**Тема: Электроэнергетические системы и сети**

**Лекция № 3а Оперативно-диспетчерское управление**

Оглавление

[3.1. Задачи и организация управления 1](#_Toc431143101)

[3.2 Планирование режима работы 2](#_Toc431143102)

[3.3 Управление режимами работы 4](#_Toc431143103)

[3.4 Управление оборудованием 7](#_Toc431143104)

[3.5. Предупреждение и ликвидация технологических нарушений 8](#_Toc431143105)

[3.6 Требования к оперативным схемам 10](#_Toc431143106)

[3.7 Оперативно-диспетчерский персонал 10](#_Toc431143107)

[3.8 Переключения в электрических установках 13](#_Toc431143108)

[3.9 Автоматизированные системы диспетчерского управления 15](#_Toc431143109)

[3.10 Средства диспетчерского и технологического управления 20](#_Toc431143110)

[3.11 Автоматизированные системы контроля и учета электрической 22](#_Toc431143111)

**3.1Задачи и организация управления**

В каждой энергосистеме, объединенных и единой энергосистемах должно быть организовано круглосуточное оперативно-диспетчерское управление работой электростанций, электрических и тепловых сетей независимо от их форм собственности. Задачами оперативно-диспетчерского управления являются:

- планирование и ведение режимов работы электростанций, сетей и энергосистем, объединенных и единой энергосистем, обеспечивающих энергоснабжение потребителей;

- планирование и подготовка ремонтных работ;

- обеспечение надежного функционирования энергосистемы, объединенных и единой энергосистем;

- выполнение требований к качеству электрической энергии и тепла;

- предотвращение и ликвидация технологических нарушений при производстве, передаче и распределении электрической энергии и тепла.

На каждом энергообъекте (электростанции, электрической сети, тепловой сети и подстанциях с постоянным обслуживающим персоналом) должно быть организовано круглосуточное оперативно-диспетчерское управление, задачами которого являются:

- ведение требуемого режима работы;

- производство переключений, пусков и остановов;

- локализация аварий и восстановление режима работы;

- подготовка к производству ремонтных работ.

Для каждого уровня оперативно-диспетчерского управления должны быть установлены две категории управления оборудованием и сооружениями - ***оперативное управление и оперативное ведение.***

***В оперативном управлении*** диспетчера должны находиться оборудование, теплопроводы, линии электропередачи, устройства релейной защиты, аппаратура систем противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, операции с которыми оперативно-диспетчерский персонал данного уровня выполняет непосредственно или если эти операции требуют координации действий подчиненного оперативно-диспетчерского персонала и согласованных изменений на нескольких объектах. Операции с указанным оборудованием и устройствами должны производиться оперативно-диспетчерским персоналом непосредственно или под руководством диспетчера, в оперативном управлении которого находятся данное оборудование и устройства.

***В оперативном ведении диспетчера*** должны находиться оборудование, теплопроводы, линии электропередачи, устройства релейной защиты, аппаратура систем противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы, состояние и режим которых влияют на располагаемую мощность и резерв электростанций и энергосистемы в целом, режим и надежность сетей, а также настройку противоаварийной автоматики. Операции с указанным оборудованием и устройствами должны производиться с разрешения диспетчера.

Все линии электропередачи, теплопроводы, оборудование и устройства электростанций и сетей должны быть распределены по уровням оперативно-диспетчерского управления. Перечни линий электропередач, теплопроводов, оборудования и устройств, находящихся в оперативном управлении и оперативном ведении диспетчеров энергообъектов, энергосистем, объединенных энергосистем должны быть составлены с учетом решений вышестоящего органа оперативно-диспетчерского управления и утверждены соответственно техническим руководителем этого энергообъекта, главными диспетчерами органов оперативно-диспетчерского управления энергосистемы, объединенных и единой энергосистем.

На каждом объекте, в каждом предприятии электрических и тепловых сетей, в органах оперативно-диспетчерского управления энергосистем, объединенных и единой энергосистем с учетом их специфики и структурных особенностей должны быть разработаны инструкции по оперативно-диспетчерскому управлению, производству переключений и ликвидации аварийных режимов. Ведение оперативных переговоров и записей в оперативно-технической документации должно производиться в соответствии с типовыми инструкциями, указаниями и распоряжениями с применением единой общепринятой терминологии.

# 3.2 Планирование режима работы

Управление режимами работы электростанций и сетей должно осуществляться на основе расчётов и данных долгосрочного и краткосрочного планирования. При планировании режимов работы должны быть обеспечены:

- сбалансированность потребления и нагрузки электростанций с учетом внешних перетоков энергосистем, объединенных и единой энергосистем;

- минимизация суммарных затрат покупателей электроэнергии при обеспечении требуемой надежности с учетом режимных условий (составляющих баланса мощности, схемы электрической сети и обеспеченности электрических станций энергоресурсами), условий заключённых договоров на поставки электрической энергии и мощности и действующих правил купли-продажи электрической энергии и мощности.

Составляется баланс электрической энергии и мощности на периоды: год, квартал, месяц:

- годовой баланс электрической энергии и мощности должен включать в себя годовой баланс электрической энергии с разбивкой по каждому кварталу года и баланс электрической мощности на час максимума нагрузки характерного рабочего дня каждого месяца года;

- квартальный баланс электрической энергии и мощности должен включать в себя квартальный баланс электрической энергии с разбивкой по каждому месяцу квартала и баланс электрической мощности на час максимума нагрузки характерного рабочего дня каждого месяца квартала;

- месячный баланс электрической энергии и мощности должен включать в себя месячный баланс электрической энергии с разбивкой по неделям месяца и баланс электрической мощности на час максимума нагрузки характерного рабочего дня каждой недели месяца.

- При краткосрочном планировании должен осуществляться расчёт балансов электрической энергии и мощности на каждый день недели, а также расчёт диспетчерского графика.

- Диспетчерский график должен включать в себя заданные объектам оперативно-диспетчерского управления получасовые (часовые) значения мощности генерации, потребления, перетоков мощности, а также значения заданных резервов мощности и уровней напряжения.

Диспетчерский график должен быть выдан соответствующему диспетчеру на каждом уровне оперативно-диспетчерского управления.

Планирование капитальных, средних и текущих ремонтов основного оборудования и сооружений (дымовых труб, градирен и др.) электростанций на предстоящий год должно производиться на основании нормативов и заданных значений ремонтной мощности по месяцам года.

Графики ремонтов должны быть согласованы с органами оперативно-диспетчерского управления объединенных или единой энергосистем и утверждены в установленном порядке. Изменение годовых графиков капитальных и средних ремонтов допускается в исключительных случаях по согласованию с органами оперативно-диспетчерского управления объединенных, единой энергосистем с утверждением изменений в установленном порядке.

Годовые графики ремонта линий электропередачи и оборудования подстанций, устройств релейной защиты и автоматики, средств связи и диспетчерского управления, оборудования тепловых сетей и теплоисточников должны быть утверждены главным диспетчером (техническим руководителем) органа оперативно-диспетчерского управления единой, объединенных энергосистем, энергосистемы или энергообъекта в зависимости от уровня оперативного подчинения.

Органы оперативно-диспетчерского управления единой, объединенных энергосистем, энергосистемы периодически, а также при вводе новых генерирующих мощностей и сетевых объектов должны производить:

- расчёты электрических режимов для определения значений допустимых перетоков активной мощности и уровней напряжения;

- проверку соответствия настройки устройств противоаварийной автоматики складывающимся электрическим режимам;

- расчёты токов короткого замыкания, проверку соответствия схем и режимов электродинамической и термической устойчивости оборудования и отключающей способности выключателей, а также выбор параметров противоаварийной и режимной автоматики;

- расчёты технико-экономических характеристик электростанций, теплоисточников, электрических и тепловых сетей для оптимального ведения режима;

Органы оперативно-диспетчерского управления энергосистемы с учетом указаний органов оперативно-диспетчерского управления единой и объединенных энергосистем, а изолированно работающих - самостоятельно должны определять

объем, уставки и размещение устройств АЧР с учетом местных балансов мощности, а также объем и уставки устройств ЧАПВ. Перечень потребителей, подключенных к устройствам АЧР, должен быть утвержден техническим руководителем энергосистемы. Объем нагрузок, подключаемых к специальной автоматике отключения нагрузки (САОН), и ее использование по условиям аварийных режимов единой, объединенных и отдельных энергосистем должны определяться органами оперативно-диспетчерского управления единой, объединенных энергосистем, энергосистемы. В каждой энергосистеме на основе заданий органов оперативно-диспетчерского управления единой энергосистемы должны ежегодно разрабатываться и утверждаться графики ограничения потребителей и отключения нагрузки при недостатке электрической энергии и мощности.

# 3.3 Управление режимами работы

Управление режимами работы объектов оперативно-диспетчерского управления должно осуществляться в соответствии с заданным диспетчерским графиком. При изменении режимных условий (составляющих баланса мощности, схемы электрической сети и обеспеченности электростанций энергоресурсами) диспетчер должен скорректировать диспетчерский график нижестоящего уровня оперативно-диспетчерского управления. Обо всех вынужденных (фактических и ожидаемых) отклонениях от заданного диспетчерского графика оперативно-диспетчерский персонал обязан немедленно доложить диспетчеру вышестоящего уровня диспетчерского управления для принятия решения о коррекции диспетчерского графика. Электростанции обязаны по распоряжению диспетчера энергосистемы немедленно повышать нагрузку до полной рабочей мощности или снижать ее до технического минимума со скоростью, определяемой соответствующими инструкциями. При необходимости диспетчер энергосистемы, объединенных и единой энергосистем должен дать распоряжение о включении агрегатов из резерва или выводе их в резерв. Ограничение рабочей мощности электростанций или отклонение минимально допустимых нагрузок агрегатов от установленных норм должно быть оформлено оперативной заявкой.

На электростанциях, в энергосистемах, объединенных и единой энергосистемах должно осуществляться непрерывное круглосуточное регулирование текущего режима работы по частоте и перетокам активной мощности, обеспечивающее:

- исполнение заданных диспетчерских графиков активной мощности;

- поддержание частоты в нормированных пределах;

- поддержание перетоков активной мощности в допустимых диапазонах, исходя из условий обеспечения надежности функционирования энергосистем, объединенных и единой энергосистем;

- корректировку заданных диспетчерских графиков и режимов работы, объединенных и единой энергосистем при изменении режимных условий.

Регулирование частоты и перетоков активной мощности должно осуществляться совместным действием систем первичного (общего и нормированного), вторичного и третичного регулирования. Общее первичное регулирование частоты должно осуществляться всеми электростанциями путем изменения мощности под воздействием автоматических регуляторов частоты вращения роторов турбоагрегатов и производительности котлов, реакторов АЭС и т.п. Нормированное первичное регулирование частоты должно обеспечиваться выделенными электростанциями. На них должен размещаться необходимый первичный резерв. Параметры и диапазон нормированного первичного регулирования должны задаваться соответствующими органами диспетчерского управления. Вторичное регулирование (в целом по единой энергосистеме и в отдельных регионах) должно осуществляться с целью поддержания и восстановления плановых режимов по частоте и перетокам активной мощности.

Вторичное регулирование должно осуществляться оперативно либо автоматически (с использованием систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности - АРЧМ) выделенными для этих целей электростанциями, на которых должен поддерживаться необходимый вторичный резерв активной мощности.

В целях непротиводействия первичному регулированию вторичное регулирование должно осуществляться с коррекцией по частоте (частотной коррекцией). Третичное регулирование в единой энергосистеме России должно осуществляться для восстановления израсходованных вторичных резервов и последующей оперативной коррекции диспетчерских графиков. Для третичного регулирования должны размещаться и поддерживаться соответствующие резервы мощности. Параметры и диапазон регулирования, необходимые вторичные и третичные резервы, включая их размещение, должны задаваться соответствующими органами диспетчерского управления. Использование системы автоматического управления и режимов работы, препятствующих изменению мощности при изменениях частоты (ограничители мощности и регуляторы давления "до себя" на турбинах, режим скользящего давления при полностью открытых клапанах турбин, регуляторы мощности без частотной коррекции, отключение регуляторов мощности или устройств автоматического регулирования производительности котельных установок и т.п.), допускается только временно при неисправности основного оборудования или систем автоматического регулирования с разрешения технического руководителя энергосистемы по заявке органам диспетчерского управления.

После изменения мощности, вызванного изменением частоты, персонал электростанций должен принять необходимые меры для выполнения требований участия в первичном регулировании частоты, поддерживая устойчивый режим оборудования вплоть до восстановления частоты.

Противодействие первичному регулированию частоты не допускается, за исключением следующих случаев:

- с разрешения диспетчера;

- при выходе мощности за допустимые при данном состоянии оборудования значения.

Восстановление заданной графиком мощности разрешается после восстановления нормального значения частоты. При снижении частоты ниже установленных значений диспетчер единой энергосистемы России или изолированно работающей (аварийно отделившейся) объединённой энергосистемы (энергосистемы, энергорайона) должен ввести в действие имеющиеся резервы мощности.

В случае, если частота продолжает снижаться, а все имеющиеся резервы мощности использованы, диспетчер должен остановить снижение частоты и обеспечить ее восстановление путем ограничения или отключения потребителей согласно инструкции. При возникновении перегрузки линий электропередачи диспетчер должен ликвидировать ее путем мобилизации резервов активной мощности, а в случае их исчерпания и сохранения перегрузки - путем ограничения (отключения) потребителей. При аварийных отклонениях частоты персонал электростанций должен принимать участие в восстановлении частоты в соответствии с указаниями местной инструкции или по указанию вышестоящего диспетчера. При регулировании напряжения в электрических сетях должны быть обеспечены:

- соответствие показателей напряжения требованиям государственного стандарта;

- соответствие уровня напряжения значениям, допустимым для оборудования электрических станций и сетей с учетом допустимых эксплутационных повышений напряжения промышленной частоты на электрооборудовании (в соответствии с данными заводов-изготовителей и циркуляров);

- необходимый запас устойчивости энергосистем;

- минимум потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем.

На трансформаторах и автотрансформаторах, оборудованных устройствами РПН, питающих распределительные сети 6 - 35 кВ, должны быть включены автоматические регуляторы напряжения. Отключение автоматических регуляторов допускается только по заявке. На трансформаторах в распределительной сети 6 - 35 кВ должны использоваться ответвления переключателей без возбуждения (ПБВ), обеспечивающие с учетом регулирования напряжения трансформаторами с РПН соответствие напряжения на выводах приемников в сетях 0,4 кВ требованиям государственного стандарта.

Настройка регуляторов напряжения и положения ответвлений ПБВ трансформаторов должны корректироваться в соответствии с изменениями схемы сети и нагрузки.

Регулирование напряжения в сети 110 кВ и выше должно осуществляться в контрольных пунктах в соответствии с утвержденными на каждый квартал графиками напряжения в функции времени или характеристиками зависимости напряжения от параметров режима с учетом состава включённого оборудования.

Контрольные пункты должны быть установлены соответствующими диспетчерскими службами (управлениями) в зависимости от степени влияния уровня напряжения в этом пункте на устойчивость и потери электроэнергии в отдельных, объединенных и единой энергосистемах. Регулирование напряжения должно осуществляться преимущественно средствами автоматики и телемеханики, а при их отсутствии - оперативно-диспетчерским персоналом энергообъектов под контролем диспетчера электрических сетей, отдельных, объединенных и единой энергосистем. Для контролируемых диспетчером энергосистемы узловых пунктов электростанций и подстанций с синхронными компенсаторами должны быть установлены аварийные пределы снижения напряжения, определяемые условиями статической устойчивости энергосистемы и узлов нагрузки. Если напряжение в этих пунктах снижается до указанного аварийного предела, оперативно-диспетчерский персонал электростанций и подстанций с синхронными компенсаторами должен самостоятельно поддерживать напряжение путем использования перегрузочной способности генераторов и компенсаторов, а диспетчеры энергосистем, объединенных и единой энергосистем должны оказывать электростанциям и электрическим сетям помощь путем мобилизации резервов средств по регулированию напряжения в прилегающих районах. В тех узлах энергосистем, объединенных и единой энергосистемах, где возможно снижение напряжения ниже аварийно допустимого предела при изменении режима работы или схемы сети, должна быть установлена автоматика отключения нагрузки в объёме, необходимом для предотвращения нарушения устойчивости нагрузки в узле.

# 3.4 Управление оборудованием

Оборудование энергообъектов, принятых в эксплуатацию, ***должно находиться в одном из четырёх оперативных состояний: работе, резерве, ремонте или консервации.*** Вывод в ремонт энергооборудования, устройств релейной защиты и автоматики, устройств ТАИ, а также оперативно-информационных комплексов средств оперативно-диспетчерского и технологического управления (СДТУ) из работы и резерва в ремонт и для испытания, даже по утвержденному плану, должен быть оформлен заявкой, подаваемой в орган оперативно-диспетчерского управления единой, объединенных энергосистем и энергосистемы, осуществляющий их оперативно-диспетчерское управление. Заявки должны быть утверждены техническим руководителем энергообъекта. Испытания, в результате которых может существенно измениться режим отдельной, объединенных и единой энергосистем, должны быть проведены по рабочей программе, утверждённой главным диспетчером энергосистемы. Заявки делятся на плановые, соответствующие утвержденному плану ремонта и отключений, и срочные для проведения непланового и неотложного ремонта. Срочные заявки разрешается подавать в любое время суток непосредственно диспетчеру, в управлении или ведении которого находится отключаемое оборудование. Разрешение на более длительный срок должно быть дано техническим руководителем энергообъекта, главным диспетчером соответствующего органа оперативно-диспетчерского управления. При необходимости немедленного отключения оборудование должно быть отключено оперативным персоналом энергообъекта, где установлено отключаемое оборудование, в соответствии с требованиями производственных инструкций с предварительным, если это возможно, или последующим уведомлением вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала. Разрешение на вывод или перевод в капитальный, средний или текущий ремонт основного оборудования энергообъекта, находящегося в ведении или управлении диспетчера энергообъекта, энергосистемы, объединенных или единой энергосистем, должно быть выдано по заявке диспетчерской службой энергообъекта или соответствующего органа оперативно-диспетчерского управления энергосистемы, объединенных или единой энергосистем. Время операций, связанных с выводом в ремонт и вводом в работу оборудования и линий электропередачи, а также растопкой котла, пуском турбины и набором на них требуемой нагрузки, должно быть включено в срок ремонта, разрешённого по заявке. Если по какой-либо причине оборудование не было отключено в намеченный срок, длительность ремонта должна быть сокращена, а дата включения оставаться прежней. Продлить срок ремонта может только диспетчерская служба энергообъекта или соответствующий орган оперативно-диспетчерского управления энергосистемы, объединенных, единой энергосистем. Персонал электростанции или электрических сетей не имеет права без разрешения начальника смены электростанции, диспетчера электрических сетей, диспетчера органа оперативно-диспетчерского управления энергосистемы, объединенных или единой энергосистем осуществлять отключения, включения, испытания и изменение уставок системной автоматики, а также СДТУ, находящихся в ведении или управлении соответствующего диспетчера (начальника смены электростанции). Проверка (испытания) устройств релейной защиты и автоматики, аппаратура которых расположена на двух и более объектах, должна выполняться одновременно на всех этих объектах. Оборудование считается введённым в работу из ремонта после уведомления эксплуатирующей организацией о завершении ремонтных работ, включения его в сеть и закрытия оперативной заявки.

# 3.5 Предупреждение и ликвидация технологических нарушений

Основными задачами оперативно-диспетчерского управления при ликвидации технологических нарушений являются:

- предотвращение развития нарушений, исключение травмирования персонала и повреждения оборудования, не затронутого технологическим нарушением;

- быстрое восстановление энергоснабжения потребителей и нормальных параметров отпускаемой потребителям электроэнергии;

- создание наиболее надёжной послеаварийной схемы;

- быстрое восстановление режима работы субъектов рынка энергии и мощности;

- выяснение состояния отключившегося и отключенного оборудования и при возможности включение его в работу и восстановление схемы сети.

На каждом диспетчерском пункте органа оперативно-диспетчерского управления объединенных энергосистем, энергосистемы, щите управления энергообъекта должна быть местная инструкция по предотвращению и ликвидации технологических нарушений. Аварийно-диспетчерскими службами городов и энергообъектами должны быть согласованы документы, определяющие их взаимодействие при ликвидации технологических нарушений на энергообъектах.

Распределение функций по ликвидации технологических нарушений между диспетчерами органов оперативно-диспетчерского управления единой, объединенных энергосистем, энергосистемы, электрических сетей, электростанций и подстанций должно быть регламентировано соответствующими инструкциями. Ликвидацией технологических нарушений на электростанции должен руководить начальник смены станции. На подстанциях руководство ликвидацией технологических нарушений должно возлагаться на дежурного подстанции, оперативно-выездную бригаду, мастера или начальника группы подстанций в зависимости от типа обслуживания подстанции. Технологические нарушения в электрических сетях, имеющие местное значение и не затрагивающие режима работы энергосистемы, должны ликвидироваться под руководством диспетчера электрических сетей или диспетчера опорной подстанции в зависимости от района распространения таких нарушений и структуры управления сетями. Ликвидация технологических нарушений, затрагивающих режим работы одной энергосистемы, должна производиться под руководством диспетчера энергосистемы. Руководство ликвидацией технологических нарушений, охватывающих несколько энергосистем, должно осуществляться диспетчером органа оперативно-диспетчерского управления объединенных (единой) энергосистем. В случае необходимости оперативные руководители или административные руководители лиц, указанных выше, имеют право поручить руководство ликвидацией технологического нарушения другому лицу или взять руководство на себя. Приёмка и сдача смены во время ликвидации технологических нарушений допускается. Пришедший на смену оперативный персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией технологических нарушений. При затянувшейся ликвидации технологического нарушения в зависимости от его характера допускается сдача смены с разрешения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала. В тех случаях, когда при ликвидации технологического нарушения операции производятся на оборудовании, не находящемся в оперативном управлении или ведении вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, сдача смены допускается с разрешения руководящего административно-технического персонала энергообъекта, на котором произошло технологическое нарушение.

Все оперативные переговоры и распоряжения диспетчеров всех уровней диспетчерского управления, а также начальников смен электростанций и дежурных крупных подстанций во время ликвидации технологического нарушения должны записываться на магнитофон.

# 3.6 Требования к оперативным схемам

Схемы электрических соединений единой, объединенных энергосистем, энергосистем, электрических сетей, электростанций и подстанций, настройка средств РЗА для нормальных и ремонтных режимов должны обеспечивать:

- электроснабжение потребителей электроэнергией, качество которой должно соответствовать требованиям государственного стандарта (по договорным обязательствам);

- устойчивую работу электрической сети единой, объединенных энергосистем и энергосистем;

- соответствие токов короткого замыкания значениям, допустимым для оборудования;

- экономичное распределение потоков активной и реактивной мощности;

- локализацию аварий с минимальными потерями, как для производителей, так и для потребителей электроэнергии.

Схемы собственных нужд (СН) переменного и постоянного тока электростанций и подстанций должны выбираться с учетом обеспечения их надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах путем:

- секционирования шин;

- автоматического ввода резервного питания любой секции шин СН всех напряжений;

- распределения источников питания СН по системам и секциям шин с учетом действия устройств АВР и сохранения в работе механизмов СН при исчезновении напряжения на секции.

Источники рабочего и резервного питания должны быть присоединены к разным секциям шин распределительного устройства. Присоединение потребителей (поселков и пр.) к шинам распределительных устройств СН электростанций не допускается. Нормальные и ремонтные схемы соединений электрических сетей, подстанций и электростанций ежегодно должны утверждаться техническим руководителем энергообъекта, а схемы энергосистемы - главным диспетчером органа оперативно-диспетчерского управления энергосистемы.

# 3.7 Оперативно-диспетчерский персонал

К оперативно-диспетчерскому персоналу управления энергосистем относятся:

- оперативный персонал - персонал, непосредственно воздействующий на органы управления энергоустановок и осуществляющий управление и обслуживание энергоустановок в смене;

- оперативно-ремонтный персонал - ремонтный персонал с правом непосредственного воздействия на органы управления;

- оперативные руководители - персонал, осуществляющий оперативное руководство в смене работой закреплённых за ним объектов (единой, объединенных энергосистем, энергосистемы, электрических сетей, тепловых сетей, электростанции, энергообъекта) и подчиненного ему персонала.

Оперативно-диспетчерский персонал должен вести безопасный, надёжный и экономичный режим работы оборудования энергообъекта, энергосистемы, объединенных, единой энергосистем в соответствии с производственными и должностными инструкциями и оперативными распоряжениями вышестоящего оперативного персонала. Совмещение рабочих мест оперативно-диспетчерского персонала при его работе в смене неполным составом может быть разрешено только по письменному указанию технического руководителя энергообъекта, главного диспетчера соответствующего органа оперативно-диспетчерского управления. При нарушениях режимов работы, повреждении оборудования, а также при возникновении пожара оперативно-диспетчерский персонал должен немедленно принять меры к восстановлению нормального режима работы или ликвидации аварийного положения и предотвращению развития технологического нарушения, а также сообщить о происшедшем оперативно-диспетчерскому и руководящему административно-техническому персоналу. Распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала обязательно к исполнению подчинённым ему оперативно-диспетчерским персоналом. Оборудование, находящееся в оперативном управлении или оперативном ведении вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, не может быть включено в работу или выведено из работы без разрешения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, за исключением случаев явной опасности для людей и оборудования. Оперативное распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала должно быть чётким, кратким. Получивший распоряжение персонал должен дословно повторить текст распоряжения и получить подтверждение, что распоряжение понято правильно. Распоряжения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала должны выполняться незамедлительно и точно. Оперативно-диспетчерский персонал, отдав или получив распоряжение или разрешение, должен записать его в оперативный журнал. Отступление от технической терминологии и диспетчерских наименований не допускается. Оперативные переговоры на всех уровнях диспетчерского управления и оперативные переговоры начальников смен электростанций и крупных подстанций должны автоматически фиксироваться на магнитной ленте. В распоряжениях по изменению режима работы оборудования электростанции, энергосистемы, объединенных, единой энергосистем должны быть указаны необходимое значение изменяемого режимного параметра и время, к которому должно быть достигнуто указанное значение параметра, а также время отдачи распоряжения. В случае если распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала представляется подчинённому оперативно-диспетчерскому персоналу ошибочным, он должен немедленно доложить об этом лицу, давшему распоряжение. При подтверждении распоряжения оперативно-диспетчерский персонал обязан выполнить его. Не допускается выполнять распоряжения вышестоящего персонала, содержащие нарушения правила электробезопасности, а также распоряжения, которые могут привести к повреждению оборудования, потере питания СН электростанции, подстанции. О своём отказе выполнить такое распоряжение оперативно-диспетчерский персонал обязан немедленно доложить вышестоящему оперативно-диспетчерскому персоналу, отдавшему распоряжение, и соответствующему административно-техническому руководителю, а также записать в оперативный журнал. Замена одного лица из числа оперативно-диспетчерского персонала другим до начала смены в случае необходимости допускается с разрешения соответствующего административно-технического руководителя и с уведомлением вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала. Работа в течение двух смен подряд не допускается. Каждый работник из числа оперативно-диспетчерского персонала, заступая на рабочее место, должен принять смену от предыдущего работника, а после окончания работы сдать смену следующему по графику работнику. Уход с дежурства без сдачи смены не допускается.

При приёмке смены работник из числа оперативно-диспетчерского персонала должен:

- ознакомиться с состоянием, схемой и режимом работы энергоустановок, находящихся в его оперативном управлении и ведении;

- получить сведения от сдавшего смену об оборудовании, за которым необходимо вести особо тщательное наблюдение для предупреждения нарушений в работе, и об оборудовании, находящемся в резерве и ремонте;

- выяснить, какие работы выполняются по заявкам, нарядам и распоряжениям на закреплённом за ним участке;

- проверить и принять инструмент, материалы, ключи от помещений, оперативную документацию и документацию рабочего места;

- ознакомиться со всеми записями и распоряжениями за время, прошедшее с его предыдущего дежурства;

- принять рапорт от подчиненного персонала и доложить непосредственному начальнику по смене о вступлении в дежурство и недостатках, выявленных при приёмке смены;

- оформить приёмку-сдачу смены записью в журнале или ведомости за его подписью и подписью сдающего смену.

Оперативно-диспетчерский персонал должен периодически в соответствии с местной инструкцией опробовать действие устройств автоматики, сигнализации, СДТУ, а также проверять правильность показаний часов на рабочем месте и т.д. Оперативно-диспетчерский персонал должен по утверждённым графикам осуществлять переход с рабочего оборудования на резервное, производить опробование и профилактические осмотры оборудования. Оперативные и административно-технические руководители имеют право снять с рабочего места подчинённый ему оперативно-диспетчерский персонал, не выполняющий свои обязанности, и произвести соответствующую замену или перераспределение обязанностей в смене. Оперативно-диспетчерский персонал по разрешению вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала может кратковременно привлекаться к ремонтным работам и испытаниям с освобождением на это время от исполнения обязанностей на рабочем месте и записью в оперативном журнале. При этом должны быть соблюдены требования правил электробезопасности.

# 3.8 Переключения в электрических установках

Все изменения в схемах электрических соединений электрических сетей и электроустановок энергообъектов и энергосистемы и в цепях устройств РЗА, выполненные при производстве переключений, а также места установки заземлений должны быть отражены на оперативной схеме с использованием программно-аппаратного комплекса органа оперативно-диспетчерского управления энергосистемы, объединенных и единой энергосистем согласно оперативной принадлежности оборудования. Сложные переключения, а также все переключения (кроме одиночных) на электроустановках, не оборудованных блокировочными устройствами или имеющих неисправные блокировочные устройства, должны выполняться по программам, бланкам переключений. К сложным относятся переключения, требующие строгой последовательности операций с коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями и устройствами релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики. Перечни сложных переключений должны храниться на диспетчерских пунктах. Перечни сложных переключений должны пересматриваться при изменении схемы, состава оборудования, устройств защиты и автоматики. Для повторяющихся сложных переключений должны быть использованы типовые программы, бланки переключений. При ликвидации технологических нарушений или для их предотвращения разрешается производить переключения без бланков переключений с последующей записью в оперативном журнале. В программах и бланках переключений должны быть установлены порядок и последовательность операций при проведении переключений в схемах электрических соединений электроустановок и цепях РЗА. Бланки переключений (типовые бланки) должен использовать оперативно-диспетчерский персонал, непосредственно выполняющий переключения. Типовые программы и бланки переключений должны быть скорректированы при изменениях в главной схеме электрических соединений электроустановок, связанных с вводом нового оборудования, заменой или частичным демонтажем устаревшего оборудования, реконструкцией распределительных устройств, а также при включении новых или изменениях в установленных устройствах РЗА. Переключения на электрооборудовании и в устройствах РЗА, находящихся в оперативном управлении вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, должны производиться по распоряжению, а находящихся в его ведении - с его разрешения. Переключения без распоряжения и разрешения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, но с последующим его уведомлением разрешается выполнять в случаях, не терпящих отлагательства (несчастный случай, стихийное бедствие, пожар, авария). При пожаре и ликвидации аварии оперативно-диспетчерский персонал должен действовать в соответствии с местными инструкциями и оперативным планом пожаротушения. Исполнителю переключений должно быть одновременно выдано не более одного задания на проведение оперативных переключений, содержащего операции одного целевого назначения. Сложные переключения должны выполнять, как правило, два лица, из которых одно является контролирующим. При выполнении переключений двумя лицами контролирующим, как правило, должен быть старший по должности. За правильностью переключений должны следить оба лица, производящих переключения. При наличии в смене одного лица из числа оперативно-диспетчерского персонала контролирующим лицом может быть работник из административно-технического персонала, знающий схему данной электроустановки. Все остальные переключения при наличии работоспособного блокировочного устройства могут быть выполнены единолично независимо от состава смены. При исчезновении напряжения на электроустановке оперативно-диспетчерский персонал должен быть готов к его подаче без предупреждения. Отключение и включение под напряжение и в работу присоединения, имеющего в своей цепи выключатель, должно производиться этим выключателем. Разрешается отключение и включение отделителями, разъединителями, разъёмными контактами соединений КРУ (КРУН):

- нейтралей силовых трансформаторов 110 - 220 кВ;

- заземляющих дугогасящих реакторов 6 - 35 кВ при отсутствии в сети замыкания на землю;

- намагничивающего тока силовых трансформаторов 6 - 500 кВ;

- зарядного тока и тока замыкания на землю воздушных и кабельных линий электропередачи;

- зарядного тока систем шин, а также зарядного тока присоединений с соблюдением требований нормативных документов.

В кольцевых сетях 6 - 10 кВ разрешается отключение разъединителями уравнительных токов до 70 А и замыкание сети в кольцо при разности напряжений на разомкнутых контактах разъединителей более, чем на 5%.

Допускается отключение и включение трёхполюсными разъединителями наружной установки при напряжении 10 кВ и ниже нагрузочного тока до 15 А.

Допускается дистанционное отключение разъединителями неисправного выключателя 220 кВ и выше, зашунтированного одним выключателем или цепочкой из нескольких выключателей других присоединений системы шин (схема четырехугольника, полуторная и т.п.), если отключение выключателя может привести к его разрушению и обесточению подстанции. Не допускается самовольно выводить из работы блокировки безопасности оперативно-диспетчерскому персоналу, непосредственно выполняющему переключения.

Деблокирование разрешается только после проверки на месте отключённого положения выключателя и выяснения причины отказа блокировки по разрешению и под руководством лиц, уполномоченных на это письменным указанием по энергообъекту. В случае необходимости деблокирования составляется бланк переключений с внесением в него операций по деблокированию.

# 3.9 Автоматизированные системы диспетчерского управления

Диспетчерские пункты всех уровней управления должны быть оснащены автоматизированными системами диспетчерского управления (АСДУ), которые должны обеспечивать решение задач оперативно-диспетчерского управления энергопроизводством, передачей и распределением электрической энергии и тепла и могут функционировать как самостоятельные системы или интегрироваться с АСУ энергосистем или АСУ ТП энергообъектов. Связанные между собой АСДУ разных уровней управления образуют единую иерархическую АСДУ единой энергосистемы в соответствии с иерархией диспетчерского управления. Задачи оперативно-диспетчерского управления, решаемые с помощью АСДУ, в общем случае включают:

- долгосрочное (среднесрочное) планирование режимов единой, объединенных энергосистем и энергосистем;

- годовое планирование режимов основного генерирующего и сетевого оборудования;

- расчёты пятилетних (годовых, квартальных, месячных) балансов электроэнергии и мощности;

- расчеты режимов работы единой энергосистемы для определения области устойчивой (параллельной) работы и подготовку (корректировку) оперативных нормативных материалов, уставок противоаварийной автоматики (САОН, АЧР);

- краткосрочное планирование режимов единой, объединенных энергосистем и энергосистем;

- оперативное управление технологическими режимами единой энергосистемы в нормальных, критических, аварийных ситуациях в соответствии с нормативно-правовыми актами и правилами;

- оперативное управление настройками и уставками автоматических систем в том числе - ввод (вывод) в ремонт;

- оперативное управление схемой и режимами на электростанциях для обеспечения ремонтов оборудования, ввода (вывода) в резерв, оптимального использования резервов, балансировки режимов, синхронизации для восстановления параллельной работы энергосистем;

- оперативное управление схемой и режимами на подстанциях для обеспечения ремонта оборудования, поддержание требуемого напряжения, контроль за предельными режимами;

- автоматическое управление (АРЧМ и перетоков мощности, системы централизованного регулирования напряжения, централизованные системы противоаварийной автоматики, системы телеуправления оборудованием);

- архивирование, анализ, отчетность в суточном, недельном, месячном, квартальном, годовом, пятилетнем разрезах;

- оперативно-диспетчерскую информацию (параметры режима работы единой, объединенных энергосистем или энергосистемы, диспетчерские команды, информацию о выполнении диспетчерского графика, информацию о ходе выполнения ремонта, информацию оперативного журнала и др.);

- нормативно-справочная информацию (информацию об оборудовании);

- производственно-технологическую информацию (балансы электрической и тепловой энергии, запасы и расход топлива, гидроресурсов, технико-экономические показатели и др.).

Необходимый перечень и объем решаемых задач, а также способы их решения определяются исходя из иерархического уровня и функций данного органа диспетчерского управления с учетом обеспечения надежности и экономичности работы объекта управления. В состав программно-технических средств АСДУ должны входить:

- подсистема диспетчерского управления и сбора данных (оперативно-информационный комплекс (ОИК));

- подсистема задач планирования и оперативного управления режимами единой, объединенных энергосистем или энергосистемы;

- подсистема сервиса базы данных, предназначенная для обслуживания других подсистем АСДУ в части хранения и предоставления доступа к информации;

- подсистема сбора и передачи информации (ССПИ).

***Оперативно-информационный комплекс*** (ОИК) - это программно-аппаратный комплекс, предназначенный для надежного получения данных о текущем режиме энергетической системы (единой, объединенной), высокопроизводительной обработки поступающей информации и выдачи оперативному персоналу всех изменений режима, состояния оборудования и аварийно-предупредительных сообщений в темпе поступления информации. ОИК должен обеспечивать возможность производства операций дистанционного управления и регулирования, как по команде диспетчера, так и по командам, выработанным специализированными программами, включая подсистемы автоматического управления частотой и перетоками мощности. ОИК должен включать в себя функции, обеспечивающие безопасное проведение ремонтно-восстановительных работ в энергосистеме, поддержание баланса мощности и ведение согласованного режима. ОИК должен обеспечивать архивирование заданного набора оперативной информации, включая данные о режиме энергосистемы, произошедших событиях, действиях операторов, диспетчеров и других пользователей на указанную глубину. ОИК должен предоставлять пользователям удобный и единообразный графический интерфейс.

Структура и состав конкретных ОИК могут быть различными в зависимости от уровня иерархии, функций, объёма обрабатываемой информации, но при этом должны обеспечиваться:

Требования к полноте данных:

ОИК должен обеспечивать приём и обработку параметров всех элементов электрической схемы. Для функционирования ОИК должна быть обеспечена передача данных о состоянии и параметрах режима всех элементов электрической сети объекта управления. Минимально необходимый объем телеинформации, поступающей в ОИК, должен обеспечивать оперативный контроль в реальном времени за состоянием и параметрами оборудования, находящегося в оперативном управлении и ведении персонала конкретного диспетчерского пункта. Оптимальный объем телеинформации должен обеспечивать наблюдаемость расчетной схемы модели реального времени контролируемой электрической сети.

Требования к функциональности:

- функции приёма и передачи данных (обеспечение связи с устройствами телемеханики, телеуправления, телерегулирования; телекоммуникационный обмен данными между центрами диспетчерского управления с интерфейсом, заданным на верхнем уровне управления;

- приём и передача данных по состоянию и управлению устройствами РЗА, локальной автоматики и т.д.);

- функции обработки принятых данных (преобразование потока данных и приведение его к принятой системе величин;

- достоверизация информации;

- обработка данных для получения производных характеристик параметров;

- обработка данных для синтеза и актуализации расчетных моделей);

- функции хранения и архивирования данных (управление наполнением архивов данных (глубина и цикличность);

- администрирование архивов (копирование, восстановление и др.);

- сервис доступа к системе архивирования данных (внешний программный интерфейс с учетом политики безопасности и надежности, в том числе импорт/экспорт данных);

- хранение и архивирование истории изменений информационной модели (НСИ));

- функции администрирования и управления (единая система обработки событий, оповещения и журналирования;

- управление единым временем; контроль и диагностирование программно-аппаратного комплекса ОИК, а также средств коммуникации;

- управление конфигурацией ОИК; управление состоянием и ресурсами ОИК и др.);

- функции технологических приложений (ведение режима согласно диспетчерскому графику; мониторинг режима; ведение оперативного журнала; информационное обеспечение ремонтных работ и переключений в сети; контроль и управление напряжением; автоматическое регулирование частоты и перетоков мощности; контроль за состоянием противоаварийной автоматики (ПА); оперативное прогнозирование режима; оперативная оценка надежности режима; сбор и обработка данных "быстрых" процессов (аварийных режимов) и др.).

Требования к удобству и простоте использования:

- удобство и интуитивно понятный пользовательский интерфейс;

- максимальное приближение текстов и терминов интерфейсов к предметной области;

- наличие интерактивных обучающих средств и материалов для облегчения освоения системы;

- продуманная и развитая документация для пользователей разных уровней.

Требования к надежности:

- коэффициент готовности ОИК должен быть не менее 99,98%;

- среднее время восстановления полной работоспособности ОИК не должно составлять более 4 часов;

- должна быть обеспечена способность ОИК к постепенной деградации (сохранение работоспособности комплекса с понижением качества при отказе отдельных элементов технических или программных средств).

Требования к производительности:

- разрешающая способность при определении времени коммутации - не более 1 секунды:

- полный цикл обработки информации от поступления параметра в ОИК до архивирования и предоставления информации локальным пользователям - не более 5 секунд.

Подсистема задач планирования и оперативного управления режимами единой, объединенных энергосистем или энергосистемы включает задачи прогнозирования, планирования, в том числе "на сутки вперёд", подготовку управляющих воздействий, анализ прошедших режимов с различных точек зрения, моделирование объекта для подготовки персонала. Подсистема должна предоставлять пользователям удобный и единообразный графический интерфейс ко всем реализованным функциям. Любые новые функции, базирующиеся на работе с расчётными моделями энергосистемы, должны относиться к данной подсистеме. Должны обеспечиваться:

Требования к полноте данных:

- исходные данные должны полностью обеспечивать расчётную модель в объёме, необходимом для реализации всех функций данной подсистемы.

Требования к функциональности:

- планирование режима;

- ведение и управление режимом;

- анализ режима;

- моделирование объекта управления для подготовки оперативного персонала;

- функции администрирования и управления.

Требования к удобству и простоте использования:

- удобство и интуитивно понятный пользовательский интерфейс;

- максимальное приближение текстов и терминов интерфейсов к предметной области;

- наличие интерактивных обучающих средств и материалов для облегчения освоения системы;

- продуманная и развитая документация для пользователей разных уровней.

Требования к надежности:

- в части планирования и анализа режима коэффициент готовности данной подсистемы должен быть не менее 99%;

- в части ведения и управления режимом коэффициент готовности данной подсистемы должен быть не менее 99,98%;

- требования к точности расчетов в данной подсистеме должны определяться на следующем уровне декомпозиции для каждой функции и каждого уровня диспетчерского управления отдельно.

Программные средства всех подсистем АСДУ должны состоять из стандартного и прикладного программного обеспечения. Стандартное программное обеспечение должно соответствовать современному мировому уровню, и в обязательном порядке быть лицензионным. Прикладное программное обеспечение, реализующее основные функции подсистемы диспетчерского управления и сбора данных (ОИК), должно быть аттестовано уполномоченными организациями на проведение экспертизы средств АСДУ. В состав подсистемы ССПИ должны входить:

измерительные преобразователи;

- системы телемеханики:

- передающие устройства (КП);

- приёмно-передающие устройства (ПУ, ЦППС);

- каналы телемеханики;

- каналы межуровневого обмена для передачи данных;

- оконечное оборудование каналов связи;

- активное и пассивное сетевое оборудование ЛВС.

Подсистема ССПИ должна обеспечивать:

- передачу телеинформации между энергообъектами и ОИК соответствующего пункта диспетчерского управления, а также между ОИК смежных уровней управления по двум взаиморезервируемым каналам;

- межуровневый обмен данными между ОИУК смежных уровней диспетчерского управления;

- межуровневый обмен данными между другими подсистемами АСДУ смежных уровней диспетчерского управления.

Программно-аппаратные комплексы всех подсистем АСДУ должны быть оборудованы системами гарантированного электропитания. Исправность систем электропитания должна периодически проверяться по графику, утвержденному главным диспетчером (начальником диспетчерской службы) энергообъекта.

Программно-аппаратные комплексы всех подсистем АСДУ должны размещаться в специальных помещениях, отвечающих требованиям технических условий на оборудование и технические средства, оснащенных средствами пожарной сигнализации и пожаротушения и обеспечивающих разграничение доступа персонала (в соответствии с требованиями защиты от несанкционированного доступа). Способ выполнения цепей ввода-вывода информации, защитные заземления и заземления информационных цепей должны обеспечивать помехозащищенность систем.

Вывод из работы отдельных элементов подсистем АСДУ должен проводиться по оперативной заявке с разрешения диспетчера, в ведении которого они находятся.

# 3.10 Средства диспетчерского и технологического управления

Диспетчерские центры, энергосистемы, электрические и тепловые сети, электростанции должны быть оснащены средствами СДТУ в соответствии с нормами технологического проектирования диспетчерских пунктов и узлов СДТУ энергосистем, руководящими указаниями по выбору объёмов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах и другими действующими нормативными документами. Эксплуатация СДТУ должна обеспечивать постоянное их функционирование и готовность к действию при установленном качестве передачи информации в нормальных и аварийных режимах. ***Ведомственные диспетчерские пункты электрифицированных железных дорог, газо- и нефтепроводов, промышленных предприятий должны иметь необходимые средства связи и телемеханики с диспетчерскими центрами (пунктами) электроэнергетики, в объёме, согласованном с диспетчерскими центрами (пунктами) электроэнергетики.*** Информация с абонентских подстанций напряжением 35 кВ и выше должна передаваться в зависимости от конкретных условий как на ведомственные диспетчерские пункты, так и на диспетчерские центры электроэнергетики. Объемы и направления передаваемой информации с абонентских подстанций должны быть согласованы с диспетчерскими центрами (пунктами) соответствующих уровней управления. Аппаратура СДТУ, установленная в диспетчерских центрах различных уровней управления, должна быть закреплена за службами телемеханики и связи, службами (предприятиями, подразделениями) СДТУ соответствующего уровня управления и эксплуатироваться ими. Аппаратура СДТУ, установленная на объектах всех уровней управления электроэнергетики, должна быть закреплена за соответствующими подразделениями этих объектов и эксплуатироваться ими. Аппаратура СДТУ, установленная на контролируемых энергообъектах должна эксплуатироваться персоналом, обслуживающим СДТУ данного объекта.

Техническое обслуживание и поверка датчиков (преобразователей) телеизмерений, включаемых в цепи вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения, а также измерительных приборов средств СДТУ должны производиться персоналом соответствующих служб РЗА (ЭТЛ) и метрологического обеспечения. Персонал служб (предприятий, подразделений) СДТУ низшего уровня управления субъектов электроэнергетики должен находиться в оперативном подчинении соответствующих служб верхнего уровня в части эксплуатации оборудования СДТУ, находящегося в его оперативном управлении (ведении). Техническая эксплуатация магистральных кабельных линий связи, радиорелейных линий (РРЛ) прямой видимости, а также волоконно-оптических линий связи, проложенных в грунте, должна быть организована в соответствии с правилами технической эксплуатации первичных сетей связи.

***Техническая эксплуатация волоконно-оптических линий связи, размещенных на опорах линий электропередачи, должна быть организована в соответствии с правилами проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи 110 кВ и выше***.

Техническая эксплуатация оборудования систем высокочастотной связи по ВЛ должна быть организована в соответствии с нормативными документами электроэнергетики. Оперативное и техническое обслуживание СДТУ должно быть обеспечено:

- центральными узлами средств управления, принадлежащих органам диспетчерского управления соответствующего уровня, энергосистемам, электростанциям;

- местными узлами средств управления предприятий, эксплуатирующих электрические сети, и электростанций;

- лабораториями, входящими в состав служб (предприятий) СДТУ.

В целях обеспечения бесперебойной работы СДТУ на узлах всех уровней управления должно быть организовано круглосуточное дежурство оперативного персонала. Центральные и местные узлы средств управления должны быть оснащены вводно-коммутационными, измерительными и проверочными устройствами, а также обеспечены инструментом, материалами и запасными частями. Средства оперативно-диспетчерского и технологического управления должны быть обеспечены гарантированным электропитанием в соответствии с действующими нормативными документами. Ввод в работу и эксплуатация радиорелейных линий и средств радиосвязи (УКВ и КВ радиостанций) должны быть организованы в соответствии с действующими нормативными документами.

Структура и качественные показатели производственных телефонных сетей всех уровней должны соответствовать действующим отраслевым нормативным документам по системам автоматизированной телефонной связи электроэнергетики и министерства связи. Присоединение автоматизированной телефонной сети связи электроэнергетики к взаимоувязанной сети связи должно осуществляться в соответствии с правилами присоединения ведомственных и выделенных сетей электросвязи к сети электросвязи общего пользования. Порядок охраны линий и сооружений связи на сетях электроэнергетики должен обеспечиваться в соответствии с правилами охраны линий и сооружений связи Российской Федерации. Устройства проводной связи должны быть защищены от опасных и мешающих влияний электроустановок высокого напряжения в соответствии с действующими нормативными документами.

Плановый и аварийный вывод из работы СДТУ должен оформляться оперативной или аварийной заявкой. Полные, частичные проверки и ремонт СДТУ должны выполняться по утвержденному с диспетчерскими службами и вышестоящими эксплуатационными подразделениями СДТУ (в соответствии с оперативной принадлежностью СДТУ). Все неисправности и неправильные действия СДТУ должны немедленно устраняться, учитываться и анализироваться в установленном порядке. В случае неправильного действия устройств, их повреждения или отклонения параметров от нормированных показателей должны проводиться дополнительная проверка и устранение указанных нарушений с уведомлением диспетчера и вышестоящего эксплуатационного подразделения СДТУ.

**3.11 Автоматизированные системы контроля и учета электрической**

**энергии и мощности (АСКУЭ)**

В целях обеспечения эффективности оперативно-технологического и оперативно-коммерческого управления режимами работы единой, объединенных энергосистем и энергосистем должны максимально использоваться АСКУЭ. Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии и мощности должны обеспечивать получение данных о средних 30-минутных (коммерческих) значениях электрической мощности и об учтённой электроэнергии по зонам суток за календарные сутки и накопительно за заданный отрезок времени (неделю, месяц, год и т.д.). Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии и мощности должны быть метрологически аттестованы органами государственного стандарта в соответствии с действующими нормативными документами. Функционирование АСКУЭ и мощности должно обеспечиваться на основе сбора и передачи информации от энергообъектов по структуре, соответствующей, как правило, структуре системы сбора и передачи информации АСДУ: энергообъект - энергосистема - объединённое диспетчерское управление - центральное диспетчерское управление. На всех межсистемных (между субъектами рынка) ВЛ напряжением 110 кВ и выше и всех ВЛ 220 - 1150 кВ учёт электроэнергии должен выполняться на обоих концах ВЛ. В условиях эксплуатации должна обеспечиваться работа измерительных трансформаторов в требуемом классе точности. В схемах учета на всех ВЛ напряжением 110 кВ и выше должны применяться трехфазные трёхэлементные счётчики электроэнергии с трансформаторами тока в каждой фазе. На каждую единицу учета должен быть заведён паспорт-протокол. Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии и мощности на всех уровнях должны быть оснащены системами точного астрономического времени и гарантированным электропитанием. Исходными нормативными документами для схемы коммерческого учета на рынке электрической энергии и мощности являются действующие правила работы рынка и договоры (контракты) на поставку (покупку) электроэнергии и мощности между субъектами рынка. При этом должен обеспечиваться учёт количества переданной (полученной) электрической энергии и мощности, а также инструментальное определение потерь электроэнергии при ее передаче. Учёт должен обеспечивать получение данных по сальдо перетокам субъектов рынка, выработке, отпуску и потреблению, а также по межгосударственным перетокам.