

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Высшая школа экономики и управления
Кафедра «Финансовые технологии»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И. о. заведующего кафедрой, д.э.н., проф.
_____ И.А. Соловьева
« _____ » _____ 2021 г.

Оценка эффективности технологического присоединения подстанции
ПАО «Оренбургнефть» к единой энергосистеме позиции филиала
ПАО «ФСК ЕЭС – МЭС Урала»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 38.03.01.2021.(301-987).ВКР

Руководитель работы, к.э.н., доцент.
_____ Л.Ш. Морозова
« _____ » _____ 2021 г.

Автор
студент группы ВШЭУ – 405
_____ Т.А. Волкова
« _____ » _____ 2021 г.

Нормоконтролёр, ст. преподаватель
_____ Е.Ю. Куркина
« _____ » _____ 2021 г.

Челябинск 2021

АННОТАЦИЯ

Волкова Т.А. Оценка эффективности технологического присоединения подстанции ПАО «Оренбургнефть» к единой энергосистеме позиции филиала ПАО «ФСК ЕЭС – МЭС Урала». – Челябинск: ЮУрГУ, ВШЭУ-405, 80 с., 22 ил., 20 табл., библиограф. список – 35 наим.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается вариант развития ПАО «Оренбургнефть» путем строительства собственной подстанции «ТДА», с переводом на нее части своей текущей нагрузки и запросом новых мощностей, с последующей оценкой экономической эффективности проекта со стороны федеральной сетевой компании (ПАО «ФСК ЕЭС – МЭС Урала»), которая непосредственно обеспечивает это подключение.

Был проведен анализ компании ФСК с установлением: ее особенностей, анализом ресурсов на основе финансовой отчетности, влияния COVID-19, характеристики внешней среды.

Для выбранного варианта подключения потребителя были рассчитаны стоимость и сроки строительства проекта; плата за услуги по передаче электрической энергии; оценены показатели чистого дисконтированного дохода, дисконтированного срока окупаемости, индекс доходности, внутренняя норма доходности. Также рассмотрено влияние изменения инвестиционных затрат, тарифов на электроэнергию, ставки дисконтирования, объемов передаваемой мощности и вероятность наступления аварийных ситуаций с недоотпуском электрической энергии в сеть потребителя на устойчивость проекта.

ABSTRACT

Volkova T.A. Performance evaluation of "PAO "Orenburgneft" substation utility connection to the Unified Power System from the "PAO "FSK EES - MES Urala" perspective. – Chelyabinsk: SUSU, HSEM-405, 80 pages, 22 figures, 20 sheets, 35 references.

This graduation thesis considers the "PAO "Orenburgneft" development variation through the construction of own electrical substation called "TDA" with the current electrical load transfer, load opportunities request and the cost-effectiveness analysis of federal power grid company "PAO "FSK EES - MES Urala" which provide this utility connection.

An analysis of federal power grid company features, financial activity resources, COVID-19 impact and the company external environment was done for the present thesis.

The construction cost, construction period, wheeling charge and the following rates of Net Present Value, Discounted Payback Period, Profitability Index, Internal Rate of Return were calculated for the selected consumer connection option. The investment costs sensitivity, electricity rates, discount rate, power transmission volumes and the probability of power undersupply emergency situations have been reviewed.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА И КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ	
1.1 Показатели эффективности инвестиционного проекта	10
1.2 Характеристика ПАО «ФСК ЕЭС – МЭС Урала».....	15
1.3 Анализ ресурсов ФСК ЕЭС.....	23
2 ХАРАКТЕРИСТИКА И НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ МЭС УРАЛА. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОЕКТА	
2.1 Характеристика внешней среды	34
2.2 Описание инвестиционного проекта.....	43
2.2.1 Подробное описание сути проекта.....	43
2.2.2 Обоснование цены и план производства.....	55
2.3 Финансовый план.....	62
2.4 Расчет инвестиционной привлекательности дисконтированными методами. Оценка рисков и чувствительности.....	67
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	75
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	76

ВВЕДЕНИЕ

Оренбургская энергосистема расположена на юге Объединённой энергосистемы Урала. Она географически повторяет территорию области и в её состав входят четыре энергорайона: Северный, Центральный, Восточный и Западный.

В структуре потребления электроэнергии в Оренбургской энергосистеме промышленность занимает более 50%. При этом, самыми крупными потребителями являются ПАО «Оренбургнефть» (потребление в 2016 г. 1642 млн кВт·ч) и ООО «Газпромдобыча Оренбург» (потребление в 2016 г. 2160 млн кВт·ч).

Актуальность темы заключается в том, что в ближайшее время от компании ПАО «Оренбургнефть» прогнозируется поступление заявки на поставку мощности в размере 50 МВт к 2023 году и 100 МВт к 2024 году.

Цель работы – исследование инвестиционной привлекательности подключения новой нагрузки к энергосистеме в существующем режиме ее работы путем строительства подстанции (ПС) 220 кВ в собственности ПАО «Оренбургнефть».

Объект исследования – филиал ПАО «ФСК ЕЭС - Магистральные электрические сети Урала (МЭС Урала)».

Предмет исследования – анализ инвестиционных показателей эффективности отобранного проекта.

В рамках дипломной работы решены следующие задачи:

1. Проведен анализ ресурсов компании ПАО «ФСК ЕЭС»;
2. Рассмотрена внешняя среда ПАО «ФСК ЕЭС» (статистические данные отрасли, PEST–анализ, анализ 5 сил Портера, анализ конкурентов, качественная оценка факторов внешней среды);
3. Выбран оптимальный вариант исполнения проекта;

4. Рассчитана стоимость проекта и услуги по передаче электрической энергии в разные периоды времени;

5. Рассчитаны дисконтированные показатели проекта и сделаны соответствующие выводы;

6. Определены риски, присущие данному проекту.

Результат работы – выполнена оценка эффективности и инвестиционной привлекательности технологического присоединения подстанции ПАО «Оренбургнефть» к единой энергосистеме с позиции филиала ПАО «ФСК ЕЭС – МЭС Урала».

1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА И КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Показатели эффективности инвестиционного проекта

Уровень инвестиционной активности компании и спектр направления инвестирования в большой степени определяют темп и направление развития предприятия в долгосрочной перспективе.

Чтобы принять решение о вложении средств необходимо знать данные, которые подтверждают два основных тезиса: принцип возвратности, т.е. вложенные в проект средства должны быть полностью возмещены; принцип доходности, т.е. прибыль от проекта должна компенсировать отказ от использования этих средств другим способом, а также риск и инфляцию.

Для оценки и выбора наиболее оптимальных проектов для реализации существуют показатели – показатели эффективности. Они прогнозируют влияние проекта, его возможные результаты. Они делятся на простые (недисконтированные) и сложные (дисконтированные). Рассмотрим эти показатели подробнее [1].

При применении недисконтированных показателей не учитывается влияние времени на стоимость денег (отсутствует учет инфляции) и расчеты выполняются легче и быстрее. Они применимы для проектов небольшой продолжительности, т.к. в этом случае процент отклонения прогнозируемых величин не столь велик, в отличие от длительных проектов. Существует 4 основных показателя данного типа:

1) чистый денежный поток (ЧДП, NV) – сальдо денежного потока за расчетный период времени, равный горизонту расчета (формула 1.1)

$$NV = \sum_{i=1}^T CF_i - \sum_{i=1}^T I_i, \quad (1.1)$$

где CF_i – денежный поток, полученный на каждом шаге расчета;

I – размер инвестиций;

T – горизонт расчета.

Но при этом чистый доход не равняется чистой прибыли. Потому что, CF согласно формуле 1.2:

$$\begin{aligned} CF = & \text{Чистая прибыль} + \text{Амортизация} - \\ & - \text{Капитальные вложения в основные фонды} - \\ & - \text{Затраты на формирование оборотного капитала} - \text{Дивиденды.} \end{aligned} \quad (1.2)$$

Таким образом, если $NV > 0$, то его можно рассмотреть для реализации. При этом показатель показывает лишь эффект проекта, и при сравнении разных проектов не позволяет учесть разницу в начальных инвестициях.

2) норма прибыли (ARR) – показывает среднюю величину прибыльности проекта (формула 1.3)

$$ARR = \frac{\bar{Pr}}{I} \cdot 100\%, \quad (1.3)$$

где \bar{Pr} – средняя прибыль за период реализации проекта.

Данный показатель не имеет критерия оценки и должен сравниваться со средней доходностью проектов аналогов. Также показатель дает неточные результаты в случае неоднородности распределения денежных потоков во времени.

3) недисконтированный срок окупаемости (Ток, PP) – это время необходимое для выравнивания сумм инвестиций и чистого денежного потока (формула 1.4)

$$PP = \frac{I}{Pr} = \frac{1}{ARR}. \quad (1.4)$$

Чем меньше PP, тем эффективнее проект. В случае срока окупаемости меньшего, чем горизонт расчета, то проект приемлем. Но показатель не учитывает возможные денежные потоки после окончания горизонта расчета. Также равные сроки окупаемости могут иметь проекты с разным уровнем экономического эффекта, что говорит о недостаточности сравнения проектов только по этому параметру.

4) недисконтированный индекс доходности (ИД, PI) – время, требуемое для покрытия начальных инвестиций за счет чистого денежного потока (формула 1.5)

$$PI = \frac{NV+I}{I} = \frac{NV}{I} + 1. \quad (1.5)$$

Таким образом, если $PI > 1$, то проект экономически привлекателен, но необходимо сравнивать полученное значение со значениями, аналогичных проектов [2].

Для более точного определения значения эффективности инвестиционного проекта используется дисконтирование денежных потоков, поскольку стоимость денег со временем меняется под воздействием инфляции. Поэтому необходимо приведение всех платежей к одному моменту времени, чтобы понять настоящую ценность проекта.

Дисконтированные показатели эффективности инвестиционных проектов включают в себя:

1) чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV) – определяется путем сопоставления величины дисконтированных инвестиций с общей суммой дисконтированных денежных потоков за время горизонта расчета (формула 1.6).

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^T \frac{I_t}{(1+r)^t}, \quad (1.6)$$

где r – ставка дисконтирования.

Таким образом, если $NPV > 0$, то проект окупается и его можно рассмотреть для реализации.

2) дисконтированный срок окупаемости (Ток, DPP) – интервал времени, по завершению которого дисконтированные инвестиции покрываются дисконтированными доходами (формула 1.7).

$$DPP = t, \text{ начиная с которого } \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t} > \sum_{t=0}^T \frac{I_t}{(1+r)^t}. \quad (1.7)$$

Дисконтированный срок окупаемости возможно определить двумя способами: из соотношения суммы дисконтированных инвестиций и средних дисконтированных денежных потоков по проекту; путем сопоставления денежных притоков и оттоков по периодам, что является более точным способом.

Таким образом, если $DPP < T$, то проект экономически привлекателен.

3) индекс доходности (ДИД, DPI) – характеризует доход на единицу инвестиционных затрат (формула 1.8)

$$DPI = 1 + \frac{NPV}{\sum_{t=0}^T \frac{I_t}{(1+r)^t}} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{I_t}{(1+r)^t}}. \quad (1.8)$$

Таким образом, если $DPI > 1$, то проект экономически привлекателен.

4) внутренняя норма доходности (ВНД, IRR) – представляет собой ставку дисконтирования, при которой $NPV = 0$, т.е. проект становится безубыточным (формула 1.9).

$$NPV(IRR) = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} - \sum_{t=0}^T \frac{I_t}{(1+IRR)^t} = 0. \quad (1.9)$$

Вычислить IRR возможно путем перебора ставок дисконтирования с вычислением соответствующих NPV. Также использование метода линейной аппроксимации (формула 1.10):

$$IRR = r_1 + \frac{NPV(r_1)}{NPV(r_1) - NPV(r_2)} \times (r_2 - r_1), \quad (1.10)$$

где, r_1 и $NPV(r_1)$ – ставка дисконтирования и чистый дисконтированный доход
большой нуля;

r_2 и $NPV(r_2)$ – ставка дисконтирования и чистый дисконтированный доход
меньший нуля;

При этом $r_2 > r_1$ выбираются близкими к друг другу по значению, чтобы $NPV(r_1)$ и $NPV(r_2)$ были в окрестности нуля.

Показатель сравнивается со ставкой дисконтирования, принятой по проекту: Если $IRR > r$, то проект приемлем; $r = IRR$, то проект окупается и приносит минимальную величину нормальной прибыли; $IRR < r$, то проект не целесообразен.

Разница между r и IRR характеризует запас финансовой прочности, чем IRR в большей степени превышает r , тем проект более устойчив.

5) чистая терминальная стоимость (NTV, ЧТС) – это наращенные чистые доходы на конец периода (формула 1.11)

$$NTV = \sum_{t=0}^T CF_t \times (1+r)^{T-t} - \sum_{t=0}^T I_t \times (1+r)^{T-t}. \quad (1.11)$$

При расчете NPV применяется принцип дисконтирования, в то время как при расчете NTV — принцип наращивания.

Таким образом, если $NTV > 0$, то проект следует принять; если $NTV = 0$, то ценность фирмы не изменяется и требуется оценка дополнительных параметров. При $NTV < 0$, то проект не целесообразен.

б) модифицированная внутренняя норма прибыли (MIRR) – внутренняя норма доходности, скорректированная с учетом нормы реинвестиции (формула 1.12).

$$MIRR = \sqrt[T]{\frac{\sum_{t=0}^T CF_t \times (1+r)^{T-t}}{\sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t}}} - 1, \quad (1.12)$$

где $\sum_{t=0}^T CF_t \times (1+r)^{T-t}$ – денежные притоки;

$\sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t}$ – денежные оттоки.

Таким образом, если $MIRR > r$, то проект следует принять. Проблема IRR заключается в отсутствии учета реинвестирования денежных потоков в процессе реализации инвестиционного проекта, что решает использование MIRR.

Подводя итоги, внесем вышеуказанные показатели в единую таблицу 1.

Таблица 1 – Показатели инвестиционной привлекательности проекта

№ п/п	Наименование показателя	Критерий принятия проекта
Недисконтированные		
1	Чистый денежный поток, NV	$NV > 0$
2	Норма прибыли, ARR	Сравнивается со средней доходностью проектов аналогов
3	Недисконтированный срок окупаемости, PP	$PP < T$
4	Недисконтированный индекс доходности, PI	$PI > 1$
Дисконтированные		
5	Чистый дисконтированный доход, NPV	$NPV > 0$
6	Дисконтированный срок окупаемости, DPP	$DPP < T$
7	Индекс доходности, DPI	$DPI > 1$
8	Внутренняя норма доходности, IRR	$IRR \geq r$
9	Чистая терминальная стоимость, NTV	$NTV \geq 0$
10	Модифицированная внутренняя норма прибыли (доходности), MIRR	$MIRR > r$

1.2 Характеристика ПАО «ФСК ЕЭС – МЭС Урала»

Магистральные электрические сети Урала (МЭС Урала) является филиалом ПАО «ФСК ЕЭС». По итогам годового Общего собрания акционеров ПАО «ФСК ЕЭС», являющегося дочерним и зависимым обществом ПАО «Россети», от 15.05.2020 полномочия единоличного исполнительного органа ПАО «ФСК ЕЭС» переданы управляющей организации – Публичному акционерному обществу «Российские сети» (ПАО «Россети»). Контролирующим акционером ПАО «Россети» является государство в лице Федерального агентства по управлению государственным имуществом РФ, владеющее 88,04% долей в уставном капитале.

ПАО «ФСК ЕЭС» оказывает услуги по передаче электрической энергии до государственной границы Российской Федерации, в соответствии с условиями договоров ПАО «ИНТЕР РАО», через объекты электросетевого хозяйства, входящие в единую национальную энергетическую систему (ЕНЭС), и

находящиеся в собственности или на ином законном основании у ПАО «ФСК ЕЭС».

МЭС Урала имеет место нахождения– Россия, Свердловская область, г.Екатеринбург, ул. Толмачева, строение 10, а история филиала началась в 1997 году. В 2020 году в результате реструктуризации компании была произведена ликвидация МЭС Западной Сибири и передача всех своих функций МЭС Урала.

Филиал работает на территории Западной Сибири, Уральского и Приволжского федеральных округов. В зону обслуживания входят 9 субъектов Российской Федерации с населением около 18,5 млн человек.

МЭС Урала отвечает за бесперебойную работу более 31,8 тыс. км линий электропередачи и 178 подстанций и является работодателем для более чем более 4,5 тыс. человек.

Сфера деятельности – эксплуатация электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства и технологическое управление ими.

Виды деятельности, осуществляемые объектом исследования, согласно учредительным документам:

1. Оказание услуг по передаче и распределению электрической энергии;
2. Оказание услуг по присоединению к электрическим сетям;
3. Оказание услуг по сбору, передаче и обработке технологической информации, включая данные измерений и учёта;
4. Диагностика, эксплуатация, ремонт и развитие электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства и технологическое управление ими;
5. Диагностика, эксплуатация, ремонт и развитие сетей технологической связи, средств измерений и учёта, оборудования релейной защиты и противоаварийной автоматики и иного оборудования, связанного с функционированием электросетевого хозяйства, а также оборудования, предназначенного для управления ЕЭС России;

6. Разработка долгосрочных прогнозов, перспективных и текущих планов развития электросетевого комплекса, целевых комплексных научно-технических, экономических и социальных программ;

7. Деятельность по предупреждению и тушению пожаров, монтаж, ремонт и обслуживание средств обеспечения пожарной безопасности зданий и сооружений, связанных с функционированием электросетевого хозяйства;

8. Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт автомобильного транспорта и грузоподъемных механизмов, используемых в технологических целях.

Согласно постановлению Правительства РФ от 27 октября 2006 г. № 628 установлены Правила осуществления контроля за соблюдением юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями запрета на совмещение деятельности по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике с деятельностью по производству и купле-продаже электрической энергии.

Таким образом, компания занимает нишу по передаче электроэнергии. Ее доходы связаны с выполнением функций по передаче электроэнергии (основной источник дохода) и технологического присоединения (малая часть дохода).

Особенностью компании является то, что сетевая организация не вправе отказаться от заключения договора в случае направления заявления о заключении договора в отношении энергопринимающих устройств, которые не имеют технологического присоединения (непосредственного или опосредованного) к объектам электросетевого хозяйства этой сетевой организации.

Акт о технологическом присоединении – это документ, составленный по окончании процедуры технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям и подтверждающий технологическое присоединение в установленном порядке, в котором определены технические характеристики технологического присоединения.

Необоснованное уклонение или отказ сетевой организации от заключения договора могут быть обжалованы потребителем услуг в порядке, установленном законодательством России.

Обязательным условием для начала оказания услуг по передаче электрической энергии потребителю услуг является начало исполнения потребителем услуг договора энергоснабжения (договора купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности)) на оптовом и (или)розничном рынках электрической энергии.

Таким образом, при поступлении заявки в компанию на технологическое присоединение она обязана заключить договор, если нет противоречий согласно законодательству РФ и есть техническая возможность электроэнергетической системы [3].

Таким прецедентом является случай января 2021 года. Арбитражный суд Московского округа подтвердил законность и обоснованность постановления Московского УФАС России в отношении действий ПАО «ФСК ЕЭС» с признаками неисполнения обязанности по заключению договора оказания услуг по передаче электрической энергии, установленной Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденными постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861, за что предусмотрена административная ответственность по ст. 9.21 КоАП РФ.

Арбитражный суд Московского округа подтвердил законность постановления о назначении административного наказания столичного ведомства в размере 600 тыс. руб. [4].

Установленное на объектах ЕНЭС основное электротехническое оборудование, функционирующее в непрерывном производственном цикле, определяющее надежность и экономичность работы, изготовлено, в основном, в пятидесятые семидесятые годы прошедшего столетия и уступает современным разработкам по техническим характеристикам, массогабаритным показателям и

показателям надежности, требует периодического, возрастающего по объемам с ростом срока службы ремонтного обслуживания. На объектах преобладает парк морально и физически устаревшей аппаратуры сбора и передачи телеинформации.

Сети ЕНЭС характеризуются значительным уровнем износа: более 55% ПС и 77% ЛЭП преодолели сверхнормативный (более 25 лет) срок службы, более 20% ПС и 30% ЛЭП эксплуатируются более 30 и 40 лет соответственно [5].

ПАО «ФСК ЕЭС» заинтересовано в развитии отечественной электротехнической промышленности и в формировании конкурентных внутренних рынков данного оборудования. С целью стимулирования данных процессов в ПАО «ФСК ЕЭС» разработана и утверждена Программа импортозамещения оборудования, технологий, материалов и систем, согласно которой до 95-98% номенклатуры изделий (силовые трансформаторы; шунтирующие реакторы; выключатели; разъединители; трансформаторы тока; трансформаторы напряжения; вторичное оборудование) к 2030 году будет производиться российскими компаниями. С проводимыми ремонтами и реконструкциями, реализуемыми инвестиционными проектами уменьшается доля импортного эксплуатируемого оборудования и уровень износа парка основных средств компании. Следует обратить внимание именно на замену старого оборудования на новое, о чем свидетельствуют данные отчета министерства энергетики за 2019 год (рисунок 1 и 2) [6].

Объект оценки (субъект электроэнергетики)	Динамика индекса технического состояния	Величина затрат на мероприятия по поддержанию заданного уровня технического состояния	Выводы
Электрические сети (информация по всем объектам оценки представлена в полном объеме)			
ПАО «ФСК ЕЭС»	1,56%	2,409	Низкая эффективность технических воздействий. Необходим пересмотр подходов к проведению технических воздействий и анализ целесообразности замены оборудования на новое.

Рисунок 1 – Расчет эффективности реализуемых мероприятий и связанных с ними затрат на поддержание технического состояния

Объект оценки (субъект электроэнергетики)	Динамика количества закрытых центров питания	Выводы
Электрические сети (информация по всем объектам оценки представлена в полном объеме)		
ПАО "ФСК ЕЭС"	-11,13%	Отрицательный характер динамики развития электросетевого комплекса. Требуется анализ технико-экономических показателей электросетевого комплекса.

Рисунок 2 – Расчет динамики изменения количества закрытых центров питания

Организационно-правовой статус ФСК ЕЭС как ПАО имеет свои плюсы и недостатки.

Из плюсов можно выделить:

1. Акционер несет ответственность соразмерно вложенной сумме. Задолженность организации взыскивается только с имущества ПАО;

2. Ускоренное финансирование осуществляется за счет отсутствия ограничения количество акций, принадлежащих одному акционеру, их суммарной номинальной стоимости, а также максимальное число голосов, предоставляемых одному акционеру;

3. Рейдерская безопасность. Акционерное общество характеризуется сложностью замены директора и перехвата управления третьими лицами. Смена

руководства возможна только с помощью нотариуса и регистратора, а это надежно с точки зрения захвата имущества мошенниками;

4. Простой выход из ПАО. Для этого потребуется только продать свои активы;

5. Общество может создавать филиалы и открывать представительства.

Из недостатков можно выделить:

1. Организация общества требует грамотного управления и должного вложения финансовых средств;

2. Изначально проводится собрание акционеров с утверждением регламента, устава и прочих документов касающихся акций, что может растягиваться во времени;

3. Публичное акционерное общество обязано раскрывать публично информацию о веденной деятельности в установленные сроки. При нарушении сроков общество облагается штрафом;

4. Проведение обязательного аудита (ежегодно) за счет общества;

5. Появление конфликтов. Учредители могут иметь разное мнение по поводу компании, на этом фоне могут появляться конфликты интересов. А это ведет к неопределенности и даже к закрытию общества.

Организационно-управленческая структура МЭС Урала приведена на рисунке 3.

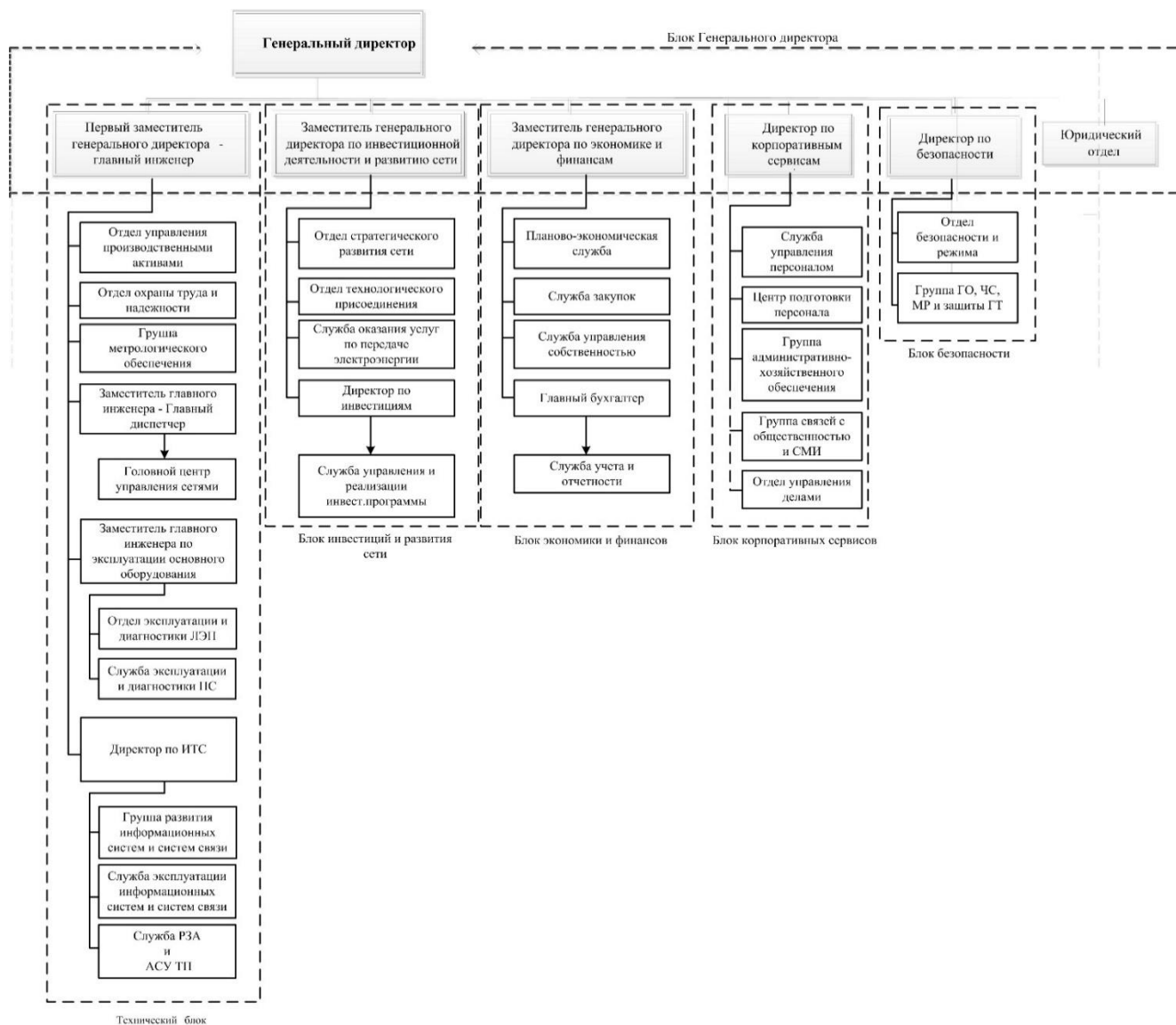


Рисунок 3 – Организационно-управленческая структура

Таким образом, филиал имеет развитую организационно-управленческую структуру линейно-функционального типа.

Плюсами данной структуры являются:

1. Понятное распределение должностных обязанностей по функциональным блокам;
2. Высокое качество выполнения работ, за счет суженной специализации по профессиональным компетенциям;
3. Оперативность принятия управленческих решений;
4. Минимизация дублирования работ.

Минусами данной структуры являются:

1. Увеличение административных расходов из-за расширения руководящего аппарата.

2. Функциональные подразделения могут быть заинтересованы в результативности своих направлений больше, чем в достижении общих целей компании.

3. Возможна излишняя конкуренция и конфликты между отделами.

1.3 Анализ ресурсов ФСК ЕЭС

Поскольку нет открытого доступа к отчётности непосредственно МЭС Урала – филиала ПАО «ФСК ЕЭС», будем анализировать данные ПАО «ФСК ЕЭС».

Баланс организации с динамикой представлен в таблице 2 [7].

К значимым статьям баланса (более 5% от валюты баланса (ВБ)) в 2017 году относятся: основные средства (61,6%), долгосрочные финансовые вложения (5,9%), прочие внеоборотные активы (20%), дебиторская задолженность (9,1%), уставный капитал (44,7%), долгосрочные заемные средства (16,4%). В 2018 и 2019 годах к значимым статьям также относится нераспределённая прибыль составляет 6,6% и 8,2% соответственно.

На основе проведенного экспресс анализа аналитического баланса можно сделать вывод об удовлетворительности баланса компании, поскольку удовлетворяются условия с учетом специфики деятельности (все, кроме пятого):

1. Валюта баланса в конце каждого отчетного периода возрастает по сравнению с началом (прирост более 3% ежегодно).

2. Темп прироста оборотных активов ниже темпа прироста внеоборотных активов. Что не соответствует стандартному показателю обычного баланса. Но с учетом характера деятельности компании и то, что основные средства (ОС) занимают больше 60% от валюты баланса и необходимо модернизировать, заменять их на новые, не удивительным является то, что суммарно прирост ВОА превышает прирост ОА.

3. Собственный капитал больше заемного и темп прироста собственного капитала больше, чем темп прироста заемных средств. С каждым годом объем собственных средств превышает заемные в 4 и более раз, с увеличением этого показателя ежегодно (таблица 3).

4. Темпы прироста дебиторской и кредиторской задолженности примерно одинаковы. Это условие не выполняется в 2019 году, поскольку произошло уменьшение ДЗ, что является положительным аспектом.

Таблица 2 – Баланс ПАО «ФСК ЕЭС»

Наименование	2017, млн руб.	Прирост, %	Доля, %	2018, млн руб.	Прирост, %	Доля, %	2019, млн руб.	Прирост, %	Доля, %
Актив									
Нематериальные активы	2 673,3	-19,65	0,19	3 748,1	40,20	0,25	4 658,2	24,51	0,30
Основные средства	878 328,1	2,44	61,64	954 319,7	8,65	64,17	991 719,8	3,92	64,72
Долгосрочные финансовые вложения	84 064,9	17,04	5,90	57 702,9	-31,36	3,88	66 038,9	14,44	4,31
Прочие внеоборотные активы	285 625,3	14,02	20,04	251 183,6	-12,06	16,89	269 095,9	7,13	17,56
Внеоборотные активы	1 250 774,0	5,71	87,77	1 266 954,3	1,29	85,20	1 331 513,8	5,10	86,90
Запасы	9 749,0	7,03	0,68	10 937,9	12,19	0,74	11 676,7	6,75	0,76
НДС по приобретенным ценностям	650,0	31,59	0,05	915,4	40,82	0,06	973,5	6,35	0,06
Дебиторская задолженность	128 379,1	-5,05	9,01	169 856,0	32,31	11,42	131 956,2	-22,31	8,61
Краткосрочные финансовые вложения	2 051,2	-0,78	0,14	6 578,1	220,70	0,44	25 735,2	291,23	1,68
Денежные средства и денежные эквиваленты	33 409,1	-7,22	2,34	31 772,8	-4,90	2,14	30 434,1	-4,21	1,99
Прочие оборотные активы	27,6	-10,20	0,00	48,2	74,71	0,00	34,7	-27,96	0,00
Оборотные активы	174 266,0	-4,73	12,23	220 108,3	26,31	14,80	200 810,3	-8,77	13,10
Активы всего	1 425 040,0	4,31	100,0 0	1 487 062,6	4,35	100,0 0	1 532 324,1	3,04	100,0 0
Пассив									
Уставный капитал	637 332,7	0,00	44,72	637 332,7	0,00	42,86	637 332,7	0,00	41,59
Добавочный капитал	31 867,2	0,00	2,24	31 867,2	0,00	2,14	31 867,2	0,00	2,08
Резервный капитал	19 492,4	37,38	1,37	21 610,4	10,87	1,45	24 419,8	13,00	1,59
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	62 885,5	39,47	4,41	98 413,8	56,50	6,62	125 807,7	27,84	8,21

Окончание таблицы 2

Наименование	2017, млн руб.	Прирост, %	Доля, %	2018, млн руб.	Прирост, %	Доля, %	2019, млн руб.	Прирост, %	Доля, %
Пассив									
Капитал и резервы	1 037 571,1	5,12	72,81	1 090 393,7	5,09	73,33	1 139 063,0	4,46	74,34
Заёмные средства (долгосрочные)	233 862,5	-1,18	16,41	224 463,7	-4,02	15,09	196 622,4	-12,40	12,83
Отложенные налоговые обязательства	55 006,6	10,77	3,86	60 827,4	10,58	4,09	70 481,6	15,87	4,60
Прочие долгосрочные обязательства	17 242,8	3 263,35	1,21	17 708,1	2,70	1,19	27 518,4	55,40	1,80
Долгосрочные обязательства	306 111,9	6,72	21,48	302 999,3	-1,02	20,38	294 622,4	-2,76	19,23
Заёмные средства (краткосрочные)	23 687,2	-18,87	1,66	22 245,4	-6,09	1,50	30 436,7	36,82	1,99
Кредиторская задолженность	54 484,8	-9,24	3,82	68 223,4	25,22	4,59	64 305,0	-5,74	4,20
Доходы будущих периодов	668,2	-3,84	0,05	643,5	-3,69	0,04	625,7	-2,77	0,04
Краткосрочные обязательства	81 357,0	-11,90	5,71	93 669,6	15,13	6,30	98 638,7	5,30	6,44
Пассивы всего	1 425 040,0	4,31	100,00	1 487 062,6	4,35	100,00	1 532 324,1	3,04	100,00
Собственный оборотный капитал	117 052,4	-2,69	8,21	144 343,2	23,32	9,71	109 761,9	-23,96	7,16
Чистые активы	1 038 239,3	5,12	72,86	1 091 037,2	5,09	73,37	1 139 688,7	4,46	74,38
Совокупный долг	387 468,9	2,19	27,19	396 668,9	2,37	26,67	393 261,1	-0,86	25,66

26

Таблица 3 – Заемный и собственный капитал

Раздел баланса	2017, млн руб.	Прирост, %	2018, млн руб.	Прирост, %	2019, млн руб.	Прирост, %
Собственный капитал (СК)	1 037 571,1	5,12	1 090 393,7	5,09	1 139 063,0	4,46
Заемный капитал (ЗК)	257 549,7	-3,12	246 709,1	-4,21	227 059,1	-7,96
Соотношение СК к ЗК	4,03	-	4,42	-	5,02	-

5. Доля собственных оборотных средств (СОС) (формула 1.13) в оборотных активах составляет не менее 0,1 – не выполняется данное условие (таблица 4).

$$\text{СОС} = (\text{ОА} - \text{ДДЗ} - \text{РБП}) - (\text{КО} - \text{ДБП}), \quad (1.13)$$

где ОА – оборотные активы,

ДДЗ – долгосрочная дебиторская задолженность,

РБП – расходы будущих периодов,

КО – краткосрочные обязательства,

ДБП – доходы будущих периодов.

Экономический смысл показателя СОС заключается в том, что он показывает какая сумма оборотных средств остается в распоряжении организации после расчетов по краткосрочным обязательствам, т.е. характеризует свободу маневра и финансовую устойчивость в краткосрочной перспективе. СОС не нормирован. И его необходимо анализировать в динамике.

Данное положение СОС в объеме ОА можно объяснить тем, что больше 40% в оборотных активах занимают долгосрочная дебиторская задолженность и она сопоставима с краткосрочными обязательствами.

Таблица 4 – Анализ СОС

год	2017	2018	2019
ДДЗ, тыс.руб.	77 882,9	92 515,2	85 477,0
СОС, тыс.руб.	15 694,3	34 567,0	17 320,2
Доля СОС в ОА, %	9,01	15,70	8,60
Доля ДЗ в ОА, %	74	77	66
Доля ДДЗ в ОА, %	45	42	43
Процент КО от ОА, %	47	43	49

Для улучшения структуры баланса компании можно изменить политику компании тенденцией по снижению дебиторской задолженности.

6. Отсутствует статья «непокрытый убыток».

Для оценки ликвидности с использованием реструктурированного баланса необходимо произвести группировку активов и пассивов (таблица 5).

Таблица 5 – Группировка активов и пассивов

Показатель		Год		
		2017	2018	2019
A1	Деньги и краткосрочные финансовые вложения, млн руб	35 460,3	38 350,9	56 169,3
A2	Товары отгруженные и краткосрочная ДЗ, млн руб	50 496,2	77 340,8	46 479,1
A3	Запасы за вычетом РБП и отгруженных товаров, млн руб	9 749,0	10 937,9	11 676,7
	Долгосрочная ДЗ, млн руб	77 882,9	92 515,2	85 477,0
	НДС по приобретенным ценностям, млн руб	650,0	915,4	973,5
	Долгосрочные финансовые вложения, млн руб	84 064,9	57 702,9	66 038,9
	Прочие оборотные активы, млн руб	27,6	48,2	34,7
	ИТОГО, млн руб	172 374,4	162 119,5	164 200,8
A4	Внеоборотные активы за исключением долгосрочных финансовых вложений и РБП, млн руб	1 166 709,1	1 209 251,4	1 265 474,9
	Неликвидные активы, млн руб	881 001,4	958 067,7	996 378,0
	ИТОГО, млн руб	2 047 710,5	2 167 319,1	2 261 852,9
П1	Кредиторская задолженность, млн руб	54 484,8	68 223,4	64 305,0
П2	Краткосрочные кредиты и займы, млн руб	23 687,2	22 245,4	30 436,7
П3	Долгосрочные кредиты и займы, млн руб	233 862,5	224 463,7	196 622,4
П4	Собственный капитал и все краткосрочные обязательства, не вошедшие в группы П1 и П2, млн руб	1 038 239,4	1 091 037,2	1 139 688,7

При выполнении условий, указанных в формуле 1.14 – баланс является абсолютно ликвидным.

$$\begin{cases} A_1 \geq П_1; \\ A_2 \geq П_2; \\ A_3 \geq П_3; \\ A_4 \leq П_4. \end{cases} \quad (1.14)$$

Для компании ПАО «ФСК ЕЭС» справедливо следующее и баланс не является абсолютно ликвидным.

$$\begin{cases} A_1 \geq П_1; \text{—не выполняется} \\ A_2 \geq П_2; \text{—выполняется на каждом году} \\ A_3 \geq П_3; \text{—не выполняется} \\ A_4 \leq П_4. \text{— не выполняется} \end{cases}$$

В дальнейшем рассмотрим на основе группировки показатели, позволяющие описать состояние компании.

Коэффициент абсолютной ликвидности (формула 1.15)

$$K_{\text{АбсЛикв}} = \frac{A_1}{\Pi_1 + \Pi_2} \quad (1.15)$$

Коэффициент быстрой ликвидности (формула 1.16)

$$K_{\text{БыстрЛикв}} = \frac{A_1 + A_2}{\Pi_1 + \Pi_2}. \quad (1.16)$$

Коэффициент текущей ликвидности (формула 1.17)

$$K_{\text{ТекЛикв}} = \frac{A_1 + A_2 + A_3}{\Pi_1 + \Pi_2}. \quad (1.17)$$

Коэффициент утраты платежеспособности (формула 1.18)

$$K_{\text{УтрПлатеж}} = \frac{\left[K_{\text{ТекЛикв}}^{\text{кон}} + \frac{3}{T} \cdot (K_{\text{ТекЛикв}}^{\text{кон}} - K_{\text{ТекЛикв}}^{\text{нач}}) \right]}{2} \quad (1.18)$$

где $K_{\text{ТекЛикв}}^{\text{нач}}$, $K_{\text{ТекЛикв}}^{\text{кон}}$ – коэффициент текущей ликвидности на начало и конец исследуемого периода,

T – продолжительность исследуемого периода в месяцах.

Сведем результаты расчетов в таблицу 6.

Таблица 6 – Коэффициенты

Показатель	Год		
	2017	2018	2019
Коэффициент абс. ликвидности, $K_{\text{АбсЛикв}}$	0,45	0,42	0,59
Коэффициент быст. ликвидности, $K_{\text{БыстрЛикв}}$	1,10	1,28	1,08
Коэффициент текущей ликвидности, $K_{\text{ТекЛикв}}$	3,30	3,07	2,82
Коэффициент утраты платежеспособности, $K_{\text{УтрПлатеж}}$	-	1,51	1,38

Коэффициент абсолютной ликвидности показывает, что в 2019 году 59% краткосрочных обязательств могли быть погашены немедленно абсолютно ликвидными активами.

Коэффициент быстрой ликвидности показывает, что компания полностью способна погасить свои краткосрочные обязательства за счет только абсолютно ликвидных и быстрореализуемых активов.

Коэффициент текущей ликвидности показывает, что в 2019 году компания способна оплатить на 280% краткосрочные обязательства быстрыми и медленно реализуемыми активами.

Коэффициент утраты платежеспособности > 1 , что говорит об отсутствии угрозы утраты платежеспособности в ближайшие 3 месяца.

Расходы по текущей деятельности состоят из суммы запасов и НДС по приобретенным ценностям и для компании составят 12 650,1 млн руб. в 2019 году по формуле 1.19:

$$РТД=З+НДС_{\text{по_приобр_ценностям}} \quad (1.19)$$

Определим тип финансовой устойчивости компании используя трехмерный показатель (формула 1.20) и сведем данные в таблицу 7:

$$\bar{S} = \{S_1(x_1); S_2(x_2); S_3(x_3)\}$$

$$S_i = \begin{cases} 1, & \text{если } x_i \geq 0 \\ 0, & \text{если } x_i < 0 \end{cases}$$

$$x_1 = (СК + ДБП - ВОА) - РТД \quad (1.20)$$

$$x_2 = (СК + ДБП + ДО - ВОА) - РТД$$

$$x_3 = (СК + ДБП + ДО + КО - ВОА) - РТД$$

Таблица 7 – Трехмерный показатель

Показатель	Год		
	2017	2018	2019
x_1 , млн руб	-222 933,7	-187 770,3	-204 475,3
x_2 , млн руб	83 178,2	115 229,0	90 147,1
x_3 , млн руб	164 535,1	208 898,6	188 785,8
	$\bar{S} = \{0; 1; 1\}$	$\bar{S} = \{0; 1; 1\}$	$\bar{S} = \{0; 1; 1\}$

Такое значение трехмерного показателя говорит о нормальной финансовой устойчивости в каждом году, что говорит о гарантирующей платежеспособности.

Компания оптимально использует свои кредитные ресурсы, собственные средства, текущие активы и кредиторскую задолженность.

Рентабельность продаж по прибыли от продаж (формула 1.21)

$$\text{Рентабельность продаж} = \frac{\text{Прибыль от продаж}}{\text{Выручка}} \quad (1.21)$$

Рентабельность совокупных активов по прибыли до налогообложения (формула 1.22)

$$R_A = \frac{\text{Прибыль до налогообложения}}{\frac{A_H + A_K}{2}}, \quad (1.22)$$

где A_H и A_K – актив баланса на начало и конец периода.

Рентабельность собственного капитала (формула 1.23)

$$R_{СК} = \frac{\text{Чистая прибыль}}{\frac{СК_H + СК_K}{2}}, \quad (1.23)$$

где $СК_H$ и $СК_K$ – значение собственного капитала на начало и конец периода.

Сведем данные расчетов показателей рентабельности в таблицу 8.

Таблица 8 – Показатели рентабельности

Показатель	Год		
	2017	2018	2019
Рентабельность продаж по прибыли от продаж	0,26	0,25	0,24
Рентабельность совокупных активов по прибыли до налогообложения	0,04	0,05	0,05
Рентабельность собственного капитала	0,04	0,05	0,05

Рентабельность продаж по прибыли от продаж показывает сколько прибыли от продаж содержится в одном рубле выручки от реализации, так в 2019 году на 1 рубль выручки приходится 24 копейки прибыли от продаж.

Рентабельность совокупных активов по прибыли до налогообложения характеризует рентабельность инвестиций с позиции заинтересованных лиц. Показывает сколько прибыли до налогообложения отдает каждый рубль

среднегодовой стоимости активов компании. Так в 2018-2019 годах 1 рубль активов приносит 5 копеек прибыли.

Рентабельность собственного капитала характеризует рентабельность инвестиций с позиции собственников. Показывает сколько чистой прибыли отдает каждый рубль среднегодовой величины собственного капитала компании. Так в 2018-2019 годах 1 рубль собственного капитала приносит 5 копеек чистой прибыли.

В результате проведенного финансового анализа было установлено, что положение компании устойчиво и она может развиваться, воплощая проекты. Исходя из величин денежных средств и денежных эквивалентов, а также нераспределенной прибыли компания имеет возможность рассматривать финансирование проектов не только за счет заемных, но и за счет собственных средств.

Как было сказано в п.1.2 при поступлении в компанию заявки на техническое присоединение и оказание услуг по передаче электроэнергии она обязана ее рассмотреть, иначе следуют административные штрафы в особо крупных размерах.

Вывод по разделу один

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала является крупнейшей компанией в сфере передачи и распределения электрической энергии на территории Западной Сибири, Уральского и Приволжского федеральных округов. Имеет развитую организационно-управленческую структуру (линейно-функциональная структура).

Компании следует обратить внимание на изношенность фонда основных средств, а именно необходимость замены старого оборудования на новое. Также увеличения центров питания при реализации проектов по техническому присоединению.

Компания имеет нормальную финансовую устойчивость, данный тренд неизменен в каждом году. Это говорит о том, что ФСК ЕЭС оптимально использует свои кредитные ресурсы, собственные средства, текущие активы и кредиторскую задолженность.

В целом, компания является успешной и занимает устойчивые позиции в энергетической отрасли, без существования которой, функционирование было бы затруднено.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА И НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ МЭС УРАЛА. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОЕКТА.

2.1 Характеристика внешней среды

Статистические данные отрасли.

Энергетика – является важнейшей отраслью народного хозяйства, являясь основой экономики любого государства. Она охватывает получение энергетических ресурсов, выработку, преобразование, передачу и использование различных видов энергии. Без энергетической отрасли невозможно нормальное функционирование любой другой сферы экономики, поэтому важно понимать как развивается и какую динамику имеет энергетика. На основе данных Федеральной службы государственной статистики составлена диаграмма, изображенная на рисунке 4.



Рисунок 4 – Валовая добавленная стоимость

Из диаграммы 1 видно, что в стоимостном выражении в ценах 2016 года объёмы обеспечения электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха держатся примерно на одном уровне, с небольшим нисходящим трендом. При этом наблюдается рост общего ВВП и уменьшением доли в ВВП объёмов обеспечения электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха [8].

Для непосредственного анализа данных по передаче электроэнергии рассмотрим данные потребления электроэнергии в ЕЭС России. В 2020 году оно составило 1 033 718,4 млн кВт·ч, что ниже факта 2019 года на 25 643,2 млн кВт·ч (минус 2,4 %). Динамика потребления электроэнергии в ЕЭС России по месяцам 2020 года в сравнении с 2019 и 2018 годами представлена на рисунке 5.

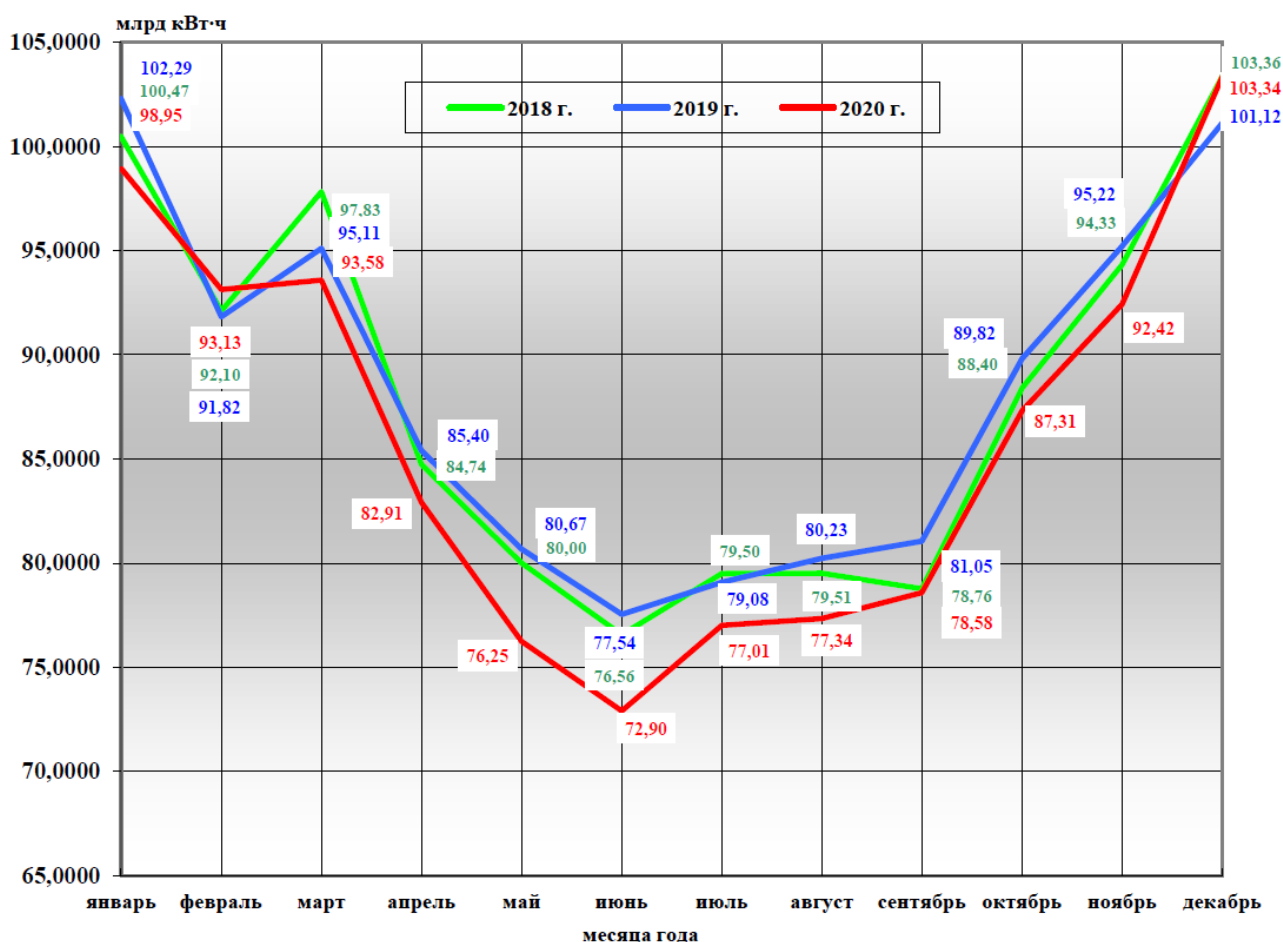


Рисунок 5 – Потребление электроэнергии в ЕЭС России 2018-2020 годах.

При сравнении 2018 и 2019 годов наблюдается общий тренд увеличения потребления электроэнергии, что говорит об увеличении энергоемких производств, внедрению приборов и серверов в большее количество объектов экономической деятельности. Если бы не наступил кризис, связанный с пандемией, с большой вероятностью тенденция бы сохранилась [9].

В России влияние мер по ограничению распространения COVID-19 на объем спроса на электроэнергию проявилось в меньшей степени, чем в крупнейших странах Европы и Азии. В период с 30 марта по 25 мая спрос на электроэнергию в ЕЭС России относительно аналогичного периода 2019 года сократился на 3,9%, а относительно среднего значения в 2017-2019 годах – на 3,5%. Наибольшее снижение спроса в сравнении с предыдущими годами наблюдалось в первую неделю нерабочих дней (с 30 марта по 11 мая в России действовал режим нерабочих дней) и в первой половине мая (рисунок 6). Помимо COVID-19 вклад в снижение спроса на электроэнергию также внес температурный фактор, но его влияние, по оценкам СО ЕЭС, было незначительно. По данным Минэнерго России, наибольшее снижение потребления электроэнергии пришлось на сектора машиностроения, металлургии, железнодорожного транспорта, а также на различные предприятия малого и среднего бизнеса. Компании, эксперты и ведомства дают различные прогнозы по изменению объемов спроса и цен на электроэнергию по итогам 2020 года, но большинство ожидают их снижения не менее чем на 3%.

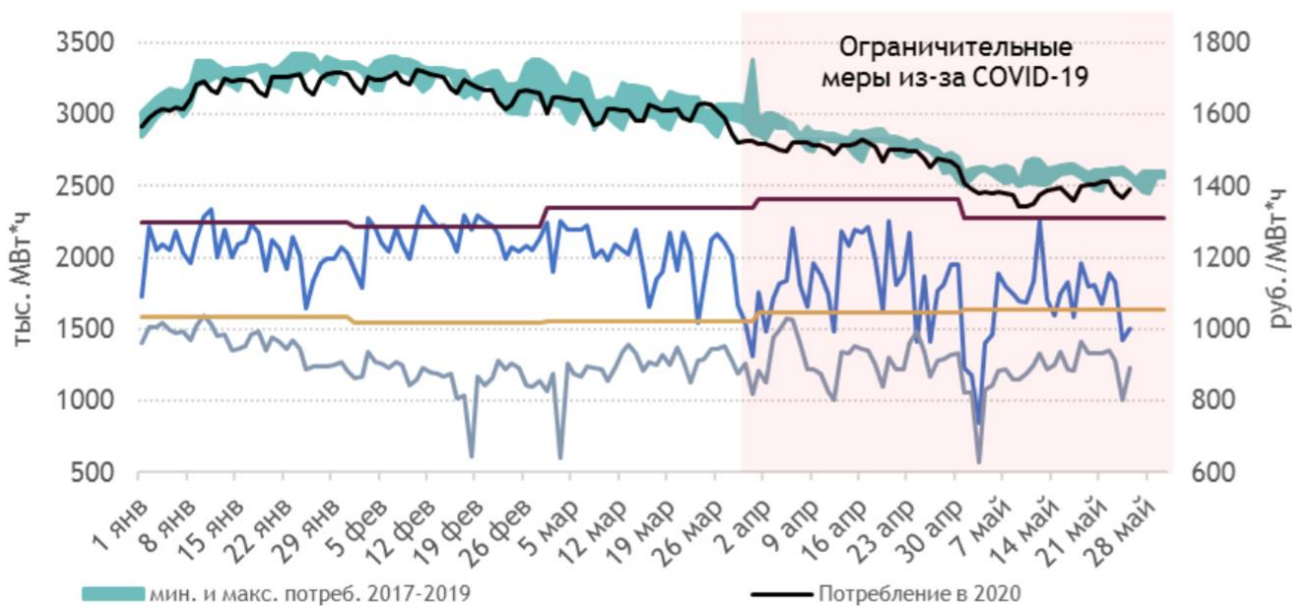


Рисунок 6 – Потребление электроэнергии в ЕЭС России в январе-мае 2020 г. и предыдущих лет

Угрозой также является возможность роста неплатежей. В первую очередь эта проблема может негативно повлиять на платежную дисциплину на розничном рынке и обуславливает риски для гарантирующих поставщиков. Однако риск роста неплатежей существует и на оптовом рынке электроэнергии, хотя пока ситуация со снижением уровня оплаты на нем умеренная.

Еще одной проблемой в электроэнергетике России из-за распространения коронавирусной инфекции стали форс-мажорные обстоятельства из-за сложностей с поставками оборудования и комплектующих, а также работой персонала в условиях ограничительных мер. Это создает препятствия не только для проведения ремонтных работ, но и реализации инвестиционных проектов, что наряду с вероятным ухудшением финансового положения обусловит сокращение инвестпрограмм энергокомпаний.

Вклад эпидемиологической ситуации и экономического кризиса в основном ощущается в кратко- и среднесрочном периодах, тогда как на долгосрочном горизонте основные тенденции находятся в русле прежних прогнозов [10].

PEST–анализ.

В результате проведенного PEST–анализа были выявлены положительные и отрицательные факторы внешней среды, влияющие на положение филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Урала в России (таблица 9).

Таблица 9 – результаты PEST – анализа

Факторы
Политические
Нестабильность политической и экономической ситуации в стране
Государственное регулирование отрасли
Ужесточение законодательства по охране окружающей среды
Экономические
Увеличение уровня безработицы
Снижение реальных доходов населения
Изменение условий и оплаты труда
Государственные программы, способствующие развитию отрасли
Социальные
Рост требований к качеству услуг
Стиль жизни и привычки потребления
Пандемия
Технологические
Рост исследований и разработок в энергетической отрасли
Повышение уровня нововведений и технологического развития отрасли

Анализ 5 сил Портера.

Оценка микроэкономического окружения выполнена методом оценки пяти конкурентных сил по Портеру (таблица 10).

Таблица 10 –Матрица факторов микросреды среды

<p>Рыночная власть потребителей</p> <ul style="list-style-type: none"> - наличие постоянных потребителей; - спрос, мало коррелируемый с множествами факторами. 	<p>Рыночная власть поставщиков</p> <ul style="list-style-type: none"> - надежные и стабильные поставщики; - рост уровня цен на услуги компаний-партнеров.
<p>Угроза появления новых игроков</p> <ul style="list-style-type: none"> - маловероятно появление столь крупных игроков рынка; - развитие локальных структур малой генерации. 	<p>Угроза появления продуктов-заменителей</p> <ul style="list-style-type: none"> - воздействие товаров заменителей низкое.
<p>Уровень конкурентной борьбы</p> <ul style="list-style-type: none"> - низкий уровень конкуренции. 	

Анализ конкурентов.

За последние годы в электроэнергетике России произошли радикальные преобразования: изменилась система государственного регулирования отрасли, сформировался конкурентный рынок электроэнергии, были созданы новые компании. Изменилась и структура отрасли: было осуществлено разделение естественно монопольных (передача электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление) и потенциально конкурентных (производство и сбыт электроэнергии, ремонт и сервис) функций; вместо прежних вертикально-интегрированных компаний, выполнявших все эти функции, созданы структуры, специализирующиеся на отдельных видах деятельности.

Анализируя данную ситуацию, можно говорить о том, что конкуренция имеет место быть только на оптовом рынке, на розничном рынке конкуренция отсутствует. Сделать подобный вывод позволяет то, что не выполняется ни одно из условий существования конкуренции, а именно: население всегда приобретает электроэнергию по регулируемым ценам, не имеет права выбора поставщика и не имеет доступа к информации о генерирующих и сбытовых компаниях.

Качественная оценка факторов внешней среды.

Факторы внешней среды могут представлять для предприятия угрозы либо возможности. Качественная их оценка приведена в таблице 11.

Таблица 11 – Качественная оценка факторов внешней среды

№	Фактор	Вектор воздействия «+»/«-»	Пояснения
1	Нестабильность политической и экономической ситуации в стране	«-»	Влияет на уровень потребления электроэнергии крупными предприятиями, которые являются основой отрасли
2	Государственное регулирование отрасли	«+»	Способствует стабильному и планомерному выполнению своих функций
3	Ужесточение законодательства по охране окружающей среды	«-»	Приводит к увеличению затрат на замену старого оборудования новым. Также приводит к увеличению затрат при строительстве/реконструкции объектов.

Продолжение таблицы 11.

№	Фактор	Вектор воздействия «+»/«-»	Пояснения
4	Увеличение уровня безработицы	«+»	Отток квалифицированных кадров из других компаний позволит рассмотреть их на открытые вакансии в МЭС Урала
5	Снижение реальных доходов населения	«+»	Позволит принять новых сотрудников с меньшими затратами (люди согласны на меньшее в текущих условиях)
6	Изменение условий и оплаты труда	«+»	Возможность удаленной работы позволяет сократить административные расходы и использовать более активно аутсорсинг
7	Государственные программы, способствующие развитию отрасли	«+»	Целевое финансирование проектов, гарантирующее поступление денежных средств на их выполнение и позволяющее быстрее реализовывать стратегические проекты, влияющие на систему электроснабжения в рамках страны целиком
8	Рост требования к качеству услуг	«-»	Увеличение судебных процессов и выплат компенсаций в случаях аварий или несоответствующем качестве выдаваемой электроэнергии, а также превышенное число часов недоотпуска электроэнергии
9	Стиль жизни и привычки потребления	«-»	Приводят к неравномерной нагрузке сети, что влечет к большей вероятности аварий в энергосистеме и более сильному износу оборудования
10	Пандемия	«-»	Снижение нагрузки в энергосистеме, из-за вынужденного простоя крупных промышленных комплексов/предприятий. Затруднительность ведения отлаженного рабочего процесса, направления сотрудников в командировки, нехватка персонала для ведения осмотров и ремонтных работ
11	Рост исследований и разработок в энергетической отрасли	«+»	Увеличивает перспективы развития филиала и компании в целом
12	Повышение уровня нововведений и технологического развития отрасли	«+»	Проведение реконструкций и ремонтов объектов, увеличивающих стабильность и надежность работы сети, уменьшение количества отказов и аварийных ремонтов

Окончание таблицы 11.

№	Фактор	Вектор воздействия «+»/«-»	Пояснения
13	Наличие постоянных потребителей	«+»	Гарантирует примерно рассчитанные объемы передаваемой мощности
14	Надежные и стабильные поставщики	«+»	Гарантирует примерно рассчитанные объемы передаваемой мощности
15	Рост уровня цен на услуги компаний-партнеров	«-»	Поскольку тарифы на электроэнергию регламентированы государством, рост стоимости генерируемых мощностей может привести к снижению доли прибыли рассматриваемого филиала
16	Маловероятно появление столь крупных игроков рынка	«+»	Филиал является частью государственной монопольной компании, что сводит к минимуму появление новой сторонней столь развитой компании
17	Развитие локальных структур малой генерации	«-»	Несет небольшие потери упущенной выгоды от подключения потребителей.
18	Воздействие товаров заменителей низкое	«+»	Большое количество приборов и агрегатов работает на электричестве. Произвести повсеместное переориентирование техники для работы на другом виде топлива/энергии – неосуществимо в обозримом будущем
19	Низкий уровень конкуренции	«+»	Выполнение стратегических функций государственной важности (обеспечение передачи и распределения электроэнергии на большой территории страны и обеспечение связи частей единой энергосистемы) ведет к невозможности создания другой компании, выполняющей данные функции.

Выделим наиболее значимые факторы. Для этого составим матрицу возможностей (рисунок 7) и матрицу угроз (рисунок 8).

Вероятность использования возможностей	Влияние на организацию		
	Сильное	Умеренное	Малое
Высокая	1) Государственное регулирование отрасли; 2) Государственные программы, способствующие развитию отрасли; 3) Наличие постоянных потребителей; 4) Надежные и стабильные поставщики.	Рост исследований и разработок в энергетической отрасли.	Низкий уровень конкуренции.
Средняя	Повышение уровня нововведений и технологического развития отрасли	Изменение условий и оплаты труда.	Воздействие товаров-заменителей низкое
Низкая	Маловероятно появление столь крупных игроков рынка.	Увеличение уровня безработицы.	1) Снижение реальных доходов населения; 2) Развитие локальных структур малой генерации.
	Работаем		
	Наблюдаем		
	Отбрасываем		

Рисунок 7 – Матрица возможностей

Вероятность реализации угрозы	Влияние на организацию			
	Разрушение	Критическое состояние	Тяжелое состояние	«легкие ушибы»
Высокая			Пандемия	Стиль жизни и привычки потребления
Средняя			1) Рост требования к качеству услуг 2) Ужесточение законодательства по охране окружающей среды	Развитие локальных структур малой генерации
Низкая				Нестабильность политической и экономической ситуации в стране
	Работаем			
	Работаем при наличии ресурсов			
	Наблюдаем			
	Отбрасываем			

Рисунок 8 – Матрица угроз

Таким образом, филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала устойчив ко многим факторам, но в текущих реалиях ему необходимо уделить особое внимание на увеличение критериев контроля выполнения новых проектов/всех видов ремонта на существующих объектах, с возможностью привлечения новых сотрудников. Это позволит избежать возможных штрафных санкций со стороны потребителей электроэнергии и государства.

2.2 Описание инвестиционного проекта

2.2.1 Подробное описание сути проекта

АО «Оренбургнефть» занимается разработкой нефтяных и газовых месторождений в Приволжском федеральном округе, также входит в структуру активов компании «Роснефть».

«Роснефть» – лидер российской нефтяной отрасли и крупнейшая публичная нефтегазовая корпорация мира. Основными видами деятельности ПАО «НК «Роснефть» являются поиск и разведка месторождений углеводородов, добыча нефти, газа, газового конденсата, реализация проектов по освоению морских месторождений, переработка добытого сырья, реализация нефти, газа и продуктов их переработки на территории России и за ее пределами.

Компания включена в перечень стратегических предприятий России. Ее основным акционером (40,4% акций) является АО «РОСНЕФТЕГАЗ», на 100% принадлежащее государству.

В 2018 году АО «Оренбургнефть» открыто 15 новых месторождений и 37 залежей в пределах существующих месторождений, суммарный прирост извлекаемых запасов составил 18,1 млн тонн нефти, 1,6 млрд кубометров газа. В результате чего, в ближайшее время от компании прогнозируется поступление заявки на поставку мощности в размере 50 МВт к началу 2023 года и выйти на объем в 100 МВт к 2024 года.

Исходя из возможных увеличений объемов добычи нефти и газа, для дальнейшего развития компании необходима реализация рассматриваемого проекта [11].

Чтобы выполнить подключение данной нагрузки АО «Оренбургнефть» планирует строительство собственной ПС 220/110 кВ «ТДА». При дальнейшем развитии эта ПС станет новым центром питания и будет сопровождаться частичным переводом на него текущей нагрузки Оренбургнефти (двух ПС 110 кВ: Росташинская, Покровская).

АО «Оренбургнефть» вводит в эксплуатацию блочно-кустовые насосные станции (БКНС) на месторождениях. Что позволит снизить потребление электроэнергии и обеспечить экологичность производства [12].

Согласно нормам технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений (ВНТП 3-85) пункту 2.346. кустовые насосные станции (КНС) для заводнения нефтяных пластов являются потребителями 1 категории электроснабжения [13].

Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Анализ, необходимый для подтверждения возможности проведения данного проекта был рассмотрен мной в магистерской выпускной квалификационной научной работе «Вариант развития Оренбургской энергосистемы» 2020 года [14].

По результатам данной работы было установлено:

1) анализ состояния существующей сети показал возможность введения новых потребителей большой мощности и схема сети не требует развития;

2) прогноз электрических нагрузок и баланс мощности в разрезе планирования в течении 5 лет показывает сильное влияние вводимой нагрузки, а ресурсов исследуемых энергорайонов достаточно как на существующий период, так

и на прогнозируемый, усиление внешней сети для электроснабжения прогнозируемой мощности не требуется;

3) разработка вариантов подключения потребителя показала, что с учетом категории надежности подключение нового центра питания (ПС ТДА) требует 2 независимых источника, которыми могут являться как разные системы шин на одной подстанции, так и системы шин на разных подстанциях, то есть следующие варианты: подключение с помощью отпайки не рассматриваются, поскольку это требует усложнения релейной защиты; невозможно проведение линии к ПС Бузулукская, поскольку расширение этой ПС невозможно (находится в черте города); сооружении одной ВЛ 220 кВ от ПС ТДА до ПС Преображенская и одной ВЛ 220 кВ от ПС ТДА до ПС Сорочинская; строительство двухцепной ВЛ 220 кВ от ПС ТДА до ПС Преображенская;

4) моделирование режимов двух технически сопоставимых вариантов подключения показало жизнеспособность каждого, при этом в варианте строительства двухцепной ВЛ 220 кВ от ПС ТДА до ПС Преображенская наблюдается более равномерная загрузка линий. Для дальнейшего выбора варианта развития необходимо произвести их технико-экономическое сравнение;

5) технико-экономическое сравнение вариантов привело к тому, что суммарная приближенная стоимость строительства в ценах 2000 г. при варианте строительства двухцепной ВЛ 220 кВ от ПС ТДА до ПС Преображенская составляет 348584,1 тыс. руб., при варианте сооружения одной ВЛ 220 кВ от ПС ТДА до ПС Преображенская и одной ВЛ 220 кВ от ПС ТДА до ПС Сорочинская 486306,5 тыс. руб. Затраты второго варианта на 39% больше, чем первого, варианты экономически не равнозначны – поэтому в дальнейшем рассматриваем только вариант строительства двухцепной линии протяженностью 9,7 км (рисунок 9, 10);

6) расчет токов короткого замыкания выполнен для выбора необходимого оборудования проекта и необходимости перенастройки действующей релейной защиты ПС Преображенская;

7) изменение схемы ОРУ 220 кВ ПС Преображенская помимо схемы «Две рабочие системы шин» без расширения площади уже отведенной под ОРУ невозможно. Линии будут подключены к системам шин таким образом, что в нормальном режиме ВЛ идущие на ПС ТДА находятся на разных шинах.

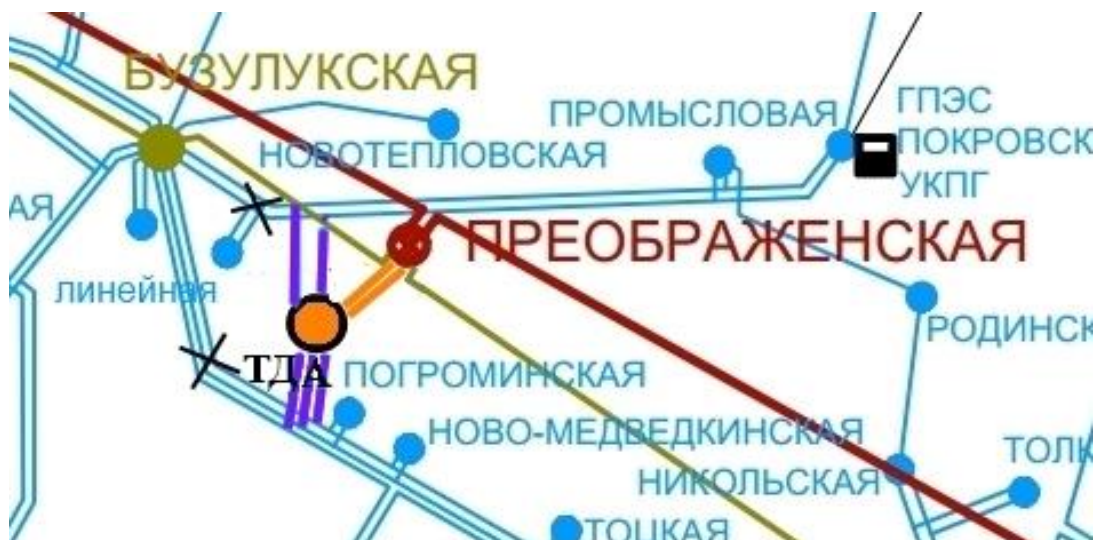


Рисунок 9 – Местоположение ПС 220/110 кВ ТДА

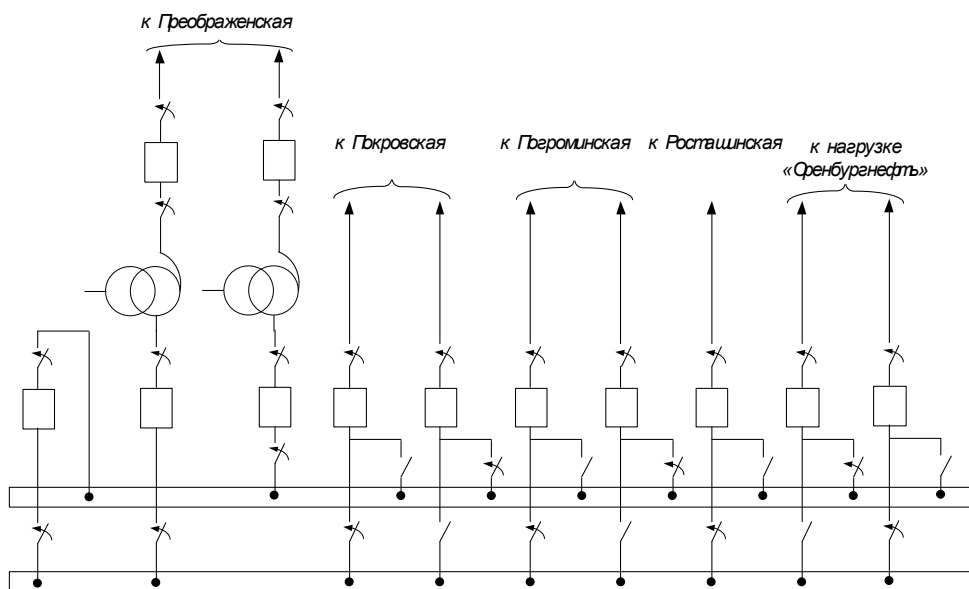


Рисунок 10 – Схема ПС ТДА

Поскольку сама ПС ТДА будет находиться в собственности ПАО «Оренбургнефть», а данная работа рассматривается со стороны исполнителя

заявки, т.е. ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала, то необходимые затраты приведены ниже.

С учетом расширения открытого распределительного устройства (ОРУ) 220 кВ ПС 500 кВ Преображенская были произведены следующие изменения:

- 1) сооружены 2 ячейки линии 220 кВ;
- 2) сооружена двухцепная линия электропередач (с ВОЛС) протяженностью 9,7 км;
- 3) установлено 2 ячейки элегазовых выключателей автотрансформаторной группы (АТГ);
- 4) установлены комплекты защит: два комплекта дифференциальной защиты линии, два комплекта ступенчатых защит, дифференциальная защита шин;
- 5) установлены комплекты противоаварийной автоматики;
- 6) демонтаж трансформатора напряжения (ТН) с ВЛ 220 кВ Преображенская-Бузулук и установка его на вторую систему шин (2СШ) ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Преображенская.

Расчеты выполнены в базисном уровне цен (по состоянию на 01.01.2000 г.). Подвеска оптического кабеля связи магистральных ВОЛС – ВЛ учтена в стоимостных показателях. Стоимость постоянного отвода земли под строительство ВЛ и ПС в данной работе не учитываем.

Для получения полной стоимости расширения ОРУ необходимо учесть затраты, сопутствующие строительству.

Для учета регионально-климатических условий осуществления строительства объектов существует коэффициент, для Приволжского федерального округа он составляет 1,09.

При осуществлении расширении подстанции неизменная часть затрат (затраты на благоустройство) принимается в зависимости от характера реконструкции (расширения) в размере 40-60 % от установленной стандартом величины при переустройствах ОРУ (для переустройства в схему «Две рабочие системы шин

220-13», постоянная стандартная величина составляет 48880 тыс. руб.). Поэтому принимаем, что демонтаж ТН и его установка на 2СШ входит в эту сумму.

Стоимость ячейки выключателя включает: оборудование (60%); релейная защита, кабели, панели в общеподстанционном пункте управления (ОПУ) (22%); порталы, ошиновка, строительные и монтажные работы (18%). Поэтому принимаем, что приблизительная стоимость рассчитанной релейной защиты линии уже учтена в этом показателе и не требует дополнительных расчетов (рисунок 11) [15, 16].

Параметр	Кол-во	Стоимость за 1 единицу, тыс.руб	Величина затрат, тыс.руб
Ячейка элегазового выключателя 220 кВ	4	14698	58792
Противоаварийная автоматика	-	-	1007
Затраты благоустройства (40%)	-	-	19552
Итого			79351
Стоимость строительства элементов на ОПУ (с учетом затрат, сопутствующих строительству 16,5 % и районным коэффициентом 9%)	-	-	99585,5
Двухцепная линия 220 кВ со свободностоящими решетчатыми стальными опорами, км	9,7	1746	16936,2
Стоимость строительства ВЛ (с учетом затрат, сопутствующих строительству 10,8 % и районным коэффициентом 9%)	-	-	20454,19
Итоговая сумма затрат			120039,7

Рисунок 11 – Укрупненные затраты расширения ПС 500 кВ Преображенская

Определение стоимости в региональном разрезе рекомендуется осуществлять с применением коэффициентов, учитывающих регионально-экономические, регионально-климатические, инженерно-геологические и другие условия осуществления строительства по формуле 2.1:

$$C_{\text{ИП}} = \left[\left(\sum_{i=1}^N C_i \cdot M \cdot K_C \cdot K_{\text{тр}} \cdot K_{\text{рег}} \cdot K_{\text{зон}} \right) + Z_p \right] \cdot K_{\text{ИП}} + \text{НДС}, \quad (2.1)$$

- где C_i – используемый укрупненный показатель (для базового района);
- M – мощность планируемого к строительству объекта;
- N – общее количество используемых показателей по конкретному объекту;
- K_C – коэффициент, характеризующий удорожание стоимости строительства в сейсмических районах Российской Федерации;
- $K_{\text{тр}}$ – отраслевой индекс перехода от базовых цен ФЕР 2001 года к ценам текущего периода (на момент составления расчета) по субъектам Российской Федерации;
- $K_{\text{рег}}$ – коэффициент, учитывающий регионально-климатические условия осуществления строительства (отличия в конструктивных решениях) в регионах Российской Федерации по отношению к базовому району;
- $K_{\text{зон}}$ – коэффициент зонирования, учитывающий разницу в стоимости ресурсов в пределах региона;
- Z_p – дополнительные затраты, учитываемые по отдельному расчету (плата за землю, земельный налог, компенсационные выплаты), в порядке, предусмотренном Методикой определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации МДС 81-35.2004;
- НДС – налог на добавленную стоимость;
- $K_{\text{ИП}}$ – прогнозный индекс-дефлятор.

Прогнозный индекс-дефлятор определяется по формуле 2.2.

$$K_{\text{ИП}} = \frac{\left(\frac{I_{\text{И.СТР.}}}{100} \cdot \left(100 + \frac{I_{\text{ИЛЛ.П.}} - 100}{2} \right) \right)}{100}, \quad (2.2)$$

где $I_{н.стр.}$ – индекс-дефлятор, публикуемый в прогнозах Министерства экономического развития Российской Федерации, на период с даты составления расчета до планируемой даты начала строительства, в процентах;

$I_{пл.п.}$ – индекс-дефлятор, публикуемый в прогнозах Министерства экономического развития Российской Федерации на планируемую продолжительность строительства объекта, в процентах.

При расчете на рисунке 10 уже использованы коэффициенты $C_i, M, K_{пер}$.

Коэффициент K_C , характеризующий удорожание стоимости строительства в сейсмических районах, определим по общему сейсмическому районированию территории Российской Федерации ОСР-97. Оренбургская область имеет расчетную сейсмическую интенсивность в баллах шкалы MSK-64 для сейсмической опасности – С(1%) в течение 50 лет 6 баллов. В соответствии с [17] принимается $K_C = 1$ [18].

Отраслевой индекс перехода от базовых цен ФЕР 2001 года к ценам текущего периода $K_{тр}$ определяется по «Индексам изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пусконаладочных работ по объектам строительства, определяемых с применением федеральных и территориальных единичных расценок, на III квартал 2020» и для Оренбургской области составляет $K_{тр} = 5,73$ [19].

Коэффициент зонирования для Оренбургской области составляет $K_{зон} = 1$ [17].

Дополнительные затраты нельзя оценить точно для данной работы и принимаем $Z_p = 0$.

Продолжительность выбора, согласования и утверждения трассы ВЛ 220 кВ протяженностью менее 10 км составляет 3,5 месяца.

При проектировании ПС 220 кВ ТДА используется типовая проект, продолжительность проектирования определяется по рисунку 12 (в месяцах) с применением коэффициента 0,5, но не может быть меньше продолжительности выполнения инженерных изысканий.

Объект	Разработка, согласование с филиалами ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС» и утверждение задания на проектирования (ЗП). Разработка, согласование и утверждение задания на проведение закупочных процедур по выбору проектной организации, проведение закупочных процедур и подведение итогов, заключение договора на разработку проектной документации (ПД) (этап 1)	Разработка 1 этапа ПД основные технические решения (ОТР) (этап 2)	Рассмотрение и согласование материалов 1 этапа ПД с филиалами ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС, ОАО «СО ЕЭС», структурными подразделениями ОАО «ФСК ЕЭС». Утверждение 1 этапа разработки ПД (этап 3)	
ВЛ 220 кВ, 2ц, от 10 км	6	4	1,5	
Наш проект	3	2	1	
Объект	Разработка полного комплекта материалов ПД в соответствии с ЗП и Постановления Правительства № 87. Экспертиза ПД Госэкспертизой. Разработка, согласование и утверждение задания по выбору организации на разработку рабочей документации (РД), поставку оборудования, выполнения строительно-монтажных работ (СМР) и пуско-наладочных работ (ПНР). Проведение закупочных процедур по выбору строительной организации, заключение договора (этап 4)	Разработка РД (этап 5)	Общий срок от ЗП до начала строительства (этап 6)	Строительство объекта (этап 7)
ВЛ 220 кВ, 2ц, от 10 км	4	4	21	8
Наш проект	2	2	11	4

Рисунок 12 – Сроки выполнения работ по проектированию и новому строительству воздушной линии

При проектировании отдельных элементов оборудования ячеек подстанции продолжительность проектирования определяется по рисунку 13 (в месяцах) с применением коэффициента 0,75 [20].

Объект	Разработка, согласование с филиалами ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС» и утверждение ЗП. Разработка, согласование и утверждение ЗД на проведение закупочных процедур по выбору проектной организации, проведение закупочных процедур и подведение итогов, заключение договора на разработку ПД (этап 1)	Разработка 1 этапа ПД (ОТР) (этап 2)	Рассмотрение и согласование материалов 1 этапа ПД с филиалами ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС, ОАО «СО ЕЭС», структурными подразделениями ОАО «ФСК ЕЭС». Утверждение 1 этапа разработки ПД (этап 3)	
Ячейка ВЛ 220 кВ наш проект	3	2	1	
Ячейка Т, АТ 220 кВ	3	2	1	
Ячейка Т, АТ 220 кВ	2,3	1,5	0,8	
Объект	Разработка полного комплекта материалов ПД в соответствии с ЗП и Постановления Правительства № 87. Экспертиза ПД Госэкспертизой. Разработка, согласование и утверждение ЗД по выбору организации на разработку РД, поставку оборудования, выполнения СМР и ПНР. Проведение закупочных процедур по выбору строительной организации, заключение договора (этап 4).	Разработка РД (этап 5)	Общий срок от ЗП до начала строительства (этап :6)	Строительство объекта (этап 7)
Ячейка ВЛ 220 кВ наш проект	3	3	17	9
Ячейка Т, АТ 220 кВ	3	3	17	9
Ячейка Т, АТ 220 кВ наш проект	2,3	2,3	13	7

Рисунок 13 – Сроки выполнения работ по проектированию и строительству отдельных ячеек подстанций

Если принять разработку всей документации и выполнения строительных работ параллельными во времени процессами, то сроки реализации проекта показаны на диаграмме Ганта и таблице 12. Датой ввода в эксплуатацию принять 16 декабря 2022 года, т.е. мы можем обеспечить к 2023 году плановую поставку мощности в 50 МВт.

Прединвестиционная фаза включает все виды работ, связанные с техникоэкономическим обоснованием проекта, вплоть до проведения переговоров и заключения контрактов на технологическое проектирование и поставку оборудования. В нее входят: согласование и утверждение трассы ВЛ;

для ВЛ: этап 1-6; для ячейки ВЛ: этап 1-6; для ячейки АТ: этап 1-6. Временной промежуток составляет с 01.11.2020 по 11.03.2022.

Таблица 12 –Сроки выполнения работ проекта

Название	Начало, ч.м.г.	Длительность, дней	Конец, ч.м.г.
Согласование и утверждение трассы ВЛ	01.11.2020	105	14.02.2021
Для ВЛ: Этап 1	14.02.2021	90	15.05.2021
Для ВЛ: Этап 2	15.05.2021	60	14.07.2021
Для ВЛ: Этап 3	14.07.2021	30	13.08.2021
Для ВЛ: Этап 4	13.08.2021	60	12.10.2021
Для ВЛ: Этап 5	12.10.2021	60	11.12.2021
Для ВЛ: Этап 6	11.12.2021	30	10.01.2022
Для ВЛ: Этап 7	10.01.2022	120	10.05.2022
Для ячейки ВЛ: Этап 1	14.02.2021	90	15.05.2021
Для ячейки ВЛ: Этап 2	15.05.2021	60	14.07.2021
Для ячейки ВЛ: Этап 3	14.07.2021	30	13.08.2021
Для ячейки ВЛ: Этап 4	13.08.2021	90	11.11.2021
Для ячейки ВЛ: Этап 5	11.11.2021	90	09.02.2022
Для ячейки ВЛ: Этап 6	09.02.2022	30	11.03.2022
Для ячейки ВЛ: Этап 7	11.03.2022	270	06.12.2022
Для ячейки АТ: Этап 1	14.02.2021	69	24.04.2021
Для ячейки АТ: Этап 2	24.04.2021	45	08.06.2021
Для ячейки АТ: Этап 3	08.06.2021	24	02.07.2021
Для ячейки АТ: Этап 4	02.07.2021	69	09.09.2021
Для ячейки АТ: Этап 5	09.09.2021	69	17.11.2021
Для ячейки АТ: Этап 6	17.11.2021	114	11.03.2022
Для ячейки АТ: Этап 7	11.03.2022	210	07.10.2022
Завершающий этап: включение ВЛ в работу	06.12.2022	10	16.12.2022

Инвестиционная фаза включает в себя работы, связанные с собственно реализацией проекта, вплоть до запуска его в эксплуатацию. В нее входят: для ВЛ: этап 7; для ячейки ВЛ: этап 7; для ячейки АТ: этап 7; завершающий этап: включение ВЛ в работу. Временной промежуток составляет с 10.01.2022 по 16.12.2022.

Эксплуатационная фаза – это фаза эксплуатации проекта, то есть производства и реализации продукции и услуг, для которого и создавался проект. Поскольку процесс производства, распределения и потребления является непрерывным

процессом, поэтому эксплуатационная фаза начинается с момента ввода в эксплуатацию объекта, т.е. с 16.12.2022.

Диаграмма Ганта показана на рисунке 14.

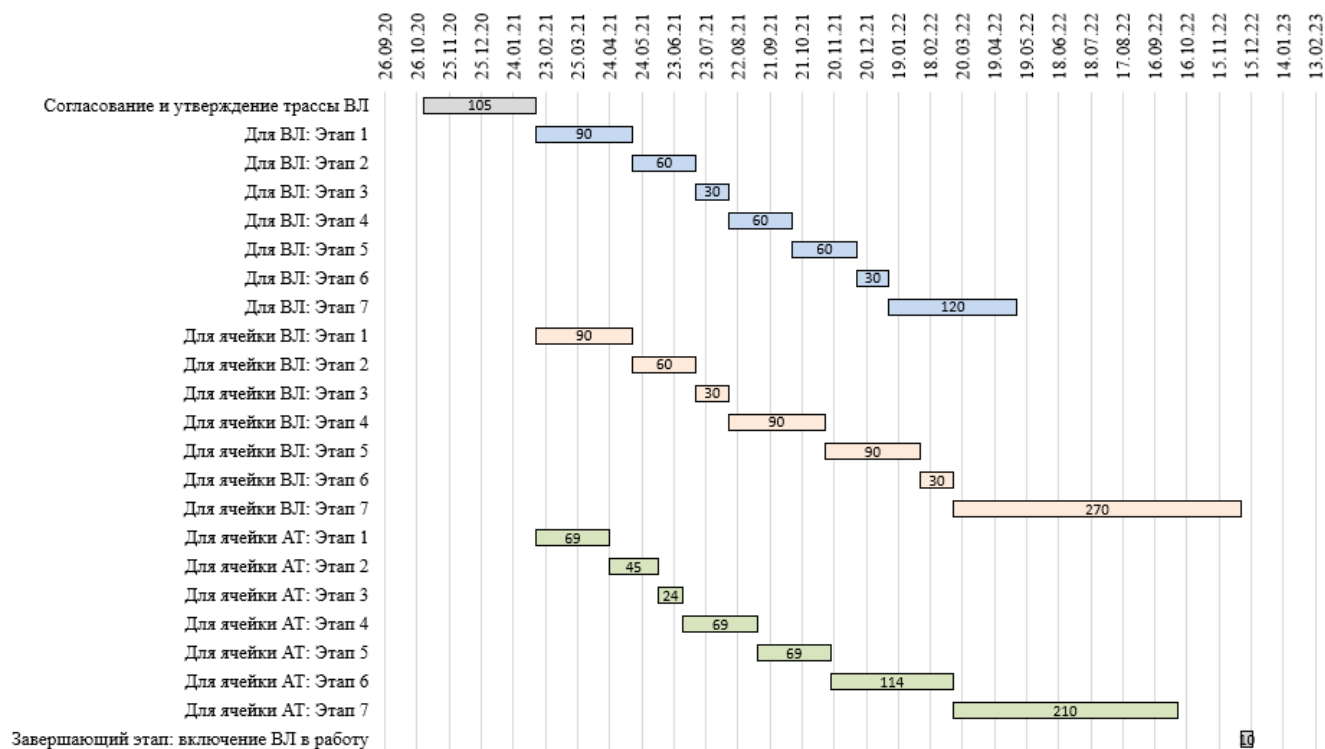


Рисунок 14 – Диаграмма Ганта

Согласно данным Министерства экономического развития РФ, прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года: рост регулируемых тарифов сетевых организаций для потребителей, кроме населения, в среднем по стране в период 2020–2024 годов составит не более 3,0 % ежегодно, что соответствует ранее принятым параметрам [21]. Таким образом, можем принять $I_{Н.СТР.} = I_{ПЛ.П.} = 103\%$

$$K_{IP} = \frac{\left(\frac{103}{100} \cdot \left(100 + \frac{103 - 100}{2} \right) \right)}{100} = 1,045.$$

В соответствии с налоговым кодексом, статьей 164 «Налоговые ставки», п. 3 ставка НДС составляет 20%.

Таким образом затраты с учетом расширения ПС 500 кВ Преображенская составят:

$$C_{\text{ИР}} = [(120\,039,7 \cdot 1 \cdot 5,73 \cdot 1) + 0] \cdot 1,045 + 0,2 \cdot 120\,039,7 \cdot 5,73 \cdot 1,045 = 862\,535,63 \text{ тыс.руб.}$$

Согласно нормативным документам стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии для объектов электросетевого хозяйства, присоединяемая мощность которых превышает 5 МВт, составляет 822,084 тыс. руб. без НДС. Эта та величина, которая будет уплачена ПАО «Оренбургнефть» в пользу ПАО «ФСК ЕЭС» [22]. Эта сумма уплачивается организацией после согласования и утверждения трассы воздушной линии, т.е. 14 февраля 2021 года. Основные затраты по строительству начитаются на 6 этапе сроков выполнения работ по проектированию и строительству воздушной линии, а также отдельных ячеек подстанций: для ВЛ – 11.12.2021; для ячейки ВЛ – 09.02.2022; для ячейки АТ – 17.11.2021. Для удобства расчета примем, что все платежи перечисляются 1 днем месяца (рисунок 15).

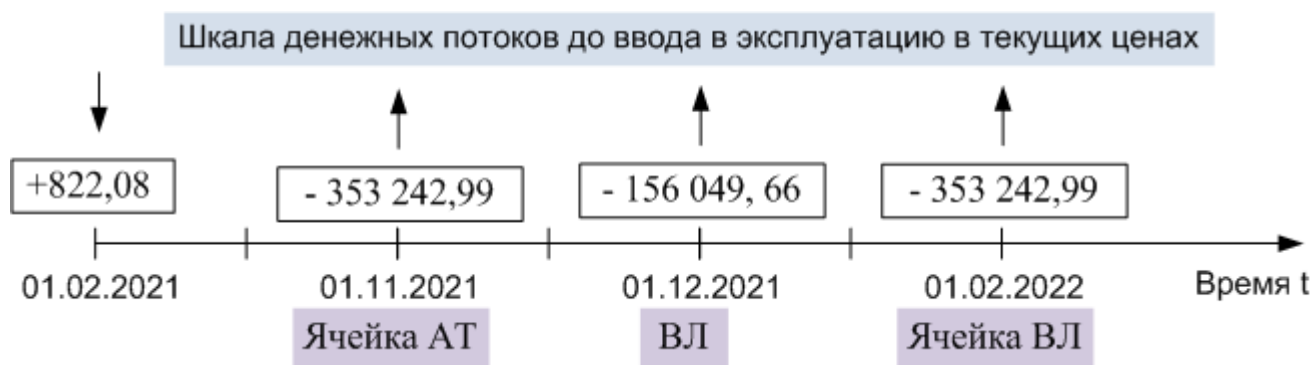


Рисунок 15 – Шкала денежных потоков до ввода в эксплуатацию

2.2.2 Обоснование цены и план производства

Обоснование цены.

Выбранный проект не требует продвижения, поскольку потребитель сам подал заявку на подключение к единой энергосистеме. Проект сделан индивидуально для ПАО «Оренбургнефть» и не применим для других компаний потребителей.

Стоимость услуг по передаче электрической энергии по Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) за расчетный период, определяется путем сложения:

1) стоимости услуг по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства;

2) стоимости нормативных технологических потерь электроэнергии, возникающих при передаче электрической энергии по объектам электросетевого хозяйства ФСК.

Сверх того, уплачивается НДС, рассчитываемый в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Окончательный расчет стоимости услуг по передаче электрической энергии, в части стоимости услуг по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства за каждый расчетный период производится Сторонами на основании величины заявленной мощности в мегаваттах, а в части нормативных технологических потерь электрической энергии в ЕНЭС за каждый расчетный период производится Сторонами на основании фактических данных об отпуске электрической энергии в сальдированном выражении в каждом расчетном периоде в киловатт-часах.

Стоимость нормативных потерь при окончательном расчете рассчитывается по формуле:

$$C_{\text{ЗАК}} = \sum_i \left(\sum_j \frac{\beta_{ij} \cdot \mathcal{E}_{\text{фij}}}{100\%} \right) \cdot T_{\text{ни}}, \quad (2.3)$$

где β_{ij} – норматив технологических потерь электроэнергии при ее передаче по ЕНЭС, определяемый по отношению к отпуску электроэнергии из сетей ФСК в сеть потребителя в сальдированном выражении, установленный Минэнерго России на соответствующий период

регулирования, %»;

$\mathcal{E}_{\text{фij}}$ – фактический отпуск электрической энергии в сальдированном выражении из сетей, принадлежащих ФСК, в сети Потребителя за расчетный период, определяемый в соответствии со Сводным актом, кВт.ч.;

T_{ni} – ставка тарифа на оплату потребителями услуг по передаче электроэнергии по ЕНЭС нормативных технологических потерь электрической энергии (мощности) в ЕНЭС для потребителя услуг, рассчитанная коммерческим оператором оптового рынка (АО «АТС») для расчетного периода. Для Оренбургской области

$$T_{\text{ni}} = 1847,59 \frac{\text{руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}} [23].$$

Ставка тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, для субъектов Российской Федерации (таблица 13) [24, 25]. Поскольку данных о ставке тарифа на последующие за 2025 годы нет, возможно их спрогнозировать. Среднегодовой темп прироста показателя на основе анализа предыдущих лет составил каждый последующий период больше предыдущего на 5,09%, поэтому произведем расчет с 2025 по 2032 года и также занесем их в таблицу 13.

Таблица 13 – Ставка тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства

Период регулирования	Ставка тарифа, $\frac{\text{руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{мес.}}$
с 2011 по 30.06.2012	111 083,35
с 01.07.2012 по 30.06.2013	123 328,44

Окончание таблицы 13.

Период регулирования	Ставка тарифа, $\frac{\text{руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{мес.}}$
с 01.07.2013 по 30.06.2014	134 964,06
с 01.07.2014 по 30.06.2015	134 589,17
с 01.07.2015 по 30.06.2016	144 686,52
с 01.07.2016 по 30.06.2017	155 541,58
с 01.07.2017 по 30.06.2018	164 095,64
с 01.07.2018 по 30.06.2019	173 164,15
с 01.07.2019 по 30.06.2020	182 697,68
с 01.07.2020 по 30.06.2021	192 746,05
с 01.07.2021 по 30.06.2022	198 528,43
с 01.07.2022 по 30.06.2023	208 639,51
с 01.07.2023 по 30.06.2024	219 265,54
с 01.07.2024 по 30.06.2025	230 432,75
Прогнозные значения	
с 01.07.2025 по 30.06.2026	242 168,72
с 01.07.2026 по 30.06.2027	254 502,40
с 01.07.2027 по 30.06.2028	267 464,23
с 01.07.2028 по 30.06.2029	281 086,21
с 01.07.2029 по 30.06.2030	295 401,96
с 01.07.2030 по 30.06.2031	310 446,82
с 01.07.2031 по 30.06.2032	326 257,91
с 01.07.2032 по 31.12.2032	342 874,26

Нормативы потерь электрической энергии при ее передаче по единой национальной (общероссийской) электрической сети, осуществляемой ПАО «ФСК ЕЭС» с использованием объектов электросетевого хозяйства на 2019 год для Оренбургской области (рисунок 16) [26].

Суммарный отпуск электрической энергии из сети 220 кВ и ниже, тыс.кВт·ч	Норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже»,% от суммарного отпуска электрической энергии из сети «220 кВ и ниже»
8 149 983,67	3,02

Рисунок 16 – Нормативы потерь электрической энергии

Расчет стоимости услуги по передаче электрической энергии за 1 месяц в период с 01.01.2023 по 30.06.2023 показан в таблице 14.

Таблица 14 – Стоимость услуги по передаче электрической энергии

№ п/п	Показатель	Размерность	Формула	Значение
1.	Среднеарифметическая фактическая мощность	МВт		70
2.	Ставка тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть	Руб/МВт в мес.		208 639,51
3.	Стоимость услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть	Руб	п.1·п.2	14 604 765
4.1.	Отпуск электрической энергии в сальдированном выражении из сетей напряжением 220кВ и ниже	МВт·ч	п.1·730	51 100
5.1.	Норматив технологических потерь электрической энергии в сетях напряжением 220кВ и ниже	%		3,02
6.1.	Объем нормативных потерь электрической энергии, рассчитанных исходя из отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из сетей напряжением 220кВ и ниже	МВт·ч	п.4.1.× п.5.1./ 100	1 543,22
7.1.	Ставка тарифа на оплату нормативных технологических потерь электроэнергии (Тариф на покупку объемов электрической энергии, необходимых для компенсации потерь электрической энергии в ЕНЭС)	Руб / МВт·ч		1 847,59
8.1.	Стоимость нормативных потерь электрической энергии, рассчитанных исходя из отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из сетей напряжением 220кВ и ниже	Руб	п.6.1. × п. 7.1.	2 851 237,84
9.	Итого стоимость услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети (без НДС)	Руб	п.3. + п.8.1.	17 456 003
10.	НДС	Руб	п.9. ·20%	3 491 200,6
11.	Итого стоимость услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети (с НДС)	Руб	п.9. + п.10.	20 947 203
12.	Итого стоимость услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети (с НДС)	Тыс.руб	п.11/1000	20 947,2

Стоимость услуги по передаче электрической энергии (без НДС) для следующих периодов (таблица 15).

Таблица 15 – Ежемесячная стоимость услуги (без НДС) по передаче электрической энергии нескольких периодов

Период времени	Мощность, МВт	Стоимость (без НДС), тыс. руб.
с 01.01.2023 по 30.06.2023	70	16 757,76
с 01.07.2023 по 31.12.2023	70	17 471,83
с 01.01.2024 по 30.06.2024	120	29 951,71
с 01.07.2024 по 30.06.2025	120	31 238,18
Прогнозные значения		
с 01.07.2025 по 30.06.2026	120	32 590,16
с 01.07.2026 по 30.06.2027	120	34 011,00
с 01.07.2027 по 30.06.2028	120	35 504,20
с 01.07.2028 по 30.06.2029	120	37 073,46
с 01.07.2029 по 30.06.2030	120	38 722,63
с 01.07.2030 по 30.06.2031	120	40 455,80
с 01.07.2031 по 30.06.2032	120	42 277,23
с 01.07.2032 по 31.12.2032	120	44 191,44

План производства.

Цель этого раздела – представить технологический процесс. Подробно описать путь, посредством которого предприятие планирует эффективно производить продукцию или услуги и поставлять их потребителю.

Потребность в основных средствах отображена в таблице 16.

Выключатели, релейная защита и автоматика, а также основные составляющие ОРУ относятся к седьмой амортизационной группе (имущество со сроком полезного использования свыше 15 лет до 20 лет включительно). ВЛ относятся к шестой амортизационной группе (имущество со сроком полезного использования свыше 10 лет до 15 лет включительно) [27].

Таблица 16 – Потребность в основных средствах

Наименование (цены 2020 г), тыс.руб	Цена, с учетом сопутствующих затрат, тыс.руб	Количе- ство	Сумма, тыс.руб	Срок аморти- зации	Норма аморти- зации	Амортизация в год, тыс.руб
Ячейка элегазового выключателя 220 кВ	132 542,26	4,00	530 169,03	20	5,00	26 508,45
Противоаварийная автоматика	9 083,25	-	9 083,25	20	5,00	454,16
Затраты на благоустройство (40%)	176 316,94	-	176 316,94	20	5,00	8 815,85
Двухцепная линия 220 кВ со свободностоящими решетчатыми стальными опорами	15 151,18	9,70	146 966,41	15	6,67	9 797,76
Итого			862 535,63	-	-	45 576,22

Связи со спецификой энергетической отрасли, а именно распределением и передачей электроэнергии, которой занимается МЭС Урала – отсутствует само производство, после подключения нагрузки процесс передачи является непрерывным. МЭС Урала в рамках договора оказания услуг после подключения ПС ТДА следит за состоянием ВЛ, подведенных к ней, выполняет их осмотры и ремонты. Таким образом ФСК только передает электроэнергию и получает доход от платы потребителей за ее передачу. По этой причине у МЭС Урала отсутствуют оборотные средства.

Ежегодные затраты на ремонты и обслуживание для ВЛ на железных опорах составляют 0,4% от суммы капитальных вложений и согласно формуле 2.1:

$$\begin{aligned}
 I_{\text{обсл}} &= \left(\left[(16936,2 \cdot 1 \cdot 5,73 \cdot 1) + 0 \right] \cdot 1,045 \cdot 1,2 \right) \cdot 0,004 = \\
 &= 141869,8 \cdot 0,004 = 567,5 \text{ тыс.руб.}
 \end{aligned}$$

План продаж отображен в таблице 17.

Таблица 17 – План продаж 2023 – 2032 гг.

Показатель Год	Месяц	Объем мощности, МВт	Объем электроэнергии, МВт·ч	Стоимость услуги по передаче электрической энергии за 1 МВт (без НДС), тыс.руб	Выручка (без НДС), тыс. руб
2023	1	70	51 100	239	16 758
	1-12	840	613 200	244	205 378
2024	1	120	87 600	250	29 952
	1-12	1 440	1 051 200	255	367 139
2025	1-12	1 440	1 051 200	266	382 970
2026	1-12	1 440	1 051 200	278	399 607
2027	1-12	1 440	1 051 200	290	417 091
2028	1-12	1 440	1 051 200	302	435 466
2029	1-12	1 440	1 051 200	316	454 777
2030	1-12	1 440	1 051 200	330	475 071
2031	1-12	1 440	1 051 200	345	496 398
2032	1-12	1 440	1 051 200	360	518 812

2.3 Финансовый план

Финансовый план необходим, чтобы дать ясное представление полной картины ожидаемых финансовых результатов деятельности предприятия по реализации проекта.

Существуют следующие виды денежных потоков:

Операционный (приток – выручка; отток – себестоимость (без амортизации));

Инвестиционный (приток – поступления денежных средств от реализации основных средств; отток – инвестиционные затраты и прирост чистого оборотного капитала);

Финансовый (приток – поступления денежных средств, обеспечивающих потребность в финансировании; отток – выплата процентов по кредиту/дивидендов).

В основном, финансирование проектов происходит за счет собственных средств в бюджете, пополняемых от отдачи уже существующих проектов. В компании есть внутренний механизм определения процентного соотношения

собственных и заемных средств для проектов, но он не разглашается за пределы исполнительного аппарата головной компании. Поэтому расходы рассматриваемого проекта покрываются собственными средствами компании.

Согласно данным Бухгалтерского баланса ПАО «ФСК ЕЭС» на 31 декабря 2019 г.: Денежные средства и денежные эквиваленты составляет 30 434 073 тыс.руб.; Нераспределенная прибыль составляют 125 807 737 тыс. руб. Эти суммы многократно превышают сумму инвестиций 862 535,63 тыс. руб., поэтому проект может финансироваться за счет собственных средств компании [7].

Для определения дисконтированного срока окупаемости необходимо определить ставку дисконтирования. Поскольку для реализации данного проекта используются собственные средства ПАО «ФСК ЕЭС», определим ставку дисконтирования методом кумулятивного построения, основанном на экспертной оценке премий за риск [28].

Величина ставки дисконтирования R определяется по формуле:

$$R=R_f+R_{\text{count}}+R_{\text{sec}}+R_{\text{reg}}, \quad (2.4)$$

где R_f – безрисковая ставка;

R_{count} – премия за страновой риск, представляющий риск непредсказуемого поведения официальных властей по отношению к проекту;

R_{sec} – премия за отраслевой риск, не зависящая от страны, в которой ведется бизнес, и определяемая внутренней особенностью отрасли;

R_{reg} – премия за региональный риск.

Безрисковая ставка была определена по доходности российских облигаций, сроком обращения 10 лет, и равняется $R_f=7\%$ [29].

Премия за страновой риск взята из вычислений Асвата Дамодарана, профессора финансового дела в Stern School Business при Нью-Йоркском университете и для России равняется $R_{\text{count}}=3,47\%$ [30].

Премия за региональный риск определяется по условию (формула 3.2):

$$R_{\text{reg}} = \begin{cases} k_i - 1 > 0 \rightarrow R_{\text{reg}} = (k_i - 1)R_f, \\ k_i - 1 < 0 \rightarrow R_{\text{reg}} = 0. \end{cases} \quad (2.5)$$

где k_i – средневзвешенный индекс регионального риска [31].

Средневзвешенный индекс регионального риска для Оренбургской области составляет $k_i=0,216$ [32]. Из чего следует $R_{\text{reg}}=0$.

Премию за отраслевой риск примем равной среднему значению рисков за 7 лет (2005-2011 года), $R_{\text{sec}}=4\%$ [31].

Таким образом, величина ставки дисконтирования R равняется:

$$R = 7 + 3,47 + 4 + 0 = 14,47\%.$$

Анализ финансовой отчетности реализуемого проекта.

Отчет о финансовых результатах (форма 2) по проекту отображен на рисунке 17.

На основании денежных потоков проекта строится отчет о движении денежных средств (форма 4) (рисунок 18).

Поскольку суммы выручки зависят от стоимости услуг передачи электроэнергии и меняются не чаще раза в год, то не имеет смысла отображать периоды меньше полугода на рисунке 17.

Отрицательная величина сальдо денежных потоков на конец периода отсутствует, денежные средства вливаются в проект из внутренних резервов компании, за счет потоков от уже окупившихся проектов. Кассовые разрывы отсутствуют.

В тысячах рублей

Год	Месяц	Доходы и расходы по обычным видам деятельности					Прибыль (убыток) от продаж	Сальдо операцион- ных дохо- дов и рас- ходов	Прибыль (убыток) до налогооб- ложения	Текущий налог на прибыль	Чистая прибыль (убыток)
		Выручка	Себесто- имость продаж	Валовая прибыль (убыток)	Коммер- ческие расходы	Управ- ленческие расходы					
2020	1-12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	1-12	822	509 293	-508 471	0	0	-508 471	0	-508 471	0	-508 471
2022	1-12	0	353 243	-353 243	0	0	-353 243	0	-353 243	0	-353 243
2023	1-6	100 547	23 072	77 475	0	0	77 475	0	77 475	15 495	61 980
	7-12	104 831	23 072	81 759	0	0	81 759	0	81 759	16 352	65 407
2024	1-6	179 710	23 072	156 638	0	0	156 638	0	156 638	31 328	125 311
	7-12	187 429	23 072	164 357	0	0	164 357	0	164 357	32 871	131 486
2025	1-6	187 429	23 072	164 357	0	0	164 357	0	164 357	32 871	131 486
	7-12	195 541	23 072	172 469	0	0	172 469	0	172 469	34 494	137 975
2026	1-6	195 541	23 072	172 469	0	0	172 469	0	172 469	34 494	137 975
	7-12	204 066	23 072	180 994	0	0	180 994	0	180 994	36 199	144 795
2027	1-6	204 066	23 072	180 994	0	0	180 994	0	180 994	36 199	144 795
	7-12	213 025	23 072	189 953	0	0	189 953	0	189 953	37 991	151 963
2028	1-6	213 025	23 072	189 953	0	0	189 953	0	189 953	37 991	151 963
	7-12	222 441	23 072	199 369	0	0	199 369	0	199 369	39 874	159 495
2029	1-6	222 441	23 072	199 369	0	0	199 369	0	199 369	39 874	159 495
	7-12	232 336	23 072	209 264	0	0	209 264	0	209 264	41 853	167 411
2030	1-6	232 336	23 072	209 264	0	0	209 264	0	209 264	41 853	167 411
	7-12	242 735	23 072	219 663	0	0	219 663	0	219 663	43 933	175 730
2031	1-6	242 735	23 072	219 663	0	0	219 663	0	219 663	43 933	175 730
	7-12	253 663	23 072	230 592	0	0	230 592	0	230 592	46 118	184 473
2032	1-6	253 663	23 072	230 592	0	0	230 592	0	230 592	46 118	184 473
	7-12	265 149	23 072	242 077	0	0	242 077	0	242 077	48 415	193 661

Рисунок 17 – Отчет о финансовых результатах по проекту.

В тысячах рублей

Год	Сальдо денежных потоков на начало периода	Денежные потоки от текущих операций			Денежные потоки от инвестиционных операций			Денежные потоки от финансовых операций	Сальдо денежных потоков на конец периода	Сальдо денежных потоков на конец периода с нарастающим итогом
		Поступления от текущих операций	Платежи	Сальдо денежных потоков от текущих операций	Поступления от инвестиционных операций	Платежи по инвестиционным операциям (Приобретение внеоборотных активов)	Сальдо денежных потоков от инвестиционных операций			
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	822	509 293	-508 471	508 471	0	0
2022	0	0	0	0	0	353 243	-353 243	353 243	0	0
2023	0	205 378	46 144	172 963	0	0	0	0	172 963	172 964
2024	172 964	367 139	46 144	302 373	0	0	0	0	302 373	475 336
2025	475 336	382 970	46 144	315 037	0	0	0	0	315 037	790 374
2026	790 374	399 607	46 144	328 347	0	0	0	0	328 347	1 118 721
2027	1 118 721	417 091	46 144	342 334	0	0	0	0	342 334	1 461 055
2028	1 461 055	435 466	46 144	357 034	0	0	0	0	357 034	1 818 089
2029	1 818 089	454 777	46 144	372 482	0	0	0	0	372 482	2 190 571
2030	2 190 571	475 071	46 144	388 718	0	0	0	0	388 718	2 579 289
2031	2 579 289	496 398	46 144	405 780	0	0	0	0	405 780	2 985 069
2032	2 985 069	518 812	46 144	423 711	0	0	0	0	423 711	3 408 780

Рисунок 18 – Отчет о движении денежных средств.

2.4 Расчет инвестиционной привлекательности дисконтированными методами.

Оценка рисков и чувствительности

Используя ставку дисконтирования, полученную в п.2.3, посчитаем дисконтированные денежные потоки, для упрощения последующих расчетов (таблица 18).

Поскольку денежные поступления начались в 2021 г., а не в конце 2020 г., то за точку начала отсчета принимаем январь 2021 года. (рисунок 19).

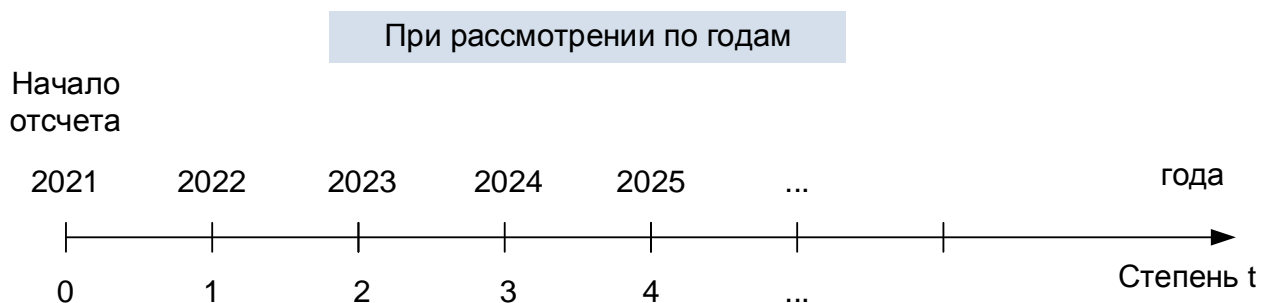


Рисунок 19 – Распределение степени дисконтирования помесячно и по годам

Таблица 18 – Дисконтированные денежные потоки

В тысячах рублей

Наименование		Дисконтированное сальдо ДП от текущих операций, тыс.руб	Дисконтированное сальдо ДП от инвестиционных операций, тыс.руб	Дисконтированное сальдо ДП на конец периода, тыс.руб	Дисконтированное сальдо ДП на конец периода с нарастающим итогом, тыс.руб
Отсчет	Год				
0	2021	0	-508 471	-508 470,6	-508 470,6
1	2022	0	-308 590	-308 590,0	-817 060,6
2	2023	131 999	0	131 999,0	-685 061,6
3	2024	201 589	0	201 589,3	-483 472,3
4	2025	183 483	0	183 482,7	-299 989,6
5	2026	167 061	0	167 060,7	-132 928,8
6	2027	152 160	0	152 159,9	19 231,1
7	2028	138 633	0	138 633,4	157 864,4
8	2029	126 349	0	126 349,2	284 213,6
9	2030	115 189	0	115 188,5	399 402,1
10	2031	105 045	0	105 044,6	504 446,7
11	2032	95 821	0	95 821,1	600 267,8
Сумма за период		1 417 328	-817 061	600 267,8	

Дисконтированные показатели эффективности инвестиционных проектов рассчитаны согласно описанию, в п.1.1:

1) чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV).

$$NPV=1\ 417\ 328-817\ 061=600\ 267,8 \text{ тыс.руб.} > 0$$

Таким образом, $NPV > 0$, проект окупается, он реализуем.

2) дисконтированный срок окупаемости (Ток, DPP).

$$\text{Средний денежный поток} = \frac{1\ 417\ 328}{12} = 118\ 110,7 \text{ тыс.руб.};$$

$$DPP = \frac{|-817\ 061|}{118\ 110,7} = 6,917 = 6 \text{ лет и } 11 \text{ месяцев} = 6 \text{ лет и } 335 \text{ дней.}$$

Срок окупаемости капитальных вложений для объектов энергетики составляет 7-15 лет [33, 34, 35]. При рассмотрении реализации проекта был заложен горизонт расчета в 12 лет от момента начала проектирования, поскольку напряжение 220 кВ является высоким, а также потребовалась реконструкция ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Преображенская.

Таким образом, $DPP < T$, проект экономически привлекателен.

3) индекс доходности (ДИД, DPI)

$$DPI = \frac{1\ 417\ 328}{|-817\ 061|} = 1,73.$$

Таким образом, $DPI > 1$, проект экономически привлекателен. На 1 рубль инвестиционных затрат приходится 1,73 рубля дохода.

4) внутренняя норма доходности (ВНД, IRR).

Вычислить IRR возможно путем перебора ставок дисконтирования, что будет являться более точным способом при использовании программного продукта. Поскольку все расчеты выполняются в Excel, найти ставку дисконтирования, при которой $NPV = 0$ не представляет трудностей:

$$NPV = 0 \text{ при } IRR=27,175325\% \approx 27,2\%$$

$$r = 14,47\% < IRR=27,2\%.$$

Показатель удовлетворяет установленным нормам, $r < IRR$, следовательно, такой проект можно принимать к исполнению. Все расчеты сведены в таблицу 19.

Таблица 19 – Дисконтированные показатели

Показатель	Норматив	Расчетное значение
NPV, тыс.руб.	≥ 0	600 267,80
IRR, %	$> r$	27,20
DPB, лет	$<$ горизонт планирования	6 лет 335 дней
DPI	> 1	1,73

Оценка рисков и чувствительности – это важный шаг анализа проекта. Факторами, отражающими изменение внешних условий и способных оказать наибольшее влияние на эффективность являются: инвестиционные затраты, тарифы на электроэнергию, ставка дисконтирования, объемы передаваемой мощности. Следует рассматривать влияние изменения указанных параметров в диапазоне "плюс", "минус" 30% с шагом 10%. на NPV.

В соответствии с Правилами рынка, при отклонения фактического потребления от планового, сбытовая компания оплачивает штрафы с повышающими (понижающими) коэффициентами на оптовом рынке, определенными федеральной службой по тарифам (ФСТ) России. Существует нештрафуемый коридор 5% от плановой электроэнергии, аналогично в рынке мощности. Потребитель оплачивает штрафы за отклонение фактического объема потребления мощности (с учетом коэффициента резервирования) от плановых значений, указанных в балансе на соответствующий год. В случае отклонения объемов потребления мощности потребителями, убытки ЭСК в действующей конструкции также не могут быть оттранслированы на конечного потребителя, по вине которого произошло отклонение на оптовом рынке. Поэтому объем передаваемой мощности варьируем также в пределах "плюс", "минус" 5% от заявленной.

Изменение объема передаваемой мощности как и изменение стоимости тарифа одинаково влияют на показатели эффективности.

Ставка дисконтирования, объем передачи электроэнергии и объем инвестиций имеют сильное влияние, но их изменение не приводит к значению NPV меньше 0,

что показывает устойчивость и инвестиционную привлекательность проекта. Но с учетом того, что объемы передаваемой мощности в реальности не столь варьируются по причинам штрафных санкций, а стоимости тарифов фиксируются ежегодно Федеральной антимонопольной службой (ФАС) и в среднем изменяются не более 5% от запланированных (рисунок 20, рисунок 21).

Изменение	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%	30%
Ставка дисконтирования							
г, %	10,129	11,576	13,023	14,47	15,917	17,364	18,811
NPV	966 720	830 802	709 243	600 268	502 351	414 176	334 603
ΔNPV,%	61%	38%	18%	0%	-16%	-31%	-44%
Объем инвестиций							
Инвестиции	603 775	690 029	776 282	862 536	948 789	1 035 043	1 121 296
NPV	845 633	763 844	682 056	600 268	518 480	436691	354 903
ΔNPV,%	41%	27%	14%	0%	-14%	-27%	-41%
Объем передачи электроэнергии = Тарифы на электроэнергию							
Мощность	49 и 84	56 и 96	63 и 108	70 и 120	77 и 132	84 и 144	91 и 156
NPV	186 695	324 553	462 410	600 268	738 125	875 983	1 013 840
ΔNPV,%	-69%	-46%	-23%	0%	23%	46%	69%
изменение	-5%	5%					
Мощность	67 и 125	74 и 126					
NPV	531 339	669 197					
ΔNPV,%	8%	11%					

Рисунок 20 – Чувствительность NPV проекта к изменению параметров

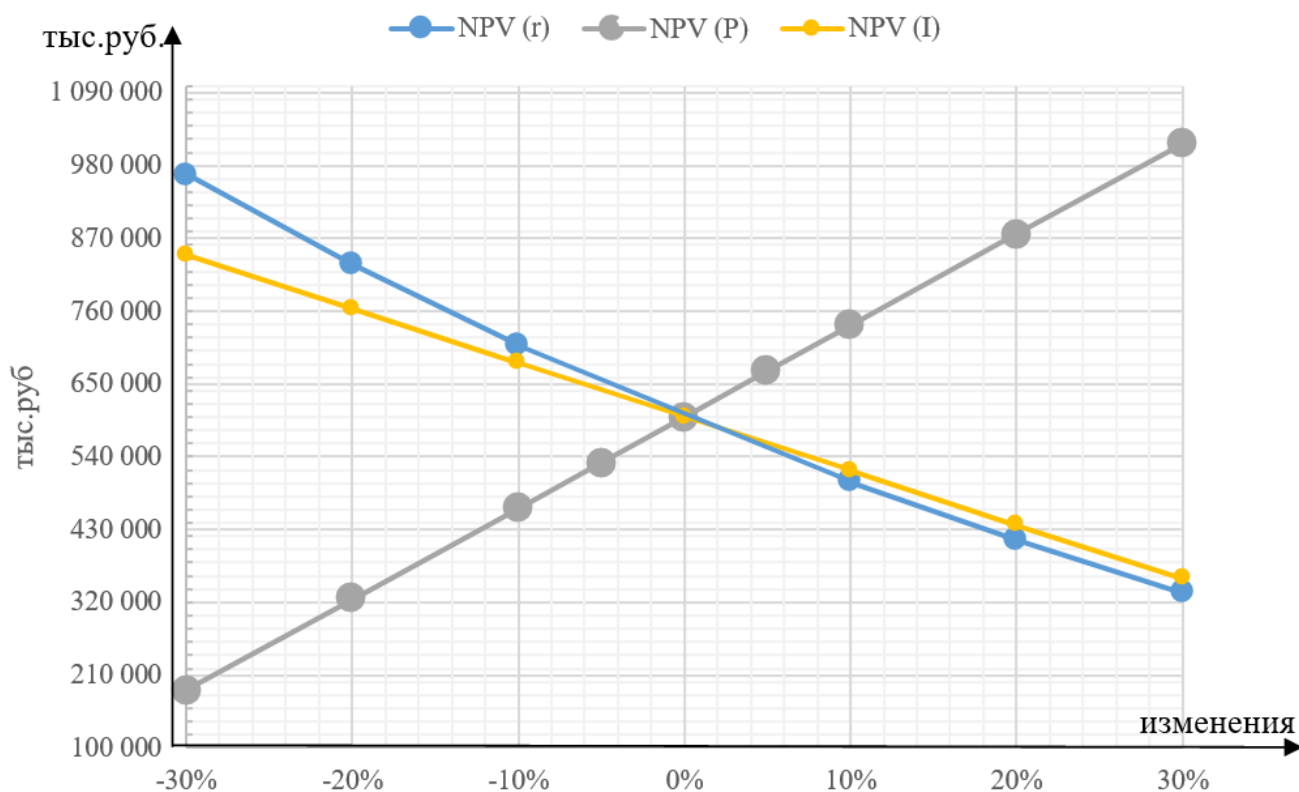


Рисунок 21 – Изменение NPV при вариации параметров

Также необходимо учесть вероятность отказа оборудования, мы рассмотрим на примере элегазовых выключателей, как коммутационного оборудования. Параметр потока отказов (частота отказов) – ω , 1/год. Для элегазовых выключателей $\omega = 0,01$ 1/год. Согласно рисунку 22 возможны следующие варианты отказа выключателей с перерывом электроснабжения (таблица 20).

Таблица 20 – Вариации отказов выключателей

Отказ двух выключателей	Отказ трех выключателей
1,3; 1,4; 1,5; 2,3; 2,4; 2,5; 3,5; 4,5; 5,6; 5,7; 6,7.	1,2,3; 1,2,4; 1,2,5; 1,3,4; 1,3,5; 1,3,6; 1,3,7; 1,4,5; 1,4,6; 1,4,7; 1,5,6; 1,5,7; 1,6,7; 2,3,4; 2,3,5; 2,3,6; 2,3,7; 2,4,5; 2,4,6; 2,4,7; 2,5,6; 2,5,7; 2,6,7; 3,4,5; 3,4,6; 3,4,7; 3,5,6; 3,6,7; 4,5,6; 4,5,7; 5,6,7.

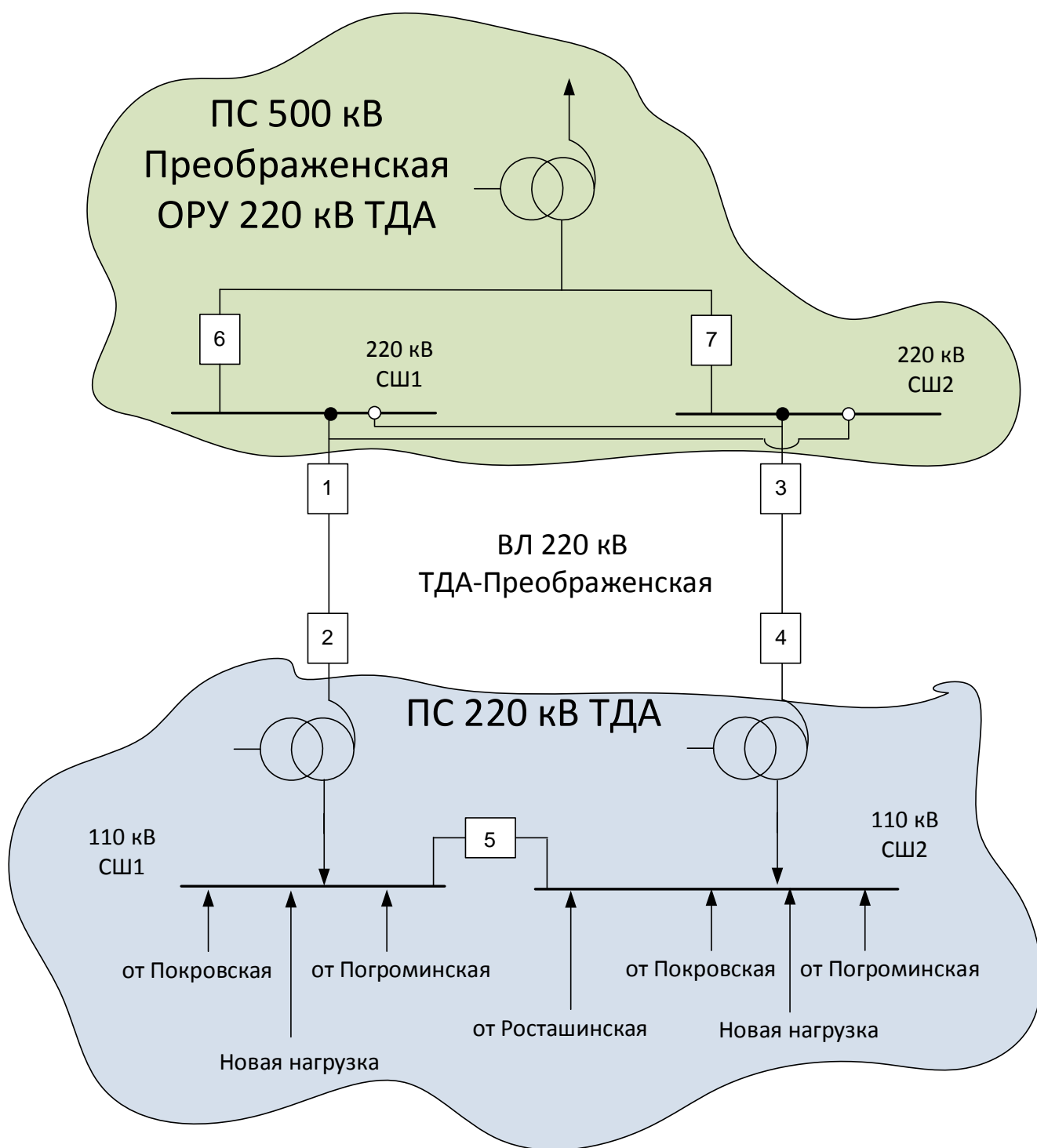


Рисунок 22 – Упрощенная схема расположения выключателей ВЛ 200 кВ

Рассчитаем частоту отказов в данном случае, совместные события приводят к перемножению частоты отказов, события исключают друг друга («или/или») складываются, частота отказов в год определяется по формуле 2.6:

$$\begin{aligned}
\Sigma\omega = & \omega_1 \cdot \omega_3 + \omega_1 \cdot \omega_4 + \omega_1 \cdot \omega_5 + \omega_2 \cdot \omega_3 + \omega_2 \cdot \omega_4 + \omega_2 \cdot \omega_5 + \omega_3 \cdot \omega_5 + \\
& + \omega_4 \cdot \omega_5 + \omega_5 \cdot \omega_6 + \omega_5 \cdot \omega_7 + \omega_6 \cdot \omega_7 + \omega_1 \cdot \omega_2 \cdot \omega_3 + \omega_1 \cdot \omega_2 \cdot \omega_4 + \\
& + \omega_1 \cdot \omega_2 \cdot \omega_5 + \omega_1 \cdot \omega_3 \cdot \omega_4 + \omega_1 \cdot \omega_3 \cdot \omega_5 + \omega_1 \cdot \omega_3 \cdot \omega_6 + \omega_1 \cdot \omega_3 \cdot \omega_7 + \\
& + \omega_1 \cdot \omega_4 \cdot \omega_5 + \omega_1 \cdot \omega_4 \cdot \omega_6 + \omega_1 \cdot \omega_4 \cdot \omega_7 + \omega_1 \cdot \omega_5 \cdot \omega_6 + \omega_1 \cdot \omega_5 \cdot \omega_7 + \\
& + \omega_1 \cdot \omega_6 \cdot \omega_7 + \omega_2 \cdot \omega_3 \cdot \omega_4 + \omega_2 \cdot \omega_3 \cdot \omega_5 + \omega_2 \cdot \omega_3 \cdot \omega_6 + \omega_2 \cdot \omega_3 \cdot \omega_7 + \\
& + \omega_2 \cdot \omega_4 \cdot \omega_5 + \omega_2 \cdot \omega_4 \cdot \omega_6 + \omega_2 \cdot \omega_4 \cdot \omega_7 + \omega_2 \cdot \omega_5 \cdot \omega_6 + \omega_2 \cdot \omega_5 \cdot \omega_7 + \\
& + \omega_2 \cdot \omega_6 \cdot \omega_7 + \omega_3 \cdot \omega_4 \cdot \omega_5 + \omega_3 \cdot \omega_4 \cdot \omega_6 + \omega_3 \cdot \omega_4 \cdot \omega_7 + \omega_3 \cdot \omega_5 \cdot \omega_6 + \\
& + \omega_3 \cdot \omega_6 \cdot \omega_7 + \omega_4 \cdot \omega_5 \cdot \omega_6 + \omega_4 \cdot \omega_5 \cdot \omega_7 + \omega_5 \cdot \omega_6 \cdot \omega_7.
\end{aligned} \tag{2.6}$$

Таким образом, значения частоты отказов элегазовых выключателей составит:

$$\Sigma\omega = 11 \cdot 0,01 \cdot 0,01 + 31 \cdot 0,01 \cdot 0,01 \cdot 0,01 = 0,001131 \text{ 1/год.}$$

Что является малой величиной, из чего следует, что вероятность недоотпуска электроэнергии по причине отказа выключателей в год составляет 0,1% [15].

Вывод по разделу два

В энергетической отрасли до наступления пандемии наблюдался тренд увеличения роста потребления электроэнергии, в 2020 году из-за вынужденного простоя производств наблюдалось снижение потребления.

ФСК является монополистом в отрасли, который устойчив ко многим факторам, но в текущих реалиях ему необходимо уделить особое внимание на увеличение критериев контроля выполнения новых проектов/всех видов ремонта существующих объектов с возможностью привлечения новых сотрудников.

Компания получила заявку на выполнение проекта от АО «Оренбургнефть» на поставку мощности в размере 50 МВт к началу 2023 года и выйти на объем в 100 МВт к 2024 года путем строительства двухцепной ВЛ 220 кВ от ПС ТДА до ПС Преображенская стоимостью 862,5 млн руб. Также была рассчитана стоимость услуг и производственный план.

В ходе анализа было принято решение реализации проекта за счет собственных средств компании. Методом кумулятивного построения, основанного на экспертной оценке премий за риск рассчитана ставка

дисконтирования в размере 14,47%. Был составлен отчет о финансовых результатах и отчет о движении денежных средств, показавшие отсутствие кассовых разрывов на всем горизонте расчета. Дисконтированные показатели эффективности проекта показали его жизнеспособность и реализуемость.

Анализ рисков и чувствительности показал, что при изменении инвестиционных затрат, тарифов на электроэнергию, ставки дисконтирования, объемов передаваемой мощности в диапазоне $\pm 30\%$ показатель чистого дисконтированного дохода не становился ниже 0. Это говорит об устойчивости и инвестиционной привлекательности рассматриваемого проекта. Поэтому рассматриваемый проект является устойчивым к изменчивости основных факторов и возможным к реализации. Вероятность отказа выключателей в год, приводящих к недоотпуску электроэнергии для ПС 220 кВ ТДА оставляет 0,1%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В предлагаемой выпускной квалификационной работе рассмотрены варианты развития Оренбургской энергосистемы при складывающейся тенденции расширения нефтедобывающей промышленности данного региона Российской Федерации. Состояние сети Оренбургской энергосистемы в существующем и прогнозируемом периодах позволяет рассматривать варианты развития без усиление внешней сети.

Анализ ресурсов компании показал нормальную финансовую устойчивость в 2017-2019 годах, что говорит о гарантирующей платежеспособности. Компания оптимально использует свои кредитные ресурсы, собственные средства, текущие активы и кредиторскую задолженность.

Вклад эпидемиологической ситуации и экономического кризиса в основном ощущается в кратко- и среднесрочном периодах, тогда как на долгосрочном горизонте основные тенденции находятся в русле прежних прогнозов. Снижение объемов потребления нагрузки закончено в 2021 году, промышленность возвращается в обычное русло.

Выбран вариант строительства двухцепной ВЛ 220 кВ от ПС ТДА (новый объект ПАО «Оренбургнефть») до ПС Преображенская. Вариант позволяет ввести желаемую нагрузку в 100 МВт и отвечает требованиям надежности.

На конец 2019 года денежные средства и денежные эквиваленты, а также нераспределенная прибыль многократно превышают сумму инвестиций 862 535,63 тыс. руб., поэтому проект финансируется за счет собственных средств.

Рассмотренный проект показал свою инвестиционную привлекательность: чистый дисконтированный доход составил 600 267,8 тыс.руб; дисконтированный срок окупаемости равен 6 годам и 355 дням. Анализ чувствительности показал устойчивость к изменению факторов в диапазоне $\pm 30\%$ и подтвердил жизнеспособность проекта, а также что он является одним из возможных путей развития Оренбургской энергосистемы в реальности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Простые показатели оценки эффективности инвестиционных проектов [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://investolymp.ru/prostye-pokazateli-oczenki-effektivnosti-investiczionnyh-proektov.html> // (Дата обращения: 15.02.2021).

2 Дисконтирование денежных потоков при оценке эффективности инвестиционных проектов [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://investolymp.ru/diskontirovanie-denezhnyh-potokov-pri-oczenke-effektivnosti-investiczionnyh-proektov.html> // (Дата обращения: 15.02.2021).

3 Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. N 861 (ред. от 01.04.2020 N 403) «Об утверждении правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://xn----7sb7akeedqd.xn--p1ai/store/doc/PP861.pdf> // (Дата обращения: 15.02.2021).

4 Обзор изменений Российского законодательства в сфере электроэнергетики [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://electricalnet.ru/blog/obzor-izmenenii-rossiiskogo-zakonodatelstva-v-sfere-elektroenergetiki-18012021-24012021> // (Дата обращения: 22.02.2021).

5 Программа инновационного развития ПАО «Россети» на период 2016–2020 гг. с перспективой до 2025 г. [Электронный ресурс] / Режим доступа: https://www.rosseti.ru/investment/policy_innovation_development/doc/innovation__program.pdf // (Дата обращения: 15.02.2021).

6 Показатели технико-экономической эффективности объектов электроэнергетики [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/17858> // (Дата обращения: 15.02.2021).

7 Бухгалтерский баланс ПАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://report2019.fsk-ees.ru/?/ru/140-balance-sheet> (Дата обращения: 04.02.2021).

8 РОССИЯ В ЦИФРАХ 2019. Краткий статистический сборник [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.gks.ru/free_doc/doc_2019/rusfig/rus19.pdf // (Дата обращения: 23.02.2021).

9 Отчет о функционировании ЕЭС России в 2020 году [Электронный ресурс] / Режим доступа: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2021/ups_rep2020.pdf // (Дата обращения: 23.02.2021).

10 Электроэнергетика: влияние пандемии COVID-19 [Электронный ресурс] / Режим доступа: https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/Energ84_may2020.pdf // (Дата обращения: 23.02.2021).

11 «Роснефть» сегодня [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://www.rosneft.ru/about/Glance/> (Дата обращения: 03.02.2021).

12 Оренбургнефть запустила новую насосную станцию [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://ria56.ru/posts/orenburgneft-zapustila-na-vaxitovskom-mestor-ozhdenii-novuyu-nasosnuyu-stanciuyu.htm> / (Дата обращения: 04.03.2021).

13 ВНТП 3-85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений.

14 Дорогокупля, Т.А. Выпускная квалификационная научная работа «Вариант развития Оренбургской энергосистемы» / Т.А. Дорогокупля. – Челябинск.: 2020. – 118 с.

15 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2017. – 376 с.

16 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (СТО 56947007-29.240.10.028-2009).

17 Приказ Министерства регионального развития РФ от 4 октября 2011 г. №481 «Об утверждении Методических рекомендаций по применению государственных сметных нормативов – укрупненных нормативов цены строительства различных видов объектов капитального строительства непромышленного назначения и инженерной инфраструктуры».

18 Общее сейсмическое районирование территории Российской Федерации ОСР-97 [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://dikipedia.ru/document/5176975> (Дата обращения: 15.03.2021).

19 Письмо Минстроя России от 18.08.2020 №32427-ИФ/09 «Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пусконаладочных работ по объектам строительства, определяемых с применением федеральных и территориальных единичных расценок, на III квартал 2020».

20 СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС». СТО 56947007-29.240.121-2012 /Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35-1150 кВ.

21 Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://www.economy.gov.ru/material/file/450ce3f2da1ecf8abec8f4e9fd0cbdd3/Prognosz2024.pdf> // (Дата обращения: 01.02.2021).

22 Об утверждении платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к объектам единой национальной (общероссийской) электрической сети в виде формулы, на 2021 год [Электронный ресурс] / Режим доступа: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/18122020_Prikaz_FAS_N_1233-20_ot_18122020_S1_%202021%20%D0%B3%D0%BE%D0%B4.pdf // (Дата обращения: 20.04.2021).

23 Ставки тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемые для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической

энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети [Электронный ресурс] / Режим доступа: https://www.atsenergo.ru/nreport?rname=FRSTF_ATS_REPORT_PUBLIC_FSK&rdate=20190901 // (Дата обращения: 04.04.2021).

24 Проект Приказа ФАС России "О внесении изменений в приложение №1 и приложение №2 к приказу Федеральной службы по тарифам от 9 декабря 2014 года N 297-э/3 «Об утверждении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, оказываемые ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы», на долгосрочный период регулирования 2015 - 2019 годы и долгосрочных параметров регулирования для организаций по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью на 2015 - 2019 годы» (по состоянию на 16.11.2018) (подготовлен ФАС России) (Приказ подписан 06.12.2018 N 1710/18).

25 Предложение ПАО «ФСК ЕЭС» о размере тарифов на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС, долгосрочных параметров регулирования на 2020-2024 гг. [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://fsk-ees.ru/upload/docs/Predlozhenie_FSK_EES_2020-2024_peredacha_ee.pdf // (Дата обращения: 04.04.2020).

26 Приказ Минэнерго России от 30.09.2019 №1048 «Об утверждении нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по единой национальной (общероссийской) электрической сети, осуществляемой ПАО «ФСК ЕЭС» с использованием объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих ПАО «ФСК ЕЭС» на праве собственности или ином законном основании, на 2020 год».

27 Амортизационных групп основных средств для целей налогового учета в соответствии с классификацией, утвержденной Постановлением Правительства РФ №1 от 01.01.2002 г. (в редакции Постановления Правительства РФ от

07.07.2016 №640). [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://www.audit-it.ru/amortizaciya/> // (Дата обращения: 20.04.2021).

28 Лазарев, А.В. Ставка дисконтирования с учетом риска и методы ее определения / А.В. Лазарев, А.В. Пострелова // Молодой ученый. – 2013. – №6. – С. 373-376.

29 Доходность облигации Россия 10-летние [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://ru.investing.com/rates-bonds/russia-10-year-bond-yield> // (Дата обращения: 30.03.2021).

30 Implied Equity Risk [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar> // (Дата обращения: 01.02.2021).

31 Митин, Д.В. Совершенствование методов анализа рисков российского бизнеса / Д.В. Митин, М.Ю. Гинзбург, О.Р. Чепьюк // Финансы и кредит. – 2013. – № 13. – С. 52–57.

32 Инвестиционный климат регионов [Электронный ресурс] / Режим доступа: https://raexpert.ru/rankingtable/region_climat/2017/tab2 // (Дата обращения: 11.11.2019).

33 Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО (книга 1). [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200088779> // (Дата обращения: 05.05.2021).

34 Малая гидроэнергетика для энергоснабжения отдаленных территорий на примере горных районов РСОА. [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/malaya-gidroenergetiki-dlya-energосnabzheniya-otdalennyyh-territoriy-na-primere-gornyyh-rayonov-rsoa/> (Дата обращения: 05.05.2021)

35 Формы привлечения инвестиций в энергетику. Развитие бизнес-систем. [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://rbsys.ru/print.php?page=146&option=public/> (Дата обращения: 05.05.2021).