

УТВЕРЖДЕНЫ  
приказом ПАО «Россети  
Московский регион»  
от 24.04.2023 № 380 (в редакции  
приказов от 16.01.2024 № 26,  
от 20.03.2024 № 277)

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**  
**по применению в ПАО «Россети Московский регион» основных**  
**технических решений по эксплуатации, реконструкции и**  
**новому строительству электросетевых объектов**

1.	Общие положения.....	7
1.1.	Область применения.....	7
1.2.	Нормативные ссылки .....	8
1.3.	Термины и определения.....	16
1.4.	Обозначения и сокращения .....	23
2.	Требования к оборудованию, технологиям и материалам, комплексным системам.....	26
2.1.	Подстанции и распределительные устройства.....	26
2.1.1.	<i>Технические решения при проектировании, новом строительстве и реконструкции ПС .....</i>	<i>26</i>
2.1.2.	<i>Схемы электрические принципиальные распределительных устройств ПС .....</i>	<i>29</i>
2.1.3.	<i>Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и реакторы.....</i>	<i>30</i>
2.1.4.	<i>Коммутационные аппараты .....</i>	<i>34</i>
2.1.5.	<i>Комплектные распределительные устройства.....</i>	<i>35</i>
2.1.6.	<i>Открытые распределительные устройства .....</i>	<i>45</i>
2.1.7.	<i>Трансформаторные и распределительные подстанции 6-35 кВ.....</i>	<i>45</i>
2.1.8.	<i>Мобильные и модульные подстанции .....</i>	<i>61</i>
2.1.9.	<i>Измерительные трансформаторы.....</i>	<i>62</i>
2.1.10.	<i>Ограничители перенапряжения .....</i>	<i>63</i>
2.1.11.	<i>Электромагнитная совместимость и молниезащита.....</i>	<i>63</i>
2.1.12.	<i>Устройства компенсации реактивной мощности .....</i>	<i>63</i>
2.2.	Высокоавтоматизированная цифровая подстанция.....	63
2.2.1.	Общие требования.....	63
2.2.2.	Типовые Архитектуры .....	64
2.2.3.	Интеграция данных ЦПС на основе CIM – модели.....	64
2.2.4.	Критерии применения различных архитектур при построении цифровых подстанций .....	64
2.3.	Собственные нужды .....	64
2.3.1.	Общие положения.....	64
2.3.2.	Постоянный оперативный ток.....	70

2.3.3.Переменный оперативный ток .....	71
2.3.4.Зарядные устройства.....	71
2.3.5.Инженерная инфраструктура .....	72
2.4. Релейная защита и автоматика.....	72
2.5. Воздушные линии электропередачи.....	72
2.5.1.Общие положения .....	72
2.5.2.Технические решения при проектировании, новом строительстве и реконструкции ВЛ.....	73
2.5.3.Опоры и фундаменты.....	73
2.5.4.Провода и грозозащитные тросы.....	74
2.5.5.Изоляторы и линейная арматура .....	75
2.5.6.Защита от грозовых перенапряжений.....	77
2.5.7.Линейное коммутационное оборудование 6-35 кВ.....	77
2.5.8.Требования к ВЛ, проходящим в сложных климатических, геологических и особых условиях.....	78
2.6. Кабельные линии .....	78
2.6.1.Общие положения .....	78
2.6.2.Технические решения при проектировании, новом строительстве и реконструкции КЛ.....	85
2.6.3.Кабели.....	86
2.6.4.Арматура кабелей высокого напряжения.....	86
2.6.5.Требования к обустройству экранов кабелей.....	87
2.6.6.Кабельные коллекторы и подземные сооружения .....	87
2.7. Перспективные технологии.....	88
2.8. Автоматизированные системы технологического управления электросетевым комплексом.....	88
2.8.1.Общие положения .....	88
2.8.2.Требования по построению информационной модели АСТУ.....	89
2.8.3.Функциональные требования к АСТУ.....	89
2.8.4.Требования по информационному обмену для целей оперативно-технологического управления .....	90
2.8.5.Архитектурные решения по построению АСТУ.....	91
2.8.6.Требования к надежности АСТУ и целостности информации.....	92

2.8.7. Обеспечение информационной безопасности АСТУ.....	93
2.9. Автоматизированные системы управления объектов электросетевого комплекса .....	94
2.9.1. Общие положения .....	94
2.9.2. Функции автоматизированных систем .....	96
2.9.3. Технические требования к автоматизированным системам .....	97
2.9.4. Требования к организации информационного обмена между подстанцией и диспетчерскими пунктами управления.....	98
2.9.5. Требования к программному обеспечению АСУ ТП .....	98
2.9.6. Требования к надежности и живучести АСУ ТП .....	99
2.9.7. Требования к системам телемеханики РП, РТП, СП и ТП с дистанционно управляемыми коммутационными аппаратами.....	99
2.9.8. Требования к системам телемеханики ТП, РП 6-20/0,4 кВ (в том числе с дистанционно управляемыми коммутационными аппаратами) и столбовым ТП 6-20 кВ .....	100
2.9.9. Требования к системам телемеханики пунктов секционирования .....	102
2.9.10. Требования к автоматизированной системе мониторинга работы автоматизированных систем. ....	102
2.10. Система учета электрической энергии.....	102
2.11. Сеть связи электросетевого комплекса .....	103
2.11.1. Общие положения .....	103
2.11.2. Принципы создания и развития сети связи ЭСК .....	103
2.11.3. Основные требования к услугам сети связи ЭСК.....	104
2.11.4. Структура и состав сетей связи ЭСК .....	105
2.11.5. Сеть передачи данных.....	108
2.11.6. Волоконно-оптические линии связи/передачи .....	118
2.11.7. Высокочастотная сеть связи по ВЛ .....	119
2.11.8. Сеть подвижной радиосвязи .....	120
2.11.9. Сеть спутниковой связи.....	121
2.11.10. Сеть телефонной связи .....	121
2.11.11. Сеть видеоконференцсвязи .....	122
2.11.12. Система мониторинга и управления ССЭСК.....	123
2.11.13. Сеть тактовой сетевой синхронизации .....	125

2.11.14. Электропитание оборудования связи и передачи данных.....	126
2.11.15. Организация эксплуатации ССЭСК.....	126
2.11.16. Защита сетей связи и передаваемой информации от несанкционированного доступа.....	127
2.12. Ограничения по применению оборудования, технологий и материалов.....	127
3. Технологические процессы в электросетевом комплексе.....	129
3.1. Развитие электросетевого комплекса.....	129
3.1.1. Общие требования к разработке схем и программ развития электроэнергетики и электрических сетей.....	129
3.1.2. Требования по применению автономных источников питания для резервирования потребителей распределительной сети.....	134
3.1.3. Координация уровней токов короткого замыкания.....	134
3.1.4. Особенности развития электрических сетей мегаполисов.....	135
3.2. Оперативно-технологическое и ситуационное управление.....	143
3.3. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов электрических сетей.....	143
3.4. Техническое обслуживание и ремонт.....	143
3.5. Управление производственными активами.....	144
3.6. Безопасность.....	144
3.6.1. Создание интегрированных комплексов инженерно-технических средств охраны (ИТСО) для обеспечения безопасности объектов.....	144
3.6.2. Информационная безопасность.....	147
3.7. Метрологическое обеспечение.....	150
3.7.1. Общие положения.....	150
3.7.2. Требования к измерениям.....	151
3.7.3. Требования к единицам величин.....	151
3.7.4. Требования к методикам (методам) измерений.....	152
3.7.5. Требования к средствам измерений.....	152
3.7.6. Требования к информационно-измерительным системам.....	153
3.7.7. Требования к стандартным образцам.....	154
3.8. Техническое диагностирование и мониторинг состояния оборудования ПС и ЛЭП.....	155
3.8.1. Общие положения.....	155

3.8.2. Требования к техническому диагностированию и мониторингу состояния оборудования ПС.....	155
3.8.3. Техническое диагностирование и мониторинг состояния ВЛ.....	155
3.8.4. Требования к техническому диагностированию и мониторингу состояния КЛ.....	155
3.9. Регулирование напряжения и качества электроэнергии .....	155
3.9.1. Контроль качества электроэнергии. Создание системы мониторинга и управления качеством электроэнергии .....	155
3.9.2. Регулирование напряжения.....	159
4. Инструменты реализации Технической политики.....	160
4.1. Нормативно-техническое регулирование .....	160
4.2. Проверка качества (далее - Аттестация) оборудования, материалов и систем .....	160
4.3. Инновационное развитие .....	160
4.4. Экологическая политика.....	161
4.4.1. Экология подстанций .....	161
4.4.2. Экология ВЛ.....	164
4.4.3. Экология КЛ.....	165
4.4.4. Экологическая безопасность при эксплуатации автотранспортных средств .....	166
4.4.5. Запрещаемое к использованию оборудование .....	166
4.5. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности ...	166
4.6. Импортозамещение в электросетевом комплексе.....	168
Приложение 1 .....	169
Приложение 2 .....	225
Приложение 3 .....	261

## **1. Общие положения**

### **1.1. Область применения**

Настоящие Методические указания по применению в ПАО «Россети Московский регион» основных технических решений по эксплуатации, реконструкции и новому строительству электросетевых объектов (далее – МУ) разработаны на основании Положения ПАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе (далее – Положение), утверждаемого Советом директоров ПАО «Россети» и Советом директоров ПАО «Россети Московский регион» в качестве внутреннего документа Общества (актуальная версия Положения опубликована на сайте: <https://rosseti.ru/investment/science/tech/>) с целью конкретизации положений, норм, требований и рекомендации Положения применительно к электросетевому комплексу ПАО «Россети Московский регион» с учётом его специфических особенностей, и регламентируют порядок (правила) организации взаимодействия в ходе эксплуатации электросетевых объектов, реализации программ нового строительства, технического перевооружения и реконструкции, а также при инновационном и перспективном развитии компании.

МУ определяют совокупность основных технических требований, унифицированных технических и технологических решений, организационных мероприятий, обеспечивающих повышение надежности и эффективности функционирования электрических сетей, совершенствование технического уровня путем применения современных, инновационных технологий и оборудования, в том числе на основе положительного опыта ДЗО ПАО «Россети» и ПАО «Россети Московский регион», при обеспечении надлежащего уровня безопасности и надежности энергоснабжения потребителей.

МУ обязательны для применения филиалами и ДЗО Общества, предприятиями и организациями, выполняющими на договорной основе проектные, строительные-монтажные и наладочные работы на объектах электросетевого хозяйства, находящихся в управлении, эксплуатации, аренде ПАО «Россети Московский регион», а также на объектах, присоединяющихся к электрическим сетям компании путем включения в заключаемые договоры условия, что указанные лица обязаны руководствоваться требованиями Методических указаний.

МУ подлежат периодическому пересмотру, корректировкам, дополнениям в соответствии с практическими наработками и опытом эксплуатации электросетевых объектов на основании решений Научно-технического совета или распорядительных документов ПАО «Россети Московский регион».

## **1.2. Нормативные ссылки**

В настоящих МУ приведены ссылки на следующие документы:

Федеральные Законы:

- Земельный кодекс Российской Федерации» от 25.10.2001 № 136-ФЗ;
- О техническом регулировании от 27.12.2002 № 184-ФЗ;
- Об электроэнергетике от 26.03.2003 № 35-ФЗ;
- Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ;
- Об обеспечении единства измерений от 26.06.2008 № 102-ФЗ;
- Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации от 23.11.2009 № 261-ФЗ;
- О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса от 21.07.2011 № 256-ФЗ.

Постановления и распоряжения Правительства РФ:

- Постановление Правительства РФ от 19.09.2015 № 993 «Об утверждении требований к обеспечению безопасности линейных объектов топливно-энергетического комплекса»;
- Постановление Правительства РФ от 13.08.2018 № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»;
- Постановление Правительства РФ 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;
- Постановление Правительства РФ от 22.08.2022 № 1478 «Об утверждении требований к программному обеспечению, в том числе в составе программно-аппаратных комплексов, используемому органами государственной власти, заказчиками, осуществляющими закупки в соответствии с федеральным законом «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц» (за исключением организаций с муниципальным участием), на принадлежащих им значимых объектах критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, правил согласования закупок иностранного программного обеспечения, в том числе в составе программно-аппаратных комплексов, в целях его использования заказчиками, осуществляющими закупки в соответствии с федеральным законом «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц» (за исключением организаций с муниципальным участием), на принадлежащих им значимых объектах критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, а также закупок услуг, необходимых для использования этого программного обеспечения на таких объектах, и правил перехода на преимущественное использование



российского программного обеспечения, в том числе в составе программно-аппаратных комплексов, заказчиками, осуществляющими закупки в соответствии с федеральным законом «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц» (за исключением организаций с муниципальным участием), на принадлежащих им значимых объектах критической информационной инфраструктуры Российской Федерации».

Документы Минэнерго России:

– Правила устройства электроустановок (ПУЭ), утверждённые Приказом Минэнерго России от 08.07.2002 № 204 (седьмое издание);

– СО 153-34.48.519-2002. Правила проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 0,4-35 кВ. Утверждены Минэнерго России 27.12.2002, Минсвязи России 24.04.2003;

– Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ), утвержденные Приказом Минэнерго России от 04.10.2002 № 1070.

Государственные стандарты, отраслевые РД:

– ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды»;

– ГОСТ 18410-73 «Кабели силовые с пропитанной бумажной изоляцией. Технические условия»;

– ГОСТ 9.032-74 «Единая система защиты от коррозии и старения. Покрывания лакокрасочные. Группы, технические требования и обозначения»;

– ГОСТ 21242-75 «Выводы контактные электротехнических устройств плоские и штыревые. Основные размеры»;

– ГОСТ 6581-75 «Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний»;

– ГОСТ 12.2.007.0-75 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности»;

– ГОСТ 12.2.007.2-75 «Система стандартов безопасности труда. Трансформаторы силовые и реакторы электрические. Требования безопасности»;

– ГОСТ 12.2.007.3-75 «Система стандартов безопасности труда. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности»;

– ГОСТ 12.2.007.4-75 «Система стандартов безопасности труда. Шкафы комплектных распределительных устройств и комплектных трансформаторных подстанций, камеры сборные одностороннего обслуживания, ячейки герметизированных элегазовых распределительных устройств»;

- ГОСТ 10121-76 «Масло трансформаторное селективной очистки. Технические условия»;
- ГОСТ 1516.1-76 «Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции»;
- ГОСТ 12855-77 «Пластина резиновая для трансформаторов. Технические условия»;
- ГОСТ 17717-79 «Выключатели нагрузки переменного тока на напряжение от 3 до 10 кВ. Общие технические условия»;
- ГОСТ 982-80 «Масла трансформаторные. Технические условия»;
- ГОСТ 10434-82 «Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования»;
- ГОСТ 5237-83 «Аппаратура электросвязи. Напряжения питания и методы измерений»;
- ГОСТ 17441-84 «Соединения контактные электрические. Приемка и методы испытаний»;
- ГОСТ 24.701-86 «Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения»;
- ГОСТ 12.2.024-87 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля»;
- ГОСТ 15543.1-89 «Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам»;
- ГОСТ 8024-90 «Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний»;
- ГОСТ 14693-90 «Устройства комплектные распределительные негерметизированные в металлической оболочке на напряжение до 10 кВ. Общие технические условия»
- ГОСТ Р 55190-2022 «Устройства комплектные распределительные в металлической оболочке (КРУ) на номинальное напряжение до 35 кВ. Общие технические условия»;
- ГОСТ 34.003-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Термины и определения»;
- ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования»;
- ГОСТ Р 50462-2009 «Базовые принципы и принципы безопасности для интерфейса «человек-машина», выполнение и идентификация. Идентификация проводников посредством цветов и буквенно-цифровых обозначений»;
- ГОСТ 20022.0-93 «Защита древесины. Параметры защищенности»;
- ГОСТ 20022.6-93 «Защита древесины. Способы пропитки»;

– ГОСТ 1516.3-96 «Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции»;

– ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 «Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей»;

– ГОСТ Р МЭК 61850 «Сети и системы связи на подстанциях»;

– ГОСТ Р 52565-2006 «Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия»;

– ГОСТ ИЕС 61439-1-2013 "Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 1. Общие требования";

– ГОСТ Р 52719-2007 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия»;

– ГОСТ Р 52725-2021 «Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. Общие технические условия»;

– ГОСТ МЭК 60870-4-2011 «Устройства и системы телемеханики. Часть 4. Технические требования»;

– ГОСТ 31565-2012 «Межгосударственный стандарт. Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности»;

– ГОСТ 31946-2012 «Провода самонесущие изолированные и защищенные для воздушных линий электропередачи. Общие технические условия»;

– ГОСТ 31996-2012 «Кабели силовые с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение 0,66; 1 и 3 кВ. Общие технические условия»;

– ГОСТ Р 55025-2012 «Кабели силовые с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение от 6 до 35 кВ включительно. Общие технические условия»;

– ГОСТ Р МЭК 61508-1-2012 «Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 1. Общие требования»;

– ГОСТ Р МЭК 61508-2-2012 «Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 2. Требования к системам»;

– ГОСТ ИЕС 61508-3-2018 «Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 3. Требования к программному обеспечению»;

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

– ГОСТ 30804.4.30-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей

качества электрической энергии»;

– ГОСТ 30804.4.7-2013 «Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств»;

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

– ГОСТ 19281-2014 «Прокат повышенной прочности. Общие технические условия»;

– ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия;

– ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия;

– ГОСТ 14254-2015 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)»;

– ГОСТ 27772-2021 «Прокат для строительных стальных конструкций. Общие технические условия»;

– ГОСТ Р МЭК 60502-2 «Кабели силовые с экструдированной изоляцией и кабельная арматура на номинальное напряжение от 1 кВ ( $U_m=1.2$  кВ) до 30 кВ ( $U_m=36$  кВ) включительно. Часть 2. Кабели на номинальное напряжение от 6 кВ ( $U_m=7.2$  кВ) до 30 кВ ( $U_m=36$  кВ)»;

– ГОСТ 27.003-2016 «Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности»;

– ГОСТ 12.1.019-2017 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»;

– ГОСТ Р 58651.1-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Основные положения»;

– ГОСТ 34839-2022 «Муфты для силовых кабелей на напряжение до 35 кВ включительно. Общие технические условия»;

– РД 45.230-2001. Руководящий документ отрасли. Аудит системы тактовой сетевой синхронизации. Организационное обеспечение. Методика проведения;

– РД 153-34.0-48.518-98. Правила проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 110 кВ и выше;

– СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов, утв. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 25.09.2007 № 74;

– СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным

объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий», утвержденный Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021 № 3;

– СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания», утвержденный Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021 № 2;

– СП 76.13330.2016 «Электротехнические устройства»;

– СП 42.13330.2016 «Свод правил. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Актуализированная редакция СНиП 2.07.01-89», утвержденные Приказом Минстроя России от 30.12.2016 № 1034/пр);

– СП 51.13330.2011 «Свод правил. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003», утвержденные Приказом Минрегиона РФ от 28.12.2010 № 825;

– Приказ ФСТЭК России от 02.06.2020 № 76 «Требования по безопасности информации, устанавливающие уровни доверия к средствам технической защиты информации и средствам обеспечения безопасности информационных технологий (выписка);

– Приказ ФСТЭК России от 29.04.2021 № 77 «Об утверждении Порядка организации и проведения работ по аттестации объектов информатизации на соответствие требованиям о защите информации ограниченного доступа, не составляющей государственную тайну».

Документы ПАО «Россети», Стандарты организаций:

– СТО 56947007-29.120.50.076-2011 «Типовые технические требования к ограничителям перенапряжения классов напряжения 6-750 кВ»;

– СТО 34.01-39.2-001-2016 «Положение о системе калибровки средств измерений группы компаний ПАО «Россети»»;

– СТО 34.01-39.5-003-2016 «Регламент метрологического обеспечения группы компаний ПАО «Россети»»;

– СТО 34.01-39.5-001-2016 «Положение о метрологической службе группы компаний ПАО «Россети»»;

– СТО 34.01-39.5-002-2016 «Положение об организации и проведении метрологического контроля в группе компаний ПАО «Россети»»;

– СТО 34.01-39.3-001-2017 «Руководство по качеству калибровочных работ»;

– СТО 34.01-39.3-002-2017 «Порядок аттестации персонала метрологических служб (калибровочных лабораторий) предприятий группы

- компаний ПАО «Россети» на право выполнения калибровочных работ в системе калибровки средств измерений группы компаний ПАО «Россети»»;
- СТО 34.01-2.2-032-2017 «Линейное коммутационное оборудование 6-35 кВ – секционированные пункты (реклоузеры). Том 1.1 «Общие данные»;
  - СТО 34.01-2.2-035-2018 «Железобетонные вибрированные стойки для опор ВЛ 0,4-35 кВ. Общие технические требования»;
  - СТО 34.01-39.5-004-2019 «Подтверждения технической компетентности и регистрации метрологических служб в системе калибровки средств измерений группы компаний ПАО «Россети». Основные положения»;
  - СТО 34.01-8.1-001-2021 «Электростанции для электромобилей. Общие технические требования»;
  - СТО 34.01-3.2-018-2022 «Системы накопления электрической энергии. Типовые технические требования»;
  - СТО 56947007-29.130.20.104-2011 «Типовые технические требования к КРУ классов напряжения 6-35 кВ»;
  - СТО 56947007-33.040.20.295-2019 «Технические требования к дуговым защитам ячеек КРУ 6-35 кВ»;
  - Приказ ПАО «Россети» от 22.01.2020 № 18 «Об утверждении Порядка обеспечения антитеррористической защищенности объектов ДЗО ПАО «Россети»»;
  - Приказ ПАО «Россети» от 28.07.2020 № 329 «Об утверждении методики и порядка проведения проверки качества (аттестации) оборудования и типового регламента работы комиссии по допуску оборудования»;
  - Приказ ПАО «Россети» от 28.08.2020 № 391 «Об утверждении Методики проведения проверки цифрового оборудования и систем на соответствие требованиям безопасности информации, в том числе проведения проверки качества технических средств защиты информации в электросетевом комплексе»;
  - Положение ПАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе, утвержденное Советом директоров ПАО «Россети» (протокол от 02.04.2021 № 450).

Документы ПАО «Россети Московский регион»:

- Экологическая политика электросетевого комплекса ПАО «Россети», утвержденная Советом директоров Общества (протокол заседания Совета директоров от 01.10.2020 № 452);
- Программа инновационного развития ПАО «Россети Московский регион», утвержденная Советом директоров Общества (протокол заседания Совета директоров от 30.09.2021 № 497);
- Положение о порядке разработки и выполнения Программы

инновационного развития ПАО «Россети Московский регион», утвержденная Советом директоров Общества (протокол заседания Совета директоров от 02.02.2022 № 509);

– Политика инновационного развития ПАО «Россети Московский регион», утвержденная Советом директоров Общества (протокол заседания Совета директоров от 14.02.2022 № 511);

– Политика ПАО «Россети Московский регион» в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности (протокол заседания Совета директоров от 29.04.2022 № 520);

– Приказ ПАО «МОЭСК» от 22.08.2016 № 1002 (в действующей редакции) «Об утверждении типовых проектов на строительство трансформаторных подстанций напряжением 0,4-20 кВ»;

– Приказ ПАО «МОЭСК» от 24.10.2018 № 1212 «Об утверждении методической документации по управлению производственными активами в ПАО «МОЭСК»;

– Приказ ПАО «Россети Московский регион» от 03.07.2020 № 697 (в действующей редакции) «Регламент подготовки, согласования и утверждения ТУ, ЗП и ПСД на сооружение, техническое перевооружение и реконструкцию объектов ПАО «Россети Московский регион» и объектов сторонних организаций, связанных с объектами ПАО «Россети Московский регион»;

– Приказ ПАО «Россети Московский регион» от 27.08.2020 № 889 «Об утверждении Положения об организации технического обслуживания и ремонта электрических сетей ПАО «Россети Московский регион» в новой редакции»;

– Приказ ПАО «Россети Московский регион» от 28.12.2020 № 1347 «Об актуализации документации по обращению с отходами производства и потребления в ПАО «Россети Московский регион»;

– Приказ ПАО «Россети Московский регион» от 19.02.2021 № 123 «Об организации исполнения приказа ПАО «Россети» от 05.02.2020 № 46»;

– Приказ ПАО «Россети Московский регион» от 01.09.2021 № 899 «Об утверждении Регламента проведения опытно-промышленной эксплуатации на электросетевых объектах ПАО «Россети Московский регион» в новой редакции»;

– Приказ ПАО «Россети Московский регион» от 01.10.2021 № 1020 «Руководство по качеству»;

– Приказ ПАО «Россети Московский регион» от 09.01.2024 № 5 «Об утверждении Инструкции по делопроизводству в ПАО «Россети Московский регион». Издание 10;

– Приказ ПАО «Россети Московский регион» от 05.07.2022 № 719 «Об утверждении Регламента «Порядок планирования, расчета и контроля выполнения мероприятий по снижению технических потерь электрической

энергии»;

– Приказ ПАО «Россети Московский регион» от 30.09.2022 № 1066 «О совершенствовании системы энергетического менеджмента и системы инновационного менеджмента ПАО «Россети Московский регион»;

– Приказ от 17.06.2015 № 701 «Об утверждении регламента «О порядке согласования заявочных спецификаций на закупку импортных ТМЦ»;

– Распоряжение ПАО «МОЭСК» от 20.03.2014 № 203р «Об утверждении альбома типовых функциональных схем взаимодействия устройств релейной защиты и автоматики».

При пользовании настоящими МУ целесообразно проверить действие ссылочных документов с помощью информационно-справочной базы «КонсультантПлюс», Электронной библиотеки нормативно-технических документов и Реестра внутренних нормативно-методических документов Общества.

Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящими МУ следует руководствоваться замененным (измененным) документом.

### **1.3. Термины и определения**

Адаптивность	способность электрической сети обеспечивать функционирование во всех точках присоединения потребителей при исключении из работы одного (нескольких) элементов сети.
Безопасность продукции, процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации (далее - безопасность)	способность технического объекта обеспечить защиту человека, природной среды и собственности (материальных ценностей) от опасных воздействий, которые могут возникнуть при нормальной эксплуатации и технологических нарушениях на этом объекте.
Граница балансовой принадлежности	линия раздела объектов электроэнергетики между владельцами по признаку собственности или владения на ином предусмотренном федеральными законами основании, определяющая границу эксплуатационной ответственности между сетевой организацией и потребителем услуг по передаче электрической энергии (потребителем электрической энергии, в интересах которого заключается договор об оказании услуг по передаче электрической энергии) за состояние и обслуживание электроустановок.



Граница эксплуатационной ответственности (зона)	линия раздела объектов электросетевого хозяйства между сетевой организацией и потребителем услуг по передаче электрической энергии (потребителем электрической энергии, в интересах которого заключается договор об оказании услуг по передаче электрической энергии) по принципу ответственности за состояние и обслуживание электроустановок.
Диспетчерское управление	организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики или энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии изменяются только по диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра или путем непосредственного воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние указанных объектов с использованием средств телеуправления из диспетчерского центра.
Диспетчерское ведение	организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики или энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии изменяются только с разрешения соответствующего диспетчерского центра.
Диспетчерский персонал	работники диспетчерского центра, уполномоченные субъектом оперативно – диспетчерского управления в электроэнергетике от имени диспетчерского центра осуществлять процедуры диспетчерского управления и диспетчерского ведения.
Качество функционирования сети	возможность ведения (установления) режимов сети, обеспечивающих поддержание задаваемых оптимальных уровней напряжения и контроля во всех точках приема и отпуска объемов электроэнергии, уровня потерь, обеспечения требований по оптимальной плотности тока.

Комплексные программы развития сетей	программы, включающие совокупность технических решений в определенной последовательности, позволяющие решить задачи эффективного функционирования и развития электрических сетей (повышение надежности, снижение потерь, внедрение АСУ на основе цифровых устройств и т. п.).
Мегаполис	наиболее крупная форма расселения, образующаяся при срастании большого количества соседних городских агломераций, отличающаяся развитой транспортной системой, плотной застройкой и численностью населения, превышающей 1 миллион человек.
Международный стандарт	стандарт, принятый международной организацией (например, МЭК).
Необслуживаемый объект	объект, для которого проведение технического обслуживания не предусмотрено нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией.
Новое строительство	строительство электросетевых объектов в целях создания новых производственных мощностей, осуществляемое на вновь отведенных земельных участках до полного завершения строительства и ввода в действие всего объекта на полную мощность. К новому строительству относится строительство на новой площадке объекта взамен ликвидируемого.
Оперативный персонал	работники территориальной сетевой организации (диспетчеры ЦУС, филиала, РЭС, дежурный персонал подстанции или персонал оперативно – выездной бригады), уполномоченные ею на осуществление действий по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электросетевого хозяйства, подтверждение возможности такого изменения, а также координацию этих действий.
Объект технологического присоединения со сниженным финансированием	Объект, стоимость реализации проекта технологического присоединения по которому в соответствии с техническими решениями основных разделов (кроме приложения 3) настоящих Методических указаний превышает

	размер платы за технологическое присоединение со стороны Заявителя.
Повышение энергетической эффективности	деятельность, направленная на экономию первичного энергетического ресурса, снижение энергоемкости технологических процессов.
Положение ПАО «Россети» о Единой технической политике	совокупность технических требований, управленческих и организационных мероприятий на ближайшую и среднесрочную перспективу, направленных на повышение эффективности, технического уровня и безопасности электрических сетей дочерних и зависимых обществ (далее ДЗО) ПАО «ФСК ЕЭС» и ПАО «Россети», при которой техническая Политика реализуется посредством методов корпоративного управления в рамках действующего законодательства Российской Федерации.
Потребители электрической энергии	лица, приобретающие электрическую энергию для собственных бытовых и (или) производственных нужд.
Пропускная способность электрической сети	технологически максимально допустимое значение мощности, которая может быть передана с учетом условий эксплуатации и параметров надежности функционирования электрических сетей без ущерба качеству поставляемой потребителю электроэнергии, без повреждения элементов сети или выхода нормируемых параметров за пределы допустимых.
Расширение	строительство отдельных частей электросетевых объектов на территории действующих объектов или примыкающих к ним площадок, не предусмотренных первоначальным проектом, в целях создания или присоединения дополнительных мощностей.
Реконструкция	комплекс работ на действующих объектах электрических сетей по их переустройству (строительству взамен) в целях повышения технического уровня, улучшения технико-экономических показателей объекта, условий труда и охраны окружающей среды.

Свод правил	документ в области стандартизации, в котором содержатся технические правила и (или) описание процессов проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации продукции и который применяется на добровольной основе в целях соблюдения требований технических регламентов.
Стандарт	документ, в котором в целях добровольного многократного использования устанавливаются характеристики продукции, правила осуществления и характеристики процессов проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнения работ или оказания услуг. Стандарт также может содержать правила и методы исследований (испытаний) и измерений, правила отбора образцов, требования к терминологии, символике, упаковке, маркировке или этикеткам и правилам их нанесения.
Строительство	предусматривает новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение электросетевых объектов.
Термостойкие полимерные трубы	Трубы из полимерной композиции высокой термостойкости или иных материалов с количеством слоев не менее двух, которые удовлетворяют требованиям по температуре (допускают длительное воздействие температуры не менее 90 °С, при перегрузках нагрев до 105°С, при коротких замыканиях до 150 °С), геометрическим параметрам (наружный и внутренний диаметры трубы, толщина стенки, кольцевая жесткость), категории горючести.
Техническая политика	совокупность технических требований, решений, управленческих и организационных мероприятий на ближайшую и среднесрочную перспективу, направленных на повышение эффективности, технического уровня и безопасности электрических сетей на основе передовых, инновационных технических решений и технологий.

Технический регламент	документ, который принят международным договором РФ, ратифицированным в порядке, установленном законодательством РФ, или межправительственным соглашением, заключенным в порядке, установленном законодательством РФ, или федеральным законом, или указом Президента РФ, или постановлением Правительства РФ, или нормативным правовым актом федерального органа исполнительной власти по техническому регулированию и устанавливает обязательные для применения и исполнения требования к объектам технического регулирования (продукции, в том числе зданиям, строениям и сооружениям, или к связанным с требованиями к продукции процессам проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации).
Технический уровень	система показателей, характеризующая качество функционирования (надёжность, безопасность, живучесть) и технико-экономические параметры электросетевых объектов (электрооборудования, конструкций и материалов).
Техническое перевооружение	комплекс работ на действующих электросетевых объектах, направленный на повышение их технико-экономического уровня. Состоит в замене морально и физически устаревшего оборудования, конструкций и материалов, механизации работ, внедрении современных средств управления производственным процессом при сохранении основных строительных решений в пределах ранее выделенных земельных участков.
Техническое регулирование	правовое регулирование отношений в области установления, применения и исполнения обязательных требований к продукции или к связанным с ними процессам проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, а также в области установления и применения на добровольной основе требований к продукции, процессам проектирования (включая изыскания),

	производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнению работ или оказанию услуг и правовое регулирование отношений в области оценки соответствия.
Технологически особый потребитель	потребитель, для которого кратковременные (в десятые доли секунды и менее) нарушения электроснабжения приводят к необходимости прекращения технологических процессов, на восстановление которых требуются значительные временные и ресурсные затраты. Для потребителя, имеющего такие свойства и установки значительной мощности, должны применяться источники гарантированного питания.
Технологическое управление	выполняемые оперативным персоналом координация действий по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электросетевого хозяйства и (или) сами действия с использованием средств телеуправления или непосредственно на объектах электросетевого хозяйства, исключая случаи, когда эти действия выполняются по диспетчерской команде или координируются оперативным персоналом.
Точка присоединения к электрической сети	место физического соединения электрической установки потребителя услуг с электрической сетью сетевой организации.
Центр питания (ЦП)	понижительная подстанция напряжением 35-110 (220-500)/6-20 кВ либо электростанция, к РУ 6-20 кВ которой присоединены распределительные сети данного района;
Центр управления сетями (ЦУС)	структурное подразделение сетевой компании, осуществляющее функции технологического управления и ведения в отношении объектов электросетевого хозяйства, входящих в её эксплуатационную зону.
Электрическая сеть	совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, линий электропередачи, работающих на определённой территории.

СІМ	Model – общая информационная модель энергосистемы, описывающая компоненты энергосистемы и связи между ними с использованием объектно-ориентированной терминологии, которая построена в соответствии с требованиями международных стандартов МЭК 61968 и МЭК 61970.
-----	--

#### **1.4. Обозначения и сокращения**

В настоящих Методических указаниях применены следующие обозначения и сокращения:

**АБ** – аккумуляторная батарея;

**АВР** – автоматический ввод резервного питания;

**АИС** – автоматизированная информационная система учета;

**АО «СО ЕЭС»** – АО «Системный оператор единой энергетической системы России»;

**АПВ** – автоматическое повторное включение;

**АПТС** – аварийно-предупредительная телесигнализация;

**АР** – аварийный резерв;

**АРМ** – автоматизированное рабочее место;

**АСДУ** – автоматизированная система диспетчерского управления;

**АСК** – асинхронизированный компенсатор реактивной мощности;

**АСМД** – автоматизированная система мониторинга и диагностики;

**АСТУ** – автоматизированная система технологического управления;

**АСУ** – автоматизированная система управления;

**АСУТП** – автоматизированная система управления технологическими процессами;

**АТ** – автотрансформатор;

**ВЛ** – воздушная линия электропередачи;

**ВОК** – волоконно-оптический кабель;

**ВОЛС** – волоконно-оптическая линия связи;

**ВКС** – видеоконференцсвязь;

**ВЧ** – высокочастотный;

**ВЭ** – выдвигной элемент;

**ВЭС** – Восточные электрические сети – филиал ПАО «Россети Московский регион»;

**ГИС** – геоинформационная система;

**ГНБ** – горизонтально - направленное бурение;

**ГЛОНАСС** – глобальная навигационная спутниковая система (российский аналог GPS);

**ДГР** – дугогасящий реактор;

**ДЗО** – дочернее зависимое общество;

**ДП** – диспетчерский пункт;  
**ДЦ** – диспетчерский центр;  
**ЗЭС** – Западные электрические сети – филиал ПАО «Россети Московский регион»;  
**ЗП** – задание на проектирование;  
**ЗИП** – запасные части, инструменты и принадлежности;  
**ИБ** – информационная безопасность;  
**ИВКЭ** – информационно-вычислительный комплекс электроустановки;  
**ИТС** – индекс технического состояния;  
**ИТСО** – инженерно-технических средств охраны;  
**КА** – коммутационный аппарат;  
**КВЛ** – кабельно-воздушная линия электропередачи;  
**КИПиА** – контрольно-измерительные приборы и автоматика;  
**КЛ** – кабельная линия электропередачи;  
**КРУЭ** – комплектное распределительное устройство элегазовое;  
**КЗ** – короткое замыкание;  
**КТП** – комплектная трансформаторная подстанция;  
**КЭ** – качество электрической энергии;  
**ЛВС** – локальная вычислительная сеть;  
**ЛЭП** – линия электропередачи;  
**МВ** – масляный выключатель;  
**МО** – метрологическое обеспечение;  
**МО** – Московская область;  
**МУ** – методические указания;  
**МВС** – Московские высоковольтные сети – филиал ПАО «Россети Московский регион»;  
**МКС** – Московские кабельные сети – филиал ПАО «Россети Московский регион»;  
**МСЭ** – средство межсетевого экранирования;  
**МЭК** – международная электротехническая комиссия;  
**НИОКР** – научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы;  
**НМ** – Новая Москва – филиал ПАО «Россети Московский регион»;  
**НТД** – нормативно-технический документ;  
**ОД** – отделитель;  
**ОКГТ** – оптический кабель, встроенный в грозозащитный трос;  
**ОМП** – определение места повреждения;  
**ОПН** – ограничитель перенапряжения нелинейный;  
**ПБВ** – переключение без возбуждения;  
**ПЗЗ** – переносное защитное заземление;  
**ПО** – программное обеспечение;  
**ПРВТ** – предохранитель-разъединитель выхлопного типа;  
**ПС** – подстанция;  
**ПП** – переходной пункт;



**ПрП** – переключательный пункт;  
**ПТК (ПТС)** – программно-технический комплекс (средства);  
**ПСД** – проектно-сметная документация;  
**ПЗУ** – птицевозащитное устройство;  
**ПКЭ** – показатели качества электроэнергии;  
**РД** – руководящий документ;  
**РДП** – районный диспетчерский пункт;  
**РДУ** – Региональное диспетчерское управление – филиал АО «СО ЕЭС»;  
**РЗА** – релейная защита и автоматика;  
**РИСЭ** – резервный источник электроснабжения;  
**РЛР** – разъединитель рубящего типа;  
**РУ** – распределительное устройство;  
**РПН** – регулирование напряжения под нагрузкой;  
**РСК** – региональная сетевая компания;  
**РТ (ВДТ)** – линейный регулировочный (вольтодобавочный) трансформатор;  
**РЖД** – Российские железные дороги;  
**РЭС** – район электрических сетей;  
**САУ НРМ** – система автоматического управления напряжением и реактивной мощностью;  
**СОПТ** – система оперативного постоянного тока;  
**СИ** – средство измерения;  
**СИП** – самонесущий изолированный провод;  
**СКУД** – система контроля управления доступом;  
**СМР** – строительно-монтажные работы;  
**СПД** – сеть передачи данных;  
**СТК** – статический тиристорный компенсатор;  
**ССПИ** – система сбора и передачи информации (оперативной);  
**ССПТИ** – система сбора и передачи технологической информации (неоперативной);  
**СХД** – система хранения данных;  
**СЭС** – Северные электрические сети – филиал ПАО «Россети Московский регион»;  
**Т** – трансформатор;  
**ТК** – технологическая карта;  
**ТМ** – телемеханика;  
**ТН** – измерительный трансформатор напряжения;  
**ТОбР** – техническое обслуживание и ремонт;  
**ТП** – трансформаторная подстанция напряжением 6-35/0,4 кВ;  
**ТСН** – трансформатор собственных нужд;  
**ТТ** – измерительный трансформатор тока;  
**ТКЗ** – ток короткого замыкания;  
**ТУ** – технические условия;  
**ТСПД** – технологическая сеть передачи данных;

**ТСС** – тактовая сетевая синхронизация;  
**ТЭЦ** – теплоэлектроцентраль;  
**УЗИП** – устройство защиты от импульсных перенапряжений;  
**УЛР** – управляемый линейный разъединитель;  
**УШР** – управляемый шунтирующий реактор;  
**ЦДП** – центральный диспетчерский пункт;  
**ЦПС** – высокоавтоматизированная подстанция (цифровая);  
**ЦПТСС** – цифровая производственно-технологическая сеть связи;  
**ЦППС** – центральная приемо-передающая станция;  
**ЦУС** – центральный узел связи;  
**ЧР** – частичный разряд;  
**ЩПТ** – щит постоянного тока;  
**ЩСН** – щит собственных нужд;  
**ЭС (ЭЭС)** – энергосистема (электроэнергетическая система);  
**ЭСК** – электросетевой комплекс;  
**ЭСХ (ОЭСХ)** – электросетевое хозяйство (объекты электросетевого хозяйства);  
**ЮЭС** – Южные электрические сети – филиал ПАО «Россети Московский регион»;  
**CIM** – Common Information Model – общая информационная модель;  
**CRM** – Customer Relationship Management – система управления взаимоотношениями с клиентами;  
**GPS** – Global Positioning System – глобальная навигационная спутниковая система (США);  
**MMS** – Manufacturing Message Specification – протокол МЭК 61850-8-1.

## **2. Требования к оборудованию, технологиям и материалам, комплексным системам**

### **2.1. Подстанции и распределительные устройства**

#### **2.1.1. Технические решения при проектировании, новом строительстве и реконструкции ПС**

Первичное оборудование подстанций 35-220 кВ должно иметь срок службы не менее 30 лет, сроки среднего ремонта не менее 15 лет и не требовать капитального ремонта в течение всего срока службы, гарантийный срок эксплуатации должен составлять не менее 60 месяцев с даты ввода в эксплуатацию.

Конструктивное исполнение вновь устанавливаемого оборудования должно максимально соответствовать заменяемому.

Предпочтение необходимо отдавать необслуживаемому и малообслуживаемому оборудованию, а также оборудованию, произведенному на территории Российской Федерации.

При поэтапной реконструкции в пределах одной подстанции

необходимо применять оборудование аналогичное уже установленному как по конструктивному исполнению, габаритным и установочным размерам, так и по расположению органов управления и схем вторичных цепей.

Для новых конструкций, материалов и оборудования необходимо проведение опытной эксплуатации в соответствии с Регламентом проведения опытно-промышленной эксплуатации на электросетевых объектах ПАО «Россети Московский регион».

Секции шин 6-20 кВ должны иметь, как правило, не более 7 отходящих линий на одну секцию РУ, в случае необходимости присоединения большего количества отходящих фидеров необходимо предусмотреть строительство вне территории подстанции РП, питающихся от РУ подстанции по 2 (двум) фидерам с организацией в РП, согласно типовым решениям для проектирования выносных РП 6-20 кВ, утвержденных распоряжением Общества от 19.09.2023 № 852р (в редакции от 25.12.2023 №1189р).

При новом строительстве и реконструкции подстанций количество секций 6-20 кВ должно быть ограничено 2 (двумя) на каждый силовой трансформатор (РТ). При количестве секций в помещении РУ 4 (четыре) и более требуется разделять секции шин противопожарными перегородками.

Применение кабельных перемычек между секциями РУ 6-35 кВ и кабельных перемычек между РУ 6-35 кВ и силовыми трансформаторами допускается при дополнительном обосновании. В случае применения кабельных секционных перемычек и перемычек между РУ и силовыми трансформаторами не допускается совместная прокладка и пересечение без огнеупорных преград с КЛ отходящих линий. Сечение кабельных перемычек должно быть выбрано с учетом максимально необходимой нагрузки.

В РУ 6-20 кВ подстанции подключение более одной отходящей линии на одну ячейку (выключатель) не допускается за исключением отдельных случаев для обеспечения технологического присоединения. Каждый такой случай должен быть согласован с Первым заместителем генерального директора – главным инженером Общества и предусматривать мероприятия по расширению РУ или установке выносных распределительных пунктов (РП). Типовые решения для проектирования выносных РП 6-20 кВ, утвержденные распоряжением Общества от 19.09.2023 № 852р (в редакции от 25.12.2023 №1189р).

На щите подстанции должны быть установлены панели управления с мнемосхемой и ключами управления выключателями 35-220 кВ, вводными и секционными выключателями 6-20 кВ и выключателями ТСН.

Применение модульного и мобильного электрооборудования для ПС 35-220 кВ возможно при выполнении технико-экономического обоснования.

Реконструкция РУ 110-220 кВ ПС должна выполняться, как правило, с сооружением новых ячеек и организацией перезаводов в них присоединений; поячеечная реконструкция ОРУ допускается при наличии специальных обоснований.

При новом сооружении ПС 110-220 кВ, а также проведении реконструкции ПС 220-110 кВ открытого типа на основании соответствующего технико-экономического обоснования выполняется ПС закрытого типа.

Номинальные токи и отключающая способность вновь устанавливаемого оборудования должны быть определены на основании расчетов электрических режимов и токов КЗ. Типы оборудования должны быть выбраны на основании результатов расчетов технических потерь электрической энергии с учетом обеспечения энергоэффективности.

При замене первичного оборудования рекомендуется предусматривать замену вторичного оборудования и цепей вторичной коммутации на передовое оборудование, отвечающее современным требованиям.

Для электроотопления ПС рекомендуется, в том числе, рассматривать применение современных технологий гелиоэнергетики.

При новом строительстве или реконструкции ПС необходимо предусматривать для силовых (авто)трансформаторов и распределительных устройств дополнительное ограждение, состоящее из оцинкованного каркаса (металлические стойки) и оцинкованной металлической сетки, с учетом допустимых расстояний согласно требованиям ПУЭ и ПОТЭЭ от оборудования до ограждающих конструкций. Металлические стойки и секции из металлической сетки должны быть съемными для возможности его быстрого демонтажа и обслуживания, а также беспрепятственного доступа спецтехники и персонала для безопасного выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования ПС. Высота ограждающих конструкций определяется проектом.

При строительстве зданий и сооружений ПС кровли должны быть с антигололедными системами, снегозадержателем и организованной водосточной системой.

Маслосборник должен быть оборудован КИПиА уровня заполнения резервуара с выводом сигнализации в здание.

При использовании импортного оборудования вся документация, обозначения, надписи должны быть на русском языке, все приборы и устройства должны быть русифицированы.

Конструкции и конструктивные элементы с использованием нового оборудования должны быть полной заводской готовности, быстро монтируемыми, должны обеспечивать возможность ремонтных, подготовительных и восстановительных работ под напряжением.

Строительно-монтажные организации, привлекаемые на выполнение работ по новым технологиям должны иметь документ об обучении СМР по данной технологии, (например, по монтажу СИП) и укомплектованы соответствующими механизмами и инструментом.

### **2.1.2. Схемы электрические принципиальные распределительных устройств ПС**

При новом строительстве РП с количеством присоединений не более четырех, применять малогабаритные блочные распределительные пункты (далее РП) напряжением 6(20) кВ на базе моноблоков с элегазовой или твердой изоляцией или на базе малогабаритных ячеек серии КСО-2хх.

При присоединении потребителя электрической энергии относящегося к третьей категории надежности электроснабжения, малогабаритная блочная РП-6(20) кВ должна обладать функцией расширения с целью обеспечения возможности перспективного перевода потребителя на вторую категорию надежности электроснабжения или присоединения дополнительных потребителей.

Если РУ низкого напряжения в ТП находится в эксплуатации абонента и имеет АВР на стороне 0,4 кВ, то АВР в РУ высокого напряжения, принадлежащем ПАО «Россети Московский регион», не выполняется (АВР по высокому напряжению организуется в питающей сети 6-20 кВ).

В случае, когда силовые трансформаторы в ТП находятся в эксплуатации ПАО «Россети Московский регион», а РУ низкого напряжения на обслуживании абонента, то на вводах 0,4 кВ должны быть установлены стационарные или выдвигаемые автоматические выключатели, при этом должно обеспечиваться требование видимого разрыва на стороне абонента. Оперативная блокировка в таком случае должна исключать возможность включения трансформаторов на параллельную работу.

В ТП со схемами, где АВР выполнено на стороне высокого напряжения, следует комплектовать ячейки моноблока двумя электромоторными приводами в луче «Б» и одним моторным приводом в луче «А».

Включение нагрузок особо ответственных или энергоемких потребителей рекомендуется осуществлять непосредственно с шин РТП. Рекомендуется эти ТП включать в КЛ, по которым резервируются секции РТП в послеаварийном режиме (поперечные связи между РП), если это не приведет к увеличению трасс КЛ по сравнению с другими вариантами.

КТПН механизации строительства и абонентские распределительные сети 6-20кВ должны быть отделены от сети Компании:

– в РТП (РП, ТП) выключателем с устройством МТЗ (в ТП, если распределительное устройство среднего напряжения в ТП выполнено на силовых выключателях);

– в ТП ячейкой ИКВН-10, КРУН-10 или функцией «D» («В») (при этом заземляющие ножи во вводной ячейке абонента должны устанавливаться только со стороны абонента после коммутационного аппарата) с установкой ее вблизи ТП Компании.

### **2.1.3. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и реакторы**

2.1.3.1. На подстанциях 35-220 кВ рекомендуется применять трансформаторы единичной мощностью не более 16 МВА на подстанциях 35 кВ, не более 125 МВА – на подстанциях 110 кВ и не более 250 МВА – на подстанциях 220 кВ.

При проектировании подстанций 35-220 кВ должна быть предусмотрена возможность замены силовых и регулировочных трансформаторов на большую мощность в соответствии с существующей шкалой мощностей.

Силовые трансформаторы должны соответствовать ГОСТ Р 52719-2007, ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.2-75.

Регулировка напряжения должна осуществляться на стороне ВН±2х2,5% (при этом, I-е положение переключателя должно соответствовать максимальному, а V-е минимальному напряжению на стороне ВН).

Трансформаторы должны быть оснащены быстродействующими регуляторами напряжения (РПН) вакуумного исполнения, обладающими повышенным коммутационным ресурсом до первой ревизии не менее 300 000 переключений.

Уровень звуковой мощности трансформаторов не должен превышать значений приведенных в ГОСТ 12.2.024-87.

Срок службы уплотнений (прокладок) фланцевых соединений маслонаполненных трансформаторов должен быть не менее 30 лет. Для изготовления уплотнений должны быть применены пробкорезиновые смеси (для трансформаторов до 35 кВ) или материалы на основе синтетического фторсиликонового каучука (для трансформаторов всех классов напряжения).

Фланцевые соединения (за исключением разъёма бака) и люки должны иметь проточки под кольцевую резину для улучшения герметичности.

При заказе новых трансформаторов отдавать приоритет заводам – изготовителям, применяющим материалы, конструкцию и технологические приёмы, влияющие на потери трансформатора и эксплуатационные расходы в сторону их уменьшения.

При заказе новых трансформаторов 110-220 кВ оснащать их датчиками контроля температуры наиболее нагретых точек обмоток.

На отводах обмотки ВН последовательного трансформатора (фазы «а» и «с») должны быть установлены трансформаторы тока, имеющие класс точности 10 Р, предельную кратность 30 и нагрузку 30 ВА.

Установку трансформаторов и автотрансформаторов на фундаменте производить на поворотных каретках для продольного и поперечного перемещения.

#### **2.1.3.2. Требования к сухим трансформаторам.**

Трансформаторы должны быть предназначены для работы в

климатических условиях У2 при температуре от  $-45^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$ , относительной влажности воздуха 98% (при температуре  $25^{\circ}\text{C}$ ). Условия хранения трансформатора – под не отапливаемым навесом.

Степень защиты: IP00 – без кожуха, IP21 – в кожухе. Обмотки трансформатора должны быть снабжены термодатчиком, действующим в случае перегрева обмоток на отключение, то есть в комплект должна входить двухступенчатая тепловая защита.

Изоляция обмоток должна быть класса нагрево-стойкости F.

Выводы обмоток должны быть выполнены, как правило, вверху.

Предпочтительно наличие заводских амортизаторов.

Вводы, предназначенные для аварийного запаса 110-220 кВ, должны быть с твердой RIN изоляцией.

2.1.3.3. Линейные регулировочные трансформаторы (далее – РТ, ВДТ) применяются для регулирования напряжения в сетях 6-10 кВ в тех случаях, когда необходимый уровень напряжения в данной сети не может быть обеспечен только за счёт встроенного регулирования уже имеющихся силовых трансформаторов.

Регулирование напряжения должно осуществляться путём применения блока автоматического регулирования.

РТ с системой охлаждения типа «Д» при отключённом дутье должны допускать продолжительную нагрузку не более 50% от номинальной при температуре верхних слоёв масла не выше  $60^{\circ}\text{C}$ .

Трансформаторы должны допускать работу при напряжении, превышающем номинальное:

- на 10 % длительно, при номинальной мощности;
- на 15 % не более 6 часов в сутки при номинальной мощности или длительно при мощности, не превышающей 50 % номинальной.

РТ должны быть оснащены РПН вакуумного исполнения, требующие первой ревизии контактора после 300000 переключений.

Газовые реле должны иметь две пары сигнальных и отключающих контактов.

Струйное реле контактора РПН должно быть снабжено двумя отключающими контактами.

На отводах обмотки ВН последовательного трансформатора (фазы «а» и «с») должны быть установлены трансформаторы тока, имеющие класс точности 10 P, предельную кратность 30 и нагрузку 30 ВА.

Срок службы уплотнений фланцевых соединений регулировочных трансформаторов должен быть не менее 30 лет. Для изготовления уплотнений должны быть применены пробкорезиновые смеси или материалы на основе синтетического фторсиликонового каучука.

2.1.3.4. Для ограничения токов короткого замыкания в сетях 6-20 кВ следует применить сухие токоограничивающие реакторы.

Могут применяться реакторы трёх видов установки: горизонтальной, вертикальной и угловой (ступенчатой). Установка и исполнение реакторов должно быть рассчитано на внутреннюю и наружную. При изготовлении реакторов должен применяться многожильный алюминиевый (медный) провод. Конструкция реактора облегченного типа с несущим каркасом должна быть рассчитана на 6 секунд протекания тока короткого замыкания.

При наружной установке реакторов применять стационарные навесы из полимерных материалов с возможностью установки наклона в любую сторону. Для изготовления навеса запрещено применение дерева (в том числе клееного и пропитанного), шифера и его производных.

Присоединение реакторов к шинам должно быть болтовое с применением демпфирующих устройств.

Применение сдвоенных реакторов недопустимо.

При заказе новых токоограничивающих реакторов отдавать приоритет малообслуживаемым реакторам с литой изоляцией, с применением материалов, конструкции без металлических стяжных шпилек и технологических приёмов, влияющих на эксплуатационные расходы в сторону их значительного снижения и повышение надёжности эксплуатации.

2.1.3.5. В ТП 6-20/0,4 кВ должны применяться силовые трансформаторы:

- маслонаполненные, герметичные маслонаполненные, сухие с уменьшенными потерями (в том числе за счет применения в трансформаторах магнитопроводов из аморфной стали) и массогабаритными параметрами, а также специальные конструкции трансформаторов мощностью до 100 кВА, предназначенные для установки на опорах ВЛ;

- с симметрирующими устройствами;

- со схемой соединения обмоток  $\Delta/Y_n$  или  $Y/Z_n$  (допускается использование схемы соединения обмоток силовых трансформаторов  $Y/Y_n$  при наличии соответствующего обоснования, например, замена вышедшего из строя трансформатора на двухтрансформаторной ТП);

- во встроенных ТП – трансформаторы только с сухой изоляцией, с пониженным уровнем шума и вибрации, с системой автоматического контроля температуры трансформатора, с датчиками температуры внутри камеры трансформатора.

Номинальная мощность трансформаторов 6-20 кВ должна соответствовать требованиям таблице 2.1.1.



Таблица 2.1.1

Тип охлаждения	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ
масляный	до 1600 включительно	6/0,4
масляный	до 2000 включительно	10-20/0,4
сухой	до 2000 включительно	6/0,4
сухой	до 3200 включительно	10-20/0,4
масляный	до 5600 включительно	6/10

Трансформаторы на номинальное напряжение 10-20 кВ мощностью более 1 600 кВА должны удовлетворять следующему требованию:

– для обеспечения селективности релейной защиты и автоматики технологическое присоединение трансформаторных подстанций осуществлять только к электрическим сетям, имеющим в цепочке ТП с трансформаторами аналогичной мощности (не менее 1600 кВА на секцию). Не допускается использование трансформаторов меньшей мощности в одной цепочке (от питающего центра до точки токораздела) с силовыми трансформаторами мощностью свыше 1 600 кВА.

Трансформаторы должны быть герметичной конструкции с уменьшенными потерями электроэнергии и массогабаритными параметрами, в том числе (для мощности до 63 кВ·А), позволяющие их установку на опоре (СТП).

Климатическое исполнение – У1 по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89 (температура окружающей среды от -45°С до +40°С, высота установки над уровнем моря не более 1000 м).

Конструкция бака должна предусматривать возможность крепления трансформатора к фундаменту, платформе.

Трансформаторы должны быть заполнены трансформаторным маслом, по физико-химическим показателям (кроме натровой пробы и цвета) не уступающим показателям масла по ГОСТ 10121-76 и ГОСТ 982-80. Пробивное напряжение заливаемого в трансформатор масла должно быть не менее 40 кВ при его определении по ГОСТ 6581-75.

Конструкция переключателя (ПБВ) должна исключать его включение в промежуточном положении. Переключатель также должен быть снабжен стопорным устройством, позволяющим фиксировать переключатель в нужном положении.

Выводы трансформатора ВН и НН должны быть выполнены вверху через крышку бака трансформатора.

Трансформатор должен быть снабжен указателем уровня масла, выполненным таким образом, чтобы уровень масла в трансформаторе был виден со всех сторон. Индикация указателя уровня масла трансформатора должна быть выполнена хорошо видимым контрастным красным цветом.

Трансформаторы, должны быть укомплектованы термометрами в

защитном изоляционном корпусе с пределом измерения не менее 120°C, и иметь гнездо для его установки.

Расстояния между вводами ВН трансформаторов 20 кВ должны обеспечивать удобство подключения адаптеров и требуемую электрическую прочность изоляции между вводами. Для подключения трансформатора 20 кВ со стороны ВН должны применяться угловые адаптеры с герметизирующими манжетами натяжного типа.

Силовые трансформаторы номинальным напряжением 20 кВ должны быть оснащены изоляторами со стороны ВН, оборудованными специальными ушками для крепления прижимного устройства. Вводы ВН должны быть приспособлены для использования экранированных адаптеров, выполненных в соответствии со стандартами DIN 47636 и ANSI/IEEE 386.

Трансформатор должен быть снабжен пробкой для слива масла.

Длина шпилек выводов ВН на трансформаторах 6-10 кВ должна быть не менее 72 мм от колпачка вывода и не менее 55 мм от крепления (гайки) изолятора вывода ВН.

Расстояния между вводами НН по осям должны обеспечивать удобство их ошиновки гибкими проводами сечением 1x240 мм<sup>2</sup> или ВВГнг 1x300 мм<sup>2</sup> (количество в соответствии с пропускной способностью) к одному контактному зажиму и требуемую электрическую прочность изоляции между вводами.

Низковольтные выводы трансформаторов номинальной мощностью от 160 кВА должны комплектоваться съемными контактными зажимами из меди (с защитным покрытием) или латуни, соответствующими ГОСТ 21242-75 и ГОСТ 10434-82.

Уплотнительные резиновые пластины для трансформаторов должны быть выполнены из маслотепломорозостойкого материала, соответствующего ГОСТ 12855-77.

Шинка заземления бака трансформатора должна обеспечивать надежное контактное соединение и выполняться с двух боковых сторон трансформатора сечением не менее 40x4.

#### **2.1.4. Коммутационные аппараты**

В сетях 220 кВ следует применять баковые (со встроенными трансформаторами тока) и колонковые элегазовые выключатели на чистом элегазе. В сетях 110 кВ следует применять (колонковые или баковые) элегазовые выключатели на чистом элегазе и вакуумные одноразрывные выключатели. В сетях 35 кВ следует применять вакуумные одноразрывные выключатели.

Элегазовые выключатели должны быть взрывобезопасные с наличием клапанов сброса давления.

Выключатели должны быть:

– с номинальными токами отключения не ниже расчетного тока КЗ в

месте установки выключателя;

– с энергонезависимыми приводами.

В распределительных устройствах напряжением 6-20 кВ следует применять вакуумные выключатели с номинальным током отключения не менее 31,5 кА для вводных и секционных выключателей, для фидерных не менее 20 кА.

В пределах одного РУ не рекомендуется применение выключателей различных производителей с различным конструктивным исполнением.

Вводы предназначенные для аварийного запаса 110-220 кВ должны быть с твердой RIN изоляцией.

В сетях напряжением 35-220 кВ следует применять разъединители:

– преимущественно горизонтально-поворотного типа;

– с изоляторами полимерными, цельнолитыми на основе стеклопластикового стержня или с фарфоровыми опорно-стержневыми, улучшенного качества;

– с электродвигательными приводами и дистанционным управлением как основных, так и заземляющих ножей;

– напряжение питания двигателя привода разъединителя должно быть переменным.

Конструкция применяемых разъединителей должна предусматривать применение следующих технических решений:

– контакты главных ножей и заземлителей должны быть выполнены с использованием контактных стержней из специального сплава;

– в основании поворотных колонок должны быть установлены закрытые шарикоподшипники с заложённой в них долговременной смазкой и не требующие дополнительной смазки в течение всего срока службы;

– все стальные части разъединителей должны быть защищены от коррозии методом горячего цинкования с толщиной покрытия не менее 100 мкм;

– должна быть обеспечена максимальная заводская готовность разъединителя (поставка укрупненными узлами либо в сборе);

– должны комплектоваться козырьками над приводами;

– регулировка наклона поворотных оснований для установки захода контактных ножей в разъёмных контактах должна быть бесступенчатая (без применения регулировочных шайб и пластин);

– в комплект поставки разъединителя в обязательном порядке должна быть включена поставка рамы и стоек для установки разъединителя на фундамент.

## **2.1.5. Комплектные распределительные устройства**

### **2.1.5.1. Требования к помещению КРУЭ.**

В здании подстанции должны быть предусмотрены следующие

помещения:

- помещение для хранения баллонов с элегазом (площадь не менее 8 м<sup>2</sup>) с вытяжной вентиляцией;
- помещение для хранения запасных частей и приспособлений площадью не менее 10 м<sup>2</sup>;
- помещение для ремонтного и наладочного персонала площадью не менее 30 м<sup>2</sup> с естественным освещением.

Помещение, в котором размещается элегазовое оборудование, (зал КРУЭ) по возможности должно располагаться на отметке «0».

Ворота в зале КРУЭ, при расположении на отметке «0», должны обеспечивать возможность транспортировки максимальной по габаритам транспортной единицы в транспортной упаковке и провоза оборудования для испытаний, быть механизированными, герметичными и теплоизолирующими.

При расположении зала КРУЭ на отметке выше «0» проектом должен быть предусмотрен проем, размеры которого должны позволять транспортировку максимальной транспортной единицы в транспортной упаковке. На отметке «0» должен быть обеспечен заезд грузовой машины под проем.

Пол в зале КРУЭ должен быть сделан из материала, не дающего пыли при перемещении элегазового и вспомогательного оборудования, и окрашен краской, устойчивой к воздействию влаги.

Допуск по высоте расположения закладных деталей для установки полюсов ячеек должен соответствовать допускам, указанным в техническом описании и инструкции по эксплуатации на соответствующий тип элегазовых ячеек.

Отверстия в полу для обеспечения соединения кабельного ввода с КРУЭ должны иметь размеры, позволяющие проводить стыковку и расстыковку без демонтажа отдельных элементов КРУЭ.

После выполнения монтажных (демонтажных) работ монтажные отверстия должны быть закрыты съемными панелями, предотвращающими возможность травматизма обслуживающего персонала.

Стены и потолок в зале КРУЭ должны быть окрашены краской устойчивой к воздействию влаги.

После окончания монтажа элегазового РУ в зале должны быть проходы вдоль полюсов ячеек (достаточно со стороны фасада ячеек) шириной не менее 3-х метров для РУ-110 кВ и 4-х метров для РУ-220 кВ для транспортировки газотехнологического оборудования, а также площадка 30 квадратных метров для расположения высоковольтной испытательной установки и производства технологических работ на оборудовании.

В зале КРУЭ должно быть установлено несколько щитовых сборок – в зависимости от количества ячеек и размеров зала КРУЭ – для подключения пусконаладочного и испытательного оборудования на 380/220 В и 220 В

постоянного тока для подключения осциллографической установки.

В зале КРУЭ должна быть установлена кран-балка, перекрывающая всю площадь зала, в том числе и проем. Грузоподъемность кран-балки должна соответствовать максимальной массе транспортной единицы элегазового оборудования, которое будет установлено в зале КРУЭ, но не менее 3-х тонн. Кран-балка должна быть двухскоростной. Для ее обслуживания должна быть оборудована площадка обслуживания.

В зале КРУЭ должно быть предусмотрено место для установки газотехнологического оборудования. Ширина проходов, проездов должна обеспечивать перемещение газотехнологических установок к каждой ячейке КРУЭ.

В непосредственной близости от зала КРУЭ должна располагаться туалетная комната. Она необходима для периодического мытья рук при монтаже элегазового оборудования.

Воздухообмен в зале КРУЭ обеспечивается трехкратной общеобменной вентиляцией. Аварийная вентиляция, восьмикратная, складывается из трехкратной общеобменной плюс один вентилятор той же мощности (трехкратный), удаления элегаза из нижней зоны и двухкратной вентиляции крышными вентиляторами.

Воздух приточной вентиляции должен проходить через фильтры, предотвращающие попадание в помещение пыли.

Вентиляционные отверстия должны располагаться на уровне пола (или в непосредственной близости от уровня пола), кратность вентиляции определяется временем, спустя которое оперативному и ремонтному персоналу можно войти в зал после аварийного выброса продуктов разложения элегаза.

#### 2.1.5.2. КРУЭ 110-220 кВ.

КРУЭ 110-220 кВ, применяемые на объектах ПАО «Россети Московский регион», должны требовать минимального объема работ при техническом обслуживании и ремонте.

При строительстве новых питающих центров и реконструкции действующих необходимо использовать РУ со следующим конструктивным исполнением распределительных устройств (по приоритету):

– открытого типа (ОРУ) – при наличии в собственности ПАО «Россети Московский регион» земельного участка для размещения ОРУ (доля Общества в праве собственности – 100%);

– КРУЭ – в иных случаях, в том числе в стесненных условиях; в сильнозагрязненных районах; в местах представляющих историческую и культурную ценность или достаточно близко расположенных к жилью; для электроснабжения объектов жизнедеятельности, а также там, где особенно важно бесперебойное электроснабжение (высотные здания; аэропорты; транспорт; очистительные установки; портовые сооружения,

металлургическая, химическая, цементная промышленность и др.) и при других достаточных технико-экономических обоснованиях.

Оборудование КРУЭ должно комплектоваться адаптерами для пристыковки высоковольтных испытательных установок (для КРУЭ с кабельными вводами). Для КРУЭ с воздушными вводами допускается проведение ВВИ с использованием существующих воздушных вводов.

КРУЭ должны быть укомплектованы АСМД непрерывного контроля.

В поставляемой технической документации должны быть подробные указания по монтажу, демонтажу, сборке и замене всех узлов и деталей. К указанным выше документам должны прилагаться монтажные чертежи с размерами и нагрузками на фундаменты. Для болтовых соединений должны быть указаны моменты затяжки.

Требования к конструкции:

– поставляемое для монтажа оборудование должно иметь максимальную заводскую готовность, позволяющую проводить монтаж и наладку оборудования в минимальные сроки;

– исполнение КРУЭ должно позволять использовать как кабельные, так и воздушные заходы на подстанцию. Возможно применение элегазовых токопроводов небольшой длины;

– конструкция КРУЭ должна предусматривать вывод в ремонт и замену любого газового объёма без полного отключения КРУЭ в течение всего технологического периода замены;

– ячейки должны быть оборудованы указателями наличия напряжения на токоведущих частях;

– изоляционная и дугогасительная среда – элегаз. Применение смеси допускается в КРУЭ наружной установки;

– в КРУЭ должны быть предусмотрены вторые заземляющие ножи на системах шин и в развилке шинных разъединителей в сторону выключателя (для схемы две рабочие системы шин);

– номинальное напряжение питания приводов и цепей управления выключателей, разъединителей, заземлителей и быстродействующих заземлителей должно быть постоянным;

– отсеки с заземляющими ножами должны быть оборудованы блокировкой, препятствующей их ошибочному включению, и предохранительными мембранами. Заземляющие ножи сборных шин, отходящих линий и ячеек автотрансформаторов должны быть быстродействующими;

– ячейки КРУЭ 110-220 кВ с кабельными вводами должны обеспечивать возможность испытания изоляции и определение места повреждения кабеля без отстыковки кабельных вводов;

– конструкция ячейки КРУЭ 110-220 кВ с кабельными вводами, ее расположение в помещении должна позволять проводить расстыковку

элегазового ввода без демонтажа прохода через межэтажное перекрытие и без проведения газотехнологических работ;

– применение элегазовых токопроводов требует технико-экономического обоснования. Применение элегазовых токопроводов в перемышке КРУЭ-трансформатор/автотрансформатор не допускается;

– уровень годовых утечек элегаза не должен превышать 0,5%;

– для предотвращения ошибочных операций с разъединителями и заземлителями должны быть механические, электрические и электромеханические блокировки, в т.ч. блокировка оперирования линейным разъединителем при наличии напряжения на ЛЭП. Для контроля напряжения на ЛЭП допускается применение соответствующих датчиков.

– шинные разъединители должны быть установлены в отдельных герметичных газовых объемах с целью недопущения одновременного отключения двух систем шин при проведении ремонтно-восстановительных работ;

– трансформаторы напряжения к системам шин должны подключаться через разъединители с возможностью монтажа или демонтажа без обесточения подстанции;

– для обеспечения возможности проверки основной изоляции КЛ 110-220 кВ линейные однофазные трансформаторы напряжения должны быть установлены по отношению к кабельным вводам за разъединителями;

– в КРУЭ должны быть установлены трансформаторы тока до 7 штук. 1 обмотка для учета с классом точности 0,2S, 1 обмотка для измерения с классом точности 0,5S и до 5 обмоток для защиты с классом точности 10P. Номинальный вторичный ток должен быть равен 1 А. Установить три обмотки класса 10P со стороны шин и две обмотки класса 10P со стороны линии. Обмотки трансформаторов тока класса 10P должны иметь предельную кратность 30 или выше и иметь нагрузочную способность 30 ВА или выше. Конструктивное исполнение трансформаторов тока должно позволять изменение коэффициента трансформации в течение всего срока службы КРУЭ;

– КРУЭ 110 кВ с токами КЗ 40 кА должно поставляться в трехфазном исполнении. КРУЭ 110 кВ с токами КЗ 50 кА и выше может поставляться в пофазном исполнении;

– соединение кабелей 110 кВ с КРУЭ должно быть «штекерного типа», (расстыковка кабеля с КРУЭ должна производиться без выполнения газотехнологических работ);

– блоки кабельных вводов должны позволять пристыковывать кабели в диапазоне сечений 300-2500 мм<sup>2</sup>. Конструкция ячеек в случае необходимости должна предусматривать возможность пристыковки кабелей большего сечения без значительных работ по реконструкции КРУЭ;

– система контроля плотности элегаза должна быть индикаторного

типа, в течение срока эксплуатации эта система не должна требовать ежегодных проверок;

- привода должны быть пружинными с малым потреблением электроэнергии, пружинно-гидравлические привода могут применяться в исключительных случаях;

- конструкция привода должна обеспечивать возможность отключения выключателя при отсутствии оперативного питания;

- на КРУЭ должны быть оформлены соответствующие документы, в т.ч. паспорта, в соответствии с правилами устройства сосудов, работающих под давлением. Все сосуды, работающие под давлением, должны подвергаться заводским испытаниям на прочность корпуса (например, гидравлические испытания). Фирма, поставляющая КРУЭ, должна гарантировать прочность сосудов (не должно быть требований по проведению испытаний на их прочность) в течение всего срока эксплуатации с учетом возможности продления этого срока на 20-30 лет.

- предохранительные мембраны должны иметь срок службы не менее 30 лет;

- повышенная локализационная стойкость – каждый основной элемент должен находиться в отдельном газо-изолированном объеме (в т.ч. объем трансформатора тока и объем кабельного ввода). Технологическое нарушение в любом газо-изолированном объеме не должно приводить к повреждению в соседнем объеме или проникновению продуктов разложения элегаза в другие смежные объемы.

#### 2.1.5.3. КРУ 6-10-20-35 кВ на ПС 35-220 кВ.

На объектах ПАО «Россети Московский регион» применяются КРУ 6-35 кВ в соответствии с требованиями ГОСТ 14693-90, ГОСТ Р 55190, СТО 56947007-29.130.20.104, СТО 56947007-33.040.20.295.

При реконструкции и новом строительстве к конструкции ячеек КРУ предъявляются следующие требования:

- малогабаритные ячейки КРУ с воздушной изоляцией;

- ячейки КРУ должны быть укомплектованы стационарными указателями напряжения;

- заземляющие ножи должны иметь дистанционный привод, обеспечивающий их быстрое, не зависящее от скорости действий оператора, включение (за счет энергии пружин);

- ячейки КРУ должны быть укомплектованы указателями включенного и отключенного состояния заземляющих ножей;

- ячейки КРУ должны иметь конструкцию, обеспечивающую беспрепятственный доступ ко всем элементам для их обслуживания;

- конструкция ячейки должна обеспечивать операции с выкатным элементом при закрытой двери;



- непосредственно ячейки КРУ не должны требовать капитального ремонта за весь срок службы;
- должны применяться металлические защитные шторки ячеек;
- должны применяться ТТ с литой изоляцией, ТН антирезонансного исполнения;
- для организации энергоучета рекомендуется устанавливать ТТ в каждой фазе;
- должно обеспечивать четыре изолированных отсека (для отсеков с высоковольтными выключателями);
- предпочтительным является установка ячеек с двухсторонним обслуживанием, применение ячеек с односторонним обслуживанием должно быть обосновано.

Все конструктивы шкафа должны быть снабжены приспособлениями, препятствующими самоотвинчиванию. Все болтовые соединения токоведущих частей должны быть выполнены с применением тарельчатых шайб, применение контрагаек и гроверов запрещено.

Все приборы, аппараты и соединительная проводка должны иметь маркировку по системе обозначений, принятой в типовых схемах электрических соединений. Нанесение обозначений на приборы и аппараты шкафа должно быть не стирающимся в процессе эксплуатации и выполняться способом, обеспечивающим стойкость маркировки против действия влаги и света.

Цепи вторичной коммутации, расположенные в высоковольтных отсеках, должны быть уложены в металлические короба, либо в металлорукав.

Мнемосхема на внешней панели должна отражать положение коммутационной аппаратуры.

В отсеке КЛ должны быть конструкции для крепления КЛ, с немагнитными хомутами крепления.

Шкафы КРУ должны иметь ключ дистанционного управления коммутационными аппаратами во избежание нахождения оперативного персонала в опасной зоне при производстве переключений.

Электрическая прочность изоляции главных и вспомогательных цепей шкафов КРУ должна соответствовать требованиям ГОСТ 1516.1-76 и ГОСТ 1516.3-96.

Шкафы КРУ относительно нагревания при длительной работе в нормальном режиме должны удовлетворять требованиям ГОСТ 10434-82 и ГОСТ 8024-90. При этом температура нагрева частей оболочек шкафов КРУ, к которым можно прикасаться при эксплуатации, в нормальном режиме работы не должна превышать 50 °С.

Шкафы КРУ в пределах одного РУ должны быть одного исполнения, иметь одинаковые габаритные и установочные размеры и обеспечивать

взаимозаменяемость выкатного элемента (ВЭ) и запасных частей.

Шкаф КРУ должен быть устойчив к внутренней дуге, то есть в случае возникновения внутри шкафа открытой электрической дуги конструкция шкафа должна обеспечивать локализацию аварии в пределах отсека в соответствии с ГОСТ 14693-90 при времени воздействия электрической дуги до 1 с, а также при токах короткого замыкания до порога чувствительности защиты – за время действия дуги 1 с.

Токоведущие части шкафов КРУ должны быть выполнены медными или алюминиевыми шинами. Выводные контактные устройства должны быть рассчитаны на подсоединение как медных, так и алюминиевых шин, проводов и кабелей.

Ячейки, имеющие обратное питание (вводные, секционные, ТН, ТТ, ТСН), должны быть обозначены красной полосой на дверце выкатного элемента шириной не менее 200 мм и надписью «возможно обратное напряжение».

Корпус ячеек КРУ должен быть выполнен из оцинкованного металла, фасадные двери должны быть покрашены в цвет RAL 7030.

На фасадной двери отсека выкатного элемента должен быть предусмотрен прозрачный карман для установки таблички с наименованием присоединения; размеры кармана должны быть не менее (ш/в) 300/150 мм.

Шкафы КРУ с выключателями должны комплектоваться вакуумными коммутационными аппаратами. В случае отсутствия оперативного тока должна быть предусмотрена возможность ручного управления коммутационными аппаратами.

Силовой выключатель шкафа КРУ должен быть выполнен на выдвижном элементе (ВЭ) с перемещением в ремонтное положение на инвентарную тележку, либо непосредственно в коридор управления и обслуживания (для шкафа КРУ с нижним расположением ВЭ).

Инвентарная тележка шкафа КРУ для перемещения ВЭ в ремонтное положение должна точно и надежно фиксироваться в шкафу КРУ, надежно фиксировать ВЭ непосредственно на себе, иметь минимальные габариты по ширине и глубине в рабочем положении, быть компактной в сложенном состоянии (для хранения), иметь достаточный диапазон регулирования по высоте, иметь стопор на всех колесах и ручки для удобства её перемещения.

На каждую секцию КРУ в комплекте поставки должно быть предусмотрено не менее 2-х инвентарных тележек для фидерных выключателей и 1-й тележки для вводного и секционного выключателей.

Все токоведущие части главных цепей шкафа КРУ, которые могут оказаться под напряжением после выведения ВЭ в ремонтное положение, должны ограждаться автоматически закрывающимися шторками, имеющими приспособление для их запираания. Шторочный механизм должен запираться на висячий замок в удобном месте и быть раздвижным. Шторки механизма должны быть изготовлены из металла.

Коммутационная аппаратура, встраиваемая в шкафы КРУ, должна иметь четкие механические указатели «вкл», «откл» и т.п., а также цветовую маркировку «вкл» – зеленый цвет, «откл» – красный цвет.

В шкафах ТН должна быть предусмотрена аппаратура защиты от перенапряжений (ОПН), которая устанавливается на выкатном элементе ТН.

Конструкция шкафа КРУ должна обеспечивать возможность доступа ко всем отсекам со стороны коридора управления и обслуживания (для шкафа КРУ с односторонним обслуживанием).

Двери шкафов КРУ должны иметь замки. Дверные замки шкафов КРУ должны открываться одним ключом, при этом замок должен быть с «нулевым секретом». Недопустима установка более одного запора на одну фасадную дверь. Двери должны полностью закрываться при нахождении ВЭ в шкафах как в рабочем, так и в контрольном положениях.

Во всех отсеках шкафа КРУ должно предусматриваться местное освещение. Лампы освещения отсеков, рассчитанные на напряжение 12 В, должны легко меняться без отключения шкафа КРУ. Лампы не должны быть эксклюзивными.

Стационарные индикаторы наличия напряжения должны иметь гнезда для проведения «фазировки в горячую» (указатель наличия напряжения на кабеле, указатель наличия напряжения на сборных шинах).

Заземление сборных шин шкафа КРУ должно осуществляться с помощью стационарного быстродействующего заземлителя.

Ножи заземлителя шкафа КРУ должны быть устойчивы к воздействию сквозных токов короткого замыкания при длительности протекания токов термической стойкости равной 1 с.

Шкафы КРУ должны иметь смотровые окна в отсеке ВЭ и отсеке присоединений. Смотровые окна должны быть выполнены из прочного негорючего материала.

Вся аппаратура, приборы, ряды зажимов, шинки и соединяющие проводники шкафов КРУ должны быть промаркированы в соответствии с системой обозначений, принятой в схемах электрических соединений. Нанесение маркировки должно выполняться на корпусах аппаратов и приборов (или возле них) методом, который обеспечивает стойкость маркировки против действия влаги и света. Маркировка должна быть не стирающейся в процессе эксплуатации.

Шкафы КРУ должны иметь ключ местного и дистанционного управления коммутационными аппаратами.

Должна быть предусмотрена блокировка между местным управлением коммутационными аппаратами и телеуправлением.

Шкаф КРУ должен быть рассчитан на установку 3-х трансформаторов тока и не менее 3-х ТТНП с внутренним диаметром 125 или 200 мм.

В отсеке присоединений шкафов КРУ в случае кабельного подсоединения (отсек КЛ) должна быть обеспечена возможность

подключения двух однофазных кабелей сечением 240 мм<sup>2</sup> или одного однофазного кабеля сечением до 500 мм<sup>2</sup> включительно из расчета на одну фазу. Также должна быть предусмотрена шина заземления со стальными шпильками М8 и М10 по количеству однофазных кабелей для заземления экрана кабеля.

Корпуса шкафов КРУ должны допускать непосредственную их приварку к металлическим закладным элементам

Разъемные контакты шкафов КРУ для подключения ТСН должны обеспечивать возможность отключения токов холостого хода трансформаторов.

ТСН, встраиваемые в шкафы КРУ, должны быть сухого типа. Тип охлаждения – естественный.

КРУ на ток 4000 А и выше, оборудованные принудительной вентиляцией, должны иметь не менее 2-х вентиляторов, или периодический автоматический контроль работы вентиляторов с выводом сигнала неисправности на ЩУ ПС.

В шкафах КРУ 6-35 кВ должны быть выполнены следующие виды защитных блокировок:

– блокировка, не допускающая перемещений ВЭ из рабочего положения в контрольное (разобщенное), а также из контрольного (разобщенного) в рабочее при включенном положении выключателя, установленного на ВЭ;

– блокировка, исключающая включение заземлителя, при нахождении выключателя (ВЭ) в рабочем и промежуточном положении;

– блокировка, не допускающая включение коммутационного аппарата, установленного на ВЭ, при промежуточном положении ВЭ между рабочим и контрольным;

– блокировка, не допускающая перемещение ВЭ из контрольного положения в рабочее при включенном заземлителе;

– блокировка, исключающая открытие двери отсека кабельной линии при отключенном заземлителе. При этом данная блокировка должна разрешать отключение заземлителя при открытых дверях отсека кабельной линии для работы на КЛ (ОМП, испытания);

– блокировка, не допускающая перемещение ВЭ из контрольного положения в рабочее при открытой двери отсека КЛ (для шкафов имеющих дверь кабельного отсека);

– блокировка, исключающая включение выключателя в рабочем положении при разомкнутых цепях вторичной коммутации;

– блокировка, исключающая включение выключателя при нахождении его в рабочем положении и при отсутствии напряжения на защите данного присоединения;

– блокировка, исключающая перемещение в рабочее положение

вводного и секционного выключателя при включенных ЗН на секции.

Помещения, где устанавливаются ячейки КРУ, должны соответствовать следующим требованиям:

– пол в помещении должен быть выровнен таким образом, чтобы отсутствовала необходимость регулировки сервисной тележки при работе с ячейками любых присоединений в пределах одного КРУ;

– покрытие пола должно обеспечивать отсутствие образования пыли, выдерживать механические нагрузки от сервисной тележки (выкатного элемента) ячейки КРУ максимальной для данного КРУ массы без видимых повреждений;

– стены и потолок помещения должны быть покрыты негорючим и не образующим пыли материалом;

– система вентиляции должна иметь в контуре забора наружного воздуха сменные фильтры для исключения попадания пыли в помещение КРУ;

– секции, имеющие питание от разных силовых (регулируемых) трансформаторов, должны быть разделены капитальной перегородкой с проходом, обеспечивающим передвижение персонала и оборудования КРУ.

### **2.1.6. Открытые распределительные устройства**

На территории ОРУ подстанции 35-220 кВ необходимо прокладывать дорожки с твердым покрытием, обеспечивающие проход персонала при осмотре оборудования.

Ошиновку 6-20 кВ трансформаторов, расположенную на ОРУ, необходимо выполнять с использованием жестких шин на эстакадах с применением термоусадочной изоляции, при этом расстояния между фазами шин и относительно заземленных конструкций должны выбираться без учета изолирования шин. Термоусадочная изоляция должна быть трекингоустойчивой и стойкой к ультрафиолету на весь срок службы не менее 25 лет. Применение кабельных перемычек допускается при техническом обосновании. Применение закрытых токопроводов и литых токопроводов на ОРУ не допускается.

Подвесная изоляция ОРУ 35-220 кВ должна быть полимерная.

Применение сварных креплений гирлянд изоляторов к порталам 35-220 кВ не допускается.

Расцветка фаз должна быть обозначена на металлических частях корпусов оборудования и порталах 35-220 кВ. Расцветка должна быть выполнена на доступной для обновления высоте и не требовать вывода из работы оборудования при обновлении.

Конденсаторы связи (КС) должны быть взрывобезопасного исполнения.

Изоляторы заземляющего ножа нижней обкладки КС должны быть

полимерными. Материал и способ присоединения шины заземления от нижнего фланца конденсатора связи к ФПС и заземляющему ножу должны быть выполнены в соответствии с требованиями завода-изготовителя конденсатора связи.

ВЧ заградители должны выдерживать протекание тока термической стойкости не менее 3сек.

ВЧ заградители должны иметь подвес с применением 2-х гирлянд изоляторов с креплением гирлянд изоляторов к portalу в двух независимых точках.

Подвеску ВЧ-заградителей и шлейфов следует осуществлять с применением технических решений, исключающих их схлестывание.

Присоединение ошиновки к ВЧ заградителю должно быть выполнено усиленным с применением одного из следующих способов:

- образованием петли при помощи поддерживающего зажима типа ПС или ПГН со спиральным протектором;
- усиление аппаратного зажима при помощи установки протектора защитного спирального типа ПЗС.

### **2.1.7. Трансформаторные и распределительные подстанции 6-35 кВ**

При новом строительстве и реконструкции трансформаторных подстанций применяются типовые проекты БКТП, утвержденные приказом Общества от 22.08.2016 № 1002 (в действующей редакции). Допускается использование нетиповых проектов БКТП при технико-экономическом обосновании.

При реконструкции существующих ТП в г. Москве и Успенском РЭС применяются следующие типовые проекты, где РУ высокого напряжения выполнено на КРУ с малогабаритными моноблоками с воздушной, в том числе комбинированной, твердой экранированной изоляцией, при соответствующим ТЭО с элегазовой изоляцией:

– 2ТО-1000. Проект реконструкции трансформаторной подстанции типа 2ТО-400 с увеличением мощности трансформаторов до 1000 кВА включительно с АВР на стороне высокого напряжения. РУ низкого напряжения выполнено на сборке 0,4 кВ до 14 мест включительно. Проект реконструкции выполнен с незначительными изменениями в строительной части подстанции;

– 2ТО-630. Проект реконструкции трансформаторной подстанции 2ТО-400 с увеличением мощности трансформаторов до 630 кВА включительно с АВР на стороне 0,4 кВ. РУ низкого напряжения выполнено на сборке 0,4 кВ до 12 мест включительно;

– ТК-2х630 (по схеме 2БКТП-630). Проект реконструкции трансформаторной подстанции ТК-2х400 с увеличением мощности трансформаторов до 630 кВА включительно с АВР на стороне 0,4 кВ. РУ

низкого напряжения выполнено на сборке 0,4 кВ до 14 мест включительно;

– ТК-2х1000. Проект реконструкции трансформаторной подстанции ТК-2х400 с увеличением мощности трансформаторов до 1000 кВА включительно с АВР на стороне высокого напряжения. РУ низкого напряжения выполнено на сборке 0,4 кВ до 16 мест включительно;

– 4ТО-2х1000. Проект реконструкции трансформаторной подстанции 4ТО-2х630 с увеличением мощности трансформаторов до 1000 кВА включительно с АВР на стороне высокого напряжения. РУ низкого напряжения выполнено на сборке 0,4 кВ до 16 мест включительно;

– ТП 2х1000-АВНвн. Проект реконструкции трансформаторной подстанции ТП-2х630-АВНвн с увеличением мощности трансформаторов до 1000 кВА включительно с АВР на стороне высокого напряжения. РУ низкого напряжения выполнено на сборке 0,4 кВ до 16 мест включительно;

– БКТПу-2х1000. Проект реконструкции трансформаторной подстанции БКТПу-2х630 с увеличением мощности трансформаторов до 1000 кВА включительно с АВР на стороне высокого напряжения. РУ низкого напряжения выполнено на сборке 0,4 кВ до 16 мест включительно;

– БКТП-1х400 по схеме с двумя линейными присоединениями в РУ в/н, которые используются в малоэтажной застройке коттеджного типа для не резервируемых токоприемников III категории надежности. ТП подключаются по однолучевой схеме кольцевого типа.

Объекты, размещаемые вне г. Москвы, могут быть также закрытого типа (ЗТП), комплектные киоскового типа (КТП), в виде мачтовой (МТП) или быстромонтируемой комплектной трансформаторной подстанции (БКТП) на металлическом фундаменте, исполняющем также дополнительную роль контура заземления.

В районах малоэтажной застройки со значительными величинами единовременно потребляемой мощности каждым потребителем (15 кВт и более) необходимо осуществлять электроснабжение от нескольких столбовых трансформаторных подстанций (СТП) номинальной мощностью 25-63 кВА. При этом следует стремиться к сокращению протяженности сетей 0,4 кВ, подключенных к одной трансформаторной подстанции.

На СТП вместо щита 0,4 кВ должны использоваться общие рубильники (мачтовые со встроенными предохранителями) в количестве не более двух, размещенные на уровне установки силового трансформатора на недоступной высоте. Выполнение переключений осуществляется с помощью специальной оперативной штанги.

Кровля отдельно стоящих объектов должна быть односкатной или двускатной конструкции. Над дверями и вентиляционными решетками должны быть установлены защитные козырьки.

Конструкция, устанавливаемых в г. Москве ТП (РП, РТП, СП) должна

предусматривать наличие кабельного полуэтажа высотой не менее 1400 мм.

Высота помещения РУ не менее 2475 мм.

Трансформаторные подстанции и РП (СП) должны быть с внутренним обслуживанием, за исключением ТП, применяемых в воздушных сетях.

Связь силового трансформатора с РУ 6-20 и 0,4 кВ в БРТП и БКТП, а также в ТП (РП, СП), расположенных в г. Москве, должна быть выполнена с помощью гибкой ошиновки.

В качестве фундамента бетонно-блочных ТП заводского изготовления запрещается использовать фундаментные стеновые блоки (ФБС), следует применять монолитную плиту.

Конструкция ТП должна обеспечивать естественную вентиляцию силовых трансформаторов. Должны быть предусмотрены помещения для установки систем АИИС КУЭ и телемеханики.

Разные секции 6-20/0,4 кВ ТП (РП, СП) модульной конструкции, а также ТП (РП, СП), строящихся в г. Москве, должны быть полностью изолированы друг от друга, т.е. находиться в разных помещениях.

Допускается устанавливать РУ 0,4 кВ и РУ 6-20 кВ одной секции в одном помещении ТП 6-20 кВ, расположенных в г. Москве (данное требование не распространяется на РП и СП).

Конструкция ТП и РП заводского изготовления должна обеспечивать безопасную замену ламп освещения без отключения основного оборудования.

Подстанция должна быть взрывобезопасной и обеспечивать локализацию повреждения внутри одного луча без повреждения соседнего.

В РП необходимо предусмотреть освещение (12 В) приямков РУ 6-20 кВ.

Во всех помещениях ТП (РП, СП) должна быть установлена система автоматического отопления.

Для встроенных подстанций дополнительно необходимо соблюдать следующие требования:

- размещение встроенных подстанций должно предусматриваться, как правило, на первом этаже;
- необходимо предусмотреть отдельный вход, как правило, с улицы;
- конструкция подстанции, как правило, должна обеспечивать естественную вентиляцию силовых трансформаторов;
- во встроенных подстанциях необходимо предусматривать защиту от вредного воздействия (шум, вибрация, электромагнитные поля);
- используемые силовые трансформаторы должны быть малошумными.

Шкафы распределительные должны соответствовать требованиям ГОСТ ИЕС 61439-1-2013.

Следует применять выключатели нагрузки в качестве вводного и



секционного рубильника, для подключения линий 0,4 кВ – выключатели нагрузки – предохранители.

Все разборные и неразборные контактные соединения распределительных шкафов должны соответствовать требованиям ГОСТ 21242-75, ГОСТ 10434-82, за исключением разрезных пружинных шайб (шайба-гровер), как средства стабилизации.

Все конструкции шкафа должны быть снабжены приспособлениями, препятствующими самоотвинчиванию.

Зазоры, длины путей утечки и изоляционные промежутки должны быть не менее 12 мм по воздуху и 20 мм по изоляции и данные расстояния должны сохраняться при нормальных условиях эксплуатации.

Детали шкафов, применяемых в РУ 0,4 кВ, изготовленные из материалов, подверженных коррозии, должны быть защищены гальваническими или лакокрасочными покрытиями, с качеством не ниже III класса по ГОСТ 9.032-74. Толщина лакокрасочных покрытий должна быть не менее 42 мкм, а гальванических – не менее 9 мкм.

Все приборы, аппараты и соединительная проводка должны иметь маркировку по системе обозначений, принятой в типовых схемах электрических соединений. Нанесение обозначений на приборы и аппараты шкафа должно выполняться способом, обеспечивающим стойкость маркировки против действия влаги и света, и не стирающиеся в процессе эксплуатации.

Сборные шины и ответвления от них должны иметь отличительные цвета: фаза А – желтый, фаза В – зеленый, фаза С – красный, принятые в ПАО «Россети Московский регион». Окраска сборных шин, ответвлений от них, а также нулевого рабочего и защитного проводника, должна быть выполнена в соответствии с ГОСТ Р 50462-92. Должна быть выполнена окраска рабочего нуля в голубой цвет, а заземляющего проводника в зеленый и желтый цвета согласно ПУЭ. На шинах должны быть покрытия отличительного цвета поперечными полосами шириной не менее 10 мм (не менее одной полосы на участке ошиновки до 1 м) в местах, удобных для обозрения.

Конструкция сборки низкого напряжения должна предусматривать установку трансформаторов тока для организации учета электроэнергии.

Поставляемые шкафы должны быть полной заводской готовности, должны иметь возможность собираться при монтаже без проведения подгоночных и регулировочных работ, а также дополнительных приспособлений. Расположение сборных шин – горизонтальное, подключение кабелей – через вертикальные блоки выключатель нагрузки - предохранитель под наконечник, с возможностью безопасной заменой предохранителей под напряжением.

Марка и сечение кабеля, подключаемого к блоку выключателю нагрузки – предохранитель – до 4x240 мм<sup>2</sup>, с изоляцией из сшитого

полиэтилена.

Конструкция шкафа должна обеспечивать удобство проведения замеров нагрузок каждого присоединения токоизмерительными клещами.

Конструкция шкафа должна обеспечивать возможность визуального контроля положения контактов выключателей нагрузки и замены блоков выключателей нагрузки – предохранителей без снятия напряжения при отключенной нагрузке, при этом должен использоваться специальный изолированный ключ, входящий в комплект поставки. Конструкция выключателя нагрузки должна обеспечивать видимый разрыв при отключении.

Конструкция блоков выключателей нагрузки – предохранителей отходящих линий должна обеспечивать возможность безопасной замены предохранителей, а также удобство проверки целостности плавкой вставки предохранителя.

В конструкции шкафа должна быть предусмотрена возможность наложения шины заземления сборных шин (крепёж – типа «гайка – барашек»), при этом обеспечивается блокировка включения вводного выключателя, закорачивание всех трех фаз и непосредственная связь с «землей». При снятой шине заземления место установки должно закрываться защитной шторкой. На шторке должна быть предусмотрена возможность установки висячего замка.

Длина болтов предназначенных для подключения наконечников жил кабелей, заземление оболочек кабелей к сборке низкого напряжения должна обеспечивать установки шайб, гаек, контргаек, а также наличие двух витков свободной резьбы.

Длина болтов предназначенных для подключения наконечников нулевых жил кабелей к сборке низкого напряжения должна обеспечивать установки шайб, гаек, контргаек, а также наличие двух витков свободной резьбы. Болт должен быть впрессован в шину. Конструкция сборки низкого напряжения должна обеспечивать заземление оболочки всех кабелей, присоединяемых к ней под отдельный болт.

Должна быть выполнена разводка фаз фидера для возможности подключения сбалансированных кабельных линий. При этом должны соблюдаться все диэлектрические расстояния.

Все защитные проводники должны быть присоединены к регламентным местам на шине.

Все надписи на сборке низкого напряжения должны быть выполнены в соответствии с местными инструкциями по эксплуатации оборудования.

Полный установленный срок службы шкафов – не менее 25 лет (при условии проведения технического обслуживания и (или) замены аппаратуры в соответствии с указаниями инструкции по эксплуатации на шкафы и комплектующие изделия).

Установленная безотказная наработка должна быть не менее 9000 ч.

Гарантийный срок эксплуатации должен быть три года со дня ввода шкафов в эксплуатацию.

Конструкция сборки низкого напряжения должна обеспечивать безопасную работу на кабеле одного присоединения, без отключения всей сборки.

Конструкция выключателя нагрузки должна обеспечивать видимый разрыв при отключении.

Должна быть обеспечена возможность удобного и безопасного выполнения проверки совпадения фаз (фазировки «в горячую») на секционном и вводном выключателях нагрузки.

Цепи вторичной коммутации должны быть уложены в короба, либо полностью должно быть исключено их касание с шинами разноименных фаз.

Контактное соединение наконечников цепей питания СН с шинами должно быть выполнено видимым, т.е. со стороны обслуживания сборки низкого напряжения (с фасада).

На все болтовые соединения токоведущих частей должны быть установлены контргайки.

Должно быть предусмотрено приспособление для подвеса шинки заземления.

Блоки предохранителей должны быть легко съемными (должны сниматься при не выкрученных полностью болтах).

Место подключения кабеля должно обеспечивать присоединение наконечника со срывными головками болтов и монтажа контактного соединения с применением контргаяк.

Торцы перегородок из диэлектрического материала должны быть окрашены влагостойким лаком.

Аппаратура устройства АВР, предназначенного для осуществления автоматического взаимного резервирования питания секций низкого напряжения двухсекционных трансформаторных подстанций, должна размещаться на двух стойках (шкафах), каждая из которых должна находиться в помещении соответствующей секции (луча) подстанции.

Однолинейная принципиальная схема устройства АВР приведена на рисунке.

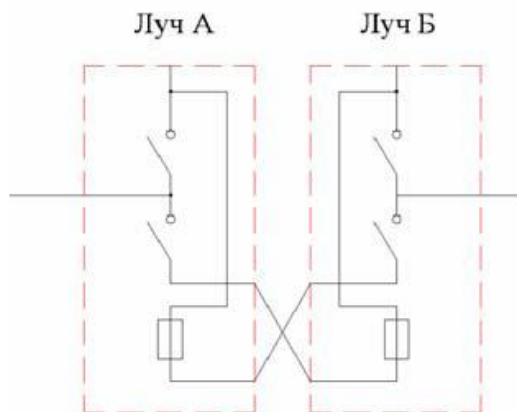


Рис. 2.1.1. Однолинейная принципиальная схема устройства АВР

В качестве основного и резервного контактора должен применяться трехпозиционный выключатель нагрузки с моторным приводом.

Для размещения аппаратуры вторичной коммутации (автоматы, реле и т.д.) конструкцией шкафа должен быть предусмотрен отсек с закрывающейся дверцей.

На передней панели данного отсека необходимо предусмотреть установку автомата питания оперативных цепей и обеспечить видимость лампочки работоспособности реле контроля фаз. Остальная аппаратура вторичной коммутации должна быть размещена под крышкой релейного отсека.

Подключение цепей вторичной коммутации к силовым шинам должно выполняться в видимом, доступном месте.

Специальный клеммник для подключения «нуля» (для присоединения проводника 4 мм<sup>2</sup>) должен располагаться в удобном для эксплуатации и монтажа месте.

Поставляемые шкафы должны быть полной заводской готовности, должны иметь возможность собираться при монтаже без проведения подгоночных и регулировочных работ, а также дополнительных приспособлений.

Конструкция шкафа должна обеспечивать удобство подключения кабеля (провода) сечением до 300 мм<sup>2</sup>.

Полный установленный срок службы шкафов АВР – не менее 25 лет (при условии проведения технического обслуживания и (или) замены аппаратуры в соответствии с указаниями инструкции по эксплуатации на шкафы и комплектующие изделия).

Гарантийный срок эксплуатации должен быть три года со дня ввода шкафов АВР в эксплуатацию.

1. В РУ 6-20 кВ ТП распределительной сети должны применяться РУ 6-20 кВ модульного типа (малогабаритные шкафы КРУ) с воздушной комбинированной или элегазовой изоляцией и необслуживаемыми

коммутационными аппаратами (вакуумные или элегазовые), либо моноблоки КРУ с электрооборудованием (сборными шинами, ошиновкой, выключателями нагрузки, заземляющими разъединителями и др.), размещенным в герметичном металлическом корпусе, заполненном элегазом и заваренном на полный срок службы на заводе-изготовителе.

Шкафы КРУ должны быть укомплектованы ёмкостными делителями, через которые должны подключаться стационарные индикаторы наличия напряжения, а также гнезда для проведения фазировки.

Должна быть обеспечена возможность работы на КЛ (отыскание места повреждения, испытание) без ее отбалчивания или снятия адаптеров.

В КРУ должна быть предусмотрена возможность подключения и крепления одножильного кабеля с изоляцией сшитого полиэтилена сечением до 240 мм<sup>2</sup> включительно. Мнемосхема на внешней панели должна отражать положение коммутационной аппаратуры 6-20 кВ.

Привод заземляющих ножей должен обеспечивать их быстрое, не зависящее от скорости оператора, включение (за счет энергии пружин).

Конструкция шкафа РУ должна обеспечивать безопасную работу на кабельном присоединении при наличии напряжения на сборных шинах.

В шкафах РУ должен быть предусмотрен стандартный набор блокировок, предотвращающих ошибочные операции и доступ к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

В КРУ должна быть предусмотрена возможность крепления кабеля хомутами из немагнитного материала. Дверь в отсек присоединения КЛ должна иметь защитную блокировку и должна быть заземлена на корпус.

Шкафы РУ должны иметь ключ дистанционного управления коммутационными аппаратами во избежание нахождения оперативного персонала в опасной зоне при производстве переключений.

В случае отсутствия оперативного тока должна быть предусмотрена возможность ручного управления коммутационными аппаратами.

Конструкция шкафа РУ должна предусматривать возможность установки приспособлений и устройств для съёма сигналов телесигнализации, телеуправления и телеизмерений в объеме, установленном соответствующим разделом настоящих МУ.

Присоединение силового трансформатора со стороны 6-20 кВ должно быть выполнено через силовой выключатель с устройством защиты (электронное реле с регулируемыми характеристиками и выдержкой времени).

Номинальные токи и отключающая способность выключателей должны быть определены на основании расчетов электрических режимов и токов короткого замыкания.

2. Распределительное устройство РП (СП, РТП) должно быть выполнено с использованием устройств комплектных распределительных

(далее – шкафы КРУ), отвечающих следующим требованиям:

– шкафы КРУ должны соответствовать требованиям стандарта ГОСТ 14693-90, действующих Правил устройства электроустановок и комплекту конструкторской документации, утвержденному и согласованному с ПАО «Россети Московский регион» в установленном порядке;

– нормативный срок эксплуатации шкафов КРУ до списания должен быть не менее тридцати лет;

– гарантийный срок шкафов КРУ должен составлять не менее трех лет с момента ввода в эксплуатацию, но не более трех с половиной лет с момента отгрузки заказчику;

– шкафы КРУ должны соответствовать климатическому исполнению У, категории размещения 3 и типу окружающей атмосферы II по ГОСТ 15150-69, при этом окружающая среда должна быть взрывобезопасной, пожаробезопасной, не содержащей токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию, которые снижают параметры шкафа;

– степень защиты оболочки шкафа КРУ при закрытых дверях должна быть не менее IP41 по ГОСТ 14254-2015. При открытых дверях отсеков шкафов КРУ степень защиты должна быть не менее IP10, а для релейного шкафа – IP00;

– электрическая прочность изоляции главных и вспомогательных цепей шкафов КРУ должна соответствовать требованиям ГОСТ 1516.1-76 и ГОСТ 1516.3-96;

– шкафы КРУ относительно нагревания при длительной работе в нормальном режиме должны удовлетворять требованиям ГОСТ 10434-82 и ГОСТ 8024-90. При этом температура нагрева частей оболочек шкафов КРУ, к которым можно прикасаться при эксплуатации, в нормальном режиме работы не должна превышать 50°C;

– в части безопасности шкафы КРУ должны соответствовать требованиям стандартов ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.4-75;

– организационные и технические мероприятия по обеспечению техники эксплуатационной безопасности шкафов КРУ должны соответствовать требованиям Правил техники безопасности при обслуживании электроустановок, ГОСТ 14693-90, ГОСТ 12.1.019-2017, а по обеспечению пожарной защиты ГОСТ 12.1.004-91;

– шкафы КРУ должны обладать достаточной механической прочностью, обеспечивающей нормальные условия работы и транспортирования без деформаций или повреждений элементов шкафов, препятствующих их нормальной работе;

– шкафы КРУ одного исполнения должны иметь одинаковые

габаритные и установочные размеры и обеспечивать взаимозаменяемость выкатного элемента (ВЭ) и запасных частей;

– конструкция шкафов КРУ должна обеспечивать защиту обслуживающего персонала от случайного прикосновения к токоведущим и подвижным частям, заключенным в оболочку, а также защиту находящегося в зоне обслуживания персонала от воздействия электрической дуги в случае короткого замыкания внутри шкафа. При этом выброс продуктов горения должен происходить в необслуживаемую зону. Также не допускается выброс продуктов горения дуги в коридор управления и обслуживания;

– шкаф КРУ должен быть устойчив к внутренней дуге, то есть в случае возникновения внутри шкафа открытой электрической дуги конструкция шкафов КРУ должна обеспечивать локализацию аварии в пределах отсека в соответствии с ГОСТ 14693-90 при времени воздействия электрической дуги до 0,2 с, а также при токах короткого замыкания до 3,6 кА (порог чувствительности защиты) за время действия дуги 1 с. Ограничение времени горения дуги должно обеспечиваться установкой разгрузочных клапанов с конечными выключателями в сочетании с электрическими схемами дуговой защиты. Конструкция разгрузочных клапанов должна исключать в нормальном рабочем состоянии попадание пыли вовнутрь шкафа;

– шкаф КРУ должен быть стойкими к воздействию сквозных токов короткого замыкания, т. е. выдерживать (во включенном положении установленных коммутационных аппаратов главных цепей) номинальные токи электродинамической и термической стойкости, указанные в таблице 1. При действии сквозных токов короткого замыкания температура нагревания токоведущих частей шкафа должна удовлетворять требованиям ГОСТ 14693-90;

– комплектующие изделия должны быть специально предназначенными для работы в шкафах КРУ;

– шкафы КРУ должны иметь приспособления для транспортирования и перемещения их грузоподъемными механизмами;

– все резьбовые соединения шкафов КРУ должны иметь защиту от самоотвинчивания;

– разборные и неразборные контактные соединения шкафов КРУ должны выполняться в соответствии с ГОСТ 10434-82 и ГОСТ 21242-75;

– все токоведущие шины в пределах шкафа КРУ должны соединяться с помощью болтовых соединений;

– токоведущие части шкафов КРУ должны быть выполнены медными или алюминиевыми шинами. Выводные контактные устройства должны быть рассчитаны на подсоединение как медных, так и алюминиевых шин, проводов и кабелей;

– конструкция шкафов КРУ должна предусматривать возможность ввода контрольных кабелей как снизу, так и сверху. Основные параметры

шкафов КРУ представлены в таблице 2.1.2;

Таблица 2.1.2

№	Наименование параметра	Значение параметра	
1	Номинальное напряжение, кВ	10 (6)	20
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12 (7,2)	24
3	Номинальный ток главных цепей и сборных шин, А	630; 1000	630; 1250
4	Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в шкаф КРУ, кА	20	20
5	Ток термической стойкости (кратковременный ток), кА (время протекания тока для главных цепей – 3 с., для заземляющих ножей – 1 с.)	20	20
6	Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей шкафа КРУ (амплитуда), кА	51	51
7	Номинальная мощность встраиваемых ТСН, кВА	25; 40; 63	
8	Вид управления	местное; дистанционное; телеуправление	

– сборные шины шкафов КРУ и ответвления (отпайки) от них (исключая контактные поверхности) должны иметь следующие отличительные цвета: фаза А – желтый цвет; фаза В – зеленый цвет фаза С – красный цвет. Допускается применение одноцветных шин, в том числе изолированных, при нанесении покрытия отличительного цвета поперечными полосами шириной не менее 10 мм (не менее одной полосы на участке шины до 1 м) в местах, удобных для обозрения;

– заземляющие проводники и тяги заземляющих ножей заземлителя должны быть покрыты эмалью черного цвета, за исключением контактных поверхностей;

– наружные и внутренние металлические поверхности оболочки шкафов КРУ должны быть покрыты порошковой краской. Класс покрытия для наружных лицевых поверхностей – не ниже IV, для остальных – не ниже VI класса по ГОСТ 9.032-74. При этом цвет покрытия обязательно должен быть согласован с ПАО «Россети Московский регион». Предпочтителен цвет светлых тонов и одинаковым для всех шкафов одного и того же заказа. Все детали из черных металлов должны иметь защитное покрытие. Места, технологически трудные для покрытия, должны быть защищены от коррозии защитными консервационными смазками;

– конструкция шкафа КРУ должна предусматривать возможность применения нескольких типов выключателей различных производителей;

– шкафы КРУ с силовыми выключателями и выключателями нагрузки должны комплектоваться вакуумными или элегазовыми коммутационными аппаратами. При этом силовые выключатели должны иметь пружинно-моторный привод с возможностью их завода или электромагнитный привод и



позволять оперирование вручную при отсутствии оперативного тока;

– силовые выключатели и выключатели нагрузки, применяемые в шкафах КРУ, должны обладать коммутационной способностью и выдерживать стандартные испытательные циклы в соответствии с ГОСТ Р 52565-2006 и ГОСТ 17717-79 при значениях токов включения и отключения, указанных в таблице 2.1.1;

– силовой выключатель шкафа КРУ должен быть выполнен на выдвижном элементе (ВЭ) с перемещением в ремонтное положение на инвентарную тележку, либо непосредственно в коридор управления и обслуживания (для шкафа КРУ с нижним расположением ВЭ);

– инвентарная тележка шкафа КРУ для перемещения ВЭ в ремонтное положение должна точно и надежно фиксироваться в шкафу КРУ, надежно фиксировать ВЭ непосредственно на себе, иметь минимальные габариты по ширине и глубине в рабочем положении, быть компактной в сложенном состоянии (для хранения), иметь достаточный диапазон регулирования по высоте, иметь стопор на всех колесах и ручки для удобства её перемещения;

– в шкафу КРУ должны быть предусмотрены указатели рабочего и контрольного положений ВЭ, либо положение выдвижной (выкатной) части относительно неподвижной должно быть отчетливо видимым;

– ВЭ шкафа КРУ должен иметь два фиксированных положения: рабочее и контрольное. Фиксирующие устройства должны обеспечивать закрепление ВЭ, исключающее возможность его самопроизвольного перемещения внутри шкафа при работе всех механизмов, как в нормальном режиме, так и при коротком замыкании;

– во время монтажных, ремонтных и профилактических работ в отсеке выдвижного элемента при наличии напряжения в шкафу КРУ должна быть использована изоляционная инвентарная перегородка, являющаяся дополнительным защитным устройством и входящая в комплект поставки по списку принадлежностей;

– все токоведущие части главных цепей шкафа КРУ, которые могут оказаться под напряжением после выведения ВЭ в ремонтное положение, должны ограждаться автоматически закрывающимися шторками, имеющими приспособление для их запираения. Шторочный механизм должен запираться на висячий замок в удобном месте и быть раздвижным. Шторки шторочного механизма должны быть изготовлены из металла;

– коммутационная аппаратура, встраиваемая в шкафы КРУ, должна иметь четкие механические указатели «вкл», «откл» и т.п., а также цветовую маркировку «вкл» – зеленый цвет, «откл» – красный цвет;

– в шкафах КРУ с вакуумными выключателями (в случае необходимости) должна быть предусмотрена установка аппаратуры защиты от перенапряжений (например, ОПН), которые образуются при коммутации вакуумными выключателями;

– конструкция шкафа КРУ должна обеспечивать возможность доступа ко всем отсекам со стороны коридора управления и обслуживания (для шкафа КРУ с односторонним обслуживанием);

– отсеки шкафов КРУ (отсек ВЭ, отсек присоединений, отсек сборных и линейных шин) должны быть разделены сплошными металлическими перегородками. Доступ в отсек ВЭ, отсек присоединений и релейного шкафа должен быть закрыт дверьми;

– двери шкафов КРУ должны плавно, без затирания, поворачиваться на угол не менее  $95^\circ$  и иметь замки. Дверные замки шкафов КРУ должны открываться одним ключом, при этом замок должен быть с «нулевым секретом». Двери должны полностью закрываться при нахождении ВЭ в шкафах как в рабочем, так и в контрольном положениях;

– во всех отсеках шкафа КРУ должно предусматриваться местное освещение. Лампы освещения отсеков, рассчитанные на напряжение 12 В, должны легко меняться без отключения шкафа КРУ. Лампы не должны быть эксклюзивными;

– шкафы КРУ должны быть укомплектованы емкостными делителями, через которые должны подключаться стационарные индикаторы наличия напряжения, а также гнезда для проведения «фазировки» в горячую (указатель наличия напряжения на кабеле, указатель наличия напряжения на сборных шинах);

– заземление сборных шин шкафа КРУ должно осуществляться с помощью стационарного заземлителя (разъединитель заземляющий);

– заземляющие ножи заземлителя шкафа КРУ должны иметь привод, обеспечивающий их быстрое, не зависящее от скорости оперирования обслуживающим персоналом, включение (за счет энергии пружин). При этом отключение заземляющих ножей заземлителя допускается производиться без использования энергии пружин. Количество циклов «включение-отключение», выдерживаемое заземлителем должно быть не менее 2000 циклов;

– ножи заземлителя шкафа КРУ должны быть устойчивы к воздействию сквозных токов короткого замыкания при длительности протекания токов термической стойкости равной 1 с. При этом допускается приваривание контактов;

– шкафы КРУ должны иметь смотровые окна в отсеке ВЭ и отсеке присоединений. Смотровые окна должны быть выполнены из прочного негорючего материала;

– конструкция шкафов КРУ должна быть выполнена таким образом, чтобы обеспечивалось нормальное функционирование приборов измерения, управления и учета, а также не происходило срабатывание схем защиты, приводящее к отключению выключателя и срабатыванию соответствующих схем сигнализации при возможных сотрясениях элементов шкафов от работы

коммутационной аппаратуры с их приводами и перемещениях ВЭ;

– конструкция шкафов КРУ должна предусматривать установку приборов учета (счетчиков учета электроэнергии). Приборы учета должны устанавливаться в релейном отсеке;

– для размещения реле защит в шкафах КРУ должен быть предусмотрен специальный релейный отсек (релейный шкаф). Релейный отсек должен обеспечивать возможность установки различных типов микропроцессорных защит, а также различных типов приборов учета (счетчиков учета электроэнергии). Конструкция релейного отсека должна обеспечивать удобство монтажа и эксплуатации установленного оборудования. Релейный отсек конструктивно должен быть выполнен в виде отдельного съемного шкафа (релейный шкаф), который, в случае необходимости, может быть отделяемым от шкафа КРУ;

– сборки зажимов, контакты вспомогательных цепей выключателей и разъединителей и аппараты вспомогательных цепей в релейном отсеке шкафов КРУ должны устанавливаться таким образом, чтобы была обеспечена возможность их безопасного обслуживания без снятия напряжения с главных цепей при выполнении обслуживающим персоналом мер безопасности;

– в релейном отсеке (релейном шкафу) и в отсеке ВЭ шкафов КРУ, в случае необходимости, должны быть установлены нагревательные приборы. Включение и отключение нагревательных устройств должно производиться автоматически и вручную. Максимальное значение удельного потребления электроэнергии при обогреве шкафа при температуре окружающей среды минус 25°С должна составлять не более 0,2 кВт/м<sup>2</sup>;

– монтаж вспомогательных цепей шкафов КРУ должен быть выполнен проводами с медными жилами сечением не менее 1,5 мм<sup>2</sup>. Токовые цепи счетчиков учета электроэнергии должен выполняться проводниками с медными жилами с сечением не менее 2,5 мм<sup>2</sup>;

– конструкция шкафа КРУ должна обеспечивать нанесение необходимых надписей, в т.ч. диспетчерское наименование и таблички с перечнем установленного оборудования (в соответствии с требованиями ПТЭ и местных инструкций);

– вся аппаратура, приборы, ряды зажимов, шинки и соединяющие проводники шкафов КРУ должны быть промаркированы в соответствии с системой обозначений, принятой в схемах электрических соединений. Нанесение маркировки должно выполняться на корпусах аппаратов и приборов (или возле них) методом, который обеспечивает стойкость маркировки против действия влаги и света. Маркировка должна быть не стирающейся в процессе эксплуатации;

– провода схем вспомогательных цепей в отсеках шкафов КРУ, где расположено оборудование, должны быть проложены в пластмассовых

коробах, трубах или металлорукавах;

– на фасаде шкафа КРУ должна быть интерактивная мнемосхема на светодиодах, отражающая положение коммутационной аппаратуры, установленной в нем;

– шкафы КРУ должны иметь ключ местного и дистанционного управления коммутационными аппаратами;

– должна быть предусмотрена блокировка между местным управлением коммутационными аппаратами и телеуправлением;

– предпочтительно, чтобы конструкция шкафа КРУ не предполагала нахождение оперативного персонала при производстве переключений вблизи задействованных коммутационных аппаратов;

– шкаф КРУ должен быть рассчитан на установку 3-х трансформаторов тока и не менее 3-х ТТНП с внутренним диаметром 125 или 200 мм;

– должна быть обеспечена возможность «прогрузки» трансформаторов тока первичным током в шкафу КРУ, в противном случае необходимо предусмотреть «прогрузочную тележку» массой не более 15 кг;

– шкаф КРУ должен быть рассчитан на установку ТТ с возможностью легкого отсоединения (демонтажа), либо установки их на отдельном ВЭ. Конструкция шкафа КРУ должна обеспечивать возможность легкого доступа к контактам ТТ для осмотра и опломбировки;

– шкаф КРУ должен быть рассчитан на установку ТН с возможностью легкого отсоединения (демонтажа), либо установки их на отдельном ВЭ;

– в отсеке присоединений шкафов КРУ в случае кабельного подсоединения (отсек КЛ) должна быть обеспечена возможность подключения двух однофазных кабелей сечением 240 мм<sup>2</sup> или одного однофазного кабеля сечением до 500 мм<sup>2</sup> включительно. Расстояние от верхней части крепежного хомута до места подключения высоковольтного кабеля в ячейке должно составлять не менее 650 мм. Также должна быть предусмотрена шина заземления со стальными шпильками М8 и М10 по количеству однофазных кабелей для заземления экрана кабеля;

– в отсеке КЛ конструкция вводов (выводов) для присоединения жил высоковольтных кабелей должна предусматривать отдельные зажимы для каждого кабеля. При этом должны быть предусмотрены приспособления для крепления кабелей с немагнитными свойствами (крепежный хомут из немагнитного металла);

– металлический пол в шкафу КРУ должен быть съемным и разрезным;

– корпуса шкафов КРУ должны обеспечивать их надежное закрепление (приварка либо прибалчивание) к металлическим закладным элементам РП (СП, РТП). Также корпуса шкафов КРУ должны иметь не менее двух шпилек М12 для заземления к внутреннему контуру заземления РП (СП, РТП). Предпочтительно, чтобы шкафы КРУ конструктивно имели в наличии специальные клеммы заземления для присоединения переносного

заземления, а также для заземления испытательных штанг, например, с «гайкой-барашек»;

– разъемные контакты шкафов КРУ для подключения трансформаторов собственных нужд (ТСН) должны обеспечивать возможность отключения токов холостого хода трансформаторов мощностью до 40 кВА;

– ТСН, встраиваемые в шкафы КРУ должны быть сухого типа. Тип охлаждения – естественный;

– в случае, когда силовые трансформаторы в РТП, находятся в эксплуатации абонента, то питание оперативных цепей необходимо осуществлять от ТСН или кабелем 0,4 кВ от ближайшей ТП, находящимся в эксплуатации Компании;

– в шкафах КРУ 6-20 кВ РП (СП, РТП) должны быть выполнены следующие виды защитных блокировок:

– блокировка, не допускающая перемещений ВЭ из рабочего положения в контрольное (разобщенное), также из контрольного (разобщенного) в рабочее при включенном положении выключателя, установленного на ВЭ;

– блокировка, исключающая включение заземлителя, при нахождении выключателя (ВЭ) в рабочем и промежуточном положении;

– блокировка, не допускающая включение коммутационного аппарата, установленного на ВЭ, при промежуточном положении ВЭ между рабочим и контрольным;

– блокировка, не допускающая перемещение ВЭ из контрольного положения в рабочее при включенном заземлителе;

– блокировка, исключающая доступ к сборным шинам и шинным отпайкам от них, при нахождении ВЭ в рабочем положении;

– блокировка, исключающая открытие двери отсека кабельной линии при отключенном заземлителе. При этом данная блокировка должна разрешать отключение заземлителя при открытых дверях отсека кабельной линии для работы на КЛ (ОМП, испытания);

– блокировка, не допускающая перемещение ВЭ из контрольного положения в рабочее при открытой двери отсека КЛ;

– блокировка, исключающая включение выключателя в рабочем положении при разомкнутых цепях вторичной коммутации.

Номинальные токи и отключающая способность выключателей должны быть определены на основании расчетов электрических режимов и токов короткого замыкания.

### **2.1.8. Мобильные и модульные подстанции**

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

### **2.1.9. Измерительные трансформаторы**

Измерительные комплексы, в т.ч. трансформаторы тока и напряжения, должны быть сертифицированы в соответствии с установленным в Российской Федерации порядком и зарегистрированы в Государственном Реестре как средства измерения с проверками на класс точности.

Измерительные трансформаторы должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2015, ГОСТ 1983-2015, Положения о единой технической политике ПАО «Россети».

Измерительные отдельностоящие трансформаторы тока и напряжения (далее ТТ, ТН) 110-220 кВ применяются герметичного исполнения, пожаробезопасные, взрывобезопасные, газовые (с элегазовым или азотным наполнением) или масляные (со сниженным объемом масла), обеспечивающие повышенную надежность.

Масляные ТТ, ТН должны быть оснащены компенсаторами для выравнивания давления масла внутри измерительного трансформатора при изменении температуры окружающей среды.

Отдельностоящие ТТ и ТН 35 кВ и ниже должны иметь литую изоляцию.

Тип внешней изоляции ТТ, ТН определяется проектом, предусматривается применение фарфоровой или полимерной изоляции.

Номинальные токи трансформаторов тока должны быть определены на основании расчетов электрических режимов.

Исключить установку двух и более ТН на каждой секции шин 6(10) кВ, устанавливая на секцию по одному ТН с тремя вторичными обмотками.

Конструктивное исполнение вторичных обмоток ТТ для измерения и для учета должно предусматривать возможность для отдельного подключения измерительных приборов и счетчиков электроэнергии и защиты от несанкционированного доступа к обмоткам, используемым для учета. Коэффициент безопасности обмоток ТТ должен обеспечивать защиту подключенного оборудования, но не должен превышать 5.

Для измерительных трансформаторов тока с номинальной нагрузкой не более 30 ВА допускается расширенная характеристика вторичной нагрузки (нижний предел вторичной нагрузки менее 25% от номинальной).

Ток термической стойкости применяемых трансформаторов тока присоединения должен быть не менее тока термической стойкости примененного выключателя, время протекания тока термической стойкости должно быть не менее 3 с.

Наряду с измерительными ТТ и ТН, основанными на электромагнитном принципе работы, допускается при соответствующем обосновании применение оптоэлектронных измерительных трансформаторов (в т.ч. с совмещенными функциями измерения тока и напряжения) с классом точности не хуже 0,1, а также датчиков тока и датчиков напряжения

требуемого класса точности.

### **2.1.10. Ограничители перенапряжения**

Выбор параметров и определение точек установки ОПН должно осуществляться в соответствии с актуальными версиями ГОСТ Р 52725-2021, СТО 56947007-29.120.50.076-2011, методическими указаниями и действующими требованиями и нормами технологического проектирования.

### **2.1.11. Электромагнитная совместимость и молниезащита**

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

### **2.1.12. Устройства компенсации реактивной мощности**

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

## **2.2. Высокоавтоматизированная цифровая подстанция**

### **2.2.1. Общие требования**

В случае наличия технического или экономического обоснования создания высокоавтоматизированной подстанции допускается построение АСУ ТП по трем основным архитектурам, разработанным на основе стандарта МЭК 61850.

Высокоавтоматизированная ПС должна соответствовать следующим критериям:

– дистанционная наблюдаемость параметров и режимов работы оборудования и систем, необходимых для нормального функционирования без постоянного присутствия дежурного и обслуживающего эксплуатационного персонала;

– обеспечение телеуправления оборудованием и системами для эксплуатации ПС без постоянного присутствия дежурного и обслуживающего эксплуатационного персонала;

– цифровой обмен данными между всеми технологическими системами в едином формате;

– интегрированность в систему управления электрической сетью и предприятием, а также обеспечение цифрового взаимодействия с соответствующими инфраструктурными организациями (со смежными объектами);

– функциональная и информационная безопасность при цифровизации технологических процессов;

– непрерывный мониторинг состояния основного технологического оборудования и систем в режиме онлайн с передачей необходимого объема цифровых данных, контролируемых параметров и сигналов.

## **2.2.2. Типовые Архитектуры**

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

### **2.2.3. Интеграция данных ЦПС на основе CIM – модели**

Высокоавтоматизированная ПС (ЦПС) является элементом (объектом, узлом) цифровой электрической сети.

Интерфейс между ПТК высокоавтоматизированной ПС и ПТК управления цифровой ЭС должен строиться по следующим принципам:

– ПТК высокоавтоматизированной ПС должен вести актуальную информационную модель основного оборудования и средств защиты и управления на основе правил, определенных МЭК 61850;

– ПТК высокоавтоматизированной ПС должен по запросу ПТК цифровой ЭС экспортировать модель полностью или ее часть в формате SCD (МЭК 61850-6);

– ПТК цифровой ЭС должен иметь возможность загрузки и последующего импорта информационной модели подстанции, как в виде файла, так и в режиме онлайн с использованием сервисов в соответствии с требованиями МЭК 61850;

– ПТК высокоавтоматизированной ПС должен являться владельцем модели подстанции, которая должна содержать всю необходимую информацию относительно оборудования энергообъекта;

– для обеспечения целостности и непротиворечивости модели изменение структуры информационной модели допускается только на уровне ПТК высокоавтоматизированной ПС с последующим импортом в ПТК цифровой ЭС;

– ПТК высокоавтоматизированной ПС должен обеспечивать передачу текущей информации в подсистему ведения общей информационной модели ПТК цифровой ЭС с использованием объектно-ориентированных протокола МЭК 61850-8-1 (MMS), МЭК 61850-90-2.

### **2.2.4. Критерии применения различных архитектур при построении цифровых подстанций**

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

## **2.3. Собственные нужды**

### **2.3.1. Общие положения**

Щит собственных нужд 0,4 кВ (ЩСН) подстанции предназначен для распределения электроэнергии между различными потребителями системы собственных нужд подстанции, включения, отключения, создания ремонтных схем для потребителей, защиты от ненормальных режимов и повреждений в



сети 0,4кВ, автоматического ввода резерва при исчезновении напряжения на одной из секций и наличии напряжения на другой.

На всех ПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд.

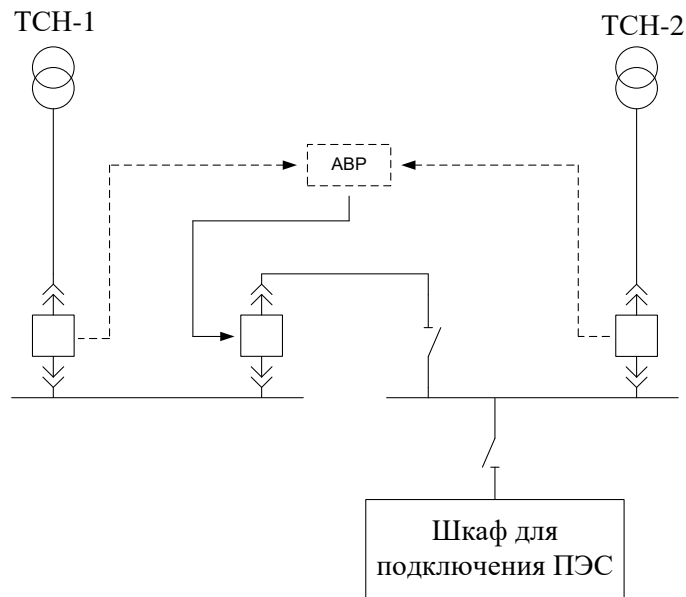


Рис. 2.3.1. Схема собственных нужд неявного резерва.

На подстанциях, где имеется система автоматического пожаротушения, обязательно применение резервного силового трансформатора собственных нужд, имеющего питание от стороннего источника, применение вместо резервного ТСН генератора должно быть обосновано.

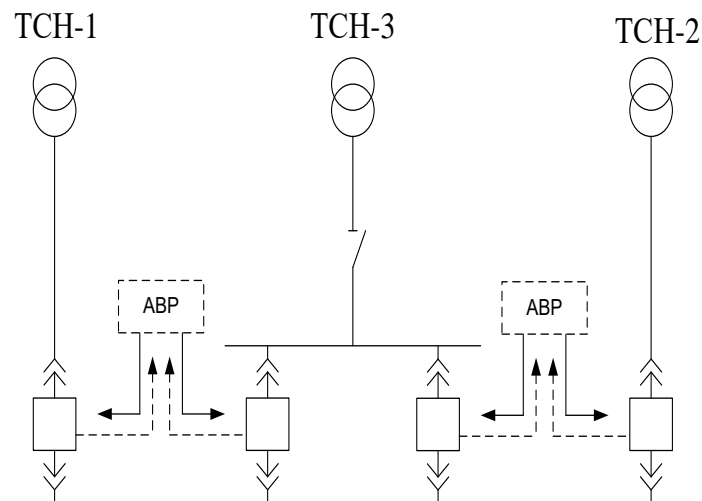


Рис. 2.3.2. Схема собственных нужд явного резерва (в качестве третьего независимого источника ТСН-3)

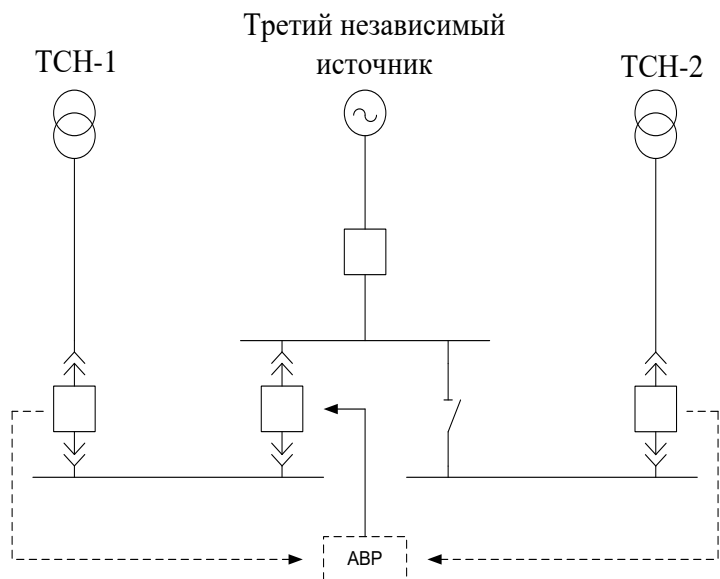


Рис. 2.3.3. Схема собственных нужд неявного резерва (в качестве третьего независимого источника генератор)

Подстанции, питание собственных нужд которых организовано менее чем от трех независимых источников, должны оборудоваться шкафами для подключения РИСЭ.

Шкафы для подключения РИСЭ должны удовлетворять следующим требованиям:

- шкафы должны располагаться на улице, на стене здания в месте наиболее близком к щиту собственных нужд с учетом возможности подъезда автомобиля РИСЭ;

- верхняя часть шкафа должна быть расположена на высоте не более 2 м для удобства обслуживания и подключения кабелей;

- подключение шкафа выполняется кабельной линией непосредственно к сборным шинам ЩСН через КА (рубильник, выключатель-разъединитель), обеспечивающий создание видимого разрыва;

- степень защиты шкафа по ГОСТ 14254-2015 не ниже IP54;

- шкаф должен быть разделен на два отсека, для подключения кабеля от РИСЭ, ЩСН и оборудован трехпозиционным выключателем нагрузки для возможности создания видимого разрыва или заземления шин отсека для подключения РИСЭ.

На ПС с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ 6-35 кВ, а при отсутствии этих РУ к обмотке НН основных трансформаторов.

На ПС с переменным и выпрямленным оперативным током трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители на участке между вводами НН основного трансформатора и его выключателем.

**В случае питания оперативных цепей переменного тока или**

выпрямленного тока от трансформаторов напряжения, присоединенных к питающим ВЛ, трансформаторы собственных нужд допускается присоединить к шинам НН ПС.

Присоединение автоматики камер задвижек и пожарных насосов должно осуществляться непосредственно от разных секций ЩСН. Запрещается питание автоматики камеры задвижек и насосов пожаротушения от отдельно установленного щитка имеющего одну секцию шин, питающегося от разных секций ЩСН с АВР.

Щит хозяйственных нужд подстанции должен быть отдельным. Питание щита хозяйственных нужд должно быть организовано либо от отдельных трансформаторов хозяйственных нужд, либо от щита собственных нужд ПС двумя кабелями с разных секций ЩСН. Щит хозяйственных нужд должен иметь 2 секции с АВР и иметь счетчики учета электроэнергии на вводах.

Питание систем охлаждения силовых трансформаторов с системой охлаждения типа «Д» должно быть организовано по кольцевой схеме, системой типа «ДЦ» по радиальной схеме от 2 секций ЩСН с АВР в шкафу автоматики охлаждения трансформатора (ШАОТ).

Питание приводов разъединителей и заземлителей должно быть организовано по кольцевой схеме от 2 секций ЩСН, должна быть обеспечена возможность вывода в ремонт любого участка сети без обесточения приводов аппаратов.

Щит собственных нужд подстанции должен удовлетворять следующим требованиям:

- шкафы должны быть закрытого типа с открывающимися дверями, IP шкафа с закрытыми дверями должен быть не менее 43, с открытыми дверями не ниже 20, недопустима прокладка открытых токоведущих частей в зоне оперирования автоматическими выключателями;

- в помещении шкафы могут располагаться как в один ряд, так и в два ряда, шкафы должны располагаться так, чтобы имелась возможность доступа персонала с любой стороны шкафа для обслуживания;

- все силовые шины должны быть изолированы термоусадочным материалом;

- каждый шкаф отходящих линий должен быть секционирован для обеспечения возможности замены любого автомата отходящей линии без необходимости обесточения секции;

- на шинах должна быть нанесена расцветка фаз либо применение соответствующего цвета термоусадочной изоляции, либо нанесением другого стойкого к выцветанию материала;

- вводные и секционные автоматы должны быть высоконадежными, выкатного исполнения и иметь продолжительный межремонтный период (12-15 лет);

– соединение автоматов отходящих линий с шинами 0,4 кВ должно быть выполнено с помощью изолированных шин, соединение изолированными проводами недопустимо;

– шкафы могут быть как одностороннего, так и двухстороннего обслуживания;

– устройство щитов собственных нужд должно позволять проведение работ по калибровке и замене средств измерений;

– цепи измерений должны быть подсоединены к средствам измерений через разъёмные измерительные клеммники, имеющие свободные испытательные клеммы;

– средства измерений должны быть установлены на открывающихся наружу дверцах;

– монтаж измерительных токовых цепей (амперметров, счетчиков электрической энергии) должен быть выполнен так, чтобы эти СИ (средства измерений) не находились под напряжением, т.е. токовые цепи и цепи напряжения не должны быть объединены при монтаже, должны быть разделены;

– степень секционирования шкафов ЩСН должна быть 3В;

– конструкция шкафов должна иметь модульный принцип построения;

– шкафы должны иметь мнемосхему;

– шкафы должны быть покрыты порошковой краской;

– в каждом шкафу должны быть установлены лампа освещения, управляемая конечным выключателем двери, электрическая розетка с заземляющим контактом с номинальным напряжением 230В переменного тока и рабочим током 10А для питания дополнительного оборудования и инструмента при монтаже, наладке и проверках;

– все двери шкафового оборудования должны иметь замки с одинаковыми личинками и открываться при помощи единого «мастер – ключа»;

– шины должны быть выполнены из бескислородной электротехнической меди;

– для создания ремонтных схем в цепи секционного выключателя должен быть предусмотрен выключатель нагрузки (разъединитель) обеспечивающий видимый разрыв и выдерживающий сквозные токи КЗ в течение 3 с;

– вводные и секционные выключатели должны иметь контакты, позволяющие определять их состояние и положение и иметь возможность интеграции в АСУ ТП по стандартному протоколу;

– конструкция корзины вводных и секционного выключателя должна иметь изолирующие шторки, закрывающие силовые контакты корзины при выкаченном и тестовом положении автоматов;

– автоматические выключатели отходящих линий должны иметь

стационарное исполнение;

– места присоединения отходящих кабелей должны быть разделены для исключения перебрасывания дуги на контакты соседних присоединений;

– автоматические выключатели отходящих линий должны иметь контакты, позволяющие определять их состояние и положение;

– в шкафах вводных выключателей должны быть предусмотрены комбинированные устройства защиты от импульсных перенапряжений (УЗИП) 1+2 класса, с подключением к шинам распределительных щитов через выключатель-разъединитель-предохранитель с номинальным током плавкой вставки не ниже 125А. УЗИП должен обеспечивать дистанционную сигнализацию аварийного срабатывания;

– во вводных шкафах и в цепи секционного выключателя должен быть установлен многофункциональный измеритель параметров сети, обеспечивающий измерение основных электрических величин и передачу данных в АСУ ТП по стандартному протоколу (Modbus, Profibus и т.д.);

– шкафы должны иметь переключатель ввода и вывода АВР;

– оперативные цепи вводных и секционных выключателей должны быть выполнены на постоянном токе;

– освещение и индикация шкафного оборудования должна быть выполнена с использованием светодиодов;

– на лицевой стороне шкафов должны быть расположены ключи управления, переключающие устройства, контрольно-измерительные приборы, дисплеи устройств управления и защиты, сигнальные лампы с индикацией включенного (зеленый)/отключенного (красный)/аварийного отключения (желтый) положения вводных и секционного выключателя;

– на лицевой стороне шкафов должны быть расположены ключи управления, переключающие устройства, дисплеи устройств управления и защиты, сигнальные лампы с индикацией включенного (зеленый)/отключенного (красный)/аварийного отключения (желтый) положения вводных и секционного выключателя;

– подключение счетчиков активной энергии должно осуществляться через пломбируемую клеммную коробку с прозрачной крышкой.

Требования к кабельным линиям 6, 10, 20 кВ присоединений трансформаторов собственных нужд:

– должны быть выполнены одножильными кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена, с алюминиевыми многопроволочными круглыми жилами на напряжение 10, 20 кВ;

– жилы и экраны кабелей должны удовлетворять требованиям термической устойчивости при времени отключения токов короткого замыкания резервной ступенью защит вводного выключателя секции 6-20кВ;

– для прокладки одножильных кабелей в земле марка кабеля – АПвПуг, в кабельных сооружениях – АПвВнг(А) – LS;

– кабельная арматура на основе термоусаживаемых материалов.

При прокладке кабельной линии в траншее или кабельном канале кабели трёх фаз располагать плотным треугольником.

### **2.3.2. Постоянный оперативный ток**

При реконструкции и новом строительстве подстанций с высшим напряжением 35 кВ и выше необходимо обеспечивать выполнение следующих основных требований.

На ПС должны устанавливаться аккумуляторные батареи (АБ) со сроком службы не менее 25 лет при наличии на ПС 35-220 кВ МВ 110-220 кВ типов У и МКП с электромагнитными приводами, 20 лет на остальных ПС 35-220 кВ и способностью обеспечивать максимальные расчетные толчковые токи после двухчасового разряда (не менее) током нагрузки в автономном режиме (при потере собственных нужд ПС) в течение всего срока службы.

На ПС с большими толчковыми токами в СОПТ устанавливать АБ типа Groe. АБ должна обеспечивать требуемую разрядную ёмкость и достаточный уровень напряжения у потребителей (от  $1,1 U_n$  до  $0,8 U_n$ ) в течение всего срока эксплуатации.

На всех ПС с высшим напряжением 220 кВ устанавливать две АБ, на ПС с высшим напряжением 35-110 кВ – по одной АБ.

Ёмкость АБ на ПС должна обеспечивать питание всех потребителей СОПТ ПС в течение не менее 3 часов в конце срока службы АБ (при снижении ёмкости АБ в конце срока службы на 20%) при отсутствии подзаряда АБ.

Средняя точка АБ без хвостовых элементов, с делением по плечам АБ с разницей не более одной банки, должна быть выведена проводником через предохранитель и соединена с устройством контроля симметрии напряжения батареи в ЩПТ.

Применение пробок – рекомбинаторов недопустимо.

АБ должна устанавливаться в отдельном помещении. Помещение, в котором располагается АБ (аккумуляторная, помещение АБ), должно обеспечивать выполнение всех требований производителя АБ, направленных на обеспечение максимального срока службы АБ, указанного в технических характеристиках АБ (вытяжная принудительная вентиляция, освещенность, номинальные температуры, градиент температур по высоте банки АБ и т.п.).

Температура в помещении АБ не должна превышать 30 °С.

Для обеспечения номинальных температур в помещении АБ допускается установка систем кондиционирования или климат контроля атмосферы, если указанные номинальные параметры невозможно обеспечить другими способами.

При применении на ПС двух АБ, каждая из них должна устанавливаться в отдельном помещении для предотвращения одновременного выхода из строя в аварийных ситуациях.

АБ в помещении аккумуляторной должна располагаться таким образом, чтобы минимизировать длину проводников от выводов батареи до стены помещения аккумуляторной.

АБ в помещении, как правило, должна размещаться на одноэтажных стеллажах, при двухэтажном размещении АБ необходимо принять меры к обеспечению устойчивости стеллажей при обслуживании (применение стеллажей сейсмостойкого исполнения, раскреплений стеллажей).

Кабели «+» и «-» от АБ до ЩПТ должны быть проложены по разным трассам, либо в одном диэлектрическом лотке, но в отдельных отсеках. Подключение кабелей «+» и «-» от АБ к ЩПТ выполняться через группу из двух параллельно установленных предохранителей, размещаемых в отдельных ящиках на стене помещения ЩПТ.

Для соединения элементов АБ должны быть применены гибкие перемычки и болтовые соединения.

### **2.3.3. Переменный оперативный ток**

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

### **2.3.4. Зарядные устройства**

Устанавливать для каждой АБ два отдельных шкафа с зарядно-выпрямительными устройствами (ЗВУ), которые должны удовлетворять следующим основным требованиям.

Переменная составляющая в токе поддерживающего заряда АБ не должна превышать максимально допустимого значения расчетного тока, при котором обеспечивается расчетный срок службы АБ. Отклонение напряжения во всех режимах работы ЗВУ от заданного значения не должно превышать максимально допустимого значения, при котором обеспечивается расчетный срок службы АБ. Срок службы ЗВУ должен быть не менее 20 лет.

ЗВУ должны работать параллельно с примерно равномерным делением тока нагрузки между собой или в режиме «ведущий – ведомый», иметь встроенные системы защиты от КЗ и аномальных режимов со стороны сети переменного тока и выходных зажимов. Каждый шкаф ЗВУ должен обеспечивать нормальную работу АБ.

Размещение АБ и ЩПТ должно обеспечивать применение соединяющего их кабеля минимальной длины.

Все ЗВУ должны иметь вход блокировки режима заряда АБ при остановке приточно-вытяжной (вытяжной) вентиляции. При остановке приточно-вытяжной (вытяжной) вентиляции ЗВУ из режима заряда АБ

должен автоматически переходить в режим поддерживающего заряда АБ. В составе ЗВУ запрещается применение для охлаждения вентиляторов с постоянным режимом работы.

Каждый шкаф ЗВУ каждой АБ должен иметь питание от своей секции собственных нужд без переключений. Зарядно-подзарядные и подзарядные устройства должны автоматически включаться в случае перерыва питания со стороны переменного напряжения и продолжать работу в изначально установленном режиме.

Мощность каждого отдельного шкафа ЗВУ должна обеспечивать питание всех подключенных к комплексу СОПТ электроприемников подстанции (постоянная нагрузка СОПТ) с учетом проведения одновременно ускоренного заряда одной АБ до 90% номинальной ёмкости в течение не более 8 часов.

Требования к зарядным агрегатам хвостовых элементов АБ аналогичны требованиям к ЗВУ.

### **2.3.5. Инженерная инфраструктура**

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

### **2.4. Релейная защита и автоматика**

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

### **2.5. Воздушные линии электропередачи**

#### **2.5.1. Общие положения**

Для оптимизации режимов работы, повышения надёжности электроснабжения потребителей, сокращения затрат на эксплуатацию и ремонтно-восстановительные работы необходимо:

– оснащение ВЛ 6-20 кВ в электрических сетях с изолированной нейтралью устройствами определения места КЗ ВЛ топографического типа, в соответствие с принятыми в Обществе критериями расстановки комплектов указателей поврежденного участка с функцией определения однофазного замыкания на землю, в том числе, позволяющими определять направление протекания тока КЗ к месту повреждения и передачи информации о поврежденном участке сети;

– организация мониторинга текущего состояния проводов, в том числе их температуры нагрева.



## **2.5.2. Технические решения при проектировании, новом строительстве и реконструкции ВЛ**

Габаритные расстояния по вертикали от фазных проводов ВЛ до полотна пересекаемых автомобильных дорог следует принимать для ВЛ 35-110 кВ – не менее 12 м, для ВЛ 220 кВ – не менее 14 м; минимальный габарит по вертикали при наибольшей стреле провеса проводов для ВЛ 35-110 кВ до земли должен быть не менее 10 метров, для ВЛ 220 кВ до земли должен быть не менее 12 метров. При этом в местах пересечения ВЛ с автомобильными дорогами всех категорий опоры ВЛ, ограничивающие пролет пересечения, должны быть металлическими анкерного типа нормальной конструкции.

При новом строительстве и реконструкции ЛЭП 0,4-20 кВ места пересечения с ЛЭП 35 кВ и выше выполнять в кабельном исполнении.

При сближении и параллельном следовании расстояние по горизонтали от крайнего неотклоненного провода до охранной зоны подземного газопровода с давлением газа 1,2 МПа и менее должно быть не менее 10 м для ВЛ 35 кВ, не менее 15 м для ВЛ 110 кВ, не менее 20 м для ВЛ 220 кВ.

При пересечении и сближении газопровода с ВЛ 35 кВ и выше в пределах охранной зоны необходима установка на трубопровод футляра для защиты ВЛ от возможного прорыва.

## **2.5.3. Опоры и фундаменты**

2.5.3.1. При новом строительстве и реконструкции ВЛ классом напряжения 35 кВ и выше применять унифицированные металлические опоры с числом цепей не более двух.

Исключать применение опор с вертикальным расположением цепей одна над другой.

2.5.3.2. На ВЛ 0,4-20 кВ необходимо применять:

– деревянные опоры, в соответствии с утвержденными техническими требованиями ПАО «Россети Московский регион», (материал стойки – сосна, район произрастания выше 60 параллели) без приставок, обработанные специальными консервантами семейства ССА (окись меди, триокись хрома, пентокись мышьяка), способом пропитки по ГОСТ 20022.6-93 (вакуум-давление-вакуум) и обеспечивающими срок службы не менее 40 лет. Глубина пропитки в соответствии с ГОСТ 20022.0-93 – не менее 85% ширины заболонной части древесины. В местах возможных низовых пожаров применение деревянных опор не рекомендуется;

– железобетонные опоры, которые должны соответствовать СТО 34.01-2.2-035-2018 ПАО «Россети», утвержденными техническими требованиями ПАО «Россети Московский регион» и обеспечивать срок службы не менее 40 лет;

– стальные опоры, в соответствии с утвержденными техническими требованиями ПАО «Россети Московский регион», которые должны быть выполнены из стали марок С-235-С-255, С345 в зависимости от района применения (ГОСТ 27772-2021) и 09Г2С-15 (ГОСТ 19281-2014) в соответствии с конструкторской документацией, цинкование должно быть горячее, толщина покрытия не менее 80 мкм. Несущая способность на изгиб в рабочих режимах не менее 70 кН·м. Конструкция должна обеспечивать возможность применения подвесной изоляции из стекла или полимеров и многократное использование. Заглубление фундамента не должно быть больше 3м для всех типов грунтов. Диаметр котлована не должен превышать 400 мм. В населенных пунктах и вдоль автомобильных дорог необходимо устанавливать многогранные стальные опоры. В остальных местах разрешается установка как многогранных, так и решетчатых опор.

На воздушных линиях должны применяться опоры с минимальным изгибающим моментом стоек не менее 50 кН·м для ВЛ 6-20 кВ и не менее 30 кН·м – для ВЛ 0,4 кВ.

Для ВЛ 0,4 кВ также должна рассматриваться возможность замены трехстоечных анкерно-угловых ж/б опор на одностоечную стальную многогранную опору.

При строительстве ВЛ-6(10) кВ с применением самонесущих изолированных проводов (СИП 3), проходящих по лесным массивам, применять деревянные антисептированные опоры, при этом установка длинно-искровых разрядников (РДИП) или ОПН на каждой опоре ВЛ-6(10) кВ, проходящих по лесным массивам, необязательна.

#### **2.5.4. Провода и грозозащитные тросы**

2.5.4.1. При новом строительстве и реконструкции ВЛ классом напряжения 35-220 кВ и выше выполнять установку изолирующих шлейфов на анкерных опорах для предотвращения аварийных отключений по причине перекрытия изоляционного промежутка в результате жизнедеятельности птиц и посторонних воздействий. Шлейф должен быть выполнен из проводника СИП и иметь с двух сторон аппаратные зажимы. В качестве натяжных зажимов применить прессуемые зажимы типа НАС-В.

2.5.4.2. На ВЛ напряжением 0,4 кВ необходимо применять самонесущий изолированный провод типа СИП-2 в четырехпроводном исполнении, изготовленный по ГОСТ 31946-2012, а на ВЛ 6-20 кВ сталеалюминиевые неизолированные провода (АС) и провода с защитным покрытием (СИП 3). На магистральных участках ВЛ 6-20 кВ длиной более 1 км, при технико-экономическом обосновании, необходимо применять провод СИП-3 АНВП (алюминиевый нетермообработанный высокопрочный). Характеристики ВЛ 6-20 кВ (сечение проводов, протяженность пролетов и пр.) при новом строительстве и реконструкции

определяются проектом с учетом повышенной прочности проводов АНВП. На ответвлениях от ВЛ 0,4 кВ к вводам должен использоваться самонесущий изолированный провод типа СИП-4 (ГОСТ 31946-2012).

Воздушные линии 6-20 кВ в населенной местности, лесопарковой зоне, на пересечениях водных преград, с транспортными магистралями и заповедниках, при отсутствии возможности соблюдения габаритных расстояний при прохождении ВЛ в стеснённых условиях, при совместной подвеске с ВЛИ 0,4 кВ в обязательном порядке должны выполняться с использованием защищенных проводов типа СИП-3 изготовленного по ГОСТ 31946-2012.

При соответствующем ТЭО допускается на ВЛ 6-20 кВ применение самонесущего кабеля.

При воздушных вводах на участках линий от проходных изоляторов ячеек КРУ до первых опор ВЛ 6(20) кВ, как правило, необходимо применять защищенный провод с изоляцией, не распространяющей горение. Класс пожарной опасности провода - не ниже О1.8.2.5.4 по ГОСТ 31565-2012.

Сечение проводов на магистралях ВЛ 0,4 кВ применять не менее 70 мм<sup>2</sup>, для ВЛ-6-20 кВ не менее 70 мм<sup>2</sup>. На линейных ответвлениях (отпайках) от магистралей ВЛ 6-20 кВ рекомендуется применение сталеалюминиевых проводов или защищенных проводов сечением не менее 35 мм<sup>2</sup>.

Срок службы проводов СИП должен быть не менее 40 лет.

### **2.5.5. Изоляторы и линейная арматура**

2.5.5.1. При проектировании нового строительства и реконструкции ВЛ 35 кВ и выше следует:

– применить линейную подвесную стержневую цельнолитую кремнийорганическую полимерную изоляцию с кислотостойким стержнем, длинностержневую фарфоровую изоляцию или стеклянную для IV степени загрязнения атмосферы с индикатором пробоя изоляции;

– в качестве поддерживающих и обводных гирлянд предусматривать установку изоляции с ПЗУ барьерного типа и с индикатором пробоя;

– для защиты от перекрытия изоляции ВЛ металлизированными лентами воздушных шаров, фольгированными воздушными шарами и другими токопроводящими объектами, а также для обеспечения препятствия перемещению птиц вдоль проводов ВЛ и горизонтально расположенных изоляторов предусматривать установку на провода защитных экранов типа ЭЗШ;

– применить спиральную арматуру, выполненную из немагнитных материалов:

- протекторы защитные спиральные;
- зажимы поддерживающие спиральные;
- зажимы натяжные спиральные;

- зажимы шлейфовые спиральные;
- зажимы соединительные спиральные.

2.5.5.2. На арматуру должно быть заключение о возможности ее использования с СИП отечественного производства, изготовленного в соответствии с требованиями ГОСТ 31946-2012.

Арматура отдельно взятой торговой марки должна охватывать всю номенклатуру изделий, необходимую для монтажа и ремонта ВЛИ (ВЛЗ).

Коррозионная стойкость и механическая прочность металлических деталей линейной арматуры, электрическая и механическая прочность изделий из полимерных материалов должны соответствовать требованиям международного стандарта CENELEC.

#### 2.5.5.3. Требования к арматуре для ВЛИ до 1кВ.

Анкерные кронштейны должны предусматривать возможность крепления к опорам, как металлической монтажной лентой, так и при помощи шпилек.

Анкерный зажим для магистрали выполняется из экструдированного профиля, клинья и вкладыши – из диэлектрического полимерного материала.

В поддерживающем зажиме обязательно наличие заменяемого элемента ограниченной прочности для защиты магистрального СИП от обрыва.

Конструкция ответвительных зажимов должна предусматривать: срывные головки из алюминиевого сплава для нормирования усилия затяжки контактного соединения, герметичность, обработку контактных соединений электропроводящей смазкой.

Зажимы, применяемые для выполнения абонентских ответвлений должны обеспечивать возможность многократного подключения-отключения проводов.

Анкерная и ответвительная арматура для присоединения к ВЛИ СИП ответвления к вводу в здание (подключение абонента) должна изготавливаться из материалов, не распространяющих горение.

Арматура, выполненная из горючих и негорючих материалов должна иметь цветовую дифференциацию.

Арматура для оборудования мест присоединения переносного защитного заземления (ПЗЗ) должна обеспечивать возможность наложения ПЗЗ на ВЛИ без многократного повреждения изоляционной оболочки СИП и должна иметь герметичное исполнение.

#### 2.5.5.3. Требования к арматуре и изоляторам для ВЛ и ВЛЗ до 20 кВ.

Конструкция ответвительных и прокалывающих зажимов должна предусматривать выполнение корпуса из коррозионно-стойкого

алюминиевого сплава, болтов из стали, горячей оцинковки, смазку контактных соединений электропроводящей смазкой.

Вся линейная, сцепная, поддерживающая, натяжная, защитная и соединительная арматура, не должна требовать ремонта и замены в течение всего срока эксплуатации ВЛ 0,38-20 кВ (не менее 40 лет).

Необходимо применять:

1. Необслуживаемую линейную арматуру (в т. ч. сцепную, поддерживающую, натяжную, защитную и соединительную).

2. Зажимы для присоединения защитных заземлений на ВЛЗ, которые позволяют их установку при помощи диэлектрической штанги. Рекомендуются установка зажимов на каждой отпаечной опоре (в сторону отпайки), а также не менее трех комплектов на магистрали вблизи металлических опор и опор, имеющих заземляющий спуск.

3. Штыревые изоляторы на номинальное напряжение не менее 20 кВ.

Рекомендуется применять:

1. Полимерные изоляторы (в том числе, опорно-стержневые изоляторы), это повышает изоляционные свойства ВЛ 6-20 кВ и делает их сопоставимым с ВЛ 35 кВ.

2. Арматуру подвесных изоляторов на промежуточных опорах с конструктивными элементами из пластмасс, отвечающую требованиям по трекинговости.

### **2.5.6. Защита от грозовых перенапряжений**

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

### **2.5.7. Линейное коммутационное оборудование 6-35 кВ**

Запрещается к применению при реконструкции, техническом перевооружении и новом строительстве на ВЛ 35-220 кВ:

– полимерные изоляторы – серии ЛП и ЛПИС с оболочкой полиолефиновой композиции;

– полимерные изоляторы, изготовленные методом пореберной сборки защитной оболочки;

– стальной грозовой трос без антикоррозионного покрытия;

– лакокрасочные покрытия и технологии их нанесения на металлоконструкции опор, не прошедшие сертификацию;

– вентильные и трубчатые разрядники;

– гасители вибрации одночастотные типа ГВН;

– оптический кабель, навиваемый на фазный провод;

– оптический самонесущий и оптический кабель, навиваемый на грозозащитный трос.

Запрещаются к применению на ВЛ 0,4-20 кВ:

- разъединители типа РЛНД-10 в качестве линейных и секционирующих. В исключительных случаях допускается их установка в качестве выносных подстанционных;
- автоматические секционирующие пункты, выполненные на базе КРУН;
- неизолированные провода на ВЛ 0,4 кВ;
- неизолированные провода марки «А» на ВЛ 6-10 кВ;
- подвесные тарельчатые изоляторы типов ПФ6-А и ПФ6-Б;
- полимерные изоляторы серии ЛП и ЛПИС с оболочкой из полиолефиновой композиции;
- полимерные изоляторы, изготовленные методом пореберной сборки защитной оболочки;
- штыревые изоляторы на ВЛ (ВЛЗ) 6-10 кВ, номинальным напряжением менее 20 кВ;
- трубчатые разрядники, вентильные разрядники на основе карбида кремния, искровые промежутки (за исключением искровых промежутков в составе молниезащитных разрядников и линейных ОПН) и дугоотводящие рога на ВЛ 6-20 кВ, используемые в качестве устройств защиты от грозовых перенапряжений;
- технологии пропитки деревянных опор, не обеспечивающие срок службы опоры 40 лет.

### **2.5.8. Требования к ВЛ, проходящим в сложных климатических, геологических и особых условиях**

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

## **2.6. Кабельные линии**

### **2.6.1. Общие положения**

2.6.1.1. В кабельных сетях необходимо использовать:

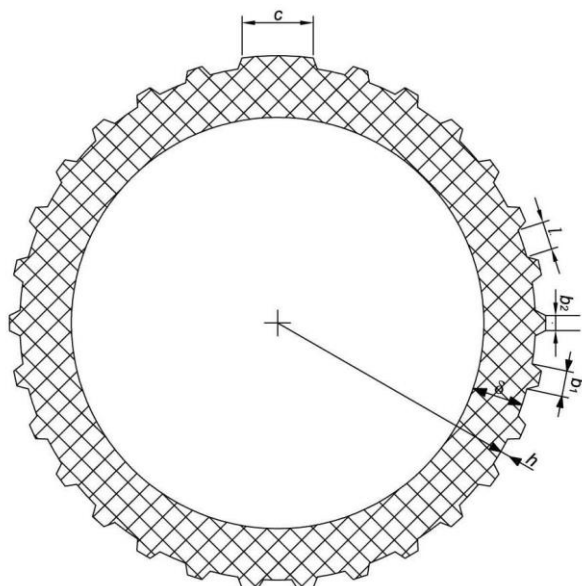
1. Силовые кабели конструкцией одножильного изготовления с изоляцией из сшитого полиэтилена, изготовленной по технологии тройной экструзии с охлаждением в среде азота, на напряжение 10-20 кВ, соответствующие требованиям международных норм, установленных МЭК 60502-2, гармонизированным документом HD 620-S2 комитета CENELEC, и техническими условиями на их основе ТУ 16.К71-335-2004 «Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10, 20, 35 кВ» а также изготовленным в соответствии с ГОСТ Р 55025-2012.

Для эксплуатации в инженерных сооружениях, как правило, должны использоваться кабели с оболочкой из поливинилхлоридного пластика пониженной пожароопасности (в обозначении марки – индекс «нг»), не распространяющей горение, с показателем пожарной безопасности не ниже

ПРГП1 (категории А и А F/R) исполнения «нг(А)» и «нг(А)-LS» по ГОСТ 31565-2012.

В обоснованных случаях, как исключение, допускается использовать для прокладки в кабельных сооружениях кабели, имеющие показатель ПРГП2 (категория В), исполнения «нг(В)» и «нг(В)-LS» с применением дополнительных мер пассивной огнезащиты (например, применение огнезащитного покрытия кабелей).

Для кабельных линий, прокладываемых в земле (в траншеях), должны использоваться кабели с усиленной оболочкой из полиэтилена высокой плотности, имеющей продольные ребра жесткости (рис. 2.6.1, 2.6.2). При этом кабели должны содержать в конструкции водоблокирующие элементы, препятствующие распространению влаги. В обозначении марок кабелей, содержащих водоблокирующие элементы, должны присутствовать индексы:



Рекомендуемые геометрические размеры полиэтиленовой оболочки с продольными ребрами жесткости

$c$  - ширина маркировочной площадки 10-15 мм;  
 $h$  - высота ребер (не менее 1,2 мм);  
 $b_1$  - ширина ребер жесткости у основания трапеции 2,0 - 2,6 мм;  
 $b_2$  - ширина ребер жесткости в вершине трапеции 1,2 - 1,6 мм;  
 $l$  - расстояние между основаниями ребер 1,5 - 3,0 мм;  
 $\delta$  - радиальная толщина оболочки

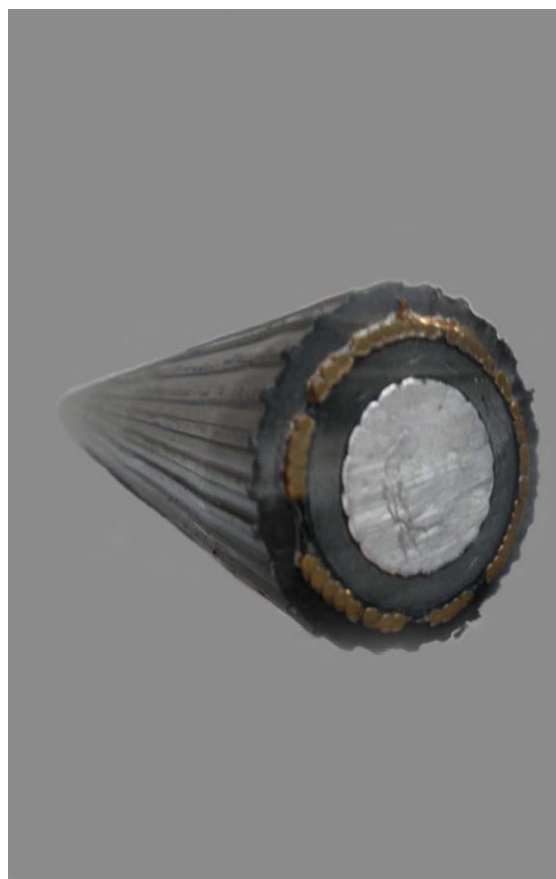


Рис. 2.6.2. Кабель АПвПуг 1x240/50-10

Рис. 2.6.1. Схема расположения ребер жесткости на оболочке кабеля «Г», «2Г» или «2ГЖ».

2. Силовые бронированные кабели на напряжение 0,4-10 кВ с бумажной изоляцией в свинцовой оболочке, изготавливаемые по ГОСТ 18410-73 (изменённая редакция, изм. №5).

Для использования в сетях внешнего электроснабжения используются кабели марки АСБ (АСБГ), при этом для сечений 70 мм<sup>2</sup> и более жилы кабелей должны быть многопроволочными.

На трассах прокладок с большими перепадами уровней (для кабелей до 1 кВ – более 25 м; для кабелей 6, 10 кВ – более 15 м) необходимо использовать кабели, бумажная изоляция которых должна быть пропитана нестекающим изоляционным пропиточным составом (в начале обозначения марки – индекс «Ц»).

3. Силовые бронированные кабели на напряжение 0,4 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвБШпг (АПвзБбшп) используются для эксплуатации в грунтах, в том числе коррозионно-активных и с повышенной влажностью. Кабели типа АПвБШпг(А) – LS или АПвБШвнг(А) – LS используются для эксплуатации в коллекторах и тоннелях, при этом должны учитываться требования ГОСТ 31996-2012, ТУ 16.К71-277-98 и СП 76.13330.2016. Кабели с оболочкой из ПВХ пластика (с оболочкой типа Шв) к прокладке запрещены.

4. При заходах КЛ сечением до 240 мм включительно в ТП 0,4-20 кВ с применением в РУ 6-20 кВ КРУЭ и других ячеек КРУ (КСО) конструктивное устройство которых не позволяет осуществлять ввод кабеля с бумажно-пропитанной изоляцией, а также при прокладке КЛ в кабельных сооружениях использовать силовые кабели одножильного исполнения с изоляцией из сшитого полиэтилена. Во всех остальных случаях применять силовые бронированные кабели на напряжение 6-10 кВ с бумажной изоляцией в свинцовой оболочке, изготавливаемые по ГОСТ 18410-73 (изменённая редакция, изм. №5).

5. При построении опорной сети 6-20 кВ г. Москвы и Успенского РЭС Западных электрических сетей используются кабельные линии:

- трехжильные с бумажно-пропитанной изоляцией 3х240 мм<sup>2</sup>;
- одножильные с изоляцией из сшитого полиэтилена 3 (1х500) мм<sup>2</sup> сечение экрана 70 мм<sup>2</sup>. В обоснованных случаях допускается использовать кабели 3х (1х240) мм<sup>2</sup> с экраном 50 мм<sup>2</sup>.

При построении распределительной сети 6-20 кВ используются унифицированные сечения РКЛ:

3х120 мм<sup>2</sup>:

– Сеть 6 кВ – в одном луче между двумя РТП присоединяются не более 4 МВА трансформаторной мощности (в луче от РТП до точки деления сети не более 2 МВА).

– Сеть 10 кВ – в каждом луче между двумя РТП присоединяются не более 6 МВА трансформаторной мощности (в луче от РТП до точки деления сети не более 3 МВА).

3х(1х120) мм<sup>2</sup> – сечение экрана 35 мм<sup>2</sup>:



- Сеть 6 кВ – как правило, не используется.
- Сеть 10 кВ – в каждом луче между двумя РТП присоединяются не более 8 МВА трансформаторной мощности (в луче от РТП до точки деления сети не более 4 МВА).
- Сеть 20 кВ (сечение экрана 16 мм<sup>2</sup>) – в каждом луче между двумя РТП (СП) присоединяются не более 16 МВА трансформаторной мощности.  
3x240 или 3(1x240) сечение экрана 50 мм<sup>2</sup>:
- Резервирование нагрузок секций РТП в послеаварийном режиме от секций другого РТП (поперечные связи между РП) – в каждую линию между двумя РТП подключается до 2 МВА (3x240 мм<sup>2</sup>) или до 4 МВА 3(1x240 мм<sup>2</sup>) трансформаторной мощности.

2.6.1.2. Основными направлениями технической политики при проектировании, строительстве, техническом перевооружении и эксплуатации КЛ 6-20 кВ является оснащение КЛ 6-20 кВ в электрических сетях с изолированной нейтралью устройствами определения места КЗ КЛ топографического типа, позволяющими определять направление протекания тока КЗ к месту повреждения и передачи информации о поврежденном участке электрической сети.

КЛ 6 кВ и выше должны быть нанесены на электронные карты ГИС ПТК АСДУ с наложением на план местности с геоподосновой, с указанием инженерных коммуникаций вблизи КЛ, мест установки муфт и нанесением координатных меток.

При прокладке КЛ наиболее предпочтительным способом является прокладка в земле. При прокладке кабелей в земле рекомендуется в одной траншее прокладывать не более шести силовых кабелей. При большем количестве кабелей рекомендуется прокладывать их в отдельных траншеях с расстоянием между группами кабелей не менее 0,5 м или в каналах, туннелях, по эстакадам и в галереях.

Для механической защиты КЛ при прокладке в земле необходимо использовать плитку из композитных материалов, железобетонные плиты или глиняный обыкновенный полнотелый кирпич.

В случаях невозможности обеспечения минимально допустимых расстояний при сближении или пересечении с другими кабельными линиями, с трубопроводами, подземными сооружениями и прочее, а также при пересечении КЛ въездов для автотранспорта на дворовые территории, в гаражи и т.д., при вводе КЛ в здания, в местах пересечения ручьев и канав необходимо применять трубы из негорючих материалов, а также специализированные термостойкие трубы.

Силовые одножильные кабели должны располагаться при прокладке в виде треугольника и скрепляться по всей длине кабельной линии (за исключением участков около соединительных и концевых муфт) с шагом 1 м

(на поворотах трассы на расстоянии не более чем 0,5 м с обеих сторон от изгиба). При прокладке в земле, следует учитывать, что скреплённые в треугольник кабели не должны менять своего положения по всей длине трассы.

Скрепление кабелей трёх фаз в треугольник должно осуществляться лентами, стяжками и хомутами, выполненными из немагнитного материала.

В местах жёсткого крепления кабелей на конструкциях должны быть проложены прокладки из эластичного материала (например, листовая резина, листовый поливинилхлорид, неопрен). Прокладки должны выступать за края хомутов или скоб по ширине на 5-8 мм. Скобы и хомуты должны быть выполнены из немагнитного материала.

Бирки на одножильные кабели с СПЭ изоляцией должны крепиться капроновыми, пластмассовыми нитями (хомутами).

Минимальное расстояние между скважинами проколов должно составлять не менее 1-го метра. При применении термостойких полимерных труб установка распорок между трубами в проколе не требуется.

Расположение всех концов труб фиксируется в исполнительной документации. В котлованах прокола концы труб должны быть пронумерованы несмываемой краской. До прокладки кабелей трубы прокола должны быть прочищены по всей длине с проверкой на проход «шара» диаметром 130 мм. Концы свободных труб должны быть закрыты специальными заглушками с последующей герметизацией при помощи термоусаживаемых манжет.

Прокладка кабелей в трубы прокола осуществляется протаскиванием стальным тросом с применением лебёдки, оснащённой регулируемым ограничивающим устройством для отключения тяжения при появлении усилий выше допустимых, согласно требованиям СП 76.13330.2016.

При прокладке кабельных линий напряжением 6-20 кВ методом ГНБ для всех типов кабелей применять термостойкие полимерные трубы диаметром 160 мм для кабелей сечением до 240 мм<sup>2</sup> и диаметром 225 мм для кабелей 300-800 мм<sup>2</sup>.

При выполнении закладки термостойких полимерных труб методом ГНБ с толщиной стенок более 10,1 мм необходимо предоставление заводом изготовителем соответствующего подтверждения по допустимому усилию тяжения, характеру грунта, профилю прокола и характеристикам буровой установки.

При проектировании кабельных линий должен быть предусмотрен резерв труб:

- при закладке 1 трубы предусматривается 100% резерв;
- при закладке 2 труб 50% резерв;
- при закладке 3 и более труб резерв должен составлять не менее 15%.

В случаях, когда количество параллельно прокладываемых кабельных линий превышает 12, а также на выходе с питающего центра, необходимо использовать туннели и коллекторы.

Для защиты силовых кабелей напряжением 0,4-10 кВ также могут применяться асбоцементные трубы внутренним диаметром до 150 мм длиной не более 8 м.

Применение термостойких полимерных труб с внутренним слоем ПВ-0 диаметром 110, 160, 225 мм для защиты силовых кабелей напряжением 0,4-20 кВ допускается при соответствующем технико-экономическом обосновании в следующих случаях:

1. При сближении или пересечении кабельных линий с нефте- и газопроводами, теплопроводами, для обеспечения допустимых минимальных расстояний сближения и пересечения.

2. При сближении или пересечении кабельных линий с железными и автомобильными дорогами в пределах зоны отчуждения для обеспечения допустимых минимальных расстояний сближения и пересечения. При отсутствии зоны отчуждения указанные условия прокладки должны выполняться только на участке пересечения плюс по 2 м по обе стороны от полотна дороги.

3. При сближении или пересечении кабельных линий с трамвайными путями для обеспечения допустимых минимальных расстояний сближения и пересечения.

Прокладка кабельных линий на территориях подстанций должна предусматривать:

– организованный выход кабельных линий 6-20 кВ от распределительного устройства, как правило, в кабельных туннелях до ограждения подстанции;

– в подстанционном туннеле кабельные линии 6-20 кВ должны прокладываться, как правило, без устройства соединительных муфт;

– совместная прокладка силовых кабелей и кабелей связи в одной секции коллектора не допускается. В исключительных случаях, при необходимости совместной прокладки силовых кабелей и кабелей связи, необходимо разносить их по противоположным полкам на максимальное расстояние, при этом прокладку кабелей связи предусматривать с изоляцией из трудногораемых материалов с применением специальных жароустойчивых коробов или труб, изолирующих кабели связи от силовых кабелей;

– следует избегать прокладки взаиморезервирующих линий в одной секции коллектора. При проектировании трасс силовых кабелей с использованием действующих односекционных коллекторов необходимо предусматривать прокладку взаиморезервирующих кабелей отдельно: одни – в коллекторе, другие – в земле.

Прокладка взаиморезервирующих КЛ в одной траншее с установкой несгораемой защитной перегородки и увеличенным расстоянием между кабелями, а также в одной скважине прокола при выполнении закрытых переходов методом ГНБ, может применяться при условии выполнения требований резервирования и «кольцевания» при построении схем электрических сетей в соответствии с требованиями настоящих Методических указаний. При строительстве КЛ 6-20 кВ до тупиковых трансформаторных подстанций для электроснабжения потребителей необходимо исключить прокладку взаиморезервирующих КЛ в одной траншее, а также в одной скважине прокола при выполнении закрытых переходов методом ГНБ.

2.6.1.3. Необходимо применять кабельные муфты, выполненные по технологии поперечно-сшитых полимеров с пластичной памятью форм, согласно техническим требованиям ПАО «Россети Московский регион».

Муфты должны предусматривать эксплуатацию при температуре окружающей среды от -50°С до +50°С.

Соединительные муфты должны комплектоваться механическими соединителями со срывающимися винтовыми головками. Соединители должны быть универсального применения для различных конструкций жил кабеля: круглых, секторных, сплошных и многопроволочных; из алюминия и меди. На внешней поверхности должно быть нанесено полное обозначение соединителя. Изготовитель кабельной арматуры обязан предоставить протоколы типовых испытаний в соответствии с ГОСТ 34839-2022 в комплектации с заявленными контактными соединениями. Соединители должны отвечать требованиям ГОСТ 10434-82 и ГОСТ 17441-84 или IEC 61238-1 2006, с предоставлением протоколов испытаний, содержащих результаты и методики испытаний. Альтернативно, контактные соединения допускается применять, если они соответствуют требованиям и испытаны в соответствии с общеевропейским стандартом для контактных соединений IEC 61238-1 2006.

Рекомендуется наличие гальванического лужения поверхности наконечников.

В качестве соединительных муфт при монтаже силовых кабелей, проложенных в инженерных сооружениях, следует использовать кабельные муфты из материалов, не распространяющих горение и имеющих обозначение «НГ», что должно быть подтверждено сертификатом пожарной безопасности. При применении такой арматуры на силовых кабелях с изоляцией из сшитого полиэтилена с показателем пожарной безопасности ПРГП1 установка стальных кожухов не требуется, в качестве защитных мероприятий на соединительных муфтах применяется огнезащитная сетка. Муфты оборачиваются в 2 слоя и закрепляются или производится намотка полосой шириной не менее 200 мм с 50% перехлестом.

В целях идентификации кабельной арматуры персоналом сетей, на поверхность всех термоусаживаемых изделий должна быть нанесена несмываемая маркировка-логотип производителя.

Муфты на кабель с пропитанной бумажной изоляцией и изоляцией из сшитого полиэтилена должны поставляться с паяной системой заземления.

Конструкция и комплектация муфт должны быть согласованы с эксплуатирующей организацией (филиалом ПАО «Россети Московский регион»).

Срок службы кабельной арматуры должен быть не менее 30 лет.

Гарантийный срок эксплуатации – 4,5 года со дня ввода муфт в эксплуатацию.

2.6.1.4. Ограничения по применению оборудования и материалов на кабельных линиях 0,4-20кВ.

Не рекомендуются к применению:

- кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 и 20 кВ с оболочкой без ребер жесткости при прокладке в земле;
- силовые кабели, имеющие класс ниже ПРГП1 по ГОСТ 31565-2012, при прокладке в кабельных сооружениях.

Не допускаются к применению:

- силовые кабели с номинальным напряжением 6 кВ;
- силовые кабели на напряжение 0,4-10 кВ с бумажной изоляцией, пропитанной вязким или нестекающим составом в алюминиевой оболочке, (за исключением случаев прокладки по ж/д мостам и мостам с интенсивным движением транспорта);
- силовые небронированные кабели 0,4-10 кВ с бумажной изоляцией, пропитанной вязким или нестекающим составом, при прокладке в земле;
- силовые кабели 0,4 кВ с резиновой и ПВХ изоляцией при прокладке в земле;
- силовые кабели с медными токоведущими жилами (за исключением случаев для КЛ 0,4 кВ, когда кабель с алюминиевыми жилами не может обеспечить необходимой пропускной способности);
- термостойкие полимерные трубы с количеством слоев менее двух;
- стальные трубы для прокладки КЛ с изоляцией из СПЭ.

## **2.6.2. Технические решения при проектировании, новом строительстве и реконструкции КЛ**

При размещении переходных пунктов на специальных переходных опорах кабельные концевые муфты 110 кВ должны быть «сухого» исполнения.

Для двухцепных КВЛ при применении переходных пунктов в закрытом исполнении предусмотреть отдельные (не связанные) помещения для

размещения оборудования и концевых муфт каждой КВЛ.

Для определения трассы прохождения кабеля предпочтительно применение интеллектуальных электронных маркеров. Маркеры укладываются в местах поворота КЛ; над муфтами КЛ; в начале и конце пересечения КЛ и инженерных сооружений, проложенного в трубе участка КЛ.

При строительстве зданий закрытых ПП преимущественно применять каркасные или модульные конструкции зданий с облицовкой сэндвич-панелями. Применение кирпича при строительстве крупногабаритных зданий допускается при специальном обосновании, в том числе по требованиям безопасности.

Конструкция крыши должна быть скатной с антигололедными системами, снегозадержателями и организованным водосточной системой.

Фундамент здания выполнить в зависимости от инженерно-геологических изысканий свайный, столбчатый, ленточный.

Прилегающую территорию ПП заасфальтировать, между ПП и забором выполнить круговой проезд шириной не менее 4 м.

Предусмотреть подъезд к ПП.

### **2.6.3. Кабели**

Для кабельных линий 35 кВ необходимо использовать одножильные силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена с медной или алюминиевой многопроволочной жилой, с продольной герметизацией по жиле, поперечной и продольной герметизацией по экрану кабеля от проникновения влаги, изготовленные по методу тройной экструзии с охлаждением в среде азота.

В кабельных линиях 110-220 кВ применять силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, как правило, с медной многопроволочной жилой, с продольной герметизацией по жиле, поперечной и продольной герметизацией по экрану кабеля от проникновения влаги, изготовленные по методу тройной экструзии с охлаждением в среде азота.

На КЛ в зонах, насыщенных подземными инженерными коммуникациями, и в мегаполисах применять кабели с встроенными в экран оптоволоконными проводниками для мониторинга температуры кабеля.

Для кабелей 110-220 кВ, предназначенных для прокладки в трубах ГНБ, кабельных тоннелях применять кабели с усиленной оболочкой и с покрытием из экструдированного электропроводящего слоя.

### **2.6.4. Арматура кабелей высокого напряжения**

При выборе кабельной арматуры на кабельных линиях 35 кВ руководствоваться требованиями:

– муфты должны быть изготовлены на основе технологии термоусаживаемых материалов;

– рекомендуется применять наконечники и соединители с гальваническим лужением для оконцевания, соединения медных жил кабеля в кабельной арматуре;

– комплект кабельной арматуры должен быть снабжен упаковочным листом или комплектовочной ведомостью и инструкцией по монтажу.

При выборе кабельной арматуры для кабельных линий 110-220 кВ руководствоваться требованиями:

– кабельная арматура должна иметь наибольший срок хранения ремонтного комплекта ЗИП;

– концевая арматура должна иметь наружный изолятор из полимерных материалов. Допускается применение концевых муфт с заполнением внутреннего объема изоляционными жидкостями. Конструкция концевых муфт должна позволять производить снятие изолятора для выполнения ремонтных работ в зоне выравнивающего конуса;

– вся применяемая арматура должна быть снабжена комплектом документации, протоколами заводских испытаний, инструкциями на монтаж и эксплуатацию на русском языке и в оригинале.

#### **2.6.5. Требования к обустройству экранов кабелей**

В целях повышения пропускной способности КЛ 110 кВ и выше применять методы соединения экранов кабелей по схеме транспозиции или одностороннего заземления. Подтверждать расчетом уровень потенциала на экране кабеля в нормальном режиме. Допустимый уровень напряжения на экране кабеля в номинальном режиме должен быть не более 110 кВ.

Сечение экрана КЛ определяется по результатам расчетов ТКЗ.

Сечение экрана кабеля 35 кВ определять по условию термической стойкости к току двойного короткого замыкания на землю в течение 5,0 с. для режима заземления сети 35 кВ через дугогасящий реактор.

#### **2.6.6. Кабельные коллекторы и подземные сооружения**

При необходимости переустройства воздушных линий электропередачи ВЛ 35-110-220 кВ или их участков с целью освобождения территории от электросетевых объектов для снятия обременений, связанных с охранными зонами, или иных целей первоначально должен рассматриваться вариант выноса участков ВЛ на новую трассу.

Для обеспечения необходимого уровня надежности линий электропередачи, по которым осуществляется выдача энергетической мощности с электростанций, устойчивой работы системообразующих ЛЭП, надежности электроснабжения потребителей в зависимости от их категорийности и достижения экономически оправданных унифицированных решений при реконструкции ЛЭП необходимо применять типовые схемы по переустройству ВЛ в КЛ (КВЛ) и типовые схемы переходных и переключательных пунктов (Приложение 1 «Технические решения по

переустройству воздушных участков ЛЭП 35-110-220 кВ в кабель ( типовые схемы)», Приложение 2 «Технические решения по переустройству воздушных участков ЛЭП 35 кВ в кабель ( типовые схемы)»).

Применение типовых технических решений должно обеспечивать ремонтпригодность сети – минимизацию времени простоя оборудования в ремонтах и, как следствие, ограничений во время ремонта передаваемой пользователям сети электроэнергии (обеспечение ремонтных схем сети с учетом необходимости бесперебойного электроснабжения потребителей).

## **2.7. Перспективные технологии**

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

## **2.8. Автоматизированные системы технологического управления электросетевым комплексом**

### **2.8.1. Общие положения**

Создаваемая в ПАО «Россети Московский регион» автоматизированная система технологического управления (АСТУ) представляет собой совокупность систем и средств автоматизации оперативно-диспетчерского и производственно-технического управления, осуществляющих сбор и передачу технологической информации, ее обработку, хранение и использование для решения задач управления энергообъектами и проведением работ по эксплуатации и развитию сетей на базе современных программно-технических средств вычислительной техники и информационных технологий. Указанная совокупность систем и средств автоматизации образует единую систему, целью которой является обеспечение координации различных видов осуществляемого «Россети Московский регион» и её филиалами технологического управления подведомственным электросетевым комплексом (ЭСК) в целом как единым объектом управления.

Создаваемая АСТУ строится как распределённая иерархическая система, обеспечивающая согласованное функционирование средств автоматизации, связи и вычислительной техники на уровнях служб Россети Московский регион, электросетевых филиалов, а также энергообъектов.

Роль подсистем нижнего уровня АСТУ играют системы сбора, обработки и передачи технологической информации о режимах, состоянии оборудования ПС и прилегающих ЛЭП и технологических событиях (как оперативной – ССПИ, так и неоперативной – ССПТИ). При создании на подстанциях Россети Московский регион АСУТП функции ССПИ и ССПТИ выполняются средствами, входящими в её состав; кроме того, в составе АСУТП подстанции обеспечивается возможность непосредственного управления оборудованием ПС, как с АРМ оперативного персонала ПС, так и из соответствующего ДП филиала.



На вышестоящих уровнях АСТУ осуществляется поддержка процессов управления функционированием, эксплуатацией и развитием сетей и обеспечивается автоматизация основных функций оперативно-технологической и производственно-технической деятельности служб на основе технологической информации, получаемой от подстанций.

### **2.8.2. Требования по построению информационной модели АСТУ**

Информационная модель АСТУ должна строиться в соответствии с действующими стандартами МЭК серии 61970, 61968, 62325, действующих и принимаемых российских стандартов серии Р 58651 и удовлетворять следующим требованиям:

- наличие встроенных справочников (структурированные библиотеки) классов, типов, атрибутов, эксплуатационной принадлежности объектов сети;
- поддержка состояний планирования изменений в объектах сети;
- корректность топологии сети;
- достоверность заполненных параметров оборудования;
- заполненность обязательных атрибутов и ассоциаций;
- консистентность объектовой модели;
- наличие связи объектной модели с графическими переменными
- обеспечение экспорта модели в графической нотации в соответствии стандарту МЭК 61970-453 (DLP);
- обеспечение поддержки версионности моделей;
- поддержка инкрементального экспорта модели по вызову внешней системы.

### **2.8.3. Функциональные требования к АСТУ**

АСТУ включает следующие функциональные подсистемы:

– SCADA – подсистема оперативно-диспетчерского управления ОЭСХ (обеспечивает реализацию базовых функций автоматизированной системы оперативно - технологического управления: мониторинг оперативного состояния сети, включающий сбор, передачу и отображение телеизмерений (ТИ), телесигналов (ТС), включая аварийно-предупредительные сигналы на схемах электрических сетей и подстанций, выполнение команд телеуправления (ТУ), в т.ч. для производства оперативных переключений формирование бланков оперативных переключений для плановых заявок и в аварийных ситуациях);

– OMS – подсистема управления отключениями (включает подсистему моделирования сети на картографической основе (ГИС), подсистему интеграции со смежными информационными системами, учет мобильных бригад и мониторинг автотранспорта и ПЭС, учет обращений и жалоб потребителей, учет технологических присоединений с визуализацией на картографической основе и в отчетных формах);

– DMS – подсистема управления режимами работы сети (включает расчетные функции оценки состояния электрической сети, выполнение электротехнических расчетов и оптимизации режимов, возможности моделирования и планирование работы электрической сети);

– DTS – подсистема обучения диспетчерского персонала (обеспечивает подготовку диспетчерского персонала для работы с АСТУ).

#### **2.8.4. Требования по информационному обмену для целей оперативно-технологического управления**

Для целей оперативно – технологического управления должно быть организовано взаимодействие ПТК АСТУ с рядом информационных систем.

1. Информационная система ПАО «Россети» «ПК Аварийность» - в рамках функций подсистемы OMS из ПТК АСТУ МКС в ПК «Аварийность» подлежит передачи информация по отключениям, зафиксированным в рамках созданных инцидентов, информация передается через ПК «ОЖУР»;

2. Система поддержки принятия решений (СППР) на базе Q3 и ПК «ОЖУР». Информационное взаимодействие с ПТК АСТУ осуществляется по следующим направлениям:

– прием данных СИМ из Q3 для поддержания в актуальном состоянии информационной модели;

– передача данных об отключения и других технологических отключениях в ПК «ОЖУР» для фиксации в электронном оперативном журнале и взаимодействия с ПК «Аварийность» и контактном центром через CRM.

3. Корпоративная ГИС. Информационное взаимодействие осуществляется для трансляции следующих данных:

– геокоординаты и пространственные данные объектов ЭСХ и данные топографической основы в направлении АСТУ;

– Данные о фактическом состоянии коммутационных аппаратов из АСТУ в КГИС.

4. АИС «КИС Баланс». Основными характеристиками информационного обмена с ПТК АСТУ являются:

– получение данных о потребителях из АИС «КИС Баланс»;

– получение атрибутивной информации по списку отключенных по

– требителей;

– просмотр информации о существующей конфигурации электриче

– ской сети и потребителях.

5. Система мониторинга транспорта «ST Flagman Web». Основными параметрами информационного обмена являются:

– мониторинг местоположения транспортных средств компании;

– диспетчеризация транспортных средств при срабатывании аварийно-предупредительных сигналов;

– формирование маршрутов транспортных средств.

6. Автоматизированная система управления модильными бригадами – АСУ МБ. В рамках интеграции с ПТК АСТУ МКС необходимо получение информации из АСУ МБ о местоположении мобильных ремонтных бригад, выданных заданиях, нарядах-допусков, фактах допуска бригад на место выполнения работ, а также их окончании, стадий выполнения заданий бригадами, в т.ч. о выполнениях бланков переключений. В свою очередь из ПТК АСТУ МКС в АСУ МБ должны передаваться бланки переключений.

7. Автоматизированная система учета технического обслуживания и ремонтов АСУ ТОиР. Информационные потоки из системы управления производственными активами:

- паспортные данные ОЭСХ;
- атрибутивная информация по дефектам;
- атрибутивная информация по РИСЭ;
- атрибутивная информация по складам аварийного резерва и материалам;
- индексы технического состояния.

8. Автоматизированная система управления ремонтами энергетического оборудования (АСУ РЭО). Основные характеристики данных от АСУ РЭО:

- получение информации по ремонтным заявкам в интерфейсе ПТК АСТУ;
- получение изменений в заявках, в т.ч. их статуса после изменения эксплуатационного состояния оборудования;
- учет переключений в питающей сети (в т.ч. аварийных) с учетом наложения текущих заявок на центрах питания на оперативную схему в ПТК АСТУ.

9. ПТК «Пирамида-Сети». Основными параметрами информационного обмена являются:

- получение данных об обесточении потребителей от средств учета;
- получение исходных данных для решения расчетных задач.

### **2.8.5. Архитектурные решения по построению АСТУ**

АСТУ базируется на централизованной архитектуре, обеспечивающей реализацию единой информационной модели (СІМ) всей электрической сети посредством прикладных сервисов, размещаемых на базе отказоустойчивой вычислительной инфраструктуры, представляющей единый интерфейс для пользователей.

Сетевая архитектура АСТУ предусматривает создание независимой сети, в которой функционируют все прикладные сервисы системы. АРМ ЦДП подключаются к ПТК АСТУ посредством технологической ЛВС. АРМ РДП подключаются к ПТК АСТУ посредством удаленного доступа.

Прием телемеханической информации с ПС осуществляется в ЦППС уровня РДП с дальнейшей ретрансляцией в ПТК АСТУ ЦДП. Обработка, хранение, выполнение расчетно-аналитических функций выполняется на уровне ЦДП, доступ оперативного персонала РДП к ПТК осуществляется посредством удаленного подключения. Основной особенностью архитектуры является отсутствие автономных ПТК уровня РДП, ведение информационной модели данных осуществляется в ПТК уровня ЦДП. Обмен данными (прием и ретрансляция) ТМ со смежными ДЦ выполняется на уровне ПТК АСТУ;

Для обеспечения надежной работы ПТК необходимо предусмотреть резервирование по оборудованию в рамках основного комплекта. Для эффективного использования серверного оборудования (оптимизации нагрузки на оборудование), повышения скорости восстановления при сбоях, а также экономии места в серверных стойках предлагается использование программной виртуализации оборудования. Необходимо предусмотреть дополнительное резервирование серверной части ПТК по географическому признаку. Для этого часть серверного оборудования ПТК необходимо разместить на площадке, отличной от ЦДП. Технологической вычислительной сетью должно обеспечиваться наличие резервируемого канала связи между площадками размещения с выделенной пропускной способностью не менее 1 Гбит/с, необходимой для репликации данных реального времени (РВ) и удаленного доступа пользователей ЦДП.

#### **2.8.6. Требования к надежности АСТУ и целостности информации**

ПТК АСТУ в целом должен удовлетворять требованиям к надежности в соответствии с коэффициентом готовности равным не менее 0,9999. АСТУ должна обладать характеристиками по отказоустойчивости и доступности рабочих мест пользователей, способных обеспечить их работу с системой без ограничения функционала в режиме 24/7/365. Надежность технических средств должна обеспечивать работу системы при возникновении различных видов сбоев. Поведение системы при отказе программных и аппаратных средств должно соответствовать ожидаемому результату в разрабатываемой «Программе и методике испытаний» на каждую из входящих в АСТУ подсистем. Требования в отношении функциональной безопасности должны соответствовать ГОСТ Р МЭК 61508-1-2012, 61508-2-2012, 61508-3-2012.

Показатели надежности должны обеспечиваться за счет:

- наличия проработанной документации, включая инструкции по восстановлению работоспособности системы;
- использования программных средств резервного копирования баз данных ПТК АСТУ;
- наличия и строгого выполнения регламента регулярного обслуживания;
- наличия комплекта для обеспечения отказоустойчивости в объеме,

определяемом на этапе проектирования системы;

- корректной настройкой программно-аппаратного комплекса;
- контрактами с сервисными компаниями, обслуживающими аппаратное и программное обеспечение ПТК АСТУ.

Сохранность информации в ПТК АСТУ должна быть обеспечена при наступлении следующих событий:

- потеря электропитания технических средств ПТК АСТУ;
- сбой и «зависание» программного обеспечения;
- выход из строя связующих компонентов ПТК АСТУ;
- отказы отдельных технических средств ПТК АСТУ.

Перечисленные события не должны приводить к потере информации, сохраненной в архивах ПТК АСТУ.

Электроснабжение серверного оборудования ПТК АСТУ должно быть обеспечено системой бесперебойного и гарантированного электроснабжения.

### **2.8.7. Обеспечение информационной безопасности АСТУ**

2.8.7.1. Безопасность информации АСТУ достигается путем:

- обеспечения достоверности, целостности и своевременности поступления управляющей информации на уровень исполнительных устройств, а также информации о состоянии управляемых технологических процессов на все уровни корпоративного управления организаций системы;
- обеспечения конфиденциальности информации, требующей защиты на основании законодательства Российской Федерации, внутренних нормативных документов и договорных обязательств.

2.8.7.2. Задачами обеспечения безопасности ПТК АСТУ являются:

- предотвращение неправомерного доступа к информации, обрабатываемой ПТК АСТУ, уничтожения такой информации, ее модифицирования, блокирования, копирования, предоставления и распространения, а также иных неправомерных действий в отношении такой информации;
- недопущение информационного воздействия на программные и программно-аппаратные средства, в результате которого может быть нарушено и (или) прекращено функционирование ПТК АСТУ;
- обеспечение функционирования ПТК АСТУ в проектных режимах его работы в условиях воздействия угроз безопасности информации;
- обеспечение возможности восстановления функционирования ПТК АСТУ.

2.8.7.3. Основными видами организационных и технических мер защиты информации в ПТК АСТУ являются:

- идентификация и аутентификация;
- управление доступом;

- защита машинных носителей информации;
- аудит безопасности;
- антивирусная защита;
- обнаружение и предотвращение вторжений (компьютерных атак);
- обеспечение целостности;
- обеспечение доступности;
- защита среды виртуализации;
- защита технических средств;
- защита информационной системы, ее средств, систем связи и передачи данных;
- выявление инцидентов и реагирование на них;
- управление конфигурацией информационной системы и ее подсистемы защиты;
- управление обновлениями программного обеспечения;
- планирование мероприятий по обеспечению безопасности;
- обеспечение действий в нештатных ситуациях;
- информирование и обучение персонала;

2.8.7.4. В составе системы обеспечения информационной безопасности ПТК АСТУ должны применяться:

- средства вычислительной техники не ниже 5 класса защищенности;
- средства защиты информации не ниже 5 класса защиты;
- средства защиты информации не ниже 5 уровня доверия.

Информационные средства защиты информации должны быть сгруппированы в подсистемы по составу реализуемых функций защиты:

- подсистема защиты информации от несанкционированного доступа;
- подсистема антивирусной защиты информации;
- подсистема межсетевого экранирования;
- подсистема анализа сетевого трафика и обнаружения вторжений;
- подсистема защиты среды виртуализации;
- подсистема управления инцидентами ИБ;
- подсистема криптографической защиты;
- подсистема резервного копирования и восстановления информации;
- подсистема контроля передачи команд телеуправления;
- подсистема обновлений.

## **2.9. Автоматизированные системы управления объектов электросетевого комплекса**

### **2.9.1. Общие положения**

Автоматизированные системы управления объектов электросетевого комплекса (далее АСУ ТП) – это единая интегрированная система

автоматизации, предназначенная для реализации функций оперативно-диспетчерского и технологического управления основным оборудованием и вспомогательными системами подстанций.

АСУ ТП, как один из видов автоматизированных систем, состоит из персонала и комплекса средств автоматизации его деятельности, реализующая информационную технологию выполнения установленных функций (согласно ГОСТ 34.003-90).

Целью создания АСУ ТП является повышение эффективности технологического управления ПС, направленного на:

- обеспечение требуемого уровня надежности электрических сетей;
- обеспечение безопасности электрических сетей;
- повышение эффективности процессов передачи и распределения электроэнергии;
- повышение эффективности инвестиций – снижение удельных капитальных затрат на развитие сетей;
- обеспечение информацией об электрической сети и режиме ее работы иных автоматизированных систем ПАО «Россети Московский регион» и смежных субъектов электроэнергетики.

АСУ ТП должна обеспечивать автоматизированное управление всеми технологическими процессами ПС, в том числе (при наличии на ПС):

- мониторинг и управление режимом работы электрической сети, информационный обмен с ПТК АСТУ ПАО «Россети Московский регион», ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ, ДЦ смежных субъектов электроэнергетики;
- автоматическое отключение поврежденных элементов электрической сети и/или сигнализацию о возникновении повреждений;
- обнаружение опасных, ненормальных режимов работы элементов электрической сети с действием на сигнал или на отключение;
- учет электрической энергии и мощности, управление электропотреблением;
- контроль качества электрической энергии;
- мониторинг состояния и диагностику основного оборудования;
- управление вспомогательными процессами: водоснабжения, канализации, отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха и обеспечения безопасности.

Подсистемы, включаемые в АСУ ТП, определяются при проектировании. Основной подсистемой АСУ ТП является подсистема ССПИ. В зависимости от наличия на ПС, в качестве обособленных информационных подсистем, могут входить:

- РЗА;
- подсистема регистрации аварийных сигналов (РАС);
- подсистемы автоматизированного управления установками (УШР,

АСК, СТК, и т.п.);

- подсистема определения места повреждения ЛЭП (ОМП);
- подсистема информационной безопасности;
- подсистема управления КЭ;
- подсистема мониторинга и диагностики оборудования;
- подсистема контроля гололёдной нагрузки;
- комплекс систем управления вспомогательными процессами.

При этом выполнение основных функций устройств и комплексов РЗА должно быть обеспечено независимо от эксплуатационного состояния остальных подсистем АСУ ТП.

### **2.9.2. Функции автоматизированных систем**

В состав технических средств подсистемы АСУ ТП входят:

- серверы и контроллеры (программно-аппаратные средства);
- АРМ (программно-аппаратные средства);
- оборудование сети связи (в том числе локальная вычислительная сеть) ПС;
- многофункциональные измерительные преобразователи;
- средства системы обеспечения единого времени ПС.

Подсистема АСУ ТП должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- измерение, сбор и анализ значений аналоговых и дискретных параметров технологического режима ПС;
- регистрация технологической информации (значений параметров, событий и пр.) и формирование АПТС;
- информационное взаимодействие со смежными автоматизированными системами (в т.ч. с ПТК «Power On», системой АСДУ филиала АО «СО ЕЭС» – Московское РДУ, системой АСДУ МЭС Центра и т.д.);
- человеко-машинный интерфейс:
  - интерфейс для управления оборудованием ПС;
  - визуальная и звуковая сигнализация о событиях;
  - отображение на соответствующих экранных формах (таблицы, графики, мнемосхемы и т.д.) текущей и ретроспективной информации оперативному персоналу.
- ведение схем ПС;
- контроль параметров – определение факта выхода за предупредительные или аварийные пределы с формированием соответствующего события;
- дистанционное управление оборудованием ПС: коммутационными аппаратами (выключатели, разъединители, заземляющие ножи), приводами РПН, технологическим оборудованием (насосами, задвижками и др.), в том числе:



- автоматизированное управление по типовым бланкам переключений;
- программные блокировки управления коммутационной аппаратурой (оперативная логическая блокировка);
  - мониторинг первичного оборудования, учет его ресурса;
  - самодиагностику ПТК АСУ ТП;
- мониторинг состояния и управление режимом функционирования обособленных подсистем, включая, но не ограничиваясь:
  - РЗА – переключение групп параметров (уставок) устройств, отключение-включение отдельных функций;
  - локальных систем автоматического управления;
- ведение оперативной документации (журналов смен, указаний и т.д.).

### **2.9.3. Технические требования к автоматизированным системам**

#### 2.9.3.1. Общесистемные требования:

- обеспечение внутрисистемных коммуникаций;
- мониторинг состояния программных и аппаратных компонентов ПТК, (включая обособленные подсистемы), каналов связи;
- синхронизация компонентов ПТК;
- архивирование и хранение информации, регистрируемой системой;
- ведение информационной модели ПС и прилегающей сети;
- предоставление отчётов заданной формы (рапортов, ведомостей, протоколов и т.п.);
- защита информации и контроль доступа;
- конфигурирование и параметрирование компонентов ПТК.

#### 2.9.3.2. Технологические требования:

- открытая, масштабируемая и расширяемая архитектура с приоритетом решений на основе стандартов МЭК; возможность декомпозиции системы; недопустимость необоснованного использования проприетарных сетевых технологий и протоколов обмена данными;
- основным протоколом обмена информацией между устройствами, входящими в АСУ ТП и МП РЗА, и прочими автономными системами ПС должен являться МЭК 61850-8.1 GOOSE, MMS. В случае, если эти системы не поддерживают МЭК 61850-8.1 GOOSE, MMS информационный обмен допускается выполнять с использованием стандартных протоколов;
- обеспечение информационного обмена с ПТК АСУ ТП ПАО «Россети Московский регион» и ДЦ ОАО «СО ЕЭС» по протоколам МЭК 61850-8.1 и МЭК 60870-5-104;
- типизация принципов построения системы отображения на АРМ;
- унификация вывода аварийной и предупредительной сигнализации (фильтрация сигналов, разбиение на классы, необходимое для эргономичного

восприятия оператором);

- развитие аналитических и экспертных функций в АСУ ТП, позволяющих выделить в первичной информации сущность произошедшего события и оказать поддержку персоналу в нештатных ситуациях;

- предоставление необходимой и достаточной информации для различных категорий персонала (оперативного и неоперативного) на отдельных рабочих местах;

- реализация функций контроля и управления отдельной единицей оборудования с минимальной зависимостью от состояния (в т.ч. отказов) других компонентов системы;

- обеспечение единства и требуемой точности измерений параметров;

- обеспечение информационной безопасности;

- организация резервного гарантированного электропитания АСУ ТП ПС;

- использование методов минимизации кабельных проводок;

- обеспечение необходимого уровня надёжности ПТК АСУ ТП на основе резервирования (в том числе «горячего») наиболее ответственных компонентов системы. Отказ любого элемента системы не должен приводить к потере всех функций, а только той функции, для которой этот элемент необходим.

#### **2.9.3.3. Требования к ПТК АСУ ТП.**

ПТК АСУ ТП и оборудование, входящее в его состав должно быть аттестовано в ПАО «Россети» в соответствии с Положением ПАО «Россети» о единой технической политике электросетевом комплексе, и иметь действующее заключение аттестационной комиссии, подтверждающее возможность его применения.

#### **2.9.4. Требования к организации информационного обмена между подстанцией и диспетчерскими пунктами управления**

Подготовка телеинформации для передачи в диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляемая средствами АСУ ТП ПС, должна удовлетворять установленным Филиалом АО «СО ЕЭС» Московское РДУ техническим требованиям.

Передача оперативной и неоперативной информации в ЦУС должна производиться в соответствии с отдельно разрабатываемыми сетевой организацией требованиями.

Для защиты передаваемой информации по каналам связи должны использоваться средства криптографической защиты информации и средства межсетевое экранирования.

#### **2.9.5. Требования к программному обеспечению АСУ ТП**

Программное обеспечение АСУ ТП в целом и в части отдельных

подсистем и прикладных задач должно быть в едином реестре российских программ для электронных машин и баз данных (требования ПП РФ от 22.08.2022 № 1478).

### **2.9.6. Требования к надежности и живучести АСУ ТП**

АСУ ТП должна функционировать в непрерывном режиме круглосуточно в течение установленных сроков службы, которые (при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию) должны быть не менее:

- 20 лет - для устройств полевого уровня системы;
- 15 лет - для устройств уровня присоединения системы;
- 10 лет - для устройств уровня подстанции.

В целом надежность системы управления должна обеспечиваться, исходя из требований ГОСТ МЭК 60870-4-2011, ГОСТ 27.003-2016, ГОСТ 24.701-86 и должна достигаться:

- выбором совокупности технических средств, обладающих соответствующими показателями надежности, дублирования, резервирования;
- структурными способами (использование распределенного управления, автономность отдельных компонентов системы и т.п.);
- требуемым регламентом обслуживания технических средств.

### **2.9.7. Требования к системам телемеханики РП, РТП, СП и ТП с дистанционно управляемыми коммутационными аппаратами**

С целью обеспечения наблюдаемости энергообъектов, организации автоматизированного диспетчерского управления энергосетями, исключения дублирования технических средств автоматизации должно предусматриваться оснащение объектов ЭСК системами, выполняющими функции защиты и автоматики и телемеханики, дистанционного управления КА, определения места повреждения, сбора и передачи информации.

Все вновь устанавливаемое электротехническое оборудование, требующее организации дистанционного управления, должно быть оснащено электроприводами и блокировочными устройствами, управляемыми из АСТУ.

Устройства (комплексы) РЗА должны осуществлять информационный обмен с сервером сбора, обработки и передачи данных по протоколу передачи данных стандарта МЭК 61850-9.2 SV.

Сервер сбора, обработки и передачи данных должен осуществлять постоянный информационный обмен с основной и резервной системой АСТУ верхнего уровня по основному и/или резервному соединению в протоколе МЭК 61850-8.1 GOOSE, MMS или МЭК 60870-5-104.

Синхронизацию времени на сервере сбора, обработки и передачи данных необходимо осуществлять от ГЛОНАСС/GPS системы верхнего уровня управления по протоколу SNTP v3+ (NTP).

Не допускается применение в коммуникационных протоколах форматов передачи данных без меток времени.

Сервер сбора, обработки и передачи данных должен обеспечивать автоматизированное представление формализованного описания текущей конфигурации системы автоматизации ПС в соответствии с МЭК 61850-2009 (Substation Configuration description Language), а также в формате CIM RDF (МЭК 61968-13:2008).

Сервер сбора, обработки и передачи данных должен обеспечивать удалённый мониторинг состояния посредством настраиваемого web-доступа.

Передача технологической информации должна быть организована в соответствии с проектом. Выбор типа канала связи, количества каналов связи, необходимость резервирования, скорости передачи, требования к качеству передачи и коэффициенту готовности производится проектировщиком совместно с заказчиком из нескольких вариантов исходя из технико-экономической целесообразности.

Состав технологической информации при создании ЦПС и электрических сетей должен соответствовать составу информационных потоков в ОИК в соответствии с требованиями действующих стандартов.

#### **2.9.8. Требования к системам телемеханики ТП, РП 6-20/0,4 кВ (в том числе с дистанционно управляемыми коммутационными аппаратами) и столбовым ТП 6-20 кВ**

Для ТП, РП 6-20 кВ (в т.ч., с дистанционно управляемыми КА) и столбовых ТП 6-10 кВ должна предусматриваться система телемеханики с минимальным набором телеинформации и дистанционного управления.

На РП/РТП/ТП сети 6-10 кВ устанавливаются системы автоматизации с централизованной структурой. Верхний уровень на энергообъектах не организовывается, роль верхнего уровня управления выполняет ПТК на ДП.

Система автоматизации РП/РТП/ТП сети 6-10кВ должна реализовываться в виде единого информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), совмещающего функции системы телемеханики и УСПД автоматизированной системы учета электроэнергии. ИВКЭ должна обеспечивать сбор и передачу данных с устанавливаемых приборов учета, сбор и передачу телеинформации на ДП, реализацию дистанционного (теле-) управления коммутационными аппаратами.

ИВКЭ должна поддерживать информационный обмен с ПТК верхнего уровня по протоколам передачи данных поддерживаемым зональным АИИС КУЭ и информационный обмен с ПТК АСТУ ДП по протоколам МЭК 60870-104 и МЭК 61850-8.1.

ИВКЭ должна обеспечивать передачу сигнала о пропадании внешнего

электропитания, корректное завершение работы при пропадании электропитания, а также автоматическое возобновление работы при восстановлении электропитания.

На ТП 6-20 кВ не задействованных в схемах резервирования сети допускается установка упрощенных систем телемеханики. Упрощенные системы предназначены для сокращения времени поиска места повреждения сети 6-20 кВ и для скорейшего информирования диспетчера о нарушении в электроснабжении социально значимых объектов. Упрощенные системы, как правило, должны обеспечивать сбор и передачу на ДП телесигналов о наличии напряжения на подходящих линиях 6-20 кВ и шинах 0,4 кВ.

Минимальные требования к объёму собираемой и передаваемой телеинформации и дистанционного управления.

1. Для телесигнализации:

– сбор информации о транспорте и потреблении электроэнергии на питающий вводах 0,4 кВ;

– контроль пофазный наличия напряжения на вводах НН секций 0,4 кВ;

– контроль доступа на объект (извещатели движения, фотофиксация, при необходимости - видеонаблюдение, защита при переключениях) с сигналом от датчика контроля закрытия двери;

– контроль наличия подтопления в кабельных приямках (при наличии приямков);

– контроль срабатывания извещателей пожарной сигнализации - обобщённый сигнал посекционно (при наличии);

– сбор данных с абонентских приборов учета;

– контроль срабатывания АВР (при наличии);

– контроль превышения температуры корпуса силового;

– трансформатора (при необходимости);

2. Для дистанционного управления (для объектов с КА):

– управляемость сети посредством управления КА (при наличии соответствующей технической возможности в КА);

3. Для телеметрической информации внутренней самодиагностики системы:

– диагностика наличия связи с модулями (узлами) сбора и управления;

– диагностика неисправности или критических режимов работы вычислительного модуля системы;

– контроль исправности собственного резервного источника питания системы.

На ТП 6-20 кВ с дистанционно управляемыми коммутационными аппаратами должны быть предусмотрены механизмы защиты, контроля и ограничения доступа по всем применяемым средствам и протоколам информационного обмена, удалённого/локального мониторинга, конфигурирования и управления (администрирования).

Питание оборудования системы на объекте ЭСК должно осуществляться от двух секций 0,4 кВ собственных нужд (при наличии).

Контроллеры (устройства) сбора и передачи информации (уровень ИВКЭ) и модули (узлы) сбора и управления должны иметь собственный источник питания (на базе ионисторов), обеспечивающий функционирование системы для передачи последней собранной информации и корректного завершения работы. Основные эксплуатационные характеристики собственного резервного источника питания должны соответствовать параметрам системы.

При пропадании питания система должна отправить сигнал в систему верхнего уровня об отсутствии внешнего питания и/или пропадания напряжения на вводах 0,4 кВ и штатно отключиться.

Должны быть предусмотрены средства удалённого контроля системы телемеханики посредством защищённого доступа.

Должно быть предусмотрено независимое защищенное формирование журналов изменений конфигураций сервера сбора, обработки и передачи данных, микропроцессорных терминалов телемеханики, а также сохранение всех команд ТУ.

#### **2.9.9. Требования к системам телемеханики пунктов секционирования**

Требования к данному типу систем телемеханики аналогичны требованиям к системам телемеханики ТП (столбовой вариант), с учетом нижеприведенных требований.

Модули телемеханики должны иметь функцию приема и передачи команд дистанционного управления.

Минимальные требования к объёму собираемой и передаваемой телеинформации:

- телесигнализация - контроль пофазный наличия напряжения;
- дистанционное управление коммутационными аппаратами.

#### **2.9.10. Требования к автоматизированной системе мониторинга работы автоматизированных систем.**

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

#### **2.10. Система учета электрической энергии**

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

Измерительные ТТ и ТН должны соответствовать требованиям, изложенным в подразделе 2.1.9 настоящих Методических указаний.

## **2.11. Сеть связи электросетевого комплекса**

### **2.11.1. Общие положения**

Используемые в настоящее время в ПАО «Россети Московский регион» технологические сети связи базируются на волоконно-оптических линиях связи (ВОЛС), кабельных линиях связи (КЛС) – активно выводятся из эксплуатации, ВЧ-каналах связи – активно выводятся из эксплуатации, организованных по воздушным линиям электропередачи (ВЧ каналы по ВЛ), УКВ и DMR радиосвязи, а также арендованных каналах связи.

Настоящие МУ определяют направление развития сети связи электросетевого комплекса (ЭСК) ПАО «Россети Московский регион» как телекоммуникационной основы для построения единой информационной инфраструктуры с целью обеспечения всех видов информационного взаимодействия, необходимых для надежного функционирования электросетевой компании.

### **2.11.2. Принципы создания и развития сети связи ЭСК**

Сеть связи ПАО «Россети Московский регион» состоит из 3-х (трех) составляющих:

- технологическая сеть связи – сеть, предназначенная для обеспечения управления технологическими процессами;
- корпоративная сеть связи – сеть, предназначенная для обеспечения производственной деятельности компании;
- сеть, предназначенная для обеспечения комплексной системы управления безопасностью.

Создаваемая сеть связи ПАО «Россети Московский регион» должна обеспечивать:

- передачу всех видов информации пользовательских (технологических и корпоративных) сетей по единой транспортной среде, включая телеметрическую информацию и сигналы телеуправления, сигналы и команды противоаварийной автоматики и релейной защиты, технологическую и диспетчерскую телефонию, передачу данных;
- широкий набор современных услуг связи (IP-телефония, видеоконференцсвязь и др.);
- возможность интеграции всех существующих сетей связи ПАО «Россети Московский регион» с учетом особенностей функционирования каждой составляющей в единое инфокоммуникационное пространство.

Единое инфокоммуникационное пространство позволит оказывать транспортные и информационные услуги, которые – в отличие от услуг связи, предоставляемых на существующих сетях, предусматривают также автоматизированную обработку, хранение, предоставление информации по запросу пользователя.

Создание сети связи ПАО «Россети Московский регион» осуществляется на базе широкого внедрения современных цифровых коммутационных узлов, за счет строительства ВОЛС, использования аппаратуры синхронной (SDH) цифровой иерархии, применения технологии временного разделения каналов и пакетной коммутации на основе стека протоколов TCP/IP, высоких скоростей передачи данных (10-и и 100-и Гбит/с), использования арендованных цифровых каналов.

Необходимость использования арендованных каналов на отдельных направлениях определяется отсутствием собственных ВОЛС в собственной сетевой инфраструктуре технологической системы связи электроэнергетики, а также необходимостью организации передачи диспетчерско-технологической информации по двум независимым трактам.

При модернизации/реконструкции энергообъектов напряжением 35-220 кВ технические решения к организации связи максимально упрощаются с учетом экономической эффективности принимаемых технических решений.

### **2.11.3. Основные требования к услугам сети связи ЭСК**

В соответствии с делением пользовательских сетей связи ПАО «Россети Московский регион» на технологический и корпоративный сегменты и сегмент безопасности должны предоставляться услуги технологической связи и услуги корпоративной связи и услуги сети комплексной безопасности.

В Обществе принято решение о физическом и логическом разнесении технологического и корпоративного сегмента сетей связи ЭСК.

#### Услуги технологической связи:

- диспетчерско-технологическая телефонная связь;
- диспетчерская УКВ/DMR радиосвязь;
- каналы передачи данных (ТМ, АСУ ТП, ОМП, комплекс регистрации аварийных процессов (КРАП) и т.д.);
- услуги по обеспечению функционирования АСДУ;
- услуги по обеспечению функционирования систем противоаварийной автоматики, релейной защиты;
- услуги по обеспечению дистанционного опроса/передачи данных от информационно-измерительных комплексов по учету электрической энергии (мощности) и функционирования АИИС КУЭ.

#### Услуги корпоративной связи:

- телефонная связь (местная, междугородная, международная), в том числе сотовая связь;
- передача факсимильных сообщений;
- электронная почта;
- организация виртуальных частных сетей (VPN);
- видеоконференцсвязь;



- аудиоконференцсвязь;
- видеотелефония;
- IP-телефония;
- услуги call-центров;
- услуги единой информационно-справочной инфраструктуры.

Услуги сети корпоративной безопасности:

– обеспечить не менее 10 Мб/сек для передачи видеоинформации систем охранного телевидения, тревожной сигнализации на инженерно-технические центры комплексной автоматизированной системы управления безопасностью (ИТЦ КАСУБ) филиала, Центр управления безопасностью (ЦУБ) ПАО «Россети Московский регион».

Принципы построения сети связи ПАО «Россети Московский регион» учитывают возможность наращивания номенклатуры телекоммуникационных и информационных услуг в соответствии с тенденциями развития телекоммуникаций без замены базового оборудования сети с добавлением необходимых функций путем доукомплектации аппаратной и программной части оборудования.

#### **2.11.4. Структура и состав сетей связи ЭСК**

Диспетчерские центры (ДЦ), ЦУС филиалов, ПС должны подключаться к сети связи ПАО «Россети Московский регион» через соответствующие (ближайшие) сетевые узлы связи, которые являются узлами доступа сети связи Общества. Подключение ДЦ, ЦУС филиалов, ПС должно осуществляться по двум цифровым каналам (основному и резервному), проходящим по разнесенным трассам. Конкретные требования к каналам технологической связи должны содержаться в НТД, разрабатываемых во исполнение технической политики ПАО «Россети Московский регион».

Емкость (пропускная способность) основного и резервного цифрового каналов связи должна выбираться так, чтобы в каждом цифровом канале обеспечивалась передача телефонных сообщений (передача команд, разрешений, переговоры технологического персонала), телеметрической и другой необходимой информации для функционирования системы диспетчерского и технологического управления.

Сеть связи ПАО «Россети Московский регион» должна обеспечивать передачу информации по основному и резервному каналам по схеме «точка – точка» в следующих направлениях:

- ДЦ – ЦУС филиала;
- ДЦ – ПС;
- ЦУС филиала – ПС.

Для технологической связи ПС 220/110 кВ с учетом организации оперативно-диспетчерской и технологической телефонной связи, передачи

информации системы автоматизации подстанции, телемеханики, АСУ ТП, АИИС КУЭ, сигналов РЗ и ПА, видеонаблюдения, данных системы сбора и передачи технологической информации требуется только для собственных нужд ПС канальная емкость системы передачи данных до 100 МБит/с.

Основным направлением развития сети связи ПАО «Россети Московский регион» является создание цифровой сети связи на базе собственных телекоммуникационных ресурсов, которая позволит объединить все филиалы и структурные подразделения компании в единое информационное поле и обеспечить доступ ко всем разделяемым ресурсам сети (телефонная сеть, сеть передачи данных, видеоконференцсвязь, видеонаблюдение и т.д.), а также обеспечить надежные каналы диспетчерской и технологической связи, системы автоматизации подстанции, телемеханики и телеизмерений, передачи команд РЗ, ПА, каналов АИИС КУЭ. Это позволит сократить ежегодные расходы на аренду каналов, обеспечить надёжную управляемость и взаимодействие, а также возможность предоставления услуг связи сторонним компаниям и потребителям.

Основой создания сети связи ПАО «Россети Московский регион» является транспортная сеть с использованием волоконно-оптических линий связи (ВОЛС), собственных и арендованных.

Технология построения ВОЛС с использованием ВЛ оптимальна для электроэнергетики, так как магистральные участки электрической сети ВЛ и телекоммуникационных сетей могут сооружаться как единое целое. Такая комбинированная инфраструктура максимально эффективным образом связывает источники информации с ее пользователями (ДЦ, ЦУС филиала, энергообъекты, ПС на противоположных концах одной ВЛ и т.д.). Кроме того, избыточные мощности ВОЛС (оптические волокна) могут использоваться сторонними операторами связи.

По сравнению с другими сетями связи ВОЛС по ВЛ обеспечивает передачу любого вида трафика, обладает повышенными характеристиками по скорости и емкости, и не подвержена внешним электромагнитным влияниям, обладает более высокой отказоустойчивостью, нежели оптические кабели, проложенные в грунте.

Основными принципами создания и развития сети связи ПАО «Россети Московский регион» являются:

- повышение функциональности и надежности;
- обеспечение привязки электросетевых объектов к узлам доступа по разнесенным трассам;
- обеспечение стандартных механизмов резервирования SDH/IP MPLS, в т.ч. кольцевого на уровне ПС – УД – ДЦ/ЦУС Филиала;
- создание единой системы управления и системы тактовой сетевой синхронизации.

Учитывая высокую стоимость прокладки оптических кабелей с целью

минимизации затрат предлагаются следующие подходы при развитии сети:

- при строительстве новых и реконструкции действующих энергообъектов предусматривать прокладку к ним волоконно-оптических кабелей (ВОК), учитывая как потребности конкретного объекта, так и планы развития технологических и корпоративных сетей в целом;

- за счёт целевого финансирования на построение сети связи ПАО «Россети Московский регион» осуществлять строительство участков ВОЛС, имеющих важное значение для развития сети (создание кольцевых и ячеистых структур);

- для развития сети привлекать операторов связи, заинтересованных в совместной подвеске ВОЛС на ВЛ;

- для подвески ВОЛС на ВЛ приоритетным считать использование оптического кабеля в грозозащитном тресе;

- использовать схемы выкупа части ёмкости ВОК у операторов связи, ведущих строительство ВОЛС на важных для компании направлениях;

- использовать арендованные пары ВОК или цифровые каналы связи до удалённых энергообъектов;

- на участках существующих ВОЛС, имеющих недостаточную ёмкость, использовать систему волнового уплотнения WDM, позволяющую увеличить пропускную способность ВОК.

Наиболее пригодными при организации каналов сети связи нижнего уровня для систем диспетчерского и технологического управления, передачи команд/сигналов РЗ и ПА являются волоконно-оптические системы передачи и системы ВЧ связи (для передачи сигналов РЗ и ПА).

Организация каналов связи по ВОЛС должна осуществляться, как правило, с применением оборудования мультиплексирования SDH и пакетной передачи данных IP MPLS, с возможностью организации между объектами кольцевой топологии, позволяющей обеспечить резервирование или дублирование каналов диспетчерско-технологического управления, РЗ и ПА.

При организации каналов в цифровых системах передачи по ВОЛС устройства РЗА должны подключаться по стандартным канальным интерфейсам (включая оптические), либо через специализированную аппаратуру для передачи сигналов и команд РЗА.

В специализированной аппаратуре для передачи сигналов и команд РЗА должен быть обеспечен автоматический контроль исправности каналов связи, действующий на сигнал и блокировку прохождения сигналов и команд с возможностью ручной деблокировки.

Для микропроцессорных устройств РЗА, имеющих оптический интерфейс, приоритетной является организация их работы по отдельным выделенным волокнам волоконно-оптического кабеля (ВОК), протяженность которых определяется характеристиками оптических интерфейсов устройств

РЗА.

Исходя из этого, первоочередной задачей по созданию сети связи ПАО «Россети Московский регион» является создание магистральной транспортной среды передачи на основе волоконно-оптических линий связи, систем передачи с технологией синхронной цифровой иерархии (СЦИ/SDH) (используется для организации каналов связи для систем РЗА и ПА) и систем передачи информации с использованием технологии с пакетной коммутацией пакетов IP MPLS (приоритетное направление развития). Данные технологии учитывают основные требования к каналам связи в энергетике, главными из которых являются надёжность, качество и возможность «горячего резервирования», автоматический переход на резервный канал связи при повреждении основного.

### **2.11.5. Сеть передачи данных**

Сеть передачи данных (СПД) Общества построена по 3-х уровневой (ядро/агрегация/доступ) модели построения сетей передачи данных, (в соответствии с требованиями утвержденной Технической политикой ПАО «Россети») с использованием оборудования Cisco, и предназначена для передачи всего вида технологического трафика (кроме РЗА и ПА) между энергообъектами и ДЦ/ДП управления энергосистемой с требуемыми характеристиками за счет внедрения механизмов QoS.

Опорное кольцо с резервированием построено по кольцевой топологии в г. Москва пропускной способностью 10G/ STM-16 с использованием оборудования Cisco и Nortel OME.

Кольца агрегации строятся по радиально-кольцевой топологии на оборудовании Cisco и Nortel OME, при которой кольцо агрегации подключается к двум различным узлам опорного кольца со скоростью 1G/STM-4.

Для подключения энергообъектов в СПД устанавливается оборудование уровня доступа (узел доступа ТСПД в составе двух коммутаторов/маршрутизаторов или мультиплексор FOX/UMUX в случае необходимости организации каналов связи для систем РЗА и ПА). Топология строительства – радиально-кольцевая, при которой оборудование доступа СПД подключается к двум различным узлам агрегации каналами связи по географически разнесенным трассам со скоростью до 100 мБит/с или STM-1 для технологии SDH.

Выполнено подключение всех ДП РЭС областных филиалов ПАО «Россети Московский регион» к СПД ПАО «Россети Московский регион» по двум каналам связи: 100 мБит/с и 10 мБит/с – либо с использованием собственных ресурсов, либо арендованных каналов связи.

Для передачи трафика систем РЗА и ПА между энергообъектами в существующей СПД Общества оборудование мультиплексирования FOX/UMUX и Nortel OME.

Построенная СПД Общества используется для передачи всего вида *технологического/корпоративного* траффика между энергообъектами и ДЦ/ЦУС Филиалов, включая траффик систем РЗА и ПА с требуемыми характеристиками:

- цифровых каналов диспетчерской телефонной связи и телемеханики между ДП операционных зон филиалов ПАО «Россети Московский регион» и ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ;

- цифровых каналов диспетчерской телефонной связи и телемеханики и АСУ ТП ПС между энергообъектами ПАО «Россети Московский регион» и ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ/ЦУС ПАО «Россети Московский регион»;

- цифровых каналов связи для быстродействующих микропроцессорных защит линий электропередач (ВЛ, КЛ КВЛ 35, 110, 220 кВ) и противоаварийной автоматики;

- цифровых каналов связи для передачи информации системы коммерческого учета электроэнергии (АИИСКУЭ), ОМП, комплекса регистрации аварийных процессов (КРАП), видеонаблюдения и противоаварийной автоматики;

- цифровых каналов связи для проведения ВКС между ИА, филиалами ПАО «Россети Московский регион», ПАО «Россети» и с органами исполнительной власти Москвы и МО: ГО и ЧС, Россети, ДЦ Московское РДУ и т.д.;

- цифровых каналов связи для взаимодействия корпоративных систем: 1С, SAP, АСУ РЭО и т.д.

### **Применяемые решения для обеспечения отказоустойчивости СПД.**

На уровне идеологии построения сети СПД используется кольцевое построение ядра сети (опорное кольцо, сети агрегации) и подключение по двум независимым (по географически разнесенным трассам) каналам связи достаточной пропускной способностью объектов областных филиалов.

На уровне опорного кольца и сетей агрегации конфигурация оборудования обеспечивает резервирование всех типов модулей в маршрутизаторе, что позволит обеспечить возможность обновления ПО без прерывания передачи трафика, резервирование процессоров интерфейсов и интерфейсных модулей, возможность последующего расширения путем установки интерфейсных модулей (SPA) в свободный слот каждого из двух модулей SIP40.

На уровне ПС устанавливаются два комплекта маршрутизаторов и коммутаторов, а также установки 2-х (двух) комплектов оборудования мультиплексирования, что обеспечивает отсутствию единой точки отказа для любого возможного потока информации локальных технологических сетей ПС, и организации бесперебойной передачи информации при проведении

регламентных работ.

В применяемом оборудовании СПД всегда устанавливаются две карты электропитания и центрального процессора. Резервирование трибутарных плат осуществляется опционально – при наличии соответствующих требований.

### **Применяемые решения по управлению и мониторингу СПД.**

Управление и мониторинг осуществляется программно-аппаратным комплексом управления и мониторинга СПД. В составе системы управления и мониторинга предусмотрено использование следующих программных продуктов:

– Cisco Info Center - комплексная система мониторинга всех устройств и сетевых сервисов. Обеспечивает основные функции: построение топологической схемы сети, ведение централизованного журнала системных сообщений и управление событиями, корреляция событий для выяснения корневой причины происшествия (Root-cause Analysis, RCA).

– Cisco Prime Lan Management Solution (LMS) - базовая система управления и мониторинга активного сетевого оборудования. Основные функции: инвентаризация, управление конфигурациями и системным ПО оборудования, мониторинг рабочих параметров и генерация отчетов о состоянии оборудования; мониторинг производительности сетевых сервисов (с помощью IP SLA).

– Cisco Network Registrar (CNR) - система предоставляющая выделенные для нужд СПД сервисы DNS, DHCP и TFTP с генерацией отчетов об использовании ресурсов IP-адресного пространства и использованием системных имен устройств для более удобной работы с системой управления;

– Cisco Network Analysis Module (NAM) - система мониторинга сетевого трафика и производительности сетевых сервисов, осуществляет сбор и хранение статистики по протоколам и приложениям, статистики трафика с различными уровнями качества обслуживания (QoS), перехват и декодирование сетевого трафика (функции протокольного анализатора), сбор статистики по трафику удаленных узлов с помощью протокола Netflow.

Для управления VPN и виртуальными соединениями MPLS в СПД используется:

– ПО Cisco Info Center для автоматического обнаружения и визуализации L3VPN, VLAN, Pseudowire. Система автоматически коррелирует аварийные события и выдает информацию о неработающих VPN.

– ПО Cisco Prime LMS для конфигурации VPN на сетевом оборудовании СПД. С помощью заранее созданных шаблонов конфигурации

можно быстро подключать новые узлы и создавать новые VRF с ручным введением нескольких параметров.

Для обеспечения отказоустойчивости системы управления в качестве аппаратной платформы для компонент системы управления используется система блейд-серверов Cisco UCS 5108. В ЦУС установлено два шасси Cisco UCS 5108 с 10 блейд-серверами. 5 серверов UCS B230 M2 используются как выделенные серверы для ПО ArcSight и Cisco CSM, согласно рекомендациям производителей ПО. 5 серверов UCS B250 M2 используются для организации виртуальной среды под управлением супервизора VMWare для остальных компонентов системы.

Для серверов используется общая интеллектуальная отказоустойчивая система хранения данных (СХД) NetApp FAS2240-2 с массивом дисков 24x600GB. СХД оснащена 2-я контроллерами, взаимно резервирующими друг друга.

СХД NetApp использует уникальную технологию хранения данных на основе встроенной файловой системы WAFL (Write Anywhere File Layout). Одним из существенных преимуществ использования WAFL является способ организации мгновенного копирования данных (snapshot) внутри массива. Как создание мгновенной копии (Snapshot), так и обратная операция – окат к резервной копии (Snaprestore) происходят мгновенно. В системах NetApp наличие мгновенных резервных копий не влияет на производительность СХД.

Для подключения серверов к СПД и к СХД используются два коммутатора унифицированных портов (UP) 10 Гбит/с Ethernet/FCoE UCS-FI-6248UP. Для подключения серверов к коммутаторам в каждое шасси UCS 5108 устанавливаются по два модуля коммутаторов Fabric Extender UCS 2104XP с 4 унифицированными портами 10 Гбит/с. Для подключения блейд-серверов к СХД используются два коммутатора Fiber Channel Cisco MDS 9124.

### **Применяемые решения по обеспечению информационной безопасности СПД.**

Для обеспечения информационной безопасности сети СПД применяется следующий комплекс мер:

- использование средств межсетевого экранирования (МСЭ) на узлах доступа;
- централизованное управление доступом и протоколирование доступа к сетевым устройствам СПД;
- создание в СПД виртуальных сетей VPN для трафика критичных технологических систем Заказчика;
- автоматизированная централизованная проверка конфигураций оборудования на соответствие определенным правилам;

- мониторинг, корреляция и управление событиями информационной безопасности;
- контроль конфигураций активного оборудования;
- обнаружение сетевых атак на основе анализа трафика.

*Средства межсетевого экранирования* обеспечивают разграничение доступа и защиту от несанкционированного доступа на сетевом уровне стека протоколов TCP/IP. Для реализации функций межсетевого экранирования на объектах ЦУС и УС 2-й Павелецкий используются по два выделенных межсетевых экрана Cisco ASA 5585-X, работающих в режиме горячего резервирования, с сервисным процессором SSP-20, 16 сетевыми интерфейсами 10/100/1000 Base-T.

В целях повышения надежности предусмотрено «горячее» резервирование межсетевых экранов с использованием технологии Stateful Failover. Один из межсетевых экранов является активным (Active unit) и обрабатывает сетевые потоки, а второй - резервным (Standby unit). С активного на резервный межсетевой экран регулярно передается информация об установленных соединениях, а также hello-сообщения, являющиеся индикатором работоспособности активного межсетевого экрана (через специально выделенные интерфейсы 10/100/1000 Base-T). В случае если активный межсетевой экран выходит из строя, то hello-сообщения от него не поступают и резервный межсетевой экран становится активным.

МСЭ ASA 5585-X поддерживают технологию виртуальных межсетевых экранов. Технология виртуальных межсетевых экранов позволяет создавать множество логических межсетевых экранов (Security Context) на одной аппаратной платформе. При этом каждый виртуальный межсетевой экран имеет собственную политику безопасности. Проектом предусмотрены лицензии на 10 виртуальных межсетевых экранов на каждом устройстве ASA 5585-X.

В качестве средств МСЭ на узлах доступа на подстанциях используется функционал Zone-based firewall (ZBFW) в ПО маршрутизаторов CGR-2010 узлов доступа.

*Для реализации функций обнаружения сетевых атак* со стороны каналов связи к информационным ресурсам объектов ЦУС и УС 2-й Павелецкий используется функционал IPS устройств ASA 5585-X, используемых также в качестве МСЭ. Функции IPS выполняются аппаратно в модуле IPS SSP-20 независимо от функций МСЭ.

ПО IPS поддерживает возможность активной блокировки атак (Inline Mode), но для исключения возможности блокировки легитимного трафика в СПД, IPS в предложенном решении используется только в режиме мониторинга (Promiscuous Mode). Трафик на определенных интерфейсах подвергается анализу на предмет наличия атак и несанкционированной активности. Информация о выявленных событиях ИБ протоколируется на устройстве и передается на сервер ArcSight, выполняющий фильтрацию и



корреляцию событий ИБ.

Для определения сетевых атак IPS использует сигнатуры, представляющие собой определенные шаблоны, описывающие характеристики или поведение трафика. Трафик, поступающий на определенные интерфейсы анализируется на предмет соответствия сигнатурам. Для работы с сигнатурами используются сигнатурные политики (signature definition policy). Каждая сигнатурная политика включает определенный набор сигнатур и настраиваемые параметры для каждой сигнатуры.

На узлах доступа СПД (ПС) используется функционал IPS на маршрутизаторах CGR-2010.

*Средства контроля доступа* обеспечивают централизованную аутентификацию, авторизацию и учет доступа к активному сетевому оборудованию СПД. Для данных целей в ЦУС установлено ПО аутентификации, авторизации и учета доступа (AAA-сервер) Cisco Secure ACS 5.3. ПО ACS в ЦУС устанавливается на виртуальный сервер в среде VMware в составе комплекса управления и мониторинга СПД. Для обеспечения резервирования, на объекте УС 2-й Павелецкий устанавливается устройство Cisco CSACS-1121-K9, выполняющее функции резервного сервера Cisco Secure ACS.

*Алгоритм работы системы аутентификации* – при попытке начать администрирование сетевого устройства пользователь должен ввести свои идентификатор и пароль. Сетевое устройство отправляет запрос на сервер Cisco Secure ACS, с сервера приходит ответ, разрешающий или не разрешающий это подключение. Между сетевыми устройствами и серверами Cisco Secure ACS используется разделяемый ключ, с применением которого осуществляется маскирование обмена данными при прохождении запроса на аутентификацию/авторизацию. На серверах Cisco Secure ACS ведется протоколирование времени начала и окончания подключения, а также протоколирование выполняемых в привилегированном режиме команд. Эта информация позволяет контролировать время, авторство и характер изменений, вносимых в конфигурацию активного сетевого оборудования.

Между двумя серверами Cisco ACS устанавливается репликация: сервер в ЦУС является основным, второй – резервным, конфигурация на резервном сервере периодически синхронизируется с конфигурацией на основном сервере. На сетевом оборудовании указываются оба сервера Cisco ACS, таким образом, первый запрос на аутентификацию посылается от сетевого оборудования на первый сервер, и если от него не приходит ответ, то запрос направляется на второй (резервный) сервер. Это обеспечивает резервирование на случай выхода из строя основного сервера Cisco ACS.

Для обеспечения доступа к активному сетевому оборудованию СПД в случае нарушения функционирования обоих серверов Cisco ACS или отсутствия с ними связи, на сетевом оборудовании настроено в качестве

резервного варианта аутентификация с применением локальной базы пользователей.

При эксплуатации СПД и ее сегментов, для каждого из сегментов (административных доменов) выделены группы пользователей (администраторов и операторов) с определенными ролевыми функциями.

*Модуль мониторинга событий ИБ* включает следующие компоненты:

- источники данных о событиях и инцидентах ИБ;
- серверы мониторинга ИБ.
- В качестве источников данных используются:
- функционал МСЭ и IPS в ПО маршрутизаторов узлов доступа;
- устройства МСЭ/1 PS ASA-5585;
- сервера Cisco Secure ACS.

В качестве сервера мониторинга событий ИБ используется ПО ArcSight ESM. Система ArcSight ESM позволяет:

- собирать и анализировать сообщения о нарушениях безопасности, поступающих от систем обнаружения вторжений, межсетевых экранов, операционных систем, различных приложений, антивирусных систем;
- работать с оборудованием различных производителей;
- проводить корреляционный анализ полученных данных на предмет определения комплексных, распределенных атак на различные элементы вычислительной сети;
- ранжировать информацию о событиях ИБ, позволяя, в первую очередь, рассматривать наиболее критичные для функционирования информационной инфраструктуры инциденты;
- визуализировать полученные данные;
- строить модель «штатного» поведения элементов вычислительной сети и на ее основе оперативно определять сетевые аномалии или сетевые атаки;
- определять комплексные сетевые атаки, распределенные по времени и по устройствам вычислительной сети;
- в реальном времени оповещать операторов Системы, об элементах вычислительной сети вовлеченных в атаку, обеспечивая немедленное подтверждение фактической опасности угрозы;
- строить отчеты об инцидентах информационной безопасности.

Платформа ArcSight ESM собирает и анализирует и уведомляет администраторов об обнаруженных инцидентах. Анализ событий происходит с помощью процесса корреляции. Благодаря этому, среди миллионов разнообразных событий, система обнаруживает взаимосвязи, запороговые величины, несоответствия и определяет инциденты информационной безопасности.

Сбор данных выполняется по принципу PUSH и заключается в том, что источники информации о событиях ИБ сами осуществляют передачу

информации на сервер ArcSight ESM. Информация передается на сервер источниками данных по мере ее появления в источнике данных в формате syslog.

Запросы и отчеты позволяют выделить из хранящихся на сервере ArcSight ESM необработанных и обработанных данных нужную информацию и представить ее пользователю в нужном формате. Имеются predefined отчеты, предусмотрена возможность создания новых отчетов. Доступ к отчетам основан на ролях пользователей.

Для управления функционалом ИБ на активном сетевом оборудовании СПД используется ПО Cisco Security Manager, устанавливаемое на выделенные серверы в составе аппаратно-программного комплекса управления СПД. ПО Cisco Security Manager предназначено для централизованного управления межсетевыми экранами Cisco ASA и функционалом МСЭ и IPS в ПО IOS маршрутизаторов Cisco.

В соответствии с рекомендациями производителя, количество устройств, управление которыми обеспечивает один сервер не должно превышать 500. Для управления средствами МСЭ и IPS и функционалом ИБ маршрутизаторов всех узлов доступа, проектом предусмотрено 4 выделенных сервера в ЦУС и общее количество лицензий на 1400 устройств.

Cisco Security Manager обеспечивает следующую функциональность:

– централизованное управление средствами межсетевого экранирования, в том числе:

- правилами доступа (access control rules);
- правилами трансляции IP-адресов (NAT);
- правилами аутентификации, авторизации и учета (AAA);
- настройкой отказоустойчивого режима (Failover).

– централизованный мониторинг и диагностика функционирования средств межсетевого экранирования;

– централизованное управление функциональностью мониторинга трафика Cisco IPS;

– управление рабочим процессом внесения изменений в конфигурацию межсетевых экранов и сенсоров обнаружения сетевых атак.

Cisco Security Manager включает следующие основные компоненты:

– серверное базисное приложение Cisco Works Common Services, обеспечивающее платформу для функционирования прочих сервисов Cisco Security Manager;

– основное приложение Security Manager, предназначенное для централизованного управления конфигурацией межсетевых экранов Cisco ASA/PIX и сенсоров обнаружения атак Cisco IPS;

– агент безопасности Cisco Security Agent, обеспечивающий защиту сервера от известных и неизвестных атак и контроль за несанкционированной активностью.

Все компоненты (кроме Cisco Security Agent) предоставляют web-интерфейс управления. Доступ к web-интерфейсу управления осуществляется с рабочей станции администратора системы.

Для управления устройствами, на сервере Cisco Security Manager для администраторов и операторов ИБ созданы учетные записи с определенными привилегиями для выполнения различных задач.

*В качестве средства контроля конфигураций* оборудования используется ПО Cisco Network Compliance Manager (NCM). ПО Cisco NCM выполняет следующие функции:

- автоматизация управления устройствами;
- функции автоматизированного аудита сети;
- контроль изменений конфигураций в реальном времени;
- контроль непротиворечивости конфигураций;
- создание и применение пользовательских политик соответствия;
- генерация отчетов соответствия.

Использование ПО Cisco NCM обеспечивает следующие преимущества:

- уменьшение времени восстановления работоспособности из-за ошибок конфигурации;
- уменьшение времени обнаружения уязвимостей;
- уменьшение времени настройки новых устройств;
- обеспечение соответствия всех узлов установленным политикам.

Установлено ПО NCM 1.7 с лицензией на 2500 сетевых устройств для обеспечения контроля конфигураций активного сетевого оборудования проектируемых узлов доступа СПД, а также маршрутизаторов и коммутаторов узлов доступа. ПО NCM установлено на виртуальный сервер в среде VMware в составе комплекса управления и мониторинга СПД, устанавливаемого в ЦУС.

*Защита от несанкционированного доступа* выполняется следующими комплексами организационно-технических мероприятий:

- ограничение доступа в помещения узлов СПД;
- проведение круглосуточного мониторинга целостности узлов;
- система идентификации, авторизации и учета активности пользователей (AAA);
- создание пользователей с различными уровнями привилегий (15 уровней);
- поддержка технологии доступа к удаленной централизованной базе данных пользователей по протоколам RADIUS (RFC 2865) и TACACS+;
- контроль выполнения администратором каждой отдельной команды при управлении устройством;
- маскирование, как минимум, аутентификационных данных передаваемых по сети;

- принудительная задержка при повторных попытках авторизации пользователя;
- списки контроля доступа (ACL), ограничивающие доступ к устройствам только с рабочих станций администраторов;
- использование только защищенных протоколов администрирования SSH/HTTPS/SNMPv3;
- автоматизированное протоколирование (Syslog) и анализ попыток несанкционированного вмешательства в работу узла;
- использование встроенных средств для борьбы со спуфингом (отправкой трафика с поддельными IP-адресами источника);
- принятие адекватных мер по обнаружению источников угрозы.

### **Применяемые решения по маршрутизации и коммутации СПД.**

Основными принципами построения системы адресации СПД должны являться иерархическая структура адресации и достаточность количества IP-адресов. Иерархическая структура обеспечивает единые принципы выделения сетей или подсетей на объектах связи и тем самым создает распределенное адресное пространство, которое позволяет минимизировать служебный трафик и снизить влияние отдельных сетей, узлов или каналов на производительность всей сети в целом.

Основной задачей построения системы маршрутизации является надежность функционирования, оптимизация производительности сети, как в случае нормального режима функционирования сети, так и в случае сбоев на отдельных соединениях.

Организуемая система маршрутизации должна обеспечивать:

- устойчивость процесса маршрутизации к изменениям конфигурации сети;
- своевременное динамическое обновление таблиц маршрутизации.

Задача маршрутизации решается на основе таблиц маршрутизации, размещаемых во всех маршрутизаторах и конечных узлах сети.

Для построения таблиц маршрутизации маршрутизаторы должны обмениваться информацией о топологии сети в соответствии со специальным служебным протоколом.

На сегодняшний день самыми распространенными являются протоколы, основанные на алгоритме динамической маршрутизации, позволяющие автоматически обновлять таблицы маршрутизации после изменения конфигурации в сети. В качестве основного принципа маршрутизации берется устойчивость процесса маршрутизации к изменениям конфигурации СПД Общества.

В качестве протокола IGP в СПД используется протокол IS-IS (RFC 1195), который имеет следующие достоинства в сравнении с альтернативным протоколом OSPF (RFC 2328):

- обеспечивается более высокий уровень масштабируемости в одной области и домене в целом;
- взаимодействие между маршрутизаторами выполняется с использованием заголовков и адресов второго уровня модели OSI без инкапсуляции в IP, что повышает уровень безопасности ядра сети;
- обеспечивается более контролируемый обмен маршрутной информацией между областями.

### **Коммутация MPLS.**

Для назначения меток, с целью коммутации MPLS в СПД, задействуются следующие протоколы:

- LDP (RFC 5036) - назначение меток для коммутации MPLS в пределах одной области домена IS-IS;
- BGP-IPv4 (RFC 3107) - назначение меток для коммутации MPLS в направлении других региональных областей домена IS-IS.

### **Маршрутизация BGP-VPNv4.**

Протокол BGP-IPv4 используется для распространения маршрутов между областями IS-IS и соответствующих транспортных MPLS-меток на Router-ID маршрутизаторов СПД. Протокол BGP-IPv4 включается на всех маршрутизаторах СПД, участвующих в коммутации MPLS.

### **2.11.6. Волоконно-оптические линии связи/передачи**

Создание сети ВОЛС на ВЛ 110 и 220 кВ осуществляется в основном подвеской оптического кабеля, встроенного в грозозащитный трос (ОКГТ), возможно также применение ОКСН и иных инновационных способов (встроенных в фазный провод или навивка).

При строительстве, реконструкции и капитальном ремонте ВЛ с грозотросом необходимо предусматривать подвеску грозотросса с ОКГТ.

Для ОКГТ и ОКСН на ВЛ 35, 110 и 220 кВ следует применять спиральную поддерживающую и натяжную арматуру.

Проектирование, строительство и эксплуатация ВОЛС по ВЛ должны осуществляться в соответствии с ПУЭ (действующая редакция), «Правилами проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 0,4-35 кВ», «Правилами проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 110 кВ и выше» и другими НТД отрасли.

При решении вопроса о возможности размещения ВОЛС на ВЛ, одним из основных условий монтажа ВОЛС является проверка ВЛ на несущую

способность и возможность отключения для проведения работ.

Число оптических волокон в оптическом кабеле и емкость систем передачи определяется на этапе разработки задания на проектирование с учетом текущей и перспективной потребности. Оптические волокна на магистральных направлениях в количестве не менее 4-х могут быть выполнены по технологии максимально отвечающей последним разработкам в области систем передачи плотной WDM, в т.ч. с когерентным детектированием.

### **2.11.7. Высокочастотная сеть связи по ВЛ**

ВЧ связь – технологическая сеть связи электроэнергетики, по каналам которой передаются голос, данные телемеханики, команды РЗ и ПА, необходимые для управления технологическими процессами электроэнергетики в нормальных и аварийных режимах.

Развитие ВЧ связи Общества для организации управления энергообъектами 35-220 кВ ведется в основном в направлении организации каналов связи с ПС 35-110 кВ (тупиковые и отпаечные) при замене устаревшего оборудования на новое цифровое.

В Обществе в настоящее время устанавливается только современная цифровая аппаратура ВЧ связи с поддержкой стека протоколов TCP/IP, в которой совмещены каналы передачи голоса, данных и сигналов-команд.

В каналах ВЧ связи, организованных по фазным проводам и грозозащитным тросам ЛЭП, допускается совмещение передачи сигналов и команд РЗА, технологической телефонной связи и телеметрической информации, если это предусмотрено конструктивным исполнением аппаратуры (комбинированная аппаратура). Комбинированная аппаратура ВЧ связи по ЛЭП должна обеспечивать приоритетную передачу сигналов и команд РЗА.

Не допускается передача сигналов ВЧ защит ВЛ по ВЧ каналам, организованным по грозозащитным тросам.

ВЧ каналы связи должны выполняться с учетом обеспечения запаса по перекрываемому затуханию с учетом неблагоприятных погодных условий. Для передачи команд РЗА каналы ВЧ связи по ВЛ должны дополнительно обеспечивать запас по перекрываемому затуханию при возможных КЗ на ВЛ.

При организации каналов связи должны выполняться условия по обеспечению электромагнитной совместимости.

Основными направлениями построения новых линий ВЧ-связи являются:

- повышение функциональности, надежности и качества ВЧ связи;
- внедрение многофункциональных цифровых систем комплексного использования, отвечающих отраслевым и корпоративным требованиям;

- использование систем с цифровой обработкой сигналов, аналоговой (с частотным разделением сигналов) и цифровой (с временным разделением сигналов) передачей информации;
- эффективное использование частотного ресурса каналов ВЧ связи;
- оптимизация затрат на развитие и эксплуатацию ВЧ связи за счет применения комбинированной аппаратуры для передачи речи и сигналов ТМ, способную передавать эти сигналы в одном ВЧ канале;
- совершенствование технологий эксплуатации, ТОиР систем ВЧ связи:
  - создание и внедрение систем централизованного управления;
  - обеспечение эксплуатации необходимым парком КИП и ЗИП;
  - подготовка квалифицированного персонала;
- совершенствование нормативно-технической документации пересмотр и дополнение НТД, для обеспечения надлежащего качества разработки, проектирования и эксплуатации ВЧ каналов.

Выбор рабочих частот при проектировании и организации каналов ВЧ связи по ЛЭП, используемых для передачи сигналов речи, данных, телемеханики, релейной защиты и противоаварийной автоматики должен осуществляться в соответствии с нормативно-техническими документами, утвержденными ПАО «ФСК ЕЭС».

Для организации сбора технологической информации с объектов 6-20 кВ наряду с другими технологиями может использоваться технология PLC.

Технология PLC (Power line communication) базируется на использовании силовых электросетей для информационного обмена.

Достоинства технологии PLC:

- простота использования;
- использование существующей кабельной инфраструктуры.

### **2.11.8. Сеть подвижной радиосвязи**

Сеть подвижной радиосвязи предназначена для организации линейно-эксплуатационной связи на электросетевых объектах, в том числе для обеспечения связи линейных и аварийно-восстановительных бригад.

В состав средств подвижной радиосвязи входят средства УКВ и DMR радиосвязи.

Основными задачами сети подвижной радиосвязи является обеспечение:

- оперативного и технологического управления электросетевыми объектами, расположенными в труднодоступной и удаленной местности;
- оперативного сбора технологической информации и данных коммерческого учета электроэнергии с необслуживаемых электросетевых объектов;



- обеспечения персонала линейных и аварийно-восстановительных бригад линейно-эксплуатационной связью;
- организации резервных каналов связи для передачи диспетчерской информации субъектам оперативно-диспетчерского управления;
- оперативного и технологического управления электросетевым комплексом в условиях возникновения чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

Связь диспетчерского (оперативного персонала) с персоналом линейных и аварийно-восстановительных бригад должна осуществляться по радио и сотовой связи.

Мобильные средства связи (сотовая, радиосвязь) должны использоваться в качестве дополнительных средств связи для оперативных переговоров диспетчерского и оперативного персонала при повреждении цифровых наземных каналов связи.

При определении потребности в средствах связи необходимо учитывать структуру служб ВЛ в каждом предприятии, операционные зоны линейных участков, качество сотовой GSM/UMTS в зонах эксплуатационной ответственности каждого линейного участка, и связи в предприятиях и организациях ПАО «Россети Московский регион».

В дополнение к уже существующим средствам УКВ и DMR радиосвязи Общества в настоящее время появилась возможность использования оборудования радиосвязи стандарта LTE-450 от ПАО «Ростелеком». Данное решение имеет как все сервисы голосовой радиосвязи УКВ и DMR стандарта, а также позволяет осуществлять передачу данных со скоростями, позволяющими осуществлять передачу телеинформации с объектов 6-20 кВ Общества.

#### **2.11.9. Сеть спутниковой связи**

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

#### **2.11.10. Сеть телефонной связи**

В настоящее время в Обществе построена в 2010-2015 г.г. сеть телефонной связи для ведения оперативных переговоров и производственной голосовой связи на основе TDM телефонных станций.

Внедрен единый план телефонной нумерации в Обществе.

Важнейшей задачей сети телефонной связи «ПАО Россети Московский регион» является обеспечение надежного речевого взаимодействия служб диспетчерско-технологического и административного управления электроэнергетики.

Переход к сети с полностью пакетной коммутацией должен осуществляться постепенно по мере развития технологии VoIP и повышения ее качественных показателей для удовлетворения требований к оперативно-

диспетчерской связи.

Основными задачами развития телефонной сети являются:

- внедрение на всех уровнях управления программно-управляемых IP-УАТС, аттестованных установленным порядком для применения в электроэнергетике и сертифицированных федеральным органом исполнительной власти в области связи;
- унификация цифровых УАТС в электросетевом комплексе;
- внедрение технологии Voice over IP (VoIP) с нормированным сжатием;
- внедрение систем управления и мониторинга;
- внедрение единого плана нумерации и системы маршрутизации;
- расширение сервисов;
- использование современных протоколов сигнализации;
- внедрение биллинговых систем;
- конвергенция с другими видами коммуникаций (внедрение технологий unified communications).

Диспетчерско-технологическая телефонная связь должна организовываться на базе корпоративной телефонной сети связи с использованием отдельных телефонных станций – диспетчерских коммутаторов, построенной по радиально-узловому принципу. Все диспетчерские коммутаторы уровня ЦУС филиала имеет возможность выхода на сеть связи общего пользования и отвечать техническим нормам и правилам присоединения.

Диспетчерские коммутаторы должны обеспечивать оперативно-диспетчерскую связь с набором и без набора номера, путем нажатия соответствующей кнопки по схеме «точка-точка». Оконечное оборудование диспетчерской телефонной связи (диспетчерские пультаы или аппараты) должно быть обеспечено возможностью записи диспетчерских переговоров с сохранением записей в соответствии с установленным порядком. При организации диспетчерской телефонной связи должны применяться автоматические телефонные станции, сертифицированные Министерством связи и массовых коммуникаций РФ и аттестованные для применения в электроэнергетике в диспетчерской телефонной сети.

Технологическая телефонная связь может организовываться как по каналам диспетчерской телефонной связи с приоритетом диспетчера, так и по соединительным линиям, организованным между соответствующими автоматическими телефонными станциями технологической связи.

#### **2.11.11. Сеть видеоконференцсвязи**

Сеть видеоконференцсвязи обеспечивает возможность организации видеоконференции между клиентами сети.

Сеть видеоконференцсвязи должна строиться по иерархическому

принципу в соответствии с организационной структурой электросетевой компании. Для организации сеансов видеоконференцсвязи должны использоваться серверы ВКС.

Терминалы сети при участии в видеоконференции двух пользователей должны устанавливать видео/аудио соединения в режиме «точка-точка» без использования ВКС сервера. При количестве участников видеоконференции больше двух, конференция организуется с использованием сервера.

Основными задачами развития сети видеоконференцсвязи являются:

- использование стандартов передачи видеоизображения высокой четкости (HD – High Definition);
- внедрение оборудования с поддержкой технологии маскирования ошибок передачи голоса и видео и алгоритмов оптимизации используемой полосы пропускания при работе в режиме HD;
- подключение удаленных видеоклиентов к корпоративной системе видеоконференцсвязи из внешних сетей, включая Интернет;
- подключение удаленных участников видеоконференцсвязи с мобильными абонентскими терминалами;
- проведение видеоконференций в режиме многоадресной рассылки (multicast);
- внедрение единой системы планирования, управления сеансами видеоконференцсвязи и мониторинга оборудования;
- обеспечение возможности записи на электронные носители с проводимых видеоконференций;
- использование оборудования для проведения интерактивного обучения.

#### **2.11.12. Система мониторинга и управления ССЭСК**

Управление цифровой сетью связью Общества формируется на базе систем управления различных производителей оборудования, обеспечивающих управление различными сегментами сети связи: SDH, PDH, IP MPLS и т.д.

Архитектура системы управления сети связи Общества предполагает наличие следующих уровней управления:

- уровень управления элементами сети;
- уровень управления сетью;
- уровень управления услугами.

На различных уровнях управления сети связи Общества реализует следующие группы функций управления:

- управление устранением неисправностей;
- управление конфигурацией;
- управление качеством передачи.

Управление устранением неисправностей:

- сбор и отображение информации о состоянии контролируемых элементов сети в реальном масштабе времени;
- сбор, регистрация и сохранение в базе данных сообщений о неисправностях в реальном масштабе времени;
- разделение сообщений о неисправностях по категории срочности: критические, срочные, несрочные, предупредительные, информационные;
- ведение подробных журналов регистрации неисправностей;
- выборка и сортировка информации журналов по типам аварий (событий), по категории срочности, по дате и времени, по типам элементов сети;
- фильтрация сообщений о неисправностях по всем параметрам, входящим в структуру сообщения о неисправности;
- маршрутизация сообщений о неисправностях, поступающих от элементов сети;
- поддержка датчиков контроля и управления внешней аварийной сигнализацией на контролируемых элементах сети.

Управление конфигурацией:

- установка параметров элементов сети (установка сетевых адресов, выбор источника синхронизации, установка параметров качества источника и приоритетов синхронизации);
- установка пороговых значений качественных параметров для выработки аварийных сообщений; установка параметров резервирования и т.п.);
- сбор идентификационной информации об элементах сети (место расположения, тип и серийный номер);
- накопление и упорядочивание информации о конфигурации;
- синхронизация показаний часов всех элементов сети.

Управление качеством:

- активация/деактивация измерения показателей качества на элементах сети, периодический сбор данных по показателям качества с элементов сети;
- проведение измерений параметров оборудования (мощность/уровень сигнала, параметры соединительных линий, напряжение первичных источников электропитания и т.п.);
- ведение подробного журнала регистрации показателей качества;
- статистическая обработка измеряемых значений параметров;
- установка пороговых значений, контроль значений определенных параметров рабочих характеристик по пороговым значениям.

Системы управления оборудованием (сетевыми элементами) должны иметь в своем составе интерфейсы, обеспечивающие взаимодействие с системой управления сети связи Общества.

### **2.11.13. Сеть тактовой сетевой синхронизации**

Единая технологическая сеть связи ПАО «Россети Московский регион» должна иметь высококачественную, надежную тактовую сетевую синхронизацию (ТСС).

Основным назначением ТСС является обеспечение установки и поддержания определенной тактовой частоты цифровых сигналов, предназначенных для цифровой коммутации и цифрового транзита с тем, чтобы временные соотношения между этими сигналами не выходили за определенные пределы.

Целями синхронизации при обмене информацией между пользователями являются:

- непрерывность информационного обмена за счет обеспечения равенства средних скоростей передачи информации в оконечных устройствах, связанных между собой цифровыми каналами связи;

- целостность информационного обмена, т.е. обеспечение доставки информационных блоков в приемное оконечное устройство в той же последовательности, в какой эти информационные блоки были переданы с передающего устройства через цифровой канал связи.

Все операции по обработке сигналов в цифровых системах передачи и цифровых коммутационных станциях должны выполняться в строгой последовательности во времени и синхронно.

Сеть ТСС Общества должна содержать вторичные эталонные генераторы (ВЗГ). Размещение ВЗГ должно быть оптимизировано.

Объектами синхронизации являются:

- коммутационные станции с временным разделением каналов;
- системы передачи СЦИ (SDH);
- шлюзовое оборудование на стыках сетей с коммутацией каналов и сетей с пакетной коммутацией;
- оборудование беспроводного доступа.

Для передачи сигналов синхронизации допускается использование сети передачи данных на базе Ethernet.

Структура системы ТСС должна быть построена таким образом, чтобы при появлении любой аварии осуществлялась автоматическая реконфигурация цепей синхронизации, в результате которой во всех точках сети будет сохраняться требуемое качество сигналов.

Сигналам синхронизации должно присваиваться качество, определяемое источником этих сигналов. Качественные показатели сети ТСС должны соответствовать РД 45.230-2001, рекомендациям МСЭ-Т 6.811, 6.812, 6.813 и стандартам ЕСЭ 300 462-1.

Система синхронизации должна иметь централизованную иерархическую систему управления и мониторинга.

В настоящее время сеть ТСС Общества получает опорный

синхросигнал от ПАО «Ростелеком».

#### **2.11.14. Электропитание оборудования связи и передачи данных**

Важнейшим элементом построения и эксплуатации сети связи Общества в части обеспечения бесперебойной работы средств диспетчерского и технологического управления является создание комплекса бесперебойного электропитания оборудования связи.

Электропитание оборудования комплекса средств связи подстанции, или узла связи должно осуществляться от системы гарантированного и бесперебойного электропитания ГОСТ 5237-83 и соответствовать в отношении надежности энергоснабжения – первой категории.

Емкость аккумуляторных батарей, используемых для гарантированного и бесперебойного электроснабжения оборудования комплекса средств связи подстанции, должна обеспечивать питание нагрузки в течение не менее 6 часов.

На подстанциях 220 кВ и выше, а также подстанциях, на которых предусмотрены крупные узлы СДТУ энергосистем, для резервного электропитания средств передачи информации, при соответствующем обосновании, должны применяться автоматизированные дизель-электрические станции.

Классификация средств связи по категориям электропитания определяется согласно «Руководящим указаниям по проектированию электропитания технических средств диспетчерского и технологического управления», № 11619тм-т1, Энергосетьпроект, 1987.

#### **2.11.15. Организация эксплуатации ССЭСК**

Определяя техническую эксплуатацию как процесс поддержания работоспособности оборудования и каналов связи в стабильном рабочем состоянии, техническая эксплуатация должна включать:

- паспортизацию при вводе в эксплуатацию нового оборудования связи;
- техническое обслуживание для поддержания в состоянии исправности оборудования связи в процессе его эксплуатации;
- ремонтно-настроечные и ремонтно-восстановительные работы.

В процесс технической эксплуатации должны быть включены следующие основные виды работ:

- измерение рабочих характеристик;
- обнаружение отказов;
- сигнализация об отказах и рабочих характеристиках;
- резервирование;
- восстановление работоспособности;

– проверка (после восстановления).

Система эксплуатации сети связи Общества построена в соответствии с нормативно-техническими документами Компании такими как:

– ПТЭ, ПУЭ;

– Правилами организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики в части оборудования СДТУ;

– инструкциями по эксплуатации оборудования связи различных производителей.

Основной задачей по организации системы эксплуатации сетей связи ПАО «Россети Московский регион», является обеспечение четкой, эффективной, бесперебойной и высококачественной работы оборудования связи, входящего в ее состав.

Для выполнения постоянного эксплуатационного контроля необходимо применять программно-технические комплексы (ПТК), позволяющие контролировать работу оборудования в реальном режиме времени и своевременно оповещать службу эксплуатации о возможных неисправностях.

#### **2.11.16. Защита сетей связи и передаваемой информации от несанкционированного доступа**

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

### **2.12. Ограничения по применению оборудования, технологий и материалов**

#### **2.12.1. Ограничения по применению оборудования в сетях 35-220 кВ.**

Запрещаются к применению при новом строительстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружении электросетевых объектов:

– схемы первичных соединений ПС 35-220 кВ с отделителями и короткозамыкателями;

– высоковольтные выключатели 110-220 кВ с пневматическими и пневмогидравлическими приводами;

– разъединители 35-220 кВ с ручными приводами основных и заземляющих ножей;

– блоки 35-110 кВ «разъединители-выключатель» и «ТН – шинный разъединитель», смонтированные на общей металлоконструкции;

– электромагнитные трансформаторы напряжения без защиты от феррорезонансных перенапряжений в цепях с изолированной нейтралью или с многоразрывными выключателями;

– аккумуляторные батареи с загущенным желеобразным гелиевым (технология GEL) и с абсорбированным (технология AGM) электролитом в качестве основного источника постоянного оперативного тока на ПС 220 кВ

и выше с масляными баковыми выключателями, а также со сроком службы менее 20 лет;

- силовые трансформаторы и реакторы со сроком службы менее 30 лет;

- шкафы СН, где не обеспечена защита персонала от поражения электрическим током при проведении операций с коммутационными аппаратами и техническом обслуживании;

- гибкие изолированные проводники для присоединения автоматов отходящих линий к шинам 0,4 кВ на щитах СН подстанций;

- масляные выключатели;

- выключатели и выключатели нагрузки, оборудованные электромагнитным приводом и требующие обязательного наличия оперативного тока для проведения коммутации;

- РУ среднего напряжения, выполненные с применением автогазовых выключателей нагрузки;

- оборудование с нормативным сроком службы менее 25 лет;

- вентильные и трубчатые разрядники;

- измерительные трансформаторы напряжения 6-10-20 кВ без антирезонансных устройств;

- уплотнения фланцевых соединений с использованием резин типа УМ и МБС.

#### 2.12.2. Ограничения по применению оборудования в сетях 0,4-20 кВ.

При новом строительстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружении электросетевых объектов запрещаются к применению:

- маломасляные выключатели;

- выключатели и выключатели нагрузки с электромагнитным приводом, не оборудованные стационарным блоком механического включения (на фасаде ячейки) для проведения коммутации при отсутствии оперативного тока;

- РУ среднего напряжения, выполненные с применением однополюсных или трехполюсных разъединителей;

- автогазовые выключатели 6-20 кВ;

- РУ среднего напряжения, выполненные с применением сборок низкого напряжения типа ШНН;

- распределительные пункты, выполненные из отдельных ячеек КРУН;

- комплектные трансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ шкафного типа с вертикальной компоновкой оборудования;

- оборудование (ячейки 6-20 кВ, шкафы АВР, РУ 0,4 кВ) с нормативным сроком службы менее 25 лет;

- силовые трансформаторы со сроком службы менее 30 лет;



- силовые трансформаторы негерметичного исполнения (марки ТМ);
- вентильные и трубчатые разрядники;
- обслуживаемые аккумуляторные батареи;
- измерительные трансформаторы напряжения 6-10-20 кВ без антирезонансных устройств;
- маслонаполненное оборудование электросетевых объектов, встроенных (пристроенных) в здания.

### **3. Технологические процессы в электросетевом комплексе**

#### **3.1. Развитие электросетевого комплекса**

##### **3.1.1. Общие требования к разработке схем и программ развития электроэнергетики и электрических сетей**

Основными программными документами с технико-экономическими обоснованиями поэтапной реконструкции и технического перевооружения электрических сетей ПАО «Россети Московский регион» являются:

- Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 110 (35) кВ и выше на территории г. Москвы и Московской области на 6 (10) летний период (далее – Комплексная программа развития);
- Схемы и программы развития электрических сетей (районов электрических сетей) 6-20 кВ Москвы и Московской области (далее – Схемы и Программы 6-20 кВ).

Комплексная программа развития и Схемы и Программы 6-20 кВ разрабатываются на базе социально-экономического прогноза развития Московского региона, согласованного с территориальными органами управления, с учетом рекомендаций Схемы и программы развития электроэнергетических систем России.

В Комплексной программе развития, в Схемах и Программах 6-20 кВ отражаются обоснованные технические решения по развитию электрических сетей (строительство/реконструкция) с учётом обеспечения:

- надёжности электроснабжения потребителей;
- технологического присоединения заявителей.

Комплексная программа развития и Схемы и Программы 6-20 кВ разрабатываются на постоянной основе на период от 5 до 15 лет, а в течение срока их действия подлежат актуализации:

- Комплексная программа развития – ежегодно;
- Схемы и Программы 6-20 кВ – не реже одного раза в пять лет;
- Планирование развития электрической сети ПАО «Россети

Московский регион», как электрической сети мегаполиса осуществляется с учетом требований Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.

Технические решения при проектировании, новом строительстве и

реконструкции электросетевых объектов и электротехнического оборудования должны быть направлены на:

– повышение их надежности, живучести, безопасности и эффективности;

– внедрение передовых проектных решений, обеспечивающих соответствие всего комплекса показателей ПС и ВЛ современному мировому техническому уровню;

– исключение/минимизацию количества и времени обесточения потребителей (производство работ без снятия напряжения, использование передвижных электроустановок обратной трансформации 0,4/10(6) кВ, комплексов сервисных кабельных линий временного электроснабжения напряжением 6-10 кВ).

Требования по объемам реконструкции и нового строительства электрической сети 0,4-20 кВ определяются с учетом нагрузки, подключаемой в рамках технологического присоединения потребителей. Учет нагрузки, подключаемой в рамках технологического присоединения потребителей, должен проводиться с применением коэффициентов совмещения максимумов нагрузок, определенных требованиями приказа ПАО «Россети Московский регион» от 20.01.2023 № 27 (в актуальной редакции).

С целью оптимального размещения коммутационных аппаратов на магистралях и отпайках КВЛ 6-10 кВ ПАО «Россети Московский регион» для повышения надежности электроснабжения потребителей, улучшения индикативных показателей SAIDI и SAIFI необходимо устанавливать автоматизированные сетевые секционирующие пункты (АССП) с вакуумными выключателями и сетевые секционирующие пункты (ССП) на магистральных линиях 6-20 кВ, а также на протяженных воздушных, кабельно-воздушных и кабельных ответвлениях ЛЭП, в соответствии с СТО 34.01-2.2-032-2017, а также принятыми в ПАО «Россети Московский регион» Методическими указаниями по выбору мест установки автоматических сетевых секционирующих пунктов (реклоузеров) на ВЛ 6-20 кВ в распределительных сетях ПАО «Россети Московский регион» и Техническими критериями мест установки сетевых секционирующих пунктов, выполненных на базе управляемых линейных разъединителей (УЛР) с моторизованным пунктом (TED/DMD12), линейных разъединителей рубящего типа (РЛР), предохранителей-разъединителей выхлопного типа (ПРВТ-10) на магистральных КВЛ 6-10кВ и отпайках в распределительных сетях ПАО «Россети Московский регион».

При технико-экономическом обосновании следует применять модульные ПС 35/0,4 кВ с присоединением к существующим точкам электрической сети 35 кВ на территории Московской области.

Фидера ВЛ напряжением 6-20 кВ должны быть оснащены устройствами однократного или двукратного АПВ на головном выключателе линии и на секционирующих пунктах.

Пункты АВР и сетевые секционирующие пункты должны быть оснащены вакуумными выключателями и микропроцессорными устройствами РЗА.

Для секционирования магистральных линий 6-20 кВ следует применять ССП наружной установки, устанавливаемые непосредственно на опорах ВЛ, с вакуумными выключателями (реклоузеры) и микропроцессорными блоками управления, позволяющие программировать работу выключателей под требуемые режимы работы, а также пункты деления сети на базе однофазных разъединителей типа SZ-24.

Для отключения ответвлений от магистрали, длина которых составляет более 1,5 км, рекомендуется устанавливать современное коммутационное оборудование в голове этих ответвлений.

С целью повышения наблюдаемости и управляемости электрической сети все системы автоматизации должны обеспечивать возможность передачи на диспетчерский пункт информации о текущем состоянии оборудования, а также телеуправления данным оборудованием.

Магистрали ВЛ 6-20 кВ имеющие большое количество отпаек и протяженность должны быть оборудованы пунктами секционирования, позволяющими выделять поврежденные участки сети и запитывать максимально возможное количество абонентов.

АССП должны устанавливаться в соответствии с утвержденными в ПАО «Россети Московский регион» Методическими указаниями по выбору мест установки автоматических сетевых секционирующих пунктов (реклоузеров) на ВЛ 6-20 кВ в распределительных сетях ПАО «Россети Московский регион» в следующих случаях и следующим приоритетам:

1. В местах возможного резервирования питания сети;
2. В магистрали радиальных линий без резервирования при протяженности ВЛ свыше 10 км;
3. В магистрали ВЛ 6-20 кВ, имеющие большое количество отпаек и протяженность;
4. В ответвления от магистралей, длина которых составляет более 1,5 км;
5. В магистрали радиальных линий без резервирования и на ответвлениях от магистралей с целью выделения участков ВЛ, проходящих по лесам, труднодоступной местности (заболоченные, сильно пересеченные места, участки с переходами через водные преграды с дальними объездами);
6. Повышения надежности ответственных потребителей.

При этом пункты секционирования должны обеспечивать выделение участков сети с равномерным распределением производства количества потребителей на протяженность трассы ЛЭП со всеми отпайками.

В случаях технико-экономической обоснованности допускается замена установки реклоузеров установкой вакуумных выключателей в РП, РТП и ТП при дополнительной установке средств РЗА, телемеханики и связи.

В качестве автоматических сетевых секционирующих пунктов необходимо использовать малогабаритные устройства с возможностью монтажа на опоре ВЛ.

На границах балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности с потребителями, в зависимости от местных условий, необходимо устанавливать АССП, ССП (УЛР, РЛР, ПРВТ) с пунктами коммерческого учета.

При установке РЛР и ПРВТ на ЛЭП, данные коммутационные аппараты, как правило, необходимо монтировать в комплекте с указателями поврежденного участка (УПУ), с указанием направления поврежденного участка или без, в соответствии с Критериями по расстановке комплектов индикаторов короткого замыкания с функцией определения однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) и передачей данных на сервер сбора и обработки данных.

На ВЛ 0,4 кВ при наличии совместной подвески сетей уличного освещения, эти сети необходимо выполнять в виде отдельных фидеров с организацией собственного учета электроэнергии в выносном щите.

Автоматический сетевой секционирующий пункт должен содержать:

- высоконадежный вакуумный выключатель;
- встроенную измерительную систему токов и напряжений;
- встроенные микропроцессорные средства управления выключателем, как в автономном режиме, так и по командам телеуправления;
- встроенные микропроцессорные средства, реализующие функции релейной защиты и автоматики, с возможностью работы с уставками, зависящими от направления потока мощности, и с малыми степенями селективности по времени (0,1-0,2 с);

– средства, обеспечивающие возможности внешних коммуникаций (наличие коммуникационных интерфейсов, поддержка международных протоколов передачи информации).

Для секционирования магистральных линий 6-20 кВ следует применять автоматические сетевые секционирующие пункты наружной установки, устанавливаемые непосредственно на опорах ВЛ, с возможностью программирования работы выключателей под требуемые режимы работы.

Автоматический сетевой секционирующий пункт должен обеспечивать:

- измерение напряжения и тока в месте установки;
- выявление факта наличия КЗ на контролируемом участке;
- автоматическое отключение поврежденного участка;
- выдачу сообщения в ДП;

– последующее включение участка в автоматизированном режиме по получении соответствующей команды управления из ДП;

– изменение групп уставок РЗА (дистанционно по средствам специализированного программного обеспечения).

Настройка работы алгоритма должна выполняться посредством задания уставок, обеспечивающих координацию работы группы автоматических сетевых секционирующих пунктов, расположенных на одном фидере.

Интеграция системы управления автоматическими сетевыми секционирующими пунктами с программно-техническими комплексами оперативно-технологического управления ДП должна осуществляться по следующим протоколам передачи данных:

- ГОСТ Р МЭК 60870-5-104, 101;
- DNP3;
- Modbus.

При проектировании и реализации систем управления автоматическими сетевыми секционирующими пунктами оптимальным вариантом протокола передачи данных является ГОСТ Р МЭК 60870-5-104, 101.

Автоматический сетевой секционирующий пункт в режиме реального времени должен передавать в ДП следующую информацию:

- значения напряжения и тока фаз;
  - значения активной и реактивной мощностей (опционально);
  - состояние коммутационного аппарата
- и принимать от ДП команды управления на включение/выключение коммутационного аппарата.

Посылаемые пакеты информации должны снабжаться уникальным номером (идентификатором) автоматического сетевого секционирующего пункта.

Автоматический сетевой секционирующий пункт должен работать в двух режимах управления: местном и дистанционном.

В местном режиме управление должен осуществляться посредством:

- панели управления на внутренней двери шкафа управления;
- персонального компьютера с программным обеспечением конфигурирования.

Дистанционные коммуникации должны осуществляться посредством:

- релейно-контактных систем управления с использованием модулей дискретных входов/выходов;

– систем телемеханики с использованием различных каналов связи;

- персонального компьютера с программным обеспечением конфигурирования, подключенного к внутренним коммуникационным интерфейсам шкафа управления.

Для организации передачи данных с объектами управления должны быть организованы каналы связи.

Физические каналы связи должны быть реализованы по следующим приоритетам:

1. Волоконно-оптические каналы связи.
2. Передача данных по PLC (Power Line Communications) на физическом уровне L1 с поддержкой передачи кадров канального уровня L2 IEEE 802.3-2008 до оборудования коммутации, устанавливаемого на УС.
3. Каналы сотовой связи стандарта GSM/GPRS.

Пропускная способность ВЛ определяется на основании результатов расчетов электрических режимов. Расчёты электрических режимов выполняются на год окончания реконструкции (сооружения) ВЛ и на перспективу 5 лет с учетом:

- нормативных возмущений в прилегающей к реконструируемой (сооружаемой) ВЛ сети 6 кВ и выше;
- действия устройств автоматического включения резерва (АВР), автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН) и автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО) на объектах в прилегающей к реконструируемой (сооружаемой) ВЛ электрической сети 0,4 кВ и выше;
- перевода нагрузки действием АВР в электрической сети 6-20 кВ при полном (частичном) обесточении объектов прилегающей сети 35 кВ и выше;
- нагрузки по заключенным договорам на технологическое присоединение.

### **3.1.2. Требования по применению автономных источников питания для резервирования потребителей распределительной сети**

Автономные (резервные или аварийные) источники питания должны устанавливаться собственниками электроустановок.

РУ-0,4 кВ и щиты 0,4 кВ в ТП, к которым подключены электроприемники с требуемой высокой надежностью электроснабжения, должны быть оснащены стационарными местами для подключения РИСЭ.

### **3.1.3. Координация уровней токов короткого замыкания**

В электрических сетях 6-20 кВ рекомендуется ограничивать токи короткого замыкания на уровне до 12 кА.

Для обеспечения нормальных условий работы оборудования и элементов электрических сетей при разработке схем развития электрических сетей необходимо рекомендовать мероприятия по ограничению уровня ТКЗ, в том числе установкой сверхпроводниковых ограничителей ТКЗ, фазоповоротных (фазорегулирующих) трансформаторов.

### **3.1.4. Особенности развития электрических сетей мегаполисов**

3.1.4.1. Основными проблемными аспектами надежности электроснабжения потребителей Московского региона являются:

- большая концентрация электропотребления и высокая доля потребителей 1-й категории в г. Москве;
- сложная структура замкнутых сетей г. Москвы, которая влечет за собой рост токов короткого замыкания и снижение мобильности в оперативно-технологическом управлении;
- недостаточная пропускная способность электрических сетей;
- применение традиционно используемых систем противоаварийной автоматики, работающих на принципе децентрализованного управления и не обеспечивающих обратную связь о характере протекания аварийных процессов в электрической сети. Повышение надежности электроснабжения должно быть основано на сочетании задач оптимального развития схемы электроснабжения и модернизации системы режимного и противоаварийного управления.

Вновь сооружаемые подстанции и переходные пункты должны выполняться в закрытом исполнении с применением компактного первичного электротехнического оборудования (преимущественно элегазового) и иметь минимальные размеры, обеспечивающие при этом надлежащий уровень безопасности, экологичности и удобство эксплуатации, а также вписываться в архитектурный облик городской зоны.

В г. Москве должны преимущественно использоваться кабельные линии электропередачи, особенно для высших классов напряжения, и сооружаться подстанции глубокого ввода. Для размещения электросетевого хозяйства должно активно осваиваться подземное пространство крупных городов, сооружаться глубокие высоковольтные кабельные вводы, предусматриваться резервирование территории для строительства кабельных сооружений, связанное с проектами развития территорий, реконструкцией и строительством новых инфраструктурных объектов.

Схема электроснабжения в крупных городах и мегаполисах должна обеспечивать минимальное время восстановления электроснабжения потребителей при возникновении аварийных режимов посредством применения сетевого резервирования, секционирования сети, применения быстродействующих АВР.

В послеаварийном режиме восстановление электроснабжения потребителей должно производиться в последовательности, зависимой от важности объекта в системе функционирования и жизнеобеспечения города (системы теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения, метрополитен, высотные здания, больницы, детские учреждения, вокзалы, железные и автомобильные дороги, связь, телевидение, радио и др.)

При выборе класса напряжения для отдельных реконструируемых

объектов необходимо учитывать существующее сетевое окружение.

Важнейшее условие обеспечения надежности – это баланс и управляемость режимом работы энергосистемы по реактивной мощности во всех схемно-режимных ситуациях. Необходимо оснастить электрические сети средствами компенсации реактивной мощности, в том числе управляемыми на базе преобразовательной техники новых типов управляемых устройств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения с использованием силовой электроники.

Серьезной проблемой в Московской энергосистеме является высокий уровень токов короткого замыкания. Один из эффективных способов решения данной проблемы – секционирование сетей с использованием различных токоограничителей для связи секций.

Принятие решения о формировании резерва мощности на каждом питающем центре должно приниматься индивидуально с учетом существующего спроса и планов перспективного развития прилегающих территорий.

Особенностью проблемы надёжности электроснабжения крупных городов является её зависимость от надёжности теплоснабжения. Необходимо учитывать, что при нарушении работы городской системы теплоснабжения увеличивается электропотребление на обогрев жилых помещений. В этой связи система электроснабжения потребителей должна быть рассчитана на возможные сценарии развития аварийных ситуаций на теплофикационных объектах городской инфраструктуры.

Для крупных городов и мегаполиса должны быть разработаны и реализованы программы организационно-технических мероприятий по предотвращению выхода за критические границы режима электропотребления в наиболее сложные периоды аномально низких или высоких температур окружающей среды, совпадающих с периодами максимумов нагрузки и/или с ремонтными компаниями на электросетевых объектах.

Следует также обеспечить техническую возможность более широкого использования передвижных электростанций и подстанций.

При отработке технологии сверхпроводящих кабелей и переходе к их промышленному производству, следует рассматривать применение данной продукции в распределительных сетях крупных городов и мегаполисов в сравнении с традиционными методами наращивания выдачи мощности в сеть, в том числе путем увеличения трансформаторной мощности питающих центров.

3.1.4.2. Общие принципы построения распределительных сетей 0,4-20 кВ.

3.1.4.2.1 Требования к выбору системы напряжений.

С целью повышения пропускной способности сети и обеспечения качества напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в Московском



регионе необходимо переходить на более высокие классы среднего напряжения (с 6 на 10-20 кВ). При переводе сетей на новый или реконструируемый питающий центр, необходимо рассматривать варианты перевода распределительных сетей на более высокий класс среднего напряжения. Подключение новых микрорайонов и крупных промышленных потребителей в г. Москве рекомендуется осуществлять по распределительной сети 20 кВ. Низковольтные линии должны быть выполнены исключительно изолированными проводами.

Выбор системы напряжений распределения электроэнергии должен осуществляться в процессе разработки схем перспективного развития на основе анализа роста перспективных электрических нагрузок. Режим заземления нейтрали:

- сеть 0,4 кВ – глухозаземленная нейтраль;
- сеть 6-20 кВ – выбор и реализация производится в соответствии с Методическими указаниями по выбору режима заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ (утвержденными распоряжением ПАО «Россети Московский регион» № 475р от 18.05.2021).

#### 3.1.4.2.2 Требования к схемам построения сетей в Московской области.

Развитие и построение распределительных электрических сетей напряжением 6-20 кВ должно осуществляться на основе утвержденных Схем развития районов распределительных электрических сетей, территориально охватывающих, как правило, административные районы (административные образования) Московского региона.

Распределительная электрическая сеть должна быть построена таким образом и с такими параметрами, чтобы была обеспечена возможность поставки электроэнергии (мощности) потребителям в нормальном и послеаварийном режиме работы электрических сетей.

Основным принципом построения электрических сетей с ВЛ напряжением 6-20 кВ следует принять магистральный принцип с созданием опорной сети, предусматривающий:

- кольцевую схему построения, в отдельных случаях применять радиальную (древовидную) схему построения с магистралью, выполненной проводом одного сечения по всей длине линии;
- автоматическое секционирование и резервирование магистрали;
- автоматизированное выделение поврежденных участков электрической сети;
- автоматизированное изменение топологии электрической сети.

Применение указанного принципа создаст условия для обеспечения качественного электроснабжения электроприемников по степени надежности с учетом роста электрических нагрузок и присоединения новых потребителей с электроприемниками второй категории надежности, а также переход к интеллектуальным электрическим сетям.

Максимальная протяженность одной магистрали ВЛ 0,4 кВ не должна превышать 400 м. При необходимости обеспечения технологического присоединения новых потребителей, которое невозможно выполнить без увеличения протяженности ВЛ 0,4 кВ, следует осуществлять строительство сетей 6-20 кВ с установкой дополнительной трансформаторной подстанции.

В сетях с кабельными линиями напряжением 6-20 кВ следует применять 2-лучевую или 1-лучевую схему.

Как основную, необходимо использовать схему развития сети от РП (РТП) 6-20 кВ, подключенных к географически разнесенным питающим центрам двумя линиями с большой пропускной способностью. РП 6-20 кВ и РТП 6-20/0,4 кВ рекомендуется выполнять в виде отдельно стоящих объектов.

Схема построения сети должна обеспечивать равномерную загрузку ячеек на питающих центрах и РП (РТП) 6-20 кВ.

При выборе схемы построения сети 6-20 кВ рекомендуется избегать подключения трансформаторных подстанций электроприемников III категории надежности к основным источникам питания потребителей I и II категорий. Допускается использование резервного источника питания потребителей I и II категорий надежности для электроснабжения электроприемников III категории.

При присоединении потребителя электрической энергии не допускается подключение ТП путем врезки в питающие фидеры (питающие КЛ и ВЛ).

В случае нового строительства, реконструкции или определения возможности осуществления технологического присоединения, при проектировании и определении максимального количества трансформаторных подстанций в распределительной сети 6, 10, 20 кВ на одном фидере, кроме расчетных показателей должны быть учтены:

- уровень недоотпуска электроэнергии при отключении фидера;
- возможные социальные последствия при отключении потребителей;
- время включения ТП от резервных источников эл. энергии (РИСЭ) при отключении фидера при его повреждении;
- характер местности и степень доступности ЛЭП для осмотра, в т.ч. наличие преград (река, болото, овраг, огороженная территория).

Рекомендуемое количество ТП должно ограничиваться двумя вариантами:

**Вариант 1.**

Не более 40 шт., при соблюдении условий:

- наличие автоматического секционирования (АСП, ТП с ВВк) с количеством ТП на секционируемом участке не более 20 шт.;
- возможность резервирования фидера;
- наличие устройства АВР по 6, 10, 20 кВ в РП, ТП.

**Вариант 2.**

Не более 20 шт., при отсутствии резервирования (тупиковый фидер).

*Примечание:* Применение количества ТП по вариантам 1 и 2 возможно

только в случае подтверждения расчетами по достаточности пропускной способности ЛЭП и обеспечения требуемых уровней напряжений у потребителей согласно действующим нормативным документам.

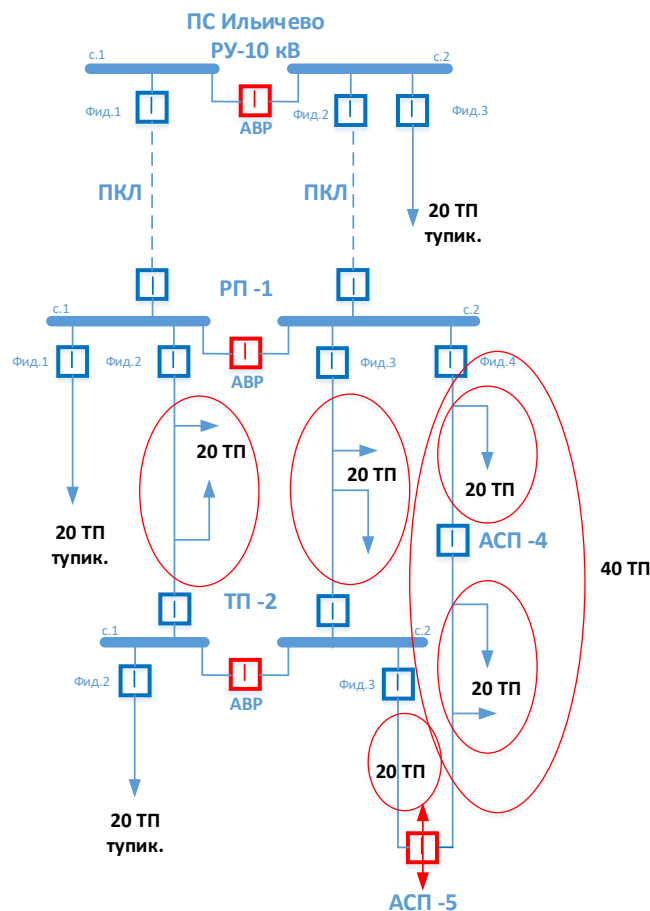


Рис. 3.1.4.2.2 Пример распределения количества ТП с соблюдением вариантов 1 и 2

Места установки ЦП, плотность их установки, их мощность и рабочее напряжение на высокой стороне должны выбираться с максимальным охватом территории для электроснабжения, в зависимости от размещения центров нагрузки с таким расчётом, чтобы длина отходящих фидеров по магистрали для 6 кВ не превышала 7 км, для 10 кВ не превышала 10 км, для 20 кВ не превышала 17 км. Подключение каждого ЦП к сети должно осуществляться, как правило, от разных источников питания напряжением 35-220 кВ.

Для нормализации уровня напряжения в конце линии 6-20 кВ, в случае отсутствия быстрореализуемых схемных решений, рекомендуется применение пунктов автоматического регулирования напряжения (ПАРН).

В процессе развития электрической сети 10-20 кВ необходимо преследовать цель повышения технико-экономических показателей путем:

- максимального использования пропускной способности существующей сети;
- сокращения протяженности трасс КЛ;
- перераспределения нагрузок между перегруженной и незагруженной

сетью;

- замены меньших сечений КЛ на большие (частично или полностью), тем самым добиваясь увеличения пропускной способности сети;
- применения технических мероприятий для включения всех КЛ в РТП (РП) под нагрузку;
- замены трансформаторов на большую мощность;
- перевода сети с 6 на 10 (20) кВ;
- установки средств компенсации реактивной мощности для снижения потерь электрической энергии и регулирования напряжения в электрических сетях.

Прокладка КЛ 6-20 кВ, резервирующих секции РТП в послеаварийном режиме (поперечных связей между РП), допускается только для повышения надежности электроснабжения:

- РТП с концентрированной (крупной) промышленной нагрузкой;
- РТП с крупной нагрузкой особо ответственных потребителей уникальных зданий и сооружений, крупных административных комплексов (театр, цирк, концертные и выставочные залы, музеи, дворцы спорта и спортивные сооружения, гостиницы, банки, торгово-развлекательные комплексы, и т.д.), зданий центральных правительственных учреждений и особо важных объектов гражданской обороны, если 8 МВА трансформаторной мощности и более потребителя подключены в абонентскую часть РТП;
- РТП насосных станций (КТС, РТС, КНС, ОС, теплосети, водопровода).

#### 3.1.4.3. Схема построения опорной сети 6-20 кВ в г. Москве и Успенском РЭС ЗЭС.

В качестве основной необходимо использовать схему развития сети от РП (РТП) 6-10 кВ, подключенных к двум независимым территориально разнесенным центрам питания двумя линиями с большой пропускной способностью. При этом в случае нового строительства эти линии не должны выполняться в виде спаренных кабелей.

Схема с питанием каждой секции 6-10 кВ РП (РТП) по двум отдельным кабельным линиям, включенным на параллельную работу, может применяться только при соответствующем техническом обосновании.

Схема с параллельной работой на одну секцию 6-10 кВ РП (РТП) двух одиночных или 4-х попарно-сдвоенных ПКЛ с устройствами МНЗ при организации поперечных связей по внутренней сети применяется только для метрополитена.

Резервирование секций РТП жилых микрорайонов и коммунально-промышленных зон в послеаварийном режиме должно осуществляется по КЛ 6-10 кВ, которые в нормальном режиме включены под нагрузку (рис. 3.1.1).

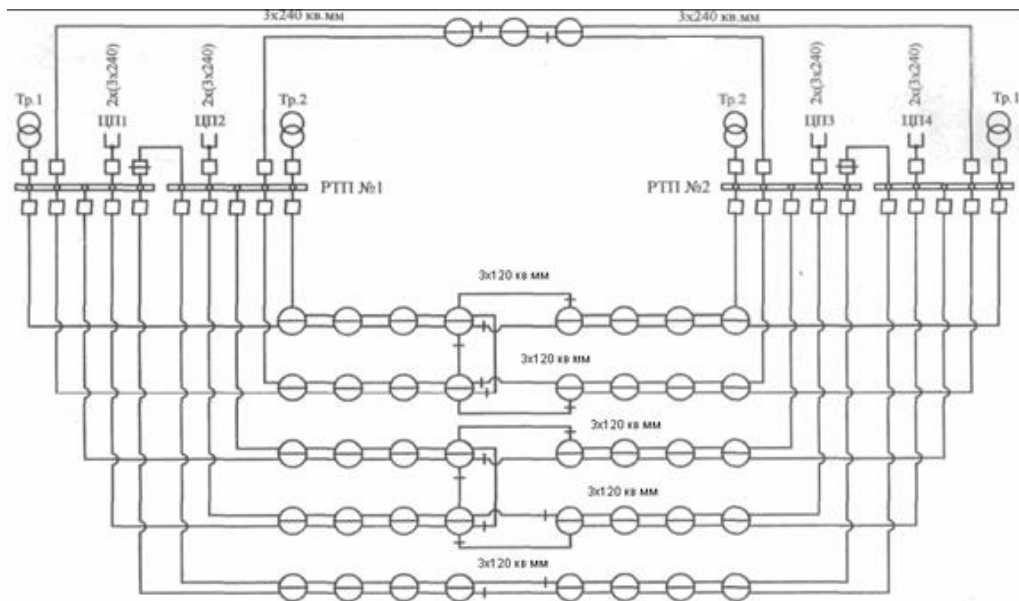


Рис. 3.1.1. Резервирование секций РТП.

Для РТП (СП) с промышленной нагрузкой (в т.ч. режимных предприятий или организаций) должно быть предусмотрено:

- выделение конкретного количества ячеек в части обслуживаемой ПАО «Россети Московский регион». При этом присоединение абонентской части должно выполняться через силовой выключатель, установленный в части ПАО «Россети Московский регион»;
- выпуск КЛ в распределительную сеть из части ПАО «Россети Московский регион»;
- размещение РТП на границе территории предприятия со свободным доступом в РУ 6-10 кВ персонала ПАО «Россети Московский регион»;
- осуществление врезки в существующие ПКЛ.

Для сетей городского электрифицированного транспорта в РТП выделяется две ячейки. Сети строятся по специальным нормам и эксплуатируются потребителем.

Построение опорной сети 20 кВ выполняется с применением СП (РП) и КЛ 20 кВ с алюминиевыми жилами 3х(1х240) с сечением экрана – 25 мм<sup>2</sup> (мощность одного СП (РП) – 10 МВА), 3х(1х500) с сечением экрана – 35 мм<sup>2</sup> (мощность одного СП (РП) – 20 МВА).

Построение распределительной сети 6-20 кВ осуществляется по двухлучевой схеме кольцевого типа с присоединением ТП, между двумя РТП (СП) с односторонним питанием ТП. Перенос точек деления сети из одного ТП в другое позволяет создать гибкую, экономичную и надежную схему перераспределения нагрузок между РТП (СП).

Принцип построения сетей 20 кВ приведен на рис. 2.1.3.

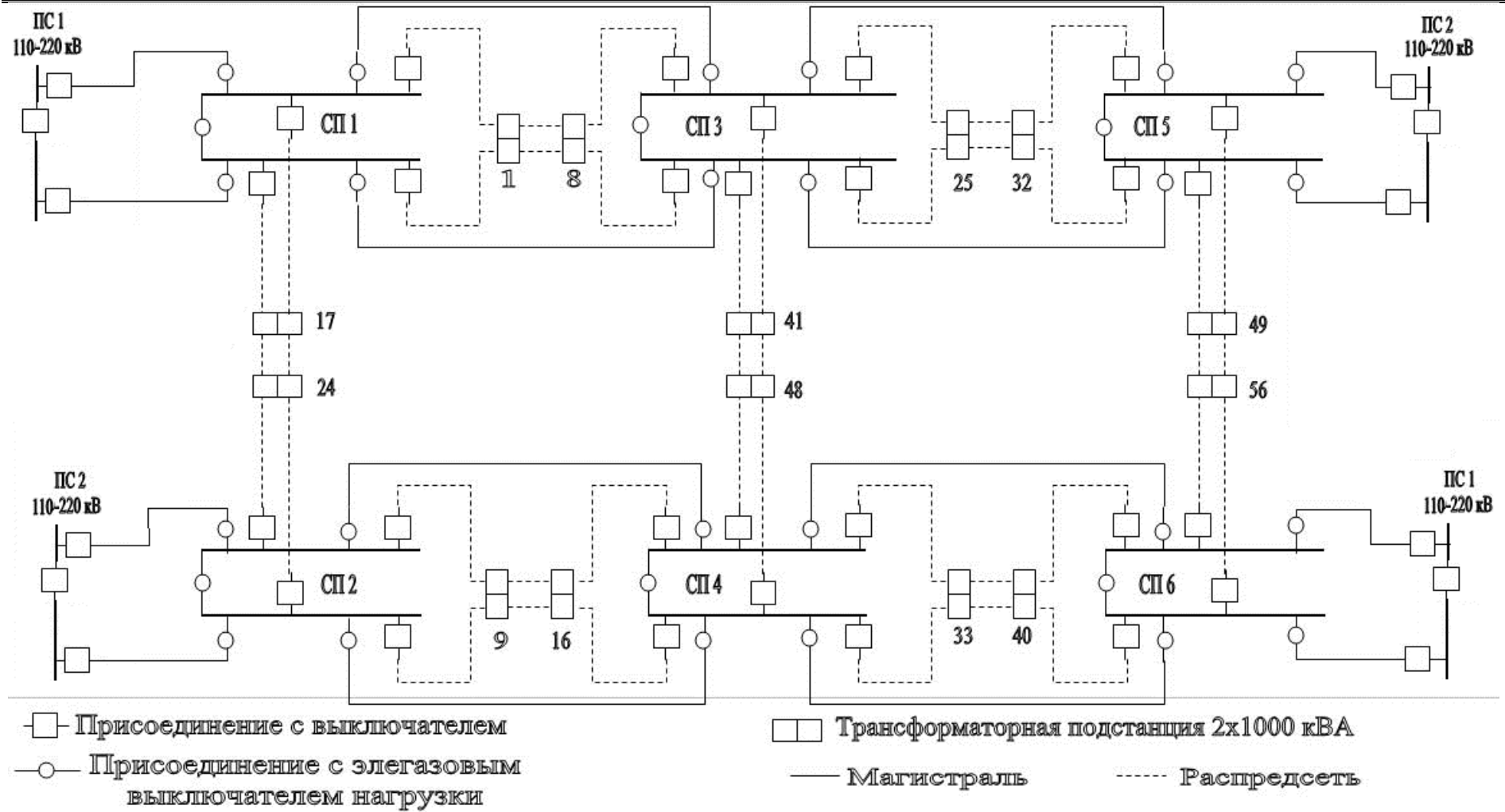


Рис. 2.1.3. Схема построения опорной сети 20 кВ

При данной схеме реализуется принцип магистрали (ПС 1-ПС2) с отбором нагрузок через соединительные пункты (СП). Допускается наличие поперечных связей между магистралями только через распределительную сеть. Предусматриваются прямые связи между СП, выполненные кабелем сечением равным ПКЛ. АВР в СП не предусматривается, однако должно быть смонтировано телеуправление.

Для снижения степени воздействия токов короткого замыкания на экраны кабельных линий рекомендуется на присоединениях в СП использовать выключатели нагрузки, что позволит уменьшить выдержку времени срабатывания защит на коммутационных аппаратах в ЗРУ 20 кВ питающего центра.

Не рекомендуется:

– прокладывать более двух КЛ, по которым резервируются секции РП (РТП) в послеаварийном режиме (нормально не нагруженные КЛ);

– для потребителей первой категории прокладывать взаиморезервирующие линии, от территориально не разнесенных центров (источников) питания.

Не допускается:

– подключение ТП непосредственно к ПКЛ без РТП (РП; СП);

– выполнять резервирование мощности потребителей между питающими центрами 35-220 кВ, которые могут быть обесточены при ремонте одной из питающих ЛЭП и наложении аварийного отключения второй.

### **3.2. Оперативно-технологическое и ситуационное управление**

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

### **3.3. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов электрических сетей**

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

### **3.4. Техническое обслуживание и ремонт**

Организация технического обслуживания и ремонтов осуществляется в соответствии с действующим Положением об организации технического обслуживания и ремонта электрических сетей в ПАО «Россети Московский регион».

### **3.5. Управление производственными активами**

Управление производственными активами осуществляется в соответствии с действующим Стандартом управления производственными активами ПАО «Россети Московский регион».

### **3.6. Безопасность**

#### **3.6.1. Создание интегрированных комплексов инженерно-технических средств охраны (ИТСО) для обеспечения безопасности объектов**

Оснащение объектов ПАО «Россети Московский регион» инженерно-техническими средствами обеспечения безопасности определяется и реализуется в соответствии с требованиями:

– Федерального закона от 21.07.2011 № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса»;

– Постановления Правительства Российской Федерации от 19.09.2015 № 993 «Об утверждении требований к обеспечению безопасности линейных объектов топливно-энергетического комплекса» - для объектов, которым присвоена категория опасности;

– Приказа ПАО «Россети» от 22.01.2020 № 18 «Об утверждении Порядка обеспечения антитеррористической защищенности объектов ДЗО ПАО «Россети» - для объектов, которым категория опасности не присвоена.

ИТСО применяются в соответствии с присвоенной объекту категорией и предназначены для обеспечения надлежащей защиты от несанкционированных действий (пронос (провоз) на них запрещенных предметов и веществ). При этом особое внимание следует уделять направлениям, ведущим к критическим элементам объектов (территорий) и потенциально опасным участкам таких объектов (территорий). ИТСО рекомендуется оборудовать места вероятного проникновения (окна, двери, люки, вентиляционные короба и т. п.).

Для реализации соответствующего комплекса мер в целях достижения бесперебойного и эффективного функционирования электросетевого комплекса должны использоваться передовые технологии обеспечения безопасности. Важнейшую роль при этом играет создание типовых интегрированных комплексов ИТСО, которые предназначены для обеспечения режима безопасного функционирования объектов через выявление и снижение рисков криминального и террористического характера.

Основные функции ИТСО:

– автоматическое обнаружение попыток несанкционированного проникновения на территорию объектов распределительного электросетевого комплекса, в здания или отдельные помещения, к технологическому оборудованию и установкам (должна также предусматриваться подача



сигнала «тревога» персоналом объекта в ручном режиме при обнаружении нештатной ситуации);

– превентивное воздействие на потенциальных внешних и внутренних нарушителей объектного режима с целью предупреждения нарушителя о статусе и опасности объекта. Задачей воздействия является отказ нарушителя от совершения акции, затруднение совершения акции (увеличение необходимого времени), блокирование возможности совершения акции. Виды воздействий ИТСО на нарушителя: психологическое и физическое, пассивное и активное;

– визуальный телевизионный контроль электросетевого объекта. Контролю подлежит зона периметра, входы/въезды на объект, территория, технологическое оборудование и установки, периметры и отдельные помещения зданий;

– контроль и управление доступом на объекты ЭСК. Контролю подлежит доступ на территорию объекта, в его локальные зоны, здания, технологические установки;

– контроль критически важных с точки зрения безопасности объекта технологических параметров, параметров пожарной безопасности (осуществляется путём интеграции АСУТП подстанции с системами мониторинга и пожарной сигнализации);

– управление исполнительными устройствами на объекте, в том числе технологическим оборудованием, в ручном (по команде оператора), полуавтоматическом и автоматическом режимах;

– контроль действий персонала объекта, персонала охраны;

– документирование всех обнаруженных событий;

– автоматическая передача тревожной информации с охраняемого объекта на пост централизованной охраны местного отдела Росгвардии;

– удаленный мониторинг и управление объектными комплексами ИТСО из диспетчерских пунктов (инженерно-технических центров комплексной автоматизированной системы управления безопасностью соответствующего территориального филиала ПАО «Россети Московский регион» (Центры мониторинга 1-го уровня). Связь между охраняемыми объектами ЭСК и центрами мониторинга должна осуществляться с использованием основного и резервного каналов связи;

– мониторинг состояния среды безопасности объектов ЭСК, достигаемый за счет автоматической передачи информации о состоянии защищенности объектов из центров мониторинга 1-го уровня в диспетчерский пункт филиала (Центр управления безопасностью) (Центр мониторинга 2-го уровня);

– обеспечение возможности ведения аудио переговоров по каналам передачи данных системы между охраняемыми объектами и центрами мониторинга, включая переговоры операторов центров мониторинга 1-го

уровня с посетителями и персоналом объектов. Обеспечение возможности активации оператором центра мониторинга системы громкоговорящего речевого оповещения на охраняемом объекте;

– автоматический контроль каналов связи между охраняемыми объектами ЭСК и центрами мониторинга 1-го и 2-го уровней.

ИТСО должны поддерживать сопряжение друг с другом и представлять единую комплексную систему безопасности объекта, с передачей сигналов на диспетчерский пункт филиала или в инженерно-технический центр управления безопасностью.

В целях обеспечения управления безопасностью и антитеррористической защищенностью объектов ПАО «Россети Московский регион» в единой системе ситуационно-аналитического управления, а также интеграции существующих и создаваемых систем управления безопасностью рекомендуется использование систем безопасности на базе уже используемых программных продуктов, открытых для интеграции и совместимости.

В состав ИТСО для ПС 35-220 кВ, административных и офисных зданий, производственных объединений, зданий РЭС (ПМЭС), складских комплексов и т.п., а также территорий, на которых они расположены (в том числе для объектов низкой категории опасности) должны входить:

1. инженерно-технические средства защиты:

- инженерные заграждения;
- инженерные средства и сооружения;
- контрольно-пропускные пункты;
- помещения для размещения подразделений охраны.

2. технические средства охраны:

- система автоматической охранной сигнализации периметра территории объекта и внутренних помещений объекта;
- система охранная телевизионная;
- система контроля и управления доступом;
- система сбора и обработки информации, в том числе подсистемы связи, передачи тревожных извещений к пультам централизованного наблюдения, контроля действий сотрудников подразделений охраны.

3. вспомогательные системы и средства:

- система охранного освещения;
- система оповещения о тревоге, чрезвычайной ситуации и др.;
- система электропитания.

В состав ИТСО для трансформаторных, распределительных подстанций и т.п., а также переходных, переключательных, распределительных пунктов и т.п.) должны входить:

- основное ограждение территории объекта (при наличии прилегающей территории);
- инженерные средства и сооружения (двери, окна);

– система автоматической охранной сигнализации периметра территории объекта и внутренних помещений объекта.

### **3.6.2. Информационная безопасность**

3.6.2.1. Целью информационной безопасности является защищённость информации и инфраструктуры ее обработки от случайных или злонамеренных воздействий, результатом которых может явиться нанесение ущерба информации, ее владельцам или инфраструктуре обработки информации.

Задачами информационной безопасности является минимизация рисков информационной безопасности, минимизация потенциального ущерба от реализации рисков информационной безопасности, а также выполнение требований действующего законодательства в части обеспечения защиты информации.

#### 3.6.2.2. Основные принципы развития информационной безопасности:

– использование отечественного оборудования и ПО при внедрении информационных систем, автоматизированных систем управления, информационно-телекоммуникационных сетей и иных компонентов информационно-телекоммуникационной инфраструктуры, в том числе включающих встроенные функции информационной безопасности, а также средств защиты информации;

– защита информации должна обеспечиваться во всех составных частях (сегментах) информационных систем, автоматизированных систем управления, информационно-телекоммуникационных сетей;

– ПО и технические средства системы информационной безопасности должны быть совместимы с программным обеспечением и техническими средствами составных частей средств автоматизации и должны обеспечивать требуемый уровень защищенности информации, обрабатываемой в системе;

– информационные системы, автоматизированные системы управления, информационно-телекоммуникационные сети и иные компоненты ИТ-инфраструктуры со встроенными функциями информационной безопасности, совместно с наложенными средствами защиты информации должны обеспечивать нейтрализацию всех актуальных угроз информационной безопасности и удовлетворять требованиям действующего законодательства в части защиты информации;

– в приоритетном порядке подлежат применению средства защиты информации, встроенные в программное обеспечение и (или) программно-аппаратные средства;

– при отсутствии возможности реализации отдельных мер по обеспечению безопасности и (или) невозможности их применения, должны

быть разработаны и внедрены компенсирующие меры, обеспечивающие блокирование (нейтрализацию) угроз безопасности информации с необходимым уровнем защищенности объекта защиты;

- создание (внедрение) системы обеспечения информационной безопасности является неотъемлемой составной частью создания (внедрения), модернизации средств автоматизации;

- ввод в эксплуатацию объекта автоматизации осуществляется совместно (не ранее) ввода в эксплуатацию подсистемы информационной безопасности;

- построение единой системы информационной безопасности осуществляется на основании единой концепции и разработанной архитектуры взаимодействия средств защиты информации, управления данными средствами и их эксплуатации;

- создание центра (центров) управления безопасностью.

### 3.6.2.3. Основные требования.

При создании/модернизации информационных систем, автоматизированных систем управления, информационно-телекоммуникационных сетей, иных компонентов информационно-телекоммуникационной инфраструктуры, выполняется:

*На этапе проектирования (разработки):*

- определение перечня информации, подлежащей защите;

- определение требуемого класса (уровня) защищенности, создаваемой/модернизируемой системы;

- определение актуальных угроз безопасности информации, разработку модели угроз безопасности информации;

- учет требований законодательства к системам защиты информации определенного класса (уровня) защищенности, создаваемой/модернизируемой системы;

- разработка архитектуры и конфигурации системы информационной безопасности и ее отдельных составных частей, физических, функциональных и технологических связей как внутри системы информационной безопасности, так и с другими взаимодействующими системами;

- выбор подсистем и средств защиты информации из состава встроенных и наложенных средств.

*На этапе внедрения:*

- монтажные и пуско-наладочные работы средств автоматизации (со встроенными функциями защиты информации) и отдельных средств защиты информации;

- разработка организационно-распорядительных документов, определяющих мероприятия по защите информации в ходе эксплуатации системы;

- предварительные испытания средств автоматизации, совместно с системой защиты информации;
- опытная эксплуатация и доработка системы защиты информации;
- приемочные испытания системы защиты информации;
- аттестация системы на соответствие требованиям безопасности информации (в случае наличия требований).

#### 3.6.2.4. Оценка соответствия по требованиям безопасности информации.

Приемочные испытания объекта автоматизации (объекта защиты) и его подсистемы безопасности проводятся в соответствии с программой и методикой приемочных испытаний. Результаты приемочных испытаний объекта автоматизации (объекта защиты) и его подсистемы безопасности с выводом о ее соответствии установленным требованиям включаются в акт приемки объекта защиты в эксплуатацию.

В случае наличия требований, оценка объекта автоматизации не обрабатывающего сведения, составляющие государственную тайну и его подсистемы безопасности выполняется в форме аттестации объекта автоматизации и его подсистемы безопасности в соответствии с Приказом ФСТЭК России от 29.04.2021 № 77 «Об утверждении Порядка организации и проведения работ по аттестации объектов информатизации на соответствие требованиям о защите информации ограниченного доступа, не составляющей государственную тайну».

#### 3.6.2.5. Ограничения по применению технологий/оборудования.

Средства защиты информации должны соответствовать требованиям не ниже 6-го или более высокого уровня доверия («Требования по безопасности информации, устанавливающие уровни доверия к средствам технической защиты информации и средствам обеспечения безопасности информационных технологий», утвержденные приказом ФСТЭК России от 02.06.2020 № 76).

Применяемое оборудование компонентов информационных систем, автоматизированных систем управления, информационно-телекоммуникационных сетей (в случае наличия встроенных функций информационной безопасности) должно быть отечественным и допущенным к применению на объектах ПАО "Россети", в соответствии с требованиями Приказа ПАО «Россети» от 28.07.2020 № 329 «Об утверждении методики и порядка проведения проверки качества (аттестации) оборудования и типового регламента работы комиссии по допуску оборудования».

#### 3.6.2.6. Проверка качества (аттестация) цифрового оборудования, систем и технических средств защиты информации.

Применяемое оборудование и ПО компонентов информационных систем, автоматизированных систем управления, информационно-телекоммуникационных сетей (в случае наличия встроенных функций

информационной безопасности) должно пройти проверку в соответствии с требованиями приказа ПАО «Россети» от 28.08.2020 № 391 «Об утверждении Методики проведения проверки цифрового оборудования и систем на соответствие требованиям безопасности информации, в том числе проведения проверки качества технических средств защиты информации в электросетевом комплексе».

### **3.7. Метрологическое обеспечение**

#### **3.7.1. Общие положения**

Метрологическое обеспечение (МО) – это используемая персоналом ПАО «Россети Московский регион» совокупность установленных норм, правил, методов, организационных мероприятий и технических средств для достижения единства и требуемой точности измерений во всех производственных процессах компании при осуществлении деятельности по приему, преобразованию, передаче и распределению электрической энергии.

Работы в области метрологического обеспечения, включающие разработку нормативно-технических документов, устанавливающих метрологические требования, и проведение мероприятий по систематической проверке соблюдения этих требований, – в том числе по калибровке/поверке средств измерений (СИ), их сертификации и аттестации, а также по управлению процессами проектирования в части контроля проектных метрологических решений на предмет их соответствия установленным требованиям, – должны проводиться в ПАО «Россети Московский регион» согласно действующим государственным, отраслевым и корпоративным нормативным документам. В настоящее время при выполнении указанных работ руководствуются следующими документами.

*Федеральные Законы:*

- «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ;
- «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ;
- «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ;
- «О техническом регулировании» от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ;

*Государственные стандарты, отраслевые РД и СО в области метрологии:*

- СТО 34.01-39.5-001-2016 «Положение о метрологической службе группы компаний ПАО «Россети»;
- СТО 34.01-39.3-001-2017 «Руководство по качеству калибровочных работ»;
- СТО 34.01-39.3-002-2017 «Порядок аттестации персонала метрологических служб (калибровочных лабораторий) предприятий группы

компаний ПАО «Россети» на право выполнения калибровочных работ в системе калибровки средств измерений группы компаний ПАО «Россети»»;

– СТО 34.01-39.2-001-2016 «Положение о системе калибровки средств измерений группы компаний ПАО «Россети»»;

– СТО 34.01-39.5-004-2019 «Подтверждения технической компетентности и регистрации метрологических служб в системе калибровки средств измерений группы компаний ПАО «Россети». Основные положения»;

– СТО 34.01-39.5-003-2016 «Регламент метрологического обеспечения группы компаний ПАО «Россети»»;

– СТО 34.01-39.5-002-2016 «Положение об организации и проведении метрологического контроля в группе компаний ПАО «Россети».

### **3.7.2. Требования к измерениям**

Измерения на энергообъектах должны проводиться:

№ пп	Место выполнения измерений		Измеряемые величины**				
			Ток, А	Напряжение, В (кВ)	Мощность активная, Вт (кВт, МВт)	Мощность реактивная, Вар (кВар, МВар)	Частота, Гц
1	РУ 6 - 20 кВ	ТСН	1	1			
2		ВЛ(КЛ)-6(10,20) кВ	1		1		
3		Ввод-6(10,20) кВ	3		1		
4		секция шин 6 (10, 20) кВ		3			
5	РУ 35 кВ	ВЛ(КЛ)-35 кВ	3		1		
6		Ввод 35 кВ	3		1		
7		секция шин 35 кВ		3			
8	РУ 110 кВ	ВЛ(КЛ)-110 кВ	3		1	1	
9		Ввод 110 кВ	3		1	1	
10		секция шин 110 кВ		3			1
11	РУ 220 кВ	ВЛ-220 кВ	3		1	1	
12		Ввод 220 кВ	3		1	1	
13		секция шин 220 кВ		3			1

### **3.7.3. Требования к единицам величин**

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

### **3.7.4. Требования к методикам (методам) измерений**

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

### **3.7.5. Требования к средствам измерений**

Средства измерений, в том числе сигнализаторы плотности элегаза, плотномеры, устройство регистрации частичных разрядов, измерительные датчики тока, напряжения, температуры и других физических величин, применяемые для мониторинга, контроля и наблюдения за технологическими параметрами (в устройствах: контроля высоковольтных вводов трансформаторного оборудования, мониторинга состояния высоковольтных выключателей, управления и мониторинга элегазовой ячейки, контроля допустимых перегрузок трансформаторного оборудования, управления и мониторинга трансформаторного оборудования, диагностики и мониторинга высоковольтных кабельных линий и КРУЭ и т.д), должны иметь:

1. на момент согласования проектной документации (проведение торгово-закупочных процедур):

– свидетельства об утверждении типа СИ (допускается представление ссылок на утвержденные типы СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин");

2. на момент ввода в эксплуатацию (поставки):

– свидетельства о поверке или оттиски поверительного клейма (допускается представление ссылок на поверенные СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений РСТ "Метрология");

– положительное заключение аттестационной комиссии ПАО «Россети».

Метрологические характеристики средств измерений должны соответствовать требованиям действующих нормативных документов Российской Федерации и ПАО «Россети».

Автоматизированная система мониторинга и диагностики на момент ввода в эксплуатацию должна иметь действующие:

1. на момент согласования проектной документации:

– свидетельства об утверждении типа СИ (допускается представление ссылок на утвержденные типы СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин").

2. на момент ввода в эксплуатацию:

– свидетельства о поверке или оттиски поверительного клейма (допускается представление ссылок на поверенные СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений РСТ "Метрология");

3. Методику поверки.



Технические требования к щитовым приборам:

- габариты передней панели 120x120 мм;
- глубина не более 70 мм;
- возможность программирования коэффициента трансформации через кнопки управления на лицевой панели и индицирования коэффициента трансформации и измеряемого значения с учётом установленного коэффициента трансформации;
- должны быть оснащены интерфейсами RS485, USB (для подключения внешних устройств хранения информации, компьютера для сервисного обслуживания и т.п.);
- поддержка протокола МЭК 61850 (для работы в составе систем автоматизации и информационно-измерительных систем);
- отображающие на табло значения  $U_{\phi}$ ,  $U_{л}$ ,  $I_{\phi}$ ,  $I_{л}$ ,  $n$ ,  $Q$ ,  $P$  и  $\cos\varphi$ ;
- наличие аналогового выхода 4-20 мА;
- потребляемая мощностью не более 7 В·А;
- работа в температурном диапазоне - 40 °С до +50 °С;
- относительная влажность воздуха не более 95 % при температуре +35 °С;
- напряжение питания – сеть переменного тока напряжением (85-240) В и частотой (45-65) Гц или постоянное напряжение (100-265) В;
- степень защиты по передней панели не хуже IP55;
- межповерочный интервал не менее 10 лет;
- класс точности не хуже 0,5;
- гарантийный срок службы не менее 60 мес.;
- средний срок службы не менее 25 лет;
- срок наработки на отказ не менее 200 000 ч.;
- не имеют отрицательного опыта эксплуатации на энергообъектах ДЗО ПАО «Россети»;
- цвет индикаторов цифровых щитовых электроизмерительных приборов необходимо на стадии проектирования согласовать с филиалом;
- высота знака не менее 20 мм;
- приборы должны реализовывать функцию контроля минимального и максимального допустимых значений измеряемых величин. Выход измеряемой величины за установленные значения должен индицироваться световой индикацией на лицевой панели. Значения контролируемых величин должны устанавливаться в условиях эксплуатации кнопками, установленными на передней панели;
- входное сопротивление цепи измерения тока не более 20 мОм;
- входное сопротивление цепи измерения напряжения не менее 1 Мом.

### **3.7.6. Требования к информационно-измерительным системам**

Проект «Метрологическое обеспечение» выполняется отдельным томом

с указанием:

- типов, метрологических характеристик применяемых средств измерений;
- методов выполнения измерений;
- нормативных документов содержащих требования к выполнению измерений и средствам измерений;
- номеров действующих Свидетельств об утверждении типа средств измерений и номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, на все используемые средства измерений;
- перечней информационно-измерительных каналов с расчетом погрешности ИИК;
- проверки нагрузки вторичных цепей измерительных ТТ и ТН;
- перечня измеряемых на объекте параметров и точек (мест) измерений, диапазонов изменений измеряемых параметров и перечня влияющих на результат измерения внешних величин;
- отнесением измеряемого параметра к сфере Государственного регулирования обеспечения единства измерений;
- требований к нормам точности измерения параметров;
- необходимости интеграции измеряемого параметра в ИТС;
- основных требований по выбору СИ;
- основных требований к метрологическому обеспечению СИ на всех этапах жизненного цикла (проектирование, ввод в действие, эксплуатация).

Каналы связи на момент ввода в эксплуатацию должны соответствовать, в части метрологических характеристик, Постановлению Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847, пп. 7.2.1, 7.3, 7.4, 7.5, 7.6. перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений.

Метрологические характеристики каналов связи должны быть определены в соответствии с утвержденными методиками (методами) измерений. В проектной документации указать ссылки на методики (методы) измерений в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин".

В протоколах измерений метрологических характеристик каналов связи указать типы, заводские номера, номера свидетельств о поверке, дату поверки, дату следующей поверки применяемых средств измерений. Применение не поверенных средств измерений не допускается.

### **3.7.7. Требования к стандартным образцам**

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

### **3.8. Техническое диагностирование и мониторинг состояния оборудования ПС и ЛЭП**

#### **3.8.1. Общие положения**

Сбор и анализ полученной информации от всех подсистем мониторинга и диагностики оборудования должен проводиться на едином АРМ системы мониторинга и диагностики подстанции. Автоматизированные средства диагностирования и АСМД должны оснащаться функцией удаленного доступа к оперативной информации о текущем техническом состоянии оборудования для профильных подразделений филиала (в том числе Службы изоляции, защиты от перенапряжений и испытаний, Службы оценки состояния электросетевых активов и диагностики), Центральной службы диагностики исполнительного аппарата Общества.

#### **3.8.2. Требования к техническому диагностированию и мониторингу состояния оборудования ПС**

Для обеспечения эффективного экранирования сигналов ЧР от внешних помех, при сооружении новых КРУЭ 110-220 кВ обеспечить комплектование объёмов КРУЭ на заводе изготовителе встроенными датчиками ЧР, с возможностью их подключения к АСМД или переносным регистраторам уровней ЧР.

#### **3.8.3. Техническое диагностирование и мониторинг состояния ВЛ**

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

#### **3.8.4. Требования к техническому диагностированию и мониторингу состояния КЛ**

АСМД частичных разрядов концевых кабельных муфт 110, 220 кВ должна контролировать ЧР электрическими и акустическим способами.

### **3.9. Регулирование напряжения и качества электроэнергии**

#### **3.9.1. Контроль качества электроэнергии. Создание системы мониторинга и управления качеством электроэнергии**

Требования по обеспечению качества электроэнергии регламентированы стандартами:

– 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»;

– ГОСТ 30804.4.30-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии»;

– ГОСТ 30804.4.7-2013 «Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств».

В области контроля КЭ в сетях ПАО «Россети Московский регион» настоящие МУ нацелены на обеспечение потребителей электрической энергией, качество которой соответствует установленным требованиям, повышение общей надежности электроснабжения потребителей, снижение повреждения оборудования потребителей и электрических сетей РСК, а также уменьшение ущерба у потребителей электрической энергии, обусловленного недостаточным КЭ.

Для достижения указанных целей в области контроля и управления качеством электроэнергии предусматривается выполнение следующих основных мероприятий:

– организация непрерывного мониторинга КЭ в сетях компании;

– использование средств учета электрической энергии с сертифицированными функциями измерения показателей качества электроэнергии (ПКЭ);

– установка приборов контроля КЭ на ответственных присоединениях, в местах регулярных отклонений ПКЭ от установленных значений, для контроля потребителей, являющихся источником (выявленным или потенциальным) нарушений КЭ;

– проведение мероприятий по улучшению качества электроэнергии, разработка мер для уменьшения провалов напряжения и перенапряжений;

– обеспечение КЭ, согласно установленным требованиям для потребителей и смежных сетевых организаций при развитии и расширении сети;

– оснащение приборами контроля качества объектов реконструкции и нового строительства электросетевых объектов;

– доработка существующих стандартов, направленных на поддержание КЭ в электрических сетях в установленных пределах, с целью установления нормированных пределов ПКЭ для всех уровней напряжения;

– доработка нормативно-правовой базы в части определения необходимых и достаточных требований для разграничения степени влияния и ответственности, в том числе финансовой, субъектов электроэнергетики за влияние на ПКЭ;

– определение договорных обязательств в части КЭ между ПАО «Россети Московский регион» и контрагентом.

С целью контроля качества электроэнергии предусматривается

следующий порядок выполнения мероприятий:

1. Периодический контроль качества электрической энергии в сети проводится силами РЭС, районов кабельных сетей, службы метрологии и контроля качества электроэнергии МВС. Работы выполняются по утвержденным главными инженерами графикам периодического контроля.

Измерения проводятся в распределительной сети 6-20 кВ на стороне 0,4 кВ ТП (КТП) и на секциях шин 6-20 кВ подстанций МВС.

Интервал между очередными измерениями значений ПКЭ при периодическом контроле КЭ должен составлять:

– не более половины года в зависимости от сезонного изменения нагрузок в сети ЦП, а при наличии автоматического встречного регулирования напряжения – не более одного года;

– при незначительной динамике максимальной нагрузки ЦП (не более 10% за год) и при отсутствии существенных изменений в электрической схеме сети и ее элементах в процессе эксплуатации допускается увеличивать интервал времени между двумя контрольными проверками, но не более, чем до двух лет.

Продолжительность проводимых измерений при периодическом контроле качества электрической энергии – двое суток.

2. Осуществляется работа с обращениями потребителей по проблемам качества электрической энергии на основании утвержденного Регламента «Порядок рассмотрения обращений, поступающих в ПАО «Россети Московский регион» от потребителей услуг и потенциальных клиентов».

3. Анализ результатов измерений ПКЭ и разработка корректирующих мероприятий по устранению выявленных несоответствий (в том числе мероприятий, требующие включения в инвестиционную и производственную программы) проводятся:

– в ЮЭС, ВЭС, ЗЭС, СЭС и НМ специалистами РЭС, службой распределительных сетей, отделом (сектором) контроля качества электроэнергии;

– в МКС специалистами районов кабельных сетей, службой распределительных сетей, отделом контроля качества электроэнергии;

– в МВС службой метрологии и контроля качества электроэнергии.

4. Проведение повторных измерений ПКЭ после выполнения корректирующих мероприятий, ремонтных работ и реконструкции в РУ 0,4 кВ ТП (КТП) и концах удаленных фидеров сети 0,4 кВ, для подтверждения эффективности выполненных работ.

5. Ведение базы данных ПКЭ и их анализ для оценки динамики изменения качества электрической энергии.

Методическое обеспечение работ по управлению качеством электроэнергии осуществляется Дирекцией метрологии и контроля качества электроэнергии ПАО «Россети Московский регион» и координирующими

подразделениями по контролю качества электроэнергии электросетевых филиалов.

Создание системы мониторинга качества электрической энергии осуществляется путем установки стационарных приборов контроля качества электрической энергии на реконструируемых и вновь строящихся подстанциях на секциях шин 6-20 кВ. Предусматривается удаленный доступ к приборам контроля качества электроэнергии с АРМ служб метрологии и контроля качества электроэнергии филиалов. Назначение СМКЭ согласно ГОСТ 33073-2014 п.7 Система мониторинга качества электрической энергии.

Создание системы мониторинга качества электрической энергии (СМКЭ) позволит решить следующие основные задачи:

- обеспечение информационной поддержки и взаимодействия с потребителями, в том числе при урегулировании вопросов по КЭ в рамках договоров оказания услуг по передаче электроэнергии, на основе достоверных и легитимных результатов измерений ПКЭ;

- информационная поддержка персонала ПАО «Россети Московский регион» при анализе КЭ и разработке мероприятий по поддержанию КЭ согласно нормативным требованиям.

Технологические функции системы:

- непрерывные измерения ПКЭ и дополнительных характеристик КЭ в сетях различных классов напряжения, посредством стационарных средств измерения (СИ) ПКЭ, установленных на ПС;

- сбор, передача с уровня ПС на уровень управления и хранение результатов измерений ПКЭ;

- обработка результатов измерений и автоматизированное формирование стандартизованной отчетности о КЭ в сети;

- обеспечение автоматизированного анализа КЭ в сети в целях определения возможных причин и расположения источников пониженного КЭ в сети;

- визуализация текущих и архивных результатов измерений ПКЭ и дополнительных характеристик КЭ;

- обеспечение автоматизированного информационного обмена со смежными системами собственников электросетевого оборудования в части КЭ.

При построении системы мониторинга качества электроэнергии необходимо учитывать требования ГОСТ 30804.4.30-2013, ГОСТ 30804.4.7-2013, ГОСТ 32144-2013.

В рамках построения информационного ресурса в области контроля качества электроэнергии в компании и её филиалах необходимо создать базы данных системы контроля качества электроэнергии, которые должны содержать:

– информацию о распределительных сетях, в том числе схемы распределительных сетей, параметры основного оборудования, а также характер и величину нагрузок потребителей;

– результаты контроля качества электроэнергии.

При построении активно-адаптивной сети мониторинг качества электроэнергии должен быть обеспечен техническими средствами, реализующими эту сеть.

Устанавливаемые приборы должны:

– соответствовать классу А по ГОСТ 30804.4.30-2013;

– обеспечивать измерение показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013;

– обеспечивать формирование протоколов качества электрической энергии в соответствии с действующими стандартами нормативной документации;

– соответствовать требованиям МЭК 61850, в частности МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE) и МЭК 61850-9-2 (SV).

### **3.9.2. Регулирование напряжения**

В качестве мероприятий по обеспечению не превышения отклонений от допустимых показателей качества электроэнергии в электрической сети 6-20 кВ рассматриваются управление напряжением путем изменения схемы (нормальной, ремонтной) распределительной электрической сети. Такое обеспечение качества напряжения у потребителей включает в себя секционирование, изменение коммутационного положения коммутационных аппаратов распределительной электрической сети».

Развитие средств автоматического регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности в Московской энергосистеме, а также улучшение качества такого регулирования должно обеспечить требуемые показатели качества электроэнергии и снижение потерь за счет оптимизации режимов по  $U$  и  $Q$ . С этой целью предусматривается создание системы автоматического управления режимом сетей Россети Московский регион по напряжению и реактивной мощности (САУ НРМ), которая должна быть реализована в рамках развития комплекса прикладных систем для решения задач АСДТУ.

Использование устройств РПН, ПБВ на АТ(Т) с наибольшим диапазоном (пределом, количеством ответвлений) регулирования напряжения, что позволит осуществлять глубокое регулирование напряжения в распределительных электрических сетях независимо от режима напряжений в питающей сети.

## **4. Инструменты реализации Технической политики**

### **4.1. Нормативно-техническое регулирование**

Порядок разработки и пересмотра нормативно-методической документации в ПАО «Россети Московский регион» установлен Инструкцией по делопроизводству (раздел 6) и Положением о системе процессного управления (раздел 5), утвержденным приказом ПАО «Россети Московский регион» от 01.10.2021 № 1020.

### **4.2. Проверка качества (далее - Аттестация) оборудования, материалов и систем**

К применению на электросетевых объектах ПАО «Россети Московский регион» допускается рекомендованное по результатам Аттестации оборудование, технологии, материалы и системы. Перечень такой продукции, а также действующие порядок и методика Аттестации публикуются в открытом доступе на сайте ПАО «Россети»: <http://www.rosseti.ru/investment/science/attestation/>.

Поставщик обязан к моменту поставки товара обеспечить за свой счет проведение проверки качества товара (Аттестации). Данное требование должно быть включено в договор поставки (п. 6.5. типового договора поставки).

Ввод в действие новых типовых проектов на новое строительство и реконструкцию электросетевых объектов производится на уровне Исполнительного аппарата Общества с обязательной проверкой на предмет использования оборудования, изделий и материалов, прошедших процедуру Аттестации.

При наличии заключенного договора поставки и рисках отсутствия по объективным причинам заключения аттестационной комиссии ПАО «Россети» (ЗАК) на продукцию к моменту поставки допуск её к применению на объектах компании возможен комиссией ПАО «Россети Московский регион» по допуску оборудования, материалов и систем» (КДО) с последующим представлением поставщиком положительного ЗАК.

Действующий регламент работы КДО опубликован на сайте Общества: [https://rossetimr.ru/zakupki/prav\\_obesp/](https://rossetimr.ru/zakupki/prav_obesp/).

### **4.3. Инновационное развитие**

Следуя политике инновационного развития ПАО «Россети Московский регион» и Единой технической политике в электросетевом комплексе, одним из приоритетных направлений деятельности Общества является технологическое и инновационное развитие.

Ключевым инструментом реализации Политики инновационного развития в части применения и развития новых технических решений является Программа инновационного развития ПАО «Россети Московский регион».



Порядок формирования и реализации Программы инновационного развития ПАО «Россети Московский регион» по ключевым направлениям инновационного развития определен Положением о порядке разработки и выполнения Программы инновационного развития ПАО «Россети Московский регион».

Проекты и мероприятия Программы инновационного развития ПАО «Россети Московский регион», содержащие конкретные инновационные технические решения, включаются в состав среднесрочного плана реализации Программы инновационного развития ПАО «Россети Московский регион», содержащего в том числе, Программу научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, и ежегодно актуализируются на пятилетний период.

Применяемые инновационные технические решения должны соответствовать Технологическому реестру по основным направлениям инновационного развития ПАО «Россети».

Развитие зарядной инфраструктуры для электротранспорта, а также применение накопителей электрической энергии в распределительных сетях должны выполняться с учетом требований следующих стандартов:

- СТО 34.01-8.1-001-2021 «Электрозарядные станции для электромобилей. Общие технические требования»;
- СТО 34.01-3.2-018-2022 «Системы накопления электрической энергии. Типовые технические требования».

Порядок планирования, разработки и внедрения инновационных решений в форме комплексных и точечных инновационных проектов, а также НИОКР определен Положением о системе инновационного менеджмента ПАО «Россети Московский регион», утвержденным приказом Общества от 30.09.2022 № 1066.

#### **4.4. Экологическая политика**

##### **4.4.1. Экология подстанций**

Для снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух:

- применять сухие трансформаторы собственных нужд и конденсаторы с экологически чистым жидким диэлектриком, исключаящие содержание экологически опасных полихлорированных бифенилов;
- оснащать элегазовое оборудование ПС датчиками для целей контроля выброса утечек элегаза.

Для уменьшения сбросов загрязняющих веществ в водные объекты:

- предусматривать строительство систем аварийного слива масла для предотвращения его попадания на рельеф;
- предусматривать строительство сети ливнеотоков на территории подстанций напряжением 35 кВ и выше;
- предусматривать наличие очистных сооружений ливневых стоков с территории подстанций, производственных участков;

- оснащать маслоприемные устройства датчиками уровня жидкости;
- оборудовать площадки для резервного маслonaполненного оборудования (трансформаторов) поддонами. Поддоны устанавливать на забетонированные площадки с обваловкой, с уклоном в направлении к углублению для сбора дождевых и талых вод. Регулярно проводить осмотр поддонов, с целью выявления протечек масла и своевременного их удаления;
- оборудовать площадки для сбора, временного накопления отходов производства и потребления в соответствии с нормами и правилами, установленными для Москвы и Московской области, Регламентом по обращению с отходами производства и потребления ПАО «Россети Московский регион», утвержденным приказом Общества от 28.12.2020 № 1347 и Программой производственного экологического контроля ПАО «Россети Московский регион».

Для снижения уровня шума электрооборудования требуется применение мероприятий, обеспечивающих снижение воздействия шума на окружающую среду до предельно допустимых уровней:

- устанавливать шумоглушительные экраны между оборудованием, являющимся источником шума, и территорией жилой застройки в виде стенки необходимой высоты и толщины с использованием рельефа местности в случае открытого расположения оборудования;

- в случае закрытого расположения оборудования предусматривать установку эффективной системы шумоглушения;

- устанавливать глушители шума в приточных и вытяжных системах вентиляции;

- устанавливать во встроенных (пристроенных) подстанциях напряжением 6-20 кВ малозумные трансформаторы, а так же дополнительно виброгасители, позволяющие снизить уровень шума и вибрации, передающиеся по строительным конструкциям;

- не допускается размещать новые трансформаторные подстанции в многоквартирных жилых домах над жилыми комнатами, под ними, а также смежно с ними (п. 137 СанПиН 2.1.3684-21).

- разрабатывать проекты санитарно-защитных зон для действующих, планируемых к строительству, реконструируемых подстанций с согласованием в органах Роспотребнадзора (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03, Градостроительный кодекс РФ, Земельный кодекс РФ) в случае формирования за контурами объектов физического воздействия, превышающего санитарно-эпидемиологические требования;

- проводить архитектурно-планировочные решения (посадка древесно-кустарниковой растительности и т.д.).

С целью восстановления земель, защиты их от разрушений необходимо после завершения земельных работ:

- проводить благоустройство территорий, включающее:

- уборку и освобождение территории от демонтируемых конструкций и строительных отходов;
- обратную засыпку выемок, котлованов, траншей, образованных в результате монтажных и демонтажных работ, местным грунтом с послойным трамбованием;
- планировочные работы (выравнивание территории с максимальным сохранением существующего рельефа);
- устройство щебеночных покрытий;
- восстановление внутриплощадочных проездов (с асфальтовым, щебеночным покрытием);
- восстановление газонов (при наличии)
- предусматривать места сбора, временного накопления отходов на производственных площадках с твердым водонепроницаемым покрытием с последующим вывозом образовавшихся отходов на утилизацию и размещение;
- не допускать захламления, загрязнения и порчу земель, прилегающих к территориям и зданиям структурных подразделений ПАО «Россети Московский регион»;
- применить меры по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций, приводящих к негативным экологическим последствиям;
- осуществлять удаление борщевика Сосновского в соответствии с утвержденными организационно-технологическими картами.

При размещении ТП на территории жилой застройки должны обеспечиваться соблюдение гигиенических нормативов по уровням шума в жилых помещениях и на территории, непосредственно прилегающей к жилым домам, установленные СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» (Таблица 5.35).

Уровень шума электрооборудования должен соответствовать требованиям таблицы 4.4.1 методических указаний, для обеспечения необходимого уровня шума преимущественно применять отдельностоящие трансформаторные подстанции.

Согласно требованиям п. 137 СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий» встроенные трансформаторные подстанции не допускается размещать над жилыми комнатами, под ними, а также смежно с ними.

Согласно п. 12.26 СП 42.13330.2016 «Свод правил. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Актуализированная редакция СНиП 2.07.01-89» при размещении отдельно стоящих распределительных пунктов и трансформаторных подстанций напряжением 6 - 20 кВ расстояние от них до окон жилых домов и общественных зданий следует принимать с учетом допустимых уровней шума и вибрации, но не менее 10 м.

Минимальное расстояние от проектируемой ТП до ближайших объектов жилой и социальной застройки (жилых зданий, медицинских, образовательных учреждений и т.д.) в зависимости от проектной мощности трансформаторов должно составлять:

Таблица 4.4.1.

Мощность трансформатора, кВА	Корректированный уровень звуковой мощности по ГОСТ 12.2.024-87, дБА	Минимальное расстояние, м
250	65	10
400	68	15
630	70	20
1000	73	25
1600	75	30
2500	76	35

В случае несоблюдения (невозможности соблюдения) при строительстве минимально допустимых расстояний, указанных в таблице 4.1.1, на этапе проектно-изыскательских работ необходимо выполнить акустический расчет в соответствии с требованиями СП 51.13330.2011 «Свод правил. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003», подтверждающий соблюдение нормативов допустимых уровней шума, установленных СанПиН 1.2.3685-21.

При превышении допустимого уровня шума, определённого акустическим расчетом, подрядной организацией выполняются мероприятия по шумоизоляции ТП (РТП) для приведения, уровня шумов в соответствие нормам СанПиН.

Уровень напряженности электромагнитного поля должен соответствовать требованиям СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» (таблица 5.41), для обеспечения необходимого уровня напряженности электромагнитного поля преимущественно применять отдельностоящие трансформаторные подстанции.

#### **4.4.2. Экология ВЛ**

При проектировании, проведении СМР и во время эксплуатации ВЛ

всех классов напряжений необходимо:

- применять экологически чистые технологии, в том числе:
- использовать механизированную очистку трасс ВЛ от древесно-кустарниковой растительности с последующей утилизацией образующихся отходов;
- при установке деревянных опор применять опоры с пропиткой, сертифицируемой и разрешенной в РФ;
- линии электропередачи, опоры и изоляторы оснащать птицевозащитными устройствами (в местах массового пролёта и гнездования птиц), в том числе препятствующими птицам устраивать гнездовья в местах, допускающих прикосновение птиц к токоведущим частям;
- удалять ВЛ от жилой застройки за пределы охранных зон при новом строительстве;
- применять для строительства воздушных линий в распределительных сетях изолированный провод;
- восстанавливать нарушенный в процессе ремонта, реконструкции и строительства почвенный покров;
- вывозить образовавшиеся в процессе ремонта, реконструкции или строительства отходы производства с последующей передачей специализированным организациям, имеющим лицензию на обращение с передаваемыми видами отходов, для дальнейшей их переработки и утилизации.

#### **4.4.3. Экология КЛ**

При проектировании, проведении СМР и во время эксплуатации КЛ всех классов напряжения необходимо применять экологически чистые технологии, в том числе:

- при строительстве КЛ в случае невозможности прокладки открытым способом в траншее, использовать новейшие ресурсосберегающие технологии – бестраншейную прокладку КЛ методом ГНБ;
- для определения трассы прохождения КЛ применять электронные маркеры;
- КЛ оснащать устройствами мониторинга состояния кабеля;
- обеспечивать защиту кабелей от механических повреждений в месте выхода из земли полиэтиленовыми трубами;
- применять при прокладке новых КЛ кабели из сшитого полиэтилена;
- проводить благоустройство территорий, в т.ч:
- уборку и освобождение территории от демонтируемых конструкций и строительных отходов;
- обратную засыпку выемок, котлованов, траншей, образованных в результате монтажных и демонтажных работ, местным грунтом с послойным трамбованием;

- планировочные работы (выравнивание территории с максимальным сохранением существующего рельефа);
- устройство щебеночных покрытий;
- восстановление внутриплощадочных проездов (с асфальтовым, щебеночным покрытием);
- восстановление газонов (при наличии);
- вывозить образовавшиеся в процессе ремонта, реконструкции или строительства отходы производства с последующей передачей специализированным организациям, имеющим лицензию на обращение с передаваемыми видами отходов, для дальнейшей их переработки и утилизации.

#### **4.4.4. Экологическая безопасность при эксплуатации автотранспортных средств**

В целях соблюдения природоохранных требований необходимо:

- на территориях гаражей, автоколодн построить мойки автотранспорта с оборотным водоснабжением и насосами высокого давления, с очистными сооружениями;
- на территориях гаражей, автоколодн оборудовать места временного накопления отходов (отработанных аккумуляторных батарей, изношенной авторезины и т.п.) в соответствии с инвентаризацией отходов по каждой производственной площадке; использовать герметичную тару для временного накопления замасленных отходов, ёмкости для масел и технических жидкостей оборудовать поддонами для исключения проливов.

#### **4.4.5. Запрещаемое к использованию оборудование**

При новом строительстве, реконструкции, расширении и техническом перевооружении электрических сетей ПАО «Россети Московский регион» запрещается использовать масляные выключатели, негерметичного исполнения маслonaполненные измерительные трансформаторы тока и напряжения, маслonaполненные кабели, маслonaполненные высоковольтные вводы.

### **4.5. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности**

Внедрение энергосберегающих технологий в ПАО «Россети Московский регион» осуществляется в рамках функционирования системы энергетического менеджмента ПАО «Россети Московский регион» и в соответствии с Экологической политикой электросетевого комплекса ПАО «Россети».

Основным руководящим документом системы энергетического менеджмента ПАО «Россети Московский регион» является Положение о

системе энергетического менеджмента ПАО «Россети Московский регион».

Принципы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности отражены в Политике ПАО «Россети Московский регион» в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Ключевым инструментом системы энергетического менеджмента в части применения энергосберегающих технических решений является Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «Россети Московский регион», включающая мероприятия, направленные на снижение потерь электрической энергии при передаче, а также мероприятия, направленные на снижение потребления топливно энергетических ресурсов и воды на хозяйственные нужды.

Мероприятия Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «Россети Московский регион» формируются с учетом Типовых энергосберегающих мероприятий для электросетевой компании, указанных в Положении ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе», а также сводного списка потенциальных возможностей по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, сформированного в рамках функционирования системы энергетического менеджмента ПАО «Россети Московский регион».

Возможность внедрения конкретных энергосберегающих технологий рассматривается подразделениями ПАО «Россети Московский регион» при подготовке и рассмотрении проектно-сметной документации на строительство новых, реконструкцию и техническое перевооружение действующих электросетевых объектов с учетом технико-экономической обоснованности. Порядок действий ответственных подразделений Исполнительного аппарата и филиалов ПАО «Россети Московский регион» по данному направлению деятельности (включая применение инновационных решений) устанавливает Регламент подготовки, согласования и утверждения ТУ, ЗП и ПСД на сооружение, техническое перевооружение и реконструкцию объектов ПАО «Россети Московский регион» и объектов сторонних организаций, связанных с объектами ПАО «Россети Московский регион».

Требования в части применения технических решений, направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности, а также показатели, отражающие энергетическую эффективность проектов нового строительства, реконструкции и модернизации зданий, строений, сооружений, оборудования подстанций, линий электропередачи Общества, включаются в технические требования проектов и учитываются при реализации закупочных процедур.

Закупка продукции, оборудования и услуг, в том числе в рамках договоров обслуживания, влияющих на энергорезультативность филиалов ПАО «Россети Московский регион», осуществляется с учетом Критериев энергетической эффективности, формируемых в рамках функционирования

системы энергетического менеджмента ПАО «Россети Московский регион» (носят рекомендательный характер).

С целью повышения экономической эффективности деятельности ПАО «Россети Московский регион» за счет сокращения затрат на покупку электрической энергии в целях компенсации потерь, систематизации процессов в части определения порядка формирования плановых показателей технических потерь электрической энергии и расхода электрической энергии на собственные нужды подстанций, а также разработки и контроля выполнения мероприятий по снижению технических потерь электрической энергии в ПАО «Россети Московский регион» введен Регламент «Порядок планирования, расчета и контроля выполнения мероприятий по снижению технических потерь электрической энергии».

#### **4.6. Импортозамещение в электросетевом комплексе**

В ПАО «Россети Московский регион» утвержден и реализуется перечень мероприятий Корпоративного плана импортозамещения ПАО «Россети» (приказ Общества от 19.02.2021 № 123).

Корпоративным планом импортозамещения ПАО «Россети» установлены целевые показатели для ПАО «Россети Московский регион», ориентированные на достижение целевых показателей импортозамещения, предусмотренных проектом Энергетической стратегии России до 2035 года, согласно которой увеличение доли отечественной продукции в закупках предприятий ТЭК должно составить до 85-90 % к 2035 году, при соблюдении требований к качеству и обслуживанию закупаемой продукции.

Закупка импортного оборудования, по которому отсутствуют отечественные аналоги, осуществляется в соответствии с действующим Регламентом согласования заявочных спецификаций на закупку импортных ТМЦ, целью которого также является организация работы рабочей группы по разработке программы импортозамещения.

Первый заместитель генерального  
директора – главный инженер

Д.Б. Гвоздев



## Приложение 1

### **Технические решения по переустройству воздушных участков ЛЭП 110-220 кВ ПАО «Россети Московский регион» в кабель ( типовые схемы)**

Настоящие Технические решения содержат типовые схемы переустройства участков воздушных (ВЛ) и воздушных участков кабельно – воздушных линий (КВЛ) электропередачи напряжением 110-220 кВ в кабельные и кабельно – воздушные линии и типовые схемы переходных пунктов.

Применение типовых схем позволит обеспечить необходимый уровень надежности линий, по которым осуществляется выдача энергетической мощности с электростанций, устойчивую работу системообразующих линий электропередачи и надежность электроснабжения потребителей в зависимости от их категории и достичь экономически оправданных унифицированных решений при переустройстве ВЛ в КЛ и КВЛ.

Типовые схемы переустройства следует применять при подготовке технических условий, технологических заданий, заданий на проектирование новых и реконструкции действующих ВЛ и КВЛ.

Применение нетиповых, а также любые отступления от типовых схем переустройства ВЛ в КЛ и КВЛ допускаются при наличии соответствующих технико-экономических обоснований и согласований с исполнительным аппаратом ПАО «Россети Московский регион»

Является документом прямого действия.

#### **1. Общие требования по переустройству ВЛ в КЛ и КВЛ.**

1.1. При необходимости переустройства воздушных линий электропередачи ВЛ 110–220 кВ с целью освобождения территории от электросетевых объектов для снятия обременений, связанных с охранными зонами, или иных целей первоначально должен рассматриваться вариант выноса участков ВЛ на новую трассу.

1.2. Переустройство ВЛ 110–220 кВ в кабельные (КЛ) на территории г. Москвы и крупных городов Московской области должно осуществляться, как правило, от питающего центра (ПС, ТЭЦ) до питающего центра при их расположении на территории города.

1.3. Для протяженных ЛЭП 35-110 кВ, а также в отдельных исключительных случаях, – допускается переустройство до 4 воздушных участков в кабель с устройством переходных и переключательных пунктов. При этом длина каждого из переустраиваемых воздушных участков в кабель должна быть более 1 км.

1.4. Переустройство воздушных участков существующих кабельно-воздушных линий (КВЛ) 110–220 кВ в КЛ должно осуществляться на участке от питающего центра до существующих кабельных участков с соединением

вновь проложенных и существующих кабелей и ликвидацией переходных пунктов (ПП) при условии обеспечения существующими кабельными участками требуемой пропускной способности ЛЭП. Для обеспечения пропускной способности ЛЭП более чем у существующих кабельных участков должно выполняться переустройство как воздушных, так и кабельных участков ЛЭП с демонтажем существующих ПП.

Длина переустраиваемого в кабель участка определяется, исходя из следующих условий:

- минимальная длина участка переустройства ВЛ должна быть 1 км;
- возможности избирательной работы АПВ с его срабатыванием при коротком замыкании на воздушном участке и запретом на включение КВЛ при коротком замыкании на кабельном участке;
- минимальная длина участка переустройства ВЛ 35-110-220 кВ должна быть 1 км (в исключительных случаях возможно переустройство воздушного участка ВЛ (КВЛ) 35 кВ и выше длиной менее 1 км в кабель по решению Первого заместителя генерального директора - главного инженера);
- доступности трассы ЛЭП для эксплуатации и ремонта.

1.5. Кабельные трассы и способы прокладки КЛ должны соответствовать требованиям доступности для эксплуатации и ремонта. Для КВЛ 110–220 кВ должны предусматриваться устройства определения места повреждения на кабельном или воздушном участке ЛЭП.

1.6. Переустройство ВЛ в КВЛ должно проводиться с учетом возможности избирательной работы АПВ с его срабатыванием при коротком замыкании на воздушном участке и запретом на включение КВЛ при коротком замыкании на кабельном участке.

1.7. Не допускается автоматическое или ручное включение КВЛ при повреждении кабельного участка линии.

1.8. Пропускная способность кабельной линии должна быть согласована с Московским РДУ с учетом перспективы развития электрической сети.

1.9. Кабели должны быть со встроенным оптоволоконном для контроля температурного режима.

1.10. Способы прокладки кабелей: грунт, горизонтально направленное бурение (до 100 м - с резервной трубой, более 100 м – с резервной трубой и кабелем), тоннель, смешанные способы.

1.11. В случае КРУЭ на обоих ПС конструкция КРУЭ на одной из ПС должна позволять проводить испытания изоляции кабелей и определение места повреждения на кабеле без расстыковки кабельных вводов в КРУЭ.

1.12. Проводится реконструкция существующих линий связи в оптоволоконные кабельного исполнения.

1.13. Для ВОЛС, подвешенных на опорах ВЛ 35-110-220 кВ при переустройстве ВЛ в КЛ предусматривать прокладку оптоволоконных

кабелей в одной трассе с кабелями 35-110-220 кВ. При образовании КВЛ 35-110-220 кВ должно быть предусмотрено соединение ВОЛС с оптоволоконным кабелем на ПП.

## **2. Основные требования, предъявляемые к схемам переустройства ВЛ (КВЛ) в КЛ (КВЛ).**

Схемы переустройства воздушных участков ЛЭП должны:

2.1. Обеспечивать требуемую надежность работы электрической сети исходя из условий электроснабжения потребителей в соответствии с категориями электроприемников, обеспечения выдачи энергетической мощности электрических станций, транзитных перетоков мощности по межсистемным связям в нормальном режиме без ограничения мощности и в послеаварийном режиме при отключенных нескольких присоединениях с учетом допустимой нагрузки оставшегося в работе оборудования.

2.2. Обеспечивать надежное электроснабжение потребителей, питающихся от тупиковых и отпаечных подстанций на длительное время (на время ремонта кабеля).

2.3. Обеспечивать возможность работы АПВ на КВЛ.

2.4. Обеспечивать безопасность, отсутствуют (или минимизированы) недопустимые риски, связанные с причинением вреда жизни или здоровью людей, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде.

2.5. Обеспечивать ремонтпригодность сети – минимизацию времени простоя оборудования в ремонтах и, как следствие, ограничений во время ремонта передаваемой пользователям сети электроэнергии (обеспечение ремонтных схем сети с учетом необходимости бесперебойного электроснабжения потребителей).

2.6. Не допускать увеличения времени на отыскание места повреждения на воздушном участке.

2.7. Не допускать увеличения времени аварийно-восстановительных работ на воздушном участке.

2.8. Позволять определять участок повреждения и в течение 1 часа локализовать повреждение путем вывода его в ремонт.

2.9. Не снижать надежность работы устройств релейной защиты, автоматики и линий связи.

2.10. Сводить к минимуму риски, связанные с человеческим фактором, при организации и проведении технического обслуживания и аварийно-восстановительных работ.

## **3. Общие указания по выбору и применению типовых схем переустройства ВЛ (КВЛ) в КЛ (КВЛ).**

3.1. Приведенные ниже типовые схемы переустройства применяются для воздушных и кабельно – воздушных линий в соответствии с перечнем схем для каждого класса напряжения напряжением 110-220 кВ,

расположенных как в Москве, так и в Московской области.

3.2. Питающий центр на всех схемах, приведенных в настоящем приложении, размещается слева. С правой стороны располагается, как правило, тупиковая подстанция или, если оговорено, питающий центр или транзитная подстанция.

3.3. Схема переустройства ВЛ выбирается с учетом следующих **критериев:**

- особенности схемы прилегающей сети, ее параметров и перспектив развития;
- **категории** надежности электроснабжения потребителей;
- назначение ЛЭП – выдача энергетической мощности, питание социально-значимых объектов (аэропорты, объекты РЖД, Мосводоканала, котельные и т.п.);
- назначение подстанций – питающие центры, транзитные, тупиковые, отпайки;
- схема РУ 110 кВ тупиковой или отпаечной подстанции;
- наличие или отсутствие резервирования потребителей по распределительной сети;
- протяженность ЛЭП, отпаек, участка переустройства, участка от места переустройства до подстанций и переходных (переключательных) пунктов (до 1 км, свыше 10 км);
- местонахождение реконструируемого воздушного участка;
- возможность подъезда к опорам и доставки оборудования, материалов и доставки персонала;
- время подъезда к подстанциям и переходным пунктам;
- прохождение ВЛ по труднодоступным местам или закрытым территориям;
- необходимость проведения дополнительных работ по обустройству проездов для подъезда к ВЛ;
- природно-климатические условия (влияние паводка, высокая вероятность торфяных пожаров и другие факторов).

3.4. При обосновании и выборе схем рассматриваются нормальный, ремонтный и послеаварийный режимы работы.

3.5. В нормальном режиме реконструируемая ЛЭП должна обеспечить передачу всей получаемой мощности в сеть при нормированном уровне качества электроэнергии.

3.6. В ремонтных схемах пропускная способность элементов должна, как правило, исключать ограничение транзитов мощности, электроснабжение потребителей, запирающие генерирующей мощности. Допускается, при соответствующем обосновании и согласовании, временное отключение потребителей и снижение или даже перерыв транзитных потоков мощности.

3.7. В послеаварийных режимах допускается снижение или даже перерыв транзитных потоков мощности, а также ограничение электроснабжения потребителей при условии сохранения устойчивости в сечениях и обеспечения допустимых токовых нагрузок оборудования и при наличии технико-экономического обоснования, которое является сопоставлением экономических последствий отказов элементов схемы (например, ущерб потребителей) с затратами на увеличение пропускной способности схемы, исключающей ограничение электроснабжения потребителей

3.8. Показатели надежности элементов схемы (линий, выключателей, разъединителей и др. в том числе: частота (интенсивность) отказов и время восстановления – должны приниматься с учетом опыта эксплуатации электросетевых объектов Московского региона.

3.9. Сравнение вариантов схем, намеченных к разработке на основании перечисленных требований, и их окончательный выбор производится на основании технико-экономических расчетов. Выбираются варианты, обеспечивающие требуемую надежность, а затем из них выбирается более экономичный.

3.10. Кроме приведенных типовых схем переустройства могут применяться и другие схемы с использованием различных сочетаний схем, переходных и переключательных пунктов с учетом категории надежности электроснабжения потребителей, протяженности ВЛ, особенностей прилегающей сети, загрузки автодорог, местности, по которой проходят ЛЭП, и доступности к объектам ВЛ.

#### **4. Общие указания по реконструкции устройств релейной защиты и автоматики.**

4.1. Устройства РЗА на ПС устанавливаются в соответствии с Распоряжением ПАО «МОЭСК» от 20.03.2014 № 203р «Об утверждении альбома типовых функциональных схем взаимодействия устройств релейной защиты и автоматики».

4.2. На переходных и переключательных пунктах требуется организация СОПТ.

4.3. На переходных и переключательных пунктах для определения КЗ на кабельном участке должно быть установлено по одному полуккомплекту основных защит кабельного участка КВЛ. Полуккомплекты основных защит должны быть независимыми по токовым и оперативным цепям.

4.4. На переходных пунктах необходимо предусмотреть установку трансформаторов тока, обеспечивающих раздельное подключение устройств РЗА. Номинальный вторичный ток должен быть равен 1 А. Обмотки ТТ для нужд измерений и учёта при необходимости установки должны устанавливаться сверх указанных выше.

4.5. При срабатывании в переходных пунктах (переключательных пунктах) основных защит кабельного участка КВЛ должен происходить

запрет АПВ КВЛ.

4.6. Требуется организация каналов связи для передачи команды запрета АПВ с переходных пунктов на ПС.

4.7. На переключательных пунктах с выключателями должны быть предусмотрены устройства автоматического управления выключателями (АУВ), на секционном выключателе должно быть предусмотрено устройство АВР.

4.8. Для КВЛ с длиной воздушного участка 5 км и более (при этом длина кабельного участка не должна превышать 20% всей длины КВЛ) должно быть установлено устройство ОМП.

## **5. Указания по применению типовых схем переустройства ЛЭП 110-220 кВ в КЛ и КВЛ.**

5.1. Переустройство ВЛ 110 кВ в кабель.

### **5.1.1. Схема № 110-1 ВЛ в КЛ.**

Линия полностью переустраивается в кабель. Применяется при переустройстве воздушных линий 110 кВ в следующих случаях:

- длина заявленного участка для переустройства составляет от 80 до 100% длины ВЛ;
- протяженность ЛЭП менее 1 км, независимо от протяженности воздушного участка, подлежащего переустройству;

Переходные пункты сооружаются непосредственно на территории подстанций или на прирезаемых к ним территориях. Переходные пункты, как правило, открытые 2 шт., или 1 шт., или не сооружаются – непосредственно заводятся в КРУЭ.

Устройства АПВ и ОМП выводятся (при наличии) из работы.

5.2. Переустройство в кабель участков ВЛ 110 кВ, расположенных вблизи подстанций.

### **5.2.1. Схема № 110-2 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением 1 переходного пункта на подстанции и 1 отдельно стоящего переходного пункта. Применяется при переустройстве воздушных линий 110 кВ в следующих случаях:

- протяженностью от 1 до 10 км;
- длина участка ВЛ от одной из ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, менее 1 км или составляет менее 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ, то воздушная линия частично реконструируется в кабельную линию с одним ПП на подстанции и одним отдельно стоящим закрытым или открытым переходным пунктом.

Трансформаторы тока на переходном пункте не устанавливаются.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии).

Для выполнения запрета АПВ при коротком замыкании на кабельном участке используется ступень резервных защит КВЛ с передачей команды

запрета АПВ на противоположный конец КВЛ.

Для КВЛ с длиной воздушного участка 5 км и более (при этом длина кабельного участка не должна превышать 20% всей длины КВЛ) должно быть установлено устройство ОМП.

Эта же схема применяется при сооружении **кабельных заходов** на подстанцию в КРУЭ или кабельных **перемычек** между КРУЭ и трансформаторами. В этом случае на территории подстанции сооружаются переходные пункты открытого исполнения.

5.3. Переустройство в кабель участков ВЛ 110 кВ, расположенных вдали от подстанций.

#### 5.3.1. Схема № 110-3/1 ВЛ в КВЛ.

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением 2 отдельно стоящих переходных пунктов. Применяется при переустройстве воздушных линий 110 кВ в следующих случаях:

- протяженность ЛЭП от 1 до 10 км;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам должна быть не более 1 часа;
- обе подстанциями являются питающими центрами;
- к тупиковой подстанции (ПС2) не подключены потребители **2-й категории**, или социально-значимые потребители **1-й категории**, или **особой группы** электроприемников.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с разделом 4 типовых схем.

#### 5.3.2. Схема № 110-3/2 ВЛ в КВЛ.

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением 2 отдельно стоящих переходных пунктов. Применяется при переустройстве воздушных линий 110 кВ в следующих случаях:

- протяженность ЛЭП от 1 до 10 км;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам должна быть не более 1 часа;
- к тупиковой подстанции (ПС2) подключены потребители **2-й категории**;
- отсутствуют социально-значимые потребители **1-й категории** или **особой группы** электроприемников.

На переходном пункте, расположенном со стороны тупиковой подстанции, устанавливаются 3 разъединителя с ремонтной перемычкой для

обеспечения возможности включения резервного питания потребителей **2-й категории** действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с разделом 4 типовых схем.

#### **5.3.3. Схема № 110-3/3 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением 2 отдельно стоящих переходных пунктов. Применяется при переустройстве воздушных линий 110 кВ в следующих случаях:

- протяженность ЛЭП более 10 км;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам должна быть не более 1 часа;
- обе подстанциями являются питающими центрами;
- к тупиковой подстанции (ПС2) подключены потребители **2-й категории**;
- отсутствуют социально-значимые потребители **1-й категории** или **особой группы** электроприемников.

На переходном пункте, расположенном со стороны тупиковой подстанции, устанавливаются 5 разъединителей с секционной перемычкой для обеспечения возможности включения резервного питания потребителей 2-й категории действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с разделом 4 типовых схем.

#### **5.3.4. Схема № 110-3/4 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство двухцепных ВЛ в КВЛ с сооружением отдельно стоящих переходного и переключательного пунктов. Применяется при переустройстве воздушных линий 110 кВ в следующих случаях:

- протяженность ЛЭП более 10 км;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам может быть более 1 часа;
- обе подстанциями являются питающими центрами;
- на тупиковой подстанции (ПС2) отсутствуют потребители **2-й категории**, социально-значимые потребители **1-й категории** или **особой группы** электроприемников.

На переключательном пункте, расположенном со стороны тупиковой



подстанции, устанавливаются два выключателя для обеспечения возможности АПВ на одном из участков линии.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с разделом 4 типовых схем.

#### **5.3.5. Схема № 110-3/5 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство двухцепных ВЛ 110 кВ в КВЛ с сооружением отдельно стоящих переходного и переключательного пунктов применяется в следующих случаях:

- при протяженности ЛЭП менее 10 км, если к тупиковой подстанции подключены социально-значимые потребители **1-й категории** или **особой группы** электроприемников;
- при протяженности ЛЭП более 10 км, если к тупиковой подстанции подключены потребители **2-й категории**;
- отсутствуют социально-значимые потребители **1-й категории** или **особой группы** электроприемников;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам должна быть не более 1 часа.

Применяется для линий, обеспечивающих выдачу в сеть энергетической мощности электрических станций

На переключательном пункте, расположенном со стороны тупиковой подстанции устанавливаются три выключателя с автоматической перемычкой для обеспечения возможности автоматического восстановления питания социально-значимых потребителей **1-й категории** или **особой группы** электроприемников и обеспечения возможности использования АПВ на каждом из участков линии.

При использовании данной схемы возможно осуществления АВР.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с разделом 4 типовых схем.

#### **5.3.6. Схема № 110-3/6 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство одно и двухцепных ВЛ 110 кВ в КВЛ с двух сооружением отдельно стоящих переключательных пунктов применяется в следующих случаях:

- при протяженности ЛЭП более 10 км;
- на тупиковой подстанции отсутствуют потребители **2-й категории**, социально-значимые потребители **1-й категории** или **особой группы** электроприемников;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;

- доступность подъезда к переходным пунктам должна быть не более 1 часа;
- ВЛ проходит по труднодоступным местам или закрытым территориям;
- имеется необходимость проведения дополнительных работ по обустройству проездов для подъезда к ВЛ;
- ВЛ проходит в зонах затопления при паводке и торфяных пожаров.

Применяется для линий, проходящих по труднодоступным местам, когда ремонты воздушной части ЛЭП связаны с дополнительными работами по обустройству проездов и обеспечения доставки оборудования, материалов и персонала.

На переключательных пунктах устанавливаются по одному выключателю на присоединение для обеспечения автоматической локализации повреждений и возможности использования АПВ на каждом воздушном участке линии.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с разделом 4 типовых схем.

#### **5.3.7. Схема № 110-3/7 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство двухцепных ВЛ 110 кВ в КВЛ с двух сооружением отдельно стоящих переключательных пунктов применяется в следующих случаях:

- при протяженности ЛЭП более 10 км;
- к тупиковой подстанции подключены социально-значимые потребители **1-й категории** или **особой группы** электроприемников;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- ВЛ проходит по труднодоступным местам или закрытым территориям;
- имеется необходимость проведения дополнительных работ по обустройству проездов для подъезда к ВЛ;
- ВЛ проходит в зонах затопления при паводке и торфяных пожаров.

Применяется для линий, проходящих по труднодоступным местам, когда ремонты воздушной части ЛЭП связаны с дополнительными работами по обустройству проездов и обеспечения доставки оборудования, материалов и персонала.

На переключательном пункте, расположенном со стороны тупиковой подстанции устанавливаются три выключателя с автоматической перемычкой для обеспечения возможности автоматического восстановления питания социально-значимых потребителей **1-й категории** или **особой группы** электроприемников и обеспечения возможности использования АПВ на каждом из участков линии.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с разделом 4 типовых схем.

5.4. Переустройство в кабель участков ВЛ 110 кВ с отпайками, расположенных между питающим центром и местом отпайки.

**5.4.1. Схема № 110-4/1 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением 2 отдельно стоящих переходных пунктов. Применяется для переустройства одно и двухцепных воздушных линий 110 кВ с отпайками в следующих случаях:

- участок переустройства располагается между питающим центром (ПС1) и местом подключения отпайки;
- протяженность ЛЭП от 1 до 10 км;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам должна быть не более 1 часа;
- на подстанциях отсутствуют потребители **2-й категории**, социально-значимые потребители **1-й категории** или **особой группы** электроприемников.

На переходных пунктах устанавливаются по одному разъединителю на каждое присоединение.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с разделом 4 типовых схем.

**5.4.2. Схема № 110-4/2 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением 2 отдельно стоящих переходных пунктов. Применяется для переустройства двухцепных воздушных линий 110 кВ с отпайками в следующих случаях:

- участок переустройства располагается между питающим центром (ПС1) и местом подключения отпайки;
- протяженность ЛЭП от 1 до 10 км;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам должна быть не более 1 часа;
- к подстанциям подключены потребители **2-й категории**;
- на подстанциях отсутствуют социально-значимые потребители **1 й категории** или **особой группы** электроприемников.

На переходных пунктах устанавливаются по одному разъединителю на каждое присоединение.

Схема РУ 110 кВ отпаечных подстанций должна быть с выключателями и автоматической перемычкой.

На переходном пункте, расположенном со стороны тупиковой

подстанции, устанавливаются 3 разъединителя с секционной перемычкой для обеспечения возможности включения резервного питания потребителей **2-й категории** действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с разделом 4 типовых схем.

#### 5.4.3. Схема № 110-4/3 ВЛ в КВЛ.

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением 2 отдельно стоящих переходных пунктов. Применяется для переустройства двухцепных воздушных линий 110 кВ с отпайками в следующих случаях:

- участок переустройства располагается между питающим центром (ПС1) и местом подключения отпайки;
- протяженность ЛЭП более 10 км;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам должна быть не более 1 часа;
- к подстанциям подключены потребители **2-й категории**;
- на отпаечной или тупиковой подстанциях отсутствуют социально-значимые потребители **1-й категории** или **особой группы** электроприемников.

Схема РУ 110 кВ отпаечных подстанций должна быть с выключателями и автоматической перемычкой

На переходном пункте ПП1 устанавливаются по одному разъединителю на каждое присоединение.

На переходном пункте ПП2, расположенном со стороны тупиковой подстанции, устанавливаются 5 разъединителей с секционной перемычкой для обеспечения возможности включения резервного питания потребителей **2-й категории** действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Отличается от предыдущей схемы добавлением на ПП2 разъединителей в сторону линий, что позволяет оперативному персоналу отключить разъединителем повредившийся участок ВЛ и обеспечить питание в ремонтных и послеаварийных схемах осуществлять питание потребителей по разным схемам.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с разделом 4 типовых схем.

#### 5.4.4. Схема № 110-4/4 ВЛ в КВЛ.

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением отдельно стоящих одного переходного (ПП1) и одного переключательного (ПрП1) пунктов. Применяется для переустройства двухцепных воздушных линий 110 кВ с отпайками в следующих случаях:

- участок переустройства располагается между питающим центром (ПС1) и местом подключения отпайки;
- протяженность ЛЭП более 10 км;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам может быть более 1 часа;
- на подстанциях отсутствуют потребители **2 й категории**, социально-значимые потребители **1 категории** или **особой группы** электроприемников.

Схема РУ 110 кВ отпаечных подстанций должна быть с выключателями и автоматической перемычкой.

На переходном пункте ПП1 устанавливаются по одному разъединителю на каждое присоединение.

На переключательном пункте ПрП1, расположенном со стороны тупиковой подстанции, устанавливаются по одному выключателю на каждое присоединение для обеспечения быстрого выделения поврежденного участка на протяженных линиях и при расположении переходных и переключательных пунктов на значительном расстоянии от баз обслуживания. Схема позволяет обеспечить возможность для АПВ отходящих от переключательного пункта ВЛ.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с разделом 4 типовых схем.

#### 5.4.5. Схема № 110-4/5 ВЛ в КВЛ.

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением отдельно стоящих одного переходного (ПП1) и одного переключательного (ПрП1) пунктов. Применяется для переустройства двухцепных воздушных линий 110 кВ с отпайками в следующих случаях:

- участок переустройства располагается между питающим центром (ПС1) и местом подключения отпайки;
- протяженность ЛЭП более 10 км;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам должна быть не более 1 часа;
- к отпаечной и тупиковой подстанциям подключены социально-значимые потребители **1-й категории** или **особой группы** электроприемников.

Схема РУ 110 кВ отпаечных подстанций должна быть с выключателями и автоматической перемычкой.

На переходном пункте ПП1 устанавливаются по одному разъединителю на каждое присоединение.

На переключательном пункте, расположенном со стороны тупиковой подстанции устанавливаются три (пять) выключателя с автоматической перемычкой для обеспечения возможности автоматического восстановления питания социально-значимых потребителей **1 категории** или **особой группы** электроприемников и обеспечения возможности использования АПВ на каждом из участков линии.

При использовании данной схемы возможно осуществления АВР.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с разделом 4 типовых схем.

#### **5.4.6. Схема № 110-4/6 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением двух отдельно стоящих переключательных (ПрП1 и ПрП2) пунктов. Применяется для переустройства двухцепных воздушных линий 110 кВ с отпайками в следующих случаях:

- участок переустройства располагается между питающим центром (ПС1) и местом подключения отпайки;
- протяженность ЛЭП более 10 км;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам может быть более 1 часа;
- на подстанциях отсутствуют потребители **2-й категории**, социально-значимые потребители **1 категории** или **особой группы** электроприемников;
- ВЛ проходит по труднодоступным местам или закрытым территориям;
- имеется необходимость проведения дополнительных работ по обустройству проездов для подъезда к ВЛ;
- ВЛ проходит в зонах затопления при паводке и торфяных пожаров.

Схема РУ 110 кВ отпаечных подстанций должна быть с выключателями и автоматической перемычкой.

При расположении переключательных пунктов на значительном расстоянии от баз обслуживания на переключательных пунктах устанавливаются по одному выключателю на каждое присоединение для обеспечения быстрого выделения поврежденного участка на протяженных линиях. Схема позволяет обеспечить возможность для АПВ воздушных участков ЛЭП.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с разделом 4 типовых схем.

#### **5.4.7. Схема № 110-4/7 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением двух отдельно стоящих переключательных (ПрП1 и ПрП2) пунктов. Применяется для переустройства двухцепных воздушных линий 110 кВ с отпайками в

следующих случаях:

- участок переустройства располагается между питающим центром (ПС1) и местом подключения отпайки;
- протяженность ЛЭП более 10 км;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам может быть более 1 часа;
- к подстанциям подключены социально-значимые потребители **1-й категории** или **особой группы** электроприемников;
- ВЛ проходит по труднодоступным местам, или закрытым территориям, или зонам затопления при паводке, или в местах возможных торфяных пожаров;
- имеется необходимость проведения дополнительных работ по обустройству проездов для подъезда к ВЛ;

Схема РУ 110 кВ отпаечных и тупиковой подстанций с ОД и КЗ.

Для обеспечения возможности автоматического восстановления питания социально-значимых потребителей **1 категории** или **особой группы** электроприемников на переключательных пунктах устанавливаются по 3-5 выключателей в зависимости от расположения и доступности подстанций, переключательных пунктов или баз обслуживания, а также от особенностей прохождения трассы ЛЭП, мест подъездов и проходов. На переключательном пункте ПрП1 возможна установка двух выключателей.

Схема позволяет обеспечить возможность для АПВ воздушных участков ЛЭП, а также АВР в ремонтных и послеаварийных режимах.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с разделом 4 типовых схем.

Возможны и упрощенные схемы переключательных пунктов с двумя выключателями в зависимости от протяженности участков ВЛ, сочетания негативных факторов, а также конкретной схемы РУ 110 кВ отпаечных и тупиковых подстанций: выключатели с автоматической перемычкой или ОД и КЗ.

5.5. Переустройство в кабель участков ВЛ 110 кВ с отпайками, расположенных между тупиковой подстанцией и местом отпайки.

#### 5.5.1. Схема № 110-5/1 ВЛ в КВЛ.

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением 2 отдельно стоящих переходных пунктов. Применяется для переустройства одно и двухцепных воздушных линий 110 кВ с отпайками в следующих случаях:

- участок переустройства располагается между местом подключения отпайки и тупиковой подстанцией (ПС2);
- протяженность ЛЭП от 1 до 10 км;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с

проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины переустраиваемого участка ВЛ;

- доступность подъезда к переходным пунктам должна быть не более 1 часа;

- на подстанциях отсутствуют потребители **2-й категории**, социально-значимые потребители **1 категории** или **особой группы** электроприемников.

- на переходных пунктах устанавливаются по одному разъединителю на каждое присоединение.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с разделом 4 типовых схем.

#### **5.5.2. Схема № 110-5/2 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением 2 отдельно стоящих переходных пунктов. Применяется для переустройства двухцепных воздушных линий 110 кВ с отпайками в следующих случаях:

- участок переустройства располагается между местом подключения отпайки и тупиковой подстанцией (ПС2);

- протяженность ЛЭП от 1 до 10 км;

- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины переустраиваемого участка ВЛ;

- доступность подъезда к переходным пунктам должна быть не более 1 часа;

- к подстанциям подключены потребители **2-й категории**;

- на отпаечной или тупиковой подстанциях отсутствуют социально-значимые потребители **1-й категории** или **особой группы** электроприемников.

Схема РУ 110 кВ отпаечных и тупиковых подстанций должна быть с выключателями и автоматической перемычкой.

На переходном пункте, расположенном со стороны отпаечной подстанции (ПС3), устанавливаются по одному разъединителю на каждое присоединение.

На переходном пункте, расположенном со стороны тупиковой подстанции (ПС2), устанавливаются 3 разъединителя с ремонтной перемычкой для обеспечения возможности включения резервного питания потребителей **2-й категории** действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с разделом 4 типовых схем.

#### **5.5.3. Схема № 110-5/3 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением 2 отдельно стоящих переходных пунктов. Применяется для переустройства двухцепных воздушных линий 110 кВ с отпайками в следующих случаях:

- участок переустройства располагается между местом подключения



отпайки и тупиковой подстанцией (ПС2);

- протяженность ЛЭП более 10 км;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины переустраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам должна быть не более 1 часа;
- к подстанциям подключены потребители **2-й категории**;
- на отпаечной или тупиковой подстанциях отсутствуют социально-значимые потребители **1 категории** или **особой группы** электроприемников.

Схема РУ 110 кВ отпаечных подстанций должна быть с выключателями и автоматической перемычкой.

На переходном пункте ПП1 устанавливаются по одному разъединителю на каждое присоединение.

На переходном пункте ПП2, расположенном со стороны тупиковой подстанции, устанавливаются 5 разъединителей с ремонтной перемычкой для обеспечения возможности включения резервного питания потребителей **2-й категории** действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Отличается от предыдущей схемы добавлением на ПП2 разъединителей в сторону воздушных линий, что позволяет оперативному персоналу отключить разъединителем повредившийся участок ВЛ и обеспечить питание в ремонтных и послеаварийных схемах осуществлять питание потребителей по разным схемам.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с требованиями п.4.

#### **5.5.4. Схема № 110-5/4 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением отдельно стоящих одного переходного (ПП1) и одного переключательного (ПрП1) пунктов. Применяется для переустройства двухцепных воздушных линий 110 кВ с отпайками в следующих случаях:

- участок переустройства располагается между местом подключения отпайки и тупиковой подстанцией (ПС2);
- протяженность ЛЭП более 10 км;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины переустраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам может быть более 1 часа;
- на подстанциях отсутствуют потребители **2-й категории**, социально-значимые потребители **1-й категории** или **особой группы** электроприемников.

Схема РУ 110 кВ отпаечных подстанций должна быть с

выключателями и автоматической перемычкой.

#### **5.5.5. Схема № 110-5/5 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением двух отдельно стоящих переключательных (ПрП1 и ПрП2) пунктов. Применяется для переустройства двухцепных воздушных линий 110 кВ с отпайками в следующих случаях:

- участок переустройства располагается между местом подключения отпайки и тупиковой подстанцией (ПС2);
- протяженность ЛЭП более 10 км;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам может быть более 1 часа;
- на подстанциях отсутствуют потребители **2-й категории**, социально-значимые потребители **1 категории** или **особой группы** электроприемников;
- ВЛ проходит по труднодоступным местам или закрытым территориям, или в зонах затопления при паводке, или торфяных пожаров;
- имеется необходимость проведения дополнительных работ по обустройству проездов для подъезда к ВЛ.

Схема РУ 110 кВ отпаечных подстанций должна быть с выключателями и автоматической перемычкой.

При расположении переключательных пунктов на значительном расстоянии от баз обслуживания на переключательных пунктах устанавливаются по одному выключателю на каждое присоединение для обеспечения быстрого выделения поврежденного участка на протяженных линиях. Схема позволяет обеспечить возможность для АПВ воздушных участков ЛЭП.

Схема позволяет обеспечить возможность для АПВ воздушных участков ЛЭП, а также АВР в ремонтных и послеаварийных режимах.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с разделом 4 типовых схем.

#### **5.5.6. Схема № 110-5/6 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением двух отдельно стоящих переключательных (ПрП1 и ПрП2) пунктов. Применяется для переустройства двухцепных воздушных линий 110 кВ с отпайками в следующих случаях:

- участок переустройства располагается между местом подключения отпайки и тупиковой подстанцией (ПС2);
- протяженность ЛЭП более 10 км;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;

- доступность подъезда к переходным пунктам может быть более 1 часа;
- к подстанциям подключены социально-значимые потребители **1-й категории** или **особой группы** электроприемников;
- ВЛ проходит по труднодоступным местам, или закрытым территориям, или зонам затопления при паводке, или в местах возможных торфяных пожаров;
- имеется необходимость проведения дополнительных работ по обустройству проездов для подъезда к ВЛ;

Схема РУ 110 кВ отпаечных и тупиковых подстанций с ОД и КЗ.

Для обеспечения возможности автоматического восстановления питания социально-значимых потребителей **1-й категории** или **особой группы** электроприемников на переключательных пунктах устанавливаются по 3-5 выключателей в зависимости от расположения и доступности подстанций, переключательных пунктов или баз обслуживания, а также от особенностей прохождения трассы ЛЭП, мест подъездов и проходов.

Схема позволяет обеспечить возможность для АПВ воздушных участков ЛЭП, а также АВР в ремонтных и послеаварийных режимах.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с разделом 4 типовых схем.

Схема позволяет обеспечить возможность для АПВ воздушных участков ЛЭП.

Возможны и упрощенные схемы переключательных пунктов с двумя выключателями в зависимости от протяженности участков ВЛ, сочетания негативных факторов, а также конкретной схемы РУ 110 кВ отпаечных и тупиковых подстанций: выключатели с автоматической перемычкой или ОД и КЗ.

5.6. Переустройство в кабель участков ВЛ 110 кВ с отпайками, расположенных между отпайками.

#### 5.6.1. Схема № 110-6 ВЛ в КВЛ.

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением двух отдельно стоящих переключательных (ПрП1 и ПрП2) пунктов. Применяется для переустройства двухцепных воздушных линий 110 кВ с отпайками в следующих случаях:

- участок переустройства располагается между местами подключения отпаяк;
- протяженность ЛЭП более 10 км;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам может быть более 1 часа;
- к подстанциям подключены социально-значимые потребители **1-й**

**категории** или **особой группы** электроприемников;

– ВЛ проходит по труднодоступным местам, или закрытым территориям, или зонам затопления при паводке, или в местах возможных торфяных пожаров;

– имеется необходимость проведения дополнительных работ по обустройству проездов для подъезда к ВЛ;

Схема РУ 110 кВ отпаечных подстанций должна быть с выключателями и автоматической перемычкой.

Для обеспечения возможности автоматического восстановления питания социально-значимых потребителей **1-й категории** или **особой группы** электроприемников на переключательных пунктах устанавливаются по 3-5 выключателей в зависимости от расположения и доступности подстанций, переключательных пунктов или баз обслуживания, а также от особенностей прохождения трассы ЛЭП, мест подъездов и проходов.

Схема позволяет обеспечить возможность для АПВ воздушных участков ЛЭП, а также АВР в ремонтных и послеаварийных режимах.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с разделом 4 типовых схем.

5.7. Переустройство в кабель участков ВЛ 110 кВ с отпайками, расположенных в месте подключения отпайки.

#### 5.7.1. Схема № 110-7/1 ВЛ в КВЛ.

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением трех отдельно стоящих переходных (ПП1, ПП2 и ПП3) пунктов. Применяется для переустройства двухцепных воздушных линий 110 кВ с отпайками в следующих случаях:

– участок переустройства располагается непосредственно в месте подключения отпайки;

– место подключения отпайки расположено на расстоянии менее 1 км от отпаечной подстанции (ПСЗ);

– протяженность ЛЭП менее 10 км;

– длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;

– доступность подъезда к переходным пунктам должна быть не более 1 часа;

– к подстанциям не подключены потребители **2-й категории**, социально-значимые потребители **1-й категории** или **особой группы** электроприемников;

Воздушная линия частично и отпайка полностью реконструируются в кабельные линии с сооружением трех переходных пунктов: два переходных пункта располагаются на трассе магистральной ВЛ, один переходной пункт – на территории отпаечной подстанции или примыкает к ее территории.

Схема переустройства применяется для ВЛ 110 кВ между двумя подстанциями, являющимися питающими центрами или транзитными

подстанциями, а отпаечная подстанция со схемой РУ 110 кВ на выключателях с автоматической перемычкой.

Допускается применение данной схемы РУ 110 кВ с ОД и КЗ, но при условии отсутствия социально-значимых потребителей **1-й категории** или **особой группы** электроприемников.

Установка разъединителей на кабельных перемычках переходного пункта ППЗ позволит обеспечить возможность включения резервного питания потребителей **2-й категории** действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с требованиями п.4.

#### **5.7.2. Схема № 110-7/2 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением двух отдельно стоящих переходных (ПП1 и ПП2) и одного переключательного (ПрП1) пунктов. Применяется для переустройства двухцепных воздушных линий 110 кВ с отпайками в следующих случаях:

- участок переустройства располагается непосредственно в месте подключения отпайки;
- место подключения отпайки расположено на расстояние менее 1 км от отпаечной подстанции (ПСЗ);
- протяженность ЛЭП менее 10 км;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам должна быть не более 1 часа;
- к подстанциям подключены потребители **2-й категории**;
- отсутствуют социально-значимые потребители **1 категории** или **особой группы** электроприемников.

Применяется для отпаечных подстанций с ОД и КЗ.

Воздушная линия частично и отпайка полностью реконструируются в кабельные линии. Переключательный пункт сооружается на территории отпаечной подстанции или примыкает к ней. На переключательном пункте устанавливаются 3 выключателя с автоматической перемычкой.

Установка линейных разъединителей на кабельных перемычках переходного пункта ППЗ позволит обеспечить возможность включения резервного питания потребителей **2-й категории** действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с требованиями п.4.

#### **5.7.3. Схема № 110-7/3 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением двух отдельно стоящих переходных (ПП1 и ПП2) и одного переключательного (ПрП1) пунктов.

Применяется для переустройства двухцепных воздушных линий 110 кВ с отпайками в следующих случаях:

- участок переустройства располагается непосредственно в месте подключения отпайки;
- место подключения отпайки расположено на расстояние менее 1 км от отпаечной подстанции (ПСЗ);
- протяженность ЛЭП менее 10 км;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам должна быть не более 1 часа;
- к подстанциям подключены социально-значимые потребители **1-й категории** или **особой группы** электроприемников.

Схема РУ 110 кВ отпаечных и тупиковых подстанций с ОД и КЗ.

Воздушная линия частично и отпайка полностью реконструируются в кабельные линии с реконструкцией одной из линий по схеме «заход-выход» на отпаечную подстанцию. Переключательный пункт сооружается на территории отпаечной подстанции или примыкает к ней

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с требованиями п.4.

#### **5.7.4. Схема № 110-8/1 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением двух отдельно стоящих переходных (ПП1 и ПП2) и одного переключательного (ПрП1) пунктов. Применяется для переустройства двухцепных воздушных линий 110 кВ с отпайками в следующих случаях:

- участок переустройства располагается непосредственно в месте подключения отпайки;
- место подключения отпайки расположено на расстояние более 1 км от отпаечной подстанции (ПСЗ);
- протяженность ЛЭП менее 10 км;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам должна быть не более 1 часа;
- к подстанциям подключены потребители **2-й категории**;
- отсутствуют социально-значимые потребители 1-й категории или особой группы электроприемников;

Применяется для отпаечных подстанций с ОД и КЗ.

На переключательном пункте устанавливаются 3 выключателя с автоматической перемычкой.

Установка линейных разъединителей на кабельных перемычках

переходного пункта ППЗ позволит обеспечить возможность включения резервного питания потребителей **2-й категории** действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с требованиями п.4

#### **5.7.5. Схема № 110-8/2 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением двух отдельно стоящих переходных (ПП1 и ПП2) и одного переключательного (ПрП1) пунктов. Применяется для переустройства двухцепных воздушных линий 110 кВ с отпайками в следующих случаях:

- участок переустройства располагается непосредственно в месте подключения отпайки;
- место подключения отпайки расположено на расстоянии более 1 км от отпаечной подстанции (ПСЗ);
- протяженность ЛЭП менее 10 км;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам должна быть не более 1 часа;
- к подстанциям подключены социально-значимые потребители 1-й категории или особой группы электроприемников;

Применяется для отпаечных подстанций с ОД и КЗ.

На переключательном пункте сооружается РУ 110 кВ с двумя секциями с автоматической перемычкой.

Установка выключателей на кабельных перемычках переключательного пункта позволит обеспечить возможность автоматического восстановления питания социально-значимых потребителей 1 категории или особой группы электроприемников на отпаечной и тупиковой подстанциях.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с требованиями раздела 4 типовых схем.

#### **5.8. Переустройство в кабель воздушных участков КВЛ 110 кВ.**

##### **5.8.1. Схема № 110-9/1 КВЛ в КЛ.**

Кабельно-воздушные одноцепные или двухцепные линии полностью переустраиваются в кабель. Применяется при переустройстве воздушных участков линий 110 кВ в следующих случаях:

- длина заявленного участка для переустройства составляет от 80 до 100% длины ВЛ;
- протяженность воздушного участка менее 1 км, независимо от протяженности воздушного участка, подлежащего переустройству;

Существующие переходные пункты демонтируются.

Устройства АПВ и ОМП выводятся (при наличии) из работы.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с требованиями раздела 4 типовых схем.

#### **5.8.2. Схема № 110-9/2 КВЛ в КВЛ.**

Воздушный участок кабельно-воздушной одноцепной или двухцепной линии полностью переустраивается в кабель. Применяется при переустройстве воздушных участков линий 110 кВ в следующих случаях:

- длина каждого из участков ВЛ от подстанции и от существующего переходного пункта ПП1 до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой КВЛ не более 1 км или составляет менее 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;

Существующий переходной пункт ПП1 демонтируется.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с требованиями раздела 4 типовых схем.

#### **5.8.3. Схема № 110-9/3 КВЛ в КВЛ.**

Переустройство воздушного участка КВЛ в кабельный участок КВЛ с сооружением 1 переходного пункта на подстанции и 1 отдельно стоящего переходного пункта. Применяется при переустройстве воздушных участков кабельно-воздушных линий 110 кВ в следующих случаях:

- протяженностью от 1 до 10 км;
- длина участка ВЛ от одной из ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, менее 1 км или составляет менее 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ, то воздушная линия частично реконструируется в кабельную линию с одним ПП на подстанции и одним отдельно стоящим закрытым или открытым переходным пунктом.

Трансформаторы тока на переходном пункте не устанавливаются.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии).

Для выполнения запрета АПВ при коротком замыкании на кабельных участках используется ступень резервных защит КВЛ с передачей команды запрета АПВ на противоположный конец КВЛ.

Для КВЛ с длиной воздушного участка 5 км и более (при этом длина кабельного участка не должна превышать 20% всей длины КВЛ) должно быть установлено устройство ОМП.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с требованиями раздела 4 типовых схем.

#### **5.8.4. Схема № 110-9/4 КВЛ в КВЛ.**

Переустройство воздушного участка КВЛ в кабельный участок КВЛ с сооружением 2 отдельно стоящих переходных пунктов. Применяется при переустройстве воздушных участков кабельно-воздушных линий 110 кВ в следующих случаях:

- протяженность ЛЭП от 1 до 10 км;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более



20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;

- доступность подъезда к переходным пунктам должна быть не более 1 часа;
- обе подстанциями являются питающими центрами;
- к тупиковой подстанции не подключены потребители **2-й категории**, или социально-значимые потребители **1 категории**, или **особой группы** электроприемников.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с раздела 4 типовых схем.

#### 5.9. Переустройство в кабель участков ВЛ и КВЛ 220 кВ.

##### 5.9.1. Схема № 220-1 ВЛ в КЛ.

Линия полностью переустраивается в кабель. Применяется при переустройстве воздушных линий 220 кВ в следующих случаях:

- длина заявленного участка для переустройства составляет от 80 до 100% длины ВЛ;
- протяженность ЛЭП менее 1 км, независимо от протяженности воздушного участка, подлежащего переустройству;

Переходные пункты сооружаются непосредственно на территории подстанций или на прирезаемых к ним территориях. Переходные пункты, как правило, открытые 2 шт., или 1 шт., или не сооружаются – непосредственно заводятся в КРУЭ.

Устройства АПВ и ОМП выводятся (при наличии) из работы.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с требованиями раздела 4 типовых схем.

##### 5.9.2. Схема № 220-2 ВЛ в КВЛ.

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением 1 переходного пункта на подстанции и 1 отдельно стоящего переходного пункта. Применяется при переустройстве воздушных линий 220 кВ в следующих случаях:

- протяженностью от 1 до 10 км;
- длина участка ВЛ от одной из ПС до границы земельного участка с проходящей по нему перестраиваемой ВЛ, менее 1 км или составляет менее 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ, то воздушная линия частично реконструируется в кабельную линию с одним ПП на подстанции и одним отдельно стоящим закрытым или открытым переходным пунктом.

Трансформаторы тока на переходном пункте не устанавливаются.

Проводится реконструкции устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии).

Для выполнения запрета АПВ при коротком замыкании на кабельном участке используется ступень резервных защит КВЛ с передачей команды запрета АПВ на противоположный конец КВЛ.

Для КВЛ с длиной воздушного участка 5 км и более (при этом длина кабельного участка не должна превышать 20% всей длины КВЛ) должно быть установлено устройство ОМП.

Эта же схема применяется при сооружении **кабельных заходов** на подстанцию в КРУЭ или кабельных **перемычек** между КРУЭ и трансформаторами. В этом случае на территории подстанции сооружаются переходные пункты открытого исполнения.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с требованиями разделом 4 типовых схем.

#### 5.9.3. Схема № 220-3 ВЛ в КВЛ.

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением 2 отдельно стоящих переходных пунктов. Применяется при переустройстве воздушных линий 220 кВ в следующих случаях:

- протяженность ЛЭП от 1 до 10 км;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам должна быть не более 1 часа;
- обе подстанциями являются питающими центрами;
- к тупиковой подстанции не подключены потребители 2-й категории, или социально-значимые потребители 1 категории, или особой группы электроприемников.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с разделом 4 типовых схем.

#### 5.9.4. Схема № 220-4 ВЛ в КВЛ.

Переустройство двухцепных ВЛ 220 кВ в КВЛ с сооружением отдельно стоящих переходного и переключательного пунктов применяется в следующих случаях:

- при протяженности ЛЭП менее 10 км, если к тупиковой подстанции подключены социально-значимые потребители **1-й категории или особой группы** электроприемников;
- при протяженности ЛЭП более 10 км, если к тупиковой подстанции подключены потребители 2-й категории и отсутствуют социально-значимые потребители 1-й категории или особой группы электроприемников;
- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам должна быть не более 1 часа.

Применяется для линий, обеспечивающих выдачу в сеть энергетической мощности электрических станций

На переключательном пункте, расположенном со стороны тупиковой подстанции устанавливаются три выключателя с автоматической перемычкой для обеспечения возможности автоматического восстановления питания социально-значимых потребителей **1-й категории** или **особой**

**группы** электроприемников и обеспечения возможности использования АПВ на каждом из участков линии.

При использовании данной схемы возможно осуществления АВР.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с разделом 4 типовых схем.

#### **5.9.5. Схема № 220-5 КВЛ в КВЛ.**

Воздушный участок кабельно-воздушной одноцепной или двухцепной линии полностью переустраивается в кабель. Применяется при переустройстве воздушных участков линий 220 кВ в случае, если длина каждого из участков ВЛ от подстанции и от существующего переходного пункта ПП1 до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой КВЛ не более 1 км или составляет менее 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ.

Существующий переходной пункт ПП1 демонтируется.

Проводится реконструкция устройств релейной защиты, АПВ и ОМП (при наличии) в соответствии с требованиями разделом 4 типовых схем.

### **6. Общие требования к переходным и переключательным пунктам.**

К переходным (ПП) и переключательным (ПрП) пунктам предъявляются следующие требования:

6.1. В городах и населенной местности (деревни, поселки и т.п.) ПП и ПрП должны выполняться закрытого типа или с размещением на специальных переходных опорах с установкой в них электрооборудования и аппаратуры охранной и пожарной сигнализации.

6.2. Вне населенной местности допускается сооружение открытых ПП с обеспечением мер против проникновения на территорию ПП посторонних лиц, а также выполнением противопожарных мероприятий, в том числе по исключению низовых пожаров.

6.3. ПП, размещаемые на территории подстанции следует выполнять открытого типа, в том числе в городах и населенной местности.

6.4. Ко всем типам ПП и ПрП должен быть обеспечен подъезд автотранспорта и механизмов в любое время года.

### **7. Типовые схемы переходных пунктов**

#### **7.1. Схема № 110-1/1 ПП Переходной пункт с разъединителем.**

На переходных пунктах для одноцепных линий устанавливаются 1 разъединитель с двумя заземляющими ножами, 1 группа ОПН со стороны кабельной линии и 1 группа трансформаторов тока для релейной защиты и автоматики.

Применяется при переустройстве воздушных участков в кабельные по схемам №№ 110-3/1, 110-4/1, 110-9/3.

#### **7.2. Схема № 110-1/2 ПП Переходной пункт с разъединителем без трансформаторов тока.**

На переходных пунктах для одноцепных линий устанавливаются 1

разъединитель с двумя заземляющими ножами, 1 группа ОПН со стороны кабельной линии. Трансформаторы тока не устанавливаются.

Применяется при переустройстве воздушных участков в кабельные по схемам №№ 110-2, 110-9/1, 110-9/2, 110-9/3

**7.3. Схема № 110-2ПП Переходной пункт 2 цепи с разъединителем.**

На переходных пунктах для двухцепных линий устанавливаются 2 разъединителя с двумя заземляющими ножами каждый, 2 группы ОПН со стороны кабельных линий и 2 группы трансформаторов тока со стороны воздушных линий для релейной защиты и автоматики.

Применяется при переустройстве воздушного участка в кабельный по схемам № № 110-3/1, 110-3/2, 110-3/3, 110-3/4, 110-3/5, 110-4/1, 110-4/2, 110-4/3, 110-4/4, 110-4/5, 110-5/1, 110-5/2, 110-5/3, 110-5/4, 110-5/5, 110-7/1, 110-7/2, 110-7/3, 110-8/1, 110-8/2, 110-9/1, 9/3.

**7.4. Схема № 110-3ПП Переходной пункт 2 цепи с разъединителями и ремонтной перемычкой на разъединителе со стороны ВЛ.**

На переходных пунктах двухцепных линий устанавливаются 3 разъединителя с двумя заземляющими ножами каждый, 2 группы ОПН со стороны кабельных линий и 2 группы трансформаторов тока. Линейные разъединители устанавливаются со стороны кабельных линий для обеспечения оперативного отключения при повреждении кабельных линий. Ремонтная перемычка обеспечивает включения транзита по воздушной линии.

Применяется при переустройстве воздушных участков в кабельные по схемам №№ 110-3/2, 110-4/2, 110-5/2.

**7.5. Схема № 110-4ПП Переходной пункт 2 цепи с 5 разъединителями и ремонтной перемычкой на разъединителе.**

На переходных пунктах двухцепных линий устанавливаются 5 разъединителей с двумя заземляющими ножами каждый, 2 группы ОПН со стороны кабельных линий и 2 группы трансформаторов тока со стороны воздушных линий. Линейные разъединители устанавливаются со стороны кабельных и воздушных линий для обеспечения оперативного отключения при повреждении кабельных и воздушных линий. Ремонтная перемычка обеспечивает включения транзита по воздушной линии.

Применяется при переустройстве воздушных участков в кабельные по схемам переустройства №№ 110-3/3, 110-4/3, 110-5/3.

**7.6. Схема № 110-5ПП Переключательный пункт с выключателем.**

На переходных пунктах одноцепных линий устанавливаются выключатель, 2 разъединителя с двумя заземляющими ножами каждый, 1 группа ОПН со стороны кабельной линии и 2 группы трансформаторов тока встроены в выключатель или отдельно стоящие между линейными разъединителями и выключателем.

Применяется при переустройстве воздушных участков в кабельные по схеме № 110-3/6.

**7.7. Схема № 110-6ПП Переключательный пункт 2 цепи с выключателями.**

На переходных пунктах двухцепных линий устанавливаются 2 выключателя, 4 разъединителя с двумя заземляющими ножами каждый, 2 группы ОПН со стороны кабельных линий, 4 группы трансформаторов тока встроенных в выключатель или отдельно стоящих между линейными разъединителями и выключателем для каждой линии.

Применяется при переустройстве воздушных участков в кабельные по схемам №№ 110-3/4, 110-3/6, 110-3/7, 110-4/4, 110-4/6, 110-5/4.

**7.8. Схема № 110-7ПП Переключательный пункт 2 цепи с выключателями и автоматической перемычкой на выключателе.**

На переходных пунктах двухцепных линий устанавливаются 3 выключателя (два в стороны КЛ и один в автоматической перемычке), 8 разъединителей с двумя заземляющими ножами каждый, 2 группы ОПН со стороны кабельных линий, 6 групп трансформаторов тока встроенных в выключатель или отдельно стоящих между разъединителями и выключателем. Линейные разъединители устанавливаются для обеспечения оперативного отключения при повреждении элементов сети. Автоматическая перемычка на выключателе обеспечивает автоматическое включение транзита по воздушной линии при повреждении кабеля.

Применяется при переустройстве воздушных участков в кабельные в схемах переустройства №№ 110-3/5, 110-3/7, 110-4/5, 110-4/7, 110-5/5, 110-5/6, 110-6.

**7.9. Схема № 110-8ПП Переходной пункт 2 цепи с разъединителем по схеме «Заход - выход».**

На переходных пунктах двухцепных линий устанавливаются 4 разъединителя с двумя заземляющими ножами каждый, 4 группы ОПН со стороны кабельных линий и 4 группы трансформаторов тока между линейными разъединителями и сборными шинами.

Применяется при переустройстве воздушных участков в кабельные по схеме № 110-7/1 для отпаечных подстанций.

**7.10. Схема № 110-9ПП Переключательный пункт 2 цепи с выключателями в цепях линий «Заход - выход» и автоматической перемычкой на выключателе.**

На переходных пунктах двухцепных линий устанавливаются 3 выключателя, 12 разъединителей с двумя заземляющими ножами каждый, 4 группы ОПН со стороны кабельных линий, 10 групп трансформаторов тока отдельно стоящих и (или) встроенных в выключатели. Линейные разъединители устанавливаются для обеспечения оперативного отключения при повреждении элементов сети. Ремонтная перемычка на выключателе обеспечивает автоматическое резервирование питания трансформатора при К.З. на КВЛ для схемы подстанции, выполненной на ОД и КЗ.

Применяется при переустройстве воздушных участков в кабельные по

схемах №№ 110-7/2, 110-8/1 для отпаечных подстанций.

7.11. **Схема № 110-10ПП Переключательный пункт 2 цепи – «Заход-выход» с выключателями по схеме «мостик».**

На переходных пунктах одноцепных линий устанавливаются 5 выключателей, 10 разъединителей с двумя заземляющими ножами каждый, 2 группы ОПН со стороны кабельных линий, 10 групп трансформаторов тока отдельно стоящих и (или) встроенных в выключатели. Схема позволяет сохранить линейный транзит при К.З. на трансформаторе подстанции.

Применяется при переустройстве воздушных участков в кабельные по схеме переустройства № 110-7/3 для отпаечных подстанций.

7.12. **Схема № 110-11ПП Переключательный пункт 2 цепи – «Заход-выход» с выключателями по схеме «секционированная система шин».**

На переходных пунктах двухцепных линий устанавливаются 7 выключателей, 14 разъединителей с двумя заземляющими ножами каждый, 4 группы ОПН со стороны кабельных линий, 14 групп трансформаторов тока отдельно стоящих и (или) встроенных в выключатели.

Применяется при переустройстве воздушных участков в кабельные по схеме № 110-8/2 для отпаечных подстанций.

7.13. **Схема № 220-1/1ПП Переходной пункт с разъединителем.**

На переходных пунктах для одноцепных линий устанавливаются 1 разъединитель с двумя заземляющими ножами, 1 группа ОПН со стороны кабельной линии и 1 группа трансформаторов тока для релейной защиты и автоматики.

Применяется при переустройстве воздушных участков в кабельные по схеме №220-3.

7.14. **Схема № 220-1/2ПП Переходной пункт с разъединителем без трансформаторов тока.**

На переходных пунктах для одноцепных линий устанавливаются 1 разъединитель с двумя заземляющими ножами, 1 группа ОПН со стороны кабельной линии. Трансформаторы тока не устанавливаются.

Применяется при переустройстве воздушных участков в кабельные по схемам №№ 220-2, 220-5.

7.15. **Схема № 220-2ПП Переходной пункт 2 цепи с разъединителем.**

На переходных пунктах для двухцепных линий устанавливаются 2 разъединителя с двумя заземляющими ножами каждый, 2 группы ОПН со стороны кабельных линий и 2 группы трансформаторов тока со стороны воздушных линий для релейной защиты и автоматики.

Применяется при переустройстве воздушного участка в кабельный по схемам № № 220-3, 220-4.

7.16. **Схема № 220-3ПП Переключательный пункт 2 цепи с выключателем и автоматической перемычкой на выключателе.**

На переходных пунктах двухцепных линий устанавливаются 3 выключателя (два в стороны КЛ и один в автоматической перемычке), 8 разъединителей с двумя заземляющими ножами каждый, 2 группы ОПН со стороны кабельных линий, 6 групп трансформаторов тока встроенных в выключатель или отдельно стоящих между разъединителями и выключателем. Линейные разъединители устанавливаются для обеспечения оперативного отключения при повреждении элементов сети. Автоматическая перемычка на выключателе обеспечивает автоматическое включение транзита по воздушной линии при повреждении кабеля.

Применяется при переустройстве воздушных участков в кабельные по схеме № 220-4.

## **8. Переустройство линий связи и устройств телемеханики.**

### **8.1. Требования к переустройству линий связи:**

8.1.1. Для ВОЛС, подвешенных на опорах ВЛ 110-220 кВ при переустройстве ВЛ в КЛ предусматривать прокладку оптоволоконных кабелей в одной трассе с кабелями 110–220 кВ. При образовании КВЛ 110-220 кВ должно быть предусмотрено соединение ВОЛС с оптоволоконным кабелем на ПП.

#### **8.1.2. Потребитель услуги связи при переустройстве ВЛ (КВЛ).**

– В случае использования силового кабеля со встроенным оптическим волокном, на одном из переходных пунктов (как правило, с более удобной доступностью) устанавливается устройство мониторинга температуры КЛ (кабельного участка КВЛ). Для передачи телемеханической информации от устройства на ДП ВКС, необходимо организовать канал связи в протоколе МЭК 60870-5-104. Для организации канала от ПП на ПС используется ОКГТ или самонесущий кабель. Путем установки медиаконвертеров (Ethernet в оптику) на ПП и ПС организуется первый участок канала связи. Далее с подстанции на ДП ВКС по ЦПТСС или ТСПД организуется второй участок канала связи, позволяющий связать ПП и ДП ВКС.

– Иные потребители услуг связи с ПП: ОПС, СКУД, видеонаблюдение и т.д.

8.1.3. Способы сооружения ВОЛС при переустройстве ВЛ (КВЛ) и удовлетворения потребителей услуг связи.

8.1.3.1. Переустраиваемая ВЛ (КВЛ) расположена в МО (на среднем удалении не менее 5-7 км от Москвы):

ВОЛС, как правило, сооружается способом прокладки волоконно-оптического кабеля (ВОК) связи в грунт в едином землеотводе с КЛ в соответствии с приложенными схемами прокладки. При этом приоритетна прокладка двух ВОК с одинаковой емкостью с разных сторон траншеи (симметрично продольной оси КЛ).

8.1.3.2. Переустраиваемая ВЛ (КВЛ) расположена в Москве (ближайшем Подмосковье):

ВОЛС, как правило, сооружается способом прокладки ВОК в

существующей телефонной канализации (ТК) стороннего собственника, сеть которой развита в Москве и ближайшем Подмосковье. При этом необходимо выполнять стыковку (достройку) телефонной канализации от ПС/ПП до ТК стороннего собственника (настоящее решение снижает затраты на эксплуатацию ВОЛС и КЛ).

8.2. Требования к переустройству телемеханики.

8.2.1. От всех ПП и ПрП для передачи телеинформации должны быть организованы каналы связи.

8.2.2. Для оперативного контроля и управления режимом КЛ и КВЛ необходимо установить (модернизировать существующие) системы телемеханики и устройства мониторинга температуры КЛ и организовать передачу информации на соответствующие ДП филиала.

8.2.3. Передаваемая телеинформация должна отображаться на ДП филиала.



## Типовые схемы переустройства ВЛ и КВЛ в кабельные и кабельно-воздушные линии напряжением 110-220 кВ

Схема № 110 -1 ВЛ в КЛ

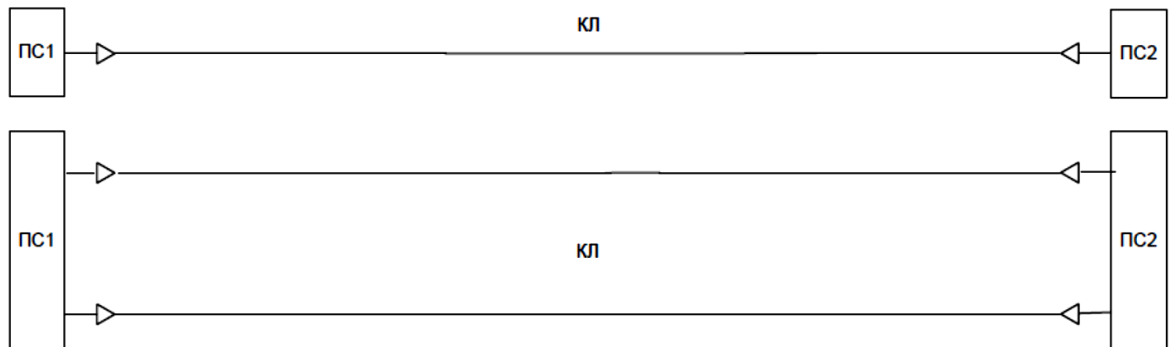


Схема № 110 -2 ВЛ в КВЛ

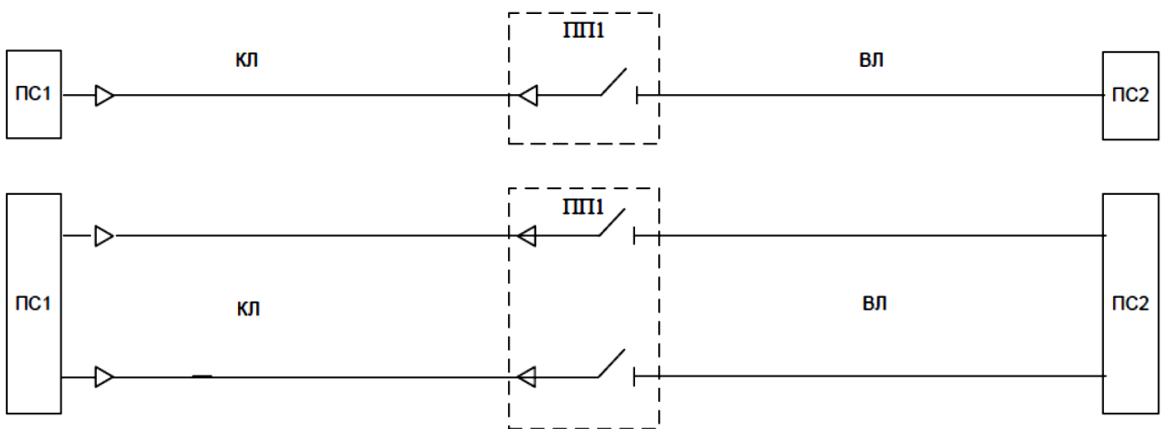


Схема № 110 -3/1 ВЛ в КВЛ

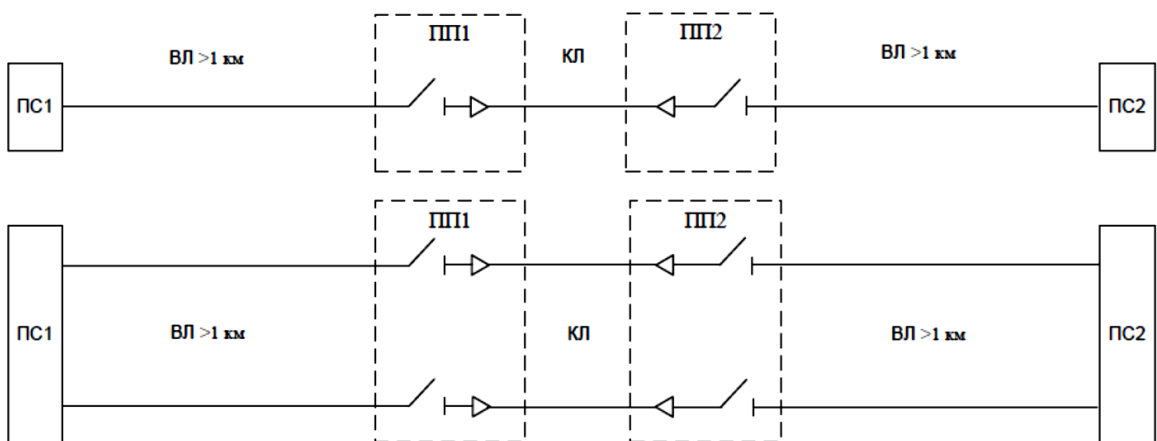


Схема № 110 -3/2 ВЛ в КВЛ

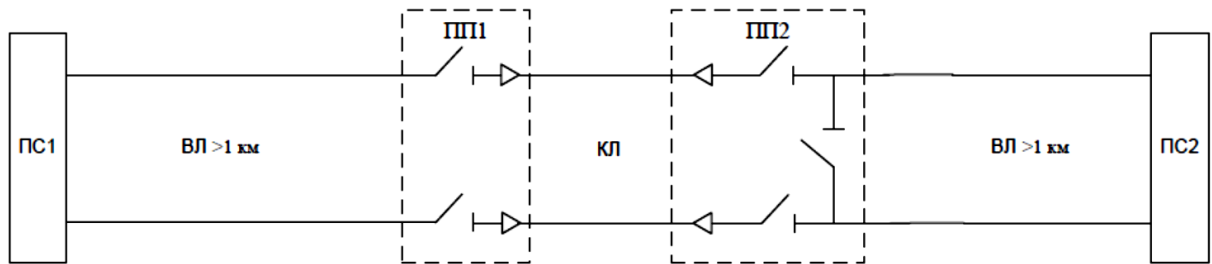


Схема № 110 -3/3 ВЛ в КВЛ

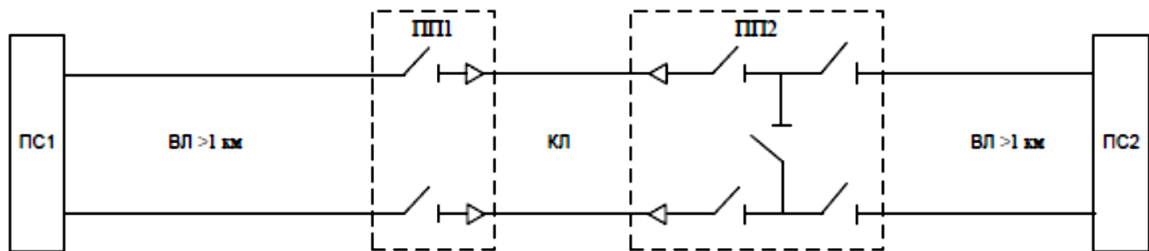


Схема № 110 -3/4 ВЛ в КВЛ

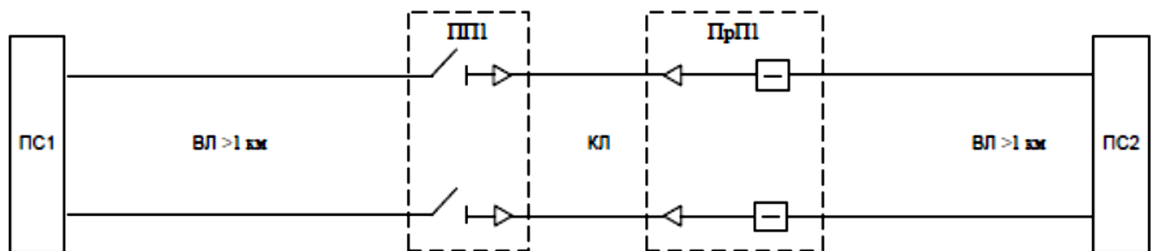


Схема № 110 -3/5 ВЛ в КВЛ

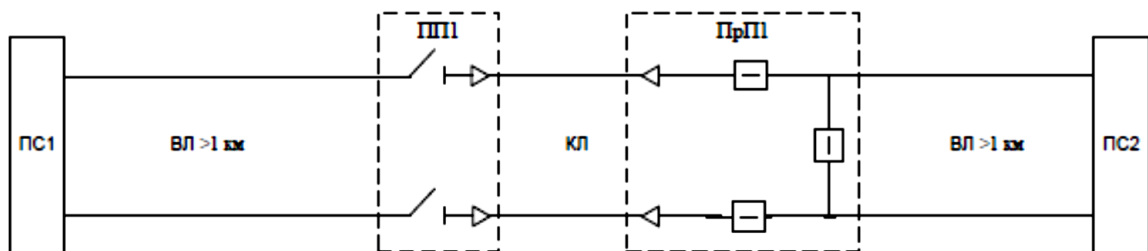


Схема № 110 -3/6 ВЛ в КВЛ

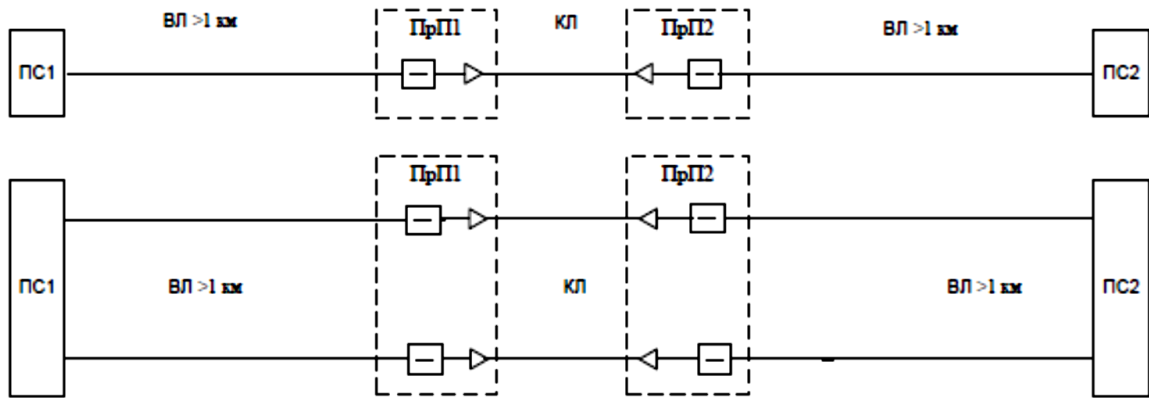


Схема № 110 -3/7 ВЛ в КВЛ

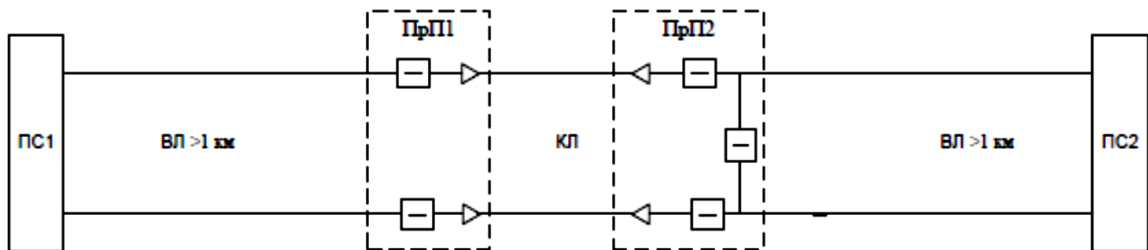


Схема № 110 -4/1 ВЛ в КВЛ

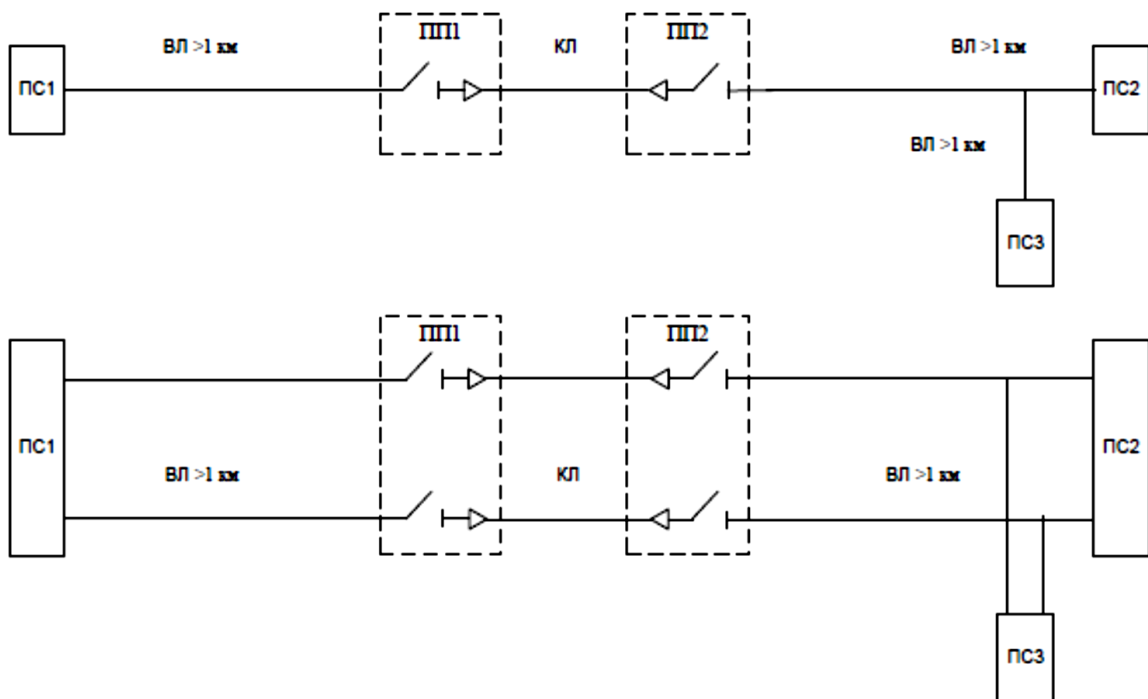




Схема № 110 -4/5 ВЛ в КВЛ

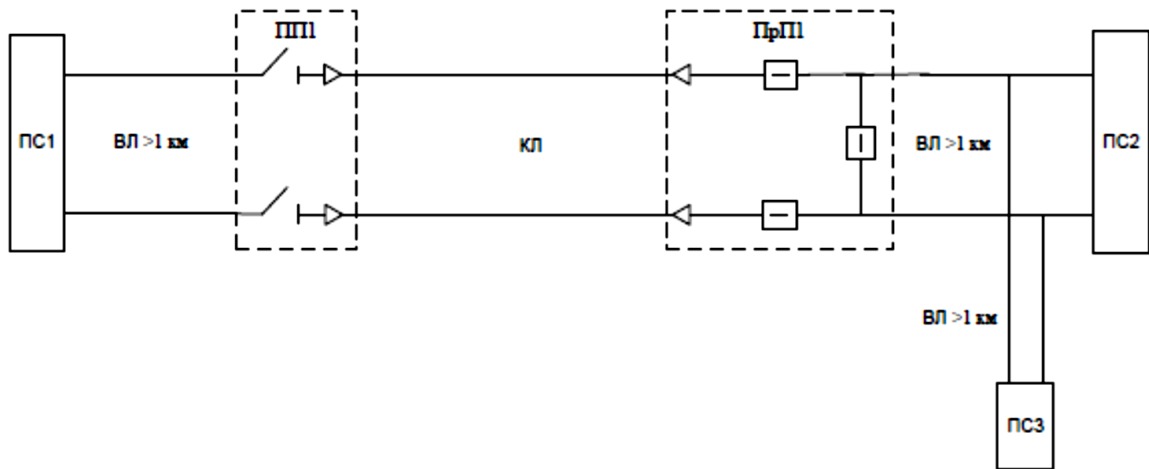


Схема № 110 -4/6 ВЛ в КВЛ

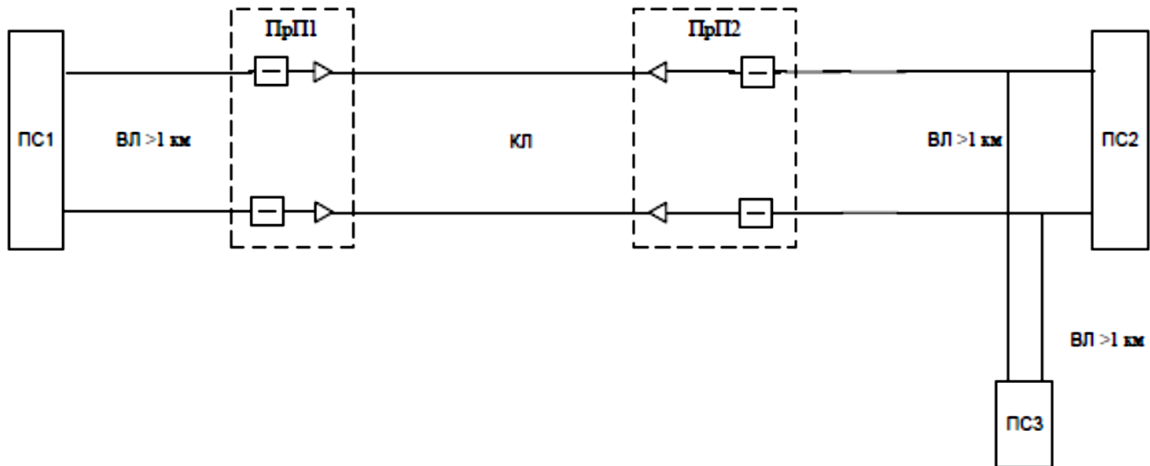


Схема № 110 -4/7 ВЛ в КВЛ

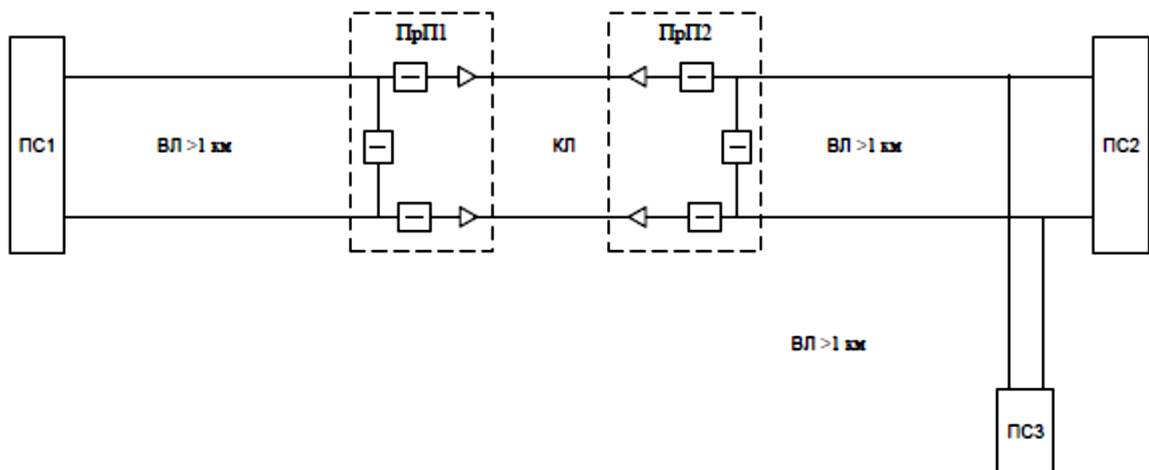


Схема № 110 -5/1 ВЛ в КВЛ

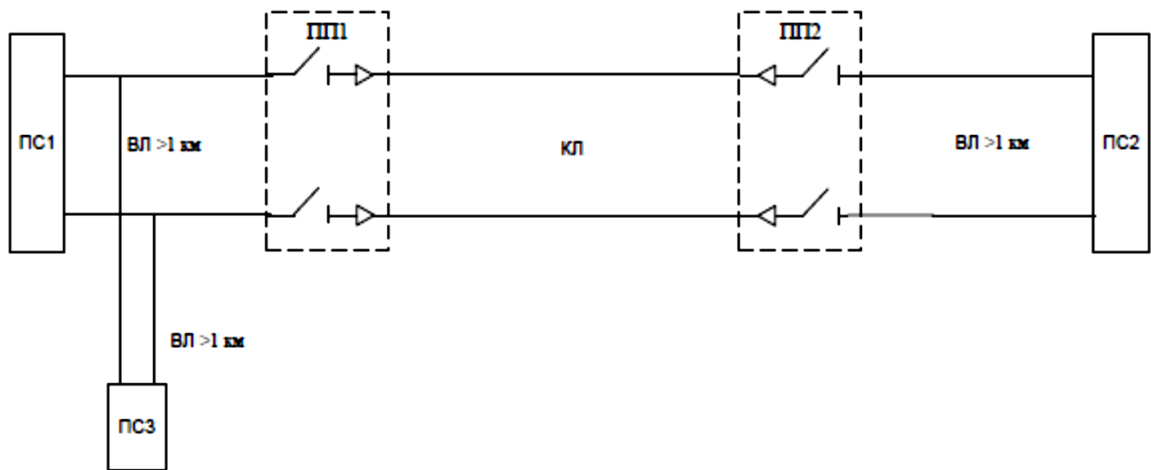


Схема № 110 -5/2 ВЛ в КВЛ

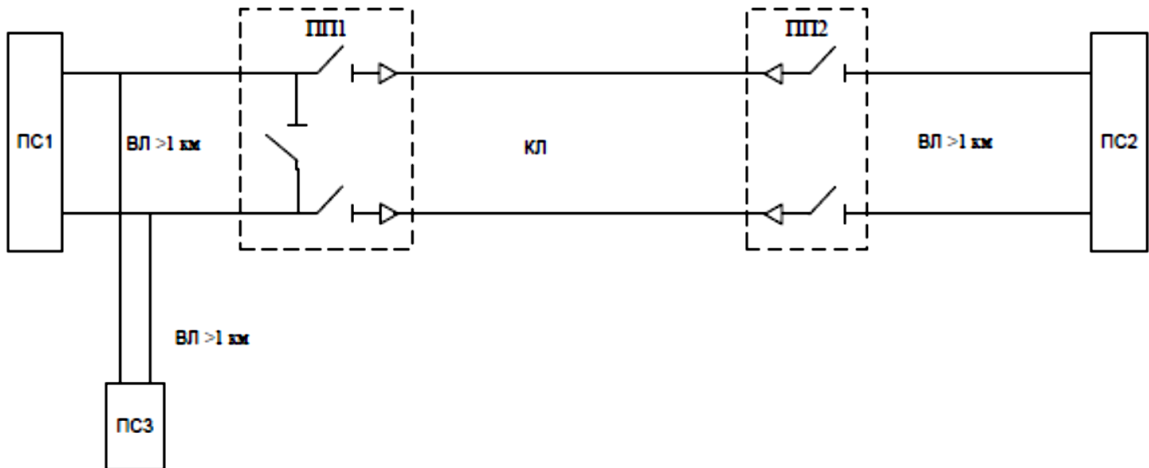


Схема № 110 -5/3 ВЛ в КВЛ

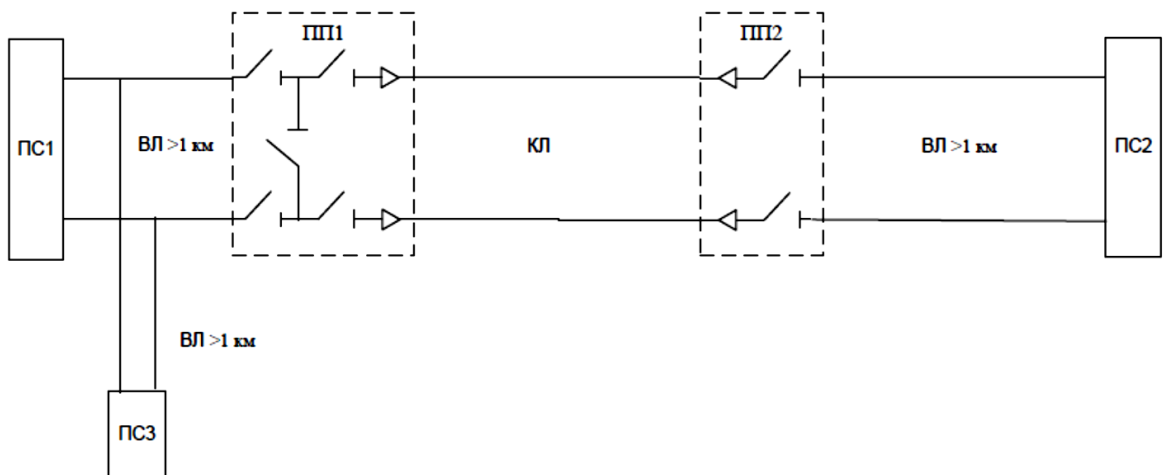


Схема № 110 -5/4 ВЛ в КВЛ

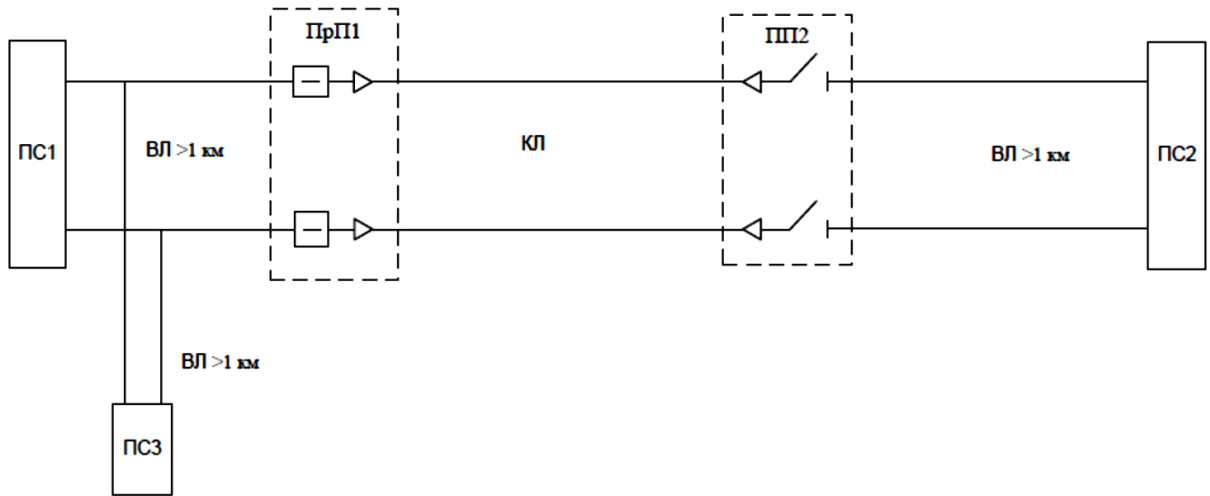


Схема № 110 -5/5 ВЛ в КВЛ

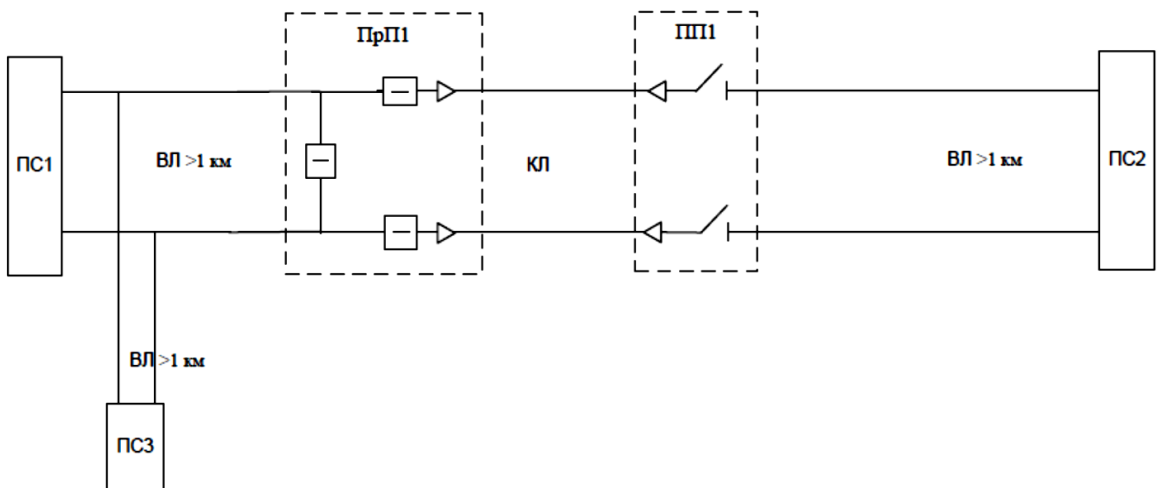


Схема № 110 -5/6 ВЛ в КВЛ

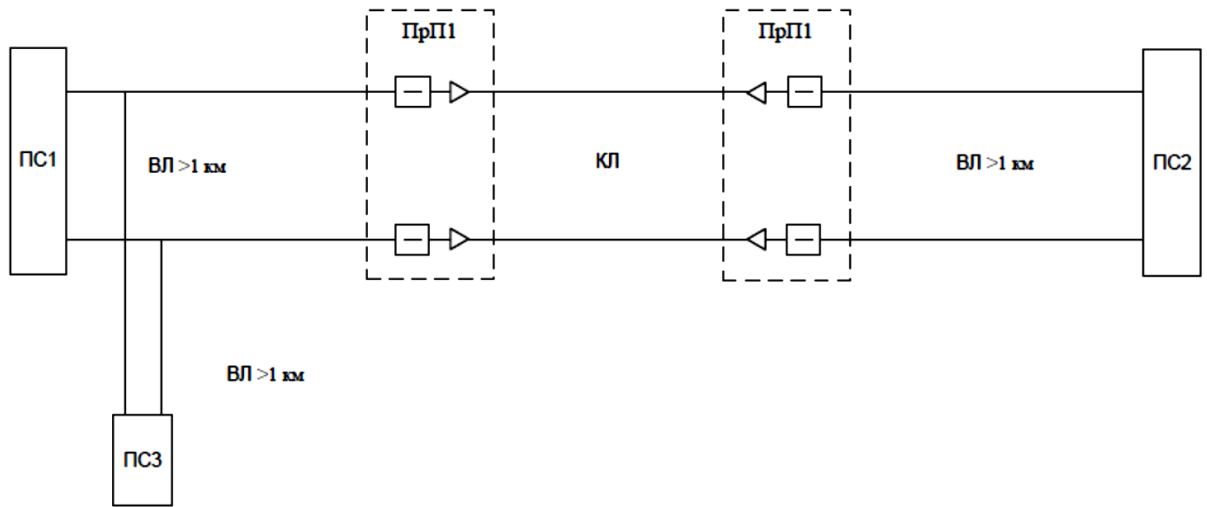


Схема № 110 -6 ВЛ в КВЛ

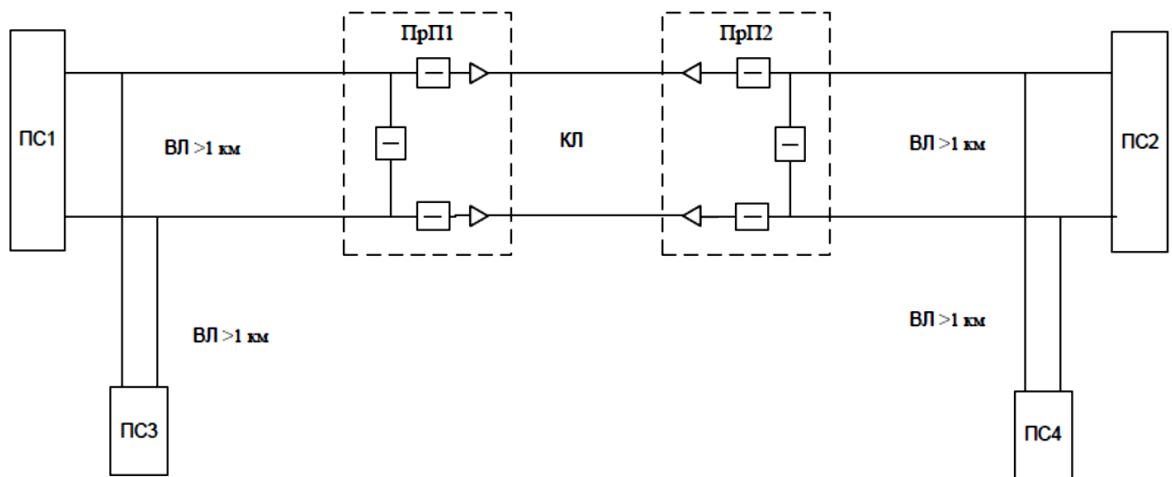




Схема № 110 -7/1 ВЛ в КВЛ

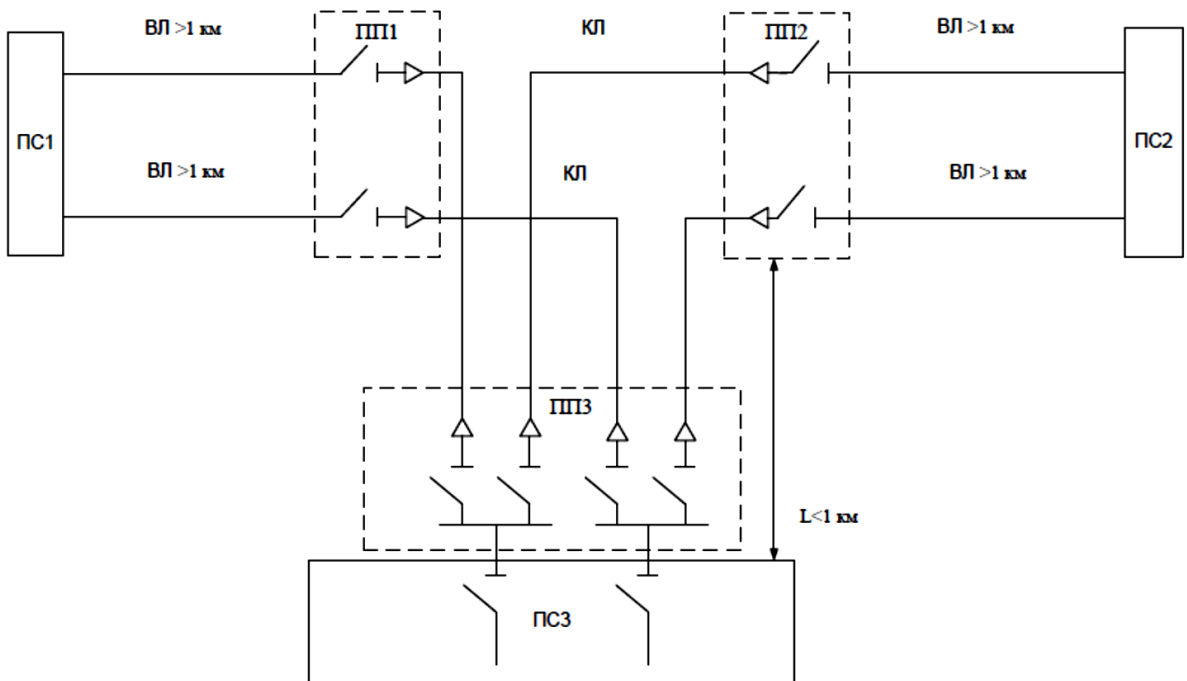


Схема № 110 -7/2 ВЛ в КВЛ

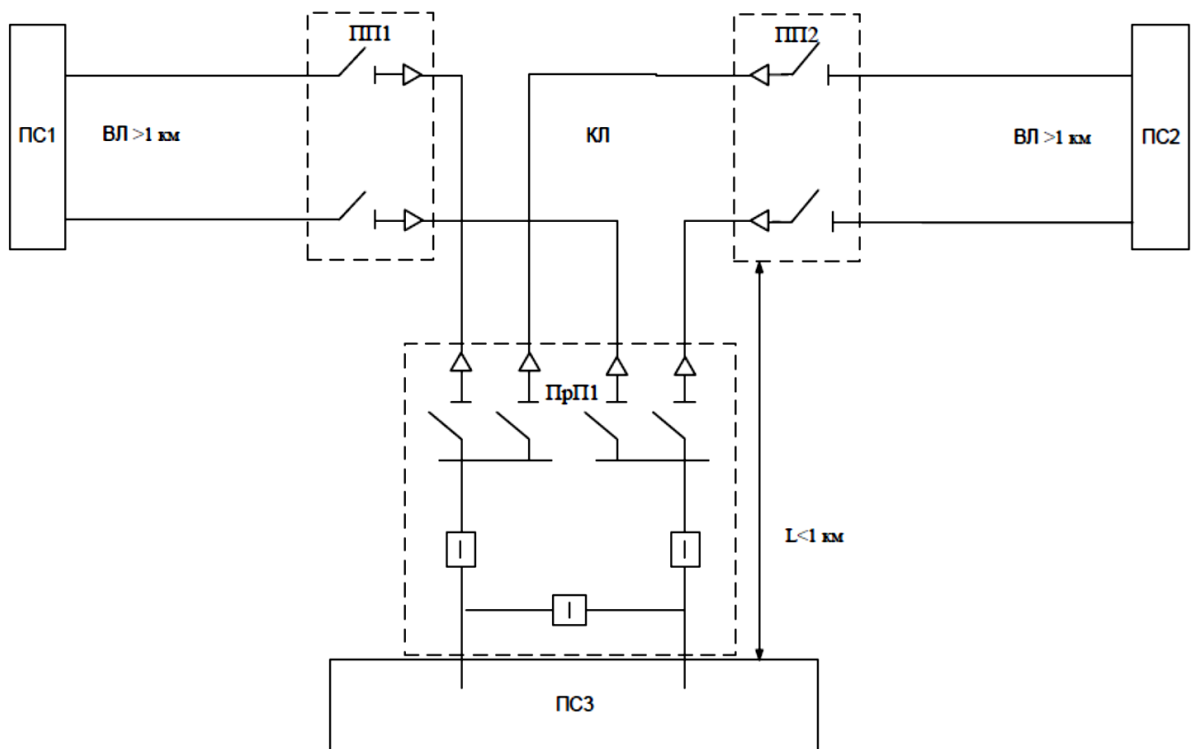


Схема № 110 -7/3 ВЛ в КВЛ

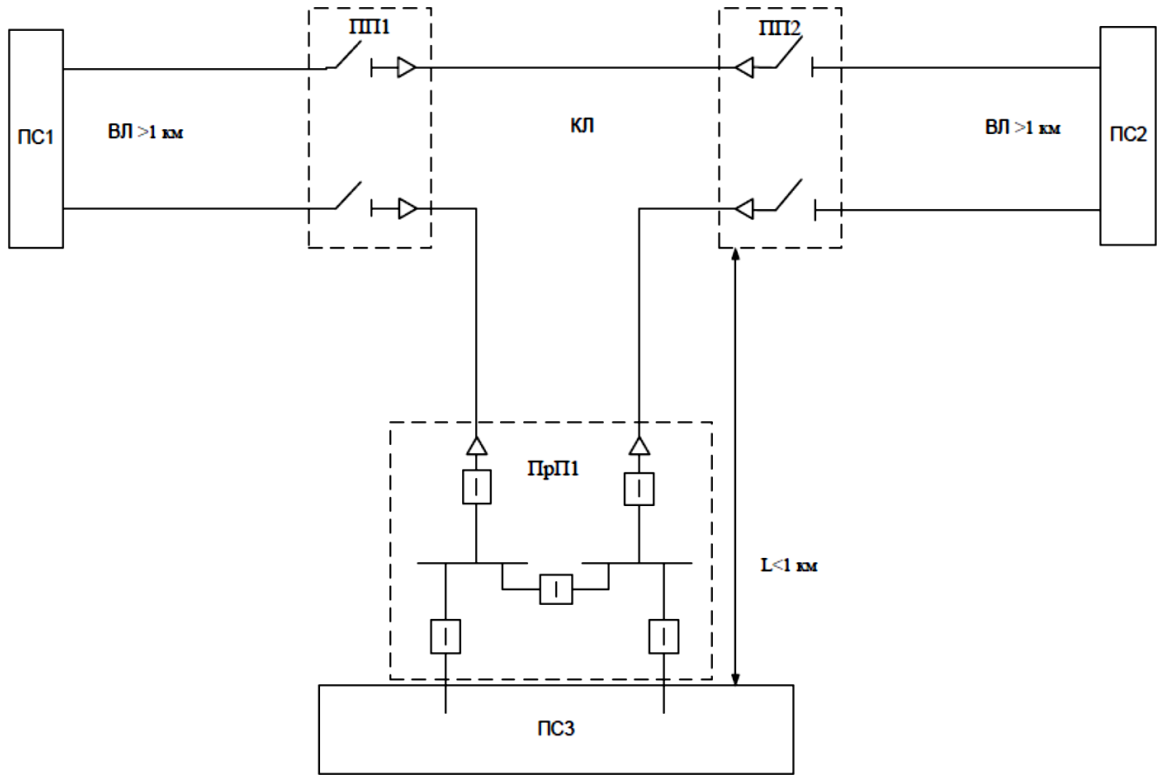


Схема № 110 -8/1 ВЛ в КВЛ

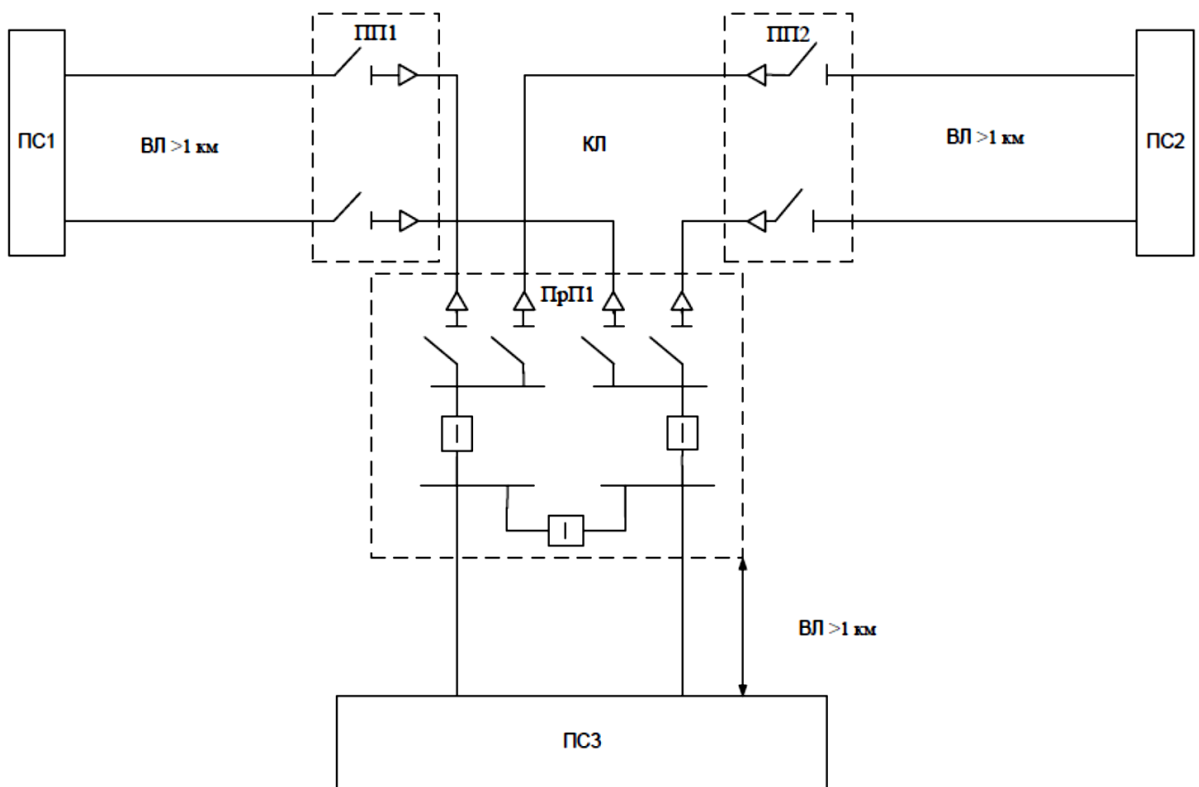


Схема № 110 -8/2 ВЛ в КВЛ

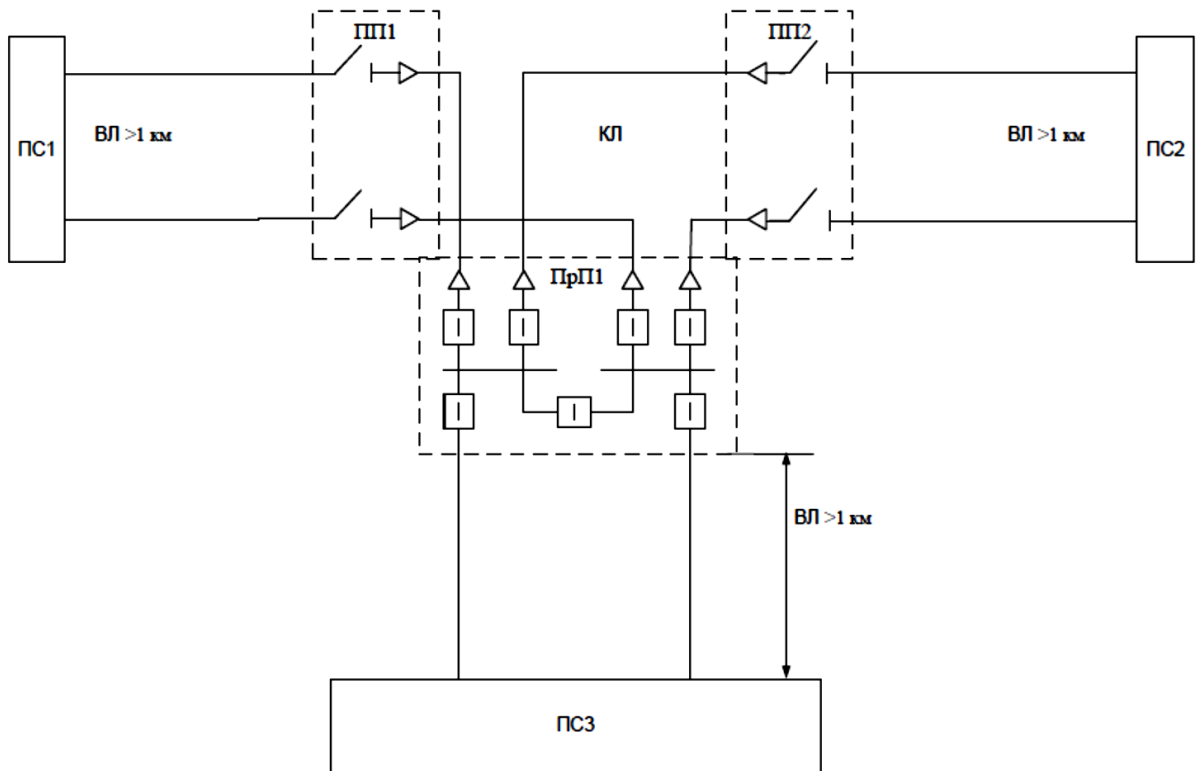


Схема № 110 -9/1 КВЛ в КЛ

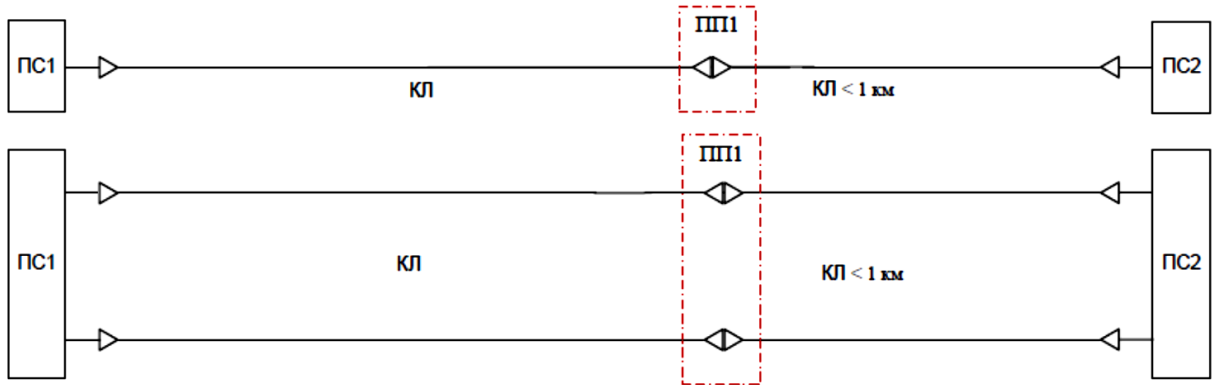


Схема № 110 -9/2 КВЛ в КВЛ

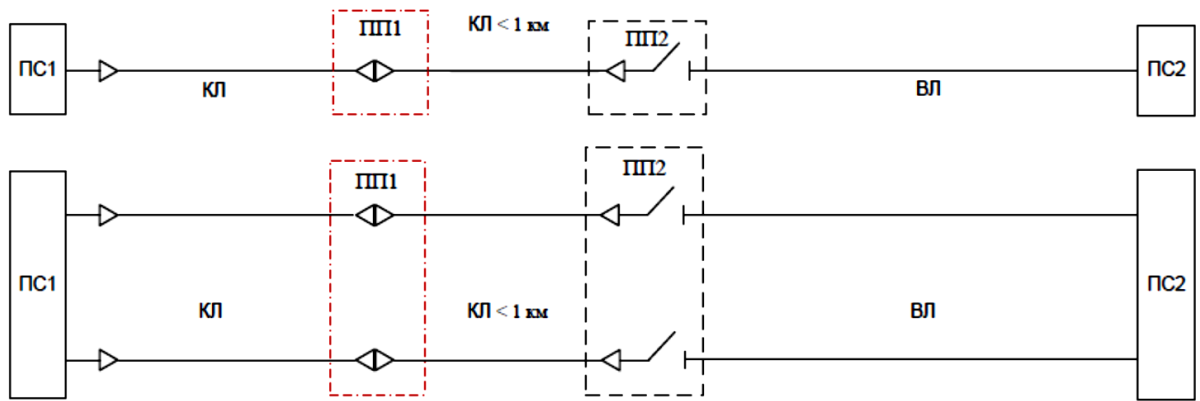


Схема № 110 -9/3 КВЛ в КВЛ

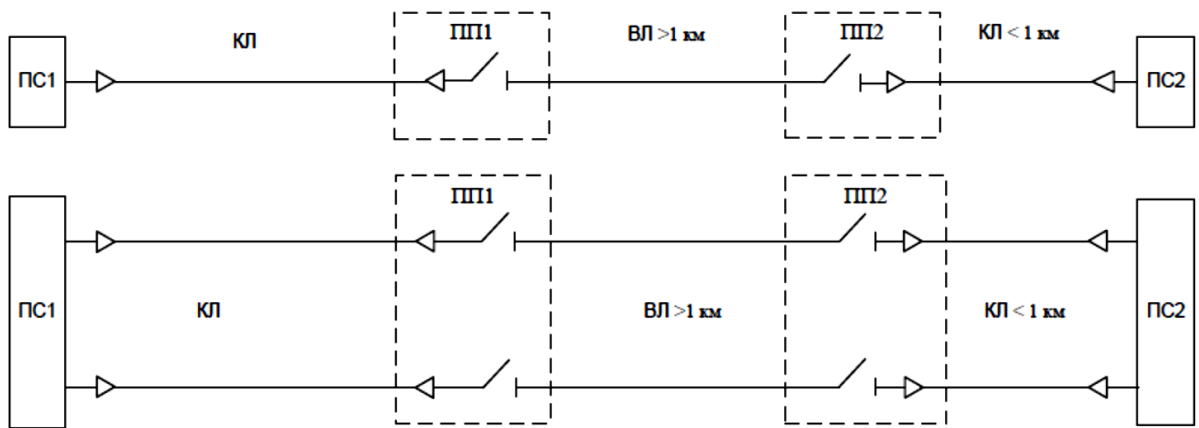


Схема № 110 -9/4 КВЛ в КВЛ

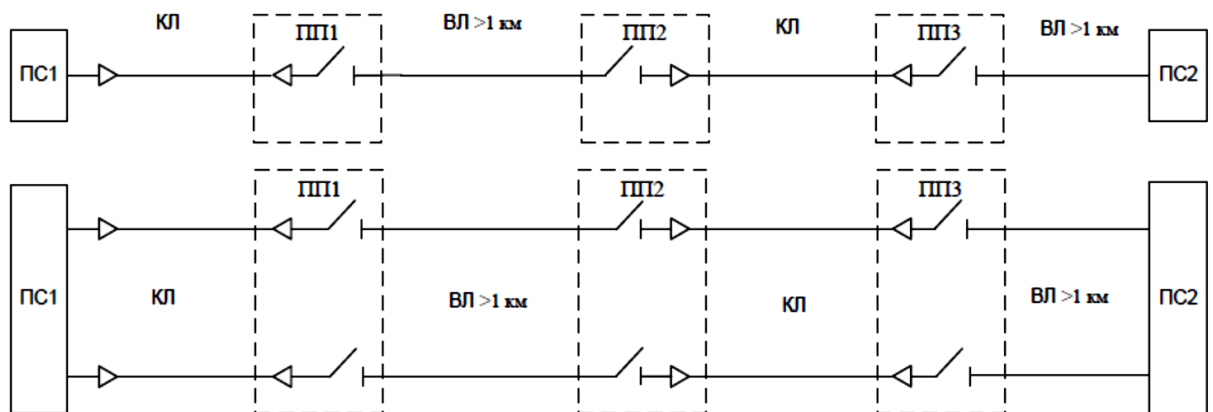


Схема № 220 -1 ВЛ в КЛ

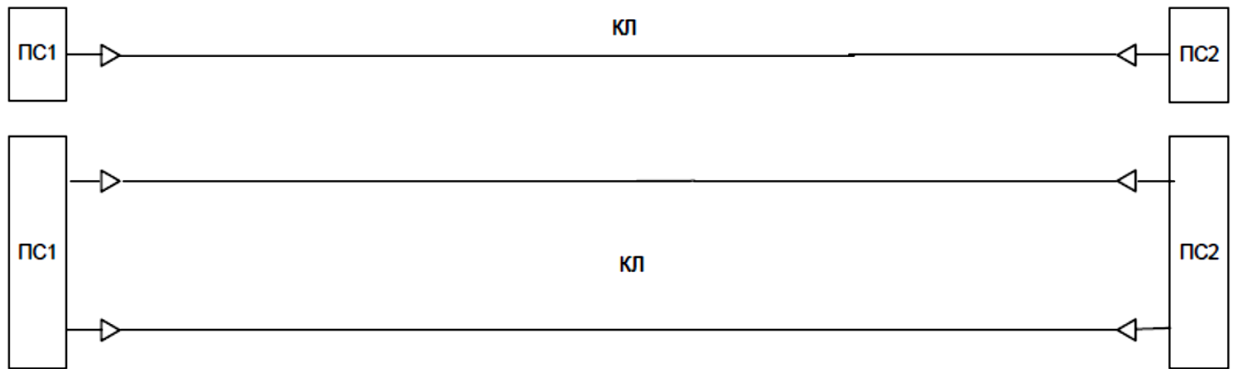


Схема № 220 -2 ВЛ в КВЛ

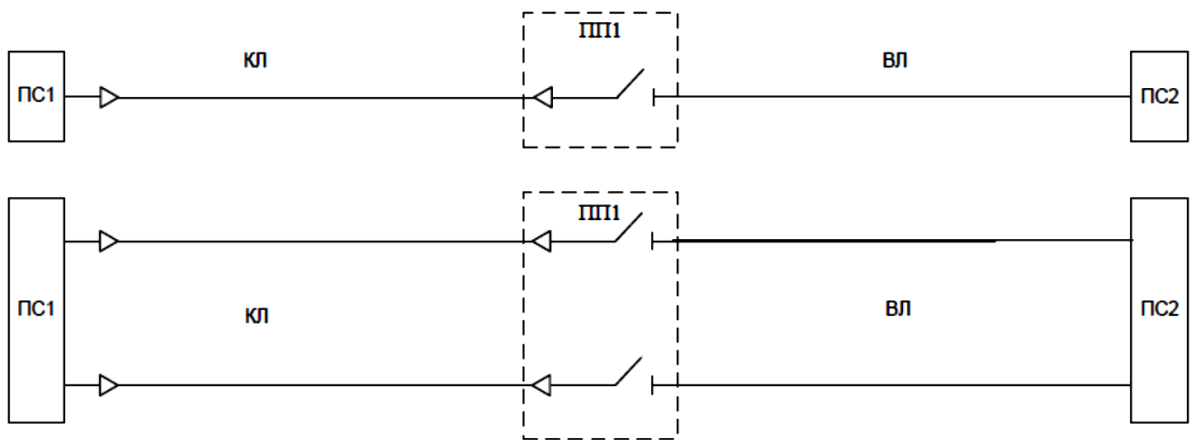


Схема № 220 -5 КВЛ в КВЛ

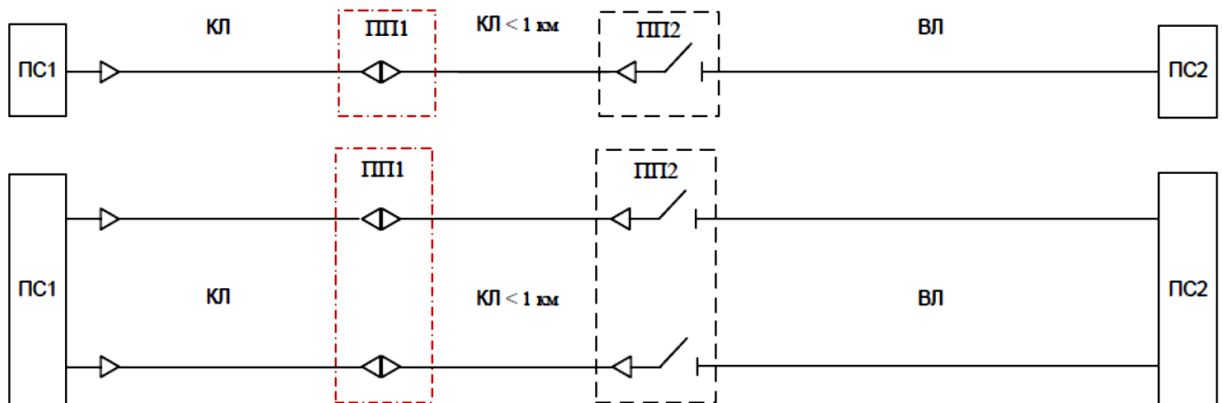


Схема № 220 -3 ВЛ в КВЛ

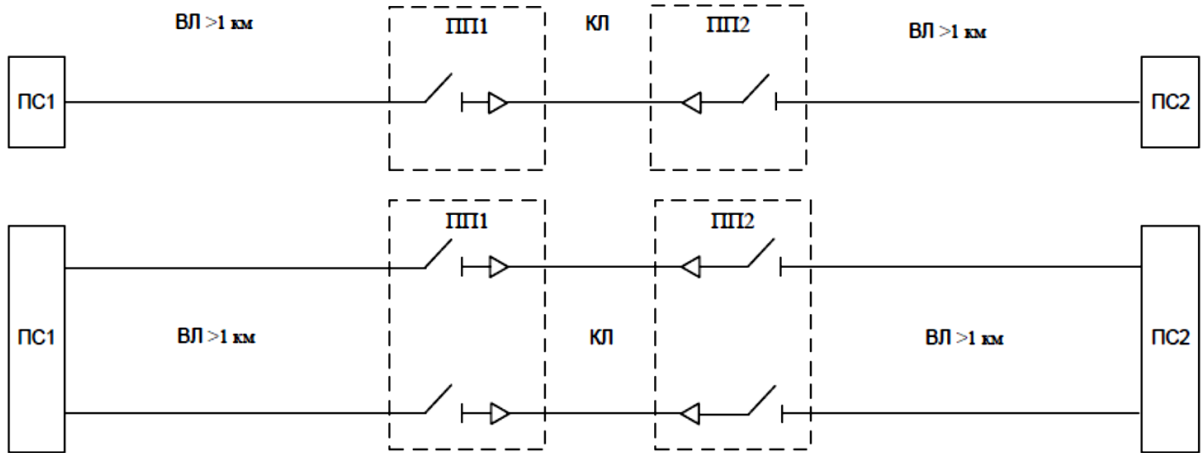


Схема № 220 -4 ВЛ в КВЛ

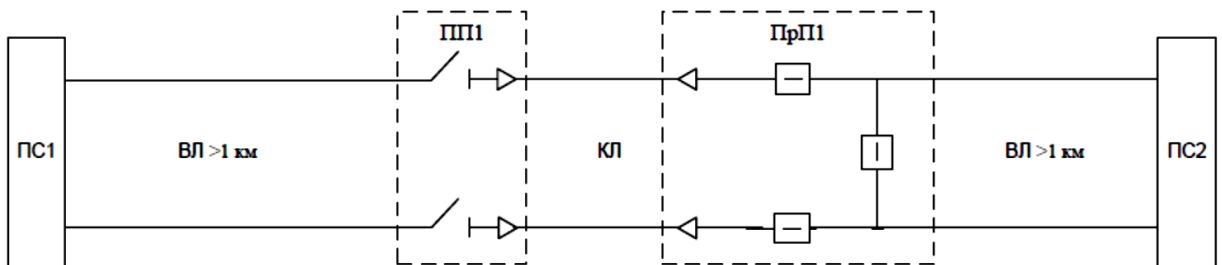
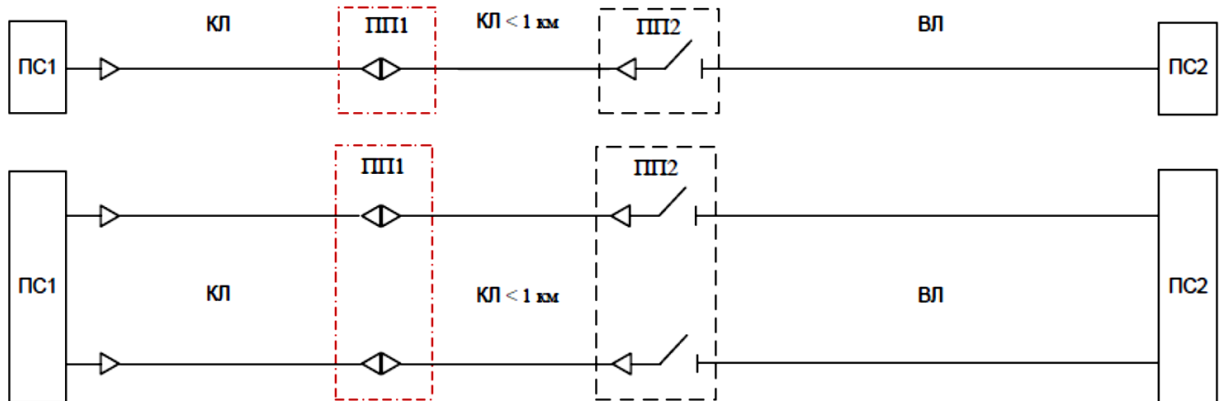
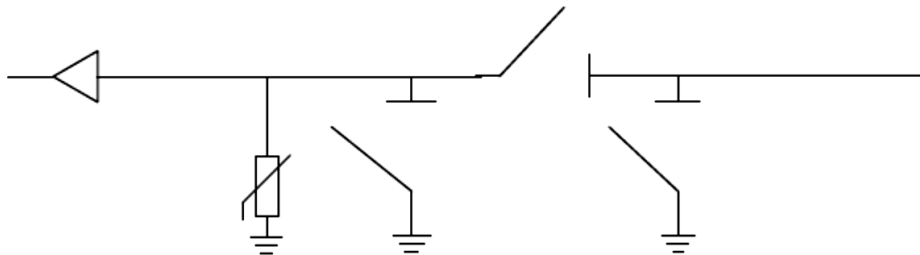


Схема № 220 -5 КВЛ в КВЛ



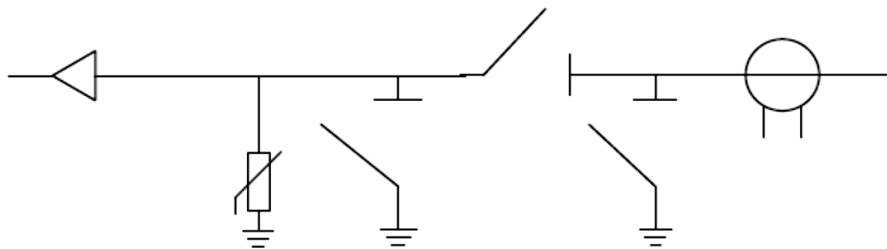
## Типовые схемы переходных и переключательных пунктов напряжением 110-220 кВ

**Схема № 110 – 1/2ПП**  
**Переходной пункт с разъединителем без трансформаторов тока**



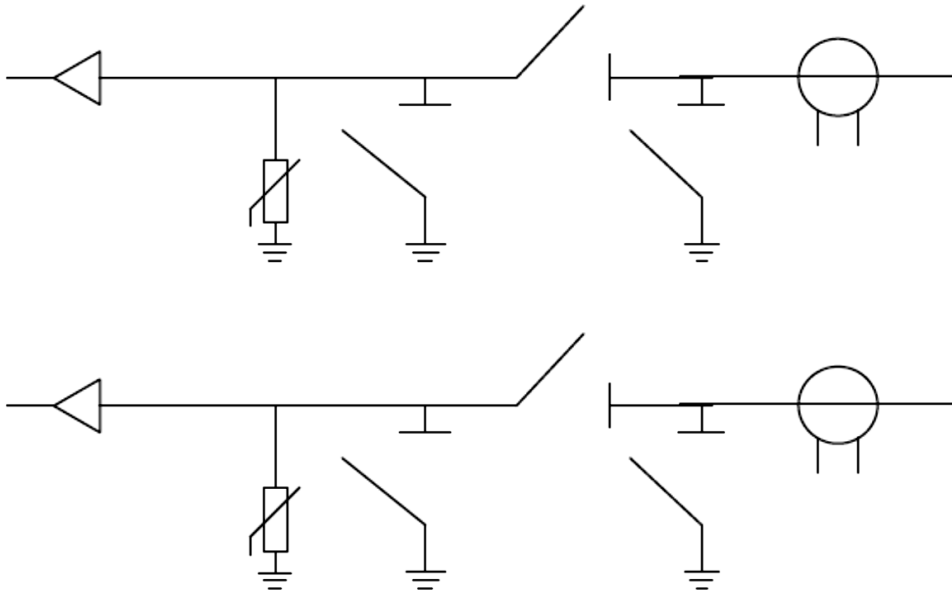
Схемы переустройства ВЛ  
№№ 110-2, 110-9/1, 110-9/2, 110-9/3, 220-2, 220-5

**Схема № 110 – 1/1 ПП**  
**Переходной пункт с разъединителем**



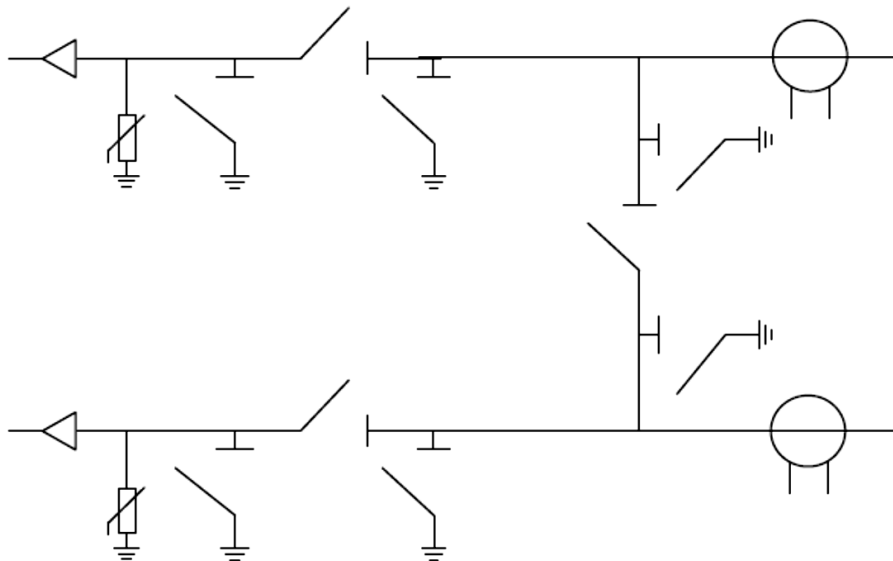
Схемы переустройства ВЛ №№ 110-3/1, 110-4/1, 110-9/3.

**Схема № 110 – 2ПП**  
**Переходной пункт 2 цепи с разъединителем**



Схемы переустройства ВЛ №№ 110-3/1, 110-3/2, 110-3/3, 110-3/4, 110-3/5, 110-4/1, 110-4/2, 110-4/3, 110-4/4, 110-4/5, 110-5/1, 110-5/2, 110-5/3, 110-5/4, 110-5/5, 110-7/1, 110-7/2, 110-7/3, 110-8/1, 110-8/2, 110-9/1, 9/3.

**Схема № 110 – 3ПП**  
**Переходной пункт 2 цепи с разъединителем и ремонтной перемычкой на разъединителе со стороны ВЛ**

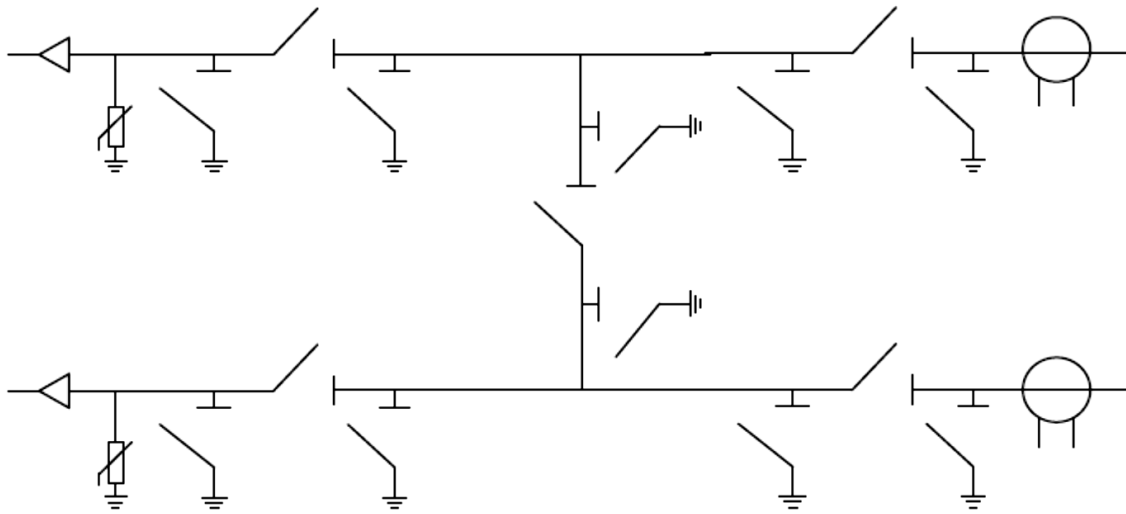


Схемы переустройства ВЛ №№ 110-3/2, 110-4/2, 110-5/2.



**Схема № 110 – 4ПП**

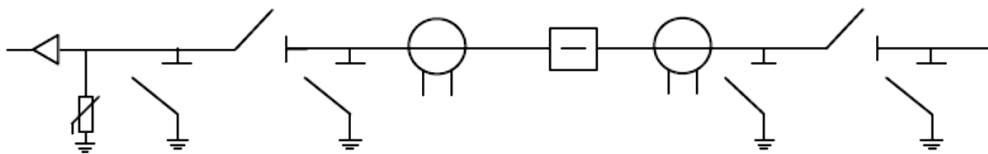
**Переходной пункт 2 цепи с 5 разъединителями и ремонтной перемычкой на разъединителе**



**Схемы переустройства ВЛ №№ 110-3/3, 110-4/3, 110-5/3**

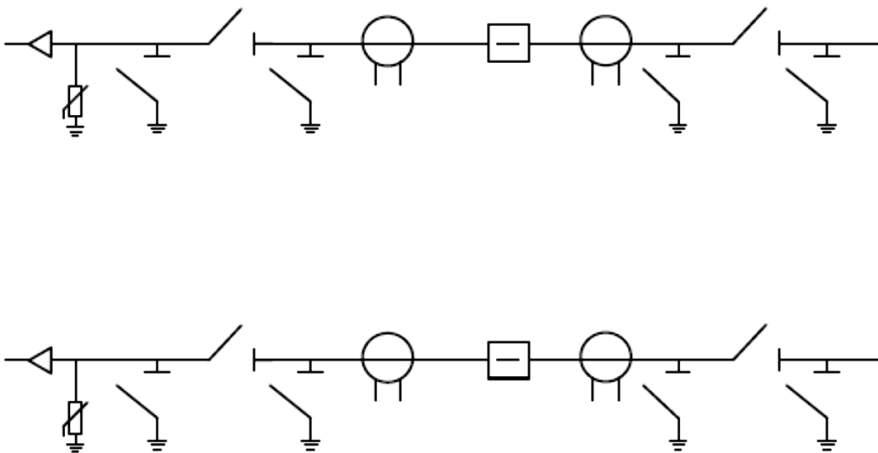
**Схема № 110 – 5ПП**

**Переключательный пункт с выключателем**



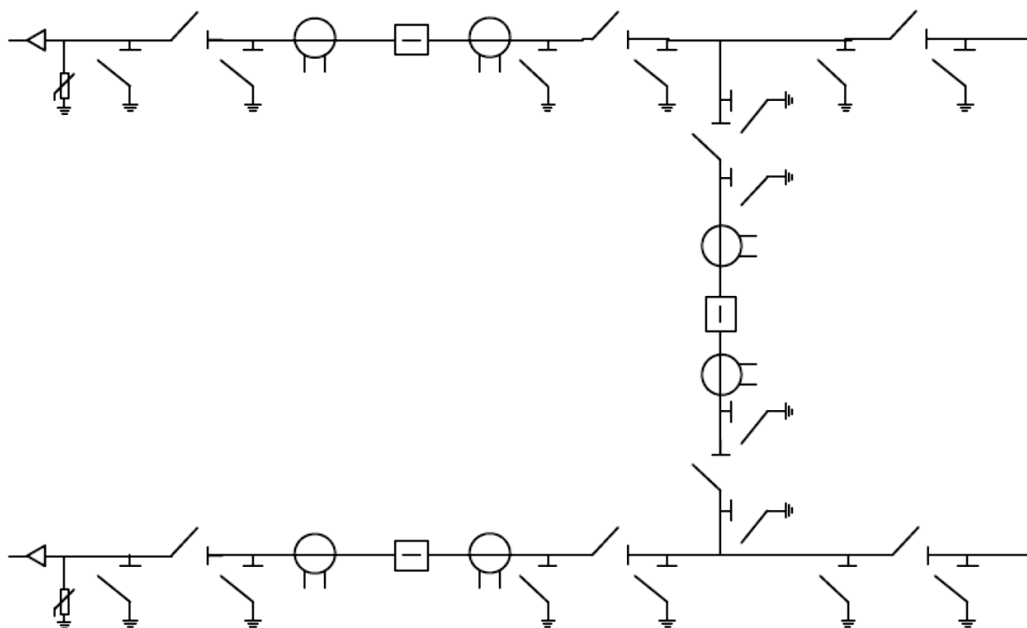
**Схема переустройства ВЛ № 110-3/6**

**Схема № 110 – 6ПШ**  
**Переключательный пункт 2 цепи с выключателями**



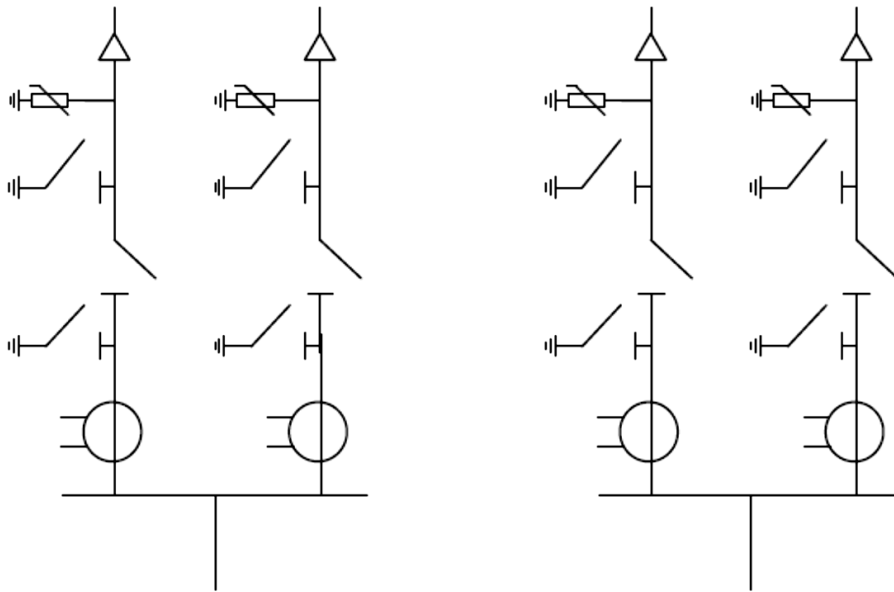
Схемы переустройства ВЛ №№ 110-3/4, 110-3/6, 110-3/7, 110-4/4, 110-4/6, 110-5/4.

**Схема № 110 – 7ПШ**  
**Переключательный пункт 2 цепи с выключателями и автоматической перемычкой на выключателе**



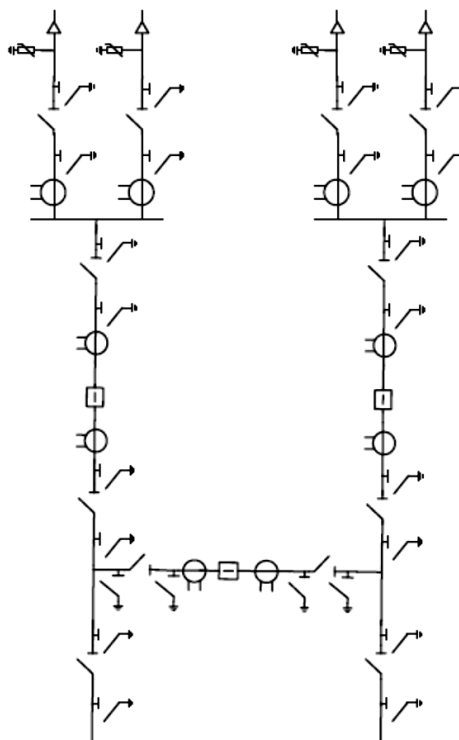
Схемы переустройства ВЛ №№ 110-3/5, 110-3/7, 110-4/5, 110-4/7, 110-5/5, 110-5/6, 110-6

**Схема № 110 – 8ПП**  
**Переходной пункт 2 цепи с разъединителем по схеме «Заход - выход»**



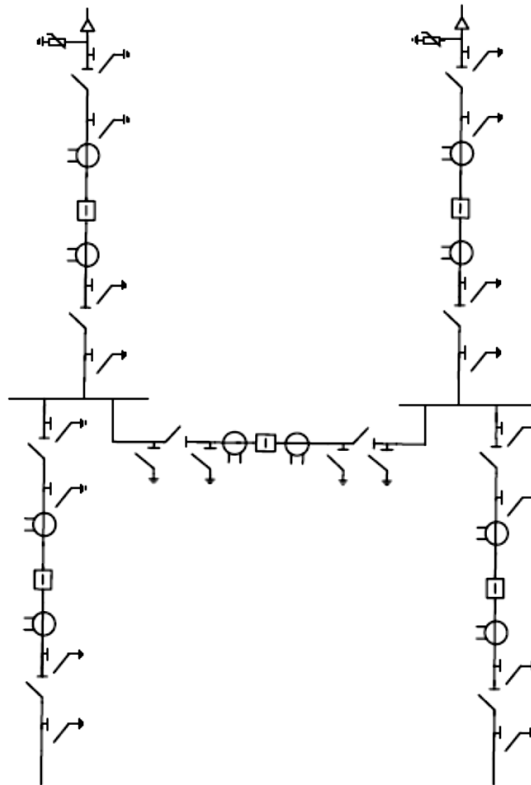
**Схема преустройства ВЛ № 110-7/1 для отпаечных ПС**

**Схема № 110 – 9ПП**  
**Переключательный пункт Линия (2 цепи) с выключателями в цепях линий «Заход - выход» и автоматической перемычкой на выключателе**



**Схемы переустройства ВЛ  
№№ 110-7/2, 110-8/1 для отпаечных ПС**

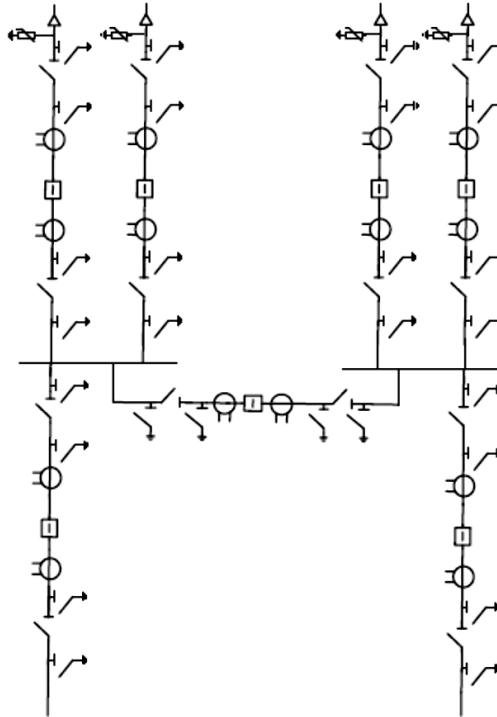
**Схема № 110 – 10Ш**  
**Переключательный пункт 2 цепи - «Заход - выход» с выключателями по схеме «мостик»**



**Схема переустройства ВЛ № 110-7/3  
для отпаечных ПС**

**Схема № 110 – 11ПП**

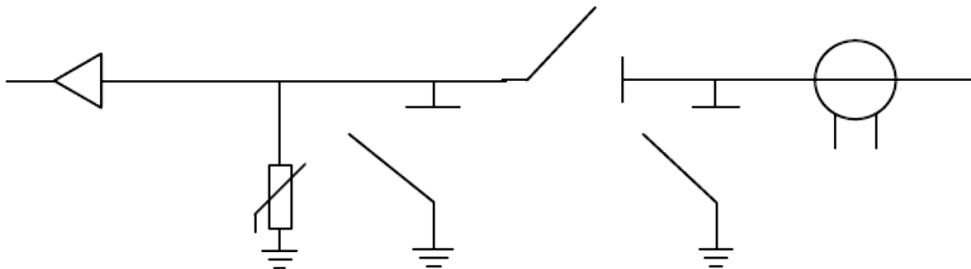
**Переключательный пункт 2 цепи - «Заход - выход» с выключателями по схеме «секционированная система шин»**



**Схема переустройства ВЛ № 110-8/2 для отпаечных ПС**

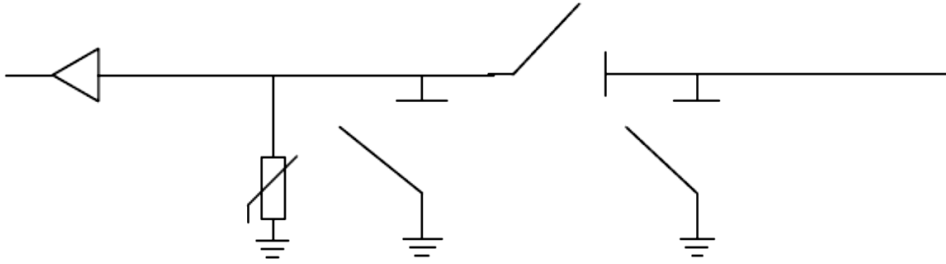
**Схема № 220 – 1/ПП**

**Переходной пункт с разъединителем**



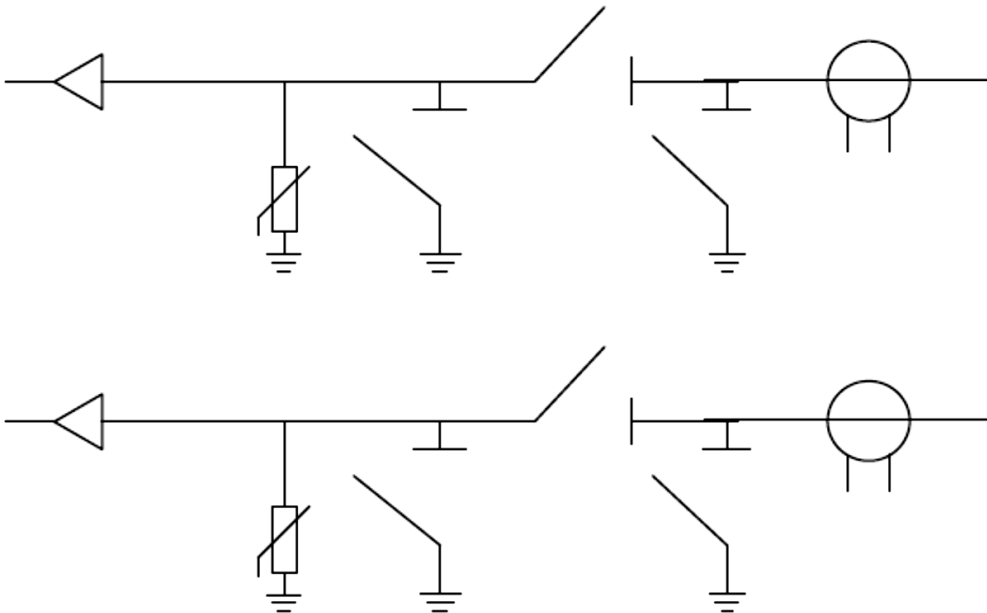
**Схема переустройства ВЛ №220-3.**

**Схема № 220 – 1/2ПП**  
**Переходной пункт с разъединителем без трансформаторов тока**



Схемы переустройства ВЛ №№ 220-2, 220-5.

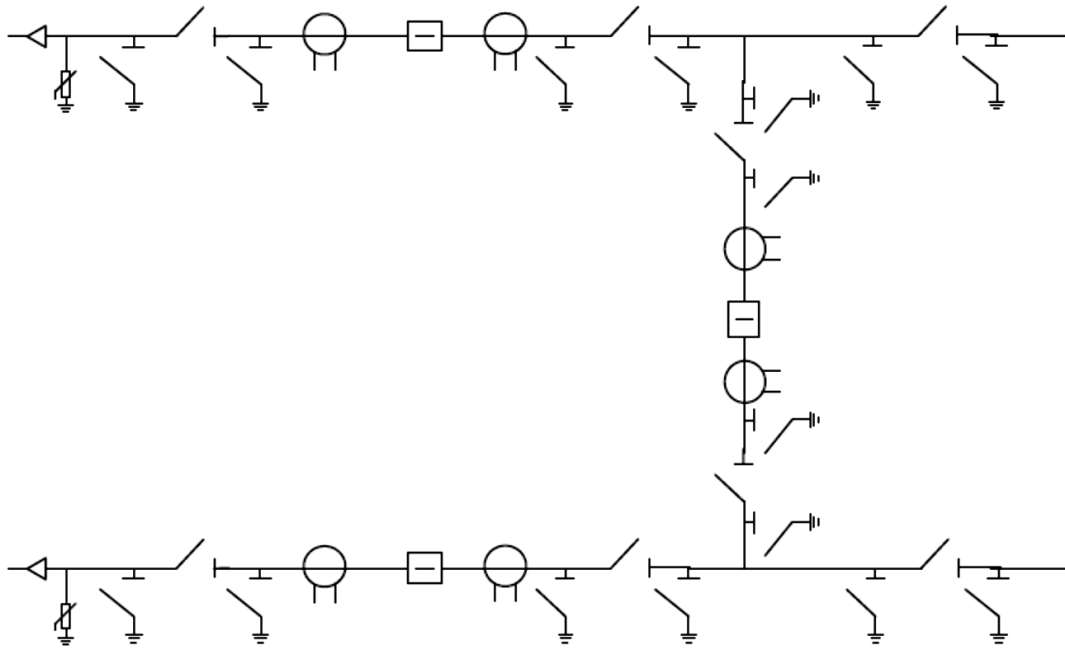
**Схема № 220 – 2ПП**  
**Переходной пункт 2 пети с разъединителем**



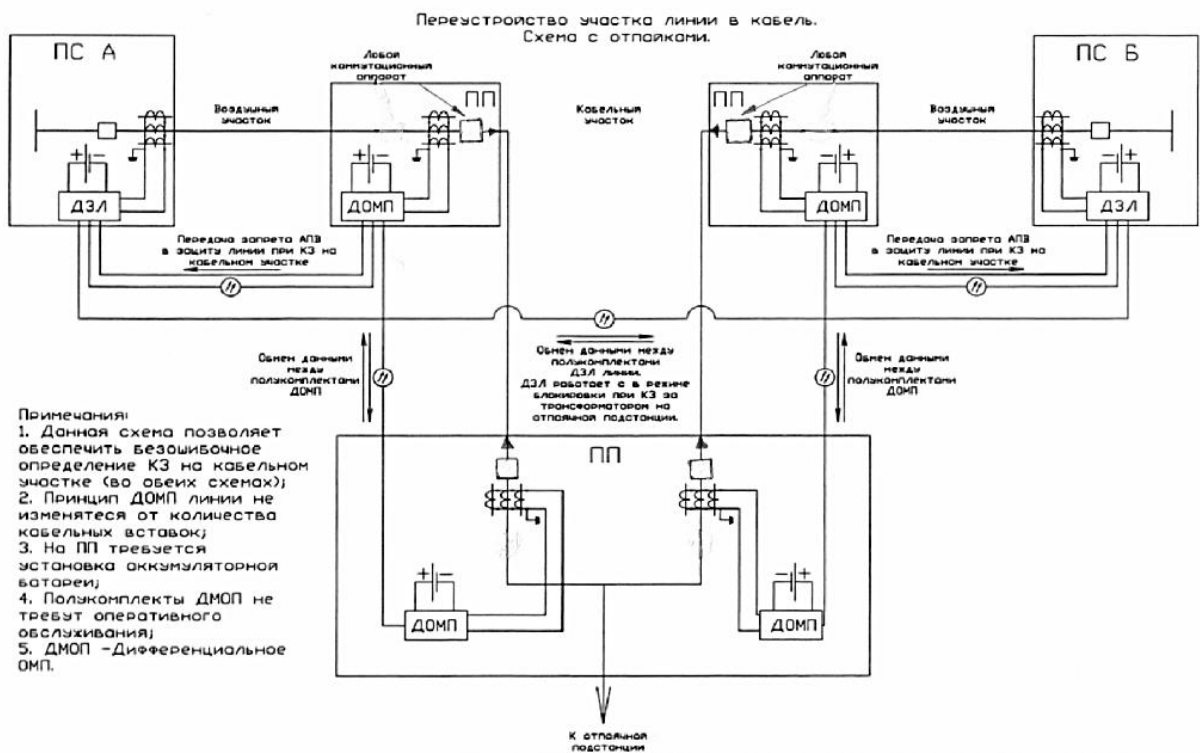
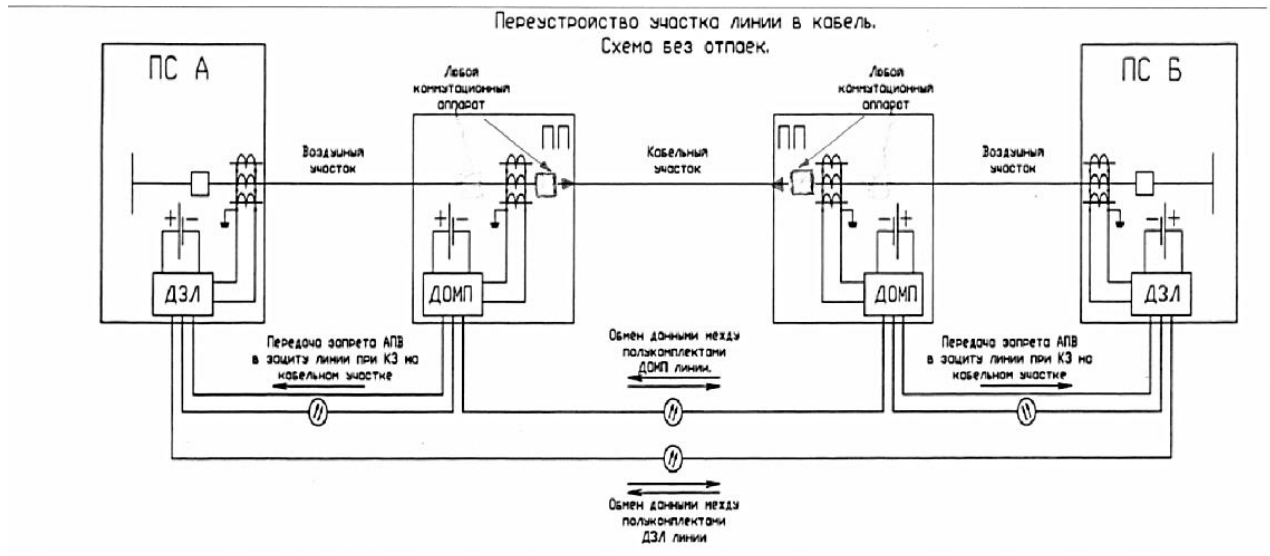
Схемы переустройства  
ВЛ №№220-3, 220-4.

**Схема № 220 – 3ПЗ**

**Переключательный пункт 2 цепи с выключателем и автоматической перемычкой на выключателе**



**Схема переустройства ВЛ № 220-4.**





## **Технические решения по переустройству воздушных участков ЛЭП 35 кВ в кабель ( типовые схемы)**

### **1. Общие требования по переустройству ВЛ в КЛ и КВЛ.**

1.1. При необходимости переустройства воздушных линий электропередачи ВЛ 35 кВ с целью освобождения территории от электросетевых объектов для снятия обременений, связанных с охранными зонами, или иных целей первоначально должен рассматриваться вариант выноса участков ВЛ на новую трассу.

1.2. Переустройство ВЛ 35 кВ в кабельные (КЛ) на территории Московского региона должно осуществляться, как правило, от питающего центра (ПС, ТЭЦ) до питающего центра при их расположении на территории города.

1.3. Минимальная длина переустраиваемого участка ВЛ должна быть не менее 1,0 км, но не менее одного анкерного пролета ВЛ.

1.4. Для протяженных ВЛ 35 кВ, а также в отдельных исключительных случаях, допускается переустройство в кабель до 4 участков ВЛ с устройством ПП, ПрП.

1.5. Переустройство воздушных участков существующих кабельно-воздушных линий (КВЛ) 35 кВ в КЛ должно осуществляться на участке от питающего центра до существующих кабельных участков с соединением вновь проложенных и существующих кабелей и ликвидацией переходных пунктов (ПП) при условии обеспечения существующими кабельными участками требуемой пропускной способности ЛЭП. Для обеспечения пропускной способности ЛЭП более чем у существующих кабельных участков должно выполняться переустройство как воздушных, так и кабельных участков ЛЭП.

1.6. Кабельные трассы и способы прокладки КЛ должны соответствовать требованиям доступности для эксплуатации и ремонта.

1.7. Изменение режима нейтрали сети 35 кВ при переустройстве ВЛ в КЛ определяется проектной организацией.

1.8. Для сети 35 кВ с заземленной нейтралью:

– КВЛ 35 кВ должны предусматриваться устройства определения места повреждения на кабельном или воздушном участке ЛЭП.

– Переустройство ВЛ в КВЛ должно проводиться с учетом возможности избирательной работы АПВ с его срабатыванием при коротком замыкании на воздушном участке и запретом на включение КВЛ при коротком замыкании на кабельном участке.

– Не допускается автоматическое или ручное включение КВЛ при повреждении кабельного участка линии.

1.9. Пропускная способность кабельной линии должна быть выбрана с

учетом перспективы развития электрической сети.

1.10. Способы прокладки кабелей: грунт, горизонтально направленное бурение (до 100 м - с резервной трубой, более 100 м – с резервной трубой и кабелем), тоннель, смешанные способы.

1.11. В случае КРУЭ на обоих ПС конструкция КРУЭ на одной из ПС должна позволять проводить испытания изоляции кабелей и определение места повреждения на кабеле без расстыковки кабельных вводов в КРУЭ.

1.12. При переустройстве ВЛ в КЛ, на участках сети с изолированной (резонансно компенсированной) нейтралью, необходимо выполнить предварительный расчет емкостных токов замыкания на землю прилегающей сети 35 кВ. С учетом полученных значений и перспективы развития сети определить необходимость установки оборудования компенсации емкостных токов (реактор заземляющий дугогасящий плунжерный однофазный масляный). Мощность и место установки оборудования определить расчетом. Предусмотреть оснащение ДГР автоматикой настройки.

1.13. При переустройстве ВЛ в КЛ для определения местоположения короткого замыкания устанавливаются индикаторы короткого замыкания ИКЗ-3.

## **2. Основные требования, предъявляемые к схемам переустройства ВЛ (КВЛ) в КЛ (КВЛ).**

Схемы переустройства воздушных участков ЛЭП должны:

– обеспечивать требуемую надежность работы электрической сети исходя из условий электроснабжения потребителей в соответствии с категориями электроприемников, обеспечения выдачи энергетической мощности электрических станций, транзитных потоков мощности в нормальном режиме без ограничения мощности, ремонтном и в послеаварийном режиме при отключенных нескольких присоединениях с учетом допустимой нагрузки оставшегося в работе оборудования.

– обеспечивать возможность работы АПВ на КВЛ для сети с заземленной нейтралью.

– обеспечивать безопасность, отсутствие (или минимизация) недопустимых рисков, связанных с причинением вреда жизни или здоровью людей, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде.

– обеспечивать ремонтпригодность сети – минимизацию времени простоя оборудования в ремонтах и, как следствие, ограничений во время ремонта передаваемой пользователям сети электроэнергии (обеспечение ремонтных схем сети с учетом необходимости бесперебойного электроснабжения потребителей).

– не допускать увеличения времени на отыскание места повреждения на воздушном участке.

– не допускать увеличения времени аварийно-восстановительных

работ на воздушном участке.

- позволять определять участок повреждения и в течение 1 часа локализовать повреждение путем вывода его в ремонт.

- не снижать надежность работы устройств релейной защиты, автоматики и линий связи.

- сводить к минимуму риски, связанные с человеческим фактором, при организации и проведении технического обслуживания и аварийно восстановительных работ.

### **3. Общие указания по выбору и применению типовых схем переустройства ВЛ (КВЛ) в КЛ (КВЛ).**

3.1. Приведенные ниже типовые схемы переустройства применяются для воздушных и кабельно – воздушных линий в соответствии с перечнем схем для напряжения 35 кВ, расположенных как в Московском регионе.

3.2. Питающий центр на всех схемах размещается слева. С правой стороны располагается, как правило, тупиковая подстанция или, если оговорено, питающий центр или транзитная подстанция.

3.3. Схема переустройства ВЛ выбирается с учетом следующих **критериев:**

- особенности схемы прилегающей сети, ее параметров и перспектив развития;

- **категории** надежности электроснабжения потребителей;

- назначение ЛЭП – выдача энергетической мощности, питание социально-значимых объектов (аэропорты, объекты РЖД, Мосводоканала, котельные и т.п.);

- назначение подстанций – питающие центры, транзитные, тупиковые, отпайки;

- наличие или отсутствие резервирования;

- протяженность отпаяк, участка переустройства, участка от места переустройства до подстанций и переходных (переключательных) пунктов (до 1 км);

- местонахождение реконструируемого воздушного участка;

- возможность подъезда к опорам и доставки оборудования, материалов и доставки персонала;

- время подъезда к подстанциям и переходным пунктам;

- необходимость проведения дополнительных работ по обустройству проездов для подъезда к ВЛ;

- природно-климатические условия (влияние паводка, высокая вероятность торфяных пожаров) и другие факторов.

3.4. Основные требования, предъявляемые к схемам переустройства, заключаются в обеспечении надежности, экономичности, возможности и безопасности обслуживания, выполнения ремонтов и расширения.

3.5. При обосновании и выборе схем рассматриваются нормальный,

ремонтный и послеаварийный режимы работы.

3.6. В нормальном режиме реконструируемая ЛЭП должна обеспечить передачу всей получаемой мощности в сеть при нормированном уровне качества электроэнергии.

3.7. В ремонтных схемах пропускная способность элементов должна, как правило, исключать ограничение транзитов мощности, электроснабжение потребителей, запирающее генерирующей мощности. Допускается, при соответствующем обосновании и согласовании, временное отключение потребителей и снижение или даже перерыв транзитных потоков мощности.

3.8. В послеаварийных режимах допускается снижение или даже перерыв транзитных потоков мощности, а также ограничение электроснабжения потребителей при условии сохранения устойчивости в сечениях и обеспечения допустимых токовых нагрузок оборудования и при наличии технико-экономического обоснования, которое является сопоставлением экономических последствий отказов элементов схемы (например, ущерб потребителей) с затратами на увеличение пропускной способности схемы, исключающей ограничение электроснабжения потребителей.

3.9. Показатели надежности элементов схемы (линий, реклоузеров, разъединителей и др. в том числе: частота (интенсивность) отказов и время восстановления – должны приниматься с учетом опыта эксплуатации электросетевых объектов Московского региона.

3.10. Сравнение вариантов схем, намеченных к разработке на основании перечисленных требований, и их окончательный выбор производится на основании технико-экономических расчетов. Выбираются варианты, обеспечивающие требуемую надежность, а затем из них выбирается более экономичный.

3.11. Кроме приведенных типовых схем переустройства могут применяться и другие схемы с использованием различных сочетаний схем, переходных и переключательных пунктов с учетом категории надежности электроснабжения потребителей, протяженности ВЛ, особенностей прилегающей сети, загрузки автодорог, местности, по которой проходят ЛЭП, и доступности к объектам ВЛ.

#### **4. Указания по применению типовых схем переустройства ЛЭП 35 кВ в КЛ и КВЛ.**

4.1. Переустройство ВЛ 35 кВ в кабель.

**Схема № 35-1 ВЛ в КЛ.**

Линия полностью переустраивается в кабель. Применяется при переустройстве воздушных линий 35 кВ в следующих случаях:

– длина заявленного участка для переустройства составляет от 80 до 100% длины ВЛ;

– протяженность ЛЭП менее 1 км, независимо от протяженности

воздушного участка, подлежащего переустройству.

Переходные пункты сооружаются непосредственно на территории подстанций или на прирезаемых к ним территориях. Переходные пункты, как правило, открытые 2 шт., или 1 шт., или не сооружаются – непосредственно заводятся в КРУ.

Устройства АПВ и ОМП выводятся (при наличии) из работы.

4.2. Переустройство в кабель участков ВЛ 35 кВ, расположенных вблизи подстанций.

#### **Схема № 35-2 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением 1 переходного пункта на подстанции и 1 отдельно стоящего переходного пункта. Применяется при переустройстве воздушных линий 35 кВ в следующих случаях:

- протяженностью от 1 до 10 км;
- длина участка ВЛ от одной из ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, менее 1 км или составляет менее 20% от общей длины переустраиваемого участка ВЛ, то воздушная линия частично реконструируется в кабельную линию с одним ПП на подстанции и одним отдельно стоящим закрытым или открытым переходным пунктом.

Эта же схема применяется при сооружении **кабельных заходов** на подстанцию в КРУ или кабельных **перемычек** между КРУ и трансформаторами. В этом случае на территории подстанции сооружаются переходные пункты открытого исполнения.

4.3. Переустройство в кабель участков ВЛ 110 кВ, расположенных вдали от подстанций.

#### **4.3.1. Схема № 35-3 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением 2 отдельно стоящих переходных пунктов. Применяется при переустройстве воздушных линий 35 кВ в следующих случаях:

- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины переустраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам должна быть не более 1 часа;
- обе подстанции являются питающими центрами с резервированием по сети 35 кВ.

#### **4.3.2. Схема № 35-4 КВЛ в КВЛ.**

Воздушный участок кабельно-воздушной одноцепной или двухцепной линии переустраивается в кабель. Применяется при переустройстве воздушных участков линий 35 кВ в следующих случаях:

- длина каждого из участков ВЛ от существующего переходного пункта ПП1 до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой КВЛ не более 1 км или составляет менее 20% от общей

длины перестраиваемого участка ВЛ. На участке КВЛ между ПС1 и существующим ПП1 проложена КЛ;

– обе подстанции являются питающими центрами с резервированием по сети 35 кВ.

Существующий переходной пункт ПП1 демонтируется.

#### **4.3.3. Схема № 35-5 КВЛ в КВЛ.**

Воздушный участок кабельно-воздушной одноцепной или двухцепной линии переустраивается в кабель. Применяется при переустройстве воздушных участков линий 35 кВ в следующих случаях:

– длина каждого из участков ВЛ от существующего переходного пункта ПП1 до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой КВЛ не более 1 км или составляет менее 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ. На участке КВЛ между существующими ПП1 и ПП2 проложена КЛ;

– обе подстанции являются питающими центрами с резервированием по сети 35 кВ.

Существующий переходной пункт ПП1 демонтируется.

#### **4.3.4. Схема № 35-6 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство одноцепной ВЛ в КВЛ с сооружением двух отдельно стоящих переключательных пунктов с реклоузерами. Применяется при переустройстве воздушных линий 35 кВ в следующих случаях:

– длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;

– доступность подъезда к переходным пунктам может быть более 1 часа;

– подстанция ПС1 является питающим центром, подстанция ПС2 не имеет резервирования по сети 6-35 кВ.

#### **4.3.5. Схема № 35-7 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство двухцепной ВЛ в КВЛ с сооружением двух отдельно стоящих переключательных пунктов с реклоузерами. Применяется при переустройстве воздушных линий 35 кВ в следующих случаях:

– длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;

– доступность подъезда к переходным пунктам может быть более 1 часа;

– подстанция ПС1 является питающим центром, подстанция ПС2 не имеет резервирования по сети 6-35 кВ.

4.4. Переустройство в кабель участков ВЛ 35 кВ с отпайками, расположенных между питающим центром и местом отпайки.

#### **4.5.4. Схема № 35-8 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство одноцепной ВЛ в КВЛ с сооружением 2 отдельно стоящих переходных пунктов. Применяется при переустройстве воздушных линий 35 кВ в следующих случаях:

- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам должна быть не более 1 часа;
- переустраиваемый участок ВЛ расположен вне места отпайки на ПС3;
- к отпаечной подстанции (ПС3) подключены потребители **2-й категории**, отсутствуют социально-значимые потребители **1-й категории** или **особой группы** электроприемников;
- обе подстанции (ПС1 и ПС2) являются питающими центрами с резервированием по сети 35 кВ.

#### **4.5.5. Схема № 35-9 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство двухцепной ВЛ в КВЛ с сооружением 2 отдельно стоящих переходных пунктов. Применяется при переустройстве воздушных линий 35 кВ в следующих случаях:

- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам должна быть не более 1 часа;
- переустраиваемый участок ВЛ расположен вне места отпайки на ПС3;
- обе подстанции (ПС1 и ПС2) являются питающими центрами с резервированием по сети 35 кВ.

#### **4.5.6. Схема № 35-10 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство одноцепной ВЛ в КВЛ с сооружением двух отдельно стоящих переключательных пунктов с реклоузерами. Применяется при переустройстве воздушных линий 35 кВ в следующих случаях:

- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам может быть более 1 часа;
- подстанция ПС1 является питающим центром, подстанции ПС2, ПС3 не имеют резервирования по сети 6-35 кВ.

#### **4.5.7. Схема № 35-11 ВЛ в КВЛ**

Переустройство двухцепной ВЛ в КВЛ с сооружением двух отдельно

стоящих переключательных пунктов с реклоузерами. Применяется при переустройстве воздушных линий 35 кВ в следующих случаях:

- длина участка ВЛ от ПС до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- доступность подъезда к переходным пунктам может быть более 1 часа;
- подстанция ПС1 является питающим центром, подстанции ПС2, ПС3 не имеют резервирования по сети 6-35 кВ.

4.5. Переустройство в кабель участков ВЛ 35 кВ с отпайками, расположенных между тупиковой подстанцией и местом отпайки.

#### **4.6.4. Схемы № 35-12, 35-13 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением 2 отдельно стоящих переключательных пунктов с реклоузерами. Применяется для переустройства одно и двухцепных воздушных линий 35 кВ с отпайками в следующих случаях:

- участок переустройства располагается непосредственно в месте подключения отпайки;
- место подключения отпайки расположено на расстоянии менее 1 км от отпаечной подстанции (ПС3);
- длина участка ВЛ от подстанций (ПС1, ПС2) до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- воздушная линия частично и отпайка полностью реконструируются в кабельные линии. Переключательные пункты (ПрП1, ПрП2) располагаются на границах переустройства ВЛ, переходной пункт сооружается на территории отпаечной подстанции или примыкает к ней.

#### **4.6.5. Схемы № 35-14, 35-15 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением трех отдельно стоящих переключательных пунктов с реклоузерами. Применяется для переустройства одно и двухцепных воздушных линий 35 кВ с отпайками в следующих случаях:

- участок переустройства располагается непосредственно в месте подключения отпайки;
- место подключения отпайки расположено на расстоянии более 1 км от отпаечной подстанции (ПС3);
- длина участка ВЛ от подстанций (ПС1, ПС2) до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- воздушная линия и отпайка частично реконструируются в кабельные линии. Переключательные пункты (ПрП1, ПрП2, ПрП3) располагаются на границах переустройства ВЛ;



– к отпаечной подстанции (ПС3) подключены потребители **2-й категории**, отсутствуют социально-значимые потребители **1-й категории** или **особой группы** электроприемников.

4.6. Переустройство в кабель участков ВЛ 35 кВ с отпайками, расположенных между двумя подстанциями и местом отпайки.

**4.6.1. Схемы № 35-16, 35-17 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением трех отдельно стоящих переключательных пунктов с реклоузерами. Применяется для переустройства одно и двухцепных воздушных линий 35 кВ с отпайками в следующих случаях:

– участок переустройства располагается непосредственно в месте подключения отпайки;

– место подключения отпайки расположено на расстояние более 1 км от отпаечной подстанции (ПС3);

– длина участка ВЛ от подстанций (ПС1, ПС2) до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;

– воздушная линия и отпайка частично реконструируются в кабельные линии. Переключательные пункты (ПрП1, ПрП2, ПрП3) располагаются на границах переустройства ВЛ;

– обе подстанции (ПС1, ПС2) являются питающими центрами с резервированием по сети 35 кВ, к отпаечной подстанции (ПС3) подключены потребители **1-й и 2-й категории**.

**4.6.2. Схема № 35-16/1 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением трех отдельно стоящих переходных пунктов. Применяется для переустройства одноцепных воздушных линий 35 кВ с отпайками в следующих случаях:

– участок переустройства располагается непосредственно в месте подключения отпайки;

– место подключения отпайки расположено на расстояние более 1 км от отпаечной подстанции (ПС3);

– длина участка ВЛ от подстанций (ПС1, ПС2) до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;

– воздушная линия и отпайка частично реконструируются в кабельные линии. Переходные пункты (ПП1, ПП2, ПП3) располагаются на границах переустройства ВЛ;

– обе подстанции (ПС1, ПС2) являются питающими центрами с резервированием по сети 35 кВ, к отпаечной подстанции (ПС3) не подключены потребители **1-й категории**.

**4.6.3. Схема № 35-18 ВЛ в КВЛ.**

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением 2 отдельно стоящих

переключательных пунктов с реклоузерами и разъединителями. Применяется для переустройства двухцепных воздушных линий 35 кВ с отпайками в следующих случаях:

- участок переустройства располагается непосредственно в месте подключения отпайки;
- место подключения отпайки расположено на расстоянии менее 1 км от отпаечной подстанции (ПС3);
- длина участка ВЛ от подстанций (ПС1, ПС2) до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- воздушная линия частично и отпайка полностью реконструируются в кабельные линии. Переключательные пункты (ПрП1, ПрП2) располагаются на границах переустройства ВЛ, переходной пункт сооружается на территории отпаечной подстанции или примыкает к ней;
- обе подстанции (ПС1, ПС2) являются питающими центрами с резервированием по сети 35 кВ.

#### 4.6.4. Схема № 35-19 ВЛ в КВЛ.

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением трех отдельно стоящих переключательных пунктов с реклоузерами. Применяется для переустройства двухцепных воздушных линий 35 кВ с отпайкой на одной из цепей в следующих случаях:

- участок переустройства располагается непосредственно в месте подключения отпайки;
- место подключения отпайки расположено на расстоянии более 1 км от отпаечной подстанции (ПС3);
- длина участка ВЛ от подстанций (ПС1, ПС2) до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;
- воздушная линия и отпайка частично реконструируются в кабельные линии. Переключательные пункты (ПрП1, ПрП2, ПрП3) располагаются на границах переустройства ВЛ;
- обе подстанции (ПС1, ПС2) являются питающими центрами с резервированием по сети 35 кВ
- к отпаечной подстанции (ПС3) подключены потребители **2-й категории, отсутствуют** социально-значимые потребители **1-й категории** или особой группы электроприемников.

#### 4.6.5. Схема № 35-20 ВЛ в КВЛ.

Переустройство ВЛ в КВЛ с сооружением трех отдельно стоящих переключательных пунктов с реклоузерами. Применяется для переустройства двухцепных воздушных линий 35 кВ с отпайкой на одной из цепей в следующих случаях:

- участок переустройства располагается непосредственно в месте

подключения отпайки;

– место подключения отпайки расположено на расстояние более 1 км от отпаечной подстанции (ПС3);

– длина участка ВЛ от подстанций (ПС1, ПС2) до границы земельного участка с проходящей по нему переустраиваемой ВЛ, более 1 км или составляет более 20% от общей длины перестраиваемого участка ВЛ;

– воздушная линия и отпайка частично реконструируются в кабельные линии. Переключательные пункты (ПрП1, ПрП2, ПрП3) располагаются на границах переустройства ВЛ;

– обе подстанции (ПС1, ПС2) являются питающими центрами с резервированием по сети 35 кВ

– к отпаечной подстанции (ПС3) подключены потребители **1-й и 2-й категории**.

### Индикатор короткого замыкания ИКЗ-3



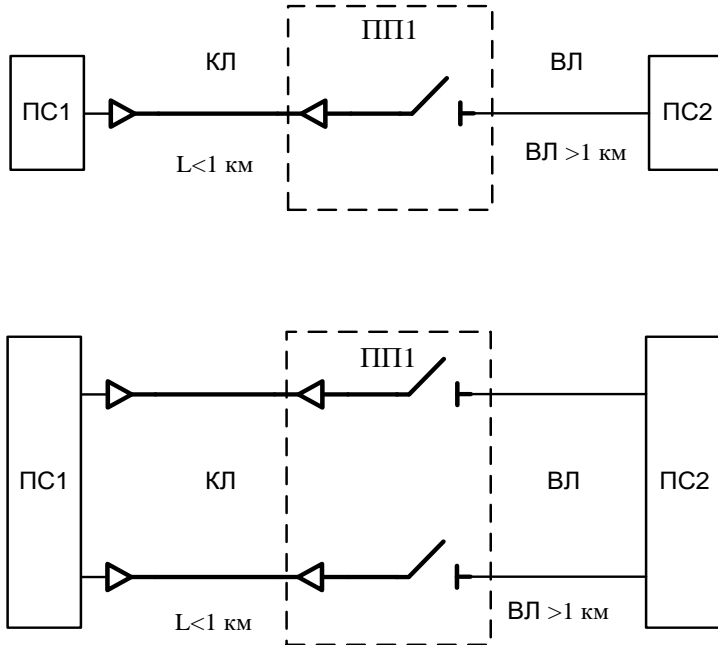
# Типовые схемы переустройства ВЛ и КВЛ в кабельные и кабельно-воздушные линии напряжением 35 кВ

Схема № 35 -1 ВЛ в КЛ  
Переустройство ВЛ 35 кВ в кабель



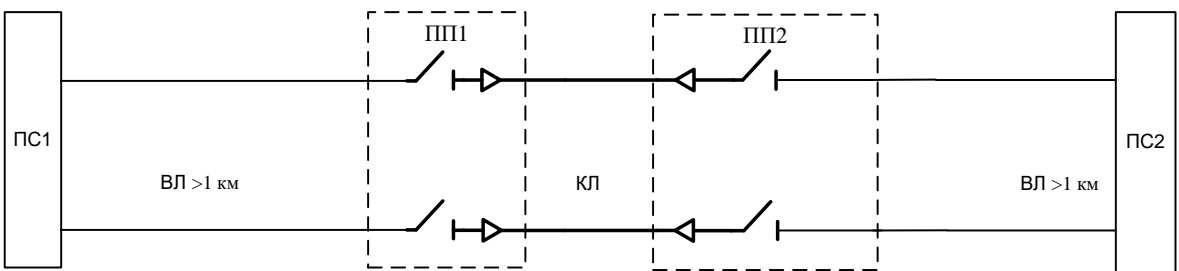
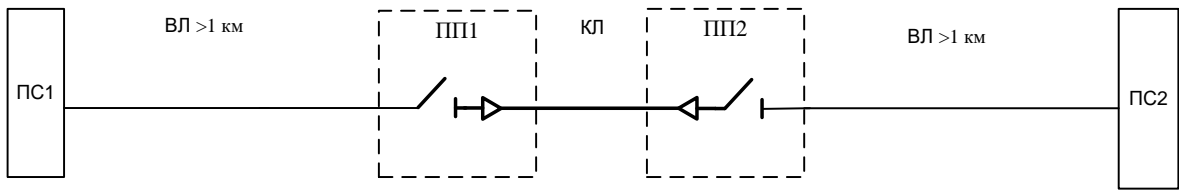
Примечание: ПС1, ПС2 - питающий центр

**Схема № 35 -2 ВЛ в КВЛ  
Переустройство в кабель участков ВЛ 35 кВ**



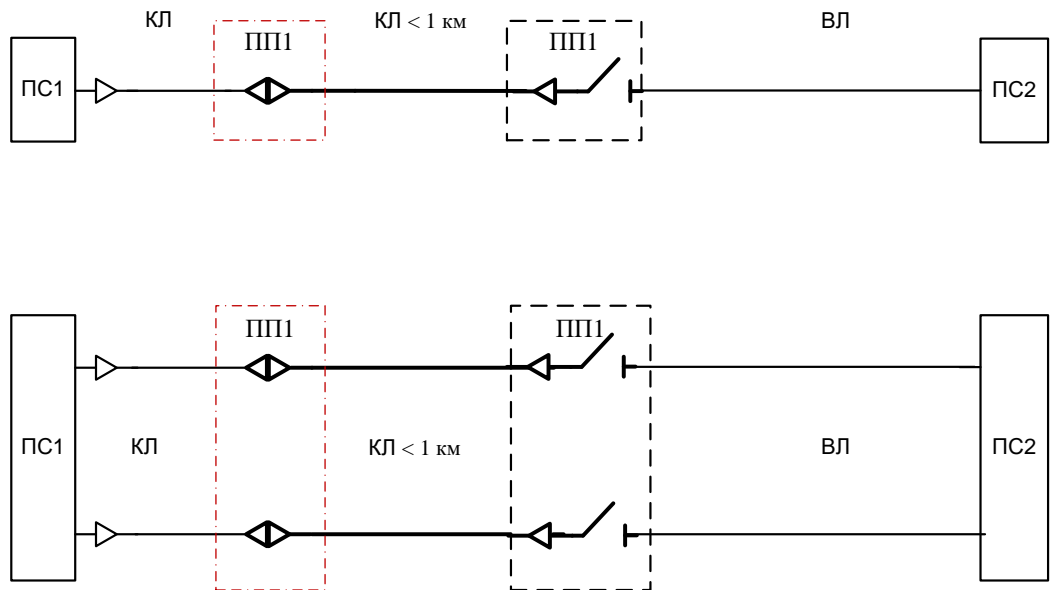
Примечание: ПС1, ПС2 - питающий центр,

**Схема № 35 -3 ВЛ в КВЛ  
Переустройство в кабель участков ВЛ 35 кВ**



Примечание: ПС1, ПС2 - питающий центр,

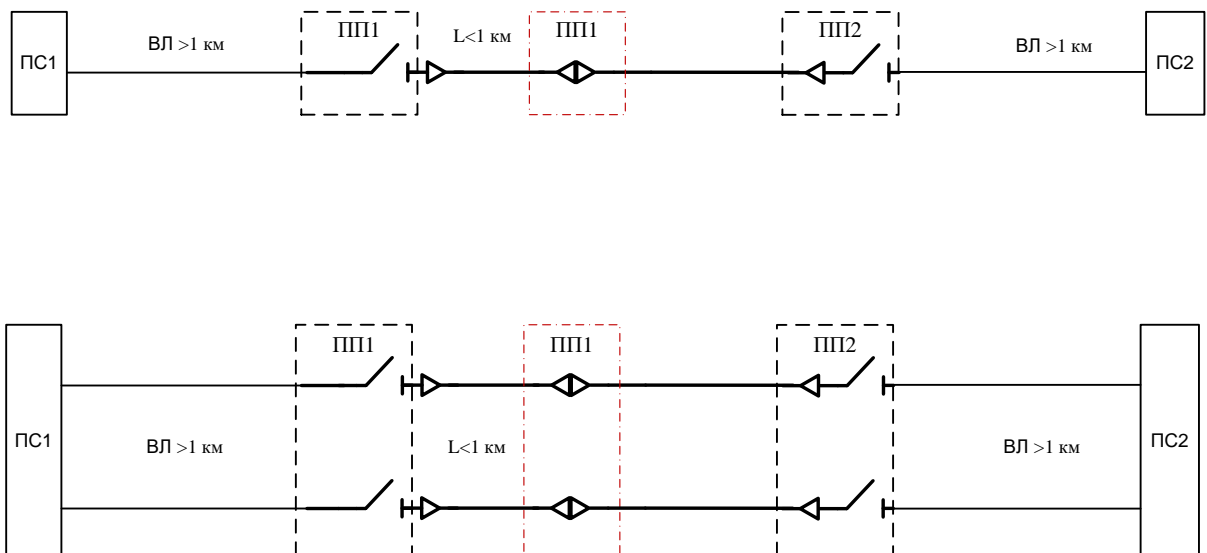
Схема № 35 -4 КВЛ в КВЛ  
Переустройство в кабель участков ВЛ 35 кВ



Примечания:

1. ПС1, ПС2 - питающий центр,
2. Существующий переходной пункт демонтируется

Схема № 35 -5 КВЛ в КВЛ  
Переустройство в кабель участков ВЛ 35 кВ

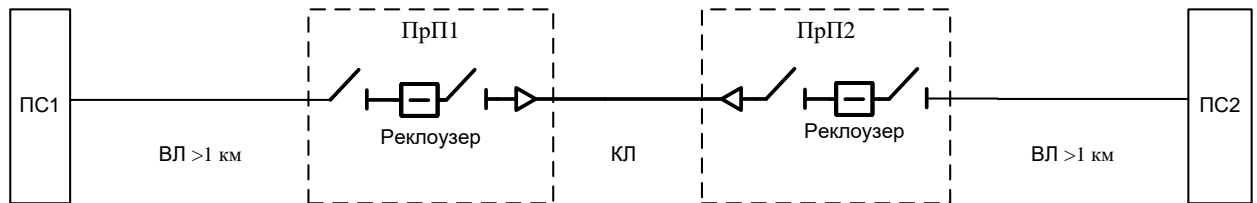


Примечания:

1. ПС1, ПС2 - питающий центр,
2. Существующий переходной пункт демонтируется



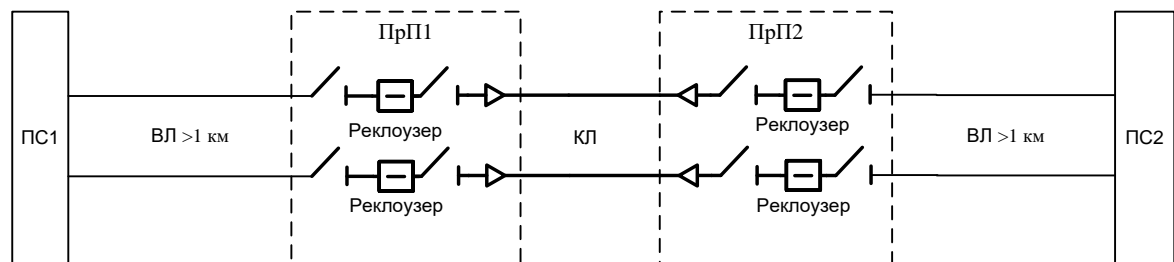
**Схема № 35 -6 ВЛ в КВЛ  
Переустройство в кабель участков ВЛ 35 кВ**



Примечания:

1. ПС1- питающий центр
2. ПС2 – тупиковая ПС

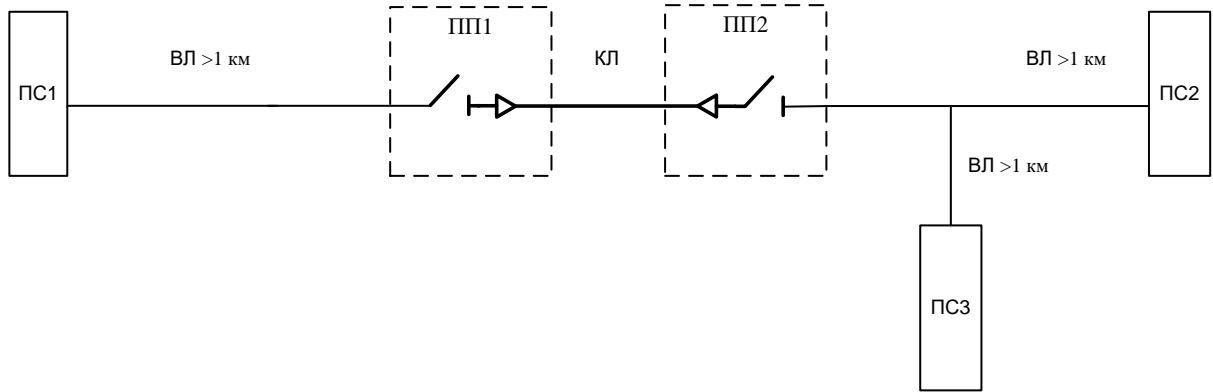
**Схема № 35 -7 ВЛ в КВЛ  
Переустройство в кабель участков ВЛ 35 кВ**



Примечания:

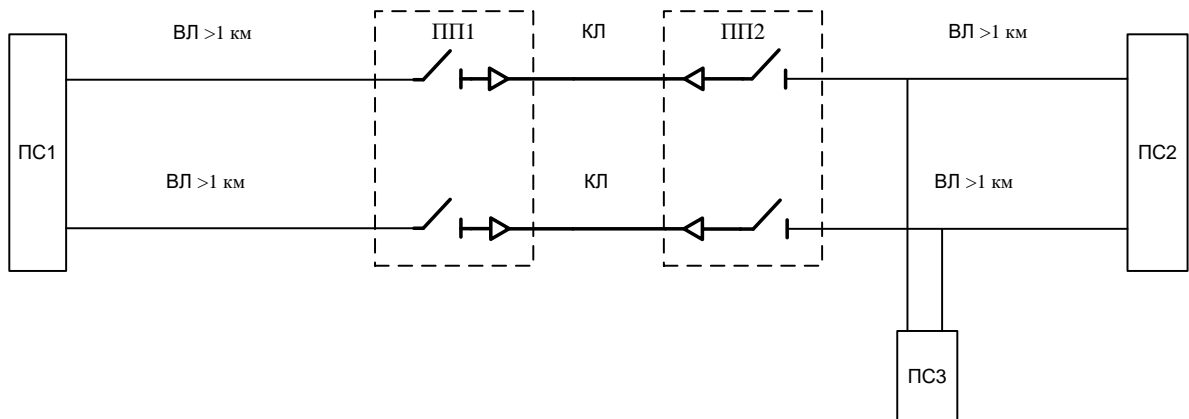
1. ПС1- питающий центр
2. ПС2 – тупиковая ПС

Схема № 35 -8 ВЛ в КВЛ  
Переустройство в кабель участки ВЛ 35 кВ с отпайками



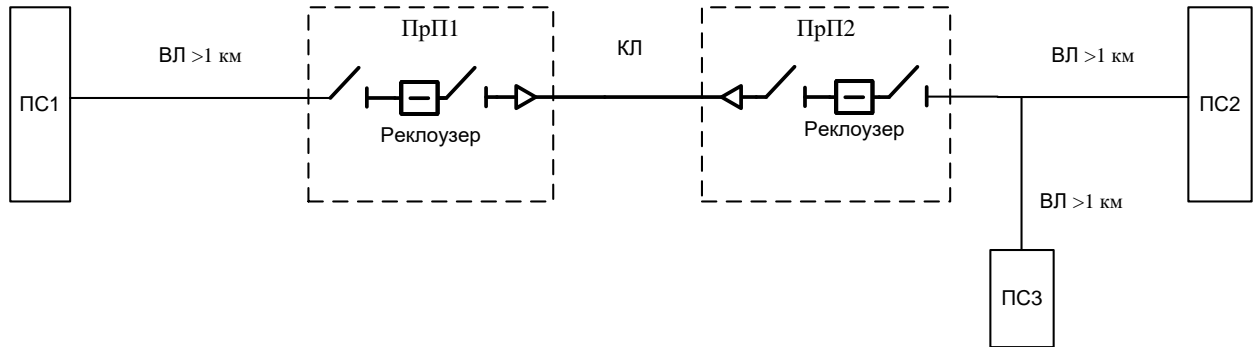
- Примечания:  
1. ПС1, ПС2 - питающий центр  
2. ПС3 – отпаечная ПС

Схема № 35 -9 ВЛ в КВЛ  
Переустройство в кабель участки ВЛ 35 кВ с отпайками



- Примечания:  
1. ПС1, ПС2 - питающий центр  
2. ПС3 – отпаечная ПС

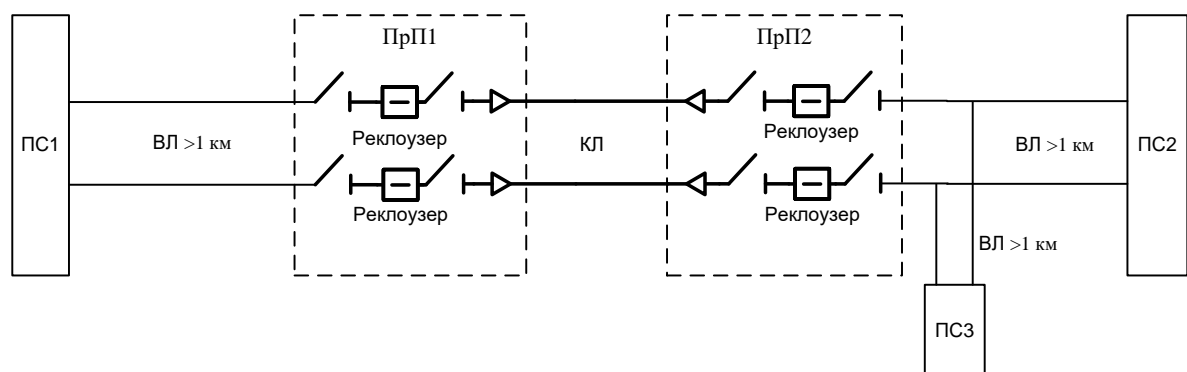
Схема № 35 -10 ВЛ в КВЛ  
Переустройство в кабель участки ВЛ 35 кВ с отпайками



Примечания:

1. ПС1 - питающий центр
2. ПС2 – тупиковая ПС
2. ПС3 – отпаячная ПС

Схема № 35 -11 ВЛ в КВЛ  
Переустройство в кабель участки ВЛ 35 кВ с отпайками



Примечания:

1. ПС1 - питающий центр
2. ПС2 – тупиковая ПС
2. ПС3 – отпаячная ПС

Схема № 35 -12 ВЛ в КВЛ  
Переустройство в кабель участков ВЛ 35 кВ с отпайками

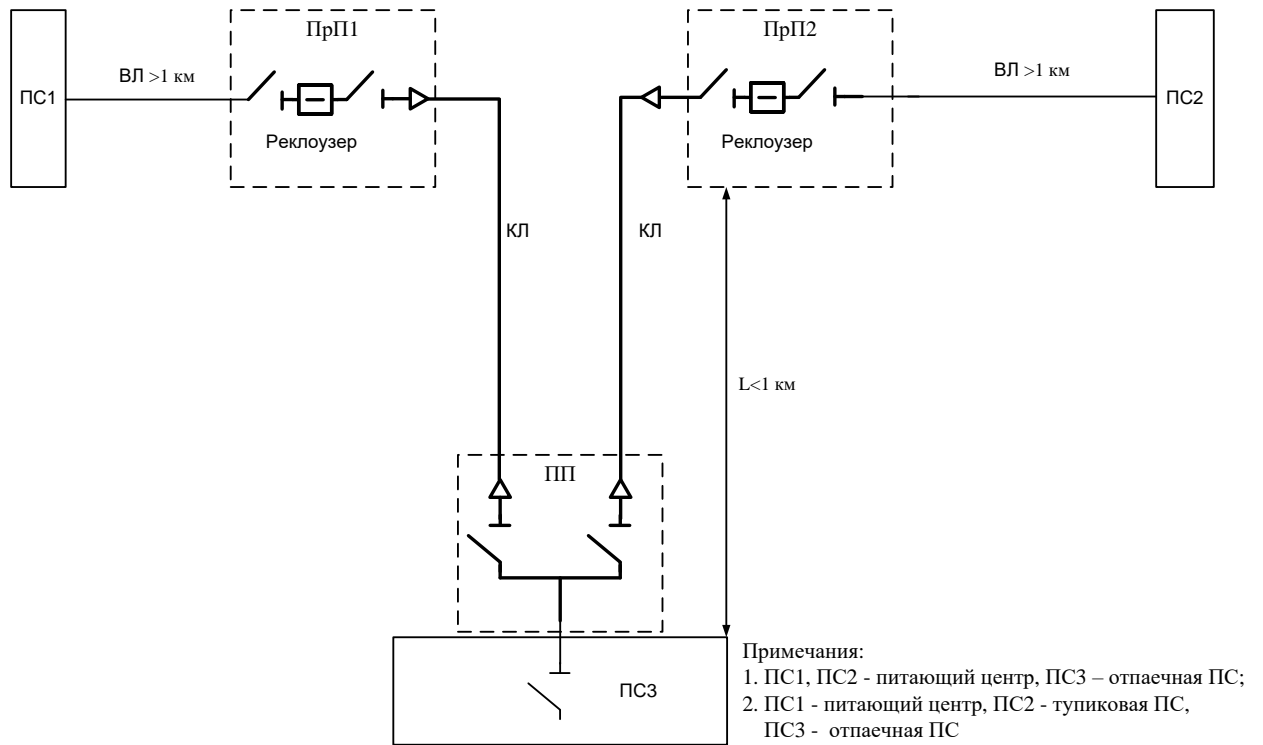


Схема № 35 -12/1 ВЛ в КВЛ  
Переустройство в кабель участков ВЛ 35 кВ с отпайками

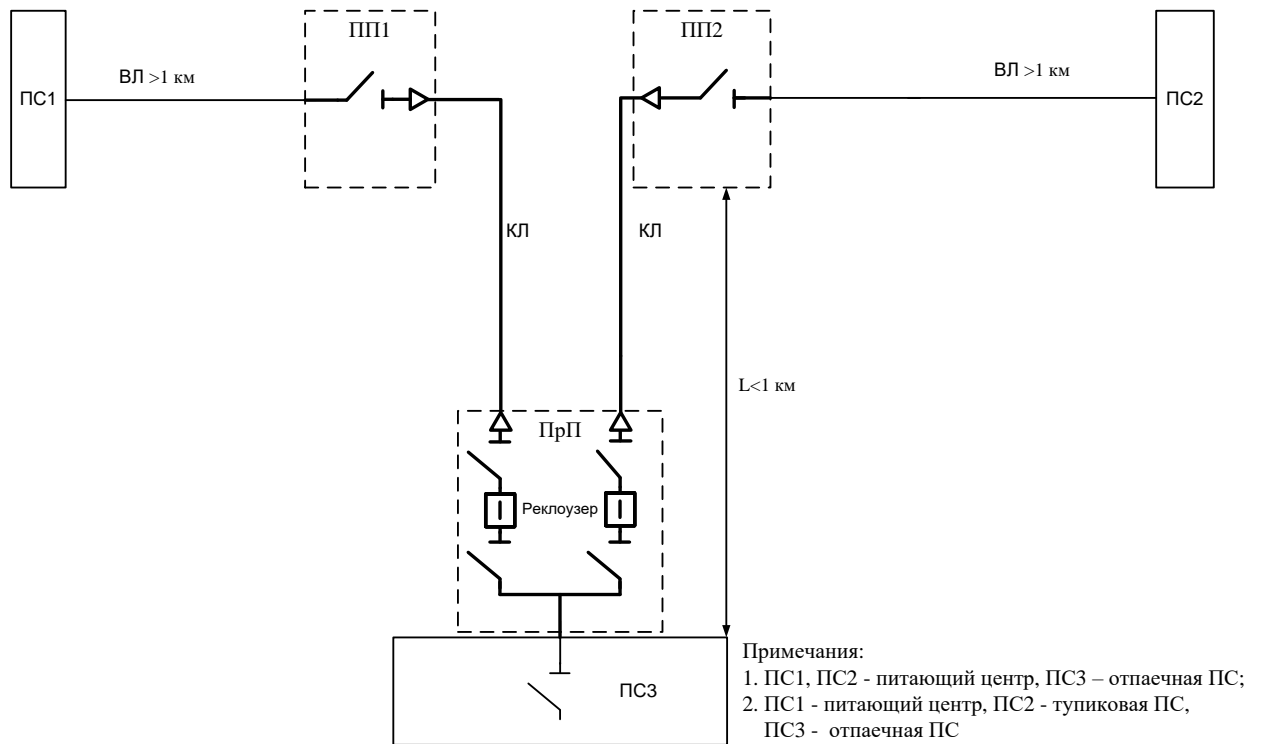


Схема № 35 -13 ВЛ в КВЛ  
Переустройство в кабель участков ВЛ 35 кВ с отпайками

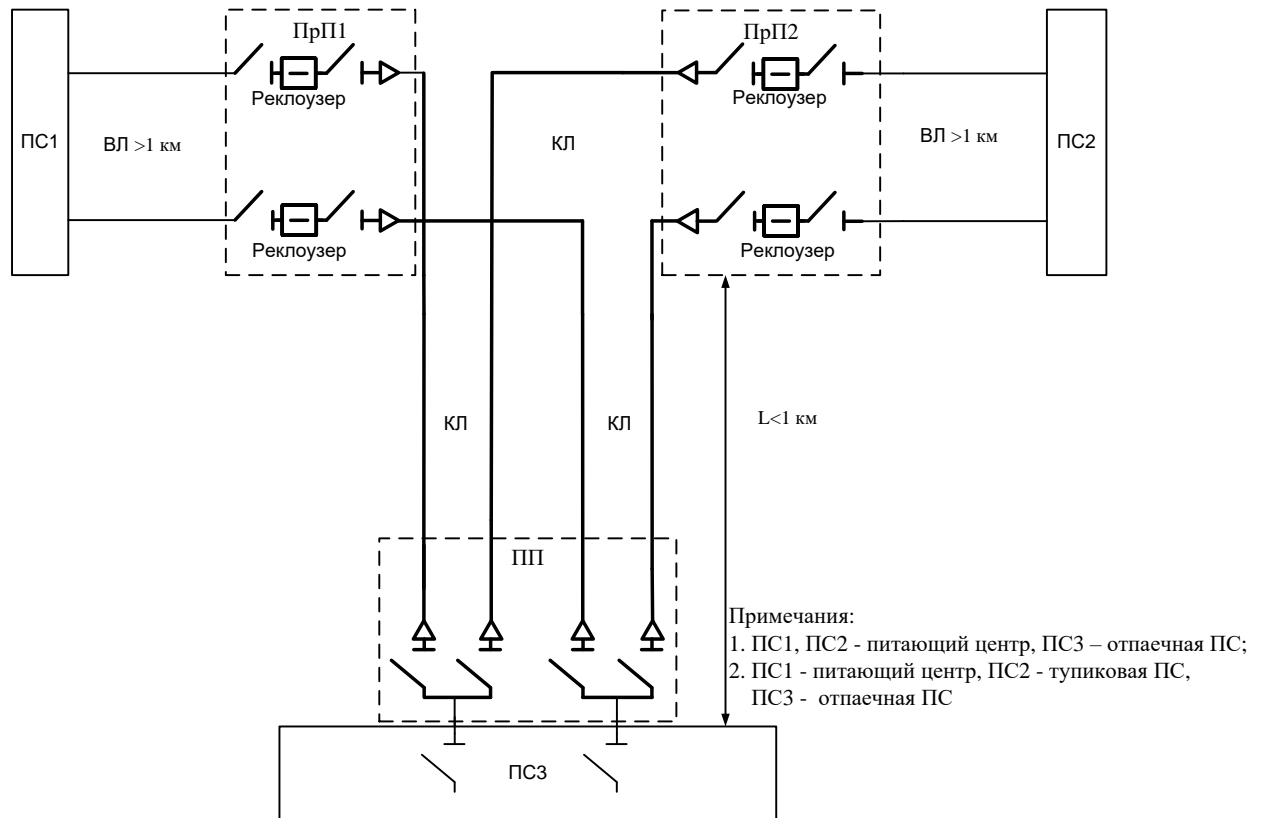
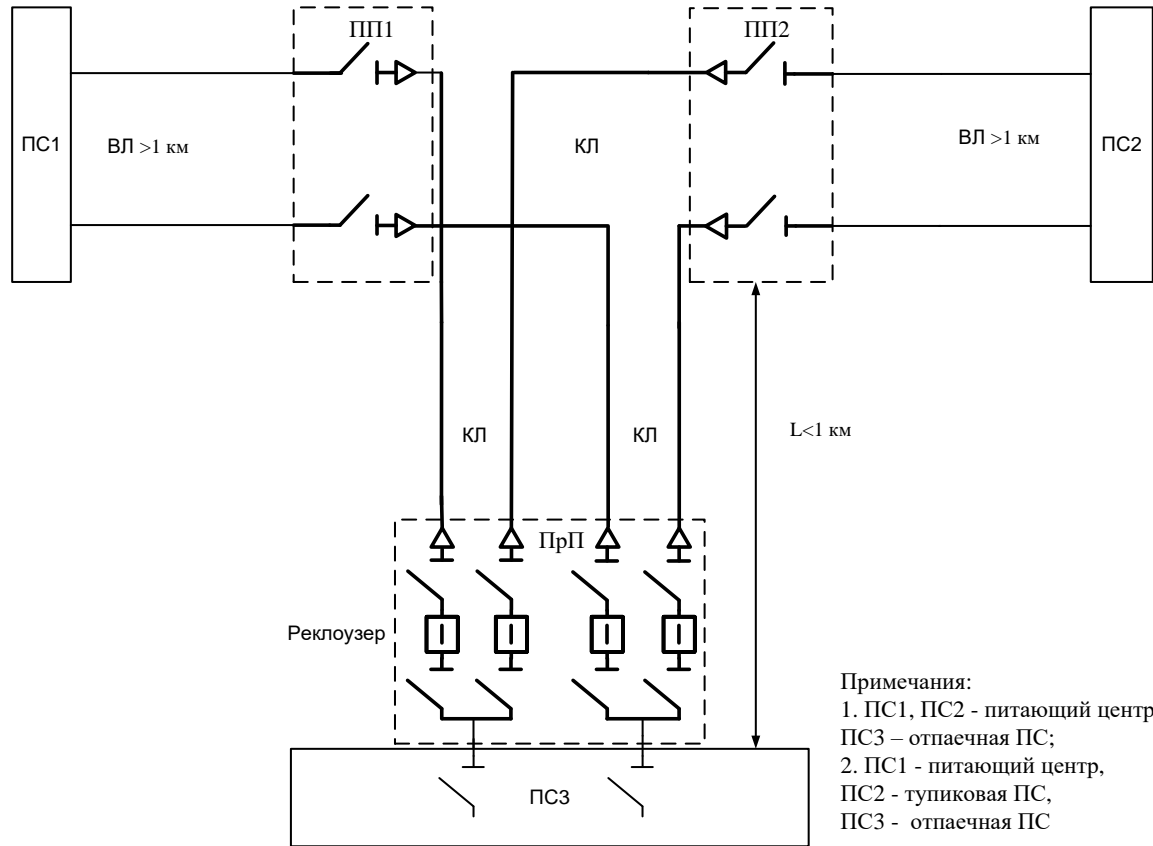


Схема № 35 -13/1 ВЛ в КВЛ  
Переустройство в кабель участки ВЛ 35 кВ с отпайками



**Схема № 35 -14 ВЛ в КВЛ  
Переустройство в кабель участков ВЛ 35 кВ с отпайками**

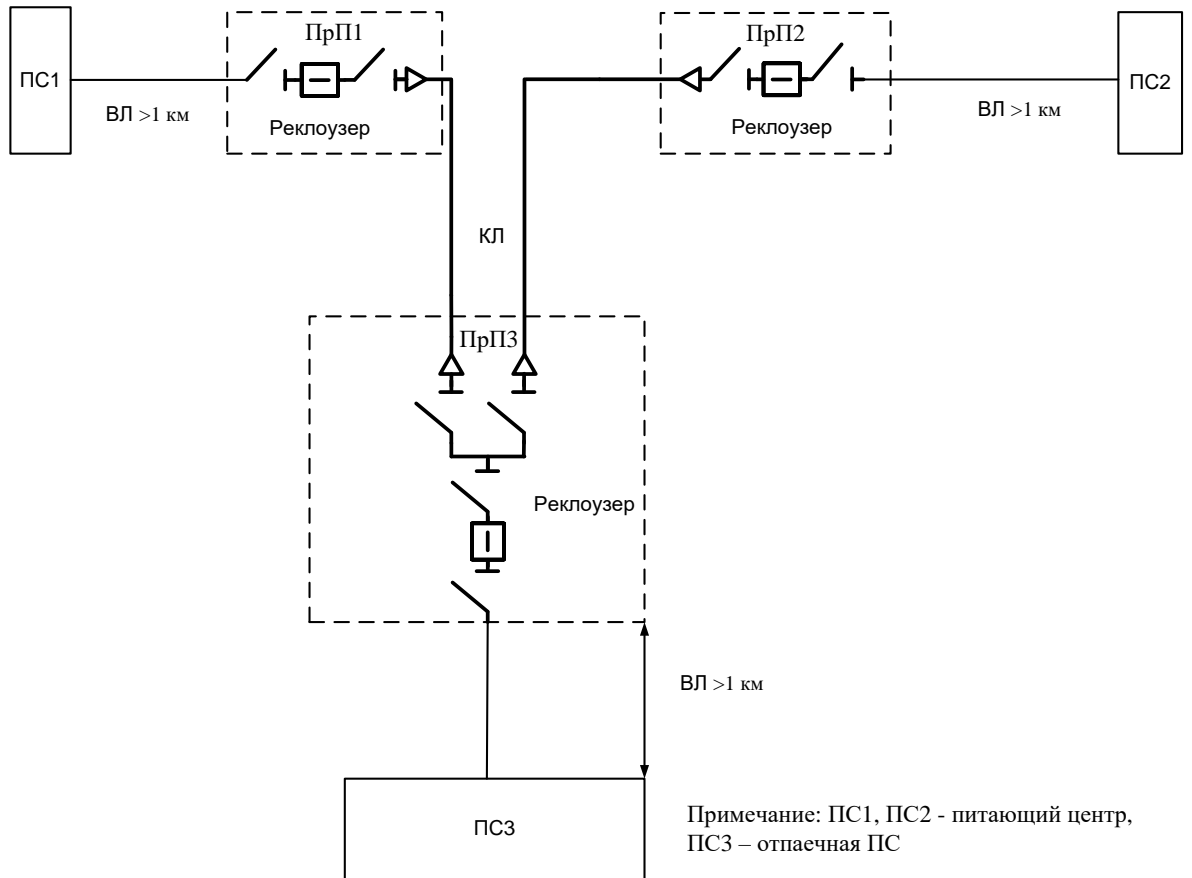
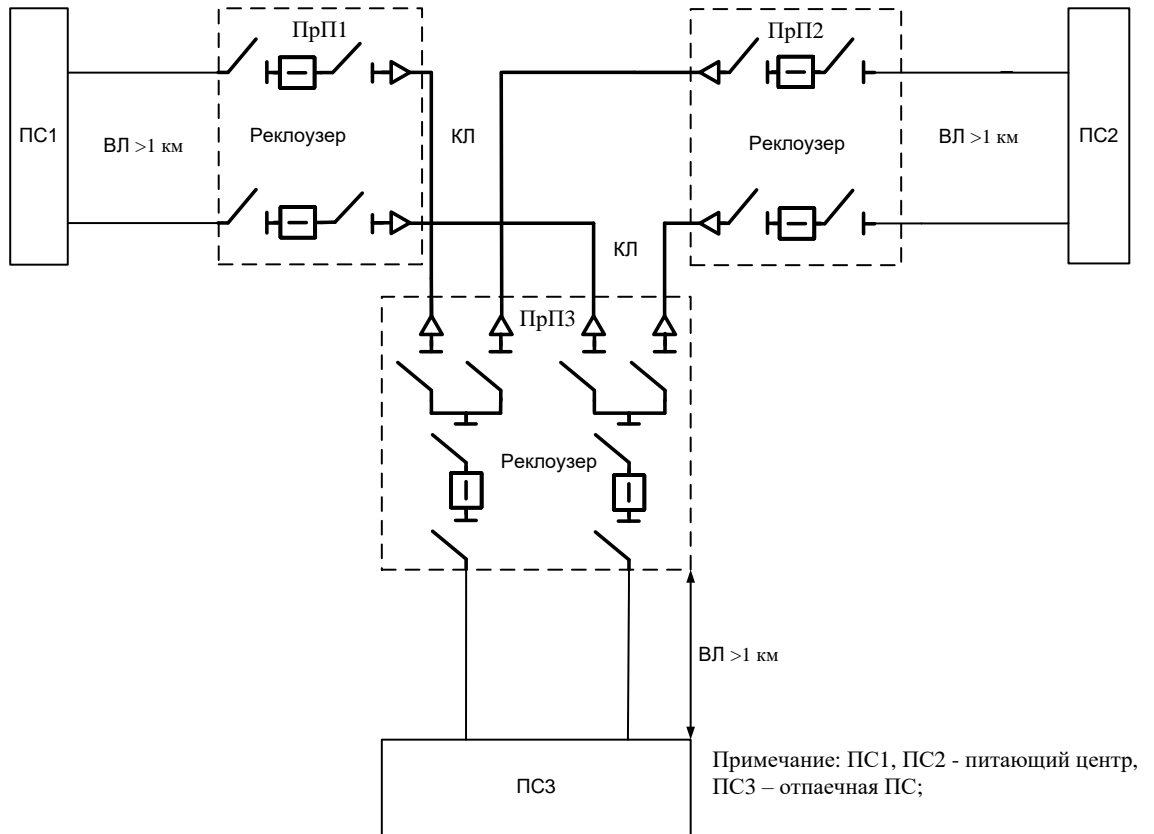


Схема № 35 -15 ВЛ в КВЛ  
Переустройство в кабель участки ВЛ 35 кВ с отпайками





**Схема № 35 -16 ВЛ в КВЛ**  
**Переустройство в кабель участки ВЛ 35 кВ с отпайками**

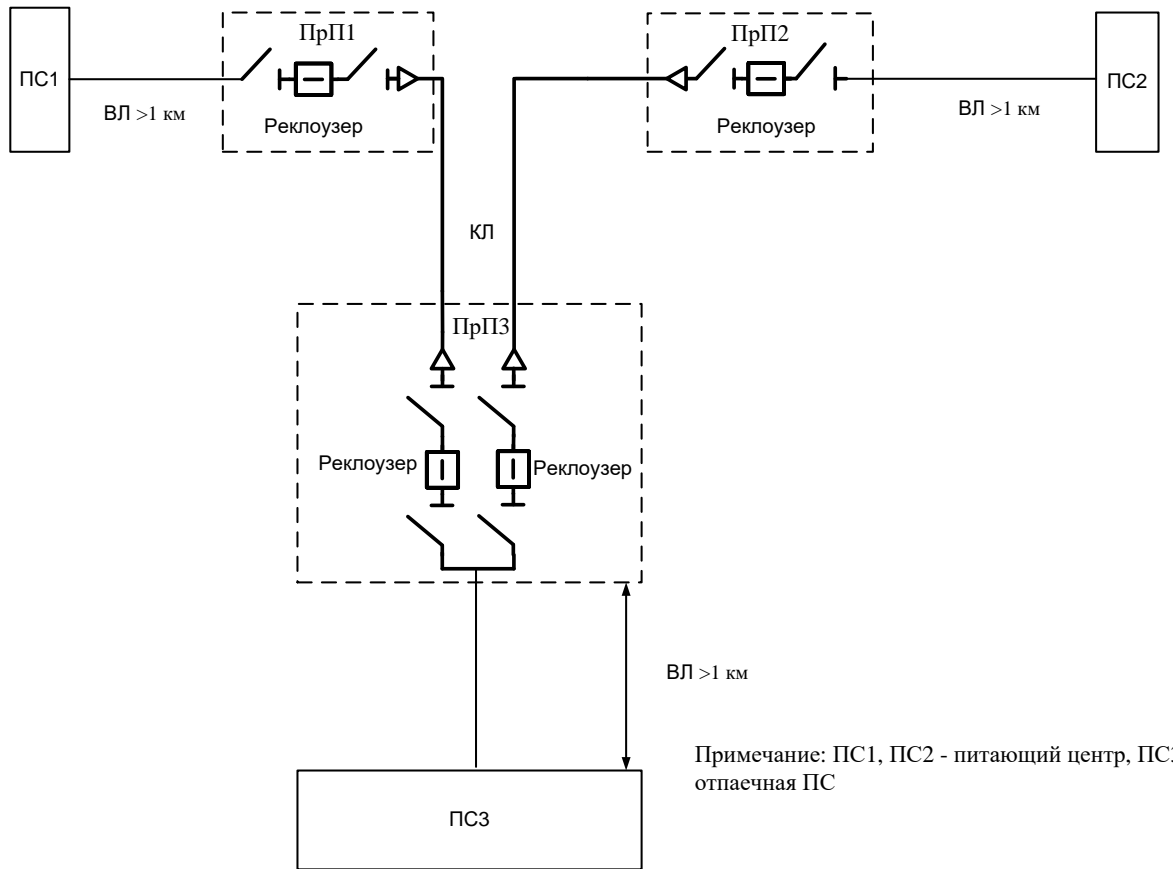


Схема № 35 -16/1 ВЛ в КВЛ  
Переустройство в кабель участки ВЛ 35 кВ с отпайками

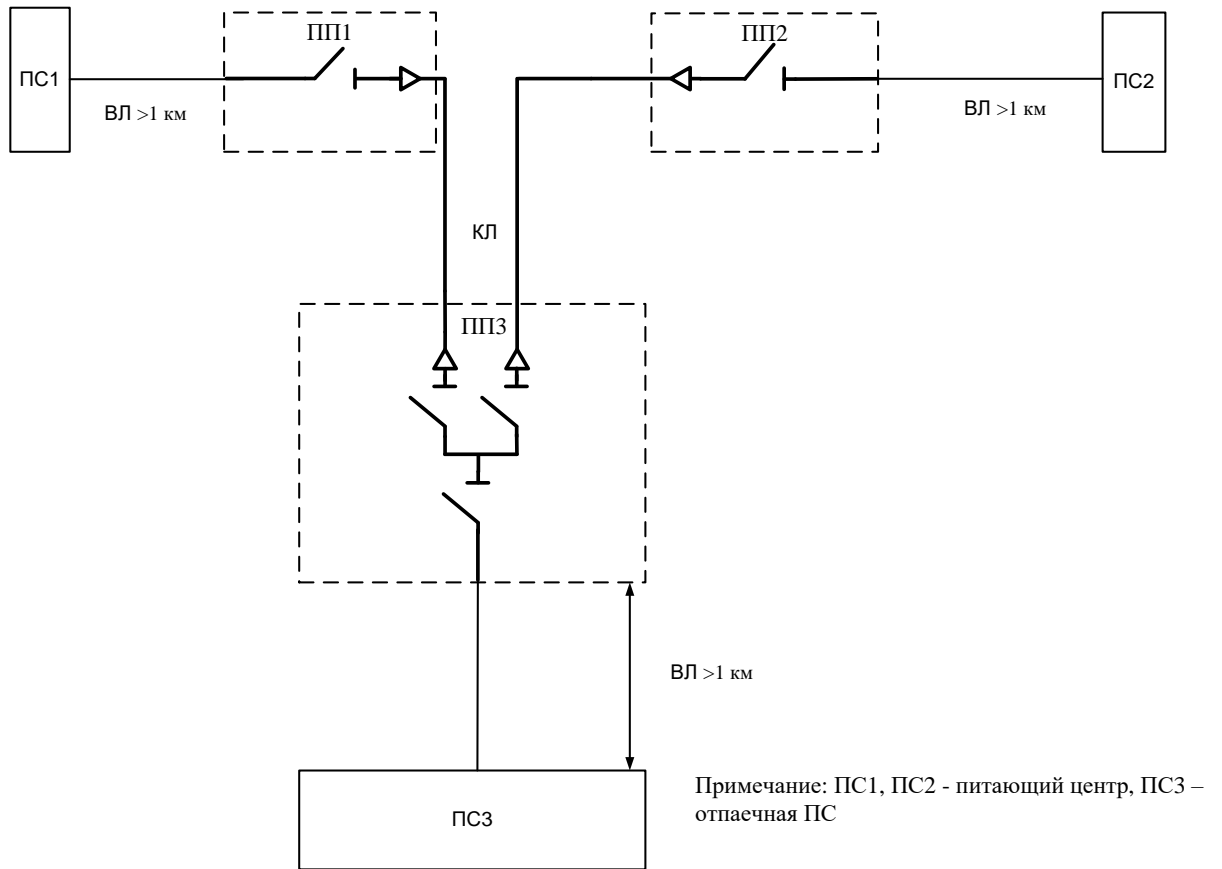


Схема № 35 -17 ВЛ в КВЛ  
Переустройство в кабель участки ВЛ 35 кВ с отпайками

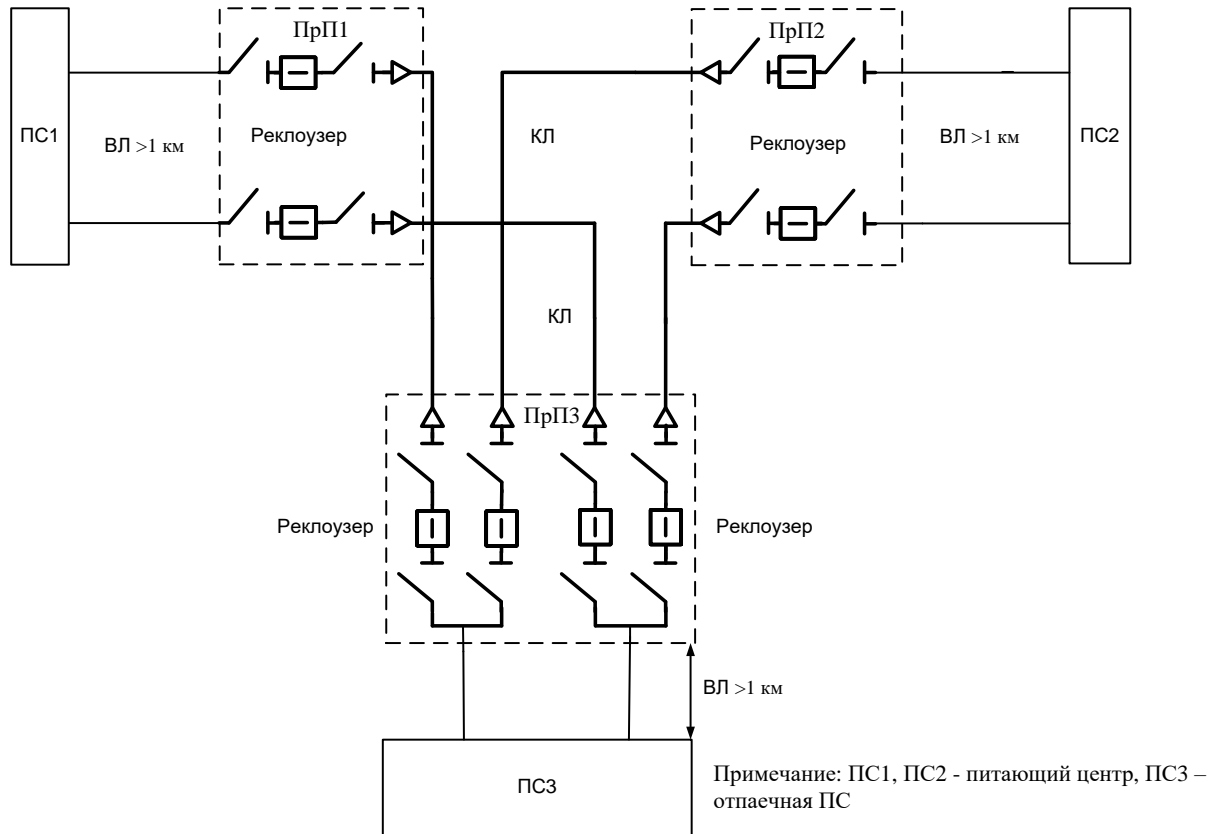


Схема № 35 -18 ВЛ в КВЛ  
Переустройство в кабель участков ВЛ 35 кВ с отпайками

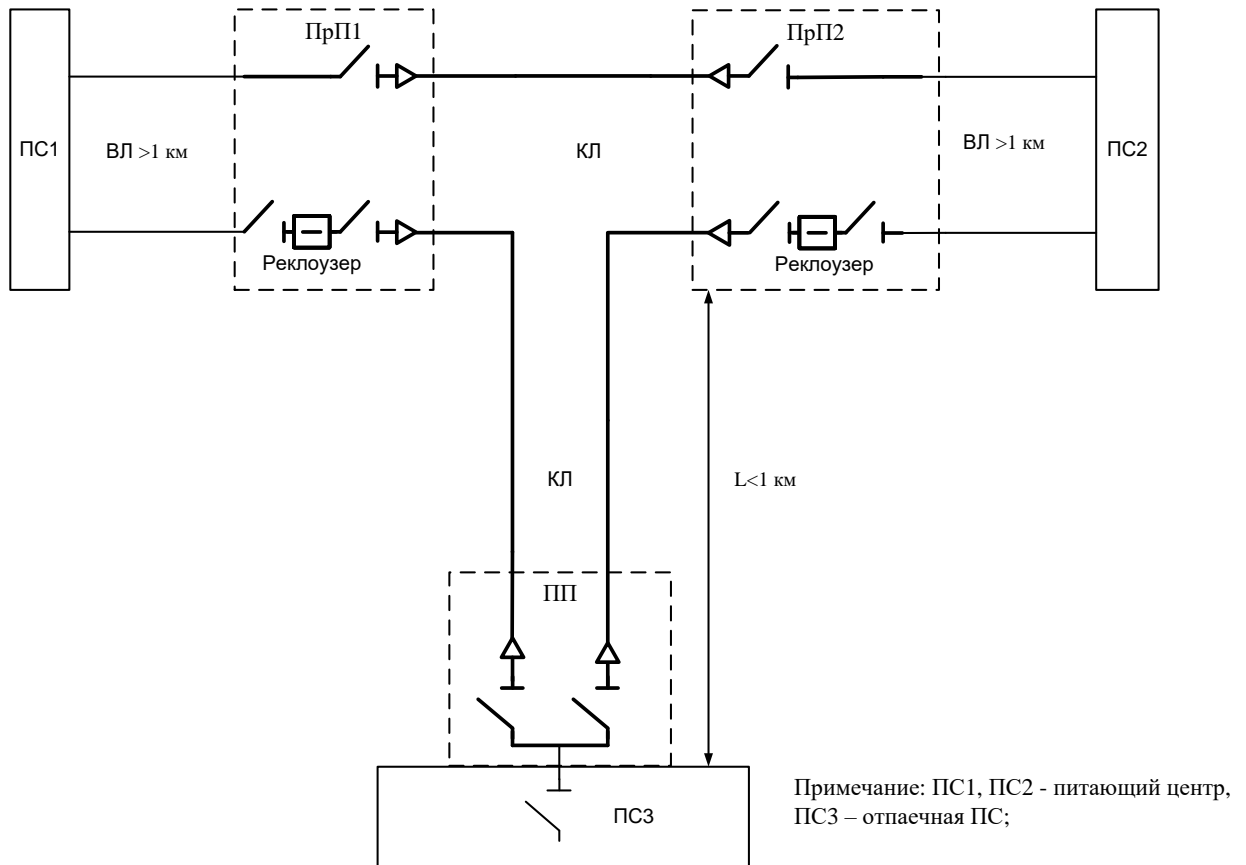


Схема № 35 -19 ВЛ в КВЛ  
Переустройство в кабель участков ВЛ 35 кВ с отпайками

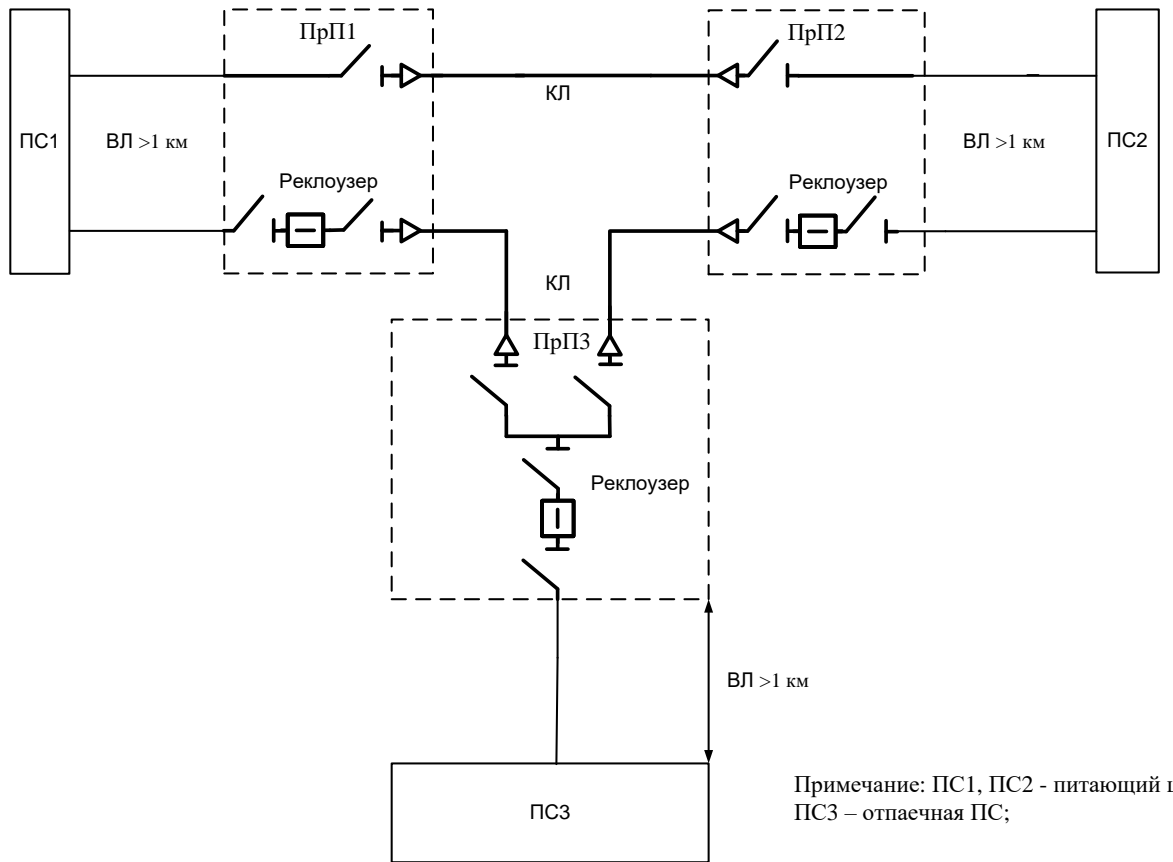
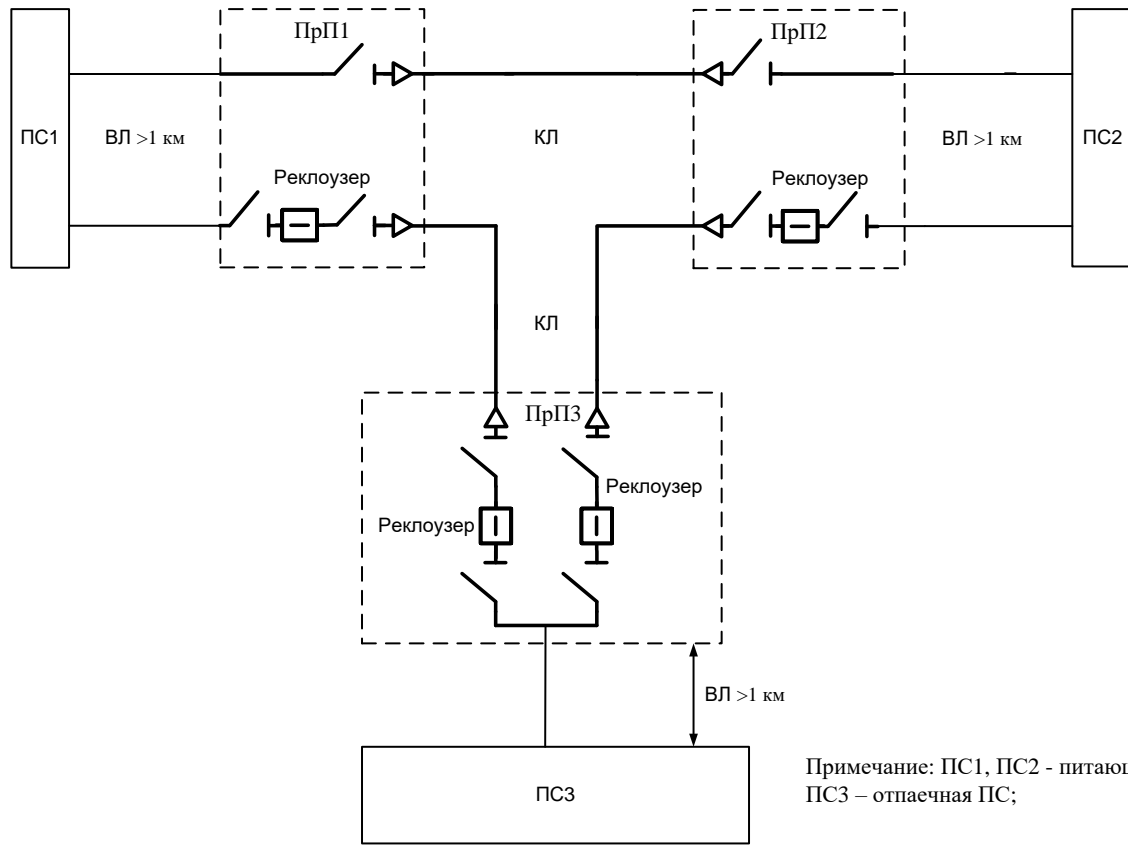


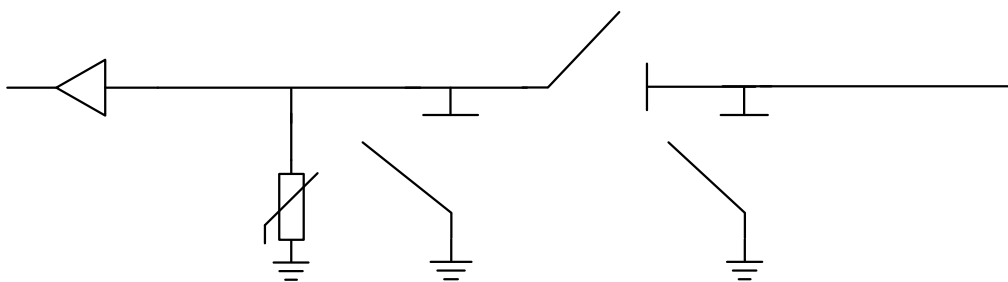
Схема № 35 -20 ВЛ в КВЛ  
Переустройство в кабель участков ВЛ 35 кВ с отпайками



## Типовые схемы переходных и переключательных пунктов напряжением 35 кВ

### Схема № 35 – 1ПП

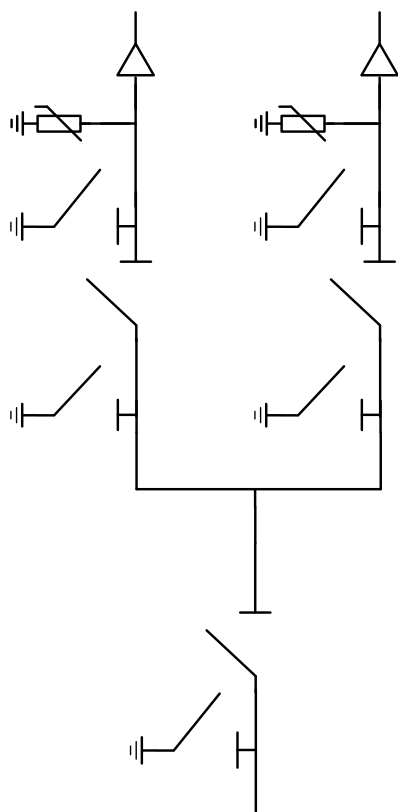
Переходной пункт с разъединителем без трансформаторов тока



Схемы переустройства ВЛ №№ 35-2, 35-3, 35-4, 35-5, 35-8, 35-16/1. .

**Схема № 35 – 1/1ПП**

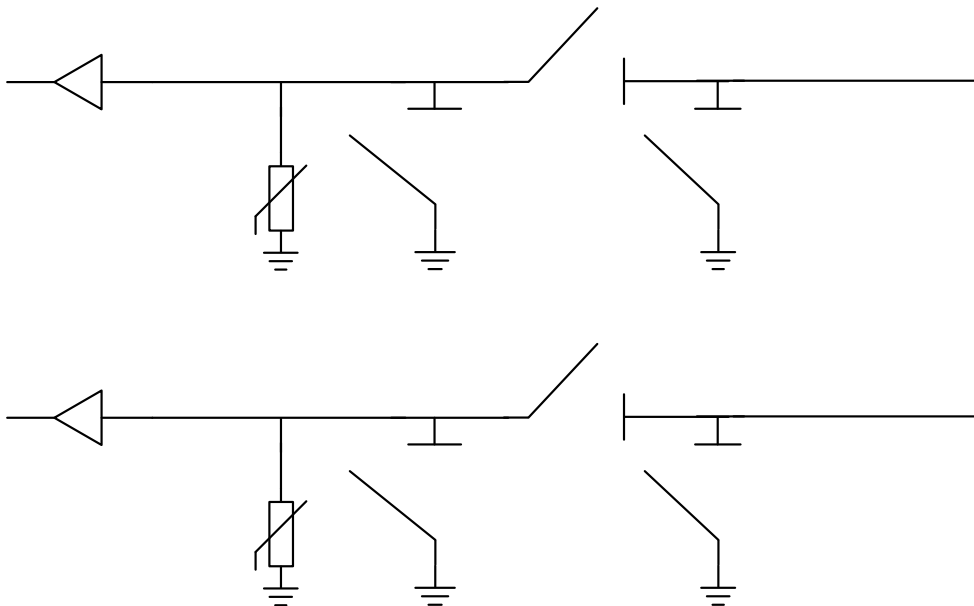
**Переходной пункт с разъединителями без трансформаторов тока**



**Схема переустройства ВЛ № 35-16/1.**

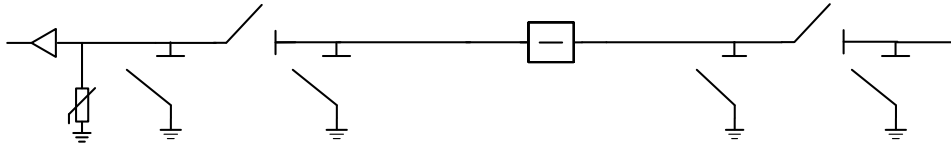


**Схема № 35 – 2ПП**  
**Переходной пункт 2 цепи с разъединителем без трансформатора тока**



**Схемы переустройства ВЛ №№ 35-2, 35-3, 35-4, 35-5, 35-9**

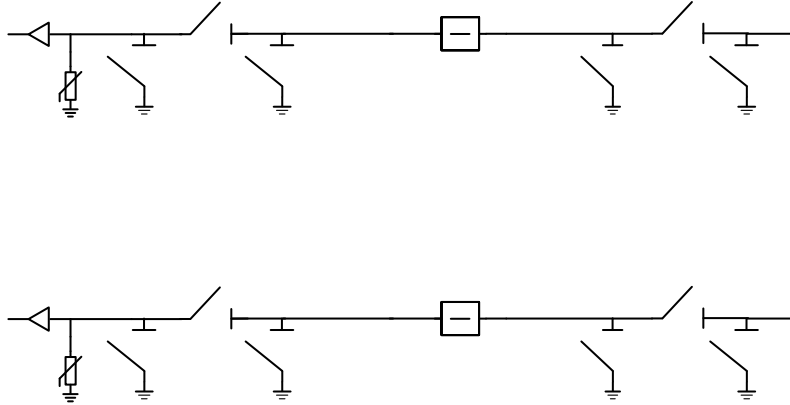
**Схема № 35 – 1ПрП**  
**Переключательный пункт с реклоузером и разъединителями без трансформаторов тока**



Схемы переустройства ВЛ №№ 35-6, 35-10, 35-12, 35-14, 35-16

**Схема № 35 – 2ПрП**

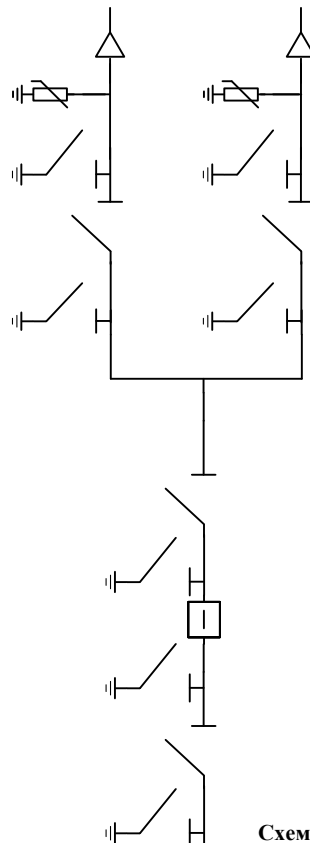
**Переключательный пункт 2 цепи с реклоузерами, разъединителями без трансформаторов тока**



Схемы переустройства ВЛ №№ 35-7, 35-11, 35-13, 35-15, 35-17

**Схема № 35 – 3ПрП**

**Переключательный пункт с реклоузером, разъединителями без трансформаторов тока**



Схемы переустройства ВЛ №№ 35-14, 35-19

**Схема № 35 – 4ПрП**

**Переключательный пункт 2 цепи с разъединителями, реклоузерами  
без трансформаторов тока по схеме «Заход - выход»**

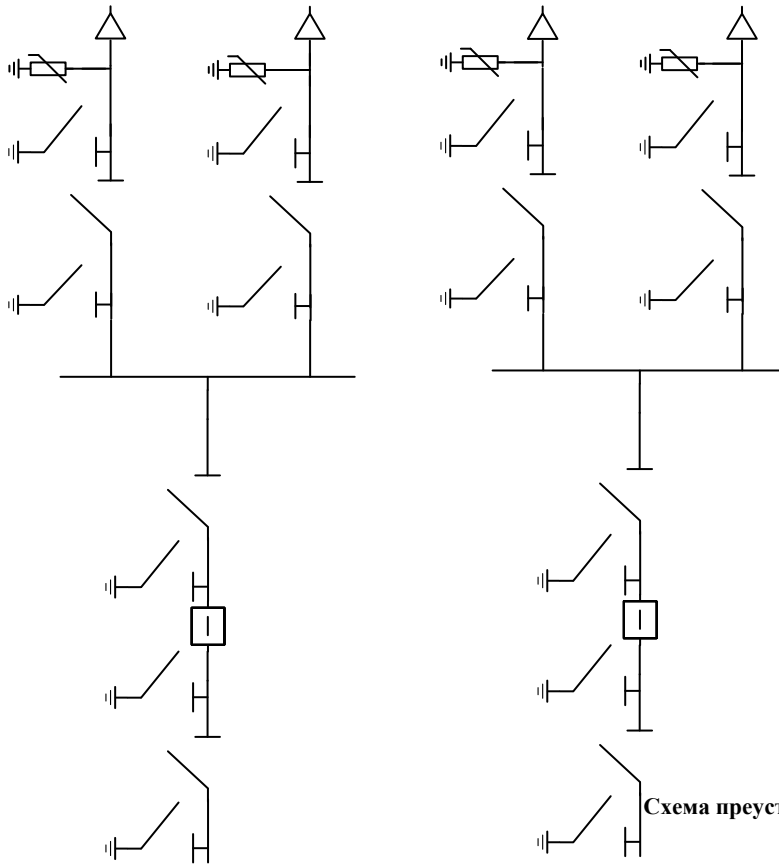
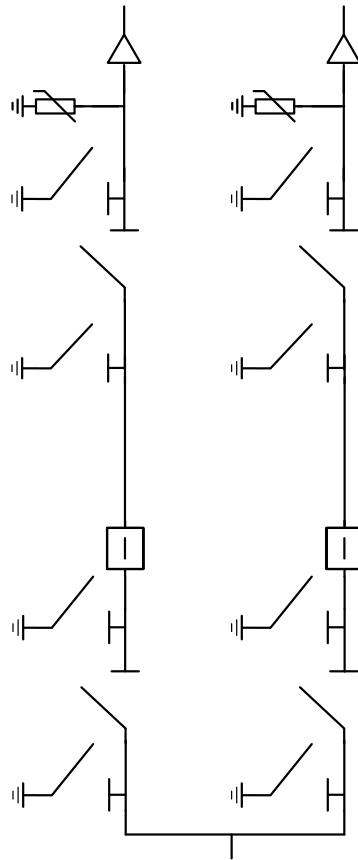


Схема преустройства ВЛ №№ 35-15

**Схема № 35 – 5ПрЦ**  
**Переключательный пункт с разъединителями, реклоузерами без трансформаторов тока по схеме «Заход - выход»**



Схемы переустройства ВЛ №№ 35-16, 35-20

**Схема № 35 – 6ПрП**

**Переключательный пункт 2 цепи с разъединителями, реклоузерами без трансформаторов тока по схеме «Заход - выход»**

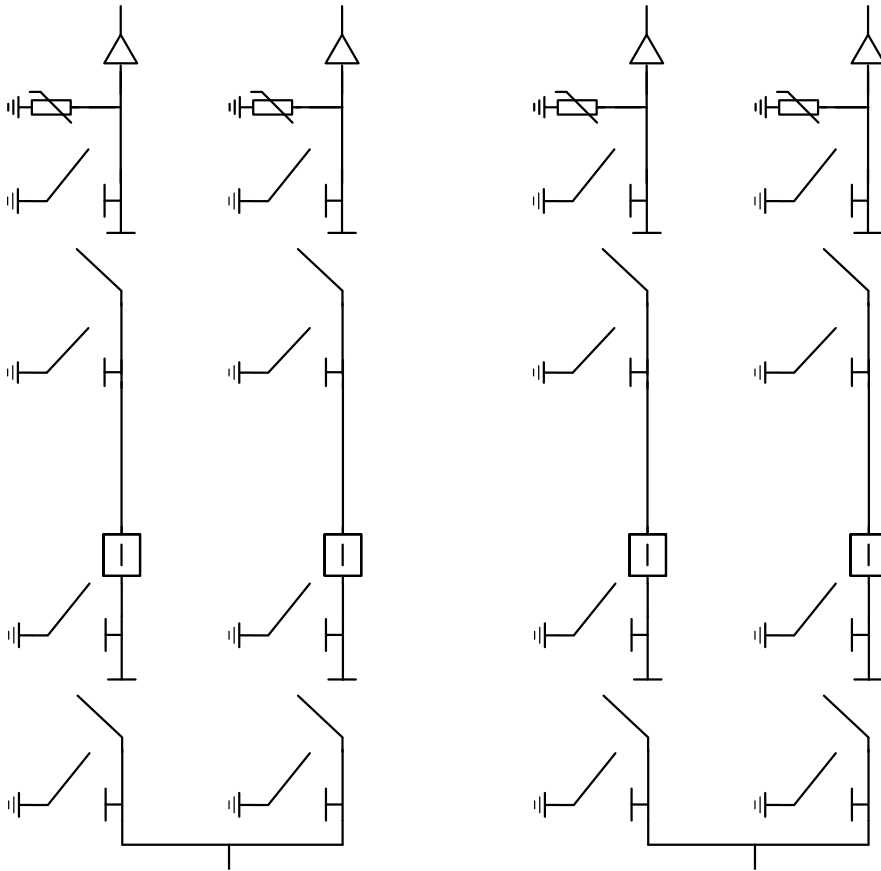


Схема переустройства ВЛ №№ 35-17

### Особенности построения распределительных сетей при выполнении технологических присоединений потребителей электрической энергии в условиях сниженного финансирования (в исключительных случаях)

При новом строительстве РП с количеством присоединений не более четырех, применять малогабаритные блочные распределительные пункты (далее - мБРП) напряжением 6-20 кВ на базе моноблоков с элегазовой изоляцией и ячеек с твердой изоляцией для потребителей второй категории надежности с нагрузкой до 7 000 кВт или на базе малогабаритных ячеек серии КСО-2хх и ячеек с твердой экранированной изоляцией на номинальные токи 1000А и 1250А, для потребителей второй категории надежности с нагрузкой свыше 7 000 кВт.

1. Для электроснабжения потребителей электрической энергии третьей категории надежности на территории Новой Москвы и Московской области, при отсутствии перспективы перевода потребителей на вторую категорию надежности электроснабжения и отсутствии перспективы присоединения дополнительных потребителей электрической энергии могут применяться следующие схемы построения распределительной сети:

1.1. Строительство РП-10(6) кВ на базе ячеек КРУН с глухим вводом и силовыми вакуумными выключателями на отходящих присоединениях для электроснабжения не более двух потребителей электрической энергии.

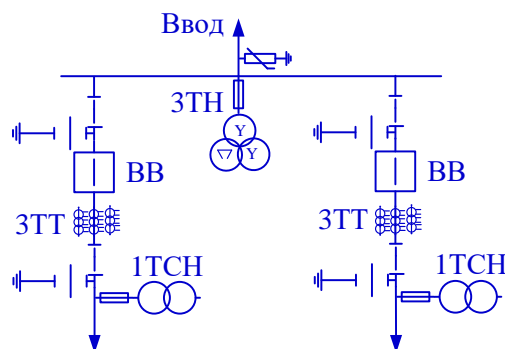


Рис. 1. Электрическая схема РП-6(20) кВ (вариант №1)

1.2. Строительство мБРП-10(6) кВ на базе моноблоков с элегазовыми и вакуумными выключателями нагрузки для электроснабжения не более трех потребителей электрической энергии.

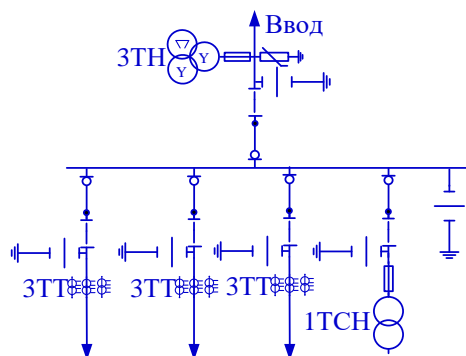


Рис. 2. Электрическая схема РП-10(6) кВ (вариант №2)

Дополнительными условиями строительства указанного мБРП-10(6) кВ (вар.2) являются:

- наличие силового вакуумного выключателя, оснащенного устройствами релейной защиты на участке между центром питания и РП;
- общее количество трансформаторных подстанций, запитанных от фидера, питающего мБРП не должно превышать 30 шт. включая трансформаторы запитанные непосредственно с этого мБРП;
- протяженность каждого фидера, подключенного к мБРП не должно превышать 5 км.

1.3. Строительство мБРП-10(6) кВ на базе моноблоков с силовым вакуумным выключателем на вводном присоединении и элегазовыми или вакуумными выключателями нагрузки на отходящих присоединениях для электроснабжения не более трех потребителей электрической энергии.

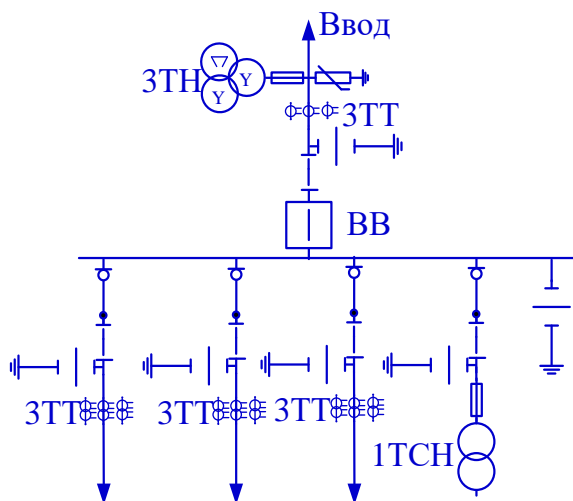


Рис. 3. Электрическая схема РП-10(6) кВ (вариант №3)

Дополнительными условиями строительства указанного мБРП- 10(6) кВ (вар.3) являются:

- общее количество трансформаторных подстанций, запитанных от фидера, питающего мБРП не должно превышать 30 шт. включая



трансформаторы запитанные непосредственно с этого РП;

– протяженность каждого фидера, подключенного к мБРП не должна превышать 5 км.

2. При выполнении технологических присоединений потребителей электрической энергии напряжением 6-10 кВ второй категории надежности или третьей категории надежности с перспективой перевода на вторую категорию, а также с количеством присоединений не более пяти применять:

2.1. Малогабаритные блочные РП-10(6) кВ на базе моноблоков с элегазовой или твердой экранированной изоляцией и вакуумными выключателями на вводных и отходящих присоединениях.

2.2. Строительство РП-10(6) кВ на базе ячеек КРУН с глухим вводом и силовыми вакуумными выключателями на отходящих присоединениях для электроснабжения не более двух потребителей электрической энергии, без ячейки секционного выключателя.

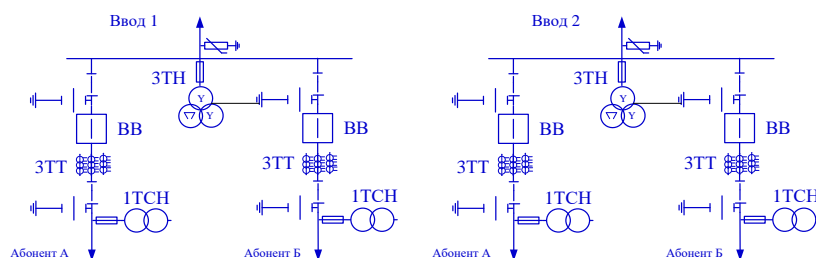


Рис. 4. Электрическая схема РП-6(20) кВ

3. В условиях сниженного финансирования при соответствующем обосновании (во всех остальных случаях руководствоваться требованиями п. 3.1.4.3):

– в г. Москве в опорной сети 10 кВ используются однофазные кабельные линии с изоляцией из СПЭ 1х240/50. Для увеличения пропускной способности линий использовать спаренные кабели сечением 1х240/50;

– в МО в опорной сети 10 кВ используются кабельные линии трехжильные с бумажно-пропитанной изоляцией 3х240 мм<sup>2</sup>. Для увеличения пропускной способности линий использовать спаренные кабели сечением 3х240 мм<sup>2</sup>.

Для построения распределительной сети 6-20 кВ используется унифицированное сечение РКЛ:

1. 1х120/35 или 3х120 мм<sup>2</sup>:

– Сеть 6 кВ – в одном луче между двумя РТП присоединяются не более 4 МВА трансформаторной мощности (в луче от РТП до точки деления сети, не более 2 МВА);

– Сеть 10 кВ – в каждом луче между двумя РТП присоединяются не более 6 МВА трансформаторной мощности (в луче от РТП до точки деления сети не более 3 МВА);

2. 3x(1x120)мм<sup>2</sup>:

– Сеть 20 кВ (сечение экрана 16 мм<sup>2</sup>) – в каждом луче между двумя РТП (СП) присоединяются не более 16 МВА трансформаторной мощности.

3. 3x240 или 3(1x240) сечение экрана 50 мм<sup>2</sup>:

– Резервирование нагрузок секций РТП в послеаварийном режиме от секций другого РТП (поперечные связи между РП) – в каждую линию между двумя РТП подключается до 2 МВА (3x240 мм<sup>2</sup>) трансформаторной мощности.

4. В условиях сниженного финансирования при соответствующем обосновании (во всех остальных случаях руководствоваться требованиями п. 2.6.1) в кабельных сетях допускается использовать:

4.1. Силовые бронированные кабели на напряжение 0,4-10 кВ с бумажной изоляцией в свинцовой оболочке, изготавливаемые по ГОСТ 18410-73 (изменённая редакция, изм. №5).

Для использования в сетях внешнего электроснабжения допускается использовать кабели марки АСБ (АСБГ), при этом для сечений 70 мм<sup>2</sup> и более жилы кабелей должны быть многопроволочными.

В МО на трассах прокладок с большими перепадами уровней (для кабелей до 1 кВ – более 25 м; для кабелей 6, 10 кВ – более 15 м) допускается использовать кабели, бумажная изоляция которых должна быть пропитана нестекающим изоляционным пропиточным составом (в начале обозначения марки – индекс «Ц»).

Для эксплуатации в подземных инженерных сооружениях допускается использоваться кабели, не имеющие горючего наружного покрова, с бронелентами из оцинкованной стали АСБГ, с обязательным покрытием по всей длине огнезащитным составом.

4.2. Для сооружения сетей напряжением 0,4 кВ допускается применять силовые бронированные кабели с ПВХ изоляцией. При строительстве КЛ 0,4 кВ кабели в траншее прокладывать не менее 2-х.

5. В условиях сниженного финансирования при соответствующем обосновании (во всех остальных случаях руководствоваться требованиями п. 7.2) основными техническими решениями по организации комплексов и систем измерения, сбора и передачи данных учета электроэнергии в распределительных сетях 6-10-20/0,4 кВ при ТП являются:

– установка ИИК учета согласно типовым техническим решениям по организации учета электроэнергии;

– создание ИВКЭ учета путем объединения электросчетчиков на энергообъектах и подключения их к УСПД с использованием интерфейса RS-485, линий силовой сети и технологии PLC или радиоадаптеров и др.;

– допускается объединение функций данных УСПД с системами телемеханики для уменьшения стоимости строительства в соответствии с типовыми проектными решениями при новом строительстве и

реконструкции;

- автоматизация сбора данных учета с ИИК и ИВКЭ в существующий центр сбора и обработки данных «Энергоучет» – филиала ПАО «Россети Московский регион», через КСПД ПАО «Россети Московский регион» по имеющимся и организуемым каналам связи (GSM/GPRS и др.) для систематизации, хранения и предварительной обработки на сервере ИВК АИИС учета электроэнергии в распределительных сетях;

- автоматизация передачи в регламентированном порядке агрегированной информации по учету, полученной средствами ИВК АИИС, в локальные базы данных (БД) АИС с ПО «Пирамида»;

- обеспечение обработки данных коммерческого и технического учета для целей формирования балансов электроэнергии различного уровня (фидер, секция шин, подстанция, участок сети, РЭС, филиал, РСК) в соответствии с утвержденными методиками средствами АИС с ПО «Пирамида»;

- предоставление регламентированного доступа к данным измерений и расчетов в сфере коммерческого и технического учета электроэнергии персоналу технологических подразделений исполнительного аппарата и филиалов компании средствами АИС с ПО «Пирамида» по информационным каналам корпоративной сети передачи данных (КСПД) ПАО «Россети Московский регион»;

- предоставление регламентированного доступа к данным коммерческого учета в точках поставки (приема) для смежных субъектов рынка электроэнергии и потребителей с использованием специализированного интернет-портала, поддерживаемого АИС с ПО «Пирамида»;

При организации учета электроэнергии в распределительных сетях 6-10-20/0,4 кВ при ТП объектов предусматривается установка средств учета на границе балансовой принадлежности (ГБП), включая:

- применение отдельных шкафов учета с размещением их в электроустановках потребителя и обеспечением защиты от несанкционированного доступа (в случае невозможности размещения средств учета в электроустановках ПАО «Россети Московский регион»);

- организацию узлов учета электроэнергии на ГБП с частными владениями в местах свободного доступа (на фасадах частных владений, на опорах ВЛ – столбовой учет, и других возможных местах за пределами закрытых для свободного доступа мест);

- установку устройств учета электроэнергии на вводах в многоквартирные дома;

- разделение вводов в частные жилые дома при наличии двух и более собственников (при необходимости);

- установку балансирующих приборов учета на отходящих фидерах

0,4 кВ на ТП с целью осуществления контроля за потреблением электроэнергии балансным методом.

При новом строительстве должны предъявляться требования по организации учета электрической энергии на границе раздела балансовой принадлежности с монтажом вводных проводов и вводно-распределительных устройств, исключающих несанкционированный доступ к средствам учета, а также предусматривающих передачу данных учета с устанавливаемых ИИК и ИВКЭ в базы данных ИВК АИИС.

Учитывая разнообразие и разнородность существующих комплексов и систем учета электроэнергии на объектах РЭС в сетевых филиалах ПАО «Россети Московский регион», как в отношении производителей (поставщиков) оборудования и программного обеспечения, так и в отношении их технических характеристик, ИИК и ИВКЭ должны быть интегрированы в существующую автоматизированную информационно-измерительную систему учета электроэнергии в распределительных сетях (АИИС УЭ РЭС) с ПО «Пирамида».

Первичными источниками данных для существующего ПТК АИИС УЭ являются ИИК и ИВКЭ систем дистанционного сбора данных учета электроэнергии, устанавливаемые в зонах эксплуатационной ответственности УРУПЭ сетевых филиалов и территориальных управлений «Энергоучет» – филиала «ПАО «Россети Московский регион» при ТП.

Технические решения по каналам сбора и передачи данных по объектам ТП в составе АИИС УЭ РЭС, включая оценку необходимости их резервирования, должны определяться в ходе проектирования объектов ТП согласно типовых проектных решений при новом строительстве и реконструкции, указанных в разделах 2.1 и 2.9.8 настоящих Методических указаний.

6. В условиях сниженного финансирования при соответствующем обосновании (во всех остальных случаях руководствоваться требованиями п. 2.8, 2.9) руководствоваться следующими техническими решениями по организации системы телемеханики:

6.1. Допускается не оснащать системами телемеханики тупиковые ТП 0,4-20 кВ вне зависимости от установленной трансформаторной мощности.

6.2. ТП/РТП 0,4-20 кВ проходного типа допускается оснащать системами телемеханики в минимальном объеме (с последующей доукомплектацией систем по отдельным титулам).

Требования к минимальному объему устанавливаемой системы телемеханики:

– устанавливаемое головное устройство (контроллер, КП) телемеханики должно обеспечивать возможность последующего расширения объемов телеуправления, сбора и передачи телеинформации путем добавления модулей телеуправления (ТУ), телеизмерения (ТИ) и телесигнализации (ТС);

– для организации передачи телеинформации использовать один (не резервированный) канал связи. Допускается использование радиоканала (GPRS);

– допускается синхронизация времени КП через систему верхнего уровня (ЦППС);

– ТУ не реализовывать;

– в качестве источников ТИ использовать только имеющееся оборудование: щитовые показывающие приборы с цифровыми выходами (амперметры, вольтметры), приборы учета электроэнергии с цифровыми выходами, измерительные выходы устройств защиты. При отсутствии источников ТИ не собирать;

– обеспечить минимальный объем ТС:

- положение коммутационных аппаратов на подходящих и отходящих линиях 20-6 кВ;

- положение секционных выключателей;

- сигнализация срабатывания АВР;

- сигнал пропадания питания устройства телемеханики;

- срабатывание охранной и пожарной сигнализации.

– питание организовать от собственных нужд через ИБП. Емкость ИБП выбирать достаточной для передачи сигнала о пропадании питания на ДП и корректного отключения устройства телемеханики (~15 минут). При восстановлении электропитания устройство телемеханики должно автоматически включаться в работу.

При строительстве КЛ 6-20 кВ до трансформаторных подстанций (в том числе взаиморезервируемых) с условием превышения ИП или недостаточности финансирования в целях экономии средств Общества, для электроснабжения потребителей необходимо прокладывать два кабеля в одной траншее с установкой несгораемой защитной перегородки и увеличенным расстоянием между кабелями, а также в одной скважине прокола при выполнении закрытых переходов методом ГНБ. Прокладка двух кабелей в разных траншеях, а также в разных скважинах при выполнении закрытых переходов методом ГНБ применять только по решению Первого заместителя генерального директора - главного инженера.