

7. Надежность, аварийность и риски

7.1. Факторы риска отказов и аварийных ситуаций

Надежность электроснабжения — интегральный показатель качества работы РЭС. Аварии и отказы оборудования приводят к перерывам электроснабжения потребителей, материальным потерям, угрозе безопасности людей, репутационным издержкам. Начальник РЭС должен понимать природу рисков и уметь управлять ими.

7.1.1. Понятие надежности и классификация отказов

Надежность — свойство объекта (элемента сети, системы электроснабжения) сохранять работоспособность в течение заданного времени при заданных условиях эксплуатации.

Показатели надежности:

- **Вероятность безотказной работы** — вероятность того, что в течение заданного времени отказ не произойдет.
- **Среднее время безотказной работы** (наработка на отказ) — среднее время между отказами.
- **Интенсивность отказов** — количество отказов на единицу времени (обычно на 100 км линий в год, на 100 единиц оборудования в год).

Отказ — событие, заключающееся в нарушении работоспособности объекта (оборудования, линии).

Классификация отказов:

По последствиям:

- **Полный отказ** — объект полностью прекращает выполнение функций (обрыв провода ВЛ, пробой изоляции трансформатора).
- **Частичный отказ** — объект выполняет функции с ухудшенными параметрами (перегрев контактного соединения снижает пропускную способность линии, но не прерывает электроснабжение).

По причинам:

- **Конструктивный отказ** — вызван недостатками конструкции оборудования (заводской брак, ошибки проектирования).
- **Производственный отказ** — вызван дефектами изготовления (нарушение технологии на заводе).
- **Эксплуатационный отказ** — вызван неправильной эксплуатацией (перегрузка, нарушение режима обслуживания, ошибки персонала).
- **Износ** — вызван естественным старением, выработкой ресурса.

По возможности предсказания:

- **Внезапный отказ** — происходит неожиданно, без предварительных признаков (грозовое перекрытие изоляции, внезапный пробой).

- **Постепенный отказ** — развивается во времени, сопровождается предварительными признаками (ухудшение изоляции, увеличение нагрева контакта). Может быть предотвращен своевременной диагностикой и ремонтом.

Авария — отказ, приведший к прекращению электроснабжения потребителей, повреждению оборудования, угрозе жизни людей. Согласно постановлению Правительства РФ № 1489 от 29.09.2025, авария в электроэнергетике определяется как разрушение или повреждение объектов электроэнергетики, повлекшее существенные последствия (отключение потребителей определенной мощности на определенное время, материальный ущерб свыше установленного порога, человеческие жертвы).

7.1.2. Факторы, влияющие на надежность электрических сетей

Технические факторы:

Качество оборудования:

- Надежность оборудования зависит от производителя, соблюдения технологии изготовления, применяемых материалов.
- Современное оборудование (вакуумные, элегазовые выключатели, сухие трансформаторы, СИП) надежнее устаревшего (масляные выключатели, неизолированные провода).

Возраст и износ:

- С течением времени оборудование стареет: изоляция деградирует, механические части изнашиваются, коррозия разрушает металл.
- Вероятность отказа растет экспоненциально после выработки нормативного срока службы (для трансформаторов — 25–30 лет, для ВЛ — 25–40 лет в зависимости от материала опор и проводов).

Качество монтажа и ремонта:

- Ошибки при монтаже (плохой контакт, недотянутый болт, неправильная установка) приводят к отказам в первые месяцы эксплуатации.
- Некачественный ремонт — к повторным отказам вскоре после ремонта.

Резервирование:

- Наличие резервных линий, трансформаторов, возможность переключения нагрузки при отказе одного элемента повышает надежность системы (но не самого элемента).
- Двухтрансформаторная подстанция надежнее однострансформаторной (при отказе одного трансформатора нагрузка переводится на второй).

Эксплуатационные факторы:

Режим работы:

- Перегрузка оборудования (систематическая работа при токах выше номинальных) ускоряет старение, повышает вероятность отказа.

- Частые коммутации (включения-отключения) выключателей изнашивают контакты, снижают ресурс.

Качество технического обслуживания:

- Своевременные осмотры, измерения, испытания позволяют выявить дефекты на ранней стадии и предотвратить отказ.
- Пропуск обслуживания, формальное выполнение (без реальной проверки) повышают риск.

Квалификация персонала:

- Ошибки персонала (неправильные переключения, нарушение технологии ремонта) — причина значительной доли аварий (по статистике, 15–25 % аварий).
- Высококвалифицированный, обученный, дисциплинированный персонал снижает риск.

Внешние факторы:

Климатические и метеорологические:

- **Грозовая активность** — основная причина отключений ВЛ (грозовые перекрытия изоляции, удары молнии в опоры и провода). В регионах с высокой грозовой активностью (более 60 грозовых часов в год) аварийность ВЛ может быть в 2–3 раза выше, чем в регионах с низкой активностью.
- **Гололедно-ветровые нагрузки** — налипание льда на провода и опоры, ветровое воздействие приводят к обрывам проводов, падению опор.
- **Ураганы, штормы** — массовые повреждения ВЛ (падение деревьев на линии, обрывы проводов ветром).
- **Экстремальные температуры** — сильные морозы (ниже -40°C) повышают хрупкость материалов, вызывают обрывы проводов; аномальная жара (выше $+40^{\circ}\text{C}$) снижает пропускную способность линий из-за увеличения провеса проводов.

Загрязнение изоляции:

- В промышленных районах, вблизи моря изоляторы загрязняются (пыль, соль), что снижает их изоляционные свойства и приводит к перекрытиям при увлажнении.

Биологические факторы:

- Птицы (гнездование на опорах, замыкание фаз крыльями при посадке на провода) — причина 3–7 % отключений ВЛ.
- Грызуны (повреждение изоляции кабелей, проводки в РУ).
- Растительность (зарастание просек, падение деревьев на линии) — одна из главных причин отключений (до 30 % аварий на ВЛ в лесистых районах).

Антропогенные факторы:

- **Несанкционированная деятельность в охранных зонах** — земляные работы с повреждением кабелей, строительство вблизи ВЛ с нарушением габаритов, несогласованная вырубка деревьев с падением на линии.

- **Вандализм и хищения** — кража проводов, оборудования, повреждение изоляторов.
- **Дорожно-транспортные происшествия** — наезды автомобилей на опоры ВЛ.

Системные факторы:

Конфигурация сети:

- Радиальные схемы (один источник питания) менее надежны, чем кольцевые или с резервированием.
- Протяженные линии с большим количеством ответвлений (сложная схема) более подвержены авариям, чем простые короткие линии.

Взаимное влияние элементов:

- Отказ одного элемента может вызвать каскадное развитие аварии (отключение линии приводит к перегрузке соседней, которая также отключается, затем следующая — лавинообразное отключение).

7.1.3. Статистика аварийности и типичные причины

Распределение аварий по типам оборудования (усредненные данные по электросетевым организациям России):

Тип оборудования	Доля в общем числе аварий
Воздушные линии 0,4–10 кВ	60–70 %
Воздушные линии 35–110 кВ	10–15 %
Кабельные линии	5–10 %
Трансформаторы	5–10 %
Коммутационные аппараты	3–5 %
Прочее оборудование (РЗА, системы учета)	2–5 %

Основные причины аварий на ВЛ (по убыванию частоты):

1. **Падение деревьев на провода** (25–35 %) — зарастание просек, падение деревьев при ураганах, ветровалы.
2. **Грозовые перекрытия** (20–30 %) — удары молнии, индуцированные перенапряжения.
3. **Обрывы проводов** (10–15 %) — гололедно-ветровые нагрузки, износ проводов, механические повреждения.
4. **Повреждение опор** (5–10 %) — гниение деревянных опор, коррозия металлических, падение при подмыве фундамента.

5. **Схлестывание проводов** (5–7 %) — сильный ветер, налипание снега.
6. **Прочие причины** (15–20 %) — несанкционированная деятельность, вандализм, ошибки персонала.

Основные причины аварий трансформаторов:

1. **Пробой изоляции** (40–50 %) — старение, увлажнение, перенапряжения.
2. **Короткое замыкание в обмотках** (витковое замыкание) (20–30 %) — дефекты изготовления, перегрузки.
3. **Повреждение вводов** (10–15 %) — механические воздействия, старение изоляции.
4. **Отказ системы охлаждения** (5–10 %) — приводит к перегреву и развитию дефекта.
5. **Прочие причины** (5–15 %) — дефекты бака, течь масла.

Сезонность аварийности:

- **Летний период** (июнь–август) — пик грозовой активности, максимум аварий от грозовых перекрытий.
- **Зимний период** (декабрь–февраль) — гололедно-ветровые нагрузки, обрывы проводов, максимальная нагрузка сети (увеличение вероятности перегрузок).
- **Осенне-весенний период** — ветровалы деревьев (влажная почва, корневая система менее устойчива).

7.1.4. Методы оценки рисков

Риск — сочетание вероятности наступления нежелательного события (отказа, аварии) и тяжести его последствий.

Формула: **Риск = Вероятность × Последствия**

Оценка вероятности:

- На основе статистики (частота отказов данного типа оборудования в прошлом).
- На основе экспертных оценок (при отсутствии статистики или для нового оборудования).

Оценка последствий:

- Количество отключенных потребителей, продолжительность отключения (влияет на SAIDI, SAIFI).
- Материальный ущерб (стоимость ремонта, недоотпуск электроэнергии, штрафы).
- Социальные последствия (отключение социально значимых объектов — больниц, школ).
- Угроза жизни и здоровью людей.

Матрица рисков:

Риски классифицируются по уровню (произведение вероятности и последствий):

	Незначительные последствия	Умеренные последствия	Серьезные последствия	Катастрофические последствия
Высокая вероятность	Средний риск	Высокий риск	Критический риск	Критический риск
Средняя вероятность	Низкий риск	Средний риск	Высокий риск	Критический риск
Низкая вероятность	Низкий риск	Низкий риск	Средний риск	Высокий риск

Стратегии управления рисками:

Снижение вероятности — технические и организационные меры по предотвращению отказа (техническое обслуживание, замена изношенного оборудования, установка грозозащиты).

Снижение последствий — меры по минимизации ущерба при отказе (резервирование, быстрое восстановление, автоматика АВР).

Передача риска — страхование (перенос финансовых последствий на страховую компанию).

Принятие риска — осознанное решение не предпринимать мер (когда стоимость мер превышает ожидаемый ущерб от риска или вероятность и последствия малы).

Практический пример оценки риска:

Объект: воздушная линия 10 кВ протяженностью 20 км, проходящая через лесистую местность, возраст линии 30 лет (провода алюминиевые, опоры деревянные).

Вероятность отказа (на основе статистики аналогичных линий): 0,8 отказа на 100 км в год → для 20 км: 0,16 отказа в год (вероятность отказа в течение года ~15 %).

Последствия отказа: линия питает 2 трансформаторные подстанции, от которых питаются 500 потребителей (население, мелкий бизнес). Среднее время восстановления — 4 часа. Социально значимых объектов нет. Материальный ущерб от недоотпуска — 50 000 рублей, ремонт — 30 000 рублей. Итого ущерб ~ 80 000 рублей.

Ожидаемый годовой ущерб = Вероятность × Ущерб = $0,15 \times 80\,000 = 12\,000$ рублей.

Меры снижения риска:

- Расчистка просек (снижение вероятности падения деревьев) — стоимость 100 000 рублей, снижает вероятность отказа на 50 % → новый ожидаемый ущерб 6 000 рублей, экономия 6 000 рублей в год. Окупаемость меры $100\,000 / 6\,000 \approx 17$ лет — мера неэффективна с экономической точки зрения, но может быть обоснована другими соображениями (требование регулятора, улучшение SAIDI).

- Установка реклоузера (автоматического секционирующего аппарата) в середине линии — стоимость 300 000 рублей. Не снижает вероятность отказа, но снижает последствия (при отказе на одном участке отключается только половина потребителей, SAIDI улучшается). Новый ущерб $\sim 40\,000 \text{ рублей} \times 0,15 = 6\,000 \text{ рублей}$, экономия 6 000 рублей в год. Окупаемость 50 лет — также неэффективно экономически, но может быть обосновано целевыми показателями SAIDI.

Вывод: для данной линии экономически эффективные меры отсутствуют (затраты превышают выгоду), риск принимается, но линия включается в план реконструкции на перспективу (замена на кабельную линию или применение СИП при капитальном ремонте).

7.2. Анализ причин нарушений в сетях

Каждое нарушение, авария, инцидент несут информацию. Правильный анализ позволяет извлечь уроки, предотвратить повторение, улучшить систему управления.

7.2.1. Система учета и классификации нарушений

Технологическое нарушение — событие в электрической сети, связанное с отклонением от нормального режима работы, но не подпадающее под определение аварии (кратковременное отключение с успешным АПВ, срабатывание защиты без отключения потребителей).

Авария — нарушение с существенными последствиями (определение по постановлению № 1489).

Инцидент — событие, которое могло привести к аварии или нарушению, но не привело (опасная ситуация, ошибка персонала, выявленная до последствий).

Микротравма, опасная ситуация — события в области охраны труда (работник чуть не получил травму).

Учет нарушений:

Все нарушения фиксируются в специальных журналах (журнал аварий и технологических нарушений, оперативный журнал).

Каждому нарушению присваивается номер, фиксируется:

- Дата, время.
- Объект (линия, подстанция, оборудование).
- Характер нарушения (отключение, срабатывание защиты, повреждение).
- Последствия (количество отключенных потребителей, продолжительность отключения).
- Предварительная причина.

Классификация (для анализа):

- По типу оборудования (ВЛ, КЛ, трансформаторы, РУ).
- По причинам (технические, эксплуатационные, внешние, персонал).

- По последствиям (без отключения потребителей, с отключением до 1 часа, от 1 до 6 часов, более 6 часов).

7.2.2. Расследование аварий и технологических нарушений

Цели расследования:

- Установить фактические обстоятельства (что произошло).
- Установить причины (почему произошло).
- Выявить виновных лиц (если нарушение связано с действиями персонала).
- Разработать мероприятия по предотвращению повторения.

Порядок расследования (согласно постановлению № 1489):

1. Немедленные действия (при аварии):

- Локализация, восстановление электроснабжения.
- Сохранение обстановки на месте (фиксация, фото, видео).
- Информирование руководства, надзорных органов (при авариях определенной категории).

2. Создание комиссии:

- Для расследования аварий — комиссия назначается приказом руководителя организации.
- Состав: представители организации (технические специалисты, не ответственные за эксплуатацию поврежденного оборудования), представители Ростехнадзора (при крупных авариях).
- Для расследования технологических нарушений — комиссия может создаваться по решению руководства или расследование проводится начальником РЭС.

3. Сбор информации:

- Осмотр места аварии (повреждения оборудования, следы воздействий).
- Опрос свидетелей (персонал, видевший или слышавший событие; потребители, если они могут предоставить информацию о времени, характере отключения).
- Изучение документации:
 - Оперативные журналы (записи о переключениях, событиях перед аварией).
 - Данные устройств РЗА (осциллограммы, журналы событий цифровых защит — показывают параметры режима в момент аварии).
 - Данные телемеханики (если есть).
 - Журналы дефектов (выявлялись ли дефекты на данном оборудовании ранее).
 - Акты последних ремонтов, испытаний.
 - Метеорологические данные (если авария могла быть связана с погодой — данные о грозовой активности, скорости ветра, температуре).
- Экспертизы:
 - Дефектоскопия поврежденного оборудования (определение характера повреждения — пробой изоляции, механическое разрушение).
 - Анализ масла (при повреждении трансформатора — хроматография растворенных газов показывает тип дефекта).

- Металлографический анализ (при обрыве проводов, разрушении элементов — определение причины разрушения: усталость металла, коррозия, перегрузка).

4. Установление причин:

Анализ собранной информации для выявления причинно-следственных связей.

Методы анализа:

Метод «дерева отказов» (Fault Tree Analysis, FTA):

- Строится логическая схема: от конечного события (аварии) вниз к возможным причинам, от причин — к факторам, от факторов — к исходным событиям.
- Используются логические операторы «И» (событие происходит, если происходят все нижележащие события одновременно) и «ИЛИ» (событие происходит, если происходит хотя бы одно нижележащее).
- Позволяет выявить все возможные цепочки событий, приведших к аварии.

Метод «5 почему» (описан в модуле 6) — последовательное углубление к корневой причине.

Причинно-следственная диаграмма Исикавы (Fishbone diagram):

- Основная ось — проблема (авария).
- «Кости» — категории причин: персонал, оборудование, технология, управление, внешние факторы.
- На каждой «кости» — конкретные причины из данной категории.
- Помогает систематизировать возможные причины, не упустить аспекты.

Категории причин (типовая классификация):

Непосредственная (техническая) причина — что физически произошло (пробой изолятора, обрыв провода, короткое замыкание в обмотке трансформатора).

Корневая (системная) причина — почему это стало возможным:

- Износ оборудования (изолятор старый, трещины не выявлены при осмотре).
- Дефект изготовления (заводской брак изолятора).
- Неправильная эксплуатация (перегрузка трансформатора привела к ускоренному старению изоляции).
- Ошибка персонала (не выполнены технические мероприятия при подготовке рабочего места, подано напряжение на работающих).
- Недостаток организации работы (отсутствие контроля за состоянием оборудования, не проведены своевременно испытания).

Сопутствующие факторы — обстоятельства, способствовавшие аварии (гроза, сильный ветер, загрязнение изоляции).

5. Выводы и мероприятия:

Комиссия формулирует:

- Установленные причины (непосредственную, корневые).
- Виновных лиц (если авария связана с действиями или бездействием персонала, руководителей).
- Мероприятия по предотвращению повторения (технические, организационные).
- Сроки выполнения мероприятий, ответственных.

6. Оформление результатов:

Акт расследования аварии (форма установлена постановлением № 1489):

- Общие сведения (дата, место, объект, последствия).
- Обстоятельства (что произошло, хронология событий).
- Причины.
- Виновные лица (если есть).
- Мероприятия.

Акт подписывается членами комиссии, утверждается руководителем организации.

Для технологических нарушений может составляться упрощенная форма (служебная записка, акт произвольной формы).

7. Реализация мероприятий:

Мероприятия, указанные в акте, выполняются в установленные сроки. Начальник РЭС контролирует выполнение, докладывает руководству.

Практический пример расследования:

Событие: отключение ВЛ-10 кВ «Северная» 15 апреля 2026 г. в 14:30. Отключены 300 потребителей, восстановление через 5 часов.

Осмотр: обнаружен обрыв провода на опоре № 47, провод лежит на земле.

Опрос персонала: дежурный подстанции сообщил, что в момент отключения была гроза, сработала максимальная токовая защита (МТЗ), АПВ не сработало (настроено на однократное действие, после неуспешного включения не повторялось).

Изучение документации:

- Оперативный журнал: запись о срабатывании МТЗ в 14:30.
- Данные метеослужбы: гроза, сильный ветер (порывы до 20 м/с).
- Журнал осмотров: последний осмотр линии — март 2026, замечаний по опоре № 47 не было.
- Акт последнего ремонта линии: 2023 год, замена 10 опор (опора № 47 не ремонтировалась).

Осмотр оборванного провода: на месте обрыва — следы коррозии, сечение провода уменьшено на 40 % (коррозия изнутри, снаружи не видна). Металлографический анализ: усталостное разрушение на фоне коррозии.

Выводы:

- Непосредственная причина: обрыв провода.
- Корневая причина: коррозия провода не выявлена при осмотрах (осмотр проводился визуально, коррозия внутренних жил провода не видна).
- Сопутствующий фактор: ветровая нагрузка (при сильном ветре ослабленный провод оборвался).

Виновные: нет (коррозия внутри провода не могла быть выявлена визуальным осмотром без разборки).

Мероприятия:

- Провести обследование всех ВЛ 10 кВ с алюминиевыми проводами возрастом более 20 лет с применением методов неразрушающего контроля (тепловизионное обследование контактных соединений, измерение сопротивления участков провода для выявления коррозии) — срок 6 месяцев, ответственный — начальник РЭС.
- Включить в план капитального ремонта на следующий год замену проводов на линии «Северная» — ответственный — ПТО.

7.2.3. Статистический анализ нарушений

Помимо расследования отдельных событий, важен систематический анализ всей совокупности нарушений за период (квартал, год).

Цели статистического анализа:

- Выявление тенденций (растет или снижается аварийность).
- Выявление «узких мест» (какие типы оборудования, участки сети наиболее аварийны).
- Оценка эффективности мероприятий (снизилась ли аварийность после реализации мероприятий).

Показатели для анализа:

Интенсивность отказов:

- Для ВЛ: количество отключений на 100 км линий в год.
- Для трансформаторов: количество отказов на 100 единиц оборудования в год.

Распределение по причинам (процент аварий по каждой причине от общего числа).

Распределение по типам оборудования, участкам сети.

Динамика (изменение показателей по годам, кварталам).

Методы анализа:

Построение диаграмм Парето:

- Ранжирование причин аварий (или объектов) по частоте.
- Выделение наиболее значимых (20 % причин дают 80 % проблем — принцип Парето).
- Концентрация усилий на устранении основных причин.

Пример: анализ аварийности РЭС за год показал:

- Падение деревьев — 40 % аварий.
- Грозовые перекрытия — 25 %.
- Обрывы проводов — 15 %.
- Повреждение опор — 10 %.
- Прочие — 10 %.

Диаграмма Парето показывает: 65 % аварий вызваны двумя причинами (деревья + грозы). Мероприятия: расчистка просек (снижение падения деревьев), установка ограничителей перенапряжений (ОПН) на ВЛ (снижение грозовых перекрытий). Эти две меры дадут максимальный эффект.

Сравнительный анализ:

- Сравнение показателей разных РЭС одной организации (выявление лучших и худших, изучение опыта лучших).
- Сравнение с нормативами, бенчмарками отрасли.

Трендовый анализ:

- Построение графиков изменения показателей во времени (по месяцам, годам).
- Выявление тенденций (рост, снижение, сезонные колебания).
- Прогнозирование (экстраполяция тренда на будущее).

Корреляционный анализ:

- Выявление связей между факторами и аварийностью (например, зависимость числа аварий от количества грозовых дней, от среднего возраста оборудования).

Практический совет: не ограничивайтесь формальным отчетом «количество аварий за год — 15, на 3 меньше, чем в прошлом». Копайте глубже: какие типы аварий снизились, какие выросли, почему? Анализ — инструмент для принятия решений, а не бюрократическая обязанность.

7.3. Профилактика аварий и инцидентов

Лучший способ борьбы с авариями — их предотвращение. Профилактика дешевле ликвидации последствий и не наносит ущерба надежности электроснабжения.

7.3.1. Техническая профилактика

Планово-предупредительный ремонт (описан в модуле 2) — основа технической профилактики. Своевременное техническое обслуживание, замена изношенных элементов до отказа.

Диагностика состояния оборудования:

Тепловизионное обследование:

- Выявление перегревов контактных соединений, токоведущих частей (признак плохого контакта, перегрузки).
- Перегрев — предвестник отказа (контакт может выгореть, вызвать отключение или пожар).
- Периодичность: для ответственных объектов — ежегодно, для остальных — раз в 2–3 года.
- Обследование проводится специализированной бригадой с тепловизором.

Анализ масла трансформаторов:

- Физико-химический анализ (вязкость, кислотное число, пробивное напряжение) — показывает степень старения масла, загрязнения.
- Хроматографический анализ растворенных газов (ХАРГ) — выявляет развивающиеся дефекты внутри трансформатора (частичные разряды, перегрев, электрическая дуга) по составу газов, растворенных в масле.
- Периодичность: для трансформаторов мощностью более 1 МВА — раз в 3–6 лет, при выявлении аномалий — чаще.

Измерение сопротивления изоляции:

- Контроль состояния изоляции оборудования (обмоток трансформаторов, кабелей).
- Снижение сопротивления изоляции — признак увлажнения, загрязнения, старения.
- Периодичность: перед вводом из ремонта, при межремонтных испытаниях (раз в 1–3 года в зависимости от типа оборудования).

Испытания повышенным напряжением:

- Проверка электрической прочности изоляции кабельных линий, оборудования.
- Выявляет дефекты, не обнаруживаемые измерением сопротивления изоляции.
- Периодичность: для кабелей 6–10 кВ — раз в 3–6 лет.

Проверка работы устройств РЗА:

- Испытания защит (проверка уставок, времени срабатывания, чувствительности).
- Обеспечивает правильную работу защит при авариях (своевременное отключение поврежденного участка, предотвращение развития аварии).
- Периодичность: не реже 1 раза в 6 лет (для цифровых защит), 1 раза в 3 года (для электромеханических).

Модернизация и замена устаревшего оборудования:

- Оборудование, выработавшее нормативный срок службы или морально устаревшее, заменяется на современное, более надежное.
- Приоритет — оборудование в критическом состоянии (высокая аварийность, выявленные дефекты, невозможность ремонта).

Установка средств защиты от перенапряжений:

- Ограничители перенапряжений (ОПН) на ВЛ, подстанциях — защита от грозовых и коммутационных перенапряжений.
- Снижает аварийность от грозовых перекрытий на 50–80 %.

Грозозащита ВЛ:

- Установка грозозащитного троса (для ВЛ 35 кВ и выше) — защищает от прямых ударов молнии.
- Снижение сопротивления заземления опор (для опор с грозозащитным тросом) — обеспечивает стекание тока молнии в землю без повреждения оборудования.

Расчистка просек ВЛ:

- Вырубка деревьев и кустарников в охранной зоне ВЛ, угрожающих падением на провода.
- Снижает аварийность от падения деревьев.
- Периодичность: не реже 1 раза в 3 года, в густо залесенных районах — ежегодно.

Применение современных материалов и технологий:

- Замена неизолированных проводов на СИП (самонесущий изолированный провод) на ВЛ 0,4–10 кВ.
- СИП устойчивее к склестыванию проводов, не подвержен короткому замыканию при падении веток, снижает аварийность на 60–70 %.
- Замена воздушных линий на кабельные (в районах с высокой грозовой активностью, плотной застройкой) — полностью исключает грозовые перекрытия, падение деревьев.

7.3.2. Организационная профилактика

Обучение и подготовка персонала (модуль 5):

- Повышение квалификации, отработка действий при авариях (тренировки).
- Снижение ошибок персонала.

Усиление контроля:

- Регулярные проверки соблюдения технологии, требований безопасности.
- Выявление и устранение нарушений до того, как они привели к аварии.

Анализ опасных ситуаций и микротравм:

- Учет и расследование событий, которые могли привести к аварии или травме, но не привели (работник чуть не упал, оборудование чуть не отключилось).
- Анализ причин, принятие мер — предотвращение реальной аварии/травмы в будущем.

Система управления рисками:

- Регулярная (ежегодная) оценка рисков (выявление объектов, участков с высоким риском аварий).
- Планирование мероприятий по снижению рисков (приоритет — объекты с критическими рисками).

Обмен опытом:

- Изучение аварий, произошедших в других РЭС, организациях (рассылки, совещания, публикации).
- Внедрение у себя мероприятий, которые там помогли предотвратить аварии.

Мотивация безаварийной работы:

- Поощрение бригад, участков, достигших длительной безаварийной работы (премии, грамоты, звания «Лучшая бригада года»).
- Формирование культуры, в которой безаварийная работа — предмет гордости.

7.3.3. Профилактика, связанная с внешними факторами

Метеорологический мониторинг:

- Отслеживание прогнозов погоды (грозы, ураганы, гололед).
- При прогнозе неблагоприятных явлений — усиление готовности (дежурство аварийных бригад, проверка исправности механизмов и средств связи, предупреждение персонала).

Работа с населением и организациями:

- Информирование о запрете деятельности в охранных зонах ВЛ (установка знаков «Охранная зона ВЛ», публикации в СМИ).
- Согласование земляных работ вблизи кабельных линий (выдача разрешений с указанием мест прокладки кабелей, присутствие представителя РЭС при работах).
- Снижает риск повреждений от несанкционированной деятельности.

Борьба с хищениями и вандализмом:

- Патрулирование трасс ВЛ (особенно в отдаленных районах, где высок риск хищения проводов).
- Установка охранной сигнализации на подстанциях.
- Взаимодействие с полицией (сообщения о фактах хищений, вандализма, совместные рейды).

Борьба с биологическими факторами:

- Установка птицевозащитных устройств на опорах ВЛ (конусы, шипы, сетки — препятствуют гнездованию птиц).
- Обработка изоляторов специальными составами (отпугивающими птиц, предотвращающими загрязнение).

7.4. Подготовка к сезонным максимумам нагрузки и внешним воздействиям

Энергосистема и электрические сети работают в условиях переменной нагрузки и воздействия внешних факторов. Пиковые нагрузки и экстремальные воздействия создают повышенные риски. Подготовка к ним — обязательная задача начальника РЭС.

7.4.1. Подготовка к осенне-зимнему максимуму нагрузки (ОЗП)

Осенне-зимний период (ноябрь–март) характеризуется:

- Максимальной нагрузкой сети (увеличение потребления электроэнергии на отопление, освещение — световой день короткий).
- Низкими температурами (риск обморожения персонала при аварийных работах, повышенная хрупкость материалов).
- Гололедно-ветровыми нагрузками (обледенение проводов и опор, ветровое воздействие).
- Снегопадами, метелями (затрудняют доступ к объектам, видимость).

Подготовка к ОЗП — комплекс мероприятий, выполняемых в летне-осенний период для обеспечения надежной работы сети зимой.

Организация подготовки:

На уровне сетевой организации (филиала) издается приказ о подготовке к ОЗП (обычно в июне–июле), утверждается план мероприятий, назначаются ответственные.

Начальник РЭС разрабатывает план подготовки РЭС к ОЗП на основе типового плана организации, с учетом специфики своего района.

Типовой план подготовки к ОЗП включает:

1. Ремонт и техническое обслуживание оборудования:

- Завершение всех плановых ремонтов до начала ОЗП (до 1 ноября).
- Внеочередные осмотры ВЛ, подстанций с выявлением и устранением дефектов.
- Испытания и измерения (проверка изоляции, заземлений, РЗА).

2. Подготовка сети к повышенной нагрузке:

- Проверка пропускной способности линий, трансформаторов (расчеты нагрузок с учетом роста потребления зимой).
- Выявление «узких мест» (перегруженных элементов) и принятие мер (перераспределение нагрузки, включение резервных линий, ограничение нагрузки потребителей при необходимости).
- Проверка работоспособности систем АВР, резервирования.

3. Подготовка к работе в условиях низких температур:

- Утепление помещений подстанций (ремонт отопления, заделка щелей).
- Проверка работы систем обогрева распределительных устройств (обогрев приводов выключателей, шкафов РЗА).
- Обеспечение персонала зимней спецодеждой, средствами защиты от холода.

4. Подготовка к гололедно-ветровым нагрузкам:

- Проверка состояния опор ВЛ (выявление накренившихся, поврежденных — усиление или замена до зимы).
- Проверка состояния проводов (выявление участков с уменьшенным сечением из-за коррозии — замена).

- Расчистка просек (удаление деревьев, угрожающих падением при ветре или под тяжестью снега).

5. Создание аварийного запаса материалов и оборудования:

- Формирование запаса материалов для аварийно-восстановительных работ (провода, изоляторы, опоры, трансформаторы, выключатели).
- Обеспечение достаточности запасов (обычно — на устранение 2–3 типовых аварий одновременно).

6. Подготовка персонала и техники:

- Обучение персонала действиям в зимних условиях (работа в морозы, на обледенелых опорах).
- Противоаварийные тренировки (отработка ликвидации типовых зимних аварий: обрыв провода от гололеда, падение опоры).
- Проверка исправности техники и механизмов (автомобили, автовышки, бензопилы, генераторы) — ремонт, техническое обслуживание, подготовка к работе при низких температурах (зимнее масло, антифриз).

7. Организация дежурства и связи:

- Уточнение графиков дежурств (усиление в период максимальных нагрузок и неблагоприятной погоды).
- Проверка систем связи (телефоны, радиостанции) — резервирование (мобильная связь + стационарная + радио).
- Формирование списков телефонов ключевых лиц (руководство, диспетчеры, подрядчики, аварийные службы).

8. Взаимодействие с потребителями и властями:

- Информирование крупных потребителей о необходимости подготовки своих электроустановок к зиме.
- Согласование с местными властями планов ограничения потребления (на случай дефицита мощности при аварии).

Контроль готовности:

Готовность РЭС к ОЗП проверяется комиссией сетевой организации (в сентябре–октябре).

Комиссия проверяет:

- Выполнение плана подготовки (все ли мероприятия выполнены).
- Техническое состояние оборудования (выборочные осмотры объектов).
- Наличие запасов материалов, исправность техники.
- Готовность персонала (проверка знаний, результаты тренировок).

Результат: акт о готовности РЭС к ОЗП (готов / готов с замечаниями / не готов). При готовности с замечаниями — устанавливается срок устранения, повторная проверка. При неготовности — ответственность руководителей (вплоть до отстранения от должности).

Практический совет: не относитесь к подготовке к ОЗП как к формальности. Зима в России — серьезное испытание для электрических сетей. Недостаточная подготовка может обернуться массовыми авариями, длительными отключениями, человеческими жертвами (от холода в домах без отопления). Выполняйте план подготовки тщательно, не откладывая на последний момент.

7.4.2. Подготовка к весенне-летнему периоду

Весенне-летний период (апрель–сентябрь) характеризуется:

- Пиком грозовой активности (июнь–август).
- Максимумом нагрузки (в жаркие дни — кондиционирование, полив).
- Повышенным риском лесных пожаров (угроза ВЛ, проходящим через леса).
- Периодом массовых ремонтов (благоприятные погодные условия).

Подготовка:

1. Профилактика грозовых отключений:

- Проверка и восстановление грозозащиты (ОПН, грозозащитные тросы, заземления).
- Измерение сопротивления заземляющих устройств опор с грозотросом (сопротивление должно быть минимальным для эффективного стекания тока молнии).
- Очистка изоляторов от загрязнений (загрязненная изоляция имеет меньшую электрическую прочность, выше риск перекрытия при грозе).

2. Расчистка просек:

- Вырубка растительности в охранных зонах ВЛ (весной и летом растительность интенсивно растет).

3. Подготовка к повышенным нагрузкам:

- Проверка работы систем охлаждения трансформаторов (при высоких температурах окружающего воздуха охлаждающая способность снижается, риск перегрева).
- При необходимости — ограничение нагрузки на трансформаторы в жаркие дни.

4. Противопожарные мероприятия:

- Расчистка территорий подстанций от сухой травы, мусора.
- Проверка исправности систем пожаротушения.
- Создание минерализованных полос вдоль ВЛ в лесах (полосы вспаханной земли шириной 3–5 м, препятствующие распространению огня).

5. Организация оперативного реагирования на грозовые отключения:

- Усиление дежурства в период грозовой активности (наличие дежурной бригады, готовой к выезду).
- Подготовка материалов для замены поврежденных изоляторов, ОПН.

7.4.3. Действия при прогнозе неблагоприятных метеорологических явлений

При получении прогноза о неблагоприятных погодных условиях (ураган, сильный снегопад, гололед, аномальная жара/холод) начальник РЭС приводит РЭС в повышенную готовность.

Мероприятия:

1. Информирование персонала:

- Оповещение всех работников о прогнозе, приведение в готовность аварийных бригад.

2. Проверка готовности:

- Проверка наличия и исправности техники, материалов, средств связи.
- Дозаправка автомобилей, зарядка аккумуляторов радиостанций.

3. Усиление дежурства:

- Организация круглосуточного дежурства руководства РЭС (начальник или заместитель на связи 24/7).
- Увеличение численности дежурных бригад.

4. Превентивные отключения (в крайних случаях):

- При прогнозе экстремальных нагрузок (ураган с вероятностью массовых повреждений ВЛ) возможно превентивное отключение ненадежных линий, питающих малое количество потребителей, чтобы сосредоточить ресурсы на защите основных линий.
- Решение принимается по согласованию с диспетчерской службой и руководством.

5. Мониторинг обстановки:

- Постоянный контроль состояния сети (показания телемеханики, доклады дежурных подстанций).
- При первых признаках повреждений — немедленное реагирование.

6. Взаимодействие с властями и МЧС:

- Информирование местных властей о возможных рисках (для организации эвакуации населения при массовых отключениях, оповещения).
- Координация действий с МЧС (при крупных авариях МЧС может помочь в расчистке дорог, эвакуации населения).

Практический пример: прогноз ураганного ветра (порывы до 30 м/с) на 20 апреля.
Действия начальника РЭС:

- 19 апреля вечером: оповещение персонала, проверка готовности (автовышка заправлена, бензопилы исправны, бригада из 6 человек в готовности к выезду).
- 20 апреля утром: ураган начался, получено несколько сообщений об отключениях ВЛ (падение деревьев). Начальник РЭС координирует действия: бригада выезжает на первый объект (обрыв на ВЛ «Заречье»), вторая бригада (вызвана из отпуска по телефону) — на второй объект. Диспетчеру доложено о масштабе аварий,

запрошена помощь подрядной организации. К вечеру восстановлено питание 80 % отключенных потребителей, оставшиеся 20 % (на удаленных линиях с множественными повреждениями) — восстановлены на следующий день.

7.5. Организация восстановительных работ и резервирования

Несмотря на профилактику, аварии случаются. Скорость и качество восстановления определяют ущерб от аварии (количество недополученной электроэнергии, недовольство потребителей).

7.5.1. Принципы организации аварийно-восстановительных работ

Оперативность — чем быстрее восстановлено электроснабжение, тем меньше ущерб. Время реакции (от момента аварии до начала работ) должно быть минимальным.

Приоритизация — при множественных авариях (например, после урагана) восстанавливать в первую очередь питание наиболее важных потребителей (социально значимые объекты — больницы, школы, водоснабжение; крупные потребители).

Безопасность — аварийные работы часто ведутся в сложных, опасных условиях (ночь, непогода, поврежденное оборудование). Безопасность персонала — приоритет, нельзя жертвовать безопасностью ради скорости.

Качество — временное восстановление (например, скрутка оборванного провода вместо установки соединительной муфты) допустимо для быстрого возобновления электроснабжения, но должно быть заменено капитальным ремонтом в кратчайшие сроки.

7.5.2. Этапы восстановительных работ

1. Обнаружение и локализация аварии:

- Получение сигнала об отключении (от диспетчера, дежурного подстанции, потребителей).
- Определение места повреждения:
 - Анализ срабатываний защит (какая защита, на каком присоединении сработала — дает представление о зоне повреждения).
 - Опрос дежурного персонала, потребителей (кто видел, слышал что-то — вспышку, взрыв, дым).
 - Обход (объезд) линии для визуального обнаружения повреждения.
 - Секционирование линии (поочередное включение участков линии для определения поврежденного участка — включается участок 1, если включился успешно — он исправен, отключаем, включаем участок 2 и т.д.).

2. Оценка объема повреждений:

- Осмотр места аварии (что повреждено: провод оборван, опора упала, трансформатор сгорел).
- Определение необходимых материалов, механизмов, персонала для ремонта.

3. Мобилизация ресурсов:

- Вызов аварийной бригады (если еще не на месте).
- Доставка материалов (со склада РЭС или заказ у поставщика, если на складе нет).
- Доставка механизмов (автовышка, кран — если требуется).
- При масштабных авариях — привлечение дополнительных бригад (из других РЭС, подрядных организаций).

4. Временное восстановление электроснабжения (при возможности):

- Переключение потребителей на резервные линии, трансформаторы (если есть).
- Использование передвижных источников питания (дизель-генераторы) для критичных потребителей (больницы, водоснабжение) на время ремонта.

5. Выполнение ремонта:

- Работы по наряду-допуску (подготовка рабочего места, допуск бригады).
- Выполнение ремонтных операций (замена поврежденного оборудования, восстановление провода, установка новой опоры).
- При сложных авариях — временный ремонт (для быстрого восстановления) с последующим капитальным ремонтом.

6. Проверка и ввод в работу:

- Проверка качества ремонта (визуальный осмотр, измерения).
- Согласование с диспетчером условий ввода.
- Включение оборудования, восстановление электроснабжения.

7. Анализ и отчетность:

- Фиксация времени: обнаружение аварии, начало работ, восстановление питания.
- Расчет показателей (продолжительность отключения, количество отключенных потребителей — для SAIDI, SAIFI).
- Расследование причин (описано в 7.2).

7.5.3. Резервирование и обеспечение устойчивости сети

Резервирование — наличие в сети дополнительных элементов (линий, трансформаторов, источников питания), позволяющих при отказе одного элемента переключить нагрузку на другой без перерыва электроснабжения или с минимальным перерывом.

Виды резервирования:

Резервирование по линиям:

- Кольцевые схемы (две линии питают один район, при отказе одной нагрузка автоматически или вручную переключается на другую).
- Двухцепные линии (две цепи проводов на одних опорах или на параллельных линиях — при отказе одной цепи вторая продолжает работу).

Резервирование по трансформаторам:

- Двухтрансформаторные подстанции (каждый трансформатор рассчитан на 50–70 % нагрузки подстанции, при отказе одного вся нагрузка переводится на второй).

- Передвижные трансформаторные подстанции (ПТП) — могут быть доставлены и подключены взамен вышедшего из строя стационарного трансформатора на время ремонта.

Резервирование по источникам питания:

- Питание района от двух центров питания (ЦП) разными линиями — при аварии на одном ЦП или питающей линии район переключается на второй ЦП.

Автоматическое резервирование:

- Устройства автоматического включения резерва (АВР) — при отключении основного источника питания автоматически (за доли секунды) включают резервный.
- Минимизирует время перерыва электроснабжения.

Оперативное резервирование:

- Возможность переключения нагрузки на резервные элементы вручную (оперативным персоналом по распоряжению диспетчера).
- Время переключения — минуты, десятки минут.

Повышение устойчивости сети:

Секционирование линий:

- Разделение линии на участки с помощью секционирующих аппаратов (реклоузеров, разъединителей с автоматикой).
- При повреждении одного участка автоматически отключается только этот участок, остальная часть линии продолжает работу.
- Снижает количество отключенных потребителей при авариях (SAIFI, SAIDI улучшаются).

Применение автоматики повторного включения (АПВ):

- При кратковременных КЗ (например, от падения ветки на провода) выключатель отключается, ветка сгорает или падает, через несколько секунд АПВ включает выключатель повторно — электроснабжение восстанавливается автоматически без участия персонала.
- Эффективность АПВ на ВЛ: до 70–80 % отключений — кратковременные, успешно ликвидируются АПВ.

Применение самовосстанавливающихся предохранителей (на ВЛ 0,4–10 кВ):

- Предохранители, которые после срабатывания от перегрузки или КЗ через некоторое время (минуты, часы) восстанавливаются автоматически.
- Снижают количество отключений (часть перегрузок — временные).

Обеспечение живучести сети при экстремальных воздействиях:

- Использование устойчивых к внешним воздействиям конструкций (металлические опоры вместо деревянных в районах с сильными ветрами, подземная прокладка кабелей вместо воздушных линий в районах с частыми ураганами).
- Дублирование критичных элементов (например, для особо важных потребителей — два независимых источника питания от разных ЦП разными маршрутами, чтобы одна авария не могла отключить оба).

Практический совет: при планировании развития сети, реконструкции учитывайте возможности резервирования. Да, это дороже (два трансформатора вместо одного, кольцевая линия вместо радиальной), но повышает надежность в разы. Для социально значимых объектов, крупных потребителей резервирование критично.

7.6. Оценка надежности и устойчивости сети

Оценка надежности — количественная характеристика способности сети обеспечивать электроснабжение. Начальник РЭС должен уметь оценивать надежность своей сети и планировать меры по ее повышению.

7.6.1. Методы расчета показателей надежности

Показатели SAIDI и SAIFI (рассмотрены в модуле 2 и выше в этом модуле) рассчитываются на основе фактических данных об отключениях за период.

Формулы:

$$\text{SAIDI (минуты/год)} = \Sigma (N_i \times T_i) / N_{\text{total}}$$

где:

- N_i — количество потребителей, отключенных в i -м событии,
- T_i — продолжительность i -го отключения (в минутах),
- N_{total} — общее количество потребителей в зоне обслуживания.

$$\text{SAIFI (раз/год)} = \Sigma N_i / N_{\text{total}}$$

Пример расчета:

РЭС обслуживает 10 000 потребителей. За год произошло 3 аварии:

1. Отключение ВЛ «Северная», 500 потребителей, 4 часа (240 минут).
2. Отключение трансформатора на ПС «Центральная», 1000 потребителей, 6 часов (360 минут).
3. Отключение ВЛ «Южная», 300 потребителей, 2 часа (120 минут).

$$\text{SAIDI} = (500 \times 240 + 1000 \times 360 + 300 \times 120) / 10000 = (120000 + 360000 + 36000) / 10000 = 516000 / 10000 = 51,6 \text{ минут/год.}$$

$$\text{SAIFI} = (500 + 1000 + 300) / 10000 = 1800 / 10000 = 0,18 \text{ раз/год.}$$

Интерпретация: в среднем каждый потребитель РЭС в течение года был без электричества 51,6 минут (менее часа) и испытал отключение 0,18 раза (т.е. примерно каждый пятый потребитель был отключен хотя бы раз).

Сравнение с целевыми показателями: если целевой SAIDI — 300 минут/год, а фактический — 51,6, то РЭС значительно превышает цель (в лучшую сторону). Если целевой — 30 минут/год, то РЭС не достигает цели.

7.6.2. Вероятностные методы оценки надежности

Для прогнозирования надежности, оценки эффективности мероприятий по повышению надежности применяются вероятностные методы (расчет вероятности отказа, среднего времени восстановления).

Расчет вероятности безотказной работы элемента:

$$P(t) = e^{(-\lambda t)}$$

где:

- $P(t)$ — вероятность безотказной работы в течение времени t ,
- λ — интенсивность отказов (количество отказов на единицу времени),
- e — основание натурального логарифма ($\approx 2,718$).

Пример: интенсивность отказов ВЛ 10 кВ — 0,5 отказа на 100 км в год. Линия протяженностью 10 км. Вероятность безотказной работы в течение года:

$$\lambda \text{ для } 10 \text{ км} = 0,5 / 100 \times 10 = 0,05 \text{ отказа в год.}$$

$$P(1 \text{ год}) = e^{(-0,05 \times 1)} = e^{(-0,05)} \approx 0,951 \text{ (95,1 \%)}.$$

$$\text{Вероятность отказа в течение года} = 1 - 0,951 = 0,049 \text{ (4,9 \%)}.$$

Расчет показателей надежности системы (при наличии резервирования):

Если два элемента работают параллельно (резервируют друг друга), вероятность отказа системы = вероятность одновременного отказа обоих элементов.

$$P_{\text{отказа_системы}} = P_{\text{отказа_1}} \times P_{\text{отказа_2}}$$

Пример: подстанция с двумя трансформаторами, вероятность отказа каждого трансформатора в течение года — 0,01 (1 %).

$$\text{Вероятность отказа обоих одновременно} = 0,01 \times 0,01 = 0,0001 \text{ (0,01 \%)}.$$

$$\text{Вероятность безотказной работы подстанции (хотя бы один трансформатор работает)} = 1 - 0,0001 = 0,9999 \text{ (99,99 \%)}.$$

Вывод: резервирование повышает надежность на порядки.

7.6.3. Анализ «узких мест» сети

Узкое место — элемент сети, отказ которого приводит к наибольшим последствиям (отключению большого количества потребителей, длительному перерыву).

Методы выявления:

Анализ конфигурации сети:

- Построение схемы сети с указанием количества потребителей, питающихся от каждого элемента.
- Выявление элементов, от которых питается наибольшее количество потребителей без резервирования (радиальные линии, однотрансформаторные подстанции, питающие крупные районы).

Анализ статистики аварий:

- Элементы, аварии на которых приводили к наибольшим значениям SAIDI (произведение количества отключенных потребителей на продолжительность).

Имитационное моделирование:

- Расчет последствий отказа каждого элемента (сколько потребителей отключится, на какое время — при условии типового времени ремонта).
- Ранжирование элементов по тяжести последствий.

Меры по устранению «узких мест»:

- Резервирование (строительство второй линии, установка второго трансформатора).
- Секционирование (разделение зоны питания «узкого места» на несколько, каждая с возможностью резервирования от других источников).
- Повышение надежности самого элемента (реконструкция линии — замена на кабель или СИП, замена старого трансформатора на новый).

Практический пример:

В РЭС анализ показал: однотрансформаторная подстанция ПС «Заречная» (трансформатор мощностью 1 МВА, возраст 35 лет) питает 800 потребителей (население поселка), резервирование отсутствует. При отказе трансформатора все потребители останутся без электричества на время ремонта (минимум 1 сутки — доставка и установка нового или ремонт). Ожидаемая частота отказа трансформатора такого возраста — 0,05 в год (1 отказ в 20 лет). Ожидаемый ущерб от отказа (SAIDI) = 800 потребителей × 24 часа × 60 минут = 1 152 000 потреб.-минут. Среднегодовой вклад в SAIDI по РЭС (10 000 потребителей) = $1\,152\,000 \times 0,05 / 10\,000 = 5,76$ минут. Это «узкое место» — один объект дает почти 6 минут SAIDI (при целевом SAIDI 30 минут — это 20 %).

Меры:

- Краткосрочная: приобрести передвижную трансформаторную подстанцию (ПТП) и держать в резерве — при отказе трансформатора ПТП может быть доставлена и подключена за 4–6 часов (вместо 24).
- Среднесрочная: построить вторую линию 10 кВ от другой подстанции до ПС «Заречная», установить АВР — при отказе трансформатора нагрузка

автоматически переключится на резервную линию (перерыв электроснабжения — секунды).

- Долгосрочная: заменить старый трансформатор на новый, установить второй трансформатор (двухтрансформаторная подстанция).

Заключение по модулю

Надежность электроснабжения — конечная цель деятельности РЭС. Все усилия по техническому обслуживанию, ремонту, обучению персонала направлены на то, чтобы потребители получали электроэнергию бесперебойно и качественно. Управление надежностью — это управление рисками: выявление угроз (факторов риска отказов), оценка их вероятности и последствий, принятие мер по снижению рисков до приемлемого уровня. Начальник РЭС должен мыслить проактивно (предотвращать аварии), системно (понимать взаимосвязь элементов сети, влияние мероприятий на общую надежность), аналитически (извлекать уроки из каждого события, использовать статистику для принятия решений). Надежность — не случайность и не везение, а результат систематической, профессиональной, ответственной работы.