

3. ФОРМИРОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ИНВЕСТИЦИЯХ

3.1. Источники и факторы формирования инвестиционной потребности электросетевой организации

Формирование потребности в инвестициях является первым и важнейшим этапом подготовки инвестиционной программы. От качества выявления и анализа потребностей зависит, насколько программа будет отвечать реальным задачам развития электросетевого комплекса и обеспечения надежного электроснабжения потребителей.

Классификация источников инвестиционной потребности

Потребность в инвестициях электросетевой организации формируется под воздействием множества факторов, которые можно объединить в несколько основных групп:

1. Технические факторы

- Физический и моральный износ оборудования
- Повышенная аварийность объектов
- Истощение ресурса оборудования
- Несоответствие оборудования современным техническим требованиям

2. Эксплуатационные факторы

- Перегрузка элементов сети
- Дефицит пропускной способности
- Высокий уровень технологических потерь электроэнергии
- Нарушения параметров качества электроэнергии

3. Рыночные факторы

- Рост электропотребления на территории обслуживания
- Поступление заявок на технологическое присоединение новых потребителей
- Изменение структуры потребления (появление новых типов нагрузок)

4. Регуляторные факторы

- Выполнение предписаний органов государственного энергетического надзора (Ростехнадзор)
- Соблюдение требований пожарной безопасности
- Выполнение требований экологического законодательства
- Реализация государственных и региональных программ развития

5. Стратегические факторы

- Выполнение целевых показателей стратегии развития компании

- Повышение энергоэффективности
- Внедрение инновационных технологий и цифровизация
- Улучшение качества обслуживания потребителей

Рассмотрим каждую группу факторов подробнее.

3.2. Износ оборудования как основной источник инвестиционной потребности

Физический и моральный износ оборудования электросетевого комплекса является главным фактором, определяющим объем и структуру инвестиционной программы.

Понятие физического и морального износа

Физический износ — это постепенная утрата объектом основных фондов своих первоначальных технико-эксплуатационных свойств в процессе эксплуатации под воздействием природно-климатических факторов, нагрузок, вибрации, коррозии и других физических процессов.

Проявления физического износа:

- Снижение механической прочности (коррозия металлоконструкций опор ЛЭП, изоляторов)
- Ухудшение диэлектрических свойств изоляции (старение изоляции кабелей, трансформаторов)
- Износ контактных соединений (нагрев, искрение)
- Увеличение активного сопротивления проводников (рост потерь электроэнергии)

Моральный износ — это несоответствие оборудования современному уровню техники и технологий, даже если физически оно еще работоспособно.

Проявления морального износа:

- Низкий уровень автоматизации (отсутствие дистанционного управления, диагностики)
- Использование устаревших технологий (масляные выключатели вместо вакуумных или элегазовых)
- Высокие эксплуатационные расходы (частое обслуживание, дорогостоящий ремонт)
- Несоответствие современным экологическим требованиям (использование трансформаторного масла, содержащего ПХБ)

Методы оценки степени износа оборудования

Для объективной оценки степени износа и обоснования необходимости замены оборудования применяются несколько методов:

Метод 1. Расчет по сроку службы (нормативный метод)

Степень износа определяется как отношение фактического срока эксплуатации к нормативному сроку службы:

$$\text{Коэффициент износа (Кизн)} = \text{Тфакт} / \text{Тнорм} \times 100\%$$

Где:

- Тфакт — фактический срок эксплуатации с момента ввода в эксплуатацию, лет
- Тнорм — нормативный срок службы, установленный заводом-изготовителем или отраслевыми нормами, лет

Нормативные сроки службы основного электросетевого оборудования:

Тип оборудования	Нормативный срок службы, лет
Воздушные линии 110 кВ и выше (металлические опоры)	50
Воздушные линии 6–35 кВ (железобетонные опоры)	40
Воздушные линии 0,4 кВ (деревянные опоры)	25
Кабельные линии с бумажной изоляцией	30
Кабельные линии с изоляцией из сшитого полиэтилена	40
Силовые трансформаторы 110 кВ и выше	35
Силовые трансформаторы 6–35 кВ	30
Масляные выключатели	30
Вакуумные и элегазовые выключатели	25
Микропроцессорные устройства РЗА	12–15

Критерии принятия решений по результатам расчета:

- **Кизн < 70%** — оборудование находится в работоспособном состоянии, замена не требуется (плановое техническое обслуживание)
- **Кизн 70–100%** — оборудование приближается к исчерпанию ресурса, требуется включение в перспективный план замены (горизонт 3–5 лет)
- **Кизн 100–120%** — ресурс исчерпан, требуется включение в инвестиционную программу в первоочередном порядке (горизонт 1–2 года)
- **Кизн > 120%** — критическое состояние, замена требуется немедленно (текущий год)

Пример расчета:

Трансформатор ТМ-630/10 введен в эксплуатацию в 1988 году. На момент формирования инвестиционной программы на 2026–2028 годы (расчет в 2025 году):

- Фактический срок службы: $2025 - 1988 = 37$ лет
- Нормативный срок службы для трансформаторов 6–10 кВ: 30 лет
- Коэффициент износа: $37 / 30 \times 100\% = 123\%$

Вывод: трансформатор исчерпал нормативный ресурс на 23%, находится в зоне критического износа, должен быть включен в инвестиционную программу на 2026 год для замены в первоочередном порядке.

Метод 2. Техническое освидетельствование и диагностика

Нормативный метод не учитывает фактическое техническое состояние конкретного объекта (реальные условия эксплуатации могут отличаться). Поэтому для оборудования с высоким износом проводится техническое освидетельствование.

Виды технического освидетельствования:

а) Визуальный осмотр

- Состояние изоляторов (трещины, сколы)
- Коррозия металлоконструкций
- Состояние контактных соединений (следы нагрева, оплавления)
- Утечки масла из трансформаторов и выключателей

б) Инструментальные измерения

- Сопротивление изоляции (мегаомметром)
- Тепловизионная диагностика (выявление мест перегрева)
- Хроматографический анализ масла трансформаторов (определение содержания растворенных газов, указывающих на процессы старения и дефекты)
- Измерение частичных разрядов в изоляции высоковольтного оборудования

в) Испытания повышенным напряжением

- Для оценки запаса электрической прочности изоляции

Результаты технического освидетельствования оформляются актом, в котором оборудование относится к одной из категорий:

- **Категория 1 (исправное):** годно к дальнейшей эксплуатации без ограничений
- **Категория 2 (работоспособное):** годно к эксплуатации при условии проведения текущего ремонта и усиленного контроля
- **Категория 3 (ограниченно работоспособное):** требуется капитальный ремонт или замена в плановом порядке (срок до 3 лет)
- **Категория 4 (неработоспособное):** эксплуатация запрещена, требуется немедленная замена

Пример заключения по результатам технического освидетельствования:

«Трансформатор ТМ-630/10 № 12345, установленный на ТП-145, паспорт № 567, год ввода в эксплуатацию 1988. Срок службы 37 лет. При визуальном осмотре выявлены следы подтекания масла через прокладку крышки бака. Сопротивление изоляции обмоток ВН относительно земли 150 МОм (норма не менее 60 МОм). Хроматографический анализ масла показал повышенное содержание ацетилена (85 ррт при норме до 35 ррт), что свидетельствует о наличии частичных разрядов в изоляции. Коэффициент трансформации соответствует паспортным данным. Заключение: трансформатор относится к категории 3 (ограниченно работоспособный), рекомендуется замена в течение 1–2 лет с установлением усиленного контроля до замены (ежеквартальный отбор проб масла, ежемесячный контроль температуры)».

Метод 3. Анализ статистики отказов

Для оборудования одного типа и возрастной группы анализируется статистика отказов за последние 3–5 лет. Если частота отказов превышает среднестатистическую для данного типа оборудования, это является основанием для включения в программу замены.

Показатель интенсивности отказов (λ):

$$\lambda = \text{Нотказов} / (\text{Нобъектов} \times T) [1/\text{год}]$$

Где:

- Нотказов — количество отказов за период T
- Нобъектов — количество однотипных объектов
- T — период наблюдения, лет

Пример:

В электросетевой организации эксплуатируется 150 трансформаторов ТМ-630/10 возрастом 30–40 лет. За последние 3 года произошло 12 отказов этих трансформаторов (пробой изоляции, межвитковое замыкание).

$$\lambda = 12 / (150 \times 3) = 0,027 \text{ отказов в год на один трансформатор, или } 2,7\% \text{ в год.}$$

Среднестатистическая интенсивность отказов для трансформаторов данного типа при нормальном сроке службы составляет 0,5% в год.

Вывод: интенсивность отказов превышает норму в 5,4 раза, что свидетельствует о массовом исчерпании ресурса данной группы оборудования. Необходима программа планомерной замены трансформаторов этой группы.

Приоритизация замены оборудования по критерию износа

При формировании инвестиционной программы необходимо ранжировать оборудование, требующее замены, поскольку финансовые и организационные ресурсы ограничены и невозможно заменить все изношенное оборудование одновременно.

Матрица приоритизации замены оборудования:

Строится двухмерная матрица, где по одной оси — степень износа оборудования, по другой — последствия отказа (критичность для электроснабжения).

Критичность отказа / Степень износа	Кизн > 120%	Кизн 100–120%	Кизн 70–100%
Критическая (потребители I категории, больницы, водоснабжение, опасные производства)	Приоритет 1 Замена немедленно (текущий год)	Приоритет 2 Замена в 1-й год программы	Приоритет 4 Замена во 2–3-й год программы
Высокая (потребители II категории, жилые районы, социальные объекты)	Приоритет 2 Замена в 1-й год программы	Приоритет 3 Замена в 1–2-й год программы	Приоритет 5 Замена в 3–5-й год программы
Средняя (потребители III категории, резервируемые схемы)	Приоритет 3 Замена в 1–2-й год программы	Приоритет 5 Замена в 3–5-й год программы	Приоритет 6 Мониторинг, замена по мере необходимости

Критичность отказа оценивается по показателю недоотпуска электроэнергии:

Недоотпуск (кВт·ч) = Ротключ × Тавр

Где:

- Ротключ — мощность, отключаемая при выходе из строя данного элемента, кВт
- Тавр — среднее время восстановления электроснабжения (для замены оборудования), часов

Пример приоритизации:

Объект 1: Трансформатор ТМ-1000/10 на ТП, питающей районную больницу и микрорайон (3000 жителей). Износ 135%. Категория потребителя — I (больница), резервное питание отсутствует. Мощность нагрузки 600 кВт. Время замены трансформатора — 8 часов.

Недоотпуск = $600 \times 8 = 4800$ кВт·ч

Приоритет 1 — замена в текущем году.

Объект 2: Трансформатор ТМ-630/10 на ТП, питающей дачный массив сезонного проживания. Износ 140%. Категория потребителя — III, мощность нагрузки 150 кВт.

Недоотпуск = $150 \times 8 = 1200$ кВт·ч

Приоритет 3 — замена в течение 1–2 лет программы.

3.3. Аварийность как фактор формирования инвестиционной потребности

Повышенная аварийность отдельных объектов электросетевого хозяйства является сигналом о необходимости принятия мер по их реконструкции или замене.

Показатели аварийности

Для оценки аварийности используются следующие показатели:

1. Количество технологических нарушений

Технологическое нарушение — это нарушение нормального режима работы электроустановки, приведшее к отключению потребителей или снижению надежности электроснабжения.

Классификация технологических нарушений по масштабу последствий:

- **Системные нарушения:** затрагивают работу энергосистемы в целом, приводят к массовому отключению потребителей
- **Локальные нарушения:** приводят к отключению отдельных объектов или групп потребителей
- **Технические нарушения:** не привели к отключению потребителей, но потребовали оперативного вмешательства

2. Частота отказов оборудования

Количество отказов на 100 км линий электропередачи или на 100 единиц оборудования (трансформаторов, выключателей):

Частота отказов ЛЭП (λЛЭП):

$$\lambda_{\text{ЛЭП}} = \text{Нотказов} / L \times 100 \text{ [отказов на 100 км в год]}$$

Где:

- Нотказов — количество отказов ЛЭП за год
- L — общая протяженность ЛЭП данного класса напряжения, км

Нормативные значения частоты отказов:

Класс напряжения ЛЭП	Нормативная частота отказов, отказов на 100 км в год
110 кВ и выше	Не более 0,5
35 кВ	Не более 1,0
6–10 кВ	Не более 3,0
0,4 кВ	Не более 5,0

Если фактическая частота отказов превышает нормативную в 1,5 раза и более, это является основанием для включения в инвестиционную программу мероприятий по реконструкции или замене проблемных участков.

3. Средняя продолжительность перерывов электроснабжения (SAIDI)

Показатель SAIDI (System Average Interruption Duration Index) рассчитывается как суммарная продолжительность перерывов электроснабжения в минутах в расчете на одного потребителя:

$$\text{SAIDI} = \Sigma (N_i \times T_i) / \text{Нобщ} [\text{минут/год}]$$

Где:

- N_i — количество потребителей, отключенных в результате i -го нарушения
- T_i — продолжительность i -го перерыва, минут
- Нобщ — общее количество потребителей в зоне обслуживания

Целевые показатели SAIDI:

По данным Минэнерго России, средний показатель SAIDI в распределительных сетях России составляет около 150 минут в год (данные 2023–2024 гг.). В развитых странах этот показатель значительно ниже:

- Германия — 12–15 минут
- Япония — 10–12 минут
- Скандинавские страны — 20–30 минут

Практическое применение: если показатель SAIDI на участке сети значительно превышает среднестатистический для данного типа сети, это указывает на систематические проблемы, требующие инвестиций в реконструкцию.

Анализ причин аварийности

Для обоснования включения мероприятий в инвестиционную программу недостаточно констатировать повышенную аварийность — необходимо выявить ее причины.

Типовые причины аварийности в электрических сетях:

1. Износ оборудования (30–40% всех отказов)

- Старение изоляции
- Коррозия металлоконструкций
- Износ контактных соединений

2. Воздействие внешних факторов (25–35%)

- Грозовые перенапряжения
- Гололедно-ветровые нагрузки
- Падение деревьев на провода ВЛ
- Несанкционированное воздействие третьих лиц (наезд автотранспорта на опоры, хищение проводов)

3. Перегрузки оборудования (15–20%)

- Превышение допустимых токов нагрузки
- Несимметрия нагрузок
- Высшие гармоники (от нелинейных нагрузок)

4. Ошибки персонала (10–15 %)

- Неправильные действия при переключениях
- Нарушение технологии ремонтных работ

5. Дефекты оборудования и монтажа (5–10%)

- Заводские дефекты
- Ошибки при монтаже

Методика анализа:

Для каждого аварийного объекта ведется журнал учета технологических нарушений, в котором фиксируются:

- Дата и время отказа
- Элемент, вышедший из строя
- Причина отказа
- Последствия (количество отключенных потребителей, продолжительность перерыва)
- Время восстановления

По итогам года составляется сводная таблица с группировкой по причинам и объектам.

Пример анализа:

Линия 10 кВ Ф-15 протяженностью 12 км, построенная в 1985 году, за 2024 год имела 8 технологических нарушений:

- 3 нарушения — обрыв провода из-за коррозии зажимов (износ)
- 2 нарушения — схлестывание проводов при ветре (конструктивный дефект, малое расстояние между проводами)
- 2 нарушения — перегорание предохранителей из-за перегрузки (рост нагрузки, недостаточное сечение провода)
- 1 нарушение — падение дерева на провода (внешний фактор)

Частота отказов: $8 / 12 \times 100 = 67$ отказов на 100 км в год (норма — не более 3).

Вывод: линия требует комплексной реконструкции с заменой провода на провод большего сечения и перевод на самонесущий изолированный провод (СИП), что устранил проблемы износа зажимов, схлестывания и повысит пропускную способность.

Предписания органов государственного энергетического надзора

Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) осуществляет государственный энергетический надзор за соблюдением требований безопасности при эксплуатации электроустановок.

Виды предписаний Ростехнадзора:

1. Об устранении выявленных нарушений

При проверке электроустановок инспекторы Ростехнадзора выявляют нарушения правил технической эксплуатации, правил устройства электроустановок и выдают предписания об их устранении с указанием сроков.

Типичные нарушения:

- Эксплуатация оборудования с истекшим ресурсом без проведения технического освидетельствования
- Отсутствие или неисправность устройств релейной защиты и автоматики
- Нарушение сроков планово-предупредительных ремонтов
- Недостаточная квалификация персонала

2. О запрете эксплуатации опасных объектов

В случае выявления грубых нарушений, создающих угрозу жизни и здоровью людей или аварии, Ростехнадзор имеет право запретить эксплуатацию объекта до устранения нарушений.

Включение в инвестиционную программу:

Мероприятия, предписанные Ростехнадзором, имеют **безусловный приоритет** при формировании инвестиционной программы. Невыполнение предписаний влечет административную ответственность (штрафы до 200 тыс. руб. для юридических лиц) и уголовную ответственность в случае аварии с тяжкими последствиями.

При обосновании включения мероприятия в инвестиционную программу в качестве приложения представляется копия предписания Ростехнадзора.

3.4. Рост нагрузок и дефицит мощности

Рост электропотребления на территории обслуживания электросетевой организации приводит к необходимости развития сетевой инфраструктуры — строительства новых и реконструкции существующих объектов для увеличения пропускной способности.

Прогнозирование роста электропотребления

Прогноз электропотребления является основой для планирования развития электросетевого комплекса. Горизонт прогнозирования — 10–15 лет с детализацией по годам для первых 5 лет.

Методы прогнозирования:

Метод 1. Экстраполяция трендов

На основе данных об электропотреблении за предыдущие 5–10 лет строится тренд и экстраполируется на будущее.

Модель линейного тренда:

$$W(t) = W_0 + k \times t$$

Где:

- $W(t)$ — прогнозируемое потребление электроэнергии в году t , МВт·ч
- W_0 — базовое потребление, МВт·ч
- k — коэффициент роста, МВт·ч/год
- t — год прогнозного периода

Модель экспоненциального тренда (для динамично развивающихся регионов):

$$W(t) = W_0 \times (1 + g)^t$$

Где:

- g — среднегодовой темп прироста потребления, доли единицы

Пример:

Электросетевая организация обслуживает территорию, где электропотребление за последние 5 лет изменялось следующим образом:

Год	Электропотребление, млн кВт·ч
2020	450
2021	465
2022	480
2023	495
2024	512

Среднегодовой прирост: $(512 - 450) / 5 = 12,4$ млн кВт·ч/год

Прогноз на 2028 год: $512 + 12,4 \times 4 = 562$ млн кВт·ч

Прирост за 4 года: $562 - 512 = 50$ млн кВт·ч (около 10%)

Метод 2. Нормативный метод (для жилищного строительства)

Прогноз потребления для новых жилых районов рассчитывается на основе удельного электропотребления на одного жителя или на единицу жилой площади.

Удельное электропотребление в жилом секторе (средние значения):

- Городские квартиры без электроплит: 900–1200 кВт·ч/год на 1 человека
- Городские квартиры с электроплитами: 1500–1800 кВт·ч/год на 1 человека
- Индивидуальные дома: 3000–5000 кВт·ч/год на 1 дом

Расчетная нагрузка:

$$P = n \times W_{\text{уд}} \times K_c / T_{\text{max}}$$

Где:

- n — количество жителей (домов)
- $W_{\text{уд}}$ — удельное годовое электропотребление
- K_c — коэффициент совмещения максимумов нагрузки (0,6–0,8)
- T_{max} — число часов использования максимума нагрузки (3000–3500 часов)

Пример:

Планируется строительство микрорайона на 5000 жителей (квартиры с электроплитами).

Годовое потребление: $5000 \times 1650 = 8,25$ млн кВт·ч

Расчетная мощность: $5000 \times 1650 \times 0,7 / 3200 = 1800$ кВт = 1,8 МВт

Для электроснабжения микрорайона потребуется трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ мощностью 2×1000 кВА.

Метод 3. Укрупненные показатели для промышленных объектов

Для прогнозирования электропотребления промышленными предприятиями используются отраслевые нормативы удельного электропотребления на единицу продукции.

Примеры удельного электропотребления:

Отрасль	Удельное электропотребление
Металлургический завод (полный цикл)	500–700 кВт·ч/т стали
Цементный завод	100–120 кВт·ч/т цемента
Деревообрабатывающий комбинат	200–300 кВт·ч/м³ продукции
Молокозавод	30–50 кВт·ч/т молока

Отрасль	Удельное электропотребление
Складской логистический комплекс	40–60 кВт·ч/м ² в год

Метод 4. Сценарный анализ

Для учета неопределенности будущего развития строятся несколько сценариев (оптимистичный, базовый, пессимистичный) с различными темпами роста электропотребления.

Пример сценариев для региона:

Сценарий	Среднегодовой темп прироста электропотребления
Оптимистичный (активное промышленное развитие)	4–5%
Базовый (умеренный рост)	2–3%
Пессимистичный (стагнация)	0–1%

Инвестиционная программа формируется на основе базового сценария с проверкой устойчивости к реализации пессимистичного и оптимистичного сценариев.

Выявление дефицитов мощности

На основе прогноза электропотребления и анализа пропускной способности существующей сети выявляются дефициты мощности — ситуации, когда прогнозируемая нагрузка превышает возможности электросетевой инфраструктуры.

Этапы выявления дефицитов:

Этап 1. Составление балансов мощности

Для каждого центра питания (подстанции 35–110 кВ) составляется баланс:

$$\text{Резерв мощности (Ррез)} = \text{Руст} - \text{Рмакс} - \text{Ррост}$$

Где:

- Руст — установленная мощность трансформаторов подстанции с учетом аварийного резервирования, МВт
- Рмакс — текущая максимальная нагрузка, МВт
- Ррост — прогнозируемый прирост нагрузки, МВт

Если $\text{Ррез} < 0$, это означает дефицит мощности.

Пример:

ПС 110/10 кВ «Южная»:

- Установленная мощность: 2 трансформатора по 25 МВА каждый
- Аварийный резерв: при выходе из строя одного трансформатора второй должен выдержать не менее 70% суммарной нагрузки
- Допустимая нагрузка с учетом резервирования: $25 \times 0,7 = 17,5$ МВт
- Текущая максимальная нагрузка (зима 2024): 15 МВт
- Прогноз прироста нагрузки к 2028 году: 4 МВт (новый микрорайон и промзона)
- Прогнозируемая нагрузка в 2028: $15 + 4 = 19$ МВт

Резерв: $17,5 - 19 = -1,5$ МВт (дефицит)

Вывод: требуется реконструкция ПС «Южная» с заменой трансформаторов на более мощные (например, 2×40 МВА) или строительство новой ПС для разгрузки.

Этап 2. Анализ пропускной способности линий электропередачи

Проверяется, что пропускная способность ЛЭП достаточна для передачи прогнозируемых потоков мощности.

Пропускная способность ЛЭП ($R_{\text{пр}}$):

$$R_{\text{пр}} = \sqrt{3} \times U_{\text{ном}} \times I_{\text{доп}} [\text{МВт}]$$

Где:

- $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение линии, кВ
- $I_{\text{доп}}$ — длительно допустимый ток провода, А

Для провода АС-95 при напряжении 10 кВ:

- $I_{\text{доп}} = 330$ А
- $R_{\text{пр}} = 1,73 \times 10 \times 0,33 = 5,7$ МВт

Если прогнозируемая нагрузка, питаемая по данной линии, превышает 5,7 МВт, требуется реконструкция линии (замена провода на большее сечение или строительство второй линии).

Этап 3. Территориальная локализация дефицитов

Дефициты мощности наносятся на карту-схему электрических сетей с указанием объема дефицита и срока, когда он возникнет.

Это позволяет сформировать пространственную программу развития сети и определить очередность строительства объектов.

Мероприятия по ликвидации дефицитов мощности

Варианты решений:

1. Строительство новых центров питания (подстанций 35–110 кВ)

Применяется при масштабном дефиците (более 10–20 МВт) и наличии свободных территорий.

Преимущества:

- Полное решение проблемы дефицита на длительную перспективу
- Сокращение потерь электроэнергии за счет приближения источника питания к потребителям
- Повышение надежности (появление дополнительных точек питания)

Недостатки:

- Высокая стоимость (строительство ПС 110/10 кВ мощностью 2×40 МВА обходится в 400–600 млн руб.)
- Длительные сроки реализации (3–5 лет с учетом проектирования, экспертизы, строительства)
- Сложности с выделением земельного участка

2. Реконструкция существующих подстанций с увеличением мощности

Замена трансформаторов на более мощные в габаритах существующей подстанции.

Преимущества:

- Меньшая стоимость по сравнению со строительством новой ПС (200–300 млн руб.)
- Более короткие сроки реализации (1–2 года)
- Не требуется выделение нового земельного участка

Недостатки:

- Ограничения по установке трансформаторов большей мощности (габариты здания ПС, фундаменты)
- Необходимость усиления питающих линий 110 кВ

3. Реконструкция распределительных сетей 6–10 кВ

Перевод части нагрузки с перегруженной подстанции на соседние менее загруженные путем строительства или реконструкции линий 6–10 кВ.

Преимущества:

- Наименьшая стоимость (строительство 1 км КЛ-10 кВ — 15–25 млн руб.)
- Короткие сроки реализации (до 1 года)

Недостатки:

- Возможно только при наличии резерва мощности на соседних подстанциях
- Увеличение протяженности сетей и потерь электроэнергии

4. Управление спросом (demand response)

Инновационный подход — снижение пиковой нагрузки за счет стимулирования потребителей к переносу части потребления с часов пиковой нагрузки на другое время.

Преимущества:

- Не требует строительства новых объектов
- Быстрая реализация

Недостатки:

- Применим только для определенных типов потребителей (промышленные предприятия с возможностью гибкого управления режимами работы)
- Требуется внедрения интеллектуальных систем учета и управления

Выбор оптимального варианта:

Производится технико-экономическое сравнение вариантов с расчетом чистого дисконтированного дохода или приведенных затрат.

Приведенные затраты (З):

$$З = K + \sum I_t / (1 + r)^t$$

Где:

- К — капитальные вложения
- I_t — эксплуатационные издержки в году t
- r — ставка дисконтирования
- t — год расчетного периода (обычно 20–25 лет)

Выбирается вариант с минимальными приведенными затратами.

3.5. Технологическое присоединение новых потребителей

Технологическое присоединение является важнейшим источником формирования инвестиционной программы, поскольку сетевая организация обязана обеспечить возможность подключения всех обратившихся заявителей.

Прогнозирование заявок на технологическое присоединение

Для формирования инвестиционной программы необходимо спрогнозировать объем заявок на технологическое присоединение в плановом периоде.

Источники информации:

1. Договоры технологического присоединения, заключенные на дату формирования программы

Если договор заключен, но срок исполнения приходится на период действия инвестиционной программы, соответствующие мероприятия включаются в программу в безусловном порядке.

2. Заявки, находящиеся в процессе рассмотрения

Заявки, по которым еще не заключены договоры, но сетевая организация провела технические условия и готовит проект договора, включаются в программу с пометкой «условные» (будут активированы после подписания договора).

3. Программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры (ПКР СКИ)

ПКР СКИ разрабатываются органами местного самоуправления и содержат перечень территорий, планируемых к застройке, с указанием необходимой мощности электроснабжения.

Пример из ПКР СКИ:

«Территория "Северный жилой район" площадью 50 га. Планируемая застройка — многоквартирные жилые дома на 8000 жителей, объекты социальной инфраструктуры (школа, детский сад, поликлиника), торгово-развлекательный центр. Расчетная электрическая нагрузка — 7,5 МВт. Срок реализации — 2026–2029 годы».

На основании этой информации сетевая организация планирует строительство ПС 10/0,4 кВ и питающих КЛ-10 кВ для электроснабжения данной территории.

4. Инвестиционные намерения крупных потребителей

Крупные инвесторы (промышленные предприятия, логистические центры, торговые комплексы) заблаговременно обращаются в сетевую организацию с запросами о возможности и условиях технологического присоединения.

Такие обращения фиксируются, и на их основе формируются прогнозные мероприятия в инвестиционной программе.

5. Статистический прогноз (для массовых заявителей)

Для льготной категории заявителей (физические лица, мощность до 15 кВт) прогноз формируется на основе статистики предыдущих лет.

Пример:

В 2022–2024 годах сетевая организация ежегодно присоединяла в среднем 500 индивидуальных жилых домов в сельских населенных пунктах. С учетом программы газификации и развития сельских территорий прогнозируется, что в 2026–2028 годах этот показатель составит 550–600 присоединений в год.

Средняя стоимость присоединения одного дома: 80 тыс. руб. (установка опоры, прокладка провода СИП, установка прибора учета).

Прогнозируемый объем финансирования в программе на эти цели: $600 \times 0,08 = 48$ млн руб. в год.

Типовые мероприятия по технологическому присоединению в инвестиционной программе

1. Строительство новых трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ

Применяется при присоединении компактных жилых микрорайонов, промышленных и коммерческих объектов.

Стоимость: 8–15 млн руб. за ТП мощностью 2×630 кВА (зависит от типа ТП — комплектная наружной установки, модульная, встроенная в здание).

2. Строительство кабельных линий 10 кВ от существующих ПС до новых ТП

Стоимость: 15–25 млн руб. за 1 км КЛ-10 кВ (зависит от способа прокладки — в траншее, в коллекторе, методом ГНБ).

3. Строительство воздушных линий 0,4–10 кВ

Для присоединения индивидуальных жилых домов, удаленных объектов.

Стоимость: 2–5 млн руб. за 1 км ВЛ-0,4 кВ (провод СИП), 8–12 млн руб. за 1 км ВЛ-10 кВ.

4. Реконструкция существующих ТП с увеличением мощности трансформаторов

Применяется, когда в районе существующей ТП появляется дополнительная нагрузка, но установка нового трансформатора нецелесообразна.

Стоимость: 3–5 млн руб. (замена трансформатора, усиление питающей линии).

5. Установка дополнительных трансформаторов на существующих ПС 35–110 кВ

Для присоединения крупных потребителей (более 1 МВт) с питанием на напряжении 6–10 кВ.

Стоимость: 50–80 млн руб. (трансформатор 110/10 кВ мощностью 25–40 МВА, ячейки РУ-110 кВ и РУ-10 кВ, система управления).

3.6. Выполнение обязательных требований законодательства

Ряд мероприятий инвестиционной программы обусловлен необходимостью выполнения требований законодательства в области энергосбережения, экологии, безопасности.

Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности

Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» обязывает организации, осуществляющие регулируемые виды деятельности (в том числе сетевые организации), разрабатывать и реализовывать программы энергосбережения.

Целевые показатели программ энергосбережения для электросетевых организаций:

1. Снижение уровня потерь электроэнергии

Потери электроэнергии в электрических сетях складываются из:

- Технологических потерь (обусловлены физическими процессами передачи электроэнергии — нагрев проводов, потери в трансформаторах)
- Коммерческих потерь (обусловлены хищениями электроэнергии, погрешностями приборов учета, ошибками в расчетах)

Нормативные уровни потерь:

Класс напряжения	Нормативный уровень потерь, %
Сети 110 кВ и выше (магистральные)	2–3%
Сети 35 кВ (распределительные)	4–5%
Сети 6–10 кВ (распределительные)	6–8%
Сети 0,4 кВ (распределительные)	8–12%

Целевой показатель программы энергосбережения — снижение потерь до нормативного уровня или, если фактические потери уже ниже норматива, дальнейшее их снижение на 1 – 2% за 5 лет.

Мероприятия по снижению потерь:

а) Модернизация сетей с заменой проводов на провода большего сечения

Потери активной мощности в линии пропорциональны квадрату тока и сопротивлению провода:

$$\Delta P = 3 \times I^2 \times R$$

Где:

- I — ток нагрузки, А
- R — сопротивление провода, Ом

При замене провода на провод с сечением, большим в 2 раза, сопротивление уменьшается вдвое, потери снижаются вдвое.

Пример:

Линия 10 кВ длиной 8 км, провод А-50, ток нагрузки 150 А.

Сопротивление провода А-50: $r_0 = 0,6 \text{ Ом/км}$

Общее сопротивление: $R = 0,6 \times 8 = 4,8 \text{ Ом}$

Потери мощности: $\Delta P = 3 \times 150^2 \times 4,8 = 324 \text{ кВт}$

Годовые потери электроэнергии (при работе линии с данной нагрузкой 3000 часов в год):

$\Delta W = 324 \times 3000 = 972 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}$

При стоимости электроэнергии 4 руб./кВт·ч годовые затраты на потери: $972 \times 4 = 3,9 \text{ млн руб.}$

После замены на провод АС-95:

$r_0 = 0,32 \text{ Ом/км}$

$R = 0,32 \times 8 = 2,56 \text{ Ом}$

$\Delta P = 3 \times 150^2 \times 2,56 = 173 \text{ кВт}$

$\Delta W = 173 \times 3000 = 519 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}$

Затраты на потери: $519 \times 4 = 2,1 \text{ млн руб.}$

Снижение потерь: $3,9 - 2,1 = 1,8 \text{ млн руб./год}$

Стоимость реконструкции линии: $8 \text{ км} \times 8 \text{ млн руб./км} = 64 \text{ млн руб.}$

Срок окупаемости: $64 / 1,8 = 36 \text{ лет}$

Проект целесообразен с учетом долгосрочной перспективы и дополнительных эффектов (повышение пропускной способности, надежности).

б) Установка автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ)

АСКУЭ позволяет снизить коммерческие потери за счет:

- Выявления хищений электроэнергии (анализ небалансов)
- Исключения ошибок при снятии показаний приборов учета
- Выявления неисправных приборов учета

Эффект: снижение небалансов электроэнергии на 0,5–1,5% от отпуска.

Стоимость: 3–5 млн руб. на 1000 точек учета (установка интеллектуальных приборов учета, каналов связи, программного обеспечения).

в) Замена трансформаторов на энергоэффективные

Современные трансформаторы класса энергоэффективности «Высокий» (по ГОСТ Р 58669-2019) имеют потери холостого хода и короткого замыкания на 20–30% ниже, чем трансформаторы старого поколения.

Пример:

Трансформатор ТМ-630/10, год выпуска 1985:

- Потери холостого хода (ΔP_{xx}): 1,9 кВт
- Потери короткого замыкания при номинальной нагрузке ($\Delta P_{кз}$): 7,6 кВт
- Годовые потери (при коэффициенте загрузки 0,7 и работе 8760 часов):
 $\Delta W_{xx} = 1,9 \times 8760 = 16,6$ тыс. кВт·ч
 $\Delta W_{кз} = 7,6 \times 0,7^2 \times 8760 = 32,6$ тыс. кВт·ч
 Итого: 49,2 тыс. кВт·ч

Энергоэффективный трансформатор ТМГ-630/10:

- ΔP_{xx} : 1,0 кВт
- $\Delta P_{кз}$: 5,5 кВт
- Годовые потери: $8,8 + 23,5 = 32,3$ тыс. кВт·ч

Снижение потерь: $49,2 - 32,3 = 16,9$ тыс. кВт·ч в год

Экономия: $16,9 \times 4 = 67,6$ тыс. руб./год

Стоимость трансформатора ТМГ-630: 1,2 млн руб.

Срок окупаемости: $1200 / 67,6 = 18$ лет

2. Установка приборов учета у населения

Федеральный закон № 261-ФЗ обязывает сетевые организации обеспечить установку приборов учета электроэнергии у населения (если приборы отсутствуют или вышли из строя, а собственник помещения не установил их самостоятельно).

Финансирование: за счет платы за технологическое присоединение (для приборов учета мощностью до 15 кВт) или за счет инвестиционной составляющей тарифа.

Объем работ: определяется на основе инвентаризации приборов учета и выявления потребителей, не оснащенных приборами или имеющих приборы с истекшим межповерочным интервалом.

Экологические требования

1. Вывод из эксплуатации оборудования, содержащего полихлорированные бифенилы (ПХБ)

В соответствии с Стокгольмской конвенцией о стойких органических загрязнителях Российская Федерация обязалась вывести из эксплуатации оборудование, содержащее ПХБ (трансформаторы с маслом «Совтол», конденсаторы), до 2028 года.

Мероприятия:

- Инвентаризация оборудования, содержащего ПХБ
- Включение в инвестиционную программу мероприятий по замене такого оборудования
- Утилизация выведенного из эксплуатации оборудования на специализированных полигонах

2. Снижение воздействия на окружающую среду

- Применение элегазовых и вакуумных выключателей вместо масляных (исключение риска загрязнения почвы и водоемов при утечке масла)
- Использование кабелей с изоляцией, не содержащей галогенов (снижение токсичности продуктов горения при пожаре)
- Применение современных опор ЛЭП (композитных, металлических) вместо деревянных, пропитанных антисептиками

3.7. Отбор мероприятий и ранжирование проектов

После выявления всех потребностей в инвестициях необходимо провести отбор мероприятий и ранжирование по приоритетности, поскольку финансовые возможности электросетевой организации ограничены.

Критерии отбора мероприятий

1. Обязательность (безусловный приоритет)

К этой категории относятся:

- Мероприятия по выполнению предписаний Ростехнадзора
- Замена оборудования в аварийном состоянии (категория 4 по результатам технического освидетельствования)
- Выполнение заключенных договоров технологического присоединения
- Мероприятия по выполнению требований законодательства (вывод из эксплуатации оборудования с ПХБ, установка приборов учета)

Эти мероприятия включаются в инвестиционную программу в первоочередном порядке независимо от результатов экономического анализа.

2. Необходимость (высокий приоритет)

- Замена оборудования с истощенным ресурсом (износ более 100%), но еще работоспособного
- Ликвидация дефицитов мощности, препятствующих технологическому присоединению заявителей
- Мероприятия по снижению повышенной аварийности

3. Целесообразность (средний приоритет)

- Модернизация оборудования, не исчерпавшего ресурс, но морально устаревшего
- Мероприятия по повышению энергоэффективности с окупаемостью до 10 лет
- Мероприятия по улучшению качества электроэнергии

4. Перспективные мероприятия (низкий приоритет)

- Инновационные проекты (цифровые подстанции, системы накопления энергии)
- Мероприятия по повышению энергоэффективности с окупаемостью более 10 лет
- Проекты, обусловленные стратегическими целями развития компании, но не имеющие срочной необходимости

Методы ранжирования проектов

Метод 1. Интегральный показатель приоритетности

Для каждого проекта рассчитывается интегральный показатель на основе нескольких критериев:

$$P = w_1 \times K_1 + w_2 \times K_2 + w_3 \times K_3 + \dots + w_n \times K_n$$

Где:

- P — интегральный показатель приоритетности
- K_i — значение i -го критерия (нормализованное в диапазоне 0–1)
- w_i — весовой коэффициент i -го критерия (сумма весов = 1)

Типовые критерии:

Критерий	Вес	Методика оценки
Техническое состояние оборудования	0,25	$K_1 = K_{\text{изн}} / 150\%$ (макс. 1,0)
Влияние на надежность электроснабжения	0,30	$K_2 = (\text{Недоотпуск при отказе}) / (\text{Макс. недоотпуск в портфеле})$
Экономическая эффективность	0,20	$K_3 = \text{ЧДД} / (\text{Макс. ЧДД в портфеле})$
Выполнение договорных обязательств	0,15	$K_4 = 1$, если есть договор ТП; 0 — если нет
Соответствие стратегии компании	0,10	$K_5 = \text{экспертная оценка (0–1)}$

Пример расчета:

Проект А: Замена трансформатора ТМ-1000 на ТП, питающей больницу.

- Износ 135% → $K_1 = 135/150 = 0,9$
- Недоотпуск при отказе 5000 кВт·ч (максимальный в портфеле) → $K_2 = 1,0$
- ЧДД = 5 млн руб. (средний) → $K_3 = 0,5$
- Договор ТП отсутствует → $K_4 = 0$
- Стратегическая значимость высокая → $K_5 = 0,9$

$$P_A = 0,25 \times 0,9 + 0,30 \times 1,0 + 0,20 \times 0,5 + 0,15 \times 0 + 0,10 \times 0,9 = 0,225 + 0,300 + 0,100 + 0 + 0,090 = 0,715$$

Проект Б: Строительство ПС 10/0,4 кВ для технологического присоединения микрорайона.

- Износ 0% (новое строительство) → $K_1 = 0$
- Недоотпуск при отсутствии не применим → $K_2 = 0,3$ (экспертная оценка)

- ЧДД = 8 млн руб. (высокий, за счет платы за ТП) → $K3 = 0,8$
- Есть договор ТП → $K4 = 1,0$
- Стратегическая значимость средняя → $K5 = 0,5$

$$P_B = 0,25 \times 0 + 0,30 \times 0,3 + 0,20 \times 0,8 + 0,15 \times 1,0 + 0,10 \times 0,5 = 0 + 0,090 + 0,160 + 0,150 + 0,050 = 0,450$$

Вывод: Проект А имеет более высокий приоритет ($0,715 > 0,450$), несмотря на то что по проекту Б есть заключенный договор. Это обусловлено критическим износом оборудования и высоким влиянием на надежность в проекте А.

Метод 2. Матрица «затраты-эффект»

Проекты размещаются на двухмерной матрице, где по оси Х — капитальные затраты, по оси Y — ожидаемый эффект (в денежном выражении или в баллах).

Проекты, попадающие в правый верхний квадрант (высокий эффект при умеренных затратах), имеют наивысший приоритет.

Метод 3. Портфельный подход

Формирование сбалансированного портфеля проектов с учетом:

- Распределения по направлениям (замена изношенного оборудования, технологическое присоединение, снижение потерь и т.д.)
- Распределения по территориям (равномерное развитие всех районов обслуживания)
- Распределения по срокам реализации (избежание концентрации проектов в одном году)

3.8. Определение ожидаемого эффекта от реализации проектов

Для обоснования включения проекта в инвестиционную программу необходимо определить и количественно оценить ожидаемые эффекты.

Виды эффектов

1. Технический эффект

- Повышение надежности электроснабжения (снижение SAIDI, SAIFI)
- Увеличение пропускной способности сети
- Улучшение качества электроэнергии (снижение отклонений напряжения, несимметрии, высших гармоник)

Измеряется: в физических единицах (МВт пропускной способности, % снижения отклонений напряжения, минуты сокращения SAIDI).

2. Экономический эффект

- Снижение потерь электроэнергии

- Снижение эксплуатационных расходов
- Предотвращенный ущерб от аварий
- Возможность технологического присоединения новых потребителей (доход от платы за ТП)

Измеряется: в денежных единицах (рублях).

3. Социальный эффект

- Электрификация населенных пунктов, не имевших электроснабжения
- Повышение качества жизни населения (снижение частоты и продолжительности перерывов электроснабжения)
- Создание условий для экономического развития территории

Измеряется: в качественных показателях или косвенно (количество подключенных домохозяйств, площадь территорий, получивших доступ к надежному электроснабжению).

4. Экологический эффект

- Снижение выбросов парниковых газов (за счет снижения потерь электроэнергии)
- Исключение использования экологически опасных материалов (ПХБ, свинец)
- Снижение шумового загрязнения (применение современных трансформаторов с низким уровнем шума)

Измеряется: в натуральных единицах (тонны CO₂-эквивалента) или в денежном выражении (при наличии механизмов монетизации экологических эффектов).

Методика расчета экономического эффекта

Общая формула чистого дисконтированного дохода (ЧДД):

$$\text{ЧДД} = \sum [(Э_t - И_t - Н_t) / (1 + r)^t] - K$$

Где:

- $Э_t$ — экономический эффект в году t (снижение потерь, эксплуатационных расходов, предотвращенный ущерб), руб.
- $И_t$ — эксплуатационные издержки по проекту в году t , руб.
- $Н_t$ — налоговые платежи в году t , руб.
- K — капитальные вложения, руб.
- r — ставка дисконтирования (обычно 10–12% для электросетевых проектов)
- t — год расчетного периода (от 0 до 20–25 лет)

Пример расчета для проекта реконструкции ЛЭП:

Исходные данные:

- Реконструкция ВЛ-10 кВ протяженностью 10 км с заменой провода А-50 на АС-95
- Капитальные вложения: 80 млн руб.
- Срок реализации: 1 год
- Расчетный период: 25 лет

Экономический эффект:

1. **Снижение потерь электроэнергии:** 450 тыс. кВт·ч в год (расчет аналогичен примеру в разделе 3.6)
Стоимость: $450 \times 4 = 1,8$ млн руб./год
2. **Снижение эксплуатационных расходов:** реже требуется ремонт провода большего сечения
Экономия: 0,2 млн руб./год
3. **Предотвращенный ущерб от аварий:** за счет повышения надежности снижается частота отключений
Оценка: 0,5 млн руб./год

Итого эффект: $1,8 + 0,2 + 0,5 = 2,5$ млн руб./год

Эксплуатационные издержки: незначительное увеличение (провод большего сечения требует более мощных опор, но это учтено в капитальных затратах). Принимаем 0.

Расчет ЧДД при ставке дисконтирования 10%:

$ЧДД = 2,5 \times [(1 - 1,1^{-25}) / 0,1] - 80 = 2,5 \times 9,08 - 80 = 22,7 - 80 = -57,3$ млн руб.

Вывод: проект имеет отрицательный ЧДД и с чисто коммерческой точки зрения неэффективен. Однако он может быть обоснован с учетом:

- Технического эффекта (повышение надежности, увеличение пропускной способности для подключения новых потребителей)
- Социального эффекта (улучшение качества электроснабжения населения)
- Обязательности выполнения нормативных требований по надежности

В практике электросетевых организаций многие проекты являются вынужденными (замена изношенного оборудования, выполнение предписаний надзорных органов) и реализуются даже при отрицательном коммерческом эффекте. Финансирование таких проектов обеспечивается через тарифный механизм.

3.9. Подготовка обоснования включения объекта в инвестиционную программу

Каждое мероприятие, включаемое в проект инвестиционной программы, должно сопровождаться обосновывающими материалами.

Состав обосновывающих материалов

1. Обоснование необходимости реализации проекта

Описание проблемы, которую решает проект:

- Техническое состояние оборудования (акты технического освидетельствования, результаты диагностики)
- Статистика аварийности (если проект направлен на повышение надежности)
- Прогноз роста нагрузки и выявленный дефицит мощности (если проект направлен на развитие сети)

- Реквизиты договора технологического присоединения (если проект реализуется для присоединения потребителя)
- Реквизиты предписания Ростехнадзора (если проект направлен на устранение нарушений)

2. Описание технических решений

- Перечень основного оборудования, планируемого к установке (трансформаторы, выключатели, кабели и т.д.) с указанием типа, мощности, производителя
- Объемы строительно-монтажных работ (км линий, количество опор, площадь зданий и т.д.)
- Схема подключения (принципиальная электрическая схема)
- Параметры объекта (класс напряжения, мощность, пропускная способность)

3. Расчет стоимости проекта

- Сметная стоимость строительства (по укрупненным нормативам цены строительства, утвержденным Минэнерго России, или по проектно-сметной документации, если она разработана)
- Структура стоимости (оборудование, строительно-монтажные работы, проектно-изыскательские работы, прочие затраты)
- Сравнение с укрупненными нормативами (если стоимость превышает норматив, требуется обоснование)

Форма 14 Приказа № 380: «Расчет стоимости строительства (реконструкции, модернизации) объектов электросетевого хозяйства».

4. Обоснование источников финансирования

- Плата за технологическое присоединение (с указанием реквизитов договора, графика поступления средств)
- Амортизационные отчисления
- Прибыль организации
- Заемные средства (кредиты, облигационные займы)
- Бюджетное финансирование (если применимо)

5. Расчет ожидаемого эффекта

- Технический эффект (снижение SAIDI, увеличение пропускной способности и т.д.)
- Экономический эффект (снижение потерь, эксплуатационных расходов, ЧДД проекта)
- Социальный эффект (количество подключаемых потребителей, улучшение качества электроснабжения)

6. Календарный план реализации проекта

Этап	Срок начала	Срок окончания	Стоимость, млн руб.
Разработка проектной	I кв. 2026	III кв. 2026	5

Этап	Срок начала	Срок окончания	Стоимость, млн руб.
документации			
Прохождение экспертизы	III кв. 2026	IV кв. 2026	1
Проведение закупочных процедур	IV кв. 2026	I кв. 2027	-
Строительно-монтажные работы	II кв. 2027	III кв. 2028	60
Пусконаладочные работы	IV кв. 2028	IV кв. 2028	4
Ввод в эксплуатацию	IV кв. 2028	-	-
Итого:			70

7. Информация о включении объекта в документы перспективного развития

Ссылка на схему и программу развития электроэнергетики субъекта РФ (или программу развития ЕНЭС), в которой предусмотрен данный объект, с указанием:

- Наименования документа
- Реквизитов утверждения
- Номера объекта в перечне

Если объект не включен в схему развития (мероприятие по технологическому присоединению, аварийное мероприятие), это указывается с обоснованием.

Типовые ошибки при обосновании проектов

Ошибка 1. Недостаточная детализация технических решений

Пример: «Реконструкция ПС 110 кВ "Северная"» без указания, что конкретно будет реконструироваться (замена трансформаторов, РУ-110 кВ, РУ-10 кВ, СДТУ и т.д.).

Последствие: невозможность оценить обоснованность стоимости, проект может быть отклонен.

Правильно: «Реконструкция ПС 110/10 кВ "Северная" включает: замену трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА типа ТДТН-40000/110, замену ячеек РУ-10 кВ (10 ячеек) на КРУ типа К-104, модернизацию РЗА с установкой микропроцессорных терминалов...».

Ошибка 2. Отсутствие привязки к проблеме

Пример: «Строительство ПС 110 кВ "Западная"» без объяснения, зачем нужна эта подстанция.

Последствие: утверждающий орган не может оценить необходимость проекта.

Правильно: «Строительство ПС 110/10 кВ "Западная" мощностью 2×40 МВА обусловлено дефицитом мощности в западном районе города. Существующие ПС "Центральная" и "Южная" загружены на 95%, резерв мощности отсутствует. Прогнозируемый рост нагрузки в связи со строительством микрорайона "Новый" (5000 жителей) и промзоны (10 МВт) к 2028 году составляет 18 МВт. Без строительства новой ПС невозможно присоединение заявителей (договоры ТП на общую мощность 12 МВт заключены, акты разграничения границ подписаны)».

Ошибка 3. Завышение стоимости без обоснования

Пример: стоимость строительства ПС 110 кВ мощностью 2×40 МВА указана 800 млн руб., в то время как укрупненный норматив — 500 млн руб.

Последствие: утверждающий орган потребует снизить стоимость до норматива или представить детальное обоснование превышения.

Правильно: если стоимость превышает норматив, необходимо детально обосновать причины:

- Сложные инженерно-геологические условия (необходимость свайного фундамента)
- Стесненные условия строительства (в центре города, требуется закрытое РУ)
- Необходимость прокладки длинных кабельных линий для подключения к сети 110 кВ
- Рост цен на оборудование и материалы сверх прогнозируемой инфляции

Выводы по модулю:

Формирование потребности в инвестициях является отправной точкой разработки инвестиционной программы электросетевой организации. Качество выявления и анализа потребностей, обоснованность отбора проектов, реалистичность оценки эффектов определяют, насколько программа будет соответствовать реальным задачам развития электросетевого комплекса.

Ключевые принципы формирования потребности:

1. **Системность:** учет всех источников потребности (износ, аварийность, рост нагрузок, технологическое присоединение, регуляторные требования).
2. **Объективность:** использование объективных методов оценки (техническое освидетельствование, статистический анализ, прогнозные модели), а не субъективных мнений.
3. **Приоритизация:** ранжирование проектов по критериям технической необходимости, влияния на надежность, экономической эффективности с учетом ограниченности финансовых ресурсов.

4. **Обоснованность:** каждое мероприятие должно быть подкреплено детальными обосновывающими материалами, позволяющими утверждающему органу оценить его необходимость и целесообразность.
5. **Прозрачность:** методика формирования потребности и отбора проектов должна быть понятной и воспроизводимой.

Грамотное формирование потребности позволяет создать реалистичную, сбалансированную инвестиционную программу, которая будет успешно утверждена и реализована, обеспечив развитие электросетевой организации и повышение качества электроснабжения потребителей.
