

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы

Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

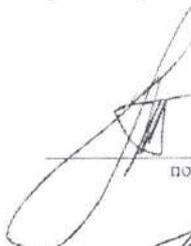
 Н.В. Савина

«06» 07 2020 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Анализ аварийности комплектных элегазовых распределительных устройств в объединенной электроэнергетической системе Востока

Исполнитель
студент группы 8420м-2


22.06.2020
подпись, дата

М.А. Панченко

Руководитель
доцент, канд. техн. наук


22.06.2020
подпись, дата

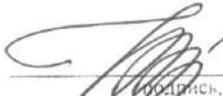
А.Н. Козлов

Руководитель
магистерской
программы


22.06.2020
подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль
ст. преподаватель


06.07.2020
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Рецензент


06.07.2020
подпись, дата

Е.Б. Николаенко

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 11. » 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Панченко Максима Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Анализ аварийности комплектных элегазовых распределительных устройств в объединенной электроэнергетической системе Востока

(утверждено приказом от 10.03.2020 № 548-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.06.2020 г

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше энергосистемы Приморского края на период до 2023 г., карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше энергосистемы Амурской области на период до 2023 г., нормальная схема электрических соединений на осенне-зимний период 2018-2019 г.г.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Описание объекта исследования; Анализ аварийности комплектных распределительных устройств элегазовых; Методы диагностики и предотвращения аварий на КРУЭ

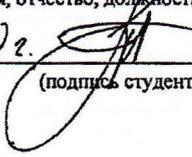
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Таблицы и диаграммы: Структура затрат на возведение РУ, Доля отказов КРУЭ по типу отказов, Время восстановления КРУЭ в зависимости от напряжения

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания 11.03.2020 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: доцент, канд. техн. наук А.Н. Козлов
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 11.03.2020 г.


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 94 с., 9 рисунка, 16 таблиц и 27 источника.

ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ, МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ, КРУЭ, АВАРИИ НА КРУЭ, ДЕФЕКТЫ ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАДИЦИОННЫЕ РУ

В данной магистерской диссертации был выполнен анализ аварийности комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией на основании опытных данных использования КРУЭ в мире и частных примерах на основании опыта использования подобного оборудования в объединенной электроэнергетической системе Востока. Для выполнения анализа были рассмотрены основные характеристики КРУЭ, а также рассмотрены преимущества и недостатки в сравнении с другим современным оборудованием. Основные характеристики оборудования помогло выбрать направление исследования, выявить недостатки, определить возможные дефекты служащие причинами аварий на КРУЭ. На основании проведенного исследования были проработаны методы диагностики дефектов для предотвращения возникновения аварийных ситуаций в рассматриваемом оборудовании.

В ходе выполнения магистерской диссертации были использованы программно-вычислительные комплексы, а также во время подготовки графической части ВКР была использована программа Microsoft Visio 2019.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и скращения	6
Введение.....	7
1. Описание объекта исследования	9
1.1. Определение КРУЭ, характеристики, достоинства и недостатки.	9
1.2. Основные критерии при проектировании подстанционного оборудования.....	14
1.3. Требования к конструкции КРУЭ.....	15
1.3.1 Деление на отсеки.....	16
1.3.2 Перегородки (изоляторы).....	16
1.3.4 Кабельные соединения.....	19
1.3.5 Прямые соединения с трансформатором.....	19
1.3.6 Вводы «элегаз-воздух» («воздух-газ»)	19
1.3.7 Токопроводы	20
1.3.8 Изолирующие устройства.....	20
1.3.9 Защита от коррозии.....	21
1.3.10 Газовая система КРУЭ.....	21
1.3.11 Конструкция оболочек.....	25
1.3.12. Блокировки	28
1.3.13. Шум.....	30
1.3.14. Заземление КРУЭ и аппаратуры управления.....	30
1.3.15. Степени защиты.....	32
1.3.16. Электромагнитная совместимость (ЭМС).....	35
1.3.17. Указатели положения	35
1.3.18. Таблички.....	36
2. Анализ аварийности комплектных распределительных устройств элегазовых.....	37
2.1. Исследование надежности и аварийности КРУЭ. Сравнение с традиционными РУ.....	37
2.2 Показатели надежности КРУЭ.....	43
2.3. Опыт эксплуатации КРУЭ и традиционных РУ	48
2.4. Опыт эксплуатации КРУЭ в ОЭС Востока. Анализ аварийности.....	55

2.4.1. Авария КРУЭ 500 кВ на Бурейской ГЭС	55
3. Методы диагностики и предотвращения аварий на КРУЭ.....	59
3.1. Испытания элегазового оборудования на подстанциях.....	59
3.2. Техника диагностики.....	61
3.3. Методы диагностики КРУЭ	62
3.4. Вспомогательное оборудование для контроля состояния КРУЭ.	65
3.4.1. Блокировка.....	66
3.4.2. Контроль газа.	67
3.4.3. Контроль, мониторинг и диагностика состояния изоляции элегазового оборудования.....	68
3.4.4. Специальные требования КРУЭ к системе защиты	84
3.4.5 Электромагнитная совместимость.	85
Заключение	88
Библиографический список	90

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

КРУЭ – комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией;

ГЭС – гидроэлектростанция;

ТЭС – теплоэлектростанция;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

ГРЭС – государственная районная электростанция;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ПС – подстанция;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

КРУВ – Комплектные распределительные устройства
взрывозащищённые

ВВЕДЕНИЕ

В качестве магистерского исследования выбрана тема: «Анализ аварийности комплектных элегазовых распределительных устройств в объединенной электроэнергетической системе Востока.».

Все чаще в современной электроэнергетике при возведении новых подстанций и реконструкции существующих применяется оборудование с элегазовой изоляцией. Элегаз получил распространённое применение в комплектных распределительных устройствах (КРУЭ), высоковольтные выключатели, трансформаторы тока и напряжения, газоизолированные линии, силовые и измерительные трансформаторы. Оборудование с элегазовой изоляцией обладает высокой степенью надежности, компактными размерами, низкой пожароопасностью, экологической безопасностью и рядом других преимуществ.

Наряду с большим числом преимуществ КРУЭ имеет значительный недостаток, такой как невозможность выявления всех имеющихся дефектов оборудования на стадиях производства и монтажа оборудования, в результате чего часть дефектов остается скрытыми и проявляют себя уже в процессе эксплуатации. По статистике более 30 % всех аварий в КРУЭ происходят из-за развития скрытых и возникших в процессе эксплуатации дефектов.

Среди наиболее распространенных дефектов КРУЭ можно выделить две группы: контролируемые по утечкам и составу элегаза и контролируемые по интенсивности частичных разрядов.

К сожалению, контроль выявления дефектов в КРУЭ до сих пор проводится, в основном, на этапе приемо-сдаточных и пуско-наладочных испытаний и реже в периоды планового отключения оборудования для технического обслуживания. Учитывая частоту интервал плановых ремонтов и сроков эксплуатации КРУЭ, вероятность пропуска развития дефектов остается весьма

высокой. Кардинальным решением проблемы предотвращения отказов КРУЭ может являться постоянный непрерывный мониторинг, но из-за высокой стоимости установка диагностического оборудования оправдывает себя только в исключительных случаях.

Подводя итоги вышесказанному, можно выделить основные цели исследования для данной научной работы:

- 1) Более детальное изучение причин возникновения дефектов в оборудовании и выявление причин аварий в КРУЭ.
- 2) Исследование методов диагностики, для предотвращения аварийных ситуаций.
- 3) Анализ опыта эксплуатации комплектных элегазовых распределительных устройств, разбор произошедших аварий на основании данных ОЭС Востока.
- 4) Разработка и выделение из существующих методов дефектоскопии наиболее эффективных и экономичных для предотвращения аварий.

1. ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1. Определение КРУЭ, характеристики, достоинства и недостатки.

Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией (КРУЭ) – это высоковольтное распределительное устройство с газовой изоляцией (шести фтористая сера SF_6), предназначенное для приема, передачи и распределения электрической энергии в сетях 3-хфазного переменного тока частоты 50 Гц, номинального напряжения 35-1100 кВ.

В состав КРУЭ входят следующие модули:

- 1) Силовой выключатель с трехполюсной изоляцией, состоящий из двух элементов: дугогасительной камеры автокомпрессионного типа и пружинного привода;
- 2) Трехпозиционный разъединитель с заземлителем;
- 3) Трансформатор тока, предназначенный для преобразования первичного тока в ток вторичной обмотки, что позволяет передавать сигнал измерительным приборам, а также устройствам защиты и управления.
- 4) Трансформаторы напряжения, применяемые для защиты системы и измерений.
- 5) Ввод элегаз-воздух, используемый для присоединения внешних источников питания и отвода электроэнергии.
- 6) Металлическая оболочка, заполненная элегазом, которая служит для изоляции всех токоведущих частей оборудования.

Пример исполнения КРУЭ на рисунке 1.

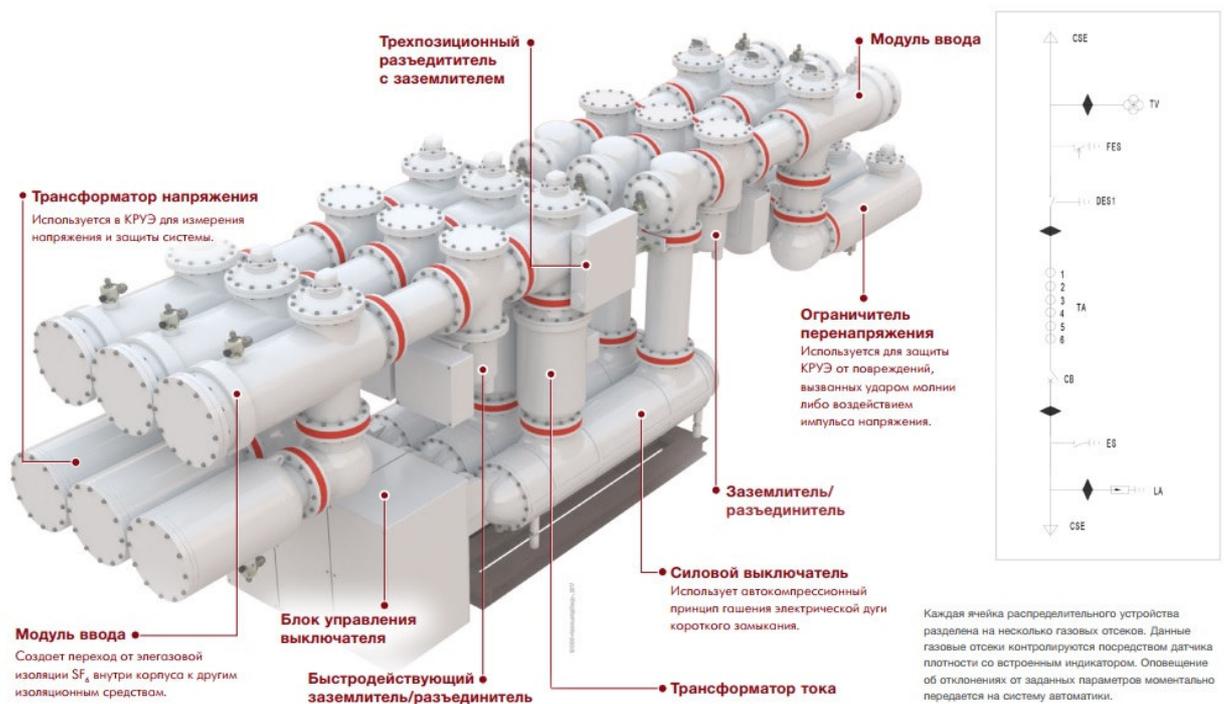


Рисунок 1 – состав оборудования КРУЭ 220 кВ

Преимуществами комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией является:

1) Компактность: площадь, занимаемая КРУЭ составляет от 10% до 25% от площади, требуемой для возведения подстанции с традиционными ОРУ, а объем ячейки КРУЭ более чем в 100 раз меньше ячейки ОРУ, что позволяет строить подстанции в густозаселенных районах или районах с высокой стоимостью земли для застройки (крупные города и мегаполисы).

Возможность создания подстанций с любой компоновкой. Такая возможность обеспечивается применением модульных компонентов, легко стыкующихся друг с другом. При этом легко реализуются схемы с одной и двумя системами шин, с обходными шинами, секционированными шинами, а также такие как с двумя выключателями на присоединение, мостик, полуторная или кольцевая и т. п.;

2) Климатические факторы: Герметичные КРУЭ незаменимы в труднодоступных районах и районах с суровыми климатическими условиями (районы со скальным грунтом и районы вечной мерзлоты с трудно

осваиваемыми площадками для подстанций), районах с сильно загрязненной атмосферой и солевыми туманами (на металлургии, химической и нефтехимической промышленности, объектах находящихся непосредственно возле морского берега, ТЭЦ и ГРЭС).

3) Экономические факторы: Срок эксплуатации КРУЭ до первого ремонта, как правило, составляет не менее 15 лет. Высокая надежность, безопасность эксплуатации, отсутствие необходимости капитального ремонта за весь срок службы, минимизация эксплуатационных затрат на весь срок гарантирует высокий экономический эффект.

4) Экологичность: В КРУЭ изоляционной средой служит гексафторид серы SF₆, (элегаз) – инертный газ без цвета и запаха. В электроустановках нового поколения элегаз является экологически безопасной заменой масляной изоляции. При нормальных условиях элегаз не растворяется в воде и не вступает в реакцию ни с одним веществом.

5) Монтаж: довольно компактные размеры КРУЭ упрощают вопрос транспортировки оборудования с завода изготовителя к месту монтажа, а также это значительно влияет на скорость самого монтажа оборудования подстанции.

6) Низкая чувствительность к внешним воздействиям. Металлический корпус из алюминиевого сплава обеспечивает защиту газовой и твердой изоляции, в результате чего ее физические свойства остаются неизменными в течение всего срока службы оборудования.

7) Высокая надежность, большой срок службы и высокая эксплуатационная готовность. Благодаря простоте конструкций, сборке в заводских условиях основных коммутационных аппаратов с функциональной проверкой их управления, а главное, эксплуатация в обогреваемых помещениях обеспечивается максимальная надежность работы всех силовых

элементов КРУЭ и вспомогательных систем (приводов, шкафов местного управления, контроля и сигнализации с датчиками на оборудовании ячейки).

8) Высокая сейсмостойкость. Низкое расположение центра тяжести КРУЭ, а также специальные меры повышения сейсмостойкости, например оптимальное размещение аппаратов и элементов конструкции, монолитный фундамент и прочные опоры, позволяет КРУЭ выдерживать высокие сейсмические нагрузки, практически не получая повреждений. [2]

Так же комплектные распределительные устройства наряду с преимуществами обладают недостатками, такими как:

1) Высокая стоимость оборудования, в 2 или 3 раза превышающая стоимость ОРУ;

2) Ответственное требование во время производства оборудования, неправильная сборка оборудования, может привести к серьезным авариям, ведущим за собой большие затраты, а также нанесение вреда эксплуатирующему и оперативному персоналу, что является одним из важнейших факторов;

3) Ответственное отношение при монтаже КРУЭ, например, отклонение уровня пола не должно превышать десятых частей градуса.

4) КРУЭ обеспечивает высокий уровень безопасности по отношению к факторам внешнего воздействия, но несмотря на это оборудование может представлять потенциальный риск вследствие:

а) Высокого давления изоляционной среды внутри оболочки;

б) Сброса давления в аварийных условиях при воздействии внутренней дуги, поскольку в экстремальных условиях дуга может прожечь оболочку КРУЭ. Эти явления приводят к внезапному выбросу горячего газа;

в) Сложности монтажа при вводе оборудования в эксплуатацию и при ремонте с заменой элементов;

г) Возможного появления большой концентрации элегаза при разгерметизации объёмов КРУЭ, а также вредных продуктов распада элегаза при повреждениях КРУЭ с коротким замыканием таких как: Пентафторид серы (S_2F_{10}), тетрафторид серы (SF_4), Фторид меди (CuF_2). При отравлении элегазом или продуктами его распада следует руководствоваться следующими правилами:

1) При кратковременном контакте с продуктами разложения работник обязан немедленно промыть открытые поверхности кожи мыльным раствором с большим количеством воды.

2) В случае потери сознания работником вследствие удушья в помещении, заполненном элегазом, пострадавшему необходимо дать кислородную подушку, а затем немедленно вынести его на свежий воздух. Категорически запрещается для восстановления жизненных функций производить искусственное дыхание. В дальнейшем вызвать карету скорой помощи и продолжать контролировать состояние пострадавшего.

3) Попадание твердых продуктов разложения элегаза на поверхностные покровы вызывает сильное раздражение кожи или ее ожог. В этом случае необходимо быстро удалить их с пораженного участка. Для этого необходимо пораженный участок кожи обильно промыть проточной водой (не менее 20 минут), слабым раствором аммиака или раствором пищевой соды. При обработке ожогов поверхностных покровов кожи запрещается использование жиров и масел. Обожженную поверхность необходимо накрыть чистой салфеткой и поверх нее положить сухой холод (на 20-30 минут).

4) При попадании твердых продуктов элегаза в глаза, их необходимо обильно промыть водой, а затем 3% раствором борной кислоты. Струя холодной воды должна быть, направлена так, чтобы она стекала от носа кнаружи. В случае отравления (попадания в желудок) продуктов разложения элегаза необходимо промыть желудок большим количеством воды.

5) В каждом помещении с элегазовым оборудованием должна быть аптечка, для оказания первой помощи укомплектованная в соответствии с национальными требованиями.

1.2. Основные критерии при проектировании подстанционного оборудования.

При развитии электрических сетей необходимо руководствоваться следующими основными критериями:

- *надежность*: электрическая сеть должна обеспечивать выдачу мощности электрических станций, транспорт электрической энергии и энергоснабжение потребителей для нормальной и основных ремонтных схем, при нормативных аварийных возмущениях;

- *доступность*: электрическая сеть должна обеспечивать всем субъектам оптового/розничного рынков электроэнергии и мощности условия для беспрепятственной поставки на рынок своей продукции (электроэнергии и мощности) на конкурентной основе при наличии спроса на нее; обеспечивать всем субъектам оптового/розничного рынков возможности получения электроэнергии и мощности в необходимом объеме с требуемой надежностью и качеством, удовлетворяющим нормативным требованиям;

- *экономичность*: развитие сети должно обеспечивать максимальную экономичность при условии обеспечения требуемого уровня надежности, в том числе способствовать снижению затрат и потерь на передачу электроэнергии, а также на эксплуатацию оборудования;

- *не обслуживаемость*: развитие сети должно обеспечить минимизацию потребности участия человек в процессах эксплуатации, техническом обслуживании и управлении.

- *гибкость*: электрическая сеть должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие и иметь резервы для адаптации к изменениям внешних условий (рост нагрузок и развитие электростанций, изменения направления и величины потоков мощности, осуществление межгосударственных договоров по поставке электроэнергии и др.);

- *эффективность*: развитие электрической сети должно осуществляться для достижения наилучших экономических показателей энергосистемы в целом при максимальной оптимизации использования имеющихся производственных активов независимо от форм собственности объектов электроэнергетики;

- *инновационность*: проектирование развития электрической сети должно осуществляться с учетом последних достижений науки и техники;

- *экологичность*: развитие электрической сети должно соответствовать требованиям охраны окружающей среды, предусматривать внедрение инновационных решений, способствующих снижению негативного воздействия объектов электроэнергетики на окружающую среду, а также исключению случаев нанесения ущерба окружающей среде;

- *безопасность*: развитие электрической сети должно быть направлено на обеспечение энергобезопасности ЕЭС России. [10, 11]

1.3. Требования к конструкции КРУЭ.

КРУЭ должно быть выполнено таким образом, чтобы обеспечивалась безопасность персонала при нормальной эксплуатации, а также при аварийных ситуациях и ремонтных работах, в том числе при обслуживании

коммутационных аппаратов, при заземлении подсоединяемых кабелей, определении повреждения кабеля, испытаниях напряжением подсоединяемых кабелей или других аппаратов и устранении опасных электростатических зарядов, а также при проверке последовательности фаз после установки или расширения.

Конструкция устройства должна быть такой, чтобы допустимые смещения фундамента и механические или термические воздействия не влияли на заданные параметры оборудования. Компенсаторы механических смещений и расширений размещаются там, где необходимо для обеспечения механической гибкости КРУЭ.

Все элементы с одинаковыми номинальными данными и конструкцией, которые могут потребовать замены, должны быть взаимозаменяемыми.

Различные элементы, заключенные в оболочку, выполняются по соответствующим стандартам с учетом требований, приведенных в настоящей работе.

1.3.1 Деление на отсеки.

КРУЭ должно быть разделено на отсеки таким образом, чтобы были соблюдены нормальные рабочие условия и обеспечены меры по ограничению воздействия дуги на внутренние полости. Для этой цели используют перегородки, конструкция которых должна соответствовать требованиям, изложенным в ГОСТ Р 54828.

1.3.2 Перегородки (изоляторы)

Перегородки рассчитаны:

– на разность давлений при вакуумировании газа из отсека (элемента) с одной стороны перегородки при нормальном рабочем давлении на другой стороне перегородки;

– на увеличенное давление на одной стороне перегородки при нормальном рабочем давлении на другой её стороне во время электрического испытания оборудования цепей;

– для несимметричных перегородок на наихудшее направление давления;

– на дополнительные нагрузки и вибрацию;

– на возможность обслуживания элемента, выполняемого с перегородкой, находящейся под давлением.

1.3.3 Элементы, устанавливаемые в оболочках.

Элементы КРУЭ, устанавливаемые в оболочках, должны удовлетворять требованиям соответствующих стандартов.

Ввиду малых габаритов, увеличенных сроков службы и межремонтных периодов, в конструкциях элементов КРУЭ должны быть предусмотрены устройства, позволяющие контролировать параметры оборудования в процессе его эксплуатации и обеспечивать повышенную надёжность функционирования:

- в коммутационных аппаратах счетчики срабатывания;

- в ОПНЭ датчики контроля тока проводимости;

- в измерительных трансформаторах исполнение отдельной обмотки для учёта электроэнергии.

Для приводных систем выключателей и быстродействующих заземлителей, обладающих включающей способностью на короткое замыкание, предпочтение должно отдаваться пружинным механизмам, для разъединителей и рабочих заземлителей – двигательным приводам.

Элементы КРУЭ должны быть оснащены вспомогательными средствами (подогрев, вентиляция, защитные меры и т.п.), обеспечивающими нормальную работу оборудования во всём диапазоне фактических условий эксплуатации. При использовании подогрева элементов КРУЭ должен быть предусмотрен контроль цепи подогрева. В случае нарушения действия вспомогательных средств, нормальное функционирование оборудования КРУЭ должно быть возможно в течение двух часов после прекращения работы этих средств. [18]

После восстановления действия вспомогательных средств, оборудование КРУЭ должно обеспечивать нормированные ему технические характеристики. Перемена полярности в точке присоединения не должна приводить к повреждению вспомогательных цепей и цепей управления.

Органы управления включением и отключением коммутационными аппаратами и органы управления аварийным прекращением работы сети должны располагаться на высоте от 0,4 м до 1,8 м выше уровня обслуживания. Другие органы управления должны быть расположены на удобной для оперирования высоте. Индикаторные устройства должны располагаться на такой высоте, на которой их показания легко различимы.

Размещение элементов КРУЭ должно учитывать доступность для монтажа, прокладки проводов, обслуживания и замены. В случае необходимости обслуживания элементов КРУЭ на высоте 1,2 м и более от уровня пола, следует предусматривать площадки обслуживания – передвижные и/или стационарные. Если элементы КРУЭ нуждаются в настройке в течение срока эксплуатации, должен быть предусмотрен легкий

доступ для обслуживающего персонала без опасности поражения электрическим током.

1.3.4 Кабельные соединения.

Те составные части КРУЭ, которые остаются соединенными с кабелем, должны выдерживать испытательные напряжения, установленные в соответствующих стандартах для кабелей на то же номинальное напряжение. Во время испытаний электрической прочности кабелей соседние части КРУЭ, как правило, должны быть отключены и заземлены, чтобы предотвратить влияние пробивных разрядов в кабеле на части КРУЭ, находящиеся под напряжением. Для этого в кабельном присоединении КРУЭ должен быть установлен технологический разъединитель (разъём). [9]

Ввод для проведения диагностики и испытания кабеля напряжениями постоянного и переменного тока должен быть предусмотрен на оболочке кабельного соединения или на КРУЭ для каждой фазы (МЭК 62271-209).

1.3.5 Прямые соединения с трансформатором.

Прямые соединения КРУЭ с трансформатором выполняются в соответствии со стандартом МЭК 62271-211. Для возможности проведения профилактических испытаний трансформаторов в элегазовом токопроводе КРУЭ у входа в трансформатор должен быть установлен технологический разъединитель (разъём).

1.3.6 Вводы «элегаз-воздух» («воздух-газ»)

Вводы КРУЭ должны соответствовать требованиям ГОСТ 1516.3, ГОСТ 8024 и ГОСТ 9920. Вводы должны соответствовать климатическому исполнению

1.3.7 Токопроводы

В конструкциях токопроводов для внутривыпускных связей преимущественно должны использоваться оболочки, токоведущие части, контактные узлы, перегородки и опорные изоляторы, применяемые в основных элементах КРУЭ. Конструкции токопроводов должны удовлетворять всем испытательным нормам, распространяющимся на КРУЭ – ГОСТ Р 54828, МЭК 62271-203.

1.3.8 Изолирующие устройства.

Для обеспечения возможности испытания КРУЭ повышенным напряжением, нормируемым для соединения с трансформатором и вводов, также как для кабельного соединения, должна быть предусмотрена возможность создания изоляционного разрыва от сопрягаемого оборудования. Применение изоляционных приспособлений является более предпочтительным способом, чем демонтаж деталей. Для воздушных вводов может быть достаточным отсоединения провода с внешней (воздушной) стороны.

Для возможности проведения проверки электрического сопротивления главной токоведущей цепи в конструкции КРУЭ должна быть предусмотрена возможность доступа к главной токоведущей цепи без демонтажа элементов КРУЭ.

1.3.9 Защита от коррозии.

Выбор материалов и защитных покрытий деталей и сборочных единиц КРУЭ должен определяться условиями эксплуатации, стандартами Единой системы защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС) и указываться в эксплуатационной документации.

При эксплуатации необходимо обращать внимание на возможное возникновение коррозии оборудования. Все болтовые или резьбовые соединения оболочки должны оставаться легко разбираемыми. В частности, гальваническая коррозия между материалами должна учитываться, так как она может привести к потере герметичности. Непрерывность цепей заземления должна гарантироваться с учетом коррозии болтовых и резьбовых соединений.

Количество точек заземления и схема заземления КРУЭ должны быть выполнены таким образом, чтобы исключить какие-либо проявления электрохимической коррозии металла токопроводов КРУЭ в местах перехода их через перекрытия.

1.3.10 Газовая система КРУЭ.

Управляемая система давления, в которой объем газа автоматически подпитывается от внешнего источника сжатого газа или от внутреннего источника газа, в КРУЭ не применяется.

В КРУЭ используются автономная система давления и замкнутая система давления. Должны быть предусмотрены средства, дающие возможность безопасной и удобной подпитки газовых систем при нахождении

оборудования в эксплуатации. Применение внешних трубок для подпитки газа недопустимо.

Автономные системы давления газа.

Характеристика герметичности автономной системы давления и время между подпитками при нормальных условиях эксплуатации должны быть установлены изготовителем в соответствии с принципом минимального обслуживания и осмотра, а время между подпитками должно быть не менее чем 1 месяц. Рекомендуемый уровень утечки одиночного отсека КРУЭ в атмосферу и между отсеками для автономной системы давления – не более 0.5 % в год.

Замкнутые системы давления

Герметичность замкнутых систем давления характеризуется ожидаемым сроком службы. Ожидаемый срок службы по режиму утечки должен быть определен изготовителем. Предпочтительные значения: 20 лет, 30 лет и 40 лет. В замкнутой системе давления для выполнения требования к ожидаемому сроку службы принимается уровень утечки газа - 0,1 % в год.

Координация давления

Давление внутри КРУЭ может отличаться от уровня номинального давления заполнения из-за различных условий эксплуатации. Повышение давления из-за температуры и утечки между отсеками может вызвать дополнительные механические напряжения. Снижение давления, из-за утечки, может снизить электрическую прочность.

Ниже, на рисунке 2, представлена рекомендуемая координация давлений по ГОСТ Р 54828 (МЭК 62271-203).

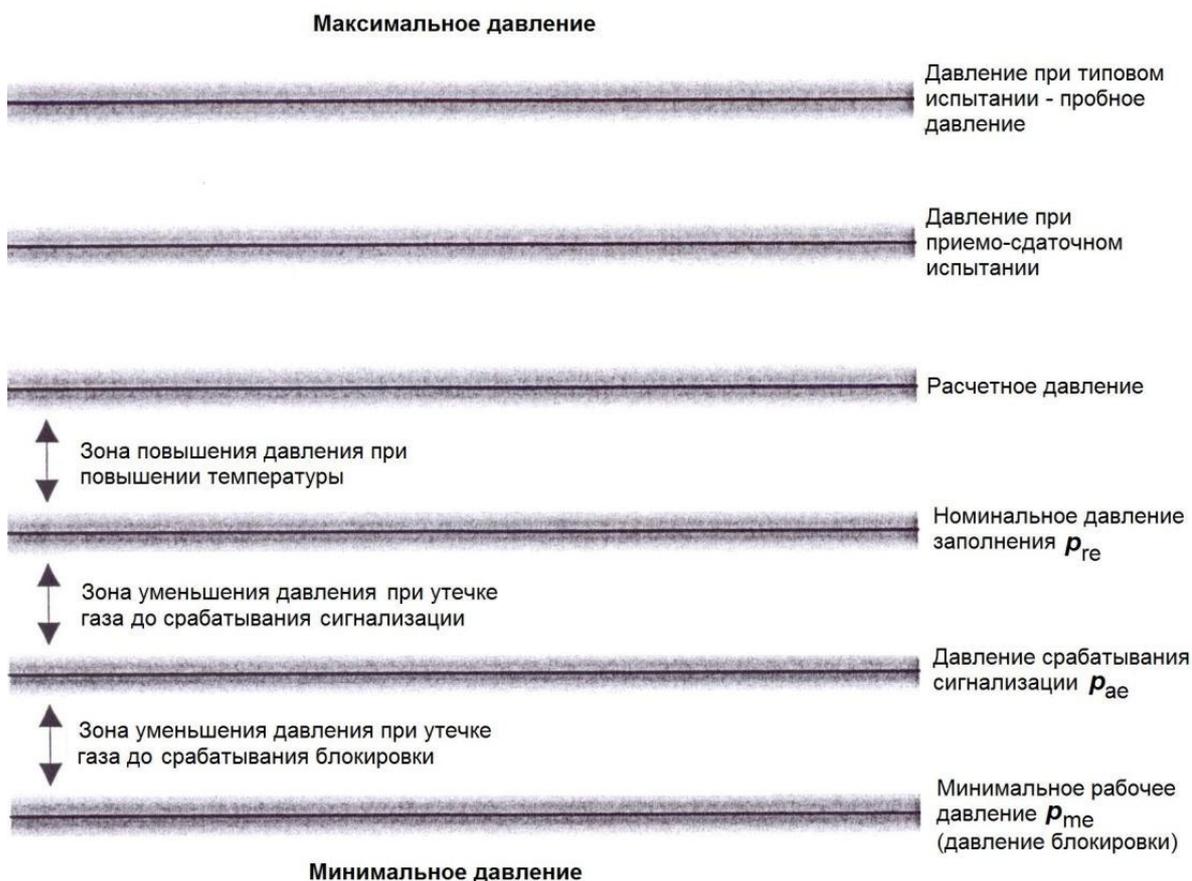


Рисунок 2 – Рекомендуемая координация давлений по ГОСТ Р 54828 (МЭК 62271-203)

Изготовитель должен выбрать минимальное допустимое давление элегаза для изоляции и коммутационной способности p_{me} и давление срабатывания предупредительной сигнализации снижения давления. Номинальное давление элегаза для изоляции и коммутационной способности при заполнении $p_{ге}$ устанавливается в зависимости от минимального допустимого давления элегаза для изоляции и коммутационной способности и допустимого уровня утечки, чтобы получить интервал времени между подпитками 25 лет.

Интервал между значением давления при срабатывании сигнализации о снижении давления и минимальным допустимым давлением должен быть достаточным для выполнения работ по повышению давления. Погрешность устройств контроля давления газа должна учитываться.

Сброс давления

Устройства для сброса давления защищают от избыточного давления в случае внутреннего повреждения. В целях безопасности и ограничения последствий для КРУЭ рекомендуется в каждый отсек установить устройство для сброса давления, кроме отсеков с большим объемом, где избыточное давление само ограничивается до значений, которые не превышают давление типового испытания. Для таких отсеков возможность ограничения давления должна быть подтверждена расчётом. Устройства для сброса давления должны быть расположены так, чтобы свести к минимуму опасность для оператора при выполнении им обычных обязанностей на подстанции с газовой изоляцией.

Устройства для сброса давления должны иметь дефлектор, чтобы направлять выброс и обеспечивать отсутствие опасности для работы оператора в местах его возможного нахождения.

Каждый газовый отсек должен быть оборудован реле или датчиком плотности, газовым клапаном и абсорбентом, и защищен системой аварийного сброса давления. Размеры абсорбента позволяют исключить образование конденсата при сервисных операциях и абсорбировать газообразные продукты разложения элегаза в отсеке выключателя.

Программа технического диагностирования состояния КРУЭ должна определяться техническими характеристиками оборудования, параметрами надёжности, которые изготовитель гарантирует оборудованию, и интенсивностью его работы в эксплуатации.

Система диагностики КРУЭ может предусматривать контроль основных технических характеристик оборудования:

- состояния главной токопроводящей цепи (степень нагрузки по току и нагрев элементов КРУЭ);

- состояния изоляции главных цепей, уровень частичных разрядов;
- состояния газовой системы (давление/плотность элегаза, степень увлажнения элегаза, примеси в элегазе);
- состояния блокировок коммутационных аппаратов;
- соответствия механических параметров коммутационных аппаратов (скоростные и временные характеристики, конечные положения подвижных частей, параметры приводов);
- ресурсных характеристики коммутационных аппаратов (механическая наработка, коммутационный ресурс);
- состояния вторичных цепей измерительного оборудования и цепей управления, включая контроль оперативных цепей и системы обогрева.



Рисунок 3 – Устройства работы с элегазом

1.3.11 Конструкция оболочек.

Конструкция оболочек должна соответствовать требованиям «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» ПБ 03-576-03.

Оболочка должна быть способной выдерживать нормальные и переходные давления, которым она подвергается в эксплуатации, а также возможные воздействия при возникновении внутреннего дугового перекрытия. В случае внутреннего короткого замыкания, в результате которого происходит повреждение оболочки, она должна быть заменена и проверена целостность оболочек смежных элементов.

Воздействие дуги при внутреннем коротком замыкании и стойкость оболочек элементов КРУЭ

Должны быть предусмотрены меры для уменьшения последствий внутренней дуги для оборудования КРУЭ и сокращения временного интервала перерыва в энергопитании. Одним из средств, которые решают эту проблему, являются устройства сброса давления (предохранительные мембраны, клапаны и т.п.). Дуга не должна проникать в соседние газовые отсеки. Последствия внутренней дуги должны быть локализованы в пределах одного отсека, в котором возникла дуга.

Секционирование КРУЭ должно позволять быстро восстановить те части, которые не подверглись воздействию дуги, и восстановить функционирование КРУЭ.

Воздействие дуги

Следствием внутреннего дугового перекрытия являются:

- повышение давления газа и
- возможный прожог оболочки.

Чтобы обеспечить высокую степень защиты персонала, внешние эффекты дуги должны ограничиваться соответствующей защитой, появлением отверстий или разрывов в оболочке без какого-либо неконтролируемого выброса твердых частиц.

Длительность горения дуги определяется первой ступенью релейной защиты (основная защита) или второй ступенью (резервная защита).

Основой безопасности КРУЭ является тот факт, что оболочка КРУЭ должна быть рассчитана на «Расчетное давление» и соответствовать фактическим рабочим давлениям. Защита от короткого замыкания через внутреннюю дугу обеспечивается высоким запасом прочности между давлением разрыва и расчетным давлением, а также применением устройств разгрузки давления, установка которых может быть основана на знании повышения расчетного давления. С этой целью точность прогнозирования вычисления повышения давления, основанного на эмпирических данных различных испытаний дуги, является правильным решением. По статистике НИИВА за 30 лет эксплуатации, благодаря этим мерам, не было получено сообщений ни об одном случае взрыва.

Рекомендованные критерии защиты по ГОСТ Р 54828 и МЭК 62271-203 при различной длительности дуги согласно настройке систем защиты приводятся ниже в Таблице 1.

Таблица 1 – Критерии защиты при различной длительности дуги

Номинальный ток короткого замыкания	Степень защиты	Длительность тока	Критерии состояния
≤ 40 кА (действующее значение)	1	0,2 с	Без внешних эффектов, кроме работы устройств сброса давления
2	$\leq 0,5$ с	Без фрагментации (допустим прожог)	

≥ 40 кА (действующее значение)	1	0,1	Без внешних эффектов, кроме работы устройств сброса давления
2	$\leq 0,3$	Без фрагментации (допустим прожог)	

1.3.12. Блокировки

Блокировки КРУЭ связаны как с состоянием уровня давления газа в элементах ячейки, так и обеспечением безопасности и предотвращения ущерба при работе с коммутационными аппаратами КРУЭ.

Блокировка низкого и высокого давления и контролируемые устройства

Автономные и замкнутые системы давления, заполненные сжатым газом для изоляции и/или функционирования, и имеющие минимальное рабочее давление для изоляции и/или функционирования выше 0,2 МПа (абсолютное давление), должны быть снабжены контролирующими устройствами давления (или плотности) для постоянного или, по крайней мере, периодического контроля как части программы обслуживания с учетом требований соответствующих стандартов.

Для элементов КРУЭ и аппаратуры управления, имеющих минимальное рабочее давление не выше 0,2 МПа (абсолютное давление), такие средства должны быть предметом соглашения между изготовителем и потребителем.

Плотность газа или давление газа, скомпенсированное по температуре, в каждом отсеке должны постоянно контролироваться. Контролирующее устройство индикаторного типа должно обеспечивать не менее двух уставок уровня давления или плотности (давление/плотность сигнализации и минимальные функциональные давление или плотность).

Контролирующие устройства газа должны быть доступны для проверки и замены при нахождении оборудования высокого напряжения в эксплуатации.

Блокировки в главных цепях КРУЭ

Для главных цепей обязательны следующие устройства блокировки, которые используются при создании изоляционных промежутков и заземлении:

- блокировки для предотвращения включения – на аппаратах, установленных в главной цепи, которые используются для обеспечения изоляционного промежутка при работах по обслуживанию;

- блокировки для предотвращения отключения – на заземлителях.

Элементы блокировок КРУЭ (промежуточные реле блокировок разъединителей/заземлителей, контакторы блокировок разъединителей/заземлителей), выполненных заводом-изготовителем, должны иметь дополнительные блокконтакты состояния для сбора в контроллеры присоединения в виде дискретных сигналов информации о состоянии указанных элементов.

В цепях электрической блокировки КРУЭ должны быть предусмотрены реле блокировки с нормально замкнутыми контактами для реализации дополнительных условий блокировки (программные блокировки в контроллерах присоединений).

Заземлители, имеющие включающую способность при коротком замыкании, меньшую номинального пика выдерживаемого тока короткого замыкания, должны быть механически заблокированы с соответствующими разъединителями так, чтобы при высоком напряжении на главной токоведущей цепи было невозможно включение заземляющей цепи, а при включённом положении заземляющей цепи не допускалось включение главной токоведущей цепи.

Быстродействующие заземлители должны иметь блокировку от включения при наличии напряжения на главной токоведущей цепи и механическую блокировку привода в отключенном и включенном положениях.

Выключатели нагрузки с включающей способностью при коротком замыкании менее, чем номинальный пик выдерживаемого тока короткого замыкания или с отключающей способностью, менее номинального рабочего тока, и разъединители должны быть сблокированы с соответствующим выключателем, чтобы предотвратить отключение или включение выключателя нагрузки или разъединителя, если выключатель не отключен. Однако на подстанциях с несколькими системами сборных шин должны быть возможны операции по переключению с одной системы шин на другую, выполняемые под нагрузкой. [16]

Конструкция КРУЭ должна предусматривать проведение проверки отсутствия высокого напряжения на отходящих линиях путём использования встроенных указателей напряжения.

1.3.13. Шум.

Во время работы КРУЭ уровень шума, производимого оборудованием, не должен превышать установленное значение. Это значение и методика проверки должны определяться в соответствии с ГОСТ 23941.

1.3.14. Заземление КРУЭ и аппаратуры управления.

Оболочки элементов КРУЭ и вспомогательного оборудования должны быть снабжены надежным заземляющим выводом, имеющим зажимной винт

или болт для соединения с заземляющим проводником. Точка подсоединения должна быть маркирована знаком заземления в соответствии с ГОСТ 21130. Части металлических оболочек, подсоединенных к системе заземления, могут рассматриваться как заземляющий провод. Общие рекомендации для заземляющих устройств в электроустановках – ПТЭ, раздел 5.10.

Допускается заземление КРУЭ выполнять в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

Заземление главной цепи

Должна быть предусмотрена возможность заземления всех частей главных токоведущих цепей для обеспечения безопасности обслуживающего персонала во время ремонтных работ.

Заземление может быть выполнено посредством:

а) заземлителя с включающей способностью, равной пику номинального выдерживаемого тока, если при заземлении есть вероятность, что подсоединяемая цепь находится под напряжением;

б) заземлителя, не обладающего включающей способностью на ток короткого замыкания, если при заземлении есть уверенность в том, что подсоединяемая цепь не находится под напряжением.

Заземлители, устанавливаемые на сборных шинах и на отходящих линиях, должны обладать быстродействием и включающей способностью на ток короткого замыкания.

Кроме того, после открытия оболочки на время проведения ремонтных работ должна быть обеспечена возможность подсоединения переносных заземлений к тем элементам цепи, которые ранее были заземлены через заземлители.

Заземление оболочки

Оболочки и все металлические части, не входящие в главную или вспомогательную цепь, должны быть заземлены. Выполнение соединений оболочек, рамы и других металлических частей с целью обеспечения непрерывности цепи возможно болтовым соединением или сваркой.

При пофазной конструкции КРУЭ для обеспечения протекания наведенных токов должны устанавливаться петлевые цепи, соединяющие между собой оболочки трех фаз. Каждая из этих петлевых цепей должна быть напрямую связана, насколько это возможно, с общей системой заземления при помощи проводника, способного проводить ток короткого замыкания.



Рисунок 4 – Заземление оболочек полюсов КРУЭ на концах токопроводов в месте установки вводов.

1.3.15. Степени защиты.

Безопасность персонала, обслуживающего главные цепи КРУЭ, достигается благодаря полной герметизации оболочек главной цепи КРУЭ.

Степени защиты согласно ГОСТ 14254 должны быть определены для аппаратуры управления, допускающих проникновение снаружи, и для оболочек (шкафов) соответствующих цепей управления и /или вспомогательных цепей низкого напряжения и приводов управления всех коммутационных аппаратов высокого напряжения, аппаратуры управления и коммутационных устройств.

Защита персонала от доступа к опасным частям и защита оборудования от твердых посторонних предметов (код IP)

Степень защиты персонала от доступа к опасным частям цепей управления и/или вспомогательных цепей и любым опасным подвижным частям обеспечиваемая оболочкой, должна обозначаться в соответствии с Таблицей 2.

Первая характеристическая цифра указывает степень защиты, обеспечиваемую оболочкой в отношении персонала, а также защиты оборудования внутри оболочки от проникновения твердых посторонних предметов. В ней приведены характеристики предметов, которые должны быть “исключены” оболочкой для каждой из степеней защиты. Термин ”исключены” означает, что твердые посторонние предметы не будут проникать в оболочку полностью и что часть тела работника или предмета, находящегося в его руках, не входят в оболочку, а, если входят, то будет сохранен соответствующий зазор и не будет касания подвижных частей.

Таблица 2 – Степень защиты персонала

Степень защиты	Защита от попадания твердых посторонних предметов	Защита от прикосновения к опасным частям
IP1X	Предметы диаметром 50 мм и более	Доступ щупом (испытательный щуп диаметром 12 мм, длиной 80мм)
IP2X	Предметы диаметром 12,5 мм и более	Доступ щупом (испытательный щуп диаметром 12 мм, длиной 80мм)

IP2XC	Предметы диаметром 12,5 мм и более	Доступ инструментом (испытательный стержень диаметром 2,5мм, длиной 100 мм)
IP2XD	Предметы диаметром 12,5 мм и более	Доступ проволокой (испытательная проволока диаметром 1 мм, длиной 100мм)
IP3X	Предметы диаметром 2,5 мм и более	Доступ инструментом (испытательный стержень диаметром 2,5мм, длиной 100 мм)
IP3XD	Предметы диаметром 2,5 мм и более	Доступ проволокой (испытательная проволока диаметром 1 мм, длиной 100 мм)
IP4X	Предметы диаметром 1 мм и более	Доступ проволокой (испытательная проволока диаметром 1 мм, длиной 10мм)
IP5X	Пыль Попадание пыли не предотвращается полностью, но она не проникает в таком количестве или в такие места, чтобы это могло мешать удовлетворительной работе аппарата или ухудшать безопасность.	Доступ проволокой (испытательная проволока диаметром 1 мм, длиной 100 мм)

Защита от попадания воды (код IP)

Для оборудования внутренней установки степень защиты от опасного попадания воды, как вторая характеристическая цифра IP кода не указывается (вторая характеристическая цифра X).

Оборудование для наружной установки, обеспеченное дополнительными элементами защиты от дождя и других погодных условий, должно быть обозначено посредством дополнительной буквы W, приводимой после второй характеристической цифры или после дополнительной буквы, если таковая имеется.

1.3.16. Электромагнитная совместимость (ЭМС).

Для главной цепи коммутационной аппаратуры в нормальном режиме работы без коммутационных операций уровень эмиссии проверяется путем измерения напряжения радиопомех, если это применимо. Методика проведения испытаний с определением радиопомех должна соответствовать ГОСТ 1516.2, п. 7.6.

Требования к электромагнитной совместимости предъявляются к интерфейсам и вводам вспомогательных цепей, цепей управления, вспомогательных сборок, имеющим электронные компоненты, воздействие помех на которые может привести к неправильному функционированию. Предельные значения радиопомех при испытаниях не должны превышать нормированных значений, указанных в стандартах на электрооборудование отдельных видов (Общие указания по электромагнитной совместимости и ее улучшению приведены в ГОСТ Р 51317.6.5)

1.3.17. Указатели положения

В коммутационных аппаратах в случае, если контакты невидимы, должен быть предусмотрен ясный и надежный указатель положения контактов главной цепи, механически связанный с этими контактами. Должна быть возможность легко контролировать указатель положения при регламентных работах с оборудованием.

Цвета и маркировка положений указательного устройства в отключенном, включенном или, где предусмотрено, заземленном положении, должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.3.

Включенное положение должно быть маркировано как В (белая буква на красном фоне). Отключенное положение должно быть маркировано как О

(белая буква на зелёном фоне).

Определение отключенного положения разъединителя или заземлителя обеспечивается, если выполнено одно из следующих условий:

- виден изоляционный промежуток;
- положение подвижного контакта, гарантирующее изоляционное расстояние или промежуток, показывается визуальным индикаторным устройством. [7]

1.3.18. Таблички.

КРУЭ, его основные части и приводные устройства должны иметь заводские таблички, соответствующие ГОСТ 12969 и ГОСТ 12971, содержание которых согласовывается между изготовителем и заказчиком. Таблички должны быть с четким и с длительно сохраняющимся текстом, устойчивым к атмосферным воздействиям и коррозии.

2. АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ КОМПЛЕКТНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ЭЛЕГАЗОВЫХ

2.1. Исследование надежности и аварийности КРУЭ. Сравнение с традиционными РУ.

Анализ показывает, что независимо от организационной структуры отрасли и форм собственности в качестве основной цели функционирования энергосистем принимают обеспечение надежного электроснабжения потребителей при наименьших затратах. Для обеспечения надежного и экономичного электроснабжения энергокомпаниям приходится договариваться об общей цели, обеспечивать взаимный обмен данными для ее достижения, устанавливать общие критерии надежности и, наконец, распределять справедливым образом выгоду от сотрудничества. При этом наиболее пристальное внимание уделяется аспектам надежности [1].

Схемы коммутации электроустановок повышенных напряжений приоритетно выделяют среди прочих схем. На то имеется веская причина. Электростанции и крупные подстанции, являясь опорными коммутационными узлами внутри- и межсистемных связей, пунктами по поддержанию требуемого качества электроэнергии, регуляторами параметров графиков нагрузки энергосистем, оказывают заметное влияние на надежность и экономичность режимов их работы. Поэтому схемы коммутации и соответствующие им конструкции РУ - важные элементы электроустановок. В этой связи представляется полезным оценить достигнутый уровень надежности КРУЭ и выявить дополнительные преимущества для более широкого использования в энергосистемах страны данного вида оборудования.

Анализ практики промышленно развитых стран показывает [2] стремительную сдачу позиций масляными (баковыми), маломасляными, электромагнитными и воздушными (кроме генераторных) выключателями.

Напротив, все более массовое применение получают вакуумные (напряжение до 36 кВ) и элегазовые (до и выше 36 кВ) выключатели, а также КРУЭ. Еще в 70-х годах имелась представительная информация западноевропейских фирм (производители в Великобритании, Швейцарии, Франции, ФРГ и др.) о выпускаемых воздушных выключателях для электроустановок напряжением класса 100-800 кВ. В конце 80-х годов в каталогах тех же производителей фигурировали уже, как правило, элегазовые выключатели и КРУЭ.

Структура типов выключателей 110 — 500 кВ в энергосистемах России по состоянию на 2002 г. отражена в таблице 3.

Таблица 3 – Структура типов выключателей 110 — 500 кВ в энергосистемах России по состоянию на 2002 г.

Тип выключателей	Доля выключателей, %		
	110 кВ	220 кВ	500 кВ
Воздушные	11,4	20,4	98,2
Масляные (баковые)	58,8	61,3	-
Маломасляные	21,2	8,7	-
Элегазовые	8,6	9,6	1,8
Итого	100,0	100,0	100,0

Как видно из данных табл. 3, доля элегазового коммутационного оборудования (баковые и колонковые элегазовые выключатели, а также КРУЭ) не превышает 2-10% общего числа установленных выключателей. По данному показателю оснащенность отечественных энергосистем рассматриваемыми типами оборудования соответствует уровню 80-х годов в промышленно развитых странах. Также следует обратить внимание на широкое (около 60%) использование в сетях 110 – 220 кВ масляных (баковых) выключателей. Их производство прекращено более 20 лет назад. Это означает, что в предстоящие годы в энергосистемах России предстоит выполнить большой объем работ по замене физически и морально изношенного коммутационного оборудования. [5]

Сбор статистических данных по надежности КРУЭ был инициирован рабочей группой исследовательского комитета № 23 СИГРЭ в начале 90-х годов. На этом работы не были оставлены. К 2000 г. Ей удалось собрать и обработать данные по 50% КРУЭ, эксплуатируемых в мире (табл. 4).

Таблица 4 – Сбор статистических данных по надежности КРУЭ

Ном. Напр., кВ	Число		КРУЭ				
	стран	респон дентов	общее число	число ячеек с выключателя ми	длительность эксплуатации, ячейки-лет	средний срок службы ячеек, лет	среднее число присоеди нений
От 60 до 100	8	22	1061	6910	56 884	8,2	6,5
От 100 до 200	26	63	609	3817	34 060	8,9	6,3
От 200 до 300	18	36	270	1732	16 040	9,3	6,4
От 300 до 500	17	21	110	689	6774	9,8	6,3
От 500 до 700	4	11	63	524	4525	8,6	8,3
>700	1	1	2	24	200	8,3	12,0
Итого:	30	80	2115	13 696	118 483	8,7	6,5

Под респондентом в табл. 4 понимается энергосистема (региональная, национальная), энергокомпания, штат и пр., а под средним числом присоединений - их число, присоединенное к одному КРУЭ. Из общего числа КРУЭ (табл. 4) - 43% наружной и 57% внутренней установки.

Прежде чем переходить к характеристикам надежности КРУЭ, обратим внимание на показатель среднего числа присоединений к РУ рассматриваемого класса напряжения. Число присоединений - один из

важнейших факторов, учитываемых при обосновании и выборе схем коммутации. Анализ статистических данных по энергосистемам России показывает, что в сетях 110 кВ и выше обширного региона электроснабжения подстанция имеет на стороне высшего напряжения пять присоединений, на вторичной стороне их число удваивается. При этом соотношение между числом питающих и нагрузочных узлов равно 1:3, т.е. на один питающий узел приходится три нагрузочных. [7]

Поясним, что сторона высшего напряжения понижающей подстанции является нагрузочным узлом в сети данного напряжения, а вторичная сторона - питающим узлом сети рассматриваемого класса напряжения. Поэтому среднее число присоединений в схемах коммутации с учетом числа и питающих, и нагрузочных узлов можно оценить так. Допустим, что в сети рассматриваемого класса напряжения есть n узлов, из них 30% питающие ($0,3n$). Следовательно, $n - 0,3n = 0,7n$ - число нагрузочных узлов. Тогда среднее число присоединений к коммутационному узлу составит $(10 \cdot 0,3n + 5 \cdot 0,7n) / n = 6,5$, где 10 - среднее число присоединений к питающему узлу; 5 - то же, но к нагрузочному.

Сравнение полученного значения (6,5 присоединений) со средним числом присоединений в электроустановках напряжением класса до 300 кВ включительно (табл. 4, электроустановки массового использования, для которых должны проявляться законы больших чисел) свидетельствует об их совпадении. Надо полагать, что в электрических сетях обширных регионов в том или ином виде объективно проявляются общие принципы (закономерности) формирования их структуры и параметров. [6]

Один из важнейших показателей надежности - параметр потока отказов ω , характеризующий частоту их возникновения, 1/год. Как известно, у восстанавливаемых элементов параметр ω определяется как плотность вероятности возникновения отказов за рассматриваемый период, т.е. $\omega = m/(kT)$, где m - число отказов наблюдаемых k элементов за время T . В табл. 4

приведены значения параметра потока отказов КРУЭ с дифференциацией по ячейкам до и после 1/І 1985 г. выпуска.

Таблица 5 – Значения параметра потока отказов КРУЭ с дифференциацией по ячейкам до и после 1/І 1985 г. выпуска

Номинальное напряжение,	по состоянию на 31/ХІІ 1990 г.			по состоянию на 31/ХІІ 1995 г.		
	кВ	все ячейки	ячейки до 1/І 1985 г.	ячейки после 1 /І 1985 г.	все ячейки	ячейки до 1/І 1985 г.
От 60 до 100	0,0013	0,0017	0,0006	0,0005	0,0006	0,0004
От 100 до 200	0,011	0,013	0,006	0,0145	0,018	0,0091
От 200 до 300	0,011	0,015	0,004	0,0086	0,0097	0,0067
От 300 до 500	0,043	0,044	0,04	0,0281	0,0298	0,0258
От 500 до 700	0,042	0,037	0,018	0,0108	0,0098	0,0134
>700	0,14			0,06		
Среднее значение по всем классам напряжения	0,0097	0,018	0,0051	0,0075	0,0093	0,0049

За период до 31 /ХІІ 1995 г. общее число отказов в наблюдаемых КРУЭ составило 867. Из них 20% фиксировалось в первый год эксплуатации. Несмотря на это, сохраняется общая тенденция, согласно которой при сроке службе электроустановок 20 лет и более их аварийность возрастает не менее чем в 2 раза (прослеживается на уровне и 1990, и 1995 гг.). Если принять во внимание все ячейки без учета года их выпуска, оказывается, что результирующий параметр потока отказов ячеек снизился за 5 лет с 0,0097 до 0,0075 1/год, т.е. на 30%. Вероятно, последнее связано с проводимыми

работами по совершенствованию конструкций и условий технического обслуживания КРУЭ.

Далее приведено распределение отказов по элементам КРУЭ на основании обработки данных по эксплуатируемым устройствам.

Таблица 6 – общее число отказов в наблюдаемых КРУЭ за 5 лет

	Доля отказов, %
Выключатели с приводом (доля привода около 20% общего числа отказов)	43,4
Разъединители	17,9
Заземляющие разъединители	4,4
Трансформаторы тока	0,9
Трансформаторы напряжения	5,6
Сборные шины	5,5
Шинопроводы и соединительные части	11,9
Разрядники	0,7
Вводы-выводы	7,1
Прочие	2,6

Приведенная структура отказов типичная. Наиболее критичный с позиций надежности модуль КРУЭ - выключатель и его привод. [13]

Возникавшие отказы проявлялись следующим образом:

Таблица 7 – Доля отказов КРУЭ по типу отказов

	Доля отказов, %
Пробой междуфазной изоляции	3,7
Пробой изоляции между разомкнутыми контактами полюса	15,1
Пробой изоляции на землю (твердая изоляция)	18,0
Пробой изоляции на землю (газовая изоляция)	15,3
Потеря токоведущих функций	2,0
Потеря механических функций (металлоконструкции)	7,3

Утечка элегаза	12,4
Частичные разряды	5,2
Прожиг защитного кожуха	0,7
Несрабатывание по командам управления	9,4
Неисправность системы контроля давления	4,0
Прочие	6,9

Как видно, основная причина отказов - вина завода-изготовителя (46,7%). Применительно к отечественным условиям дефекты производства КРУЭ составляют 9,7% общего числа отказов, а недостатки эксплуатации - 24,8%. Необходимо с осторожностью относиться к сравнению приведенных данных. Отечественные КРУЭ по ряду важнейших параметров, в первую очередь, весовым и габаритным характеристикам, уступают ведущим мировым аналогам. Как известно, чистота сборки КРУЭ - первостепенное требование, обеспечиваемое только в заводских условиях. Поэтому преобладающая доля отказов по вине завода-изготовителя, по нашему мнению, является более объективной оценкой.

2.2 Показатели надежности КРУЭ.

Один из важнейших параметров надежности является время восстановления. Оно также определяется на основе статистических данных.

Таблица 8 – Время восстановления КРУЭ в зависимости от напряжения

Номинальное напряжение, кВ	Общее время восстановления, ч	Трудозатраты, чел-ч	Доставка запасных частей, ч
От 60 до 100	216	63	30
От 100 до 200	384	58	48

От 200 до 300	192	138	91
От 300 до 500	192	127	74
От 500 до 700	216	160	40
Среднее значение по всем классам напряжения	312	88	57

Время восстановления составляет в среднем (табл. 8) 312 ч. Это заметно выше, чем у традиционного выключателя, оцениваемого по данным дефектов производства отечественных КРУЭ на уровне 25 - 90 ч при напряжении соответственно 110-500 кВ. Приведенные сравнительные характеристики закономерны. Во-первых, аварийновосстановительные ремонты КРУЭ более сложны, так как в ряде случаев связаны со вскрытием газоплотных защитных кожухов. Во-вторых, время восстановления КРУЭ по табл. 8 включает отказы всех элементов электроустановки (выключателей, сборных шин, измерительных трансформаторов и др.), в то время по данным дефектов производства отечественных КРУЭ - только собственно выключателей. [17]

Относительно высокое время восстановления КРУЭ не означает, что при их отказах ограничение выдачи мощности в энергосистему или электроснабжения потребителей будет иметь ту же продолжительность. Требования, предъявляемые с позиций надежности к КРУЭ, в разных странах могут отличаться. Однако существуют общие обязательные положения: ремонт одной ячейки не должен вызывать простоя других ячеек рассматриваемого РУ; ремонт одной системы шин не должен влиять на другие системы шин данного РУ. Прочие требования обеспечиваются выбором типа схемы электрических соединений, как и для традиционных РУ. Так, использование обходных систем шин, кольцевых схем с коммутацией каждого элемента двумя и более выключателями позволяет при отказах в КРУЭ

возобновлять выдачу мощности и электроснабжение потребителей в полном объеме по истечении времени оперативных переключений и восстановления технологического процесса (в сумме 1 - 3 ч). [19]

Следовательно, для сравнительного анализа надежности КРУЭ и традиционных РУ основной интерес представляет параметр потока отказов. Как уже отмечалось, наиболее критичный с позиций надежности элемент КРУЭ - выключатель и его привод. Их доля в общем числе отказов 43,4% (в мире). В табл. 8 отражены сравнительные характеристики параметра потока отказов выключателей КРУЭ с другими типами выключателей. С учетом изложенного параметр ω выключателя КРУЭ принят как 1/2 соответствующего параметра из табл. 4 (колонка «все ячейки по состоянию на 31/XII 1995 г.»). Данные по традиционным выключателям взяты из данных дефектов производства отечественных КРУЭ. [21]

Таблица 9 – Сравнительные данные КРУЭ относительно традиционных РУ

Номинальное напряжение, кВ	Параметр потока отказов выключателей, 1/год (отн. ед.)		
	КРУЭ	воздушных	масляных
110	0,0073 (1,0)	0,05-0,1 (6,85 - 13,7)	0,01-0,03 (1,4-4,1)
220	0,0043 (1,0)	0,06-0,15 (14,0-34,9)	0,01-0,07 (2,3-16,3)
330	0,014 (1,0)	0,07-0,2 (5,0-14,3)	-
500	0,0054 (1,0)	0,08-0,2 (14,8-37,0)	-
Итого	0,0038		

Как видно из данных табл. 9, выключатели КРУЭ имеют более благоприятные характеристики надежности: значения параметра потока отказов в 1,4-37,0 раз более низкие. [14, 15]

Основные элементы КРУЭ (выключатели, разъединители, заземлители, сборные шины, трансформаторы тока и напряжения и т.д.) заключены обычно в алюминиевые газоплотные защитные кожухи (блоки), чем обеспечивается модульный принцип. Защитные кожухи заполнены элегазом. При напряжении 72,5 кВ и более его избыточное давление принимается выше 0,2 МПа. При этом электрическая прочность элегаза превосходит таковую для трансформаторного масла. Тем самым элементы КРУЭ надежно защищены от внешних воздействий химически инертной (при температуре до 150°С) изоляционной средой. Поэтому с позиций надежности других элементов КРУЭ также имеют преимущества по сравнению с РУ с воздушной изоляцией. В качестве примера сошлемся на статистические данные по крупным отечественным подстанциям 500/110- 220 кВ. [15]

Наиболее тяжелая авария на рассматриваемых подстанциях, сопровождающаяся их полным погашением, - отказ систем сборных шин 110 - 220 кВ РУ, выполненным, как правило, по схеме с двумя системами сборных шин с обходной. Выявлено, что параметр потока отказов сборных шин, приводящих к их одновременному погашению, $\omega_2 = 0,004$ 1/год на присоединение. Аналогичный параметр, характеризующий погашение одной системы шин, $\omega_1 = 0,01$ 1/год на присоединение. Таким образом, аварийность сборных шин традиционных РУ сопоставима или даже превышает соответствующие характеристики КРУЭ: ω_2 составляет 53% средней аварийности ячейки КРУЭ (табл. 4) и 105% средней аварийности выключателя КРУЭ (табл. 8), а для ω_1 соответственно - 133 и 264%. Вместе с тем, при анализе распределения отказов по элементам КРУЭ показано, что доля отказов сборных шин составила всего 5,5%, т.е. на порядок ниже и ω_1 , и ω_2 .

К показателям надежности также относят частоту и длительность плановых ремонтов.

В зарубежной практике выделяют следующие виды технического обслуживания КРУЭ (преднамеренные отключения): плановый осмотр, планово-предупредительный, внеплановый и специальный ремонты.

Плановый осмотр - визуальный контроль за состоянием оборудования с заданной периодичностью. Он не требует вывода ячеек из работы.

При планово-предупредительном ремонте (иногда используется термин “нормальный ремонт”) необходимы: отключение ячейки, разборка, детальный осмотр и замена ее отдельных частей. Частота таких ремонтов относительно невелика. Она определяется числом произведенных коммутаций (5-10 тыс. операций), кумулятивным действием токов КЗ (до 30 отключений) или другими условиями эксплуатации, например, временными интервалами. Так, в Японии периодичность таких ремонтов - 1 раз в 6 лет; основные объемы работ сосредоточены на приводе, вторичных цепях и испытаниях (давление элегаза, сопротивление изоляции и др.). При этом до исчерпания коммутационного ресурса вскрытия дугогасительных камер не предусматривается.

Внеплановый ремонт подобен планово-предупредительному. Но потребность в нем диктуется показаниями систем диагностики.

Специальный ремонт проводится по факту обнаружения специфических дефектов при выполнении планово-предупредительных или аварийновосстановительных ремонтов или достижения определенного временного интервала. В частности, указана периодичность специальных ремонтов - 1 раз в 12 лет. Здесь необходима ревизия контактной системы выключателя (вскрытие дугогасительной камеры).

К настоящему времени КРУЭ ведущих мировых производителей требуют для целей технического обслуживания в пределах одного вскрытия газоплотных защитных кожухов выключателей за весь срок службы электроустановки. При этом важнейшее средство увеличения межремонтных периодов КРУЭ - оснащение их средствами диагностики и, в первую очередь, элементов главной контактной системы выключателей без вскрытия кожухов.

Систематизированная информация по среднегодовой продолжительности преднамеренного простоя ячеек КРУЭ отсутствует. В первом приближении о ней можно судить по данным рабочей группой

исследовательского комитета № 23 СИГРЭ, где приведен суммарный среднегодовой простой ячеек КРУЭ (табл. 10, данные 1990 г.). Среднегодовой простой ячеек в аварийно-восстановительном ремонте оценивается произведением ω (табл. 5) на T_v (табл. 8). Оно приведено в табл. 10, где для сопоставимости данных параметр ω взят по отчетным данным за 1990 г. Разность между суммарным среднегодовым временем и временем простоя из-за аварий дает приблизительную оценку среднегодовой продолжительности преднамеренного отключенного состояния ячейки КРУЭ с выключателем.

Таблица 10. Характеристики среднегодового простоя ячейки КРУЭ

Номинальное напряжение, кВ	Среднегодовой простой, ч/год		
	суммарный	аварийный	технического обслуживания
От 60 до 100	10,5	0,3	10,2
От 100 до 200	21,9	4,2	17,7
От 200 до 300	16,6	2,1	14,5
От 300 до 500	38,5	8,3	30,2
От 500 до 700	31,5	9,1	22,4

2.3. Опыт эксплуатации КРУЭ и традиционных РУ

Дополнительные доводы в пользу более широкого с позиций надежности использования КРУЭ рассмотрим на примере опыта эксплуатации крупнейших подстанций 330 - 500 кВ центрально-европейской части. Они являются важнейшими коммутационными узлами Российской Федерации и от них во многом зависит надежность функционирования Единой энергосистемы страны.

На указанных подстанциях установлены, как правило, воздушные выключатели, которые были сняты с производства около 20 лет назад. Для обеспечения надежности функционирования основной электрической сети

выделяются значительные ресурсы на техническое обслуживание и ремонт указанных коммутационных аппаратов. При планировании технического перевооружения электроустановок принципиально важен выбор оборудования, обеспечивающего высокую надежность, экономичность и качество поставляемой потребителям электроэнергии.

На подстанциях МЭС Центра эксплуатируются 179 групп воздушных выключателей 330 - 500 кВ следующих типов: ВВ, ВВН, ВВБ, ВВБК, ВНВ. Каждый из них имеет ряд существенных недостатков:

ВВ и ВВН (63% общего числа) - наиболее устаревший тип с воздушнонаполненными отделителями. Их отличает многоэлементность и, как следствие этого, низкая надежность. Конструкция взрывоопасна, так как изоляция (фарфор) отделителей в отключенном положении находится под давлением 2 МПа. Также требуется непрерывная вентиляция внутренних полостей выключателя, что создает дополнительную нагрузку на компрессоры и повышенный расход воздуха;

ВВБК (16%) - ненадежная работа узла защелки в приводе, что неоднократно приводило к неполномодульным отключениям, сопровождающимся перекрытием половины полюса восстанавливаемым напряжением и последующим разрушением выключателя;

ВВБ (13%) - устаревшая конструкция, обладающая громоздкостью и требующая заметных эксплуатационных затрат;

ВНВ (8%) - значительные утечки сжатого воздуха; слабая продольная изоляция (дугогасительная камера) вынуждает дополнительно обрабатывать сжатый воздух блоками очистки воздуха. Наиболее слабый узел - устройства концевых сопел, в которых нередко разрушаются пружины, приводя к полному сбросу сжатого воздуха и неуправляемости выключателя.

Примеры типичных отказов воздушных выключателей 330 - 500 кВ за 1995 - 2001 гг. даны в табл. 11. Там же представлены фактические затраты на их аварийно-восстановительные ремонты. В целом параметр потока отказов воздушных выключателей на рассматриваемых подстанциях за указанный

период составил 0,04 1/год, что в 2,9 - 7,4 раза выше аналогичных показателей выключателей КРУЭ 330 - 500 кВ (табл. 9).

На первый взгляд, значение $\omega = 0,04$ 1/год для выключателей, находящихся в эксплуатации 25 - 40 лет и более (их свыше 90%), относительно благоприятное. Однако последнее достигнуто непрерывной, громоздкой, неоправданно затратной системой ремонтно-эксплуатационного обслуживания.

Для воздушных выключателей необходимы следующие виды технического обслуживания. Один раз в год проводится текущий ремонт продолжительностью до 7 дней и 1 раз в 8 лет - средний ремонт длительностью до 40 дней. Плановые ремонты требуют больших материальных затрат, резко возрастающих с увеличением сроков службы выключателя. Так, при первом среднем ремонте выключателей типа ВВН-330 и ВВ-330 - 500 меняются все резинотехнические изделия и ряд элементов привода и клапанной системы.

Таблица 11 Характерные отказы воздушных выключателей

Подстанция	Тип выключателя	Описание отказа	Затраты на аварийно-восстановительный ремонт, млн. руб.
Тамбовская	ВВБК-500	Разрушение полуполноса из-за пробоя продольной изоляции	1,8
Тамбовская	ВВБК-500	Разрушение полуполноса из-за его перекрытия при неполномодульном отключении	2,1

Арзамасская	ВВ-500	Разрушение опорного изолятора колонки отделителя с последующим самопроизвольным включением выключателя и разрушением полюса	1,2
Луч	ВВ-500	Разрушение рубашки камеры отделителя из-за излома пружины его подвижного контакта	1,0
Липецкая	ВВ-500	Падение колонки отделителя из-за разрушения опорного изолятора	1,3
Липецкая	ВВ-500	Падение дугогасительных камер из-за разрушения их рубашек	1,2
Михайловская	ВВ-500	Падение полюса выключателя из-за разрушения опорной изоляции	1,5
Южная	ВВ-330	Разрушение дугогасительной камеры в момент отключения выключателя	1,4

Лиски	ВВН-330	Падение дугогасительной камеры на шкаф управления из-за разрушения опорной изоляции	1,4
Металлургическая	ВНВ-330	Перекрытие опорной колонки фазы по трубе высокого давления из-за отсутствия продувки с последующим взрывом полюса и повреждением трансформатора тока и разъединителя	2,4
Калининская	ВВН-330	Разрушение и возгорание шунта дугогасительной камеры из-за заклинивания ее подвижного контакта	1,4

При втором ремонте к объему первого ремонта добавляется полная замена клапанной системы и частичная - контактной системы дугогасительных камер и отделителей. При третьем ремонте осуществляется замена всей опорной изоляции и контактных систем элементов дугогасительных камер и отделителей, не охваченных предыдущими ремонтами. К четвертому ремонту из-за коррозии заменяются баки выключателя. Таким образом, к этому времени имеем полную замену всех элементов выключателя.

При сроке эксплуатации выключателя 25 лет и более резко увеличивается частота отказов выключателя, требующая внеочередных, как правило, дорогостоящих ремонтов. Для минимизации отказов межремонтный период снижается до 2 - 3 лет (т.е. в 3 - 4 раза по сравнению с нормативом 8 лет). С учетом изложенного среднегодовой простой воздушного выключателя достигает 400 ч, что в 10-15 раз больше аналогичного показателя для всей ячейки КРУЭ с выключателем (табл. 10).

Следует добавить, что воздушные выключатели сняты с серийного производства и запасные части к ним или не выпускаются (ВВН), либо производятся под заказ, что существенно увеличивает их стоимость. К примеру, стоимость набора запасных частей для среднего ремонта выключателя ВВ-500 - 1,2 млн. руб. Начиная с четвертого среднего ремонта, стоимость запасных частей составляет половину стоимости нового выключателя. Также необходимо учитывать значительные затраты на поддержание в работоспособном состоянии воздушного хозяйства подстанций (компрессоры и их здания, воздухохборники, воздушные магистрали, вентиляционные системы и др.).

Наконец, в заключение представляется полезным кратко затронуть технико-экономические аспекты оценки эффективности использования КРУЭ, поскольку до сих пор бытует мнение о чрезмерно высокой стоимости данного оборудования. Методическая база таких оценок за рубежом однотипная - расчет показателя LCC (life cycle cost). Это хорошо известные приведенные затраты за расчетный срок службы электроустановки, но без учета нормативного коэффициента эффективности капитальных вложений.

Сравнение затрат на КРУЭ и на традиционные РУ за расчетный срок службы дает преимущества первым. В табл. 12 приведено соответствующее сопоставление по данным ASEA Brown Boveri без учета стоимости земли и надежности. Как видно из данных табл. 12, затраты на элегазовое оборудование в 1,3 - 1,8 раза выше, чем на традиционное. Однако учет других влияющих факторов (монтаж, транспорт и др.) приводит к

предпочтительности КРУЭ во всем диапазоне повышенных напряжений. По мере роста номинального напряжения сети соотношение стоимостей традиционного и рассматриваемого элегазового оборудования быстро сближается. Применительно к отечественным условиям, конечно, необходимо принимать во внимание более низкие отчисления на заработную плату персонала в структуре производственных издержек.

Таблица 12. Структура затрат на РУ.

Составляющие затрат	Затраты, %			
	123 - 145 кВ		420 кВ	
	Традиционное РУ	КРУЭ	Традиционное РУ	КРУЭ
Единовременные первоначальные затраты В том числе:				
электрооборудование	100,0	113,7	100,0	86,7
устройства защиты, контроля и управления	37,9	67,9	32,3	42,8
транспорт, монтаж, пусконаладочные работы, испытания	12,5	9,0	12,4	8,9
грузоподъемные и земляные работы, фундаменты	15,7	11,4	27,7	15,5
здания и сооружения	25,8	3,9	22,0	6,0
прочие	3,2	18,9	2,8	11,9
	4,9	2,6	2,8	1,6

Приведенные за 30 лет производственные издержки	29,6	4,0	26,5	5,2
Итого	129,6	117,7	126,5	91,9

2.4. Опыт эксплуатации КРУЭ в ОЭС Востока. Анализ аварийности.

2.4.1. Авария КРУЭ 500 кВ на Бурейской ГЭС

В 2002 г. в РАО «ЕЭС России» было принято решение о применении в схеме выдачи мощности Бурейской ГЭС на напряжении 500 кВ оборудования типа КРУЭ (рис. 3).

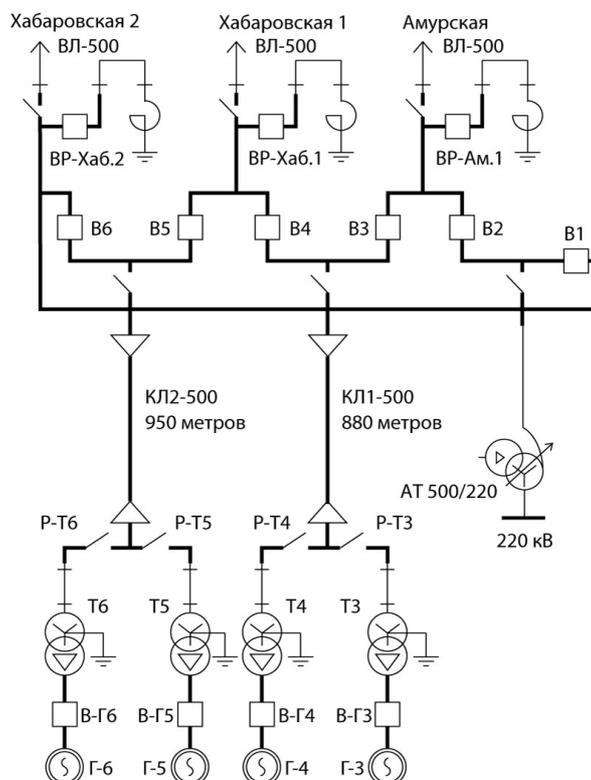


Рисунок 3 - Фрагмент главной схемы Бурейской ГЭС на напряжении 500 кВ

Применение КРУЭ 500 кВ привело к тому, что схема, которая была запроектирована ранее, потеряла свою актуальность. Применение новой схемы шестиугольника (6 выключателей на 6 присоединений) вместо схемы 3/2 (3 выключателя на 2 присоединения) привело к значительной экономии средств на закупку оборудования КРУЭ.

Мощность, выдаваемая в сеть от четырех генераторов, суммарно равна 1340 МВт (4x335 МВт). Образуя единичные блоки генератор-трансформатор, генераторы соединяются с трансформаторами типа ТДЦ-400/500. На напряжении 500 кВ каждые два одиночных блока генератор-трансформатор объединяются без выключателей, создают объединенный блок и через кабельную линию подключаются к КРУЭ 500 кВ.

Многое в этом решении было новшеством для российской электроэнергетики:

применение КРУЭ 500 кВ;

выполнение проектным институтом рабочей документации для такой задачи;

соединение блочного трансформатора с оборудованием КРУЭ 500 кВ необходимо было выполнить только кабелем с изоляцией из сшитого полиэтилена длиной более 900 м. Применение маслонаполненного кабеля высокого давления было сопряжено с серьезными техническими трудностями, и от него пришлось отказаться.

В РАО «ЕЭС России» был объявлен конкурс на выбор поставщиков оборудования: КРУЭ 500 кВ и кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 500 кВ. Конкурсная комиссия отдала приоритет оборудованию фирмы АВВ.

В технических характеристиках на кабель будущий поставщик указал, что зарядный ток кабельной линии составляет 9,3 А. При этом разъединитель,

установленный в КРУЭ и включенный последовательно с кабелем, может отключить ток только 0,5 А. Естественно, что выполнять операции по включению и отключению кабельной линии таким разъединителем нельзя. Также нельзя было выполнять операции разъединителями по отключению тока холостого хода блочного трансформатора.

Необходимо отметить, что АВВ не обратила внимание российской стороны на некорректность технического требования к току отключения разъединителя в 0,5 А, а лишь сообщила, что разъединитель соответствует требованиям МЭК. Поэтому в предварительном экспертном заключении российских специалистов было отмечено, что разъединитель должен содержать предвключенный резистор. Однако поставщик заявил, что выполнение иной конструкции разъединителя потребует изменения суммы контракта. Удорожание было существенным, на что организаторы конкурса не пошли. В результате требуемые операции отключения/включения пришлось выполнять только выключателями главной схемы.

В 2005 г. 4-й блок генератор–трансформатор в составе объединенного блока был включен в сеть 500 кВ, а в 2006 г. произошло его аварийное отключение.

Как обычно в таких случаях, была сформирована комиссия по расследованию причины повреждения трансформатора. Мнения членов комиссии и специалистов завода в оценке причин возникновения аварии принципиально разошлись.

Завод считал, что наиболее вероятной причиной повреждения являлись коммутационные перенапряжения, которые возникали при отключении и включении блочного трансформатора со стороны 500 кВ. В [1] также вскользь упоминается, что «при возникновении близких коротких замыканий возможно появление резонансных перенапряжений внутри обмотки».

Комиссия же считала причиной повреждения загрязнение трансформаторного масла и попадание в межкатушечный масляный канал постороннего ферромагнитного предмета.

Рассматривая аварию произошедшую на Бурейской ГЭС, можно предположить, что в последующем использовании КРУЭ как в подобной ситуации, целесообразным будет оснащение предвключенным резистором не выключатели, а в первую очередь разъединители в цепи кабельной линии и в цепях блочных трансформаторов, что позволит в дальнейшем оперировать именно ими, а не выключателями, то есть обеспечить сохранность механического ресурса, а так же не снижать системную надежность сети 500 кВ и электростанции.

3. МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ АВАРИЙ НА КРУЭ

3.1. Испытания элегазового оборудования на подстанциях.

Можно выделить три группы испытаний: механически электрические, химический анализ газа. Необходимо проведение всех перечисленных испытаний перед включением элегазового оборудования в работу - снятие контрольных характеристик оборудования, проведение испытаний изоляции, определение содержания влаги и примесей в элегазе. В период эксплуатации считается необходимым периодическое измерение плотности элегаза.

Испытания элегазовой аппаратуры, за исключением испытаний изоляции и анализа состава элегаза, аналогичны применяемым для оборудования обычного типа. Элегазовое оборудование, установленное на подстанции, испытывается при подготовке к включению и во время эксплуатации (табл. 13). [

Таблица 13 – Перечень испытаний, проводимых перед включением оборудования в работу, во время эксплуатации и при периодических проверках

Перед включением	В процессе эксплуатации	При периодических испытаниях
Механические		
Измерения характеристик оборудования. Проверка включения и отключения, разница времени срабатывания	Наблюдение за давлением масла в гидравлической системе Контроль за временем работы компрессора	Измерение эксплуатационных характеристик, минимальное эксплуатационное

<p>между полюсами. функциональная проверка выключателей, отделителей, заземлителей (по 50 циклов на каждый аппарат)</p> <p>В случае необходимости - проверка ответственных узлов (контактов) с помощью у- излучения</p> <p>Измерение вращающего момента привода выключателя</p>	<p>Проверка функционирования систем защиты контроля и сигнализации</p>	<p>давление и контроль напряжения</p> <p>Проверка Механизмов, проверка уровня масла</p> <p>Измерение вращающего момента привода выключателя</p>
<p>Электрические</p>		
<p>Измерение сопротивления изоляций</p> <p>Измерение сопротивления контактов</p> <p>Испытание изоляции напряжением переменного тока и импульсным напряжением 80- 85% номинального.</p> <p>Испытание кабельных вводов переменным и</p>		<p>Измерение сопротивления изоляции</p> <p>Электрические испытания после снятия кожуха. Испытания напряжением переменного тока.</p> <p>Измерения интенсивности частичных разрядов</p>

постоянным напряжением Измерение интенсивности частичных разрядов		Измерение сопротивления основной цели
Диализ газа		
Определение наличия примесей и влаги в элегазе Обнаружение утечек газа Проверка функционирования газовых систем	Анализ содержания влаги Контроль давления газа	Анализ состава газовой смеси Проверка герметичности Проверка манометров

3.2. Техника диагностики.

Для определения состояния элегазового оборудования разработаны диагностические методы и приборы (табл. 14).

Таблица 14 Диагностические методы и приборы

Причины неисправностей	Методы, приборы
Частичные разряды	Измерение интенсивности частичных разрядов Пространственный метод, Емкостный метод, Газоанализатор, Оптический датчик, Датчик радиопомех

	Емкостный делитель напряжения, Ультразвуковой датчик
Проводящие частицы	Ультразвуковой микродатчик Газоанализатор
Локальные перегревы	Приемник инфракрасного излучения
Механические повреждения	Метод замедленного действия привода
Плохие контакты, износ подвижных частей	у – излучение, Рентгеноскопия, Локализация источников шума, Измерение и сравнение интенсивности вибрации фаз
Качество элегаза	Спектрография, Индикация продуктов разложения газа Индикатор утечки, Измерение характеристик элегаза, Анализ продуктов разложения элегаза
Состояние внутренних частей	Опτικο-волоконная система наблюдения
Старение изоляции	Рентгеноскопия Определение источников шума

Существуют различные методы диагностики (табл 15).

3.3. Методы диагностики КРУЭ

Таблица 15 – Методы диагностики КРУЭ

Метод	Повреждение объекта	Чувствительность	Комментарий
Ультразвуковой детектор	Проводящие частицы	Чувствителен к движущимся частицам,	Детектор экономичен, используется при

		Чувствительность достаточна, локализация дефекта затруднительна, может обнаружить куски алюминиевой проволоки длиной 0,25-3 мм	проведении заводских и натурных испытаний изоляции
Измерительный электрод, помещенный в газовый объем	Частичные разряды (ЧР), наличие проводящих частиц Повреждение твердой изоляции	Чувствителен к ЧР 100 пК	Используется после сборки на подстанциях
Емкостный			
Тонкопленочные химические датчики			
Оптические датчики			
Датчик радиопомех		Очень избирателен	Позволяет локализовать место повреждения, использовался при

			испытаниях изоляции и для определения места повреждения во время заводских испытаний
Емкостный делитель при испытании проходных изоляторов			
Инфракрасное сканирование	Перегрев внутренних проводников	Позволяет локализовать перегрев	Система снабжена записывающим устройством
у-излучение	Положение подвижных контактов, механические дефекты (незатянутые болты, повреждение подвижных частей)	Позволяет обнаружить промежутки более 1 мм	
Волоконная оптика	Состояние внутренних частей		Используется в настоящее время

Спектроанализатор	Характеристика элегаза	Высокая чувствительность	
Автоматический анализатор элегаза			
Индикатор, продуктов разложения элегаза		Чувствительность 0,005 % объема	
Метод точки росы			
Индикатор утечки		3 г/год	В условиях эксплуатации 100 г/год
Измерение утечек тока	Состояние разрядников		Используется каждые 2 года при периодических испытаниях

3.4. Вспомогательное оборудование для контроля состояния КРУЭ.

Определение вспомогательного оборудования в общем охватывает индивидуальные компоненты, которые формируют часть систем защиты, управления и контроля комплектного распределительного устройства.

Эти позиции оборудования, которые включают в себя все устройства, необходимые для эксплуатации, инспекции, защиты, управления и контроля основного оборудования, во многих случаях аналогичны тем, которые используются в КРУВ. Тем не менее, в некоторых зонах необходимо уделить

особое внимание вспомогательному оборудованию вследствие природы КРУЭ.

Традиционно местные панели отсека КРУЭ оснащаются следующим оборудованием:

- местные средства управления;
- блокировки отсека с фиксированной разводкой;
- визуальные/звуковые аварийные индикаторы;
- интерфейс для дистанционного управления.

Тенденция к внедрению цифровых систем контроля и защиты и движение в направлении так называемых «интегрированных систем» вносят основные изменения и преимущества в архитектуру вспомогательных систем на высоковольтных подстанциях в конкретных КРУЭ. Современные цифровые устройства освобождают от необходимости иметь дискретные устройства для каждой функции, они позволяют обработку нескольких функций на одной и той же аппаратной платформе при помощи специальных программных модулей. Это обеспечивает возможность разместить все функциональные устройства, связанные с отсеками КРУЭ, в локальной панели отсека рядом с отсеком КРУЭ. Это обеспечивает существенные преимущества с точки зрения резкого уменьшения необходимой кабельной разводки, а также снижения количества требуемого вспомогательного оборудования. Внедрение этих новых технологий также обеспечивает возможность внедрения усовершенствованных средств контроля и диагностики. [20]

3.4.1. Блокировка.

Требования к блокировке и ее средства для КРУЭ являются идентичными и для КРУВ, поскольку большинство пользователей требуют точных и

надежных средств защиты от потенциально опасной неправильной работы комплектного распределительного устройства. Пока КРУЭ по своей природе является более безопасным, чем эквивалентное КРУВ, для его конструкции могут потребоваться различные эксплуатационные подходы. Большинство пользователей задают чисто электрическую/электронную схему блокировки с механическими устройствами безопасности для обеспечения безопасной аварийной эксплуатации оборудования вручную или текущего технического обслуживания и ремонта.

3.4.2. Контроль газа.

Система контроля газа предназначена для проверки того, что заданные уровни плотности элегаза поддерживаются в каждой индивидуальной газовой зоне. Данная функция наиболее важна в КРУЭ, поскольку электрическая прочность изоляции на землю и через разомкнутые контакты определяется давлением элегаза. На КРУЭ используются несколько контрольных устройств:

- датчик давления с температурной компенсацией или выключатель с контактами подачи сигнала тревоги;
- манометр с отдельными реле плотности;
- датчик давления с отдельной температурной компенсацией;
- датчик плотности, независимый от температуры.

Обычно для всех газовых отсеков КРУЭ предусмотрены две стадии подачи аварийного сигнала об утечке газа. Первая стадия возникает в том случае, когда давление газа немного выше, чем минимальное функциональное давление. На этой стадии пользователь должен проверить и дозаправить газовый отсек в течение приемлемого времени. Вторая стадия подачи аварийного сигнала для выключателей, иногда для размыкателей, а также для других коммутационных устройств включает в себя блокировку их работы

(аналогично процедуре с обычными элегазовыми выключателями). При подаче повторного аварийного сигнала персонал должен немедленно проверить состояние вспомогательной системы и если неисправность не обнаружена, вывести соответствующую часть КРУЭ из эксплуатации. Разумеется, что возможно, однако не рекомендуется, соединить аварийный сигнал силового выключателя с сигналом принудительного расцепления. При таких условиях пользователь должен быть осведомлен в том, что сигнал принудительного расцепления может вызвать неправильное действие из-за меньшей надежности вспомогательного оборудования.

Если выключатель работает с номинальным давлением элегаза, которое выше давления в смежных отсеках, то иногда рекомендуется, чтобы смежные отсеки были оснащены третьим устройством подачи сигнала аварии, указывающим на превышение давления (плотности).

Так как утечки элегаза являются основной причиной непригодности комплектного распределительного устройства к эксплуатации, то контроль элегаза является важной частью вспомогательной системы КРУЭ.

3.4.3. Контроль, мониторинг и диагностика состояния изоляции элегазового оборудования.

Высокие рабочие напряженности в изоляционных системах (ИС) элегазового оборудования и длительные гарантированные периоды между ремонтами и испытаниями электрической прочности изоляционных систем, а также ответственность и сложность задач, выполняемых этим оборудованием, обуславливают необходимость постоянного слежения за состоянием его изоляции в процессе эксплуатации.

Контроль – измерение отдельных параметров ИС в эксплуатации путем сравнения полученных в результате измерений значений этих параметров с заданными (нормированными, предельно допустимыми) значениями.

В контроль состояния входят как периодическая, так и непрерывная системы ручной или автоматический виды контроля, в которых датчики, контрольное оборудование и возможности для интеграции могут сильно отличаться. Так как цифровые управление и защита становятся интегрированными, включая функции контроля, то акценты будут смещаться к более непрерывному контролю, который в свою очередь влияет на тип датчиков, используемых на оборудовании КРУЭ.

Пример периодического ручного измерения – отбор проб элегаза из отсеков КРУЭ с целью последующего определения его химического состава и электрической прочности.

Приборы непрерывного автоматического контроля при превышении заданного уровня параметра вырабатывают, как правило, соответствующие команды для приведения в действие систем сигнализации и управления коммутационными аппаратами КРУЭ. Пример – датчики плотности элегаза в блоках КРУЭ. Так, датчики плотности элегаза установленные в выключателях КРУЭ, позволяют персонала следить за текущими показателями плотности, а при снижении плотности ниже минимальной автоматически подают сигнал и включают блокировки на запрет коммутационных операций выключателем.

Для КРУЭ специфичны следующие системы контроля, которые обычно используются сегодня:

Выявление частичного разряда (ЧР)

Разработаны методики на основе электрических или акустических УВЧ (ультравысокой частоты) методов выявления частичного разряда. Весьма вероятно, что такой мониторинг состояния будет становиться все более общей частью вспомогательного оборудования КРУЭ. Электрические методы с

самой высокой чувствительностью приводят к необходимости введения датчиков внутрь газовых отсеков, в то время как для акустических и некоторых электрических методов датчики располагаются снаружи оболочки. Они обладают меньшей чувствительностью для некоторых причин ЧР (например, дефектов в эпоксидной смоле).

Место пробоя

Если в КРУЭ возникает поверхностный пробой на землю, то маловероятно, что изоляция сама восстановится и точное место пробоя не может быть сразу же видимым. Хотя такие пробои в КРУЭ являются редкими, некоторые пользователи и изготовители оснащают КРУЭ устройствами определения места пробоя для содействия идентификации точного места пробоя. Такие устройства могут использовать оптические, электромагнитные, акустические и химические датчики, датчики избыточного давления или термочувствительную краску.

Мониторинг ИС КРУЭ

Под мониторингом понимают непрерывное (циклическое) измерение, регистрацию и накопление значений параметров и характеристик ИС с целью их передачи для последующей обработки и анализа.

Методически, аппаратно и программно системы мониторинга ИС КРУЭ в своей основе базируются на методах и средствах, характерных для систем диагностики изоляции (СДИ). Если не брать во внимание значительно отличающихся устройств накопления и передачи данных измерений, СДИ содержит в себе практически все элементы, входящие в состав мониторинга. Поэтому некоторые особенности систем мониторинга ИС КРУЭ можно будет рассмотреть подробнее далее.

Диагностика состояния ИС КРУЭ

Диагностика состояния ИС КРУЭ в эксплуатации представляет собой комплекс мероприятий по оценке уровня текущего уровня изоляции ИС КРУЭ, прогнозированию предстоящего времени, в течение которого она способна сохранять нормированный уровень, а также по выработке на основании этих оценок рекомендаций оперативному персоналу по предотвращению возможных аварий, связанных с ухудшением состояния изоляции, и рекомендаций по текущему обслуживанию КРУЭ. Соответственно, система диагностики изоляции (СДИ) может рассматриваться как комплекс аппаратных и программных средств, предназначенный для выполнения этих трех основных функций:

- а) оценка состояния ИС КРУЭ;
- б) прогнозирование состояния;
- в) выработка рекомендаций по предотвращению аварий и обслуживанию

Дополнительными функциями СДИ также могут быть:

- а) выработка санкционируемых оператором и безусловных (полностью автоматическое СДИ) управляющих объектом диагностики команд (блокировки, коммутации);
- б) уточнение критериев функционирования СДИ по опыту ее эксплуатации.

Последняя функция вводится разработчиками в подавляющее большинство внедряемых в настоящее время СДИ для накопления опыта эксплуатации и развития СДИ на основе анализа этого опыта.

Методически функция оценки текущего состояния ИС КРУЭ реализуется в СДИ в два этапа.

1. Обнаружение отклонения ИС от нормального состояния методами контроля (мониторинга) – сравнение измеряемых значений характеристик и параметров ИС с заданными (нормированными или допустимыми).

2. Экспертная оценка степени отклонения ИС от нормального состояния.

Методами экспертного (автоматического экспертного) анализа результатов измерений (на основе заложенных в СДИ экспертных оценок) в СДИ реализуются также и все другие ее функции (прогнозирование состояния, выработка рекомендаций и команд, уточнение критериев функционирования СДИ и пр.)

Наиболее полно общие принципы диагностики изоляции оборудования ВН различных видов, методические принципы построения и функционирования СДИ и обобщение накопленного за рубежом опыта их разработок и применения рассмотрены в работе [25].

Аппаратно СДИ, как правило, представляет собой интегральную часть общей системы диагностики состояния КРУЭ и в соответствии с двумя приведенными выше методическими этапами реализации ее функций (измерение и экспертный анализ) может рассматриваться, как состоящая из двух частей – измерительной и логической.

Система диагностики состояния ИС КРУЭ. Методы измерений.

Определяющее значение для эффективности функционирования любого из видов слежения за состоянием ИС оборудования имеют используемые методы обработки измерительной информации.

Набор используемых для слежения методов измерения практически не отличается от принятых для испытания изоляции. В настоящее время основным методом получения информации о состоянии изоляции характеристик частичных разрядов [26]. При этом значения измеряемых характеристик ЧР ставятся в соответствие текущим значениям рабочего напряжения и его фазе. Однако применение методов измеряемых характеристик ЧР для слежения за состоянием изоляции для эксплуатации КРУЭ в отличие от применения их в испытательных установках в условиях испытательных стендов и лабораторий, определяет ряд существенных

особенностей и отличий в методической и аппаратной реализации. Эти особенности и отличия рассмотрены далее на примере наиболее эффективно и широко применяемых как в практике испытаний, так и в разработке систем мониторинга и диагностики изоляции, электрического метода измерения характеристик ЧР и метода измерения характеристик ЧР с применением СВЧ-технологий.

Задачи, решаемые СДИ

С учетом того, что ухудшение состояния изоляции ИС КРУЭ в процессе эксплуатации связано с появлением в ней дефектов, методически слежение за состоянием ИС состоит в непрерывном циклическом решении СДИ последовательности четырех задач нарастающей сложности в отношении дефектов (локальное, не предусмотренное конструкцией усиление поля, снижающее электрическую прочность ниже уровней, определяемых нормированными испытательными напряжениями.):

- а) обнаружение дефекта;
- б) идентификация вида дефекта;
- в) определение места расположения (локализации) дефекта;
- г) количественная оценка опасности дефекта (в значениях снижения кратковременной электрической прочности ИС КРУЭ или сокращения срока службы).

Результаты решения этих четырех задач дают возможность выработать обоснованные рекомендации или команды по предотвращению аварий. Выработка рекомендаций и решений представляет собой в значительной степени самостоятельную задачу СДИ, решаемую средствами экспертного анализа.

Накопленный опыт эксплуатации КРУЭ различных классов напряжения и различных изготовителей позволяет выделить из большого числа

возможных видов дефектов ИС КРУЭ как наиболее распространенные и опасные следующие:

- а) фиксированные на электродах проводящие выступы (ПВ);
- б) свободные, то есть способные перемещаться в газовых промежутках под действием электрического поля, проводящие частицы (СПЧ);
- в) фиксированные (осевшие) на изоляторах проводящие частицы (ПВ)
- г) детали «под плавающим потенциалом».

Задачи, решаемые СДИ КРУЭ в отношении наиболее распространенных и опасных дефектов, в приведенной ниже таблице 16 обобщены в порядке их решения СДИ, реализующими электрический метод измерения характеристик ЧР в изоляции в качестве основного метода измерения.

Следует отметить, что получение достаточно полной и надежной информации для заключения о состоянии ИС КРУЭ в эксплуатации с применением только электрического метода измерения характеристик ЧР зачастую требует неоправданно высоких затрат на создание СДИ. Поэтому в состав СДИ иногда включают один или два дополнительных канала измерений, совмещая методы. Так, в качестве дополнительного метода часто используют акустический метод измерения характеристик ЧР, позволяющий повысить достоверность разрешения дефектов ИС КРУЭ, электрическим методом и упростить решение задачи их локализации.

Таблица 16 – Задачи, решаемые системами диагностики изоляции КРУЭ

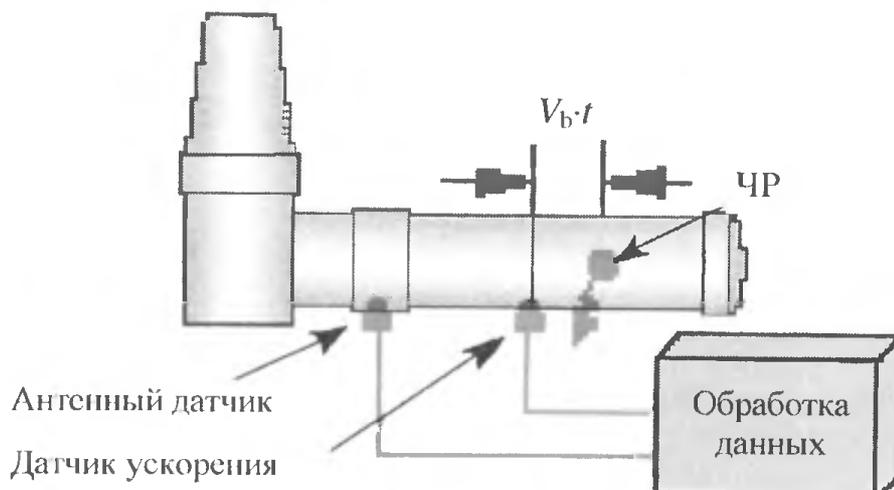
№ задачи	Наименование задачи	Функции СДИ, обеспечивающие решение задач
1	Обнаружение и измерение ЧР с дефектов	1.1. Выделение ЧР из помех 1.2. Измерение значений характеристик ЧР 1.3. Слежение за уровнем ЧР во времени

2	Определение вида дефектов	<p>2.1. Идентификация дефектов газовой изоляции:</p> <ul style="list-style-type: none"> - фиксированные на электродах проводящие выступы (ПВ); - свободные проводящие частицы (СПЧ) - фиксированные на изоляторах проводящие частицы ПВ - детали «под плавающим потенциалом» <p>2.2 Идентификация дефектов в твердой изоляции</p> <p>2.3. Идентификация прочих дефектов</p>
3	Локализация дефектов	<p>3.1. Общая локализация – определение полюса, аппарат или отсека КРУЭ с дефектом.</p> <p>3.2. Местная локализация – определение узла или детали с дефектом (корпус, электрод, экран, изолятор и т.д.)</p> <p>3.3. Определение параметров места дефекта (X, мм)</p>
4	Определение опасности дефектов	<p>4.1. Определение параметров дефекта</p> <p>4.2. Расчет снижения электрической прочности (U_p, кВ) или сокращения срока службы (T, час)</p>

Рисунки 4а и 4б поясняют основной принцип локализации дефектов в КРУЭ при использовании в СДИ одновременно двух методов измерения характеристик ЧР – электрического и акустического.

Как показал практический опыт НИИВА, применение акустического метода измерения ЧР (в дополнение к электрическому методу) существенно

упрощает локализацию дефектов при испытаниях КРУЭ в условиях производства и на подстанциях.



а)



б)

Рисунок 4 – Локализация дефектов ИС КРУЭ при совмещении электрического и акустического методов измерения ЧР

а) расположение датчик;

б) расчет места положения дефекта по сигналам датчиков

В НИИВА был проведен ряд сравнительных исследований акустических систем различных типов. Так, исследования разработанной (модифицированной) для локализации дефектов в КРУЭ портативной акустической системы «ОНЕГА» показали, что акустические системы этого типа способны надежно обнаруживать дефекты с весьма малыми значениями уровней ЧР и локализовать дефекты с весьма малыми значениями уровней ЧР и локализовывать дефекты с разрешающей способностью в несколько сантиметров по длине главного токоведущего контура КРУЭ. На рисунках 5 и 6 приведены некоторые характеристики чувствительности этой акустической системы, полученные при локализации дефектов в полноразмерных образцах полюсов КРУЭ на номинальные напряжения 110 и 220 кВ.

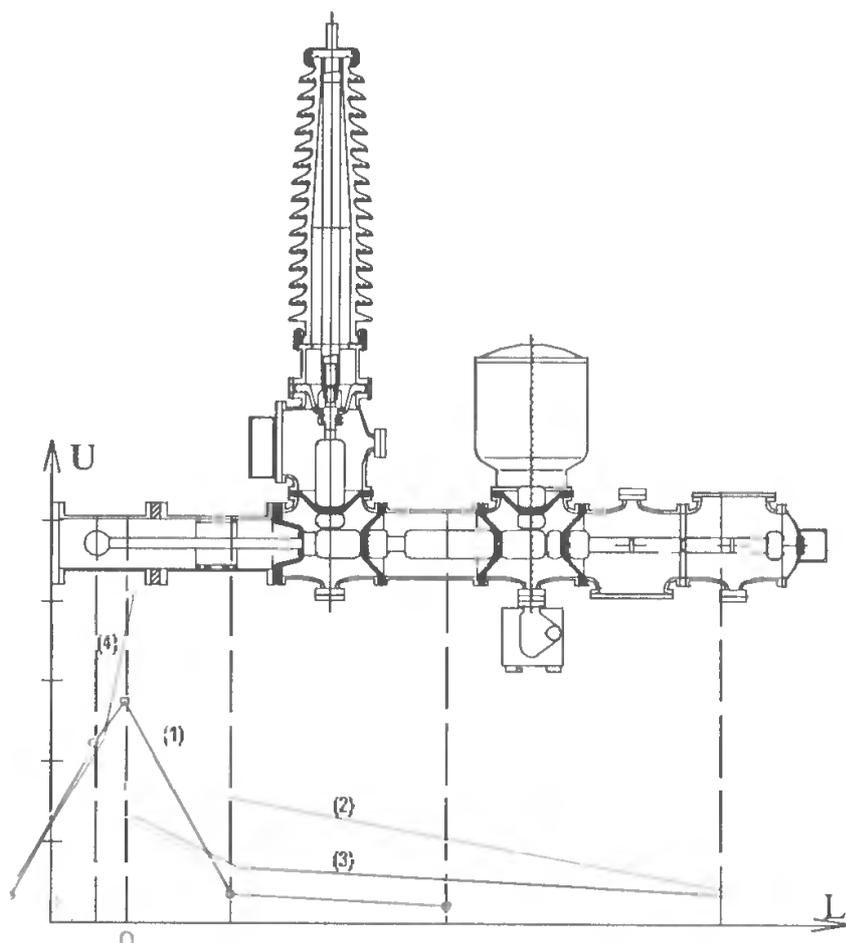


Рисунок 5 -Зависимости значений акустического сигнала (U) на выходе акустической системы «онег» от расстояния между дефектом («0») и

акустическим датчиком (L) по длине КРУЭ 110 кВ при различных уровнях ЧР (Q_{max}) с дефекта

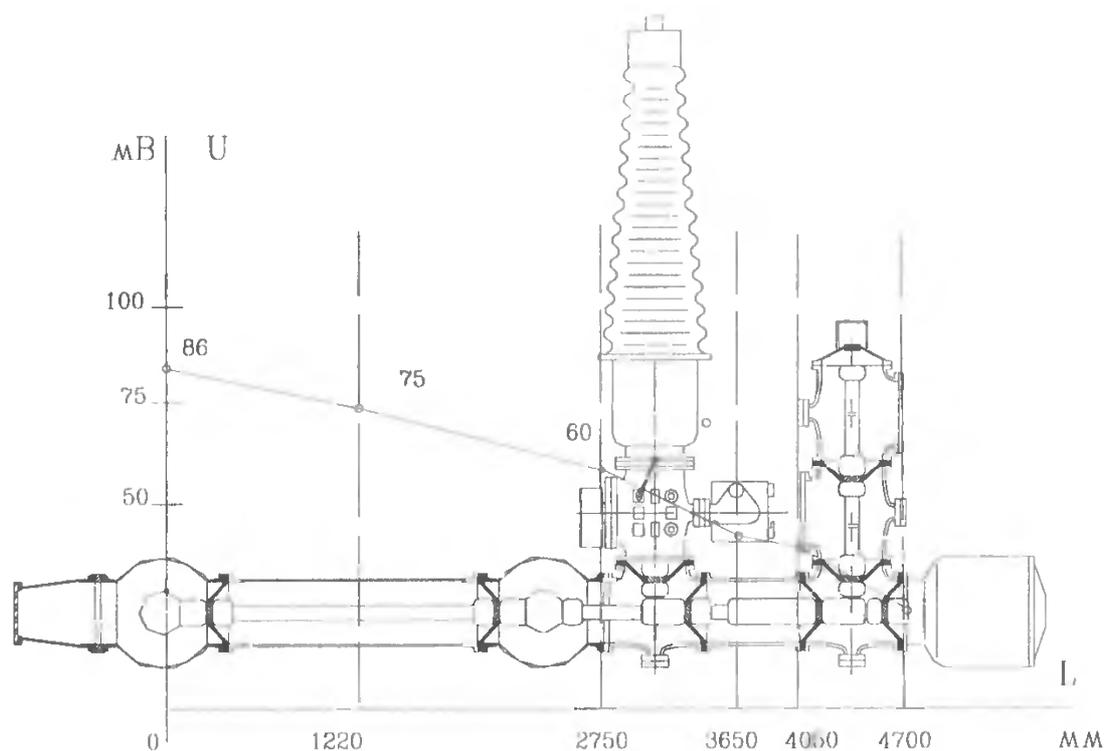


Рисунок 6 – Зависимость значений акустического сигнала (U) на выходе акустической системы «Онега» от расстояния между дефектом («0») и датчиком прибора по длине КРУЭ-220 кВ при уровне ЧР с дефекта

Эти исследования выявили также и возможность определения акустической системой положения дефектов по углу места в плоскости, перпендикулярной оси главного корпуса, что существенно для поиска и устранения весьма малых по размерам дефектов.

При диагностике изоляции КРУЭ наиболее важно для эксплуатации получение решения, причем в количественной форме, четвертой из задач СДИ, перечисленных выше в таблице 16. Выраженное в конкретных значениях снижения электрической прочности или сокращение срока эксплуатации ИС КРУЭ позволяет потребителю принять обоснованное решение о необходимых действиях по предупреждению аварии и необходимом обслуживании.

Структура СДИ ИС КРУЭ

Как сложная измерительная система с функцией по меньшей мере предварительного логического анализа результатов измерений (задачи 2-4 в таблице 16), СДИ имеет многоуровневую структуру, включающую в себя, как правило:

1-й уровень – первичных датчиков;

2-й уровень – сбора и обработки измерительной информации;

3-й уровень – оценки измерительной информации и управления СДИ (сопряжения СДИ с общей СД КРУЭ);

4-й уровень – выработки рекомендаций (и управляющих воздействий на объект диагностики).

Далее основные черты и особенности СДИ, предназначенных для КРУЭ, рассмотрены с учетом примера одной из наиболее успешных на рынке систем типа PDM английской фирмы DMS на рисунке 7 приведен эскиз размещения этой системы (первые три уровня СДИ) на подстанции.

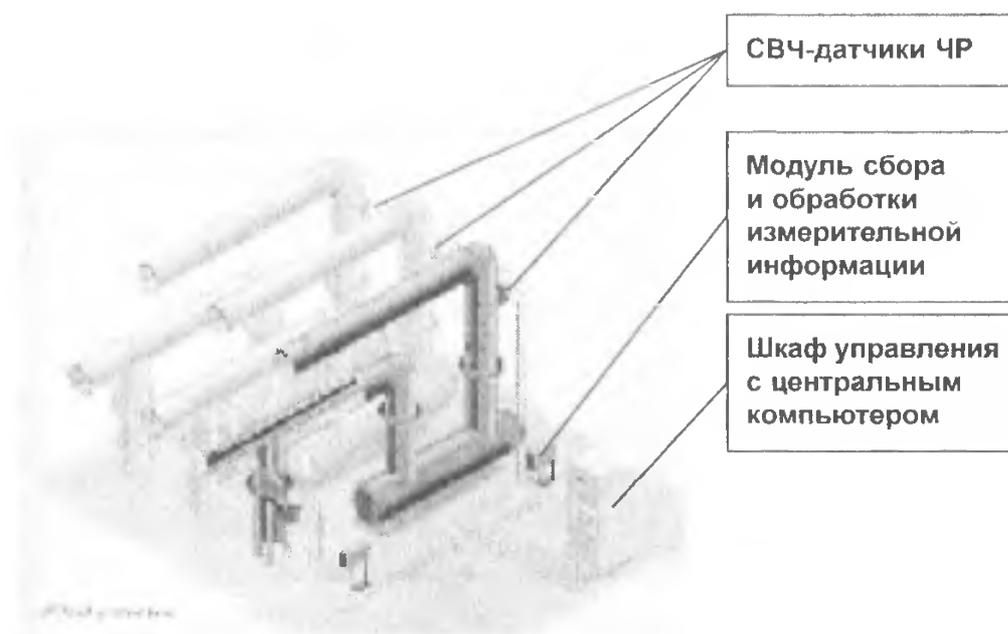


Рисунок 7 – Размещение СДИ на подстанции с КРУЭ

Следует отметить, что три уровня системы типа PDM представляют собой, по сути, систему мониторинга ИС КРУЭ с автоматической реализацией решения первых двух задач СДИ – обнаружения дефектов и идентификации (предварительной) их вида.. Собранные системой и предварительно обработанные данные мониторинга по каналам телекоммуникационных связей передаются экспертам фирмы, на которых возлагается окончательная идентификация вида обнаруженного дефекта и реализация решения основных задач собственно СДИ – оценка состояния ИС КРУЭ и выработка на ее основе рекомендаций оперативному персоналу.

Первичные датчики

На первом уровне СДИ – уровне первичных, встроенных в КРУЭ датчиков, происходит отбор аналоговых сигналов, пропорциональных текущим значениям характеристик ЧР и высокого рабочего напряжения.

В качестве первичных датчиков ВН в СДИ могут использоваться как встраиваемые в КРУЭ измерительные трансформаторы напряжения, так и специально предусматриваемые для этой цели элементы первичных датчиков ЧР

Определяющие значения для надежного функционирования СДИ, основанных на электрическом методе измерения характеристик ЧР в условиях эксплуатации КРУЭ, т.е. в условиях, в которых возможны весьма интенсивные электромагнитные помехи, имеет выбор диапазона рабочих частот, в котором первичными датчиками осуществляется отбор сигналов ЧР.

Опыт применения СДИ в КРУЭ с отбором первичных сигналов ЧР в различных диапазонах радиочастот показал, что в условиях эксплуатирующихся подстанций с КРУЭ наиболее успешно работают СДИ, использующие СВЧ-технологии измерений ЧР в диапазоне частот от 100 МГц до 2 ГГц. Наиболее распространены измерения в диапазоне частот 500-1200 МГц, т.к. в этом диапазоне лежат собственные частоты КРУЭ и может быть

обеспечена достаточно высокая чувствительность измерения характеристик ЧР и осуществлена эффективная отстройка от внешних электромагнитных помех.

В качестве СВЧ-датчиков этого диапазона применяют дисковые антенны, встраиваемые в корпуса КРУЭ и представляющие собой часть его конструкции. На рисунке 8 приведен внешний вид СВЧ-датчика ЧР, встроенного в корпус КРУЭ на номинальное напряжение 500 кВ.



Рисунок 8 - Внешний вид СВЧ-датчика ЧР, встроенного в корпус КРУЭ на номинальное напряжение 500 кВ.

Число устанавливаемых на полюс КРУЭ первичных датчиков ЧР определяется характеристикой чувствительности датчиков по длине главного токоведущего контура КРУЭ. Так, имеющие чувствительность по минимальному кажущемуся заряду ЧР не хуже 5 пКл, СВЧ-датчики ЧР фирмы DMS устанавливают, в зависимости от геометрической конфигурации полюса КРУЭ на подстанции, через каждые 5-10 м.

Уровень сбора и обработки измерительной информации

На втором уровне СДИ осуществляется сбор измерительной информации, ее инструментальная и первичная логическая обработка.

Конструктивно этот уровень СДИ реализуется в виде модулей, в которой с ближайших к нему первичных датчиков, установленных в каждом полюсе КРУЭ, поступают аналоговые сигналы ЧР и ВН. На рисунке 9 показан внешний вид модуля сбора и обработки измерительной информации системы типа PDM, установленного на опорной конструкции КРУЭ.

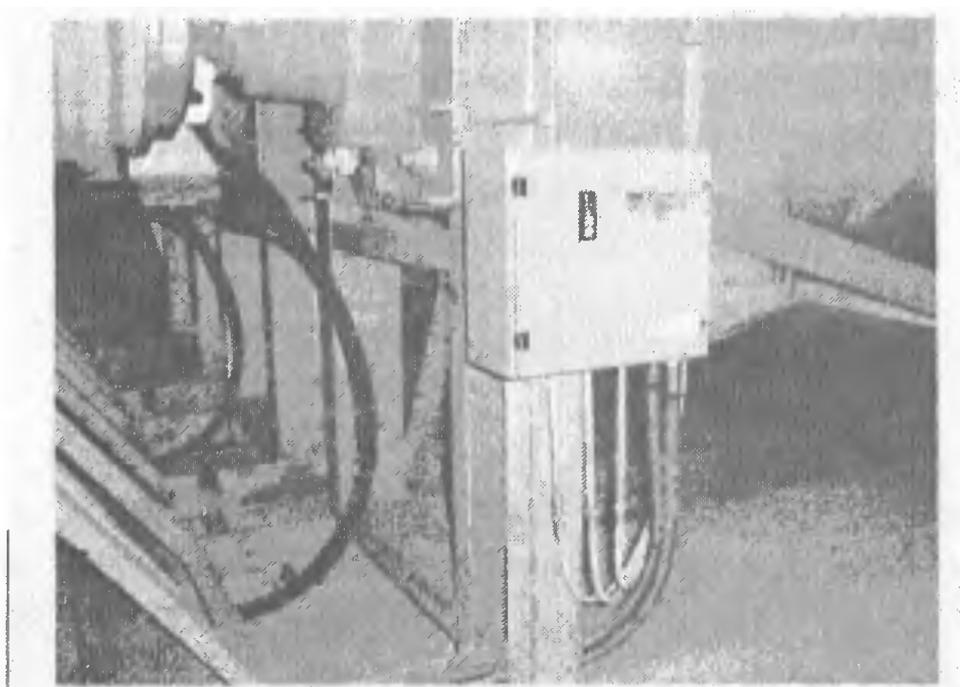


Рисунок 9 – Внешний вид модуля сбора и обработки измерительной информации системы типа PDM

Модуль сбора и предварительной обработки измерительной информации системы PDM – «узел» содержит СВЧ-блок и блок сбора данных. Узел осуществляет фильтрацию, усиление, масштабирование и аналого-цифровое преобразование аналоговых сигналов ЧР и ВН.

Встроенный в узел процессор регистрирует в оперативной памяти наибольшие значения ЧР в каждом из 64 временных интервалов, на которые делится период ВН, и непрерывно проверяет амплитуды этих ЧР на превышение предварительного заданного уровня.

При превышении заданного уровня ЧР сохраненные в памяти процессора данные за 50 периодов промышленной частоты в формате 2- и 3-мерных

фазовых диаграмм передаются по стекловолоконной кольцевой сети на третий уровень системы для дальнейшей обработки и визуального отображения.

В дополнение к этим процедурам узел реализует функции самодиагностики. Текущее состояние узла отображается на жидкостном индикаторе, расположенном на его лицевой панели.

С целью повышения помехозащищенности модуль собран в корпусе из нержавеющей стали с уплотнительными электрическими и стекловолоконными вводами и крепится к несущим конструкциям КРУЭ на уровне земли вблизи первичных датчиков (рисунок 9). Подключение первичных датчиков к модулю осуществляется дважды экранированными коаксиальными кабелями. Кольцевая стекловолоконная сеть передачи в центральный компьютер объединяет до 40 узлов.

Перспективы развития систем диагностики изоляции.

Введение СВЧ-мониторинга ЧР в КРУЭ, как очень перспективного и экономического метода слежения за состоянием изоляции, улучшает качество и надежность энергоснабжения, снижает оперативные и эксплуатационные расходы и понижает стоимость дорогостоящего оборудования, увеличивая срок его службы.

Основным развитием СДИ является создание полностью автоматизированных систем, обеспечивающих решение диагностических задач в режиме, максимально приближенном к режиму работы в реальном масштабе времени.

Если на начальном этапе освоения систем мониторинга и диагностики состояния изоляции электрооборудования такие системы разрабатывались и внедрялись прежде всего в оборудовании на высшие классы напряжения, то по мере развития освоения методологических, аппаратных и программных средств СДИ становится неотъемлемой частью практически всех видов разрабатываемого оборудования высокого напряжения..

Особое внимание разработчиков систем диагностики изоляции уделяются исследованиям и разработкам в области решения следующих задач идентификацией дефектов задач диагностики ИС КРУЭ по характеристикам ЧР (таблица 16). Ведутся разработки методик и оборудования для калибровки СВЧ-датчиков и СВЧ-систем измерения характеристик ЧР. Дальнейшее развитие СДИ для ИС КРУЭ предполагает также разработки мощного и быстродействующего программного обеспечения для анализа данных и выработки экспертных оценок состояния ИС КРУЭ на основе современных информационных технологий.

3.4.4. Специальные требования КРУЭ к системе защиты

Основные вопросы проектирования систем защиты для КРУВ и КРУЭ являются одними и теми же. Тем не менее имеются некоторые особенности КРУЭ, которые нужно учитывать. Наиболее важными являются следующие:

Синхронизация системы защиты

Должно быть достигнуто быстрое устранение пробоя для того, чтобы минимизировать повреждение оборудования и риск выброса загрязняющего элегаза в атмосферу в маловероятном случае внутреннего пробоя. Изоляция в КРУЭ не является самовосстанавливающейся и чем дольше существует пробой, тем сильнее может быть повреждение и, следовательно, может быть более длинный период простоя. Допустимое максимальное время для устранения пробоя и соответствующие технические условия на конструкцию и испытания КРУЭ, относящиеся к внутренним пробоям, включены в документ IEC 517.

Автоматическое повторное включение

В дополнение к устранению повреждений наружных цепей защита, используемая на КРУЭ, должна обеспечивать отсутствие повторного

автоматического включения в случае внутреннего пробоя КРУЭ. Ясно, что любое такое повторное включение может повлечь за собой опасность для персонала и почти определенно привести к более сильному повреждению и более длительным периодам простоя и ремонта.

Защита шинпровода и отсека

Должна использоваться защита шинпровода. Для того чтобы минимизировать время устранения неисправности, она должна быть спроектирована таким образом, чтобы обесточивалась только неисправная секция, а максимальное количество цепей оставалось бы под напряжением. Это может повлечь за собой использование большего числа сердечников ТТ и размещений, чем это характерно для станции с КРУВ.

Прерывание

Для пробоев на соединениях КРУЭ с наружными цепями защита должна быть согласована с дистанционной конечной защитой цепи, и быстрое устранение неисправности должно быть достигнуто за счет использования цепей прерывания.

Защита от пробоя на землю

В КРУЭ с однофазными оболочками, используемыми в системах без жестко заземленной нейтрали, обычная защита может быть непригодна для выявления пробоя на землю. В связи с этим требуются системы, способные выявлять ток возврата через землю. [22]

3.4.5 Электромагнитная совместимость.

Хорошо известно, что в КРУЭ генерируется высокочастотное неустановившееся напряжение, которое по генерации, передаче и затуханию

отличается от процессов в КРУВ; это может наложить дополнительные требования на вспомогательное оборудование, связанное с КРУЭ.

Высокочастотное неустановившееся напряжение, генерируемое при срабатывании выключателей, разъединителей и заземлителей, или при условиях пробоя, в общем случае ограничивается внутренним объемом экранирующей оболочки, обеспечиваемой оболочкой КРУЭ. Однако все КРУЭ включает в себя разрывы, которые обеспечивают возможность передачи высокочастотных эффектов за пределы КРУЭ. В результате таких возмущений, генерируемых в подстанции, вспомогательное оборудование, связанное с КРУЭ, подвергается двум типам электромагнитного воздействия:

- излучаемые электромагнитные поля
- электропроводность в проводниках, связанных с оборудованием (напряжение общего или дифференциального режимов).

Фундаментальная разница между КРУЭ и КРУВ заключается в основном в спектре используемых частот. Принимая во внимание, что в конструкции КРУЭ и связанного с ним оборудования предприняты определенные меры, сложности электромагнитной совместимости можно преодолеть. В документе IEC 694 представлены специальные инструкции по обращению с вспомогательным оборудованием.

Чем больше электронного оборудования используется в окружении подстанции КРУЭ для интегрированного управления, защиты и контроля, тем выше потенциальный риск возникновения проблем ЭМС. В связи с этим внимание должно быть уделено следующему:

- конструкции системы заземления КРУЭ;
- экранированию и концевой заделке кабелей;

- экранированию локальных панелей управления, содержащих чувствительное электронное оборудование, установленное непосредственно на КРУЭ;
- экранированию и защите индивидуальных компонентов вспомогательного оборудования в тех случаях, когда это приемлемо;
- повышенному использованию методов невосприимчивой связи, таких как применение оптоволокну.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В настоящее время в электроэнергетике России сложилась ситуация, когда для обеспечения надежности функционирования основной электрической сети ресурсы, направляемые на техническое обслуживание и поддержание работоспособности изношенных коммутационных аппаратов, оказываются сопоставимыми с затратами на новое, более надежное и экономичное оборудование. Данное положение нельзя признать рациональным.

2. Последующее развитие отечественной электроэнергетики объективно приведет к масштабной замене коммутационного оборудования, так как 80 - 90% его выработало свой ресурс и морально устарело. В процессе технического перевооружения будущее видится за оборудованием, обеспечивающим высокую надежность, экономичность и качество поставляемой потребителям электроэнергии, так как развитие конкурентных отношении заставит уделить пристальное внимание аспектам надежности систем генерации и транспорта электроэнергии.

3. Сравнительный анализ КРУЭ и РУ с традиционной изоляцией свидетельствует о заметном превосходстве с позиции надежности первых из них. По ряду показателей, таких как параметр потока отказов, периодичность капитальных ремонтов, среднегодовая продолжительность нахождения оборудования в аварийно-восстановительных и плановых ремонтах, КРУЭ обеспечивают более благоприятные (различающиеся до 10 раз и даже более) характеристики.

4. Основная причина отказов КРУЭ происходит по вине их производителей. Чистота сборки данного вида оборудования - важнейший фактор его последующей надежной эксплуатации, обеспечиваемый только в заводских условиях. Следовательно, отечественным производителям необходимо уделить пристальное внимание технологии производства ячеек высокой заводской готовности, позволяющей свести к минимуму объема сборочных работ на площадке сооружения электроустановки, а также

сокращению их габаритов, особенно для объектов основной электрической сети.

5. Внедрение СДИ на подстанциях с КРУЭ становится все более актуальным. Несмотря на то что стандартов в области СДИ на сегодня нет, специалисты ведущих зарубежных фирм-производителей энергетического оборудования обоснованно считают, что в ближайшем будущем решения о выводе оборудования из эксплуатации для обслуживания будут приниматься только на прогнозирующей основе, обеспечиваемой СДИ, в отличие от имевшего место в прошлом место в отличие от имевшего место в прошлом вывода по параметру отработанного оборудованием времени. При этом мощные мониторинговые и диагностические системы на основе бурно развивающихся информационных технологий будут собирать все необходимые данные, обслуживать зарождающиеся отказы КРУ и инициировать их обслуживание, а также обеспечивать планирование обслуживания и вырабатывать команды оптимизации режимов работы станций.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мисриханов М.Ш., Мозгалев К.В., Неклепаев Б.Н., Шунтов А.В. О технико-экономическом сравнении вариантов электроустановок при проектировании//Электрические станции. 2004. №2
2. Зацаринная Ю.Н., Нурмеев Т.А. Преимущества эксплуатации комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией.
3. Кузин П.В., Якобсон И.А. Накладка элегазового оборудования. / П.В. Кузин, И.А. Якобсон. – М: Энергоатомздат, 1990 – 112 с.
4. Кох Д., «Свойства SF₆ и его использование в коммутационном оборудовании среднего и высокого напряжения»/ Д. Кох – г. Гренобль.\
5. М.А. Аронов, Т.В. Лопухова элегазового оборудования высокого напряжения
6. Зацаринная Ю.Н., Нурмеев Т.А.// Вестник Казан. Технол. Ун-та – 2014 - №15
7. Зацаринная Ю.Н., Нурмеев Т.А. Элегазовые выключатели в современной энергетике/ Зацаринная Ю.Н., Нурмеев Т.А.// Вестник Казан технолог. Ун-та – 2014 №19.
8. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) 7 изд.
9. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ ЭСС)
10. СТО 56947007-29.240.10.248-2017 — «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)»
11. СТО 56947007-29.240.35.184-2014 — «Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Общие технические условия»
12. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» 2017

13. Зотов С. Н., Неклепаев Б. Н., Шунтов А. В. О частоте использования типовых схем распределительных устройств повышенных напряжений подстанций. – Электрические станции, 1994, ¹ 8.
14. Надежность систем энергетики и их оборудования. Справочник Под общ. ред. Руденко Ю. Н. М.: Энергоатомиздат, 2000, т. 2.
15. Коммутационные узлы энергосистем. Под ред. Шунтова А. В. М.: Энергоатомиздат, 1997.
16. Балаков Ю. Н., Мисриханов М. Ш., Шунтов А. В. Схемы выдачи мощности электростанций: Методологические аспекты формирования. М.: Энергоатомиздат, 2002.
17. Балаков Ю. Н., Неклепаев Б. Н., Шунтов А. В. О достигнутых параметрах выключателей. – Электрические станции, 1996, № 10
18. Зотов С. Н., Неклепаев Б. Н., Шунтов А. В. О частоте использования типовых схем распределительных устройств повышенных напряжений подстанций. - Электрические станции, 1994, № 8.
19. Надежность систем энергетики и их оборудования. Справочник / Под общ. ред. Руценко Ю. Н. М.: Энергоатомиздат, 2000, т. 2.
20. Коммутационные узлы энергосистем / Под ред. Шунтова А. В. М.: Энергоатомиздат, 1997.
21. Балаков Ю. Н., Мисриханов М. Ш., Шунтов А. В. Схемы выдачи мощности электростанций: Методологические аспекты формирования. М.: Энергоатомиздат, 2002.
22. Координация изоляции КРУЭ: обмен опытом, испытания на рабочей площадке и методы диагностики ELECTRA № 176, 1998
23. Правила устройства электроустановок седьмое издание: ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.
24. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153–34.20.118-2003 Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.

25. Преображенский В.А., Смирнов Г.В. Разработка, испытания и опыт эксплуатации системы диагностики и контроля на подстанции КРУЭ-110 кВ, Изд. ПЭИПК, вып. 1, Санкт-Петербург, 1998.

26. ГОСТ 20074-883. Электрооборудование и электроустановки. Метод измерения частичных разрядов.

27. Вишневский Ю.И. Электрические аппараты высокого напряжения с элегазовой изоляцией. Изд. Энергоатомиздат, Санкт-Петербург, 2002