

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Энергетический институт
Направление подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Кафедра «Электроэнергетические системы»

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка мероприятий для увеличения максимально допустимого перетока в сечении Барнаульско-Бийского узла-2 Алтайской энергосистемы

УДК 621.311.001.57

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ4Р	Ставицкий Сергей Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шестакова В. В.	к.т.н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Потехина Н. В.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бородин Ю. В.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. Кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭЭС	Сулайманов А. О.	к.т.н. ДОЦЕНТ		

Томск – 2016 г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	<i>Совершенствовать</i> и развивать свой интеллектуальный и общекультурный уровень, добиваться нравственного и физического совершенствования своей личности, обучению новым методам исследования, к изменению научного и научно-производственного профиля своей профессиональной деятельности.
P2	<i>Свободно пользоваться русским и иностранным языками</i> как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности.
P3	<i>Использовать</i> на практике навыки и умения в организации научно-исследовательских и производственных работ, в управлении коллективом, использовать знания правовых и этических норм при оценке последствий своей профессиональной деятельности.
P4	<i>Использовать</i> представление о методологических основах научного познания и творчества, роли научной информации в развитии науки, готовностью вести работу с привлечением современных информационных технологий, синтезировать и критически резюмировать информацию.
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P5	<i>Применять углубленные естественнонаучные, математические, социально-экономические и профессиональные знания</i> в междисциплинарном контексте в инновационной инженерной деятельности в области электроэнергетики и электротехники.
P6	<i>Ставить и решать инновационные задачи</i> инженерного анализа в области электроэнергетики и электротехники с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей в условиях неопределенности.
P7	<i>Выполнять инженерные проекты</i> с применением оригинальных методов проектирования для достижения новых результатов, обеспечивающих конкурентные преимущества электроэнергетического и электротехнического производства в условиях жестких экономических и экологических ограничений.
P8	<i>Проводить инновационные инженерные исследования</i> в области электроэнергетики и электротехники, включая критический анализ данных из мировых информационных ресурсов.
P9	<i>Проводить технико-экономическое обоснование</i> проектных решений; выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда; определять и обеспечивать эффективные режимы технологического процесса.
P10	<i>Проводить монтажные, регулировочные, испытательные, наладочные работы</i> электроэнергетического и электротехнического оборудования.
P11	<i>Осваивать новое</i> электроэнергетическое и электротехническое оборудование; проверять техническое состояние и остаточный ресурс оборудования и организовывать профилактический осмотр и текущий ремонт.
P12	<i>Разрабатывать рабочую проектную и научно-техническую документацию</i> в соответствии со стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами; организовывать метрологическое обеспечение электроэнергетического и электротехнического оборудования; составлять оперативную документацию, предусмотренную правилами технической эксплуатации оборудования и организации работы.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт ЭНИН
Направление подготовки «Электроэнергетика и электротехника»
Кафедра «Электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5AM4P	Ставицкому Сергею Александровичу

Тема работы:

Разработка мероприятий для увеличения максимально допустимого перетока в сечении Барнаульско-Бийского узла-2 Алтайской энергосистемы

Утверждена приказом директора (дата, номер)

27.01.2016, №432/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

03.06.2016

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай; эквивалентированная расчетная модель в ПК "RastrWin3" на 2015 год; методические указания по устойчивости; нормальная электрическая схема Алтайской энергосистемы; информации о генерирующем оборудовании электростанций Алтайской энергосистемы и сетевом оборудовании; положение по управлению режимами работы энергосистемы Алтайского края и Республики Алтай; данные о допустимых перетоках в контролируемых сечениях; данные о допустимых токовых нагрузках сетевых элементов; данные о функциональных схемах ПА.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Описание энергосистемы Алтайского края и Республики Алтай; 2) Определение траектории утяжеления; 3) Определение допустимых перетоков в контролируемом сечении для каждого из средства по увеличению МДП и АДП; 4) Анализ полученных результатов.
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Схема основных связей энергосистемы; 2. Схема электрических сетей Алтайского края; 3. Функциональная схема фазоповоротного устройства;

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Старший преподаватель кафедры Менеджмента – Потехина Нина Васильевна
Социальная ответственность	Доцент кафедры ЭБЖ – Бородин Юрий Викторович
«Раздел на английском языке»	Консультант – лингвист кафедры ИЯЭИ – Кобенко Юрий Викторович Консультант кафедры ЭЭС – Шестакова Вера Васильевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:
Stabilität der elektrischen Energieübertagung

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шестакова В. В.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM4P	Ставицкий Сергей Александрович		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт ЭНИН

Направление подготовки (специальность) «Электроэнергетика и электротехника»

Уровень образования магистратура

Кафедра «Электроэнергетические системы»

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

03.06.2016г.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2015	Изучение проблемы и обзор литературы	10
16.03.2015	Формирование исходных данных, использованных при проведении расчётов электроэнергетических режимов	25
29.04.2015	Расчет и анализ мероприятий по увеличению МДП и АДП	30
11.05.2015	Формирование выводов по результатам расчетов	15
20.05.2015	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
29.05.2015	Социальная ответственность	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шестакова В. В.	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭЭС	Сулайманов А. О.	к.т.н. доцент		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 118 страниц, 17 рисунков, 34 таблицы, 16 источников, 4 приложения.

Ключевые слова: ЭНЕРГОСИСТЕМА, МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫЙ ПЕРЕТОК, АВАРИЙНО-ДОПУСТИМЫЙ ПЕРЕТОК, ТОКОВАЯ НАГРУЗКА, ЗАПАС УСТОЙЧИВОСТИ, СЕЧЕНИЕ, ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА, ФАЗОПОВОРОТНОЕ УСТРОЙСТВО.

Объектом исследования является энергосистема Алтайского края и Республики Алтай.

Цель работы – расчет и анализ мероприятий по увеличению максимально допустимого и аварийно-допустимого перетока в сечении ББУ-2 (Барнаульско – Бийский узел-2).

В процессе исследования проводились расчеты с использованием программно-вычислительного комплекса «Rastrwin3».

В результате данной работы проведен расчет и анализ мероприятий, увеличивающих допустимое значение перетока через сечение ББУ-2. Обоснованно использование того или иного мероприятия в зависимости от режима работы энергосистемы. Проанализирована эффективность мероприятий от такого фактора как температура окружающей среды.

Для каждого мероприятия была рассчитана экономическая эффективность.

Обозначения и сокращения

АДП – аварийно допустимый переток;

АДТН – аварийно допустимая токовая нагрузка;

АОПО – автоматики ограничения перегрузки оборудования;

ББУ – Барнаульско-Бийский узел;

ВЛ – воздушная линия;

ВТК – высоковольтный тиристорный коммутатор;

ДДТН – длительно допустимая токовая нагрузка;

ЗЭС – западные электрические сети;

КБ – конденсаторная батарея;

КЗ – короткое замыкание;

ЛЭП – линия электропередач;

МДП – максимально допустимый переток;

МТК – мост тиристорных ключей;

ОДУ – объединенное диспетчерское управление;

ПА – противоаварийная автоматика;

ПАР – послеаварийный режим;

ПС – подстанция;

ПУР – положение по управлению работы энергосистемы;

РДУ – региональное диспетчерское управление;

СВЭС – северо-восточные электрические сети;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

УКРМ – устройства компенсации реактивной мощности;

УПК – устройства поперечной компенсации;

ФПУ – фазоповоротное устройство;

ЦЭС – центральные электрические сети.

Оглавление

Введение.....	10
1 Обзор литературы по средствам увеличения МДП.....	11
2 Описание Алтайской энергосистемы и формирование задачи	13
2.1 Краткая характеристика Алтайской энергосистемы.....	13
2.2 Требования, предъявляемые к определению МДП	14
2.3 Постановка задачи	15
2.4 Мероприятия по увеличению МДП в контролируемом сечении	17
3 Моделирование мероприятий по увеличению МДП.....	19
3.1 Моделирование утяжеления контролируемого сечения ББУ-2.....	19
3.2 Моделирование замены провода.....	24
3.3 Моделирование противоаварийной автоматики.....	26
3.4 Моделирование оперативного отключения	29
3.5 Моделирование устройств компенсации реактивной мощности	32
3.6 Моделирование ФПУ.....	34
3.6.1 Принцип действия и расчет ступеней регулирования	34
3.6.2 Работа ФПУ без использования ступеней.....	45
3.6.3 Работа ФПУ с использованием ступеней.....	46
4 Результаты расчетов МДП и АДП при разных мероприятиях.....	53
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	56
Введение.....	56
5.1 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	57
5.2 Планирование управления научно-техническим проектом	59
5.2.1 Иерархическая структура работ проекта.....	59
5.2.2 План проекта	59
5.3 Оценка стоимости мероприятий.....	65
5.3.1 Замена провода.....	65
5.3.2 Оперативные отключения	66
5.3.3 Устройство поперечной компенсации.....	67
5.3.4 Фазоповоротное устройство	67
5.4 Определение экономической эффективности исследования	68

5.4.1 Замена провода.....	69
5.4.2 Оперативные отключения.....	72
5.4.3 Устройство поперечной компенсации.....	74
5.4.4 Фазоповоротное устройство.....	76
Заключение по главе.....	79
6 Социальная ответственность.....	82
Введение.....	82
6.1 Производственная безопасность.....	83
6.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	83
6.1.2 Микроклимат.....	84
6.1.3 Освещение.....	86
6.1.4 Шум.....	90
6.1.5 Воздействие электромагнитных излучений и электрического поля. ...	92
6.2 Пожаробезопасность.....	94
6.3 Электробезопасность.....	95
6.4 Экологическая безопасность.....	97
Заключение по главе.....	97
Заключение.....	98
Список использованных источников.....	99
Приложение А.....	101
Приложение Б.....	102
Приложение В.....	103
Приложение Г.....	104

Введение

В настоящее время Алтайская энергосистема имеет дефицит мощности. Поэтому вопрос бесперебойной и в нужном количестве передачи мощности в данную систему из ближайших энергосистем, таких как Кузбасская энергосистема и энергосистема Республики Казахстан, поставлен очень глобально.

Одним из контролируемых сечений, через которое и проходит данная передача, называется ББУ-2 (Барнаульско – Бийский узел-2). Проблема его в том, что при разных послеаварийных режимах в данном сечении очень частым определяющим критерием является токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Барнаульская – Чесноковская. Основным решением этой проблемы на первый взгляд является замена провода с большей пропускной способностью. Однако данный метод требует больших как капитальных затрат, так и временных.

В данной работе были исследованы несколько мероприятий по разгрузке данной линии. К ним относятся: замена провода, использование противоаварийной автоматики, установка устройства поперечной компенсации реактивной мощности, реализация фазоповоротного устройства.

Благодаря этим методам, получены новые значения допустимой передачи мощности, что обеспечит повышение надежности Алтайской энергосистемы в нормальных и аварийных режимах.

1 Обзор литературы по средствам увеличения МДП

Для анализа средств увеличения максимально допустимого перетока (МДП) очень важно понимание таких определений как статическая и динамическая устойчивости. Подробно о них изложено в [1]. Также необходимо изучить характеристики мощности электропередачи. Описание данных характеристик в разных режимных ситуациях можно найти в [1].

Изучив характеристики мощности, можно сделать вывод: если воздействовать на те или иные параметры (напряжения узлов, между которыми проходит поток мощности; угол между векторами напряжения; взаимное сопротивление) можно увеличивать или уменьшать переток активной мощности.

В [2] приведены факторы, влияющие на угловую характеристику мощности. Шунтирующие реакторы увеличивают сопротивление связи и поэтому уменьшают амплитуду взаимной мощности. Следовательно, отключение шунтирующих реакторов ведет за собой увеличение МДП. Конденсаторные батареи в свою очередь уменьшают взаимное сопротивление. Поэтому включение конденсаторных батарей увеличивает МДП.

На МДП влияет вид короткого замыкания. Поперечная ветвь при расчетах переходных процессов, вызываемых короткими замыканиями, может представлять собой шунт короткого замыкания. Сопротивление этого шунта зависит от вида короткого замыкания. Наименьшее сопротивление шунт короткого замыкания имеет при трехфазных КЗ, а наибольшее при однофазных КЗ. Поэтому степень снижения амплитуды характеристики мощности при КЗ будет различной.

Также на МДП оказывает влияние активное сопротивление в продольной и поперечной ветвях. Если активное сопротивление только в продольной ветви, то максимум характеристики смещается вправо, и тем самым значение МДП увеличивается. При наличии активного сопротивления в поперечной ветви характеристика мощности смещается влево. Предельный угол становится меньше 90° , и поэтому значение МДП уменьшается.

Значение МДП должно соответствовать нормативным требованиям к устойчивости энергосистем, изложенных в [3]. Для расчета допустимого перетока активной мощности по условию обеспечения нормативных требований в послеаварийном режиме используется величина приращения перетока мощности за счет действия противоаварийной автоматики (ПА). В [2] изложены основы выполнения ПА и приведены ее управляющие воздействия: отключение генераторов (ОГ), отключение нагрузки (ОН), аварийное регулирование турбин (АРТ), электрическое торможение (ЭТ), форсировка конденсаторных установок продольной компенсации, отключение шунтирующих реакторов (ОР), деление сети (ДС), фазовое управление.

Фазовое управление осуществляется фазоповоротным устройством (ФПУ). Данное устройство влияет непосредственно на угол между векторами напряжений, сдвигая его в ту или иную сторону. Подробное описание работы ФПУ с тиристорным управлением представлено в работе [6]. Данное устройство только начинает осваиваться в российской энергосистеме. За рубежом опыт работы с ФПУ гораздо больше. Основным преимуществом этого устройства является обеспечение быстрого действия управления работы при плавном регулировании угла.

2 Описание Алтайской энергосистемы и формирование задачи

2.1 Краткая характеристика Алтайской энергосистемы

Операционная зона Алтайского РДУ находится в составе операционной зоны Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири и включает в себя территорию Алтайского края и Республики Алтай.

В управлении и ведении Алтайского РДУ находятся [4]:

- объекты генерации суммарной установленной электрической мощностью 1556,6 МВт.
- 188 линий электропередачи класса напряжения 110-220-500 кВ.
- 60 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций напряжением 110-220-500 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 8597,7 МВА.

Наиболее крупными объектами генерации являются Барнаульская ТЭЦ-2, Барнаульская ТЭЦ-3, Бийская ТЭЦ и ТЭЦ АКХЗ.

Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Алтайского РДУ представлена в приложении А.

В целях управления электроэнергетическим режимом в Алтайской энергосистеме установлены следующие контролируемые сечения: ББУ-1 (Барнаульско – Бийский Узел), ББУ-2, ББУ-3, ББУ-5, Город.

Алтайская энергосистема делится на отдельные районы электрических сетей: центральные электрические сети (ЦЭС), северные электрические сети (СЭС), северо-восточные электрические сети (СВЭС), восточные электрические сети (ВЭС), белокурихинские электрические сети (БЭС), южные электрические сети (ЮЭС), западные электрические сети (ЗЭС), кулундинские электрические сети (КЭС) и горно-алтайские электрические сети (ГАЭС). Карта районов представлена в приложении Б.

На 27.05.2016 Алтайская энергосистема является дефицитной.

2.2 Требования, предъявляемые к определению МДП

При планировании и управлении электроэнергетическим режимом энергосистем, для контроля соблюдения нормативных требований к устойчивости энергосистем следует использовать значения перетоков активной мощности в контролируемом сечении [5].

Для контролируемых сечений находятся значения максимально допустимого и аварийно допустимого перетоков, МДП и АДП соответственно. Значения МДП и АДП представляют собой функции от разных параметров электроэнергетического режима, к которым, в зависимости от конкретных условий, могут относиться:

- напряжения в узлах электрической сети;
- разность углов между векторами напряжения по концам электропередачи;
- токовые нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования.

Согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем для МПД определены следующие критерии [3]:

- Коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной (ремонтной) схеме – не менее 0,20; в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях – не менее 0,08;
- Коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме – не менее 0,15; в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях – не менее 0,10;
- Отсутствие нарушения динамической устойчивости при нормативных возмущениях;
- Токовые нагрузки электрооборудования не превышают длительно допустимых значений в нормальной (ремонтной) схеме и аварийно допустимых

(на время 20 минут) значений в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях.

Нормативные возмущения изложены в [3].

Из всех найденных МДП по выше перечисленным критериям, принимается МДП с наименьшим значением.

АДП определяется по следующим критериям:

- Коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной (ремонтной) схеме – не менее 0,08;
- Коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме – не менее 0,10;
- Токовые нагрузки электрооборудования не превышают длительно допустимых значений в нормальной (ремонтной) схеме;
- Нарушение статической и динамической устойчивости допускается.

Как и в случае с МДП, за АДП принимается наименьшее значение из всех найденных по выше определенным критериям.

2.3 Постановка задачи

В данной работе исследуемым сечением является ББУ-2. В это сечение входят следующие воздушные линии:

- ВЛ 220 кВ Барнаульская – Власиха (положительное направление перетока активной мощности от шин 220 кВ ПС 500 кВ Барнаульская);
- ВЛ 220 кВ Барнаульская – Чесноковская (положительное направление как выше);
- ВЛ 220 кВ Смазнево – Чесноковская с отпайкой на ПС Шпагино (положительное направление перетока активной мощности к шинам 220 кВ ПС 220 кВ Чесноковская);
- ВЛ 220 кВ ТЭЦ АКХЗ – Чесноковская с отпайкой на ПС Шпагино (положительное направление как выше).

Наглядно сечение ББУ-2 показано на рисунке 1.

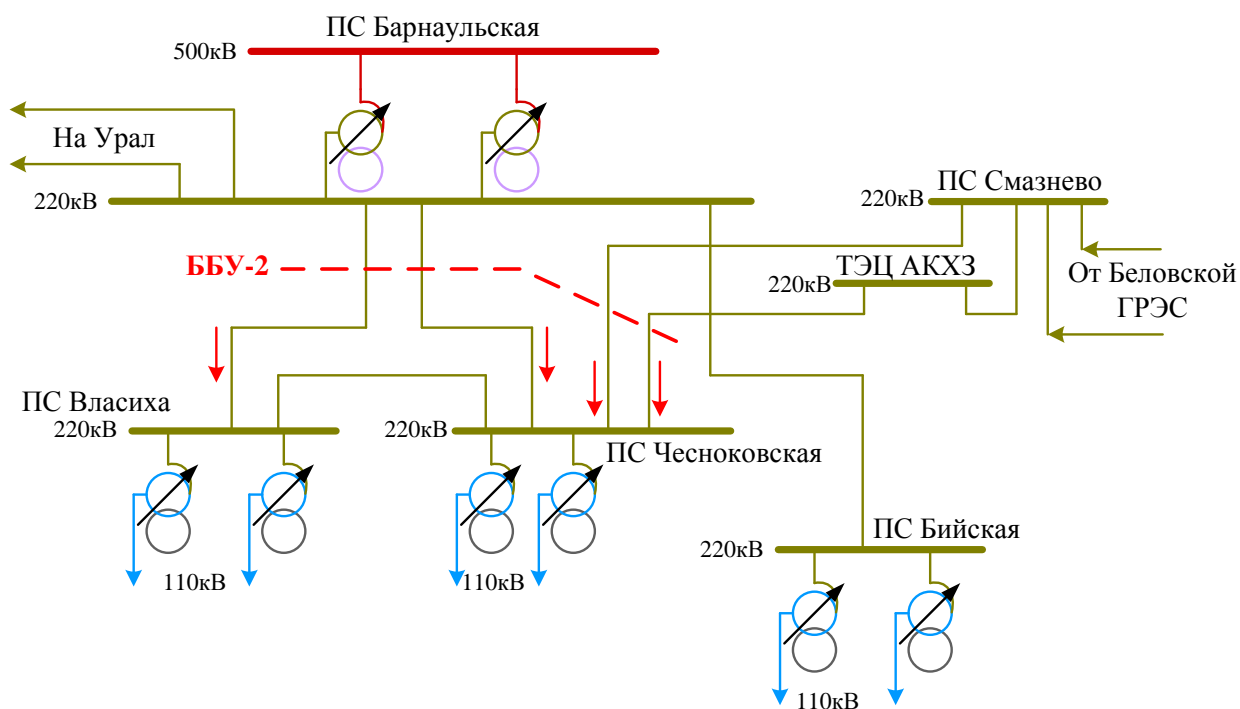


Рисунок 1 – Воздушные линии, входящие в сечение ББУ-2.

Красными стрелками на рисунке 1 показаны положительные направления перетоков активной мощности.

Если посмотреть приложение 6.2 [4], то можно заметить, что очень часто для сечения ББУ-2 определяющим критерием МДП является аварийно-допустимая токовая нагрузка (АДТН) ВЛ 220 кВ Барнаульская – Чесноковская, или длительно-допустимая токовая нагрузка (ДДТН) этой же линии для АДП.

Например, при направлении суммарного перетока активной мощности в Сибирь по ВЛ 500 кВ Барнаульская–Рубцовская и ВЛ 500 кВ Экибастузская 1150 – Алтай, для нормальной схемы при температуре 25 градусов – МДП составляет 470 МВт. Критерий: АДТН ВЛ 220 кВ Барнаульская–Чесноковская в послеаварийном режиме (ПАР) при отключении ВЛ 220 кВ Барнаульская–Власиха [4].

Перечень МДП и АДП в зависимости от температур для нормальной схемы приведены в приложении В. Также в приложении В показаны два варианта ремонтных схем, по которым можно убедиться, что критерием определения МДП также является ВЛ 220 кВ Барнаульская–Чесноковская.

Выше сказано про суммарный переток активной мощности по ВЛ 500 кВ Барнаульская–Рубцовская и ВЛ 500 кВ Экибастузская 1150 –Алтай, который в примере указан «в Сибирь». Дело в том, что данный суммарный переток может быть направлен по двум направлениям: «в Казахстан» и «в Сибирь». В случае суммарного перетока «в Казахстан» все значения МДП и АДП имеют другие значения и другие определяющие критерии. Однако отметим, что и в этом случае, часто ограничивающим фактором является все та же ВЛ 220 кВ Барнаульская – Чесноковская. В расчетной модели суммарный переток направлен «в Сибирь», поэтому приводить данные «в Казахстан» нет необходимости.

Тем самым, увеличение пропускной способности ВЛ Барнаульская–Чесноковская относится к одному из решений увеличения МДП для контролируемого сечения ББУ-2.

Отметим, что на переток ВЛ 220 кВ Барнаульская – Чесноковская оказывают влияние многие факторы: час суток, время года, состояние генерации питаемого энергетического района, направление суммарного перетока, указанного выше.

2.4 Мероприятия по увеличению МДП в контролируемом сечении

Как говорилось выше, одним из решений увеличения МДП сечения ББУ-2 является увеличение пропускной способности ВЛ 220 кВ Барнаульская – Чесноковская. Ограничивающим фактором является токовая нагрузка. Перечислим некоторые пути решений:

1. Очевидно, что первым решением для увеличения пропускной способности линии, ограниченной по току, является замена провода линии на провод с большим максимально допустимым током;

2. Применение автоматики по разгрузке. Для этого может быть использована АРОЛ (автоматика разгрузки при отключении линии) и/или АОПО (автоматика ограничения перегрузки оборудования).

3. Алтайская энергосистема имеет транзиты по линиям 220 кВ с Кемеровской, Новосибирской и Омской областями. Также отметим, что операционная зона Алтая состоит из большого количества кольцевых соединений. Благодаря этому, есть возможность реализации перенаправления потоков мощностей в избыточные районы через обходные линии. Осуществить это можно отключением части линий.

4. Применение устройств продольной и/или поперечной компенсации, которые непосредственно влияют на параметры линии.

5. С возможностью перенаправления перетоков мощностей очередным решением может выступать установка фазоповоротного устройства (ФПУ), благодаря которому ликвидируются излишние коммутации линий и отключения нагрузки.

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

В настоящее время большое внимание уделяется оценке коммерческой ценности новых технических проектов. Важность этого вопроса обусловлена тем, что разработчики проекта заинтересованы в том, чтобы разработка не остановилась на стадии проекта, а получил дальнейшее развитие, которое оказывается возможным в случае наличия источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов.

Коммерческая привлекательность научного исследования определяется не только превышением технических параметров над предыдущими разработками, но и насколько быстро разработчик сумеет найти ответы на такие вопросы – будет ли продукт востребован рынком, какова будет его цена, чтобы удовлетворить потребителя, каков бюджет научного проекта, сколько времени потребуется для выхода на рынок и т.д.

Целью данного раздела является определение перспективности и успешности научно-исследовательского проекта, а также оценка экономической эффективности.

В данном разделе были реализованы следующие задачи:

- Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- Планирование научно-технического проекта;
- Оценка стоимости мероприятий;
- Определение экономической эффективности предложенных мероприятий.

5.1 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

На данный момент существует большое множество разработок для увеличения максимально допустимого перетока активной мощности через контролируемое сечение. Однако следует отметить, что использование той или иной разработки имеет сильную зависимость от параметров режима и режимной ситуации в энергосистеме в целом [9].

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения направлен на проведение сравнительной эффективности научной разработки и определение направления для ее будущего повышения. Данные об оценках представлены в таблице 25.

Из таблицы 25 видно, что самым ресурсоэффективным и ресурсосберегательным является мероприятие под индексом 2, то есть противоаварийная автоматика. Напомним, что данное мероприятие является фактическим на сегодняшний день.

Вторым по ресурсоэффективности является мероприятие по установке устройств поперечной компенсации. Однако, сумма показателей складывается из экономических и технологических. С главной целью этой магистерской работы, увеличение МДП, данное мероприятие справляется с наименьшей эффективностью.

В таблицу 25 не были внесены критерии по отключению потребителей. Причиной такого решения являются следующие аспекты: во-первых, отключение нагрузки также может увеличивать значение максимально допустимого перетока; во-вторых, нельзя оценить по пяти бальной шкале.

Для справки отметим, что только мероприятие под индексом 2, которое является лидирующим, воздействует на отключение нагрузки.

Таблица 25 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерий оценки		Вес критерия	Баллы					Конкурентоспособность				
			Б ₁	Б ₂	Б ₄	Б ₄	Б ₅	К ₁	К ₂	К ₃	К ₄	К ₅
Технические критерии оценки ресурсоэффективности												
1	Уровень повышения МДП	0,13	4	3	2	1	5	0,53	0,39	0,26	0,13	0,66
2	Способность регулирования	0,13	1	1	1	5	5	0,13	0,13	0,13	0,66	0,66
3	Простота эксплуатации	0,08	5	4	4	3	3	0,39	0,32	0,32	0,24	0,24
4	Надежность	0,13	5	3	3	3	3	0,66	0,39	0,39	0,39	0,39
5	Уровень шума	0,03	5	4	4	3	2	0,13	0,11	0,11	0,08	0,05
6	Простота установки оборудования	0,11	2	5	5	4	3	0,21	0,53	0,53	0,42	0,32
7	Помехоустойчивость	0,03	5	3	3	5	3	0,13	0,08	0,08	0,13	0,08
Экономические критерии оценки эффективности												
8	Конкурентоспособность продукта	0,08	5	5	3	5	2	0,39	0,39	0,24	0,39	0,16
9	Уровень проникновения на рынок	0,05	5	5	3	4	1	0,26	0,26	0,16	0,21	0,05
10	Цена	0,13	1	5	4	3	2	0,13	0,66	0,53	0,39	0,26
11	Послепродажное обслуживание	0,11	4	4	4	5	4	0,42	0,42	0,42	0,53	0,42
Итого:		1	–					3,39	3,68	3,16	3,58	3,29

Примечание: индексы означают вид мероприятия; 1 – замена провода; 2 – противоаварийная автоматика; 3 – оперативные отключения; 4 – устройства поперечной компенсации; 5 – фазоповоротное устройство.

5.2 Планирование управления научно-техническим проектом

5.2.1 Иерархическая структура работ проекта

Иерархическая структура работ (ИСР) – детализация укрупненной структуры работ. В процессе создания ИСР структурируется и определяется содержание всего проекта [9]. На рисунке 13 иерархическая структура работ по проекту.

5.2.2 План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевой графики проекта.

Для начала требуется определить трудоемкости выполнения работ. Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула [12]:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5},$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями [12].

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Полученные данные заносим в соответствующий столбец таблицы 26, которая приведена ниже.

Для выполнения перечисленных в таблице работ требуются специалисты:

- руководители проекта (РП);
- инженер (И);

В качестве примера приведем расчет для пункта 7 (моделирование утяжеленного режима) таблицы 26:

$$t_{ож_7} = \frac{3t_{\min_7} + 2t_{\max_7}}{5} = \frac{3 \cdot 20 + 2 \cdot 30}{5} = 24 \text{ чел. – дн.}$$

$$T_{p7} = \frac{t_{ож_7}}{Ч_7} = \frac{24}{1} = 12 \text{ раб. дн.}$$

После распределения работ по исполнителям для наиболее удобного и наглядного отслеживания проведения научных работ используем ленточный график в форме Ганта.



Рисунок 13 – Иерархическая структура проекта

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}},$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} необходимо округлить до целого числа.

Полученные данные по длительностям работ в календарных днях заносим в соответствующий столбец таблицы 26.

В качестве примера приведем расчет для пункта 7 таблицы 26. Коэффициент календарности рассчитан за 2017 год.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 119} = 1,483,$$

$$T_{k_7} = T_{p_7} \cdot k_{\text{кал}} = 12 \cdot 1,48 = 17,8 \approx 18 \text{ дн.}$$

На основании таблицы 26 строится календарный план-график. План-график приведен в таблице 27.

Таблица 26 – Календарный план проекта

Основной этап	№ работы	Содержание работы	Исполнители	t_{\min} , чел-дн	t_{\max} , чел-дн	$t_{оже}$, чел-дн	T_P , раб-дн	T_K , дн
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	РП	4	8	5,6	5,6	9
Ознакомление с технической документацией и литературой	2	Календарное планирование работ	РП	4	8	5,6	5,6	9
	3	Ознакомление с технической документацией	И	15	20	17,0	17	26
	4	Подбор литературы	И	5	15	9,0	9	14
Выбор мероприятий для увеличения МДП	5	Изучение Алтайской энергосистемы	РП, И	20	30	24,0	12	18
	6	Анализ мероприятий для увеличения МДП	РП, И	20	30	24,0	12	18
Моделирование мероприятий	7	Моделирование утяжеленного режима	И	40	60	48,0	48	72
	8	Моделирование замены провода	И	30	50	38,0	38	57
	9	Моделирование противоаварийной автоматики	И	40	60	48,0	48	72
	10	Моделирование оперативных отключений	И	30	50	38,0	38	57
	11	Моделирование устройств поперечной компенсации	И	30	50	38,0	38	57
	12	Моделирование фазоповоротного устройства	И	40	60	48,0	48	72
Анализ моделирования	14	Анализ смоделированных мероприятий	РП, И	15	20	17,0	8,5	13
Технико-экономическое обоснование проекта	13	Технико-экономическое обоснование мероприятий для увеличения МДП	И	10	15	12,0	12	18
Разработка технической документации	15	Составление пояснительной записки	И	20	30	24,0	24	36
Итого:								548

Примечание: РП – руководитель проекта, И – инженер

Таблица 27 – Календарный план-график выполнения проекта

№	Название	Исполнители	T_K , дн	Первое полугодие 2016			Второе полугодие 2016			Первое полугодие 2017		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение технического задания	РП	9	▣	60	60	60	60	60	60	60	60
2	Календарное планирование работ	РП	9	▣								
3	Ознакомление с технической документацией	И	26	■								
4	Подбор литературы	И	14		■							
5	Изучение Алтайской энергосистемы	РП, И	18		▣							
6	Анализ мероприятий для увеличения МДП	РП, И	18		▣							
7	Моделирование утяжеленного режима	И	72		■	■						
8	Моделирование замены провода	И	57			■	■					
9	Моделирование противоаварийной автоматики	И	72				■	■				
10	Моделирование оперативных отключений	И	57					■	■			
11	Моделирование устройств поперечной компенсации	И	57						■	■		
12	Моделирование фазоповоротного устройства	И	72							■	■	
13	Анализ смоделированных мероприятий	РП, И	13									▣
14	Технико-экономическое обоснование мероприятий для увеличения МДП	И	18									■
15	Составление пояснительной записки	И	36									■
▣ - РП (руководитель проекта)				■ - И (инженер)								

5.3 Оценка стоимости мероприятий

В данном разделе будет произведена оценка стоимости всех исследуемых мероприятий для увеличения МДП в контролируемом сечении ББУ-2. Напомним, что к таким мероприятиям относятся: замена провода, противоаварийная автоматика, оперативные отключения, использование устройств поперечной компенсации, использование фазоповоротного устройства. Противоаварийная автоматика не будет оценена по причине того, что она уже установлена на данный момент и является фактическим средством увеличения МДП.

Эффективность выше приведенных мероприятий будет определена только в ситуации, когда проходимый переток активной мощности через сечение станет выше предельного. Однако за всем этим следит диспетчерский персонал, который пытается максимально избежать появления данной ситуации. Поэтому вероятность появления такой ситуации крайне мала. Однако, для оценки стоимости примем, что данная ситуация будет появляться три-четыре раза в год.

5.3.1 Замена провода

Стоимость замены линии будет складываться из стоимости:

1. Нового провода;
2. Монтажные работы.

Основным фактором для оценки стоимости ВЛ является длина трассы, сечение и марка провода. Длина проектируемой ВЛ 220 кВ составляет 36,6 км. Согласно справочнику [7] выбран провод с большим значением допустимого тока марки АС 500/26.

Цена за один метр провода составляет 316,27 рублей. По данной цене провод можно приобрести у компании «Электротехнические системы» [<http://www.msk-cable.ru/kabel-provod/Neizolirovannyi-provod/AS/AS500-26>].

ВЛ 220 кВ Барнаульская – Чесноковская представляет собой трехфазную одноцепную сеть. Поэтому требуется три провода.

Общая цена провода составит:

$$S_{\text{Провод}} = 3 \cdot L \cdot C_{\text{метр}} = 3 \cdot 36600 \cdot 316,27 = 34.726.446 \text{руб.}$$

Демонтаж линии 220 кВ согласно [7 стр.366] сечением свыше 240 мм² без пересечений с препятствиями, при длине анкерного пролета до 1 км составляет 12,11 тыс. руб. за один км.

Общая цена на демонтаж:

$$S_{\text{Демонтаж}} = 3 \cdot L \cdot C_{\text{метр.Демонтаж}} = 3 \cdot 36.6 \cdot 12110 = 1.329.678 \text{руб.}$$

Общая стоимость замены провода:

$$S_{\text{Общая_провод}} = S_{\text{Провод}} + S_{\text{Демонтаж}} = 34.726.446 + 1.329.678 = 36.056.124 \text{руб.}$$

5.3.2 Оперативные отключения

Затраты на оперативные отключения складываются только из суммы замены выключателей. Схема электрических соединений для ПС 220 кВ Чесноковская две сборные рабочие шины с обходной системой шин. Поэтому, с учетом запаса, примем, что требуется три выключателя. По справочнику [7 стр.352] стоимость ячейки одного комплекта выключателей для 220 кВ воздушного выключателя составляет 8800 тыс. руб. Общая стоимость ячеек выключателей равна:

$$S_{\text{Ячейка_Выкл}} = N_{\text{Выкл}} \cdot C_{\text{Ячейка_Выкл}} = 3 \cdot 8.800.000 = 26.400.000 \text{руб.}$$

Стоимость демонтажа воздушного выключателя для 220 кВ [7 стр.365] составляет 16,6 тыс. руб. Полная стоимость демонтажа ячеек выключателей:

$$S_{\text{Демонтаж_Выкл}} = N_{\text{Выкл}} \cdot C_{\text{Демонтаж_Выкл}} = 3 \cdot 16.600 = 49.800 \text{руб.}$$

Общая стоимость замены выключателей:

$$S_{\text{Общая_Выкл}} = S_{\text{Ячейка_Выкл}} + S_{\text{Демонтаж_Выкл}} = 26.400.000 + 49.800 = 26.449.800 \text{руб.}$$

Отметим, что расчет выполнен для ситуации, когда переток в контролируемом сечении будет превышать МДП три-четыре раза за год. Именно три-четыре переключений выключателя требуют его замену.

5.3.3 Устройство поперечной компенсации

Стоимость устройств поперечной компенсации складывается из стоимости конденсаторных батарей.

Согласно [7 стр.357] стоимость одной шунтирующей конденсаторной батареи напряжением 220 кВ и установленной мощностью 100 Мвар составляет 15000 тыс.руб. В данную стоимость входит стоимость самой конденсаторной батареи, а также стоимость монтажа. Необходимая мощность равна 200 Мвар, то есть требуется две конденсаторных батареи. Стоимость устройства поперечной компенсации равна:

$$S_{УПК} = N_{УПК} \cdot C_{УПК} = 2 \cdot 15.000.000 = 30.000.000 \text{руб.}$$

5.3.4 Фазоповоротное устройство

Данное устройство представляет собой обычный трансформатор и вольтодобавочный трансформатор. Согласно [7 стр.353] стоимость основного трансформатора мощностью 400 МВА напряжением 220 кВ составляет 27000 тыс. руб. Стоимость вольтодобавочного [7 стр.355] напряжением 10 кВ мощностью 16 МВА составляет 3750 тыс. руб. Общая стоимость фазоповоротного устройства:

$$S_{ФПУ} = C_{Трансформатора} + C_{Вольт.Доб.} = 27.000.000 + 3.750.000 = 30.750.000 \text{руб.}$$

Все стоимости мероприятий приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Стоимости реализации мероприятий

Вид мероприятия	Стоимость, руб.
Замена провода	36.056.124
Оперативные отключения	26.449.800
Устройства поперечной компенсации	30.000.000
Фазоповоротное устройство	30.750.000

Из таблицы 28 можно увидеть, что самым затратным по капиталовложению является мероприятие по замене провода.

5.4 Определение экономической эффективности исследования

Показатели экономической эффективности проекта учитывают финансовые последствия его осуществления для предприятия, реализующего данный проект. В этом случае показатели эффективности проекта в целом характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения.

Для оценки эффективности инвестиционных проектов воспользуемся одним из простых методов, называемый накопленный денежный поток.

В этом методе используются следующие показатели:

- NPV – чистая приведенная стоимость, чистый прирост активов фирмы за счет реализации проекта. Формула для расчета выглядит следующим образом:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^m \frac{I_t}{(1+r)^t},$$

где C_t – стоимость будущих доходов по проекту;

I – поступающие инвестиции;

t – расчетный период;

r – ставка дисконтирования, в расчетах примем равной 10%.

- PI – индекс доходности, показывающий относительную прибыльность проекта или текущую стоимость денежных поступлений от проекта в расчете на единицу вложений. Если $PI > 1$, то проект стоит осуществить. Если $PI < 1$ – не стоит. Формула для расчета:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^m \frac{I_t}{(1+r)^t}}$$

- $T_{ок}$ – срок окупаемости, то есть время, в течение которого сумма чистого дохода покрывает инвестиции. Расчетная формула:

$$T_{ок} = (t - 1) + \frac{\sum I_{диск} - \sum C_{диск}}{C_t},$$

где t – период времени, когда значение NPV стало больше нуля;

$I_{диск}$ – величина дисконтированных инвестиций;

$C_{диск}$ – величина потока дисконтированных доходов;

• IRR – внутренняя норма доходности, то есть норма дисконта, при которой дисконтированные инвестиционные затраты равны дисконтированным поступлениям денежных средств. Условие в виде формулы:

$$\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^m \frac{I_t}{(1+r)^t}$$

Для расчета эффективности обозначим количество часов в году, в течение которых переток в контролируемом сечении будет превышен максимально допустимого. Примем данное время равным десять часов.

5.4.1 Замена провода

Реализация замены провода, процедура не скоротечная. Ограничим всю реализацию проекта девятью годами, три года из которых уйдет на сам демонтаж. Инвестиции в проект будут поступать не одновременно, поэтому нужно будет рассчитать дисконтированные инвестиции. Величина инвестиций равна найденной выше стоимости.

Для начала определим вероятную прибыль от реализации проекта. После замены провода МДП составит 544 МВт, вместо 470 МВт. Цена на электрическую энергию для населения и потребителей примем равной 2.7руб/кВт·ч (на 2016 год по Алтайскому краю). Предполагаемая прибыль составит:

$$Pr = (544 - 470) \cdot 2,7 \cdot 1000 \cdot 0,8 = 1.598.400 \text{ руб.}$$

Число 1000 в формуле переводит МВт в кВт. Коэффициент 0,8 учитывает 20% налог на прибыль. Однако, прибыль будет расти, потому что с каждым годом тариф на электроэнергию увеличивается

В таблице 29 приведены расчеты показателей. Для примера приведем расчет для второго года.

$$C_t = Пp + A - И = 1.598.400 + 1.201.870,8 - 360.561 = 2.439.709,56 \text{ руб.},$$

где A – издержки на амортизацию.

$$A = \frac{I}{N_{год}} = \frac{36.056.124}{30} = 1.201.870,8 \text{ руб.}$$

$N_{год}$ – количество лет эксплуатации нового провода до капитального ремонта;

$И = I \cdot 0,01 = 360.561 \text{ руб.}$, – величина текущих издержек. Принята одному проценту от стоимости проекта.

Полученные инвестиции за второй год составят:

$$\frac{I_2}{(1+r)^2} = \frac{(I - 2I_1)}{(1+r)^2} = \frac{(36.056.124 - 2 \cdot 12.018.708)}{(1+0.1)^2} = 10.926.098 \text{ руб.},$$

где $I_1 = \frac{I}{3} = \frac{36.056.124}{3} = 12.018.708 \text{ руб.}$, то есть инвестиции разделены на

три года, потому что было принято, что на строительство потребуется именно данное количество лет.

Расчет NPV за второй год:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^m \frac{I_t}{(1+r)^t} =$$

$$= 2.217.917 - (12.018.708 + 10.926.098) = -20.726.888 \text{ руб.}$$

Расчет PI за последний год (горизонт расчета равен 26 лет):

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^m \frac{I_t}{(1+r)^t}} = \frac{38.175.849}{32.877.623} = 1,16$$

PI больше единицы, поэтому проект можно осуществить.

Таблица 29 – Расчет эффективности замены провода

Показатель	Значения показателей по годам																									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
C_t , млн. руб.	0,00	2,44	2,68	2,91	3,15	3,39	3,62	3,86	4,10	4,33	4,57	4,81	5,04	5,28	5,52	5,75	5,99	6,23	6,47	6,70	6,94	7,18	7,41	7,65	7,89	8,12
$C_{t.диск}$, млн. руб.	0,00	2,22	2,21	2,19	2,15	2,10	2,05	1,98	1,91	1,84	1,76	1,69	1,61	1,53	1,45	1,38	1,30	1,23	1,16	1,10	1,03	0,97	0,91	0,85	0,80	0,75
$\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}$, млн. руб.	0,00	2,22	4,43	6,62	8,77	10,87	12,92	14,90	16,81	18,65	20,41	22,10	23,70	25,23	26,69	28,06	29,37	30,60	31,76	32,86	33,89	34,86	35,77	36,63	37,43	38,18
I_t , тыс. руб.	12,02	12,02	12,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
$I_{t.диск}$, млн. руб.	12,02	10,93	9,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
$\sum_{t=0}^m \frac{I_t}{(1+r)^t}$, млн. руб.	12,02	22,94	32,88	32,88	32,88	32,88	32,88	32,88	32,88	32,88	32,88	32,88	32,88	32,88	32,88	32,88	32,88	32,88	32,88	32,88	32,88	32,88	32,88	32,88	32,88	32,88
NPV, млн. руб.	-12,02	-20,73	-28,45	-26,26	-24,11	-22,00	-19,96	-17,98	-16,07	-14,23	-12,47	-10,78	-9,17	-7,64	-6,19	-4,81	-3,51	-2,28	-1,11	-0,02	1,01	1,98	2,89	3,75	4,55	5,30
PI	1,16																									
T _{ок} , год.	19,01																									
IRR	0,11759																									

Расчет срока окупаемости:

$$T_{ок} = (t - 1) + \frac{\sum I_{диск} - \sum C_{диск}}{C_t} = (20 - 1) + \frac{32.877.623 - 32.859.555}{1.031.425} = 19,02 \text{ лет}$$

Также приведем график зависимости NPV по годам:

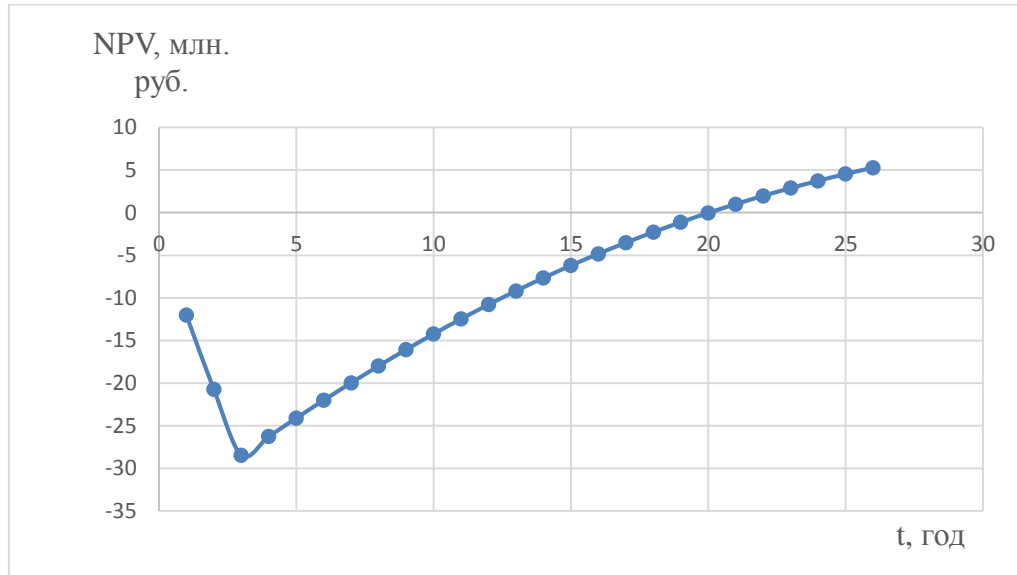


Рисунок 14 – NPV по годам для замены провода

Из расчетов видно, что замена линии хорошо справляется со своими техническими задачами, увеличивая МДП на 74 МВт, однако окупаемость данного проекта наступит только через 19 лет.

5.4.2 Оперативные отключения

Реализация данного мероприятия состоит из замены выключателей, израсходовавших свой потенциал. Замена осуществляется быстро. Поэтому реализация займет минимальную единицу времени, то есть один год. Однако отметим, что срок службы данного мероприятия также составляет один год, так как было принято, что ситуация превышения МДП в год составляет три-четыре раза, что и требует новой замены выключателей. Инвестиции поступают единовременно.

МДП при реализации данного мероприятия составляет 510 МВт, вместо 470 МВт. Предполагаемая прибыль будет равна:

$$Pr = (510 - 470) \cdot 2,7 \cdot 1000 \cdot 0,8 = 864.000 \text{ руб.}$$

В расчете не будут вычитаться постоянные издержки на капитальный ремонт, потому что срок эксплуатации «оперативных отключений» имеет продолжительность один год.

Данные расчета показателей представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Расчет эффективности оперативных отключений

Значения показателей по годам	Показатель					
	C_t , млн. руб.	$C_{t.диск.}$, млн. руб.	$\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}$, млн. руб.	I_t , млн. руб.	$I_{t.диск.}$, млн. руб.	$\sum_{t=0}^m \frac{I_t}{(1+r)^t}$, млн. руб.
1	0	0	0	26,45	26,45	26,45
2	27,31	24,83	24,83	0	0	26,45

Продолжение таблицы 30

Значения показателей по годам	Показатель			
	NPV, млн. руб.	PI	$T_{ок}$, год.	IRR
1	-26,45	0,939	–	0,0327
2	-1,62			

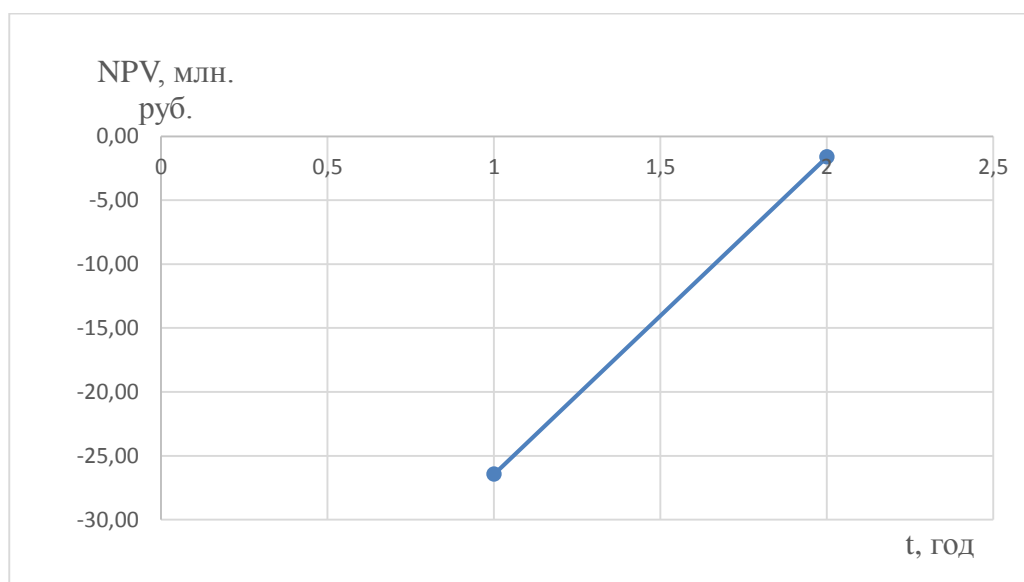


Рисунок 15 – NPV по годам для оперативных отключений

Как видно из рисунка 15, данный проект не окупится в течение своего срока службы.

5.4.3 Устройство поперечной компенсации

Установка конденсаторных батарей дело относительно быстрое, поэтому на поступление инвестиций будет единовременным. МДП при данном мероприятии составит 490 МВт, вместо 470 МВт. Предполагаемая прибыль:

$$Pr = (490 - 470) \cdot 2,7 \cdot 1000 \cdot 0,8 = 432.000 \text{ руб.}$$

Данная прибыль также, как и при линии, указана только на первый год, так как тариф на электроэнергию с каждым годом увеличивается.

При расчете данного средства увеличения МДП следует учесть постоянные издержки, учитывающие благоустройство электрооборудования на подстанции. Постоянная часть затрат принимается с учетом схемы электрических соединений и высшего напряжения ПС. Для ПС напряжением 220 кВ со схемой сборных шин на стороне ВН стоимость составляет 40500 руб.

Примем, что до первого капитального ремонта потребуется 30 лет.

Данные расчета показателей представлены в таблице 31.

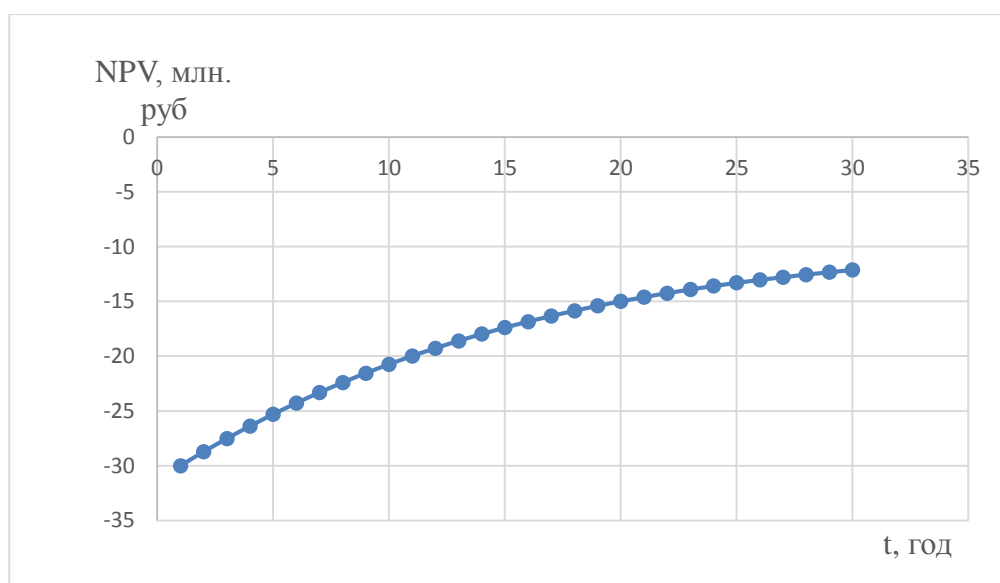


Рисунок 16 – NPV по годам для устройства поперечной компенсации

Из таблицы видно, что значение NPV остается отрицательным на всей продолжительности использования устройств поперечной компенсации вплоть до момента капитального ремонта. Определенно, данное средство является не эффективным как с технической стороны, так и с экономической.

Таблица 31 – Расчет эффективности устройств поперечной компенсации

Показатель	Значения показателей по годам																													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
C_t , млн. руб.	0,0	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8	2,9	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2
$C_{t.диск.}$, млн. руб.	0,0	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
$\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}$, млн. руб.	0,0	1,3	2,5	3,6	4,7	5,7	6,7	7,6	8,4	9,3	10,0	10,7	11,4	12,0	12,6	13,2	13,7	14,1	14,6	15,0	15,4	15,8	16,1	16,4	16,7	17,0	17,2	17,4	17,7	17,9
I_t , млн. руб.	30,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$I_{t.диск.}$, млн. руб.	30,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$\sum_{t=0}^m \frac{I_t}{(1+r)^t}$, млн. руб.	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
NPV, млн. руб.	-30,0	-28,7	-27,5	-26,4	-25,3	-24,3	-23,3	-22,4	-21,6	-20,7	-20,0	-19,3	-18,6	-18,0	-17,4	-16,8	-16,3	-15,9	-15,4	-15,0	-14,6	-14,2	-13,9	-13,6	-13,3	-13,0	-12,8	-12,6	-12,3	-12,1
PI	0,595																													
T _{ок} , ГОД.	-																													
IRR	0,05219																													

5.4.4 Фазоповоротное устройство

Чтобы установить фазосдвигающий трансформатор достаточно и одного года, поэтому инвестиции также поступят одновременно. МДП при реализации проекта составит 540 МВт. Вычислим предполагаемую прибыль:

$$Pr = (540 - 470) \cdot 2,7 \cdot 1000 \cdot 0,8 = 1.512.000 \text{ руб.}$$

Срок эксплуатации примем до первого капитального ремонта – 30 лет. Также следует учесть, как и в прошлом подпункте, постоянную часть затрат: 40500 руб.

Горизонт расчета примем 22 года.

Данные расчета показателей представлены в таблице 32.

Значения NPV по годам для фазоповоротного устройства представлены на рисунке 17.

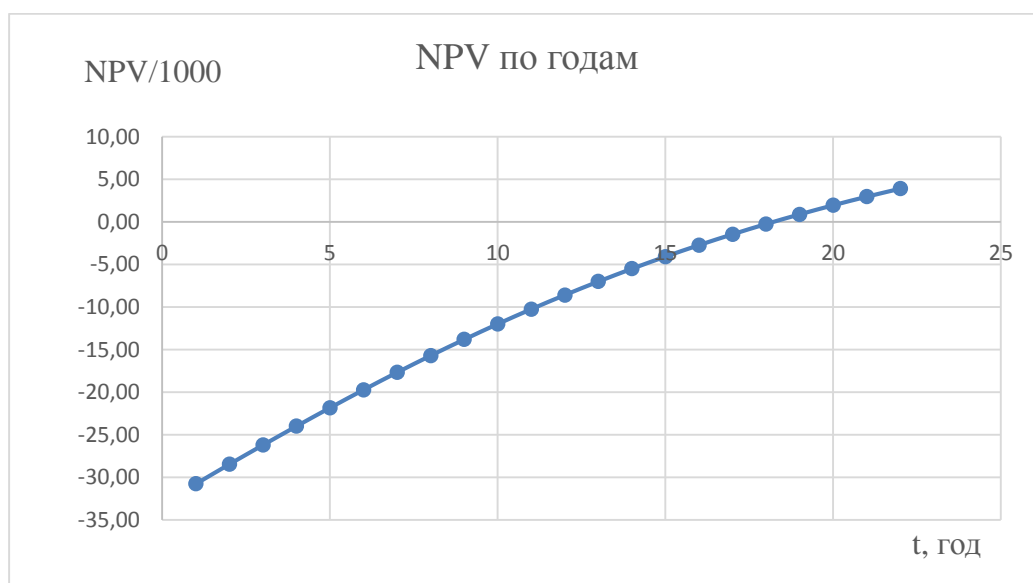


Рисунок 17 – NPV по годам для фазоповоротного устройства

Как видно из таблицы, в отличие от двух предыдущих мероприятий реализация данного проекта начинает окупаться до наступления момента капитального ремонта. Однако, положительное значение NPV наступает с 18 года эксплуатации, что относительно длительно.

Таблица 32 – Расчет эффективности фазоповоротного устройства

Показатель	Значения показателей по годам																					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
C_t , млн. руб.	0,00	2,54	2,72	2,94	3,17	3,39	3,62	3,84	4,06	4,29	4,51	4,74	4,96	5,18	5,41	5,63	5,86	6,08	6,30	6,53	6,75	6,98
$C_{t.диск.}$, млн. руб.	0,00	2,31	2,25	2,21	2,16	2,11	2,04	1,97	1,90	1,82	1,74	1,66	1,58	1,50	1,42	1,35	1,27	1,20	1,13	1,07	1,00	0,94
$\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}$, млн. руб.	0,00	2,31	4,55	6,77	8,93	11,04	13,08	15,05	16,95	18,76	20,50	22,16	23,75	25,25	26,67	28,02	29,29	30,50	31,63	32,70	33,70	34,64
I_t , млн. руб.	30,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
$I_{t.диск.}$, млн. руб.	30,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
$\sum_{t=0}^m \frac{I_t}{(1+r)^t}$, млн. руб.	30,75	30,75	30,75	30,75	30,75	30,75	30,75	30,75	30,75	30,75	30,75	30,75	30,75	30,75	30,75	30,75	30,75	30,75	30,75	30,75	30,75	30,75
NPV, млн. руб.	-30,75	-28,44	-26,20	-23,98	-21,82	-19,71	-17,67	-15,70	-13,80	-11,99	-10,25	-8,59	-7,00	-5,50	-4,08	-2,73	-1,46	-0,25	0,88	1,95	2,95	3,89
PI	1,1267																					
T _{ок} , год.	18,22																					
IRR	0,3119																					

Сведем все ранее рассчитанные показатели в одну таблицу.

Таблица 33 – Сводная таблица показателей экономической эффективности

Вид мероприятия	Δ МДП, МВт	PI	T _{ок} , год.	IRR	NPV, млн. руб.
Замена провода	74	1,16	19,02	0,118	5,298
Оперативные отключения	40	0,939	–	0,033	-1,62
Устройства поперечной компенсации	20	0,595	–	0,052	-12,1
Фазоповоротное устройство	70	1,13	18,22	0,312	3,89

Из таблицы 33 можно заметить, что предпочтительным мероприятием по увеличению максимально допустимого перетока является замена провода. При данной реализации будет достигнут максимальный прирост МДП. При замене провода будут превосходить такие показатели как индекс доходности (PI) и чистая приведенная стоимость (NPV).

Заметим, что по окупаемости (T_{ок}) и по внутренней норме доходности (IRR) лидирует проект по реализации фазоповоротного устройства. Также и остальные показатели не слишком отличаются от проекта по замене провода. Но в связи с тем, что фазоповоротные устройства только входят на российский рынок и нет большого опыта их эксплуатации, то предпочтительней будет использование традиционного способа, то есть замена провода с большей пропускной способностью.

Что касается двух остальных проектов, то экономическая оценка только доказывает их малую ресурсоэффективность. Напомним, что и с технической точки зрения, использование этих мероприятий также несет за собой малый эффект.

Заключение по главе

Из анализа конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности по общему показателю преимущество имеет мероприятие по установке противоаварийной автоматике, которое используется на сегодняшний день для контролируемого сечения ББУ-2. Однако, данное мероприятие для увеличения МДП использует отключение нагрузки, что является не благоприятной ситуацией для потребителя.

Остальные четыре мероприятия, в силу большого числа кольцевых соединений в Алтайской энергосистеме, не воздействуют на отключение потребителя.

Разумеется, традиционным способом увеличения МДП является установка линии с большей пропускной способностью, однако для этого требуются большие капиталовложения (из всех мероприятий, замена провода самая дорогостоящее). Окупаемость мероприятия велика, а также продолжительна и сама замена провода.

Экономическая оценка проекта по оперативным отключениям только лишней раз доказала его малую эффективность. Однако, не следует совсем исключать данное мероприятие. При некоторых схемо-режимных параметрах, оперативное отключение технически эффективнее, чем использование противоаварийной автоматики.

Что касается установки устройств поперечной компенсации, то здесь тоже ситуация опирается на характер режима. В данном случае, реализация данного мероприятия не целесообразно.

Последним и в тоже время современным является проект использования фазоповоротного устройства. Проект окупается, но за продолжительное время. На год быстрее, чем замена провода. Разумеется, в связи с отсутствием опыта работы с таким устройством, есть большая вероятность разного рода рисков.