.

3.1.3. При проектировании электроустановок имеют место случаи отнесения систем управления некоторых производств к электроприемникам особой группы I категории, хотя электроприемники самого производства относятся к I категории. Некоторые информационные системы, не работающие в реальном масштабе времени, также относятся к ЭП особой группы I категории. Необоснованное отнесение ЭП I категории к особой группе значительно удорожает затраты на систему электроснабжения.

3.2. Понятие "категория ЭП по надежности электроснабжения" не следует относить к потребителю в целом, в том числе к цехам, участкам, корпусам и т. д. Это понятие правомерно только в отношении индивидуального ЭП. Для потребителя характерно лишь сочетание в различных пропорциях ЭП категорий I, II и III.

3.3. Надежность электроснабжения потребителя обеспечивается выполнением требуемой степени резервирования. Для продолжения работы основного производства в послеаварийном режиме необходима работа всех ЭП, отнесенных к I и II категориям, следовательно питание этих ЭП должно резервироваться. Резервировать питание ЭП III категории не требуется. При проектировании следует для каждого потребителя определять требуемую степень резервирования, равную отношению электрической нагрузки ЭП, рабо-

та которых необходима для продолжения работы (ЭП I и II категорий), к суммарной электрической нагрузки потребителя.

3.4. Значение требуемой степени резервирования для промышленных предприятий может меняться от 1 (отсутствуют ЭП III категории, и должно быть обеспечено 100%-ное резервирование питания электрической нагрузки при нарушениях в системе электроснабжения) до 0 (отсутствуют ЭП I и II категорий, и резервирование питания нагрузки не требуется). Выбор элементов схемы электроснабжения, производимый, как правило, по данным послеаварийного режима, следует выполнять во всех случаях согласно требуемой степени резервирования с учетом перегрузочной способности устанавливаемого электрооборудования.

3.5. Надежность электроснабжения промышленного предприятия со сложным непрерывным технологическим процессом (НТП), требующим длительного времени на восстановление рабочего режима при нарушении системы электроснабжения, определяется помимо требуемой степени резервирования длительностью перерыва питания при нарушениях в системе электроснабжения и ее сопоставлением с предельно допустимым временем перерыва электроснабжения, при котором возможно сохранение НТП данного производства. При невозможности обеспечения НТП необходимо осуществлять технологическое резервирование. Разработка проекта электроснабжения предприятия с НТП должна производиться совместно с энергоснабжающей организацией и организацией, выполняющей проектирование технологии и технологической автоматики.

4. Источники питания

4.1. Основными источниками питания промышленных предприятий, как правило, являются электроустановки энергосистем (электростанции, подстанции, линии электропередачи).

При сооружении предприятия в районе, не имеющем связи с энергосистемой, источником питания является собственная автономная электростанция (ТЭЦ, ГТЭС и др.).

4.2. При централизованном электроснабжении на крупных промышленных предприятиях может предусматриваться сооружение собс-

твенного источника питания:

- при значительной потребности в паре и горячей воде для производственных целей;

- при наличии на предприятии отходного топлива (газа и т. п.) и целесообразности его использования для электростанции;

- при недостаточной мощности энергосистемы;

- при наличии повышенных требований к бесперебойности питания, когда собственный источник необходим для резервирования электроснабжения.

4.3. Электростанции, используемые в качестве собственных источников питания, должны быть электрически связаны с ближайшими электрическими сетями энергосистемы. Связь может осуществляться либо непосредственно на генеральном напряжении, либо на повышенном напряжении через трансформаторы связи. Пропускная способность линий и трансформаторов связи определяется исходя из следующего:

4.3.1. Если вся нагрузка предприятия покрывается собственной электростанцией, пропускная способность линий и трансформаторов связи с энергосистемой должна обеспечивать:

получение недостающей мощности при выходе из работы наиболее мощного генератора;

передачу избыточной мощности электростанции в энергосистему при всех возможных режимах.

4.3.2. Если мощность собственной электростанции недостаточна для покрытия всей нагрузки предприятия, то кроме соблюдения условий п. 4.3.1 необходимо, чтобы при выходе из работы одного трансформатора связи оставшаяся мощность трансформаторов связи и генераторов собственной электростанции обеспечивала питание электроприемников I и II категорий.

4.4. Промышленное предприятие с электроприемниками I и II категорий должно обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервируемых источников питания. Выбор независимых источников питания осуществляет энергоснабжающая организация, которая в технических условиях на присоединение указывает характеристики внешних источников питания.

Из указанных характеристик разработчику проекта электрос-

набжения предприятия рекомендуется обратить особое внимание на ряд факторов, определяющих бесперебойность питания электроприемников при аварийном отключении одного из независимых источников питания.

4.4.1. Установившееся значение напряжения на оставшемся источнике питания в послеаварийном режиме должно быть не менее 0,9Uн.

4.4.2. При аварийном отключении одного из источников питания и действии релейной защиты и автоматики на оставшемся источнике питания может иметь место кратковременное снижение напряжения. Если значение провала напряжения и его длительность таковы, что вызывают отключение электроприемников на оставшемся источнике питания, то эти источники питания не могут считаться независимыми. Значение остаточного напряжения на резервирующем источнике питания при КЗ на резервируемом источнике питания должно быть не менее 0,7Uн.

4.4.3. Мощности независимых источников питания в послеаварийном режиме определяются исходя из требуемой степени резервирования системы электроснабжения предприятия.

4.5. Число независимых источников питания, обеспечивающих электроснабжение предприятия с электроприемниками I и II категорий, может быть принято в обоснованных случаях больше двух (например, при протяженных линиях, прокладываемых в неблагоприятных условиях, при недостаточной надежности одного из независимых источников питания).

4.6. Для электроснабжения электроприемников особой группы I категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого источника питания. В качестве таких источников питания могут быть использованы собственные электростанции и электростанции энергосистем (в частности, шины генераторного напряжения), агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т. п.

Назначение третьего независимого источника питания - обеспечить безаварийный останов производства. Завышение мощности третьего источника в целях его использования для продолжения работы производства при отключении двух основных независимых

источников питания может быть допущено только при выполнении в проекте обосновывающего расчета.

4.7. Использование электростанции или ее отдельных генераторов в качестве третьего независимого источника питания для электроприемников особой группы I категории возможно при условии принятия специальных мер, обеспечивающих сохранностть этого источника при тяжелых системных авариях. К таким мерам относится применение устройства делительной автоматики на связях данного источника питания с энергосистемой и быстродействующих систем регулирования.

4.8. Схема электроснабжения электроприемников особой группы I категории должна обеспечивать:

постоянную готовность третьего независимого источника и автоматическое его включение при исчезновении напряжения на обоих основных источниках питания;

перевод независимого источника в режим горячего резерва при выходе из работы одного из двух основных источников питания.

В обоснованных случаях может быть допущено ручное включение третьего независимого источника питания.

5. Выбор напряжения

5.1. Питание энергоемких предприятий от сетей энергосистемы следует осуществлять на напряжении 110, 220 или 380 кВ. Выбор напряжения питающей сети зависит от потребляемой предприятием мощности и от напряжения сетей энергосистемы в данном районе. При неоднозначности выбора напряжение питающей сети должно быть принято на основе технико-экономического сравнения сопоставимых вариантов.

5.2. Питание предприятий с незначительной нагрузкой следует осуществлять от сетей энергосистемы на напряжении 6, 10 , реже 35 кВ. Выбор напряжения питающей сети осуществляет, как правило, энергоснабжающая организация в зависимости от потребляемой предприятием мощности. Питание предприятий с малой нагрузкой может осуществляться на напряжении 0,4 кВ либо от сетей

энергосистемы , либо от сетей 0,4 кВ соседнего предприятия.

5.3. Распределительную сеть промышленных предприятий (от пункта приема электроэнергии до распределительных и трансформаторных подстанций) рекомендуется выполнять на напряжении 10 кВ.

Применение напряжения 6 кВ в качестве распределительного следует ограничивать. Использование напряжения 6 кВ рационально для предприятий, где устанавливается значительное количество двигателей 6 кВ небольшой мощности (до 500 кВт), а также в случае реконструкции или расширения действующего производства, ранее запроектированного на напряжение 6 кВ.

5.4. Распределительную сеть энергоемкого производства при сооружении нескольких ПГВ рекомендуется выполнять на напряжении 110 кВ.

5.5. Применение напряжения 35 кВ в качестве распределительного может быть принято для предприятия при следующих условиях: ближайшие сети энергосистемы имеют напряжение 35 кВ, на предприятии отсутствуют электродвигатели высокого напряжения и невелико количество цеховых ТП 35/0,4 кВ.

5.6. При применении напряжения 660 В взамен 380 В следует учитывать нижеизложенное.

5.6.1. На напряжение 660 В не могут быть переведены люминесцентные светильники, лампы накаливания, тиристорные преобразователи электроприводов, питаемые напряжением 380 В, установки КИП и А, средства автоматизации, исполнительные механизмы, электродвигатели до 0,4 кВт и др. Необходимость устройства для одного объекта сетей напряжением 660 и 380 В делает применение напряжения 660 В малоэффективным.

5.6.2. В первую очередь напряжение 660 В рекомендуется применять для вновь строящихся объектов, характеризуемых следующими признаками:

- применение напряжения 660 В позволяет отказаться от сооружения разветвленной сети 380 В;

- основную часть ЭП составляют низковольтные нерегулируемые электродвигатели переменного тока мощностью свыше 10 кВт;

- длины кабелей питающей и распределительной сетей низкого напряжения отличаются протяженностью;

- поставщики технологического оборудования (станков, автоматических линий, прессов, термического и сварочного оборудования, кранов и т. п.) обеспечивают поставку комплектуемого электрооборудования и систем управления на напряжение 660 В.

5.6.3. Перевод электродвигателей мощностью 250-500 кВт с напряжения 6 кВ на напряжение 660 В экономически нецелесообразно. Питание таких электродвигателей следует выполнять на напряжении 10 кВ или от трансформаторов (индивидуальных или групповых) 10/6 кВ. При значительном количестве двигателей 6 кВ следует рассматривать возможность их питания от трансформаторов с расщепленными обмотками напряжением 110-220/6/10 кВ.

5.6.4. Установки 660 В следует применять с заземленной нейтралью.

5.6.5. Цепи управления электродвигателями 660 В рекомендуется принимать на напряжение 220 В с питание от индивидуальных понижающих трансформаторов 660/220 В.

6. Схемы распределения электроэнергии. Подстанции

6.1. Сети 110 - 330 кВ

6.1.1. Количество и вид приемного пункта (пункт приема электрической энергии от сети энергосистемы) определяются в зависимости от значения и территориального расположения электрической нагрузки предприятия, требований надежности электроснабжения, очередности строительства предприятия, условий подключения к сети энергосистемы.

Не рекомендуется сооружение на предприятии более двух приемных пунктов.

6.1.2. Системы электроснабжения с двумя приемными пунктами электроэнергии следует применять:

- при повышенных требованиях к надежности питания электроприемников I категории;

- при двух обособленных группах потребителей на площадке предприятия;

- при поэтапном развитии предприятия в тех случаях, когда

для питания нагрузок второй очереди целесообразно сооружение отдельного приемного пункта электроэнергии;

- во всех случаях, когда применение двух приемных пунктов экономически целесообразно.

В указанных случаях приемные пункты должны быть территориально разобщены и размещаться, как правило, по разные стороны предприятия. Должна быть исключена возможность одновременного попадания приемных пунктов в факел загрязнения.

6.1.3. При построении системы электроснабжения предприятия во всех случаях, где это возможно, следует применять схемы глубоких вводов 110-330 кВ как наиболее экономичной и надежной системы распределения электроэнергии.

6.1.4. Для предприятий с электрической нагрузкой, составляющей десятки мегаватт, приемными пунктами могут быть главные понижающие подстанции (ГПП), подстанции глубокого ввода (ПГВ).

Для крупных энергоемких предприятий с электрической нагрузкой порядка 100-150 МВт и выше в качестве приемных пунктов могут быть использованы узловые распределительные подстанции (УРП) с первичным напряжением 220-500 кВ. Краткая характеристика указанных приемных пунктов приведена в пп. 6.1.5 - 6.1.9.

6.1.5. ГПП осуществляет прием электроэнергии из энергосистемы на напряжениях 110-330 кВ, ее трансформацию и распределение на напряжениях 6-35 кВ. На ГПП устанавливаются, как правило, понижающие трансформаторы мощностью от 10 до 80 МВА.

По требованию энергоснабжающей организации на ГПП может осуществляться и распределение электроэнергии на первичном напряжении 110-330 кВ.

ГПП обычно размещается на границе предприятия со стороны подвода воздушных питающих линий, если этому не препятствуют условия загрязнения изоляции.

6.1.6. ПГВ осуществляет прием электроэнергии из энергосистемы на напряжениях 110-220 кВ и является разновидностью ГПП, отличается от нее расположением (в непосредственной близости от энергоемкого цеха, корпуса) и простейшей схемой на стороне 110-220 кВ (блок "линия-трансформатор"). При проектировании электроснабжения энергоемких производств должна быть во всех случаях

рассмотрена возможность выполнения разукрупненных глубоких вводов 110-220 кВ.

6.1.7. Целесообразность сооружения и месторасположение УРП рассматриваются совместно с энергоснабжающей организацией при строительстве крупного энергоемкого производства, где намечается сооружение нескольких ГПП или ПГВ. При этом должна также учитываться возможность питания от УРП других промышленнных предприятий и прочих объектов, размещаемых в данном районе. В зависимости от схемы районной сети, предполагаемых электрических нагрузок, других местных условий определяется схема соединений УРП.

В большинстве случаев УРП осуществляют прием и распределение электрознергии при питающих напряжениях 220-500 кВ, частичную трансформацию мощности на напряжения 110-220 кВ и ее распределение по территории предприятия и к другим потребителям.

При напряжении питающей сети энергосистемы 110-220 кВ и целесообразности сооружения УРП для питания нескольких ГПП или ПГВ функции УРП состоят в приеме и распределении мощности на напряжении 110-220 кВ без ее трансформации.

УРП по своей сути являются районными подстанциями и при разработке проекта электроснабжения должно быть принято решение о передаче УРП в ведение энергоснабжающей организации. В этих случаях УРП размещается поблизости от строящегося предприятия, но вне его промплощадки.

6.1.8. В тех случаях, когда УРП предназначается для питания нескольких ПГВ одного предприятия, следует рассмотреть возможность и целесообразность размещения УРП на территории предприятия как распределительной подстанции 110-220 кВ глубокого ввода. При высокой плотности застройки предприятия рекомендуется сооружение ЗРУ 110-220 кВ или, в целях уменьшения объема строительных работ, сокращения занимаемых площадей, повышения надежности электроснабжения, принять электрооборудование распределительной подстанции 110-220 кВ с элегазовой изоляцией.

Питание подобной УРП может быть осуществлено как воздушными, так и кабельными линиями. Эксплуатация УРП, размещенной на промплощадке, должна осуществляться персоналом про-

мышленного предприятия.

6.1.9. При питании промышленных предприятий от сетей энергосистемы напряжением 110 кВ следует рассматривать целесообразность применения в качестве приемных пунктов комплектных подстанций 110 кВ заводского изготовления блочной конструкции серии КТПБ.

6.1.10. Питание ГПП, ПГВ, УРП от сетей энергосистемы должно выполняться не менее чем по двум линиям, подключенным к независимым источникам питания.

При выходе из строя одной из питающих линий оставшиеся в работе линии должны обеспечить всю нагрузку предприятия. При выходе из строя одного независимого источника питания оставшиеся в работе источники питания должны обеспечить питание всех электроприемников I и II категории, которые необходимы для функционирования основных производств.

Выбор схем питающей сети (магистральные или радиальные) и их конструктивного исполнения (воздушные или кабельные) питающих линий 110-220 кВ определяется технико-экономическими сопоставлениями с учетом генплана и особенностей данного предприятия, взаимного расположения районных подстанций и пунктов ввода, ожидаемой перспективы развития существующей схемы электроснабжения, степени загрязнения атмосферы.

При этом рекомендуются следующие решения:

- питание УРП,ГПП, ПГВ от сетей энергосистемы выполнять ВЛ;
- питание ГПП, ПГВ от УРП также выполнять ВЛ. При высокой плотности застройки следует применять кабельные линии 110-220 кВ;
- при значительном удалении УРП от промплощадки на границе последней могут быть сооружены переходные пункты 110-220 кВ для перехода на кабельные линии;
- при применении ВЛ могут быть применены как радиальные, так и магистральные схемы питания;
- при значительной доле электроприемников I категории питание приемных пунктов следует выполнять двумя одноцепными ВЛ или шлейфовым заходом секционированной двухцепной ВЛ с двухсторонним питанием.

6.1.11. Выбор схемы электрических соединений на стороне высокого напряжения 110-330 кВ подстанций рекомендуется производить в следующей последовательности, начиная с простейших схем:

- блок "линия-трансформатор" с разъединителем, отделителем, выключателем;
- два блока с неавтоматической перемычкой со стороны линий;
- мостики разных видов с выключателями;
- четырехугольники;
- одна рабочая секционированная и обходная система шин;
- две рабочие и обходная системы шин;
- две рабочие секционированные и обходная системы шин.

При выборе схем электрических соединений подстанций промышленных предприятий следует руководствоваться типовыми материалами для проектирования подстанций, разработанными институтом Энергосетьпроект [13].

Выбор конкретной схемы электрических соединений на стороне высокого напряжения 110-330 кВ подстанции должен быть обоснован в проекте.

6.1.12. Отделители на стороне высокого напряжения подстанций могут применяться как с короткозамыкателями, так и с передачей отключающего импульса на выключатель головного участка питающей линии. Выбор способа передачи отключающего импульса определяется в зависимости от удаленности питающей подстанции, мощности трансформатора, характера потребителя, требований по надежности отключения.

Применение короткозамыкателей на подстанциях промышленных потребителей не должно вызывать нарушений электроснабжения ответственных потребителей из-за появления недопустимых по значению и времени отклонений и провалов напряжения в распределительной сети.

6.1.3. ГПП, ПГВ рекомендуется выполнять двухтрансформаторными. В следующих случаях может быть рассмотрена целесообразность установки трех трансформаторов:

- при наличии крупных сосредоточенных электрических нагрузок;

- при необходимости выделения питания крупных резкопеременных нагрузок на отдельные трансформаторы;

- для цехов и предприятий со значительным количеством электроприемников особой группы I категории и электроприемников I категории, к питанию которых предъявляются повышенные требования в отношении надежности.

В обоснованных случаях на ГПП могут быть установлены автотрансформаторы.

6.1.14. Приемные пункты электроэнергии промышленных предприятий, имеющих в своем составе мощные электроприемники с резкопеременными графиками нагрузки, рекомендуется подключать к сетям энергосистем 110-330 кВ с возможно большими токами КЗ. При выделении этих электроприемников на отдельные трансформаторы последние следует подключать к сети общего назначения 110-330 кВ с наибольшими значениями токов КЗ.

6.1.15. Предохранители на стороне высшего напряжения подстанций 110 кВ с двухобмоточными трансформаторами могут применяться при условии обеспечения селективности предохранителей и релейной защиты линий высшего и низшего напряжений. Установка предохранителей не допускается для трансформаторов напряжением 110 кВ, нейтраль которых в процессе эксплуатации может быть разземлена.

6.1.16. Закрытые распределительные устройства напряжением 110-220 кВ могут быть применены в следующих случаях:

- в районах с загрязненной атмосферой;

- в районах с минимальными расчетными температурами окружающего воздуха ниже допустимых для электрооборудования;

- размещение открытого распредустройства невозможно по условиям застройки площадки.

Решение о сооружении закрытого РУ 110-220 кВ должно быть обосновано в проекте.

6.1.17. Проектирование генерального плана подстанции 110-330 кВ, дорог на территории подстанции, объектов масляного, пневматического хозяйства следует производить согласно требованиям гл. 4.2 ПУЭ "Распределительные устройства и подстанции напряжением выше 1 кВ" [1] и норм технологического проектирова-

ния подстанций 35-750 кВ [12].

На подстанциях напряжением до 330 кВ не следует предусматривать стационарные грузоподъемные устройства для ревизии трансформаторов. Для этой цели может использоваться портал ошиновки трансформатора или инвентарное грузоподъемное устройство (передвижной кран).

6.2 Сети 35 кВ

6.2.1. Решение о питании промышленного предприятия от сетей энергосистемы 35 кВ следует принимать при отсутствии в районе строительства предприятия сетей энергосистемы 6-10 и 110 кВ.

6.2.2. В зависимости от потребляемой мощности и состава электроприемников в качестве приемного пункта электроэнергии на предприятии могут быть применены:

6.2.2.1. Трансформаторная подстанция 35/6-10 кВ с трансформаторами мощностью 1,6 - 10 МВА, с типовой схемой РУ-35 кВ согласно разработке института Энергосетьпроект "Схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6 - 750 кВ подстанции". Для двухтрансформаторной подстанции РУ 6-10 кВ следует выполнять с одной одиночной, секционированной выключателем системой шин.

6.2.2.2. Комплектная подстанция 35/6-10 кВ заводского изготовления блочной конструкции серии КТПБ.

6.2.2.3. Трансформаторная подстанция 35/0,4 кВ с трансформаторами мощностью до 2,5 МВА. При этом надо учитывать, что на предприятии должны отсутствовать высоковольтные электроприемники, а предельная нагрузка предприятия может быть ограничена мощностью устанавливаемых трансформаторов.

6.2.3. Питание указанных приемных пунктов рекомендуется выполнять воздушными линиями электропередачи 35 кВ.

6.2.4. Количество устанавливаемых на подстанциях трансформаторов и число цепей ВЛ-35 кВ определяются в зависимости от категории подключенных электроприемников по бесперебойности электроснабжения.

При необходимости компенсации емкостных токов на подстанции должны устанавливаться заземляющие реакторы.

6.2.5. На отдельных энергоемких предприятиях для питания мощных специфических электроприемников (электропечей, преобразовательных установок и др.) должна быть создана локальная сеть 35 кВ, не являющаяся сетью общего назначения. Источниками питания этой сети являются сетевые или специальные трансформаторы 110-330/35 кВ, мощные трехобмоточные автотрансформаторы с обмоткой среднего напряжения 35 кВ. Питание электроприемников осуществляется от РУ-35 кВ радиальными кабельными линиями 35 кВ. Передача мощности от источников питания до РУ-35 кВ выполняется либо магистральными токопроводами 35 кВ, либо кабельными линиями 35 кВ.

6.2.6. При построении системы электроснабжения на напряжении 35 кВ для мощных ДСП с печными трансформаторами 35 кВ следует руководствоваться следующими положениями:

6.2.6.1. Питание ДСП должно осуществляться от РУ-35 кВ печной подстанции, к которой не следует подключать сторонних потребителей.

6.2.6.2. К одной секции сборных шин 35 кВ может быть подключено несколько ДСП-25 и ДСП-50. Каждая ДСП-100И6 с печным трансформатором 80 МВА подключается к отдельной секции сборных шин 35 кВ, питаемой от сетевого трансформатора общего назначения 160 МВА, 220-330/35 кВ либо от двух, включенных параллельно, сетевых трансформаторов общего назначения 63 - 80 МВА, 110-220 /35 кВ.

6.2.6.3. По мере освоения электропромышленностью специальных динамически стойких сетевых трансформаторов 100 МВА последние следует устанавливать взамен трансформаторов общего назначения.

6.2.6.4. Учитывая недостаточную надежность сетевых трансформаторов общего назначения 160 МВА, допускается осуществлять их резервирование путем установки третьего трансформатора 160 МВА при двух печных агрегатах. При наличии одной ДСП резервирование сетевого трансформатора 160 МВА не выполняется. Также не следует резервировать специальные динамически стойкие сете-

вые трансформаторы.

6.2.6.5. При двух ДСП с печными трансформаторами мощностью до 80 МВА должны рассматриваться возможность и целесообразность параллельной работы сетевых трансформаторов на стороне 35 кВ.

6.2.6.6. На шинах РУ-35 кВ печной подстанции должно поддерживаться выбором соответствующей отпайки сетевого трансформатора напряжение холостого хода, равное максимально допустимому напряжению печного трансформатора. При работе ДСП напряжение на сборных шинах 35 кВ должно быть в пределах 38,5-35 кВ.

6.2.6.7. Сетевые трансформаторы 110-330/35 кВ следует подключать к сетям 110-330 кВ энергосистемы в точках с наибольшими значениями токов КЗ.

6.3. Сети 6-10 кВ

6.3.1. Электроснабжение предприятий с незначительной электрической нагрузкой осуществляется, как правило, от сетей энергосистемы 6-10 кВ. В качестве приемных пунктов могут быть применены:

центральная распределительная подстанция (ЦРП) или распределительная подстанция (РП) при нагрузке порядка 5-15 МВт;

распределительно-трансформаторная подстанция (РТП) при нагрузке предприятия, составляющей несколько мегаватт.

Питание указанных подстанций от сетей энергосистемы может производится кабельными или воздушными линиями 6-10 кВ как по радиальной, так и по магистральной схеме распределения электроэнергии. Подстанции сооружаются отдельно стоящими или сблокированными с другими зданиями.

6.3.2. Распределительные устройства 6-10 кВ ГПП и ПГВ являются по существу основными распределительными подстанциями 6-10 кВ предприятия. От РУ 6-10 кВ ГПП питаются вторичные РП 6-10 кВ, электроприемники 6-10 кВ и ТП 6-10/0,4 кВ. РУ 6-10 кВ ПГВ является, как правило, единственной распределительной подстанцией крупного цеха, корпуса или предприятия и от нее получают питание электроприемники и ТП 6-10/0,4 кВ. Помещение РУ 6-10 кВ ПГВ рекомендуется пристраивать или встраивать в производственное здание.

6.3.3. РУ 6-10 кВ двухтрансформаторных ГПП, ПГВ рекомендуется выполнять с двумя одиночными секционированными выключателями системами шин, подключаемых к расщепленным обмоткам понижающих трансформаторов или к ветвям сдвоенного реактора с общей точкой, установленного на выводе трансформатора без расщепленной обмотки.

При установке трансформаторов с нерасщепленной обмоткой (16 МВА и менее) на двухтрансформаторных ГПП и ПГВ рекомендуется выполнение РУ 6-10 кВ с одной одиночной секционированной выключателем системой шин.

Секционированные системы сборных шин 6-10 кВ работают, как правило, раздельно. В случаях, когда при раздельном режиме работы систем сборных шин действие АВР (даже быстродействующего) приводит к расстройству сложного технологического процесса, следует рассматривать возможность и целесообразность параллельной работы систем сборных шин 6-10 кВ.

6.3.4. В случае установки на двухтрансформаторных ГПП, ПГВ трансформаторов с расщепленными обмотками на различные напряжения (6 и 10 кВ) распределительное устройство для каждого из напряжений следует выполнять с одной одиночной секционированной выключателем системой шин.

6.3.5. РУ 6-10 кВ однотрансформаторных ГПП, ПГВ следует выполнять, как правило, с одной одиночной несекционированной системой шин для трансформаторов с нерасщепленной обмоткой и с одной одиночной секционированной системой шин для трансформаторов с расщепленной обмоткой.

6.3.6. Вторичные распределительные подстанции РП 6-10 кВ, питающиеся от ГПП, ЦРП, рекомендуется сооружать для удаленных от ГПП, ЦРП потребителей (компрессорных и насосных станций, производственного корпуса с несколькими ТП 6-10/0,4 кВ). При числе отходящих линий 6-10 кВ менее 8 целесообразность сооружения РП должна быть обоснована. Предельная, подключаемая к РП, нагрузка определяется исходя из пропускной способности выключателя линии, питающей РП. РП 6-10 кВ следует выполнять с одной одиночной секционированной выключателем системой шин.

6.3.7. Число ступеней распределения электроэнергии на нап-

ряжении 6-10 кВ не должно для промышленных предприятий быть, как правило, более двух. Рекомендуемые ступени распределения приведены в табл.

Источник питания	I ступень	II ступень
РУ 6-10 кВ ГПП	ТП, ЭП	
РУ 6-10 кВ ГПП	РП	ТП, ЭП
РУ 6-10 кВ ПГВ	ТП, ЭП	
ЦРП 6-10 кВ	РП	ТП, ЭП
ЦРП 6-10 кВ	ТП, ЭП	
РП 6-10 кВ	ТП, ЭП	

Электроприемниками 6-10 кВ (ЭП) являются электродвигатели, термические установки, преобразовательные подстанции и установки.

6.3.8. Распределение электроэнергии от ГПП, ЦРП до РП 6-10 кВ может выполняться по радиальным, магистральным и смешанным схемам в зависимости от территориального расположения нагрузок, потребляемой мощности, требований надежности, условий окружающей среды. Магистральным схемам следует, как правило, отдавать предпочтение как более экономичным.

Кольцевые магистрали на предприятиях допускается применять для питания потребителей III и частично II категории при соответствующем расположении питаемых ими групп подстанций и при единичной мощности трансформаторов не более 630 кВА.

6.3.9. Магистральные схемы распределения электроэнергии при напряжении 6-10 кВ рекомендуется осуществлять токопроводами, отличающимися большей надежностью по сравнению с линиями, выполненными из большого числа параллельных кабелей. Для энергоемких предприятий могут быть рекомендованы следующие магистральные схемы, выполненные токопроводами 6-10 кВ:

- от трансформаторов ГПП по магистралям получают питание несколько РП 6-10 кВ;

- от шин генераторного напряжения ТЭЦ, собственной элект-

ростанции прокладываются магистрали до РП 6-10 кВ, расположенных по промплощадке предприятия. Трасса токопровода в этом случае, в основном, проходит вне площадки.

Для указанных схем распределения следует применять, как правило, двухцепные токопроводы. Применение двух одноцепных токопроводов взамен двухцепного токопровода должно быть обосновано в проекте.

Питание двух РП 6-10 кВ может быть выполнено по магистральной кабельной линии, если этому не препятствует расположение РП и значение электрической нагрузки.

6.3.10. Радиальные схемы распределения электроэнергии при напряжении 6-10 кВ следует применять при нагрузках, расположенных в различных направлениях от источника питания. Эти сети, как правило, следует выполнять кабельными линиями.

Радиальным схемам питания секций 6-10 кВ следует отдавать предпочтение по сравнению с магистральными схемами при повышенных требованиях к надежности электроснабжения электроприемников, подключенных к этим секциям (при питании от РП, в основном, электроприемников I категории).

6.3.11. Питание индивидуальных электроприемников 6-10 кВ (двигателей, печей, преобразовательных подстанций и установок и т.п.) следует выполнять радиальными кабельными линиями от секций 6-10 кВ подстанции. Питание ТП 6-10/0,4 кВ может выполняться кабельными линиями как по радиальной, так и по магистральной (к одной магистрали могут быть подключены до трех трансформаторов мощностью 1000 кВА или два трансформатора мощностью 1600 кВА) схеме. Отказ от магистральных схем питания ТП должен быть обоснован в проекте.

6.3.12. Для промышленных предприятий могут быть допущены схемы с присоединением под один выключатель 6-10 кВ двух кабельных линий, идущих к разным двухсекционным РП 6-10 кВ или разным двухтрансформаторным ТП. В этом случае питание указанных РП и ТП должно предусматриваться не менее чем по двум линиям, отходящим от разных секций источника питания.

6.3.13. При питании специфических (нелинейных, резкопеременных и несимметричных) нагрузок 6-10 кВ следует руководство-

ваться следующими положениями:

6.3.13.1. Питание специфических нагрузок в нормальном режиме рекомендуется производить от отдельной секции сборных шин 6-10 кВ, если этому не препятствует значение электрической нагрузки.

6.3.13.2. Трансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ, от которых получают питание осветительные приборы с лампами накаливания и чувствительные к изменениям ПКЭ электроприемники, следует подключать к секции сборных шин 6-10 кВ, не питающей специфические нагрузки.

6.3.13.3. Указанные в пп. 6.3.13.1, 6.3.13.2 секции сборных шин 6-10 кВ рекомендуется подключать к разным ветвям расщепленной обмотки низкого напряжения сетевого трансформатора 110-330/6-10 кВ мощностью 25 МВА и более. В случае установки сетевых трансформаторов с нерасщепленными обмотками низкого напряжения (16 МВА и менее) указанные секции сборных шин рекомендуется подключать к разным ветвям сдвоенного реактора 6-10 кВ, установленного на выводе сетевого трансформатора.

6.3.13.4. Трансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ, не питающие указанную в п. 6.3.13.2 нагрузку, и электродвигатели 6-10 кВ могут подключаться к любой ветви расщепленной обмотки сетевого трансформатора или сдвоенного реактора. При наличии синхронных двигателей предпочтительным является их подключение к секции шин, от которой питаются специфичные электроприемники.

6.3.13.5. Специфические нагрузки рекомендуется подключать к точкам сети 6-10 кВ с наибольшими значениями токов КЗ.

6.3.14. При установке сдвоенного реактора на вводе следует предусматривать равномерное распределение нагрузки между секциями подстанции. Следует принимать значение тока каждой ветви сдвоенного реактора не менее 0,675 номинального тока обмотки трансформатора либо суммарного тока нагрузки, учитывая возможность неравномерности нагрузок, а также изменения нагрузок по секциям в процессе эксплуатации.

6.3.15. Распределительные подстанции следует, как правило, размещать на границе питаемых ими участков сети таким образом, чтобы не было обратных протоков энергии.

6.3.16. При построении схемы подстанции на стороне напря-

жения 6-10 кВ следует по возможности избегать применения громоздких и дорогих выключателей. С этой целью токопроводы напряжением 6-10 кВ следует подключать непосредственно к трансформатору через отдельные выключатели.

При отсутствии отбора энергии на напряжении 6-10 кВ помимо токопровода следует применять схему блока "трансформатор-токопровод".

6.3.17. Для промышленных предприятий могут применяться при напряжении 6-10 кВ выключатели нагрузки в комплекте с предохранителями во всех случаях, когда параметры этих аппаратов достаточны по рабочему и послеаварийному режимам, а также по током короткого замыкания.

На отходящих линиях напряжением 6-10 кВ силовые предохранители следует устанавливать после разъединителя или выключателя нагрузки, считая по направлению мощности.

6.3.18. При выборе выключателей 6-10 кВ для электроприемников с периодическим циклом работы необходимо учитывать заводские данные по коммутационному ресурсу выключателей.

6.3.19. При необходимости компенсации емкостных токов в сетях 6-10 кВ на подстанциях ГПП, ПГВ должны устанавливаться заземляющие реакторы. При напряжении 6-10 кВ заземляющие реакторы подключаются к сборным шинам через выключатели и отдельные трансформаторы. Не допускается подключение заземляющих реакторов к трансформаторам собственных нужд, присоединенным к основным трансформаторам до ввода на шины 6-10 кВ, а также к трансформаторам, защищенным плавкими вставками. При проектировании установок компенсации емкостных токов следует учитывать требования действующих указаний [14].

6.4. Цеховые трансформаторные подстанции

6.4.1. Цеховые ТП, питающие силовые и, как правило, осветительные электроприемники промышленных предприятий, являются основными электроустановками систем распределения электроэнергии напряжением до 1 кВ.

6.4.2. Цеховые ТП подразделяются по количеству, единичной

мощности, схеме соединения обмоток, способу охлаждения трансформаторов, схеме распределительного устройства низшего напряжения, комплектности поставки. Выбор цеховых ТП, особенно для энергоемких предприятий со значительной низковольтной нагрузкой, должен быть в проекте обоснован.

6.4.3. Количество трансформаторов цеховой ТП определяется, в основном, требованиями надежности питания потребителей.

6.4.3.1. Питание электроприемников I категории следует предусматривать от двухтрансформаторных и трехтрансформаторных подстанций. Трехтрансформаторные подстанции рекомендуется применять в тех случаях, когда имеется возможность примерно равномерно распределить подключаемую нагрузку по секциям распределительного устройства до 1 кВ подстанции.

6.4.3.2. Двухтрансформаторные и трехтрансформаторные подстанции рекомендуется также применять для питания электроприемников II категории.

6.4.3.3. Двухтрансформаторные и трехтрансформаторные подстанции могут применяться как при сосредоточенной, так и при распределенной нагрузке, питаемой по магистральным сетям. При сосредоточенной нагрузке предпочтение следует отдавать трехтрансформаторным подстанциям.

6.4.3.4. Питание отдельно стоящих объектов общезаводского назначения (насосных, компрессорных станций и т. п.) рекомендуется выполнять от двухтрансформаторных подстанций.

6.4.3.5. Однотрансформаторные подстанции рекомендуется применять для питания электроприемников III категории, если перерыв электроснабжения, необходимый для замены поврежденного трансформатора, не превышает 1 суток.

6.4.3.6. Однотрансформаторные подстанции также могут быть применены для питания электроприемников II категории, если требуемая степень резервирования потребителей обеспечивается кабельными линиями низкого напряжения от другого трансформатора и время замены вышедшего из строя трансформатора не превышает 1 суток.

6.4.3.7. При значительной сосредоточенной нагрузке электроприемников III категории взамен двух однотрансформаторных ТП

может быть установлена одна двухтрансформаторная ТП без устройства АВР, с полной загрузкой трансформаторов в нормальном режиме.

6.4.3.8. При сосредоточенной нагрузке электроприемников II категории значительной мощности может оказаться целесообразным сооружение цеховой ТП, на которой устанавливаются несколько полностью загруженных трансформаторов и один резервный трансформатор, способный заменить любой из трансформаторов группы с помощью трансферной системы шин. Применение подобной ТП целесообразно при количестве полностью загруженных трансформаторов шесть и более.

6.4.4. Мощность трансформаторов двухтрансформаторных и трехтрансформаторных подстанций следует определять таким образом, чтобы при отключении одного трансформатора было обеспечено питание требующих резервирования электроприемников в послеаварийном режиме с учетом перегрузочной способности трансформаторов.

6.4.5. Соотношения между коэффициентами допустимой перегрузки масляных трансформаторов в послеаварийном режиме, определенными согласно ГОСТ 14209-85 [3], и коэффициентами загрузки трансформаторов в нормальном режиме приведены в табл.

Коэффициент допустимой перегрузки масляного трансформатора, определенный согласно ГОСТ 14209-85	Коэффициент загрузки масляного трансформатора в нормальном режиме	
	двухтрансформаторная подстанция	трехтрансформаторная подстанция
1,0	0,5	0,666
1,1	0,55	0,735
1,2	0,6	0,8
1,3	0,65	0,86
1,4	0,7	0,93

6.4.6. Для сухих трансформаторов предельное значение коэффициента допустимой перегрузки трансформатора следует принимать равным 1,2.

6.4.7. При значительном количестве устанавливаемых цеховых ТП и рассредоточенной нагрузке следует производить на основании технико-экономического расчета выбор единичной мощности трансформаторов. Определяющими факторами при выборе единичной мощности трансформатора являются затраты на питающую сеть 0,4 кВ, потери мощности в питающей сети и в трансформаторах, затраты на строительную часть ТП. Допускается при определении единичной мощности трансформатора пользоваться следующими критериями при напряжении питающей сети 0,4 кВ:

при плотности нагрузки до 0,2 кВА/м**2 - 1000, 1600 кВА;
при плотности нагрузки 0,2 - 0,5 кВА/м**2 - 1600 кВА;
при плотности нагрузки более 0,5 кВА/м**2 - 2500, 1600 кВА.

В случаях, когда нагрузка не распределена, а сосредоточена на отдельных участках цеха, выбор единичной мощности трансформаторов цеховых ТП не следует производить по критерию удельной плотности нагрузки.

6.4.8. Для энергоемких производств, при значительном количестве цеховых ТП, рекомендуется унифицировать единичные мощности трансформаторов.

6.4.9. Трансформаторы цеховых ТП мощностью 400 - 2500 кВА выпускаются со схемами соединения обмоток "звезда-звезда" с допустимым током нулевого вывода, равным 0,25 номинального тока трансформатора, или "треугольник-звезда" с нулевым выводом, рассчитанным на ток, равный 0,75 номинального тока трансформатора. По условиям надежности действия защиты от однофазных КЗ в сетях напряжением до 1 кВ и возможности подключения несимметричных нагрузок предпочтительным является применение трансформаторов со схемой соединения "треугольник-звезда".

6.4.10. Выбор исполнения трансформатора по способу охлаждения его обмоток (масляный, сухой, заполненный негорючей жидкостью и др.) определяется в зависимости от условий окружаю-

шей среды, противопожарных требований, объемно-планировочных решений производственного здания.

6.4.11. Цеховые двухтрансформаторные ТП могут иметь следующие схемы распределительных устройств низшего напряжения.

6.4.11.1. Одиночная секционированная система сборных шин с фиксированным подключением каждого трансформатора к своей секции через автоматический выключатель, рассчитанный на выдачу мощности трансформатора с учетом его перегрузочной способности. Секционный автоматический выключатель в нормальном режиме отключен. На сборных шинах предусмотрено устройство АВР.

6.4.11.2. С двумя, не связанными непосредственно между собой, секциями сборных шин. Расщепленные выводы каждого трансформатора подключены к разным секциям сборных шин через автоматические выключатели, рассчитанные каждый на выдачу половины мощности трансформатора с учетом его перегрузочной способности. Два из четырех задействованных автоматических выключателя используются для целей резервирования в устройстве АВР.

Такие ТП с трансформаторами мощностью 250, 400, 630 кВА применяются в городских сетях. В настоящее время ведется разработка подобных ТП мощностью 1000, 1600 и 2500 кВА для промышленных предприятий.

6.4.12. Цеховые однотрансформаторные ТП могут иметь следующие схемы распределительных устройств низкого напряжения.

6.4.12.1. Одиночная несекционированная система сборных шин, подключенная к выводу трансформатора через автоматический выключатель, рассчитанный на выдачу полной мощности трансформатора.

6.4.12.2. С двумя несвязанными секциями сборных шин, подключенных к расщепленному выводу трансформатора через автоматические выключатели, каждый из которых рассчитан на выдачу половины полной мощности трансформатора.

6.4.13. Цеховая трехтрансформаторная подстанция имеет распределительное устройство низшего напряжения с шестью секциями сборных шин, каждая из которых подключена через автоматический выключатель к расщепленному выводу трансформатора. Резервирование питания осуществляется тремя автоматическими

выключателями, связывающими между собой секции NN 2 и 3, 4 и 5, 1 и 6.

6.4.14. Любые из перечисленных выше схем распределительных устройств низшего напряжения цеховых ТП позволяют осуществить схему блока "трансформатор - магистраль".

6.4.15. Цеховые ТП подразделяются на комплектные подстанции заводского изготовления (КТП) и подстанции, монтируемые на месте строительства (ТП). При проектировании следует отдавать предпочтение КТП, обеспечивающим большую надежность и сокращение сроков строительства.

6.4.16. Цеховые ТП и КТП не должны иметь сборные шины первичного напряжения. Установка отключающего аппарата перед цеховым трансформатором при магистральном питании подстанции обязательна. Глухое присоединение цехового трансформатора может применяться при радиальном питании кабельными линиями по схеме блока "линия - трансформатор", за исключением случаев:

питания от пункта, находящегося в ведении другой эксплуатирующей организации;

необходимости установки отключающего аппарата по условиям защиты.

6.5. Сети до 1 кВ

6.5.1. Электрические сети напряжением до 1 кВ переменного тока на промышленных предприятиях подразделяются на питающие сети до 1 кВ (от цеховых ТП до распределительных устройств до 1 кВ) и распределительные сети до 1 кВ (от РУ до 1 кВ до электроприемников).

6.5.2. Питающие силовые сети до 1 кВ прокладываются как внутри зданий и сооружений, так и вне их.

6.5.3. Внутрицеховые питающие силовые сети могут выполняться как магистральными, так и радиальными. Выбор вида сети зависит от планировки технологического оборудования, требований по бесперебойности электроснабжения, условий окружающей среды, вероятности изменения технологического процесса, вызывающего замену технологического оборудования, размещения цеховых ТП.

Каждый вид прокладки имеет свою предпочтительную область применения.

6.5.4. Магистральные силовые питающие сети рекомендуется применять:

- в энергоемких производствах при распределении электроэнергии от трансформаторов 1600 и 2500 кВА;

- для обеспечения определенной независимости электроустановок от технологии и строительной части, что важно при возможных изменениях технологического процесса и заменах технологического оборудования, при выполнении проектных и электромонтажных работ в случаях отсутствия полных исходных данных об устанавливаемом технологическом оборудовании;

- при создании модульных сетей для производств с равномерно распределенной нагрузкой по площади цеха.

6.5.5. Для трансформатора мощностью 1000 кВА должна предусматриваться, как правило, одна магистраль, для трансформаторов мощностью 1600 и 2500 кВА - не более двух магистралей. Не следует допускать применение схем распределения электроэнергии, при которых от одного трансформатора отходят несколько радиальных магистралей (шинопроводов) с суммарной пропускной способностью, намного превышающей номинальную мощность трансформатора.

6.5.6. Радиальные внутрицеховые силовые питающие сети должны применяться при неблагоприятной среде помещения (взрывоопасные и пожароопасные установки, наличие проводящей пыли, химически активная среда), при повышенных требованиях по обеспечению бесперебойности питания РУ до 1 кВ.

6.5.7. В тех случаях, когда для конкретного объекта могут быть применены как магистральные, так и радиальные схемы распределения электроэнергии, выбор вида сети следует производить на основании технико-экономического расчета.

6.5.8. Магистральные питающие силовые сети рекомендуется выполнять комплектными магистральными шинопроводами.

6.5.9. Внецеховые питающие силовые сети напряжением до 1 кВ следует выполнять, как правило, радиальными кабельными линиями.

6.5.10. При построении питающей сети до 1 кВ в целях повышения надежности питания рекомендуется руководствоваться следующими общими положениями.

6.5.10.1. РУ до 1 кВ следует размещать вблизи центров нагрузок.

6.5.10.2. Питающие сети до 1 кВ должны формироваться таким образом, чтобы длина распределительной сети до 1 кВ была по возможности минимальной.

6.5.10.3. Питающие сети рекомендуется прокладывать открыто. Применение трубных проводок должно обосновываться.

6.5.10.4. Каждый участок или отделение цеха рекомендуется питать от одного или нескольких РУ до 1 кВ, от которых не должны, как правило, питаться другие участки или отделения цеха. Также желательна привязка цеховых ТП к определенным цехам, если этому не препятствует незначительность электрической нагрузки.

6.5.10.5. При построении питающей сети следует учитывать указания о раздельном учете электроэнергии для различных цехов, если это не приводит к значительному удорожанию питающих сетей.

6.5.11. Применение на промышленных предприятиях питающих силовых сетей постоянного тока общего назначения следует обосновывать в проекте.

6.5.12. Распределительные сети до 1 кВ могут выполняться магистральными или радиальными. Выбор вида сети зависит от планировки и габаритов технологического оборудования, условий среды, особенностей проведения подъемно-транспортных работ в цехе.

6.5.13. Магистральные распределительные сети до 1 кВ рекомендуется выполнять с помощью комплектных распределительных шинопроводов.

6.5.14. Радиальные распределительные сети до 1 кВ следует выполнять при распределении электроэнергии от распределительных щитов, пунктов, щитов и шкафов станций управления, других видов НКУ.

7. Определение электрических нагрузок и расходов электроэнергии

7.1. Определение электрических нагрузок должно производиться при разработке систем электроснабжения промышленных предприятий на всех стадиях проектирования (ТЭО, ТЭР, проект, рабочий проект, рабочая документация).

7.2. При предпроектной проработке (схема развития, ТЭО, ТЭР) должна определяться результирующая электрическая нагрузка предприятия, позволяющая решить вопросы его присоединения к сетям энергосистемы. Ожидаемая электрическая нагрузка определяется либо по фактическому электропотреблению предприятия-аналога, либо по достоверному значению коэффициента спроса при наличии данных о суммарной установленной мощности электроприемников, либо через удельные показатели электропотребления.

7.3. На стадии проект следует производить расчет электрических нагрузок в целях выполнения схемы электроснабжения предприятия на напряжении 6-10 кВ и выше, выбора и заказа электрооборудования подстанций и других элементов электрической сети предприятия. Расчет электрических нагрузок производится параллельно с построением системы электроснабжения в следующей последовательности.

7.3.1. Выполняется расчет электрических нагрузок напряжением до 1 кВ в целом по корпусу (предприятию) в целях выявления общего количества и мощности цеховых ТП.

7.3.2. Выполняется расчет электрических нагрузок на напряжении 6-10 кВ и выше на сборных шинах РП, ГПП, ПГВ.

7.3.3. Определяется расчетная электрическая нагрузка предприятия в точке балансового разграничения с энергосистемой.

7.4. На стадиях рабочий проект и рабочая документация дополнительно к указанным в п. 7.3 расчетам следует выполнить расчет электрических нагрузок питающих сетей напряжением до 1 кВ и на шинах каждой цеховой ТП. Расчет ведется одновременно с построением питающей сети напряжением до 1 кВ. Согласно произведенным расчетам определяются сечения проводников питающих сетей напряжением до 1 кВ и выбор защитных аппаратов, уточ-

няются мощности трансформаторов цеховых ТП.

7.5. Определение электрических нагрузок на стадиях проект, рабочий проект, рабочая документация следует производить согласно разработанным институтом Тяжпромэлектропроект в 1992 г. указаниям по расчету электрических нагрузок [15, 16], заменяющим действующие с 1968 г. "Указания по определению электрических нагрузок в промышленных установках".

Не следует допускать пользование ранее действующими указаниями, приводящими к необоснованному завышению как средних, так и максимальных электрических нагрузок.

7.6. Усовершенствованная методика определения электрических нагрузок базируется на следующих положениях.

7.6.1. Исходными для расчета данными являются таблицы - задания от технологов, сантехников и других смежных подразделений, в которых указываются данные электроприемников.

7.6.2. В расчетах используются содержащиеся в существующих справочных материалах среднестатистические значения коэффициентов использования Ки и коэффициентов реактивной мощности для различных электроприемников.

7.6.3. Приняты следующие постоянные времени нагрева:

для сетей до 1 кВ - 10 мин ;

для сетей выше 1 кВ - 30 мин;

для трансформаторов и магистральных шинопроводов - 150 мин.

7.6.4. Значения коэффициентов расчетных нагрузок Кр определены в зависимости от коэффициента использования, эффективного числа электроприемников и постоянной времени нагрева.

7.6.5. Значения коэффициентов одновременности Ко для определения расчетных нагрузок на шинах 6-10 кВ РП, ГПП определены в зависимости от средневзвешенных коэффициентов использования и числа присоединений 6-10 кВ на сборных шинах РП, ГПП.

7.6.6. Фактические значения расчетных нагрузок могут превышать расчетные с вероятностью не более 0,05.

7.7. Указания не распространяются на определение электрических нагрузок электроприемников с резкопеременными графиками нагрузки (дуговых электропечей, электроприводов прокатных станов, контактной сварки и т. п.), промышленного электрического

транспорта, а также электроприемников с известным графиком нагрузки.

7.8. При расчетах электрических нагрузок должны быть определены отдельно нагрузки электроприемников особой группы I категории и нагрузки электроприемников III категории.

7.9. Годовой расход активной и реактивной энергии, потребляемой промышленным предприятием, рекомендуется рассчитывать на основании расчетных электрических нагрузок и годового числа часов использования максимума активной и реактивной мощности.

7.9.1. Годовой расход активной энергии, потребляемой предприятием, следует определять по выражению

$$W_p = \overline{P_p} \cdot \overline{T_м}$$

где Рр - математическое ожидание расчетной активной мощности (нагрузки) на границе балансового разграничения с энергосистемой. Допускается принимать $\overline{Р}р = 0,9$ Рр, где Рр - расчетная нагрузка, определенная согласно [15, 16];

Тм - годовое число часов использования максимума активной мощности, определяемое в зависимости от сменности предприятия. Для 1, 2 и 3-сменных предприятий Тм соответственно следует принимать 1900, 3600 и 5100 ч, для непрерывного производства - 7650 ч.

7.9.2. Годовой расход реактивной энергии, не превышающий экономическое значение, следует определять по выражению

$$W_{Q_э} = Q_э \cdot T_{м Q_э}$$

где Qэ - реактивная мощность в пределах экономических значений, с учетом устанавливаемых на предприятии средств КРМ. Значение Qэ определяется согласно [21, 22];

$Т_{м_Q}$э - годовое число часов использования потребляемой максимальной реактивной мощности, не превышающей экономическое значение.

Значение $Т_{м_Q}$э зависит от режима работы предприятия и напряжения сети энергосистемы, от которой получает питание потребитель.

	Режим работы предприятия	1 смена	2 смены	3 смены	Непрерывное производство
$Тм_{Q}э$, ч	питание от сети 35 кВ	1660	2400	3000	5660
	питание от сети 110 кВ	1750	3000	3750	6400
	питание от сети 220-330 кВ	1800	3200	4200	6800
	питание от сети 500 кВ или на генераторном напряжении	1850	3460	4800	7300

7.9.3. Годовой расход реактивной энергии, превышающий экономическое значение

$$W_{Qпэ} = Q_{пэ} \cdot T_{мQп}$$

где Qпэ - реактивная мощность, потребляемая из энергосистемы и превышающая экономическое значение;

$Тм_{Q}п$ - годовое число часов использования потребляемой максимальной реактивной мощности, превышающей экономическое значение.

Значения Qпэ и $Тм_{Q}п$ определяются в соответствии с указаниями по выбору средств КРМ в электрических сетях общего назначения [21, 22].

8. Расчеты токов КЗ

8.1. В проекте электроснабжения предприятия должны быть приведены данные расчета токов КЗ, используемые для выбора аппаратов и проводников, для расчетов релейной защиты и параметров качества электроэнергии.

8.2. Расчеты токов КЗ следует производить исходя из полного развития проектируемой системы электроснабжения.

8.3. Методы расчета токов КЗ приведены в следующих стан-

дартах:

ГОСТ 27514-87 - электроустановки переменного тока напряжением свыше 1 кВ;

ГОСТ Р 50270-92 - электроустановки переменного тока напряжением до 1 кВ;

ГОСТ 29176-91 - электроустановки постоянного тока.

Электродинамическое и термическое действия тока КЗ рассмотрены в ГОСТ Р 50254-92.

8.4. Для промышленных предприятий определение токов однофазных КЗ в электроустановках до 1 кВ может производиться, наряду с рекомендуемым ГОСТ Р 50270-92 методом симметричных составляющих, методом петли фаза-нуль [17].

8.5. В зависимости от наличия исходных данных для расчета метод петли фаза-нуль позволяет определять значение тока однофазного короткого замыкания как по сумме активных и индуктивных сопротивлений в фазной и нулевой цепях, так и по сумме полных сопротивлений (z) всех последовательных участков цепи короткого замыкания.

В первом случае, как и в методе симметричных составляющих, учитываются сопротивления всех элементов цепи короткого замыкания, включая сопротивления трансформаторов тока, автоматических выключателей, контактных соединений и электрической дуги. Точность расчета при этом не отличается от точности метода симметричных составляющих, но для расчета не требуется данных по сопротивлениям нулевой последовательности, которые не всегда можно найти для конкретной схемы.

Во втором случае сопротивления отдельных элементов цепи короткого замыкания и электрической дуги не учитываются, так как арифметическое (вместо геометрического) суммирование полных сопротивлений приводит, как правило, к увеличению общего сопротивления короткозамкнутой цепи и как бы компенсирует неучет сопротивлений отдельных элементов.

Расчет тока однофазного короткого замыкания по сумме полных сопротивлений является простым по сравнению с двумя другими методами, но несколько уступает последним в точности результата.

8.6. При расчете тока трехфазного КЗ в установках напряже-

нием до 1 кВ следует учитывать не только индуктивные и активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, но и активные сопротивления всех переходных контактов в этой цепи (на шинах, на вводах и выводах аппаратов, разъемные контакты аппаратов и контакт в месте короткого замыкания).

При отсутствии достоверных данных о контактах и их переходных сопротивлениях допускается при расчете токов КЗ в сетях, питаемых трансформаторами мощностью до 2500 кВА включительно, учитывать их суммарное сопротивление введением в расчет активного сопротивления.

8.6.1 для распределительных устройств до 1 кВ цеховых ТП мощностью до 1000 кВА включительно - 0,015 Ом; для распределительных устройств до 1 кВ цеховых ТП мощностью 1600 и 2500 кВА значения активных сопротивлений подлежат уточнению;

8.6.2 для первичных цеховых распределительных пунктов, как и на зажимах аппаратов, питаемых радиальными линиями от шитов подстанций или главных магистралей, - 0,02 Ом;

8.6.3 для вторичных цеховых распределительных пунктов, как и на зажимах аппаратов, питаемых от первичных распределительных пунктов, - 0,025 Ом;

8.6.4 для аппаратуры, установленной непосредственно у электроприемников, получающих питание от вторичных распределительных пунктов, - 0,03 Ом.

8.7. При проектировании системы электроснабжения промышленного предприятия, имеющего в своем составе электроприемники, чувствительные к изменениям показателей качества электроэнергии, следует оптимизировать расчетное значение тока КЗ с учетом двух факторов:

- обеспечения возможности применения электрических аппаратов облегченной конструкции и проводников меньших сечений;

- обеспечения поддержания ПКЭ в нормируемых пределах. В необходимых случаях расчетное значение тока КЗ должно определяться технико-экономическим расчетом по минимуму приведенных затрат на ограничение токов КЗ и меры по поддержанию ПКЭ в нормируемых пределах. Учитывая значительную стоимость технических средств по поддержанию ПКЭ в нормируемых пределах, рекомендует-

ся, как правило, указанные промышленные предприятия подключать к точкам сети энергосистемы с наибольшими токами КЗ.

8.8. В качестве средств ограничения токов КЗ на промышленных предприятиях могут быть применены:

- токоограничивающие реакторы;
- трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения;
- трансформаторы с повышенным значением напряжения короткого замыкания;
- специальные тиристорные быстродействующие токоограничивающие устройства типа ТОУ.

8.9. При необходимости ограничения токов КЗ в РП 6-10 кВ следует производить установку токоограничивающих реакторов на питающих линиях или устанавливать групповые реакторы на отходящих линиях 6-10 кВ с присоединением до 4 линий к одному реактору.

Индивидуальное реактирование отходящих линий должно быть обосновано.

9. Качество электрической энергии

9.1. Для электрических сетей общего назначения устанавливаются согласно ГОСТ 13109 [18] следующие показатели качества электроэнергии (ПКЭ):

установившееся отклонение напряжения;
размах изменения напряжения;
доза колебаний напряжения;
коэффициент несинусоидальности;
коэффициент гармонической составляющей;
напряжения нечетного (четного) порядка;
коэффициент обратной последовательности напряжения;
коэффициент нулевой последовательности напряжения;
отклонение частоты.

9.2. Расчетной точкой является точка присоединения промышленного предприятия к сети энергоснабжающей организации. Как

правило, расчетная точка совпадает с границей балансового разграничения между потребителем и энергосистемой.

9.3. Энергоснабжающая организация определяет для расчетной точки согласно "Правилам присоединения потребителя к сети общего назначения по условиям влияния на качество электроэнергии" [19] значения допустимых расчетных вкладов (ДРВ) потребителя в нормируемые ГОСТ 13109 значения ПКЭ.

9.4. При проектировании системы электроснабжения промышленного предприятия следует предусматривать меры и устройства, обеспечивающие в расчетной точке заданные значения ДРВ и позволяющие осуществить контроль и анализ значений ПКЭ.

9.5. В целях стимулирования потребителя к улучшению качества электрической энергии установлены скидки (надбавки) к тарифу за качество электрической энергии, применяемые при отклонениях от установленных значений ДРВ [20].

9.6. Улучшение качества электроэнергии достигается рациональным построением схем электроснабжения, а также применением при необходимости специальных технических средств (силовых фильтров, устройств статической и динамической компенсации и др.).

9.7. При проектировании предприятий со специфическими нагрузками (нелинейными, резкопеременными, несимметричными) следует учитывать, что устанавливаемые специальные технические средства одновременно обеспечивают КРМ и поддержание значений ПКЭ. Поэтому при проектировании вопросы качества электроэнергии и компенсации реактивной мощности для предприятий со специфическими нагрузками следует рассматривать одновременно.

9.8. Согласно ГОСТ 13109 нормируются установившиеся значения нормального предельного отклонения напряжения +-5% и максимального предельного отклонения напряжения +-10%.

В переходных режимах отклонения напряжения не нормируются и, например, при пуске крупного электродвигателя могут превышать указанные значения. Значение превышения зависит от конкретной схемы электроснабжения, особенностей подключенных электроприемников, характеристик коммутационных аппаратов, но во всех случаях пуск крупного двигателя не должен приводить к на-

рушению работы других электроприемников.

9.8.1. Регулирование напряжения в системах электроснабжения промышленных предприятий, в основном, должно обеспечиваться применением трансформаторов и автотрансформаторов с автоматическим регулированием напряжения под нагрузкой и выбором оптимальных ответвлений у нерегулируемых под нагрузкой трансформаторов.

9.8.2. Если режим работы электроприемников различен и они имеют разную удаленность от пункта питания, а также если имеются электроприемники, особо чувствительные к отклонениям напряжения, необходимо предусматривать дополнительные групповые или индивидуальные средства регулирования напряжения в узлах нагрузки, такие как применение управляемых конденсаторных батарей, автоматическое управление возбуждением синхронных электродвигателей, применение стабилизирующих установок, устройств по ограничению напряжения и др.

9.9. Несинусоидальность напряжения вызывается подключением к сети электроприемников с нелинейной вольт-амперной характеристикой, являющихся источниками высших гармоник. К таким электроприемникам относятся тиристорные электроприводы, дуговые электропечи, сварочные установки, газоразрядные лампы и др. При проектировании в целях уменьшения негативного влияния высших гармонических на элементы электроустановок следует руководствоваться рекомендациями по построению схем электроснабжения (см. п.), а также, если это возможно, увеличить число фаз выпрямления вентильных преобразователей. При недостаточности указанных мер следует применять силовые резонансные CL фильтры.

9.10. Электроприемники, нагрузка которых имеет резкопеременных характер (электроприводы, дуговые электропечи и др.), вызывают недопустимые размахи изменений напряжения и дозы колебаний напряжения. При построении системы электроснабжения следует руководствоваться положениями п. , также целесообразно уменьшение реактивного сопротивления сети, в том числе могут быть эффективны установки продольной компенсации. В тех случаях, когда совершенствованием схемы питания невозможно снизить значения указанных ПКЭ, могут быть применены быстродействующие

синхронные компенсаторы или статические установки динамической компенсации прямого или косвенного действия.

9.11. Несимметричные режимы токов и напряжений связаны с подключением насимметричных нагрузок, т. е. таких электроприемников, симметричное многофазное исполнение которых нецелесообразно или невозможно. К подобным электроприемникам относятся отдельные термические и сварочные установки, электрическое освещение, специальные однофазные нагрузки. Подключение таких нагрузок к трехфазной сети ограниченной мощности вызывает длительные или кратковременные несимметричные режимы токов и напряжений, которые могут быть снижены подключением несимметричных нагрузок в точке сети с возможно большей мощностью КЗ и равномерным распределением однофазных и двухфазных нагрузок по всем трем фазам. Если указанные меры недостаточны, рекомендуется применять симметрирующие устройства. Для статичной однофазной или двухфазной нагрузки значительной мощности следует использовать нерегулируемые симметрирующие устройства, преобразующие эти нагрузки в трехфазные. В тех случаях, когда нагрузка по фазам меняется за весьма малые промежутки времени, несимметрия сети носит кратковременный и случайный характер, следует применять регулируемые статические симметрирующие устройства с достаточным быстродействием.

9.12. Для ряда электроприемников производств с непрерывным технологическим процессом, средств вычислительной техники, средств связи и др. исключительное значение имеют длительность и глубина провалов напряжения. Следует отметить, что нормирование указанных ПКЭ затруднено, так как зависит от особенностей оборудования и технологического процесса конкретной установки. В качестве технических средств могут применяться агрегаты бесперебойного питания с аккумуляторными батареями и специальные технические средства, позволяющие обеспечить непрерывную и неискаженную форму кривой напряжения у потребителя при провалах различной глубины и длительности.

10. Компенсация реактивной мощности

10.1. Проектирование установок компенсации реактивной мощности (КРМ) промышленных предприятий следует производить раздельно для электрических сетей общего назначения и для электрических сетей со специфическими (нелинейными, резкопеременными, несимметричными) нагрузками.

10.2. При выборе средств КРМ для электрических сетей общего назначения следует руководствоваться следующими указаниями.

10.2.1. В качестве средств КРМ принимаются батареи низковольтных и высоковольтных конденсаторов напряжением 0,4 кВ и 6-10 кВ соответственно и синхронные электродвигатели 6-10 кВ.

10.2.2. Основными исходными данными для выбора средств КРМ являются расчетные электрические нагрузки предприятия, в том числе на границе балансового разграничения с энергосистемой, и экономические значения реактивной мощности и энергии, задаваемые энергоснабжающей организацией.

10.2.3. Выбор средств КРМ и мощности компенсирующих устройств осуществляется в два этапа: при потреблении реактивной мощности из энергосистемы в пределах экономического значения и потреблении реактивной мощности из энергосистемы, превышающем экономическое значение.

10.2.4. На первом этапе определяется мощность конденсаторных батарей, устанавливаемых в сети до 1 кВ по критерию выбора минимального числа цеховых ТП, и определяется экономически целесообразная реактивная мощность, генерируемая синхронными электродвигателями 6-10 кВ. При этом во всех случаях используется для КРМ без обосновывающих расчетов располагаемая реактивная мощность синхронных двигателей с номинальной мощностью свыше 2500 кВт и располагаемая реактивная мощность синхронных двигателей с частотой вращения свыше 1000 1/мин независимо от номинальной мощности. Целесообразность использования синхронных электродвигателей с номинальной мощностью до 2500 кВт и частотой вращения до 1000 1/мин определяется расчетом. Затем производится анализ баланса реактивной мощности на границе балансового разграничения. В случае, если генерируемая конденсаторными

батареями до 1 кВ и синхронными электродвигателями 6-10 кВ реактивная мощность обеспечивает потребление реактивной мощности из энергосистемы в пределах экономического значения, выбор средств КРМ считается завершенным. В обратном случае следует выполнить второй этап расчета.

10.2.5. На втором этапе расчета следует рассмотреть получение недостающей реактивной мощности из следующих источников:

- дополнительная установка батарей конденсаторов до 1 кВ;

- более полное использование реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями мощностью до 2500 кВт и с частотой вращения до 1000 1/мин (в случае, если располагаемая мощность этой группы синхронных двигателей не используется полностью при потреблении реактивной мощности из энергосистемы, не превышающем экономическое значение);

- установка в узлах нагрузки батарей конденсаторов 6-10 кВ.

Указанные источники сопоставляются между собой и с потреблением реактивной мощности из энергосистемы, превышающем экономическое значение. Для предприятий с непрерывным режимом работы, как правило, целесообразна установка батарей конденсаторов 6-10 кВ. Для предприятий, работающих в 1, 2 и 3 смены может оказаться целесообразным получение недостающей реактивной мощности из энергосистемы, превышающей экономическое значение.

10.2.6. При выполнении расчетов по выбору средств КРМ рекомендуется пользоваться указаниями по проектированию КРМ в сетях общего назначения [21, 22], разработанными взамен соответствующих указаний 1984 г.

10.2.7. Батареи конденсаторов до 1 кВ могут размещаться в электротехнических помещениях или непосредственно в производственных помещениях.

10.2.8. Установку батарей конденсаторов до 1 кВ непосредственно в производственных помещениях следует выполнять при соблюдении следующих условий:

- распределение электроэнергии производится магистральными шинопроводами;

- окружающая среда не содержит проводящей пыли, химически активных веществ, не отнесена к взрывоопасным и пожароопасным

зонам;

- должны быть исключены механические воздействия от транспортных средств и перемещаемых грузов;

- степень защиты оболочки конденсаторных батарей должна быть не менее IP4X по ГОСТ 14255.

10.2.9. При условиях, отличающихся от перечисленных в п. 10.2.8., батареи конденсаторов до 1 кВ рекомендуется устанавливать в помещениях цеховых ТП. Количество батарей (не более двух на один трансформатор) определяется мощностью трансформатора и степенью компенсации. Батареи конденсаторов могут также размещаться в ЗМП и других электропомещениях.

10.2.10. Батареи конденсаторов 6-10 кВ должны размещаться, как правило, в отдельных (специально для них предназначенных) помещениях, а также в ЗМП и подстанциях.

10.2.11. Установки батарей конденсаторов до 1 кВ и 6-10 кВ должны иметь ручное управление для включения или отключения установки в целом или ее части эксплуатационным персоналом.

10.2.12. Установки батарей конденсаторов до 1 кВ должны иметь автоматическое ступенчатое регулирование мощности в функции реактивной мощности, реактивного или полного тока узла нагрузки.

10.2.13. Автоматическое регулирование мощности батареи конденсаторов 6-10кВ рекомендуется осуществлять при наличии у потребителя выключателей 6-10 кВ, предназначенных для частой коммутации емкостной нагрузки. При их отсутствии регулирование мощности батареи конденсаторов 6-10 кВ производить не следует.

10.2.14. Синхронные электродвигатели 6-10, реактивная мощность которых используется для КРМ, должны иметь автоматическое регулирование возбуждения в функции реактивной мощности узла нагрузки на границе балансового разграничения с энергосистемой.

10.2.15. При значительном количестве установок КРМ следует при проектировании рассматривать возможность устройства централизованного управления ими с диспетчерского пункта.

10.3. При выборе средств КРМ для электрических сетей со специфическими нагрузками следует руководствоваться следующими рекомендациями.

10.3.1. В качестве средств КРМ для сетей с нелинейными и резкопеременными нагрузками помимо средств КРМ, используемых в сетях общего назначения (конденсаторные батареи до 1 кВ и 6-10 кВ, синхронные двигатели 6-10 кВ), могут применяться силовые резонансные CL фильтры и устройства динамической компенсации реактивной мощности прямого или косвенного действия.

10.3.2. Выбор средств КРМ зависит от значений определяемых в расчетной точке (см. п. 10.3.4) следующих показателей качества электроэнергии (ПКЭ):

- коэффициента искажения синусоидальности напряжения Ки;
- коэффициента n-й гармонической составляющей напряжения Ки(n);
- размаха изменений напряжения SU
- дозы фликера P

10.3.3. При определении указанных ПКЭ согласно ГОСТ 13109 в целях исключения принятия решений, неоправданно удорожающих устанавливаемые средства КРМ, рекомендуется при выполнении расчетов принимать вероятность превышения предельно допускаемых значений ПКЭ, равную 0,05.

10.3.4. Расчетной точкой является точка присоединения потребителя к сети энергоснабжающей организации, для которой определяются допустимые расчетные вклады (ДРВ) потребителя в нормируемые согласно ГОСТ 13109 значения ПКЭ. Как правило, расчетная точка принимается совмещенной с границей балансового разграничения между потребителем и энергоснабжающей организацией, но при питании мощных электроприемников от подстанции глубокого ввода расчетная точка может находиться в узлах энергосистемы.

10.3.5. Выявленные расчетные значения ПКЭ сопоставляются со значениями ДРВ, которые определяются энергоснабжающей организацией согласно [19]. Результаты сопоставления позволяют осуществить выбор средств КРМ.

10.3.6. Конденсаторные батареи 6-10 кВ не следует подключать к секциям сборных шин, от которых получают питание нелинейные нагрузки независимо от значений Ки и Ки(n).

10.3.7. При выделении нелинейных нагрузок 6-10 кВ на отдельные ветви расщепленной обмотки трансформатора или сдвоенно-

го реактора и при значениях Ки и Ки(n), превышающих значение ДРВ в расчетной точке, на секции сборных шин с нелинейными нагрузками следует устанавливать силовые фильтры в целях снижения значений токов и напряжений высших гармоник в расчетной точке до значений ДРВ. При значениях Ки и Ки(n), не превышающих ДРВ в расчетной точке, силовые фильтры не устанавливаются. Выбор средств КРМ для этих случаев производится согласно п. 10.2. Мощность устанавливаемых средств КРМ (с учетом фильтров, если они устанавливаются) должна обеспечить потребление РМ из энергосистемы, не превышающее экономическое значение. При целесообразности установки батарей конденсаторов 6-10 кВ последние должны быть подключены к секциям сборных шин, к которым не подключены нелинейные нагрузки.

10.3.8. При невозможности выделения нелинейной нагрузки на отдельные ветви расщепленной обмотки трансформатора и сдвоенного реактора к сборным шинам 6-10 кВ следует подключить силовые фильтры, обеспечивающие снижение значений коэффициентов Ки и Ки(n) до значений ДРВ и потребление реактивной мощности из энергосистемы, не превышающее техническое значение реактивной мощности. Учитывая значительные затраты на установку силовых фильтров нецелесообразно увеличение их мощности по условию КРМ. Силовые фильтры устанавливать не следует, если соблюдаются следующие два условия: расчетные значения Ки и Ки(n) не превышают значения ДРВ и технический предел потребления реактивной мощности обеспечивается синхронными электродвигателями и батареями конденсаторов до 1 кВ.

10.3.9. К секциям сборных шин, питающих резкопеременные нагрузки, не следует подключать конденсаторные батареи. В целях снижения значений размаха изменений напряжения и дозы фликера эти секции рекомендуется подключать к сети общего назначения с наибольшими токами КЗ. При невозможности осуществить такое подключение, а также в случае установки мощных электроприемников с резкопеременным характером нагрузки должна быть рассмотрена целесообразность установки устройств динамической компенсации реактивной мощности прямого или косвенного действия. По условию КРМ суммарная мощность конденсаторных батарей фильтров,

входящих в состав устройства динамической компенсации, должна обеспечить технический предел потребления реактивной мощности.

10.4. Выбор компенсирующих устройств должен производиться одновременно с выбором других основных элементов системы электроснабжения предприятия с учетом динамики роста электрических нагрузок и поэтапного развития системы (см. также п. 2.3.9).

10.5. При проектировании силовых электроустановок должно быть обеспечено наименьшее потребление реактивной мощности путем:

обоснованного выбора мощности электродвигателей;

преимущественного применения синхронных электродвигателей для нерегулируемых электроприводов;

применение специальных схем и режимов работы вентильных преобразователей.

10.6. Индивидуальная компенсация может быть выполнена для мощных электроприемников с низким коэффициентом мощности и с большим числом часов работы в году.

10.7. При необходимости включения конденсаторных батарей на напряжение выше 10 кВ следует применять последовательное или параллельно-последовательное соединение однотипных конденсаторов с устройством дополнительной изоляции конденсаторов между фазами и изоляцией конденсаторов от земли.

10.8. Для промышленных предприятий рекомендуется использование комплектных конденсаторных установок.

11. Управление, измерение, сигнализация, противоаварийная автоматика, оперативный ток

11.1. Для энергоемких промышленных предприятий следует, как правило, предусматривать централизованное (диспетчерское) управление системой электроснабжения с применением средств телемеханики и вычислительной техники.

Автоматизированную систему управления электроснабжением (АСУ-электро) рекомендуется создавать в составе автоматизированной системы управления энергохозяйством предприятия (АСУ-Э), осуществляющей управление и контроль всех видов энергоносителей

(электроэнергия, газ, вода, воздухо- и теплоснабжение).

11.2. При проектировании АСУ-Э следует предусматривать возможность включения ее в будущем в автоматизированную систему управления производством.

11.3. Объем телемеханизации системы электроснабжения должен определяться задачами диспетчерского управления и контроля с учетом предусматриваемого уровня автоматики на подстанциях (устройства АВР, АПВ, АЧР). Объем телемеханизации должен быть обоснован в проекте.

11.4. Применение средств телемеханики и вычислительной техники должно обеспечивать:

- отображение на диспетчерском пункте (ДП) состояния и положения основных элементов системы электроснабжения и передачу на ДП предупредительных и аварийных сигналов;
- возможность оперативного управления системой;
- установление наиболее рациональных эксплуатационных режимов;
- скорейшую локализацию последствий аварий;
- сокращение количества обслуживающего персонала;
- сбор и передачу информации в систему автоматизированного учета электроэнергии.

11.5. Телеуправление (ТУ) следует осуществлять:

- выключателями на питающих линиях и линиях связи при необходимости частых (3 раза в сутки и более) оперативных включениях;
- вводными и секционными выключателями подстанций при отсутствии АВР;
- выключателями на линиях, питающих секции шин с электроприемниками III категории;
- выключателями на линиях, питающих электроприемники значительной мощности, если принято решение о целесообразности их отключения в часы максимальных нагрузок энергосистемы в целях регулирования электропотребления.

11.6. Телесигнализация (ТС) должна указывать состояние:

- всех телеуправляемых объектов;
- вводных, секционных, шиносоединительных и обходных вык-

лючателей подстанций предприятия;

- выключателей, питающих электроприемники значительной мощности и ответственные механизмы, агрегаты, технологические линии;

- трансформаторов с высшим напряжением 35 кВ и выше;

- отделителей на вводах напряжением 35 кВ и выше.

Кроме того, как правило, должны предусматриваться следующие сигналы с контролируемого пункта (КП):

а) общий сигнал с каждого КП:

об аварийном отключении любого выключателя;

о замыкании на землю в сетях высокого напряжения каждой подстанции;

о неисправностях на КП, в том числе о недопустимом изменении температуры в отапливаемых помещениях, замыкании на землю и исчезновении напряжения в цепях оперативного тока, повреждении в цепях трансформаторов напряжения, переключении питания цепей телемеханики на резервный источник и т. п.;

б) о неисправности трансформаторов ГПП, ПГВ, крупных преобразовательных агрегатов;

в) о возникновении пожара (появлении дыма) на КП.

11.7. Телеизмерения (ТИ) должны отображать:

- значения напряжений на питающих линиях, других источников питания и на сборных шинах подстанций 6 кВ и выше;

- значения токов и мощностей в точках сети, позволяющие осуществлять систематический контроль технологического процесса и оборудования, судить о перетоках активной, реактивной и полной мощности в системе электроснабжения в нормальном и послеаварийном режимах;

- значения показателей качества электроэнергии в расчетной точке и, при необходимости, в отдельных узлах питания.

11.8. Преобразование измеряемых электрических величин (напряжения, тока, мощности, частоты) в унифицированный выходной сигнал следует осуществлять с помощью измерительных преобразователей различного назначения. Применение на промышленных предприятиях измерительно-вычислительных комплексов и информационных измерительных систем должно быть обосновано в проекте.

11.9. Для регистрации изменяющихся во времени электрических процессов следует применять самопишущие. в том числе быстродействующие, приборы, светолучевые и электронные осциллографы, магнитографы.

11.10. При проектировании диспетчерского щита и пульта, определении размеров диспетчерского помещения следует учитывать возможное развитие системы электроснабжения.

11.11. Мнемосхема диспетчерского щита и объем информации, отражающейся на дисплеях, должны, как правило, показывать все связи 6-10 кВ и выше между подстанциями, пунктами приема электроэнергии и другими источниками питания. Выключатели и другие аппараты, не включенные в объем телемеханизации, могут отражаться на мнемосхеме с помощью символов, переставляемых вручную.

11.12. На энергоемких промышленных предприятиях рекомендуется предусматривать автоматизированный учет электроэнергии в целях:

- определения количества электроэнергии, получаемой предприятием от энергоснабжающей организации;

- фиксирования получасового максимума нагрузки в часы максимальных и минимальных нагрузок энергосистемы;

- производства внутризаводского межцехового расчета за электроэнергию;

- осуществления контроля за потреблением и выработкой реактивной энергии по предприятию в целом и отдельным потребителям значительной мощности;

- определения средневзвешенного коэффициента мощности.

Системы учета электроэнергии на промышленных предприятиях должны отвечать требованиям гл.1.5 ПУЭ "Учет электроэнергии"

11.13. Автоматический контроль изоляции, действующий на сигнал при снижении сопротивления изоляции ниже нормируемого уровня, должен выполняться в сетях переменного тока напряжением выше 1 кВ с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью, в сетях переменного тока до 1 кВ с изолированной нейтралью и в сетях постоянного тока с изолированными полюсами или с изолированной средней точкой.

11.14. Для фиксации аварийных режимов и последующего их анализа на подстанциях 110 кВ и выше рекомендуется предусматривать установку автоматических осциллографов и самопишущих приборов с ускоренной записью при авариях, а для крупных УРП и ГПП - систему диагностики неисправностей в составе АСУ-электро.

11.15. Система управление, измерения и сигнализации на подстанции должна обеспечивать:

безошибочное и рациональное ведение эксплуатации;

контроль режима работы электрооборудования и основных технологических агрегатов;

быструю ориентировку обслуживающего персонала при аварийных режимах.

На телемеханизированных и автоматизированных объектах электроснабжения необходимо предусматривать местное управление для осмотра и ревизии электрооборудования.

11.16. Управление электрооборудованием подстанции производится:

- со щита управления общеподстанционного пункта управления (ОПУ);

- из распределительных устройств 6-10 кВ (из коридора управления);

- из шкафов наружной установки на территории ОРУ.

Здание ОПУ (отдельное или сблокированное с ЗРУ 6-10 кВ) следует сооружать на подстанциях:

- для которых требуется постоянное дежурство персонала на щите управления;

- с ЗРУ-35 кВ и выше;

- при необходимости установки устройств защиты ВЛ, блоков питания, выпрямительных и других устройств, не размещаемых в шкафах наружной установки.

На остальных подстанциях здания ОПУ не сооружаются, панели управления и защиты должны размещаться в шкафах наружной установки на территории подстанции.

11.17. Релейная защита и автоматика (РЗА) подстанций промышленных предприятий должна быть согласована с устройствами РЗА системы внешнего электроснабжения. Выбор принимаемых видов

РЗА должен выполняться в соответствии с техническими условиями на присоединение, выданными энергоснабжающей организацией, и требованиями соответствующих глав ПУЭ. При проектировании РЗА рекомендуется учитывать разработки специализированных электротехнических проектных и научно-исследовательских институтов, касающиеся выбора и расчетов уставок РЗА.

Для подстанций промышленных предприятий рекомендуется применять комплектные устройства РЗА, выполненные на интегральных микросхемах.

11.18. На подстанциях промышленных предприятий могут предусматриваться следующие виды автоматических устройств:

- автоматическое включение резервного питания (АВР) на секционных выключателях всех распределительных устройств 6-10 кВ и выше при раздельной работе секций, на стороне низшего напряжения цеховых ТП при питании электроприемников I и II категорий. При этом должен обеспечиваться запрет АВР при коротких замыканиях на шинах;

- автоматическое повторное включение (АПВ) воздушных линий шин 110 кВ и выше с возможностью автоматического восстановления доаварийной схемы подстанции, шин 6-35 кВ для однотрансформаторных подстанций;

- осуществляющие автоматическое восстановление питания потребителей после ликвидации аварии или отключения аварийного участка сети путем включения резервного оборудования и связей, ресинхронизации синхронного электродвигателя и т. п.

- осуществляющие автоматическое отделение электростанции предприятия от энергосистемы при аварийном снижении частоты в результате системных аварий;

- осуществляющие бесперебойное питание электроприемников особой группы I категории;

- автоматическая частотная разгрузка (АЧР), отключающая электроприемники III категории до действия АПВ;

- автоматическое управление средствами КРМ;

- автоматическое регулирование напряжения под нагрузкой трансформаторов;

- осуществляющие управление работой вспомогательных уст-

ройств (обогрев приводов выключателей, разъединителей, шкафов КРУ, включение и отключение охлаждающих устройств трансформаторов, системы пожаротушения и др.).

11.19. На подстанциях может выполняться сигнализация в следующем объеме:

- световая сигнализация положения объектов с дистанционным управлением;

- индивидуальная световая сигнализация аварийного отключения (аварийная сигнализация);

- предупредительная сигнализация отклонения от нормального режима работы электрооборудования и нарушения исправности цепей управления;

- центральная звуковая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала при действии предупредительной и аварийной сигнализации.

При отсутствии ОПУ панель сигнализации устанавливается в помещении РУ 6-10 кВ, а сигналы предупредительной и аварийной сигнализации выводятся к дежурному персоналу.

11.20. Постоянный оперативный ток, в основном, следует применять:

на подстанциях с высшим напряжением 330 кВ;

на подстанциях 110-220 кВ со сборными шинами этих напряжений;

на подстанциях 35-220 кВ с воздушными выключателями;

на подстанциях 110-220 кВ с числом масляных выключателей 110 или 220 кВ три и более.

11.21. Переменный оперативный ток следует, в основном, применять на подстанциях 35/6-10 кВ с масляными выключателями 35 кВ, на подстанциях 35-220/6-10 и 110-220/35/6-10 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения, когда выключатели 6-10 -35 кВ оснащены пружинными приводами. При оснащении выключателей 6-10- 35 кВ электромагнитными приводами на указанных подстанциях следует применять выпрямленный оперативный ток. Также рекомендуется его применение на подстанциях 110-220 кВ с малым числом масляных выключателей 110 или 220 кВ.

11.22. Выбор типа привода выключателей напряжением 6-10 кВ

необходимо производить с учетом коммутационной способности последних, значения тока короткого замыкания и выдержки времени релейной защиты в данной точке сети, степени ответственности питаемых электроприемников и режимов их работы.

11.23. На подстанциях промышленных предприятий может применяться смешанная система оперативного тока (одновременное использование в разных сочетаниях постоянного, переменного, выпрямленного тока). Выбор системы оперативного тока следует обосновывать в проекте.

11.24. На подстанциях 110-330 кВ с постоянным оперативным током должна устанавливаться одна аккумуляторная батарея 220 кВ, как правило, типа СК, без элементного коммутатора, работающая в режиме постоянного подзаряда. При проектировании необходимо определять категорию помещения аккумуляторной батареи по взрывопожарной опасности и класс взрывоопасной зоны [23]. Рекомендуется, если имеется возможность, взамен батарей типа СК устанавливать закрытые никель-кадмиевые аккумуляторные батареи.

11.25. Для выпрямления переменного тока следует использовать блоки питания стабилизированные и нестабилизированные, силовые выпрямительные устройства с индуктивным накопителем или без него.

12. Прокладка внецеховых электрических сетей

12.1. По территории промышленных предприятий могут быть проложены воздушные линии, токопроводы, кабельные линии в надземных и подземных кабельных сооружениях, в земле, по стенам зданий и сооружений, на технологических эстакадах.

12.2. Выбор способа внецеховой канализации для энергоемких производств следует производить на основании технико-экономических расчетов сопоставимых вариантов по минимуму приведенных затрат с учетом трудозатрат при производстве электромонтажных работ. При сопоставлении вариантов необходимо учитывать факторы надежности и удобства эксплуатации (ремонтоспособность, дополнительная прокладка линий), степень загрязненности воздуха, грунта, плотность застройки промплощадки, уровень грунтовых

вод, размещение технологических, транспортных и других коммуникаций, требования пожарной безопасности, перспективу развития сети.

12.3. Зоны размещения электрических сетей на промплощадке предприятия должны согласовываться с разработчиком генерального плана.

12.4. Для энергоемких предприятий схемы глубоких вводов 110-220 кВ могут быть осуществлены применением воздушных и кабельных линий 110 или 220 кВ, схемы глубоких вводов 330 кВ - применением ВЛ-330 кВ.

12.4.1. Применение ВЛ целесообразно при невысокой плотности застройки промплощадки. В целях снижения отчуждаемой под ВЛ площади допускается прохождение ВЛ над всеми несгораемыми зданиями и сооружениями, за исключением взрывоопасных установок. При выборе высоты опор ВЛ должна учитываться возможность прокладки в будущем под проводами ВЛ трубопроводов, транспортных и других коммуникаций. В обоснованных случаях может оказаться целесообразным применение специальных опор в целях увеличения длины пролетов.

12.4.2. При высокой плотности застройки предприятия рекомендуется применять сухие кабели 110-220 кВ с пластмассовой изоляцией, прокладываемые в открытых кабельных сооружениях (кабельная эстакада, частично закрытая кабельная галерея, в том числе и размещенная на технологической эстакаде). Прокладка кабелей 110-220 кВ с пластмассовой изоляцией в закрытых кабельных сооружениях (тоннелях, полностью закрытых кабельных галереях) может производиться только в случае невозможности их прокладки в открытых кабельных сооружениях.

12.4.3. Маслонаполненные кабели низкого давления 110-220 кВ могут быть применены при невозможности получения пластмассовых кабелей. Маслонаполненные кабели низкого давления могут прокладываться в лотках в земле, в траншеях, каналах, ниже зоны промерзания (~1,5 м), с устройством специальных колодцев для муфт. Прокладка маслонаполненных кабелей в тоннелях не может быть рекомендована ввиду ее весьма значительной стоимости.

12.4.4. По мере освоения электропромышленностью токопрово-

дов до 330 кВ с элегазовой изоляцией рекомендуется их применение для схем глубоких вводов при высокой плотности застройки промплощадки и наличии агрессивной окружающей среды.

12.5. При целесообразности распределения электроэнергии на напряжениях 6-10 кВ по промплощадке энергоемкого промышленного предприятия следует применять открыто проложенные токопроводы с симметричным расположением фаз следующих конструктивных исполнений:

- жесткий подвесной с трубчатыми шинами и подвесными изоляторами;
- гибкий с расщепленными проводами;
- комплектный закрытый типа ТЗК-10.

12.5.1. Для систем канализации 6-10 кВ промышленных предприятий рекомендуется применять, как правило, жесткие токопроводы с трубчатыми шинами из алюминиевого сплава АД31. Токопроводы разработаны в исполнениях для наружной и внутренней установки при нормальной среде и в исполнении для наружной установки для предприятий с сильно загрязненной средой. Жесткие токопроводы не рекомендуется прокладывать в тоннелях и в полностью закрытых галереях из-за значительного увеличения капитальных затрат. При применении жестких токопроводов следует пользоваться разработанными типовыми проектами узлов и деталей.

12.5.2. Гибкие токопроводы рекомендуется применять при наличии одновременно следующих факторов: нестесненной планировки предприятия, позволяющей не учитывать условную стоимость отчуждаемой под гибкий токопровод территории, и минимального количества (до двух-трех на 1 км) углов поворота трассы.

12.5.3. Комплектные закрытые токопроводы ТЗК-10 не рекомендуется прокладывать по территории промышленных предприятий из-за значительных затрат и по условиям эксплуатации. Токопровод ТЗК-10 следует применять на вводах незначительной длины (порядка 50 м) от трансформаторов до распределительных устройств 6-10 кВ, а также при ошиновке электроустановок внутри зданий.

12.5.4. Сечение токопровода следует выбирать по экономической плотности тока, значение которой определяется расчетом

для нормального режима при проектировании конкретного объекта. Выбранное сечение токопровода следует проверить на нагрев током послеаварийного режима.

12.5.5. При выборе токопровода, прокладываемого по территории предприятия, следует учитывать стоимость отчуждаемой территории. Можно принимать, что отчуждение территории под жесткий токопровод составляет 10 м, под гибкий токопровод - 18 м.

12.6. При необходимости передачи значительной мощности на напряжении 35 кВ рекомендуется применять жесткий токопровод 35 кВ подвесной с трубчатыми шинами и подвесными изоляторами.

12.7. Внецеховые кабельные сети напряжением до 35 кВ следует, как правило, прокладывать открыто в надземных сооружениях: на технологических и кабельных эстакадах, в кабельных частично закрытых галереях.

12.7.1. Прокладка кабелей на технологических эстакадах, в том числе на эстакадах с трубопроводами с горючими газами и ЛВЖ, может осуществляться либо на подвесных кабельных конструкциях или самостоятельных кронштейнах при количестве кабелей до 30, не считая кабелей собственных нужд, либо, при большем числе кабелей, на кабельных эстакадах или в частично закрытых кабельных галереях, сооруженных на технологических эстакадах. При прокладке кабелей на подвесных конструкциях или кронштейнах расстояние от трубопроводов должно быть не менее 0,5 м, небронированные кабели должны быть защищены от механических воздействий. Кабели, прокладываемые на эстакадах и галереях, следует принимать небронированными. При расположении кабельных эстакад и галерей на технологической эстакаде с трубопроводами с горючими газами и ЛВЖ должны быть выполнены противопожарные мероприятия (ограждающие горизонтальные или вертикальные конструкции с огнестойкостью не менее 0,75 ч). Крепление кабельных и других конструкций непосредственно к трубопроводам не допускается. Возможность прокладки кабелей по техническим эстакадам должна согласовываться с технологами.

12.7.2. При отсутствии или невозможности использования технологических эстакад кабели рекомендуется прокладывать на непроходных кабельных эстакадах при количестве кабелей до 20-30

или на проходных кабельных эстакадах и в частично закрытых кабельных галереях при количестве кабелей свыше 30-40. Кабели, прокладываемые на кабельных эстакадах и в галереях, следует принимать небронированными.

При прокладке кабелей на высоте от уровня земли более 4,5 м следует, как правило, предусматривать проходные кабельные эстакады и частично закрытые кабельные галереи. Непроходные кабельные эстакады рекомендуется применять только на коротких участках трассы (при обходе препятствий, при изменении уровня расположения эстакады, в местах ответвлений и т. п.).

12.7.3. Кабельные эстакады и кабельные частично закрытые галереи не требуется делить на противопожарные отсеки поперечными перегородками.

12.7.4. В районах северных географических широт выше 65 град действие прямой солнечной радиации учитывать не следует. На промышленных предприятиях, расположенных в районах северных географических широт ниже 65 град, защищать от воздействия прямой солнечной радиации следует только кабели на напряжение 20 кВ и выше.

12.8. Прокладка кабелей в полностью закрытых кабельных галереях может быть допущена только в обоснованных случаях (например, при крайне агрессивной окружающей среде, при значительных внешних тепловых или механических воздействиях и др).

12.9. Допускается прокладка кабелей по внешним поверхностям наружных стен зданий и сооружений при условии, что последние выполнены из несгораемых материалов.

12.10. При невозможности или нецелесообразности выполнения открытой прокладки кабелей до 35 кВ в надземных сооружениях может быть осуществлена прокладка кабелей в земле (в траншеях) и в подземных кабельных сооружениях (блоках, каналах, тоннелях).

12.10.1. Прокладку кабелей в траншеях следует выполнять при незначительном числе кабелей, в основном на ответвлениях от основных трасс. В одной траншее, как правило, следует прокладывать не больше шести силовых кабелей. Вместо любого из них допускается прокладывать по одному пучку из 12 кабелей вторичных цепей.

Кабели 6-35 кВ на всем протяжении следует защищать от возможных механических воздействий при земляных работах железобетонными, бетонными плитами, кирпичами. Кабели до 1 кВ, проложенные на глубине 0,7 м, должны иметь такую защиту только в местах частых раскопок. Не требуется защищать от механических воздействий траншею с двумя кабельными линиями до 20 кВ, проложенными на глубине 0,7 м, если над кабелями проложена специальная сигнальная лента.

12.10.2. Защиту прокладываемых в земле кабелей от электрохимической коррозии следует выполнять согласно действующим указаниям по катодной защите подземных сооружений [24]. Мероприятия по защите от коррозии должны быть осуществлены до ввода кабельных линий в эксплуатацию.

12.10.3. Прокладку кабелей в блоках следует применять на трассах, насыщенных подземными коммуникациями, в местах, где возможны проливы горячего металла или ведутся частые раскопки, при большом числе пересечений с технологическими и транспортными коммуникациями. Блоки могут быть выполнены из железобетонных ячеистых плит, из асбестоцементных, керамических, чугунных, стальных, полиэтиленовых труб.

При определении количества силовых кабелей, прокладываемых в блоке, следует учитывать фактор снижения допустимых токовых нагрузок на кабели, поэтому силовые кабели рекомендуется прокладывать, в основном, по периметру блока. Количество контрольных кабелей, прокладываемых в блоке, не ограничивается.

В местах, где изменяется направление прокладки блоков, в местах перехода кабелей из блоков в грунт, как правило, следует сооружать кабельные камеры (колодцы).

12.10.4. При необходимости прокладки до 20-30 кабелей могут быть применены кабельные каналы, при количестве кабелей свыше 30-40 - кабельные тоннели. На промплощадках каналы и тоннели, как правило, должны быть заглублены в грунт не менее чем на 0,3 м. Каналы и тоннели, частично заглубленные в грунт или надземные, следует применять на участках территории, доступных только для обслуживающего персонала и не используемых в качестве эвакуационных и транспортных путей.

12.11. Кабельные тоннели и полностью закрытые кабельные галереи должны быть разделены на отсеки поперечными перегородками из негорючих материалов с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч. В этих кабельных сооружениях должны быть предусмотрены автоматическая пожарная сигнализация и тушение пожаров с помощью передвижных средств (пожарных автомобилей) или систем с "сухотрубами" со стационарно установленными распылителями воды. Применение систем с "сухотрубами" рекомендуется в тоннелях при отсутствии возможности подъезда передвижных средств, а в закрытых галереях - при высоте верхней отметки галереи более 10 м над планировочной отметкой территории.

12.12. Взаиморезервирующие кабельные линии, питающие электроприемники I категории, должны прокладываться по изолированным в пожарном отношении трассам. Для промышленных предприятий допускается их прокладка по разным сторонам одного кабельного сооружения (проходные кабельные эстакады, галереи, тоннели) при горизонтальном расстоянии между кабельными конструкциями в свету не менее 1 м, а при использовании непроходных кабельных эстакад взаиморезервирующие кабели должны прокладываться по разным сторонам продольной сплошной балки. Прокладку кабельной линии от третьего независимого источника питания к электроприемнику особой группы I категории допускается выполнять в том же отсеке кабельного сооружения в противопожарном коробе (канале) с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч.

12.13. Габариты кабельных сооружений должны выбираться исходя из всего числа кабелей, подлежащих прокладке в данном сооружении при полном завершении строительства всех его очередей, с учетом выделения мест для возможности дополнительной прокладки в условиях эксплуатации не менее 15% общего числа кабелей. В кабельных сооружениях, по которым прокладываются кабели напряжением 6-10 кВ, следует выделить один ряд полок для размещения кабельных муфт. Необходимо также предусматривать место для размещения трубопроводов и устройств системы пожаротушения.

Литература

1. Правила устройства электроустановок (Минэнерго СССР) - 6-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1986.

2. Правила пользования электрической энергией, введенные письмом Главгосэнергонадзора N 91-6/24-к от 24.10.91.

3. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. М.: Изд-во стандартов, 1985.

4. Выбор мощности масляных трансформаторов по их допустимой аварийной перегрузке // Технический циркуляр ВНИПИ Тяжпромэлектропроект N 351-86 от 27.01.86.

5. Укрупненные показатели стоимости строительства элементов системы электроснабжения промышленных предприятий (УПСС) для технико-экономических сравнений. М.: ЦБНТИ Минмонтажспецстроя СССР, 1986.

6. Методическое пособие по технико-экономическим сравнениям схем электроснабжения. Редакция 1989 г. (Разработка ГПИ Электропроект, шифр ТМ/4852).

7. Инструкция по проектированию изоляции в районах с чистой и загрязненной атмосферой, шифр И34-70-009-83. Введена решением Минэнерго СССР N Э-8/83 от 27.12.83.

8. Руководящие указания по проектированию подстанций с высшим напряжением 35-500 кВ в северных труднодоступных районах, утвержденные ГТУ Минэнерго СССР 01.06.87. (Разработка института Энергосетьпроект, шифр 7775-тм-т1).

9. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений (Разработка института им. Кржижановского, шифр РД34.21.122-87) // Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок. 1988. N 6. С. 10 -23.

10. Правила эксплуатации электроустановок потребителей - 5-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1992.

11. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей - 4-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1986.

12. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ - 4-е изд.,

утверждены протоколом Минэнерго СССР N 21 от 17.05.91.

13. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6-750 кВ подстанций // Типовые материалы для проектирования 407-03-456.86, утвержденные Минэнерго СССР 12.08.87 протоколом N 32.

14. Инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ, шифр ТМ-34-70-070-87.

15. Указания по расчету электрических нагрузок (РТМ36.18.32.4-92)// Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. 1992. N 7-8. С. 4 - 27. (ВНИПИ Тяжпромэлектропроект).

16. Пособие к РТМ36.18.32.4-92, 2-я редакция. Разработка ВНИПИ ТПЭП, 1993.

17. Указания по расчету токов однофазных КЗ в сетях до 1 кВ промышленных предприятий методом петли "фаза-нуль". Разработка ВНИПИ ТПЭП, 1993.

18. ГОСТ 13109-87. Электрическая энергия. Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения. М. Изд-во стандартов, 1987.

19. Правила присоединения потребителя к сети общего назначения по условиям влияния на качество электроэнергии // Промышленная энергетика. 1991. N 8.

20. Инструкция о порядке расчетов за электрическую и тепловую энергию. Утверждена Комитетом РФ по политике цен и Минтопэнерго 30.11.93, N 01-17/1442-11/ВК 7539.

21. Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий (РТМ36.18.32.6-92) // Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. 1993. N 2. С. 24 - 52. (ВНИПИ Тяжпромэлектропроект).

22. Пособие к РТМ36.18.32.6-92. Разработка ВНИПИ ТПЭП, 1992.

23. Указания по категорированию и классификации помещений стационарных кислотных и щелочных аккумуляторных батарей. Разработка ВНИПИ ТПЭП, 1993.

24. Руководящие указания по катодной защите подземных энергетических сооружений от коррозии. Разработка НИИПТ, утверждены ГТУ Минэнерго СССР 30.03.84.

gost.e-ecolog.ru