

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДОВ.
Схемы перспективного развития
электрических сетей напряжением 6–110 кВ.
Порядок разработки

ЭЛЕКТРАЗАБЕСПЕЧЕННЯ ГРАДОЎ.
Схемы перспектыўнага развіцця
электрычных сетак напружаннем 6–110 кВ.
Парадак распрацоўкі

Министерство энергетики
Республики Беларусь

Минск 2022

УДК 629.064.5(083.74)(476)

МКС 29.240

Ключевые слова: схема электроснабжения, надежность электроснабжения, воздушная линия электропередачи, кабельная линия электропередачи, подстанция, распределительный пункт, центр питания, электроприемник, электрическая нагрузка

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН научно-исследовательским и проектно-изыскательским республиканским унитарным предприятием «Белэнергосетьпроект» (РУП «Белэнергосетьпроект»)

2 УТВЕРЖДЕН и ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 05.11.2021 № 59

3 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

© Минэнерго, 2022

Настоящий технический кодекс установившейся практики не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения Министерства энергетики Республики Беларусь

Издан на русском языке

Содержание

1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки	1
3 Термины и определения и сокращения.....	3
3.1 Термины и определения	3
3.2 Сокращения.....	4
4 Общие положения.....	5
5 Порядок разработки, объем и состав документации	6
6 Расчетные электрические нагрузки	9
7 Напряжение сетей и режимы заземления нейтрали	13
8 Схемы электрических сетей	14
8.1 Категории электроприемников, надежность электроснабжения	14
8.2 Схемы электрических сетей напряжением 35 кВ и выше	15
8.3 Схемы питающих и распределительных сетей напряжением 10(6) кВ	18
9 Электрические расчеты.....	20
9.1 Сечения проводов и кабелей	20
9.2 Расчеты установившихся режимов электрических сетей	21
9.3 Расчеты токов короткого замыкания	22
9.4 Уровни и регулирование напряжения, компенсация реактивной мощности	22
10 Защита, автоматика и телемеханика (автоматизированная система диспетчерского телеуправления), средства связи	23
11 Учет электроэнергии и автоматизированная система контроля и учета электроэнергии. Контроль показателей качества электроэнергии.....	25
Приложение А (обязательное) Перечень исходных данных для разработки схемы перспективного развития электрических сетей напряжением 6–110 кВ городов.....	28
Библиография.....	30

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

Электроснабжение городов.

Схемы перспективного развития электрических сетей напряжением 6–110 кВ. Порядок разработки

Електразабезпечення гарадоў.

Схемы перспектыўнага развіцця электрычных сетак напружаннем 6–110 кВ. Парадак распрацоўкі

Municipal electricity supply.

6–110 kV electric networks long-term development schemes.
Development process

Дата введения 2022-03-01

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Настоящий технический кодекс установившейся практики (далее – технический кодекс) устанавливает правила и порядок разработки и корректировки схем перспективного развития электрических сетей напряжением 6–110 кВ городов.

1.2 Настоящий технический кодекс распространяется на разработку схем вновь сооружаемых и реконструируемых электрических сетей напряжением 6 кВ и выше городов.

1.3 Настоящий технический кодекс не распространяется на схемы внутриплощадочных электрических сетей предприятий, расположенных на территории города, а также на электрические сети и сооружения напряжением 0,4–10(6) кВ, предназначенные для электроснабжения жилых и общественных зданий.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

СТБ 2096-2010 Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии. Общие технические требования

СТБ 2574-2020 Электроэнергетика. Основные термины и определения

ТКП 183.1-2009 (03130) Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 1. Контроль качества электрической энергии

ТКП 339-2011 (02230) Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловых и аккумуляторных, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемо-сдаточных испытаний

ТКП 385-2012 (02230) Нормы проектирования электрических сетей внешнего электроснабжения напряжением 0,4–10 кВ сельскохозяйственного назначения

ТКП 609-2017 (33240) Автоматизация распределительных электрических сетей напряжением 0,4–10 кВ

ТКП 611-2017 (33240) Силовые кабельные линии напряжением 6–110 кВ. Нормы проектирования по прокладке кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена пероксидной сшивки

ГОСТ 14209-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки

ГОСТ 18311-80 Изделия электротехнические. Термины и определения основных понятий

ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения

ГОСТ 21027-75 Системы энергетические. Термины и определения

ГОСТ 24291-90 Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения

ГОСТ 26522-85 Короткие замыкания в электроустановках. Термины и определения

ГОСТ 29322-2014 (IEC 60038:2009) Напряжения стандартные

ГОСТ 30331.1-2013 (IEC 60364-1:2005) Электроустановки низковольтные. Часть 1. Основные положения, оценка общих характеристик, термины и определения

ГОСТ 30804.4.30-2013 (IEC 61000-4-30:2008) Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии

ГОСТ 30804.4.7-2013 (IEC 61000-4-7:2009) Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств

ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 33073-2014 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль и мониторинг качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

Примечание – При пользовании настоящим техническим кодексом целесообразно проверить действие ссылочных документов на официальном сайте Национального фонда технических нормативных правовых актов в глобальной компьютерной сети Интернет.

Если ссылочные документы заменены (изменены), то при пользовании настоящим техническим кодексом следует руководствоваться действующими взамен документами. Если ссылочные документы отменены без замены, то положение, в котором дана ссылка на них, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

3.1 Термины и определения

В настоящем техническом кодексе применяют термины, установленные СТБ 2096, СТБ 2574, ТКП 385, ГОСТ 18311, ГОСТ 19431, ГОСТ 21027, ГОСТ 24291, ГОСТ 26522, ГОСТ 30331.1, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 автоматическое включение резерва; АВР: Автоматическое включение дополнительного источника питания для обеспечения бесперебойной работы электроприемников.

3.1.2 встречное регулирование напряжения: Регулирование, при котором на шинах электростанций и подстанций в часы максимума нагрузки поддерживается повышенное, а в часы минимума нагрузки – пониженное напряжение.

3.1.3 городская агломерация: Группа близко расположенных городов, объединенных тесными производственными, трудовыми, культурно-бытовыми, рекреационными связями; в ее состав могут входить также поселки городского типа.

3.1.4 группа электроприемников: Совокупность электроприемников, характеризующаяся одинаковыми требованиями к надежности электроснабжения.

3.1.5 концентрированные потребители электроэнергии (концентрированная нагрузка): Потребители электроэнергии с крупными электроприемниками промышленного или коммунально-бытового назначения, имеющие собственные распределительные пункты.

3.1.6 опорная подстанция: Электрическая подстанция, с которой дистанционно управляются другие подстанции электрической сети и контролируется их работа.

3.1.7 питающая линия: Линия электропередачи, соединяющая центр питания и распределительный пункт, а также распределительные пункты между собой.

3.1.8 распределенная нагрузка: Нагрузка потребителей электроэнергии сети напряжением 10(6) кВ, непосредственно подключенная к шинам напряжением 10(6) кВ центров питания.

3.1.9 расчетная нагрузка: Величина ожидаемой активной мощности в данном узле схемы электроснабжения на определенный расчетный период.

3.1.10 центр питания: Для сетей напряжением 10(6) кВ – распределительное устройство генераторного напряжения электростанции или распределительное устройство подстанции 35 кВ и выше, к которым присоединены линии напряжением 10(6) кВ.

3.1.11 эксплуатирующая организация (электрических сетей): Юридическое лицо независимо от его организационно-правовой формы, владеющее и использующее объект электроэнергетики на праве хозяйственного ведения и оперативного управления.

3.1.12 электросетевые объекты: Линии электропередачи, трансформаторные и иные подстанции, распределительные устройства и другое оборудование, подключенные к электроэнергетической системе и предназначенные для передачи и распределения электрической энергии.

3.2 Сокращения

АВР – автоматическое включение резерва;

АРВ – автоматика регулирования возбуждения;

АРН – автоматика регулирования напряжения;

АСДТУ – автоматизированная система диспетчерского телеуправления;

АСКУЭ – автоматизированная система контроля и учета электроэнергии;

ВЛ – воздушная линия;

ГПО – государственное производственное объединение;

КЛ – кабельная линия;

ЛЭП – линия электропередачи;

ПКЭ – показатели качества электроэнергии;

ПС – подстанция (электрическая);

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РП – распределительный пункт;

РУП – республиканское унитарное предприятие;
ТН – трансформатор напряжения;
ТНПА – технический нормативный правовой акт;
ТП – трансформаторная подстанция;
ТТ – трансформатор тока;
ЦП – центр питания.

4 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

4.1 Схема перспективного развития электрических сетей напряжением 6–110 кВ города является документом, в котором обосновываются техническая необходимость, экономическая целесообразность строительства новых, модернизации и реконструкции существующих электрических сетей напряжением 6–110 кВ, средств их эксплуатации и управления с целью качественного, надежного электроснабжения потребителей.

4.2 Городские электрические сети должны удовлетворять требованиям строительных норм и других ТНПА, а также рекомендациям ПУЭ [1].

4.3 К городским электрическим сетям, требования к которым устанавливаются данным техническим кодексом, относятся:

- электроснабжающие сети напряжением 35 кВ и выше, включая кольцевые сети с ПС, линии и подстанции глубокого ввода;
- питающие и распределительные сети напряжением 10(6) кВ, включая РП, ТП, линии, соединяющие центры питания с РП и ТП, линии, соединяющие ТП между собой, питающие линии промышленных предприятий, находящихся на территории города. Исключение составляют внутриплощадочные сети напряжением 10(6) кВ промышленных предприятий, расположенных на территории города.

4.4 Городские электрические сети должны развиваться комплексно, с увязкой между собой сетей напряжением 35 кВ и выше, питающих и распределительных сетей напряжением 10(6) кВ, с учетом всех потребителей города и прилегающих к нему районов. Электрические сети должны выполняться с учетом обеспечения требуемой надежности электроснабжения, соблюдения установленных норм качества электроэнергии, а также наибольшей экономичности. При этом рекомендуется предусматривать совместное использование отдельных элементов системы электроснабжения для питания различных потребителей, независимо от их ведомственной принадлежности.

4.5 Схема перспективного развития должна предусматривать возможность поэтапного развития электрических сетей напряжением 6–110 кВ по мере роста нагрузок в перспективе без коренного переустройства электросетевых объектов на каждом этапе.

4.6 Электрические сети напряжением 6–110 кВ должны выполняться так, чтобы в нормальном режиме все элементы сети находились под нагрузкой с максимально возможным использованием их нагрузочной способности.

Применение элементов сети, не несущих нагрузки в нормальном режиме (за исключением элементов сети, обеспечивающих необходимый технический резерв), допускается при наличии технико-экономического обоснования.

4.7 При разработке схемы перспективного развития электрических сетей города необходимо максимально использовать существующие электросетевые объекты. Решение об их ликвидации может быть принято только при соответствующем технико-экономическом обосновании.

4.8 Электросетевые объекты должны выполняться с учетом максимального применения комплектного электротехнического оборудования заводского изготовления.

4.9 Подходы к проектированию питающих и распределительных сетей напряжением 10(6) кВ в настоящем техническом кодексе распространяются на сети напряжением 20 кВ. Применение класса напряжения 20 кВ в городских электрических сетях должно быть технически и экономически обосновано.

4.10 При проектировании городских электрических сетей напряжением 6–110 кВ необходимо учитывать требования СН 2.02.04 [2].

5 ПОРЯДОК РАЗРАБОТКИ, ОБЪЕМ И СОСТАВ ДОКУМЕНТАЦИИ

5.1 Схемы перспективного развития городских электрических сетей напряжением 6–110 кВ должны разрабатываться для больших, крупных и крупнейших городов и городских агломераций.

Классификация городов в зависимости от численности населения – согласно СН 3.01.03 [3].

5.2 Схемы перспективного развития городских электрических сетей напряжением 6–110 кВ для средних и малых городов рекомендуется разрабатывать при возникновении особой необходимости (в том числе при значительном росте темпов развития промышленного и жилищно-коммунального секторов, при появлении крупных инвестиционных проектов, изменении статуса города и др.).

5.3 Разработка схемы перспективного развития электрических сетей напряжением 6–110 кВ города осуществляется на основании задания.

5.4 Схема перспективного развития электрических сетей напряжением 6–110 кВ города разрабатывается на пятилетний период

с прогнозом на последующие 5 лет на базе утвержденного генерального плана города с выделением, при необходимости, промежуточных этапов.

5.5 В качестве отчетного года принимается год, предшествующий началу выполнения схемы перспективного развития электрических сетей напряжением 6–110 кВ города.

5.6 Схемы перспективного развития электрических сетей напряжением 6–110 кВ города пересматриваются, как правило, раз в 10 лет. При значительном несоответствии темпов развития промышленного и жилищно-коммунального секторов города, заложенных в действующей схеме, темпам развития города (в связи с появлением инвестиционных проектов, изменением актуальных задач развития города и др.) для уточнения и оптимизации перспективного развития сетей схема электрических сетей напряжением 6–110 кВ города может пересматриваться с меньшей периодичностью.

5.7 Основой для разработки схем перспективного развития электрических сетей напряжением 6–110 кВ города являются следующие исходные данные:

- материалы, характеризующие перспективы развития города, в том числе утвержденный генеральный план его развития, проекты детального планирования отдельных районов;
- местные и региональные энергетические программы;
- проектные и научно-исследовательские работы по вопросам развития электроснабжения (а также теплоснабжения в случае использования электроэнергии для нужд отопления и горячего водоснабжения) региона, города и материалы по их утверждению;
- научно-исследовательские работы, характеризующие технический прогресс производства, транспорта, распределения и потребления электроэнергии;
- проекты намечаемых к сооружению электросетевых объектов напряжением 6–110 кВ;
- планы развития электрических сетей напряжением 6–110 кВ, энергоисточников и локальных систем электроснабжения различного назначения;
- отчетные данные по электрическим сетям напряжением 6–110 кВ эксплуатирующей организации электрических сетей.

5.8 Исходные данные для разработки схемы перспективного развития электрических сетей напряжением 6–110 кВ города предоставляются в соответствии с перечнем из приложения А.

При необходимости иные исходные данные запрашиваются разработчиком схемы.

5.9 Основные вопросы перспективного развития системы электро-снабжения города на расчетный срок, закрепление площадок для новых подстанций, трасс воздушных/кабельных ЛЭП напряжением 35 кВ и выше принимаются по материалам утвержденного генерального плана города.

5.10 В объем графического материала по развитию электрических сетей напряжением 10(6) кВ и выше на расчетные периоды должны входить:

- карта-схема электрических сетей напряжением 35 кВ и выше с указанием наименования ПС, марок, сечений и длин проводов/кабелей воздушных/кабельных ЛЭП напряжением 35 кВ и выше;
- карта-схема питающих электрических сетей напряжением 10(6) кВ с указанием наименования ПС и РП;
- схема электрических соединений электрических сетей напряжением 35 кВ и выше с указанием мощности трансформаторов ЦП, напряжения, длин, марок и сечений проводов/кабелей воздушных/кабельных ЛЭП напряжением 35 кВ и выше;
- схема электрических соединений питающих сетей напряжением 10(6) кВ с указанием напряжения, длин, марок и сечений проводов/кабелей воздушных/кабельных ЛЭП напряжением 10(6) кВ.

5.11 Допускается разработка схемы перспективного развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше и схемы развития электрических сетей напряжением 10(6) кВ в виде двух самостоятельных взаимосвязанных работ.

5.12 Для крупных и крупнейших городов объем проектных проработок электрических сетей напряжением 10(6) кВ допускается ограничивать питающими сетями.

5.13 В схеме перспективного развития городских электрических сетей должны рассматриваться:

- существующие схемы электроснабжения;
- электрические нагрузки на перспективу с районированием их по ЦП и источники их питания,
- схемы электрических сетей районов города с определением количества, мощности, напряжения и мест расположения ЦП с учетом категорий потребителей;
- схемы питающих сетей напряжением 10(6) кВ и их параметры с учетом категорий потребителей;
- режим нейтрали сетей напряжением 10(6)–35 кВ и компенсация токов замыкания на землю;
- токи короткого замыкания;
- объемы электросетевого строительства и реконструкции по электрическим сетям напряжением 6–110 кВ;

- стоимость строительства и реконструкции сетей по укрупненным показателям;
- технико-экономические показатели города.

5.14 Схемы перспективного развития сетей могут содержать рекомендации по вопросам:

- регулирования напряжения;
- учета электрической энергии;
- компенсации реактивной мощности;
- релейной защиты и автоматики сетей;
- защиты от перенапряжений и заземления в сетях;
- автоматического противоаварийного управления;
- диспетчерско-технологического управления;
- учета и контроля ПКЭ;
- организации производственно-технологических сетей связи.

5.15 Предпроектная документация, архитектурные проекты и строительные проекты при одностадийном проектировании по расширению и реконструкции отдельных элементов электрических сетей, как правило, должны разрабатываться с учетом схем перспективного развития городских электрических сетей. Исключение составляют схемы электроснабжения электроэнергетических объектов, не учтенных в актуальной схеме перспективного развития городских электрических сетей, необходимость сооружения которых была обоснована после утверждения последней.

6 РАСЧЕТНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

6.1 Для определения расчетных электрических нагрузок на проектные периоды на шинах напряжением 10(6) кВ ЦП напряжением 35 кВ и выше производится анализ существующих максимальных электрических нагрузок, технических условий на подключение электрической нагрузки потребителей, данных развития города по генеральному плану.

6.2 Для существующей распределенной нагрузки на шинах напряжением 10(6) кВ ЦП напряжением 35 кВ и выше анализируется тенденция изменения ее по отчетным данным.

6.3 Для реконструируемых электрических сетей в районах сохраняемой жилой застройки при отсутствии существенных изменений в степени ее электрификации (например, не предусматривается централизованный переход на электропищеприготовление или электрообогрев) расчетные электрические нагрузки допускается принимать по фактическим данным с учетом общей тенденции изменения по городу.

Нагрузки существующих жилых районов могут корректироваться до уровня нагрузок нового строительства с учетом уровня электрифи-

кации и категории надежности электроснабжения объектов при соответствующем технико-экономическом обосновании.

6.4 Для определения расчетных электрических нагрузок новых и реконструируемых жилых районов многоэтажной и усадебной застройки на шинах напряжением 10(6) кВ ЦП следует пользоваться следующими удельными показателями коммунально-бытовой нагрузки (с учетом пищеприготовления) относительно общей площади жилых помещений с установкой:

- электроплит – 23 Вт/м²;
- газовых плит – 18 Вт/м².

6.5 Расчет электрических нагрузок потребителей при использовании электроэнергии для целей отопления и горячего водоснабжения выполняется на основании утвержденной схемы теплоснабжения города. При отсутствии в действующей схеме теплоснабжения города объекта с использованием электроэнергии для целей нагрева учет его электрических нагрузок осуществляется на основании выданных технических условий либо других конкретных данных.

6.6 При использовании электроэнергии для целей отопления и горячего водоснабжения для многоэтажной и усадебной застройки расчет дополнительных электрических нагрузок на эти цели при отсутствии утвержденной схемы теплоснабжения города (района), технических условий и других конкретных данных следует выполнять по удельным показателям нагрузки относительно общей площади жилых помещений, приведенным в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Удельные показатели нагрузки относительно общей площади жилых помещений

Показатель	Тип застройки		
	многоэтажная	усадебная	
Способ организации отопления и горячего водоснабжения	Поквартирная установка электроконвекторов и бойлеров	Домовые электродетальные с баками-аккумуляторами	Подомовая установка электроконвекторов и бойлеров
Удельная нагрузка отопления и горячего водоснабжения, Вт/м ²	85	120	150

Соотношение долей расчетной электрической нагрузки для целей отопления и горячего водоснабжения в суммарной величине из таблицы 6.1 следует принимать по таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Удельные показатели расчетной электрической нагрузки относительно общей площади жилых помещений

Показатель		Тип застройки		
		многоэтажная		усадебная
Способ организации отопления и горячего водоснабжения		Поквартирная установка электроконвекторов и бойлеров	Домовые электродотельные с баками-аккумуляторами	Подомовая установка электроконвекторов и бойлеров
Соотношение из суммарной величины, %	Отопление	85	70	95
	Горячее водоснабжение	15	30	5

6.7 Электрические нагрузки существующих предприятий на проектные периоды принимаются по отчетным данным с учетом тенденций их изменения за предыдущие годы при отсутствии подтвержденных величин самими предприятиями.

6.8 Электрическая нагрузка новых объектов социального назначения и промышленных предприятий учитывается по проектам их электроснабжения, по аналогам при отсутствии проектов либо согласно действующим техническим условиям.

6.9 Расчетные электрические нагрузки для выбора мощности трансформаторов ЦП напряжением 35 кВ и выше определяются умножением суммы расчетных нагрузок отдельных составляющих нагрузки на шинах напряжением 10(6) кВ на коэффициент одновременности, принимаемый в зависимости от количества составляющих нагрузки на шинах напряжением 10(6) кВ ЦП (таблица 6.3).

**Таблица 6.3 – Коэффициент одновременности для нагрузок ЦП
в зависимости от количества составляющих нагрузки
на шинах ЦП**

Показатель	Количество составляющих нагрузки на шинах ЦП (фидеры, потребители)			
	2–5	5–10	10–15	более 15
Коэффициент одновременности для нагрузок ЦП	0,9	0,8	0,7	0,6

При поквартирной (подомовой) установке электроконвекторов и бойлеров коэффициент одновременности составляющей нагрузки на отопление принимается равным 1,0, на цели горячего водоснабжения – 0,7, при установке домовых электродотельных с баками-аккумуляторами – 1,0. На указанные составляющие нагрузки коэффициент одновременности из таблицы 6.3 не распространяется.

6.10 Расчет электрических нагрузок ЦП напряжением 35 кВ и выше при использовании электроэнергии для целей отопления и горячего водоснабжения следует выполнять для характерных уровней нагрузок с учетом способа его организации и времени включения в работу устанавливаемого оборудования.

6.11 Расчетные электрические нагрузки для выполнения расчетов установившихся режимов в сети напряжением 35 кВ и выше определяются умножением расчетной нагрузки ЦП для выбора трансформаторной мощности на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов нагрузок ЦП (коэффициент участия в максимуме нагрузок города), принимаемый 0,95.

6.12 Коэффициент мощности для потребителей напряжением 10(6) кВ в период максимума нагрузки принимается равным:

- для нагрузки электрообогрева – 1,0;
- для коммунально-бытовой нагрузки – 0,9;
- для смешанной коммунально-бытовой нагрузки и нагрузки электрообогрева – 0,98;
- для производственных потребителей – на основании отчетных величин, для новых – по аналогам при отсутствии данных.

6.13 Нагрузка РП определяется:

- для существующих РП – по отчетной нагрузке согласно тенденции изменения нагрузки города с учетом подключения новых потре-

бителей и изменения топологии питающей и распределительной сети напряжением 10(6) кВ;

- для проектируемых РП в районах новой застройки – согласно генеральному плану в соответствии с объемом застраиваемой жилой площади и соответствующей ей нагрузке.

6.14 Нагрузка РП должна составлять в районах застройки:

- многоэтажной – не более 8 МВт;
- усадебной – не менее 1,5 МВт и не более 8 МВт.

7 НАПРЯЖЕНИЕ СЕТЕЙ И РЕЖИМЫ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ

7.1 Напряжение городских электрических сетей выбирается с учетом системы напряжений 10–35–110(330) кВ.

7.2 Напряжение системы электроснабжения города должно выбираться с учетом наименьшего количества ступеней трансформации энергии. Для крупнейших и крупных городов на ближайший период развития города наиболее целесообразной является система напряжений 330/110/10 кВ, для остальных городов – 35–110/10 кВ.

В крупнейших и крупных городах использование напряжения 35 кВ должно быть ограничено.

7.3 В проектах, предусматривающих в дальнейшем перевод сети на повышенное напряжение, новое оборудование и кабели должны приниматься на более высокий класс номинального напряжения.

При расширении и реконструкции действующих сетей напряжением 6 кВ рекомендуется переводить их на напряжение 10 кВ с использованием установленного оборудования при соответствии его характеристик переводимому напряжению.

7.4 В новых районах застройки напряжение питающих (распределительных) сетей должно приниматься не ниже 10 кВ, независимо от напряжения сети в существующей части города.

7.5 Сети напряжением 110 кВ должны выполняться с эффективно заземленной нейтралью.

7.6 Режим заземления нейтрали сетей напряжением 35 кВ следует оставлять таким же, каким он является на момент разработки схемы электроснабжения города.

7.7 Сети напряжением 10(6) кВ рекомендуется выполнять с низкоомным резистивным режимом заземления нейтрали. Допускается применять высокоомный резистивный режим заземления нейтрали или комбинированный режим заземления нейтрали при соответствующем технико-экономическом обосновании.

8 СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

8.1 Категории электроприемников, надежность электроснабжения

8.1.1 Надежность электроснабжения городских потребителей должна соответствовать требованиям СН 4.04.01 [4], настоящего технического кодекса и ПУЭ [1].

8.1.2 При рассмотрении надежности электроснабжения коммунально-бытовых потребителей к соответствующей категории следует, как правило, относить отдельные электроприемники. Допускается категорирование надежности электроснабжения для группы электроприемников.

8.1.3 Электроприемники коммунально-бытовых потребителей, как правило, не имеют в своем составе электроприемников, относящихся согласно ПУЭ [1] к особой группе первой категории. При наличии таких электроприемников в составе городских потребителей их электроснабжение должно выполняться индивидуально, с учетом требований 8.3.2.

При построении сети требования к надежности электроснабжения отдельных электроприемников более высокой категории недопустимо распространять на все остальные электроприемники.

8.1.4 Электроприемники первой категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

Из состава электроприемников первой категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования.

8.1.5 Электроприемники второй категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

8.1.6 Электроприемники третьей категории – все остальные электроприемники, не подходящие под определения первой и второй категорий.

8.1.7 Перечень основных электроприемников городских потребителей с их категорированием по надежности электроснабжения приведен в СН 4.04.01 [4].

8.1.8 Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых, взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения особой группы электроприемников первой категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого, взаимно резервирующего источника питания.

8.1.9 Электроприемники второй категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых, взаимно резервирующих источников. Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

8.1.10 Электроприемники третьей категории могут питаться от одного источника питания. Допустимы перерывы на время, необходимое для подачи временного питания, ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более чем на одни сутки.

8.1.11 Требования к надежности электроснабжения промышленных потребителей, находящихся на территории города, определяются с учетом требований отраслевых нормативных документов и ПУЭ [1].

8.1.12 При использовании электроэнергии для целей отопления и горячего водоснабжения конфигурация сети напряжением 110 кВ и питающих (распределительных) сетей напряжением 10(6) кВ должна обеспечивать надежность электроснабжения объектов согласно их категории.

8.2 Схемы электрических сетей напряжением 35 кВ и выше

8.2.1 Выбор оптимальной схемы электрических сетей должен производиться на основании технико-экономических расчетов с учетом размеров города, перспективы его развития, исторически сложившейся существующей схемы сети, источников питания и других местных условий.

При сопоставимости результатов технико-экономических расчетов принимается вариант развития электрической сети с более высокой степенью напряжения, а также с учетом таких критериев, как: перспективность схемы; удобство эксплуатации, использование типового оборудования и т. п.

При проектировании схем электрических сетей напряжением 35 кВ и выше следует обеспечивать рациональное сочетание намеченных

к сооружению и действующих электросетевых объектов с учетом их физического и морального износа, а также возможности расширения и реконструкции.

Схема электрической сети должна быть приспособленной к разным режимам передачи электрической энергии, возникающим в результате изменения нагрузок потребителей, плановых или аварийных отключений элементов сети.

8.2.2 При разработке схемы электрических сетей крупных и крупнейших городов, как правило, следует предусматривать:

- создание вокруг города кольцевой магистральной сети напряжением 110 кВ и выше с двухсторонним питанием и транзитными ПС. Кольцевая сеть должна присоединяться к подстанциям более высоких напряжений энергосистемы и городским электрическим станциям;
- сооружение подстанций глубокого ввода напряжением 110 кВ и выше для питания отдельных районов города либо потребителя со значительной концентрированной нагрузкой, не охватываемых кольцевой сетью указанного напряжения. В зависимости от местных условий питание подстанций глубокого ввода может предусматриваться от разных секций одной или разных опорных подстанций;
- создание новой кольцевой сети по мере развития города и увеличения его электрической нагрузки.

8.2.3 Кольцевая сеть напряжением 110 кВ и выше крупнейших городов должна быть связана по сети внешнего электроснабжения не менее чем с двумя независимыми источниками питания энергосистемы через разные опорные подстанции.

Опорные подстанции рекомендуется располагать в противоположных местах кольцевой сети. ЛЭП кольцевой сети с опорными подстанциями энергосистемы рекомендуется сооружать по разным трассам в воздушном или кабельном исполнении.

8.2.4 В сетях напряжением 110 кВ рекомендуется присоединение к одной ЛЭП с двухсторонним питанием не более трех подстанций при условии сохранения питания потребителей при аварийном отключении любого участка линии.

8.2.5 Место сооружения подстанций напряжением 35 кВ и выше и коридоры размещения ЛЭП должны определяться, как правило, генеральным планом города. Схема электрических соединений и мощность подстанций должны определяться на основе технико-экономических расчетов с учетом нагрузки и расположения основных потребителей, развития сетей напряжением 35 кВ и выше энергосистемы, питающих (распределительных) сетей напряжением 10(6) кВ города. При этом подстанции, сооружаемые для электроснабжения промыш-

ленных потребителей, рекомендуется использовать также в качестве ЦП городской питающей (распределительной) сети.

8.2.6 Подстанции напряжением 110 кВ, как правило, следует выполнять двухтрансформаторными. Допускается применение однотрансформаторных подстанций, если при этом может быть обеспечена требуемая надежность электроснабжения потребителей, а также предусмотрена возможность расширения подстанции с установкой второго трансформатора.

8.2.7 Для двухтрансформаторных подстанций допустимую аварийную перегрузку трансформатора в период максимума следует принимать в соответствии с требованиями ГОСТ 14209 и технических условий на трансформаторы.

8.2.8 Мощность трансформаторов подстанций напряжением 110 кВ выбирается в зависимости от территории района электроснабжения, плотности нагрузки, состава потребителей и других местных условий.

При этом при выборе мощности трансформаторов городских ЦП напряжением 35–110 кВ необходимо учитывать перспективную нагрузку потребителей прилегающего района.

Мощность трансформаторов подстанций напряжением 110 кВ при соответствующем обосновании рекомендуется принимать:

- в крупных и крупнейших городах – не менее $2 \cdot 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}$;
- в больших и средних городах – не менее $2 \cdot 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

8.2.9 На подстанциях напряжением 110 кВ открытого типа на начальном этапе допускается установка трансформаторов меньшей мощности или одного трансформатора при условии обеспечения требований надежности электроснабжения потребителей.

8.2.10 При построении сети напряжением 110 кВ и подключении к ней подстанций следует учитывать возможность резервирования потребителей по питающей (распределительной) сети напряжением 10(6) кВ в ремонтно-аварийных режимах сети напряжением 110 кВ.

Для средних городов с неразветвленной сетью напряжением 35–110 кВ схема электроснабжения должна предусматривать при необходимости дополнительное электросетевое строительство по сети напряжением 35–110 кВ для обеспечения надежности электроснабжения потребителей города по сети напряжением 10(6) кВ в ремонтно-аварийных режимах.

8.2.11 Необходимость мероприятий по ограничению мощности короткого замыкания на шинах напряжением 10(6) кВ ЦП должна определяться на основе сопоставления затрат на ограничение мощности короткого замыкания с затратами на увеличенные сечения проектируемых и замену существующих кабелей.

При необходимости ограничения мощности короткого замыкания на шинах напряжением 10(6) кВ ЦП следует рассматривать применение трансформаторов с расщепленными обмотками или установку токоограничивающих реакторов в цепях напряжением 10(6) кВ трансформаторов.

8.2.12 При проектировании подстанций напряжением 110 кВ в новых районах застройки должны быть предусмотрены коридоры для прокладки КЛ питающей (распределительной) сети напряжением 10 кВ, а также, при необходимости, коридоры для КЛ напряжением 110 кВ.

8.2.13 В городских районах плотной застройки и массового жилищного строительства должно предусматриваться выполнение подстанций напряжением 110 кВ закрытого типа.

8.2.14 Воздушные ЛЭП напряжением 110 кВ и выше рекомендуются сооружать за пределами жилой застройки.

8.2.15 Сооружение электрических сетей напряжением 110 кВ и выше в пределах жилой и общественной застройки следует, как правило, предусматривать в кабельном исполнении.

Сооружение электрических сетей напряжением 110 кВ и выше к подстанциям глубокого ввода в пределах жилой и общественной застройки в крупнейших и крупных городах согласно СН 3.01.03 [3] следует осуществлять в кабельном исполнении.

8.2.16 Ликвидация существующих коридоров ВЛ напряжением 110 кВ и выше для передачи территории на нужды города должна осуществляться при соответствующем обосновании с учетом альтернативного электросетевого строительства для поддержания необходимой надежности электроснабжения потребителей.

8.3 Схемы питающих и распределительных сетей напряжением 10(6) кВ

8.3.1 Сети напряжением 10(6) кВ подразделяются на питающие и распределительные. Питающие сети напряжением 10(6) кВ соединяют РП напряжением 10(6) кВ и ЦП напряжением 35 кВ и выше. Распределительные сети обеспечивают питание ТП потребителей от РП напряжением 10(6) кВ или ЦП напряжением 35 кВ и выше.

8.3.2 Построение городской электрической сети напряжением 10(6) кВ по условиям обеспечения необходимой надежности электроснабжения потребителей, как правило, выполняется применительно к основной массе электроприемников рассматриваемого района города. При наличии отдельных электроприемников более высокой категории или особой группы первой категории этот принцип построения сетей дополняется необходимыми мерами по созданию требуемой надежности электроснабжения этих электроприемников.

8.3.3 Основным принципом построения сети напряжением 10(6) кВ для электроснабжения электроприемников первой категории является двухлучевая схема с двухсторонним питанием при условии подключения взаимно резервирующих линий напряжением 10(6) кВ к разным независимым источникам питания.

8.3.4 Основным принципом построения сети напряжением 10(6) кВ для электроприемников второй категории является сочетание петлевых схем напряжением 10(6) кВ, обеспечивающих двухстороннее питание каждой ТП.

8.3.5 Для электроснабжения районов с электроприемниками первой и второй категории рекомендуется применение на напряжении 10(6) кВ комбинированной петлевой двухлучевой схемы с двухсторонним питанием.

8.3.6 Основным принципом построения распределительной сети напряжением 10(6) кВ для электроприемников третьей категории является сочетание петлевых и радиальных линий напряжением 10(6) кВ. При применении воздушных ЛЭП для питания электроприемников третьей категории резервирование линий может не предусматриваться.

8.3.7 Сети напряжением 10(6) кВ рекомендуется использовать для совместного питания городских коммунально-бытовых и промышленных потребителей. Допускается сооружение сетей напряжением 10(6) кВ для самостоятельного электроснабжения отдельных крупных потребителей.

При проектировании схем электрических сетей напряжением 10(6) кВ следует обеспечивать рациональное сочетание намеченных к сооружению и действующих электросетевых объектов с учетом их физического и морального износа, а также возможности расширения и реконструкции.

8.3.8 Питающие сети строятся, как правило, по двухлучевой схеме. Дополнительно при необходимости обеспечения надежности электроснабжения между РП предусматривается сооружение резервных линий напряжением 10(6) кВ.

Распределительные сети напряжением 10(6) кВ выполняются по двухлучевым и петлевым схемам.

8.3.9 Рекомендуется применение автоматизированных схем питающей и распределительной сети с возможностью дистанционного управления, управляемых единой сетью информационно-технологических систем в режиме реального времени согласно ТКП 609.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей рекомендуется выполнять автоматическое секционирование сети напряжением 10(6) кВ с использованием реклоузеров для организации

сетевого АВР в точке нормального токораздела, а также локализации поврежденных участков сети согласно ТКП 609.

8.3.10 Место размещения РП напряжением 10(6) кВ должно оптимизироваться с целью снижения протяженности линий распределительной сети напряжением 10(6) кВ.

Взаимно резервирующие КЛ от ЦП до РП при прокладке их в земле рекомендуются прокладывать по разным трассам.

8.3.11 Схема сети напряжением 10(6) кВ должна выполняться с условием, чтобы секции сборных шин напряжением 10(6) кВ ЦП не включались в нормальном и послеаварийном режимах на параллельную работу через указанную сеть.

8.3.12 Нагрузочная способность питающей и распределительной сети напряжением 10(6) кВ должна определяться принятым способом ее построения и расчетными режимами ее работы.

8.3.13 РП напряжением 10(6) кВ следует, как правило, выполнять с одной секционированной системой сборных шин с питанием по взаимно резервируемым линиям, подключенным к разным секциям. На секционном выключателе должно предусматриваться устройство АВР.

При соответствующем технико-экономическом обосновании допускается применение других схем.

8.3.14 Для снижения капиталовложений в распределительную сеть рекомендуется установка трансформаторов напряжением 10(6)/0,4 кВ в РП.

8.3.15 При организации сети напряжением 10(6) кВ, питающей двухсекционные РП или двухтрансформаторные ТП, необходимо предусматривать подключение КЛ (ВЛ) напряжением 10(6) кВ к разным секциям шин ЦП или РП.

9 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

9.1 Сечения проводов и кабелей

9.1.1 Сечения проводов ВЛ и токоведущих жил кабелей должны выбираться по экономической плотности тока в нормальном режиме и проверяться по допустимому длительному току в нормальном и послеаварийном режимах.

9.1.2 Жилы кабелей подлежат проверке по термической стойкости при токах короткого замыкания.

9.1.3 Сечение проводов ВЛ и кабелей КЛ напряжением 10(6) кВ проверяется по допустимому отклонению напряжения.

9.1.4 При проверке КЛ по допустимому длительному току должны быть учтены поправочные коэффициенты, учитывающие: температу-

ру окружающей среды, удельное тепловое сопротивление грунта, расположение рядом групп кабелей, прокладку кабелей в трубах и каналах, расстояние между фазами.

9.1.5 В питающих сетях напряжением 10(6) кВ кабели с алюминиевыми жилами при прокладке их в траншеях рекомендуется принимать сечением не менее 120 мм².

9.1.6 Выбор сечения жил и экранов кабелей напряжением 6–110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена производится согласно ТКП 611.

9.2 Расчеты установившихся режимов электрических сетей

9.2.1 При разработке схем перспективного развития электрических сетей городов выполняются расчеты установившихся режимов сети напряжением 35 кВ и выше.

9.2.2 Расчеты установившихся режимов должны выполняться для:

- проверки работоспособности сети для намеченного расчетного уровня электрических нагрузок;
- выбора схем сети и параметров элементов сети;
- проверки соответствия схемы сети требованиям надежности электроснабжения;
- разработки экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и повышению пропускной способности сети.

9.2.3 Для выполнения расчетов установившихся режимов принимаются характерные уровни нагрузок потребителей данной сети, учитывающие режимы их работы (крупные предприятия, сезонные потребители, электродвигатели, баки-аккумуляторы и т. д.).

9.2.4 Расчеты установившихся режимов сети напряжением 35 кВ и выше выполняются при нормальной схеме сети, а также при отключении отдельных элементов (одного или нескольких).

9.2.5 Расчет нормальной схемы сети выполняется при включении в работу всех линий и трансформаторов сети напряжением 35 кВ и выше.

Сети напряжением 35 кВ с подстанциями, имеющими двухстороннее питание, принимаются разомкнутыми, а сети напряжением 110 кВ и выше – замкнутыми, за исключением технологических разрывов сети (по токам короткого замыкания или конфигурации схемы).

Целесообразность и точки размыкания сетей напряжением 110 кВ должны быть обоснованы.

9.2.6 При выполнении расчетов установившихся режимов сети напряжением 10(6) кВ в нормальном и послеаварийном режимах определяются следующие параметры:

- расчетный ток ЛЭП (кабельной/воздушной);
- потеря напряжения в ЛЭП.

9.2.7 Для крупных и крупнейших городов составляется баланс активной мощности. Баланс активной мощности должен отражать потребность, покрытие и дефицит (избыток) мощности на отчетный период и на перспективу.

9.3 Расчеты токов короткого замыкания

9.3.1 Расчеты токов трех- и однофазного короткого замыкания должны выполняться в целях:

- проверки соответствия перспективным значениям токов короткого замыкания параметров установленной коммутационной аппаратуры в распределительных устройствах действующих электросетевых объектов;
- определения объема проведения необходимой модернизации и замены существующего оборудования;
- выбора намечаемого оборудования.

9.3.2 Расчеты токов трех- и однофазного короткого замыкания выполняются для прогнозируемой схемы перспективного развития электрических сетей напряжением 6–110 кВ города на десятилетний период.

9.4 Уровни и регулирование напряжения, компенсация реактивной мощности

9.4.1 В городских электрических сетях должны предусматриваться технические мероприятия по обеспечению качества электрической энергии согласно требованиям ГОСТ 32144.

9.4.2 В электрических сетях должны быть обеспечены отклонения напряжения у электроприемников, не превышающие ± 10 % согласно ГОСТ 32144.

9.4.3 В городских питающих сетях напряжением 110 кВ рекомендуется предусматривать наличие централизованной системы регулирования напряжения с использованием АРН трансформаторов и автотрансформаторов ЦП, АРВ генераторов электростанций и пр.

9.4.4 На шинах напряжением 10(6) кВ ЦП должно обеспечиваться встречное АРН, глубина которого определяется составом потребителей и параметрами сети.

9.4.5 В отдельных случаях, когда в рационально выполненной сети с централизованным встречным регулированием напряжения на шинах ЦП не обеспечиваются нормированные отклонения напряжения, допускается применение дополнительных средств местного регулирования напряжения, в первую очередь с помощью батарей конденсаторов, стабилизаторов напряжения и пр.

9.4.6 Для электроприемников, которые ухудшают качество электрической энергии (тяговые подстанции городского транспорта, сварочные установки и др.), должны предусматриваться соответствующие мероприятия по его улучшению с установкой фильтров или стабилизирующих устройств в комплексе с электроприемниками потребителей.

10 ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА И ТЕЛЕМЕХАНИКА (АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО ТЕЛЕУПРАВЛЕНИЯ), СРЕДСТВА СВЯЗИ

10.1 Релейная защита и автоматика подстанций напряжением 35–110 кВ городских электрических сетей должна выполняться в соответствии с ПУЭ [1] и СТП 33243.01.216-16 [5].

10.2 Релейная защита и автоматика ТП и РП напряжением 10(6) кВ городских электрических сетей должна выполняться в соответствии с ПУЭ [1].

10.3 Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики ТП и РП напряжением 10(6) кВ должны, как правило, выполняться с питанием от токовых цепей и переменного оперативного тока. В обоснованных случаях допускается питание микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики на постоянном оперативном токе от шкафов оперативного тока.

10.4 Для защиты радиальных линий напряжением 10(6) кВ с односторонним питанием от многофазных замыканий, как правило, должна устанавливаться двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой должна выполняться в виде токовой отсечки, а вторая ступень – в виде максимальной токовой защиты с выдержкой времени.

10.5 Питающие электрические сети напряжением 10(6) кВ должны выполняться с учетом автоматического резервирования линий в РП. При параллельной работе питающих линий на приемных концах должна применяться направленная максимальная токовая защита.

10.6 Устройство автоматического повторного включения, как правило, должно предусматриваться на воздушных и смешанных линиях.

10.7 На секционных выключателях РП напряжением 10(6) кВ должна устанавливаться максимальная токовая защита с ускорением действия защиты при АВР. При необходимости сокращения выдержек времени в сети допускается предусматривать на секционном выключателе защиту, вводимую на время действия АВР.

При наличии в ячейках РП напряжением 10(6) кВ дуговой защиты устройство АВР должно быть выполнено с блокировкой, предотвра-

щающей включение секционного выключателя на секцию, имеющую внутреннее повреждение.

10.8 Для защиты трансформаторов напряжением 10(6) кВ следует, как правило, применять предохранители при условии обеспечения селективности их работы с защитами смежных элементов.

10.9 На линиях напряжением 10(6) кВ рекомендуется предусматривать указатели протекания токов короткого замыкания.

10.10 Расстановку устройств АВР элементов распределительных электрических сетей необходимо согласовывать с размещением устройств автоматической частотной разгрузки.

10.11 Защита от замыканий на землю при низкоомном резистивном заземлении нейтрали должна выполняться с действием на отключение поврежденного присоединения.

10.12 Защита от замыканий на землю при высокоомном резистивном или комбинированном заземлении нейтрали, как правило, должна обеспечивать селективную сигнализацию поврежденного присоединения.

10.13 Компоненты комплекса средств автоматизированной системы (телемеханизации), применяемые при проектировании, возведении или реконструкции и эксплуатации электрических сетей напряжением 10(6) кВ, должны соответствовать общим требованиям ТКП 609.

10.14 В питающих и распределительных электрических сетях напряжением 10(6) кВ необходимо предусматривать телемеханизацию для контроля состояния и нагрузки основного оборудования ЦП, РП и ЛЭП напряжением 10(6) кВ.

10.15 Телемеханизацию сетей напряжением 10(6) кВ рекомендуется предусматривать в следующем объеме:

- телесигнализация положения основного коммутационного оборудования ЦП, РП и ТП;
- телеизмерение нагрузки линий напряжением 10(6) кВ ЦП, РП и понижающих трансформаторов ТП;
- телеизмерение напряжения на шинах 10(6) кВ ЦП, РП и 0,4 кВ для ТП;
- телеуправление линейными выключателями напряжением 10(6) кВ ЦП, РП и выключателями нагрузки ТП;
- аварийно-предупредительная сигнализация основного технологического оборудования;
- телесигнализация о проникновении (открытии дверей) на ЦП, РП и ТП.

10.16 На диспетчерских пунктах должны быть созданы АСДТУ с наличием оперативно-информационных комплексов либо полноценных систем автоматизации – подсистемы управления: распределительной

электрической сетью (Distribution Management System (DMS)); отключениями (Outage Management System (OMS)).

10.17 При разработке схем перспективного развития электрических сетей напряжением 6–110 кВ городов должны быть рассмотрены основные направления развития и реконструкции существующих сетей связи энергосистемы для обеспечения намечаемых к строительству и реконструируемых энергообъектов средствами связи в объеме, включающем диспетчерскую и производственно-технологическую телефонную связь, а также передачу данных:

- автоматизированных систем управления технологическим процессом на верхние уровни управления;
- автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии;
- телемеханики;
- сигналов релейной защиты и противоаварийной автоматики;
- комплекса систем безопасности (систем пожарной сигнализации, охранной сигнализации, видеонаблюдения) и др.

10.18 В схемах перспективного развития должны быть приведены обобщение сведений об инфраструктуре существующих сетей связи энергосистемы и анализ их текущего состояния.

10.19 Сети связи и передачи данных рекомендуется предусматривать на базе волоконно-оптических систем передачи. В обоснованных случаях возможно применение иных технологий организации связи.

10.20 Рекомендуется предусматривать строительство волоконно-оптических линий связи на вновь организуемых ВЛ (подвеска оптического кабеля, встроенного в грозозащитный трос) и КЛ (совместная прокладка волоконно-оптического кабеля в одной траншее).

10.21 При разработке схем перспективного развития следует исходить из обеспечения надежности сетей связи и, в случае необходимости, увеличения их пропускной способности.

10.22 В крупных и крупнейших городах рекомендуется строительство подстанций напряжением 110 кВ, в которых процессы информационного обмена, необходимые для выполнения основных функций управления технологическим процессом (защиты, управления, учета, связи и т. д.), осуществляются в цифровом виде.

11 УЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. КОНТРОЛЬ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

11.1 Вопросы учета электроэнергии и организации АСКУЭ должны рассматриваться на объектах, указанных в разделе 1 настоящего

технического кодекса, в соответствии с требованиями ТКП 339 (подраздел 4.2), СТБ 2096 и Правилами электроснабжения [6] (в части расчетного учета).

11.2 В части АСКУЭ ПС напряжением 35 кВ и выше, находящихся на балансе республиканского унитарного предприятия электроэнергетики (далее – РУП-облэнерго)¹, следует предусматривать организацию АСКУЭ с применением статических счетчиков электроэнергии с цифровым интерфейсом. При этом учет электроэнергии должен обеспечивать возможность расчета фактических небалансов (сведения балансов) по объекту в целом и по каждой шине, системе шин и секции шин. Требования к средствам измерений расчетного и технического учета электроэнергии приведены в ТКП 339 (подраздел 4.2).

11.3 В части АСКУЭ РП напряжением 10(6) кВ и ТП напряжением 10(6) кВ, находящихся на балансе РУП-облэнерго, следует также руководствоваться требованиями, изложенными в ТКП 609 (раздел 12).

11.4 Рекомендуются включать в АСКУЭ точки учета электроэнергии, реализованные в реклоузерах напряжением 10 и 35 кВ.

11.5 При разработке схемы перспективного развития электрических сетей города на ближайшую перспективу следует учитывать требуемое расширение центров сбора и обработки данных АСКУЭ с учетом вновь вводимых и расширяемых объектов. При необходимости следует предусматривать замену (модернизацию, дополнительную комплектацию) технических средств и программного обеспечения.

11.6 Необходимо предусматривать замену устаревшего каналобразующего оборудования, входящего в состав АСКУЭ, и обеспечивать на перспективу требуемую пропускную способность внешних каналов связи для своевременной передачи необходимого объема данных АСКУЭ.

11.7 Согласно ГОСТ 32144 следует организовывать пункты контроля ПКЭ с применением стационарных устройств на ПС напряжением 35 кВ и выше, находящихся на балансе РУП-облэнерго:

- на шинах, секциях или системах шин (независимо от их класса номинального напряжения), к которым присоединена хотя бы одна ЛЭП, являющаяся межгосударственной/межсистемной или связыва-

¹ Республиканское унитарное предприятие электроэнергетики входит в состав государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго», обеспечивает производство, транспортировку, распределение и реализацию электрической и тепловой энергии, а также оперативно-диспетчерское управление этими процессами на территории административной области.

ющей данные шины с энергообъектом(-ами) других субъектов хозяйствования;

- на шинах, секциях или системах шин напряжением 35 кВ и выше, если хотя бы один подключенный к ним понижающий трансформатор находится на балансовой принадлежности другого субъекта хозяйствования.

11.8 В электрических сетях напряжением 10(6) кВ на объектах, находящихся на балансе электрических сетей, пункты контроля ПКЭ рекомендуется организовывать в точках передачи электроэнергии или в точках общего присоединения с потребителями или другими смежными субъектами хозяйствования, имеющими собственную генерацию и/или мощные искажающие электроприемники, а также в других проблемных (с позиции качества электроэнергии) точках. При этом выбор вида контроля ПКЭ (непрерывный, периодический или наблюдения) определяется с учетом требований ГОСТ 33073 (пункт 6.1).

11.9 Устройства контроля ПКЭ должны удовлетворять метрологическим и другим требованиям, приведенным в ТКП 183.1 (раздел 8), ГОСТ 30804.4.30 и ГОСТ 30804.4.7.

11.10 Контроль ПКЭ на ПС напряжением 35 кВ и выше в соответствии с установившейся практикой рекомендуется организовывать в виде подсистемы АСКУЭ.

Приложение А

(обязательное)

Перечень исходных данных для разработки схемы перспективного развития электрических сетей напряжением 6–110 кВ городов

Для выполнения работ по схеме перспективного развития сетей напряжением 6–110 кВ городов заказчик предоставляет следующие исходные данные:

- генеральный план города;
- детальные планы по развитию микрорайонов города;
- общую характеристику города по состоянию на отчетный период (население, жилая оплачиваемая площадь, нагрузка города, нагрузка прилегающего района (в том числе запитанная от городских ПС), электропотребление за год (с разделением по составляющим));
- главные электрические схемы ПС напряжением 35 кВ и выше, а также электрогенерирующих объектов (с параметрами генерирующего оборудования) города;
- параметры выключателей напряжением 35 кВ и выше, установленные на ПС города;
- инвентаризационную ведомость сетей напряжением 35–110 кВ и выше города;
- электрическую схему и ситуационный план существующих сетей напряжением 10(6) кВ города;
- сведения о существующих и строящихся РП и ТП;
- параметры выключателей напряжением 10(6) кВ, установленных на ПС, РП и ТП города;
- сведения по компенсирующим емкостной ток устройствам, установленным в сетях напряжением 6–35 кВ города на отчетный период;
- инвентаризационную ведомость сетей напряжением 10(6) кВ города;
- значения емкостного тока на шинах напряжением 10(6) кВ ПС напряжением 35 кВ и выше города;
- сведения об отчетной нагрузке ЛЭП напряжением 10(6) кВ;
- сведения о нагрузке и электропотреблении крупных (мощностью: 100 кВт и выше – для средних и малых городов и поселков городского типа; 500 кВт и выше – для крупнейших, крупных и больших городов) потребителей города на отчетный период;
- список крупных объектов, намечаемых к сооружению в городе на расчетные периоды, для которых требуется сооружение ТП или РП, по данным городских организаций;

- список действующих технических условий на электроснабжение потребителей города, согласно которым требуется электросетевое строительство (ТП, РП, новые КЛ);
- список планируемых к реализации электрогенерирующих объектов;
- перечень электродкотлов, установленных в сетях напряжением 6–110 кВ города, с указанием мощности, класса напряжения, мест подключения, режимов работы;
- перечень проблемных мест и серьезных нарушений в электроснабжении города, предложения эксплуатирующей организации по улучшению электроснабжения потребителей города;
- информацию о действующих и проектируемых устройствах и системах учета электроэнергии и контроля ПКЭ на энергообъектах, указанных в области применения, – средства измерения (измерительные ТТ, ТН, счетчики электроэнергии, анализаторы ПКЭ), сети связи, центры сбора и обработки данных;
- перечень смежных субъектов хозяйствования с собственной генерацией и мощными искажающими электроприемниками;
- перечень проблемных и/или критичных мест в части качества электроэнергии с указанием характера возникающих проблем.

Библиография

- [1] Правила устройства электроустановок (ПУЭ)
6-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1986
- [2] СН 2.02.04-2020 Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны
- [3] СН 3.01.03-2020 Планировка и застройка населенных пунктов
- [4] СН 4.04.01-2019 Системы электрооборудования жилых и общественных зданий
- [5] СТП 33243.01.216-16 Подстанции электрические напряжением 35 кВ и выше. Нормы технологического проектирования
- [6] Правила электроснабжения
Утверждены постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 г. № 1394 (в редакции постановления Совета Министров Республики Беларусь от 23 октября 2015 г. № 895)

Для заметок

Для внутреннего пользования

ТКП 662-2021 (33240)

Электроснабжение городов.

Схемы перспективного развития электрических сетей
напряжением 6–110 кВ. Порядок разработки

Електразабезпечення гарадоў.

Схемы перспектыўнага развіцця электрычных сетак
напружаннем 6–110 кВ. Парадак распрацоўкі

Ответственный за выпуск *Моисеева Е.Н.*

Технический редактор *Данюкова А.В.*

Корректор *Гавриленко Н.Т.*

Подписано в печать 00.02.2022. Формат 60×84/16.

Бумага офсетная. Печать цифровая.

Усл. печ. л. 2,09. Уч.-изд. л. 1,49. Тираж 00 экз. Заказ № 00.

Филиал «Информационно-издательский центр» ОАО «Экономэнерго».

Ул. Захарова, 59, г. Минск, 220088. Тел./факс: (017) 286-08-28.

Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя,
распространителя печатных изданий № 1/354 от 06.06.2014