

На правах рукописи

**Барков Константин Владимирович**

**АНАЛИЗ И МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ МАЛЫХ ГЭС**

Специальность 05.14.08

“Энергоустановки на основе возобновляемых видов энергии”

Автореферат  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

**Санкт-Петербург  
2005**

Работа выполнена на кафедре “Возобновляющиеся источники энергии и гидроэнергетика” ГОУ ВПО “Санкт-Петербургский государственный политехнический университет”.

Научный руководитель – доктор технических наук, профессор  
Елистратов Виктор Васильевич

Официальные оппоненты – доктор технических наук, профессор  
Тананаев Анатолий Васильевич  
– кандидат технических наук  
Бляшко Яков Иосифович

Ведущая организация: филиал ОАО “Инженерный центр ЕЭС”. “Институт  
ЛЕНГИДРОПРОЕКТ”

Защита состоится 21 июня 2005 г. в 16 часов на заседании диссертационного совета Д 212.229.17 при ГОУ ВПО “Санкт-Петербургский государственный политехнический университет” по адресу: 195251, г.Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29, гидротехнический корпус II, аудитория 411.

С диссертацией можно ознакомиться в фундаментальной библиотеке ГОУ ВПО “Санкт-Петербургский государственный политехнический университет.”

Автореферат разослан 20 мая 2005 г.

Ученый секретарь диссертационного совета

Орлов В.Т.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы.** В настоящее время, большую часть территории России (около 70%) составляют зоны децентрализованного энергоснабжения и неэлектрифицированные зоны. Из-за постоянного роста цен на органическое топливо, приводящего к значительному росту цен на электрическую энергию, обеспечение электрической и тепловой энергией населения в данных зонах становится затруднительным. Из-за недостатка топлива и перерывов в электроснабжении сельское хозяйство страны несёт огромные убытки, население многих деревень и поселков на Севере поставлено на грань выживания. Уже сейчас стоимость потребляемой электрической энергии, входящей в себестоимость производимой продукции, составляет 20% и более процентов.

Снижение надёжности электроснабжения, особенно в сельских районах, повышение стоимости топлива и его транспортировки в удалённые районы являются факторами, побуждающие местные администрации искать пути снижения энергозависимости от РАО “ЕЭС России” и поиск схем энергоснабжения с использованием местных, в особенности возобновляемых, энергоресурсов. Общая потребность в энергии уже сейчас настолько велика, что вопрос о предпочтении какого-либо вида не возникает – необходимо развивать все источники энергии, в том числе и местные энергоресурсы возобновляемых источников энергии.

Одним из наиболее эффективных направлений использования малых местных энергоресурсов возобновляемых источников энергии в России является использование энергии малых водотоков, обладающих значительным потенциалом при сравнительной простоте их использования, с помощью малых ГЭС (МГЭС). Несмотря на то, что гидроэнергетические проекты требуют капиталовложений превышающих этот показатель для ТЭС, они имеют значительно меньшие расходы при производстве электроэнергии, что обеспечивает их эффективность. Строительство малых ГЭС требует меньших начальных инвестиций, поэтому более реально в современных экономических условиях.

Таким образом, актуальность темы диссертационной работы определена экономической целесообразностью энергоснабжения отдалённых потребителей с помощью малых ГЭС.

**Цель диссертации** – разработка методики технико-экономических расчётов параметров МГЭС, проектируемых для энергоснабжения потребителей, удалённых от централизованных сетей.

**Основные задачи исследования.** Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие задачи:

- выполнить анализ технико-экономических показателей МГЭС с учётом строительства линий электропередач (ЛЭП). Определить структуру затрат на сооружение МГЭС и ЛЭП в зависимости от местоположения, типа МГЭС, длины ЛЭП и т. д.;

- создать методику оценки параметров МГЭС, которая позволит оценить потери электроэнергии при передаче по ЛЭП и выбрать оптимальные параметры МГЭС при энергоснабжении отдалённых потребителей;
- выполнить технико-экономические расчёты по определению стоимостных, количественных и удельных показателей МГЭС, ЛЭП;
- для определения целесообразности использования энергии от МГЭС для потребителей, рассмотреть и сравнить варианты энергоснабжения потребителя от МГЭС и от централизованного источника энергоснабжения;
- дать методические рекомендации для оценки экономического потенциала малой гидроэнергетики с учётом регионального расположения МГЭС и потерь при передаче электроэнергии по ЛЭП.

**Научная новизна работы** состоит в следующем:

1. обоснована целесообразность использования малой ГЭС как источника энергоснабжения для отдалённых потребителей;
2. выполнен анализ технико-экономических показателей МГЭС с учётом строительства ЛЭП от МГЭС до потребителя, независимо от их протяжённости;
3. разработана методика обоснования технико-экономических параметров МГЭС для электроснабжения отдалённых потребителей;
4. разработан алгоритм экономического сравнения вариантов энергоснабжения отдалённых от МГЭС с учётом обоснования технико-экономических параметров по критерию минимума стоимости электроэнергии у потребителя;
5. использование разработанных методов и рекомендаций автора позволяет выполнить экономическое сравнение вариантов энергоснабжения потребителя от МГЭС и от централизованного источника для любого региона России;
6. впервые был уточнён экономический потенциал малой гидроэнергетики на примере Северо-Западного и Центрального федеральных округов России с использованием разработанной методики.

**Практическая значимость работы.** Результаты выполненных исследований предназначены для использования при проектировании МГЭС. Использование разработанных методов и рекомендаций автора на стадии проектирования позволит повысить конкурентоспособность и экономическую эффективность энергоснабжения отдалённых потребителей от МГЭС, что крайне важно для улучшения социальной, экономической, энергетической и экологической обстановки в энергодефицитных районах России.

**Основные положения диссертации, выносимые на защиту:**

1. оценка современного состояния малой гидроэнергетики в России; решение проблемы энергоснабжения отдалённых потребителей в децентрализованных зонах России с помощью малых ГЭС;
2. результаты анализа технико-экономических показателей малых ГЭС (с учётом строительства ЛЭП). Структура затрат на сооружения МГЭС и ЛЭП;
3. методика технико-экономических расчётов параметров МГЭС; алгоритм экономического сравнения вариантов энергоснабжения потребителя от МГЭС и от централизованного источника с учётом обоснования технико-экономических параметров МГЭС;
4. результаты расчётов и выбор оптимальных параметров МГЭС при энергоснабжении потребителей;
5. сравнение вариантов энергоснабжения потребителя от МГЭС и от централизованного источника энергоснабжения (на примере строительства (реконструкции) МГЭС в Ленинградской области и в Приморском крае);
6. результаты расчёта экономического потенциала малой гидроэнергетики с учётом возможных потерь при передаче электроэнергии по ЛЭП.

**Апробация работы.** Основные положения диссертации доложены и одобрены на семинарах кафедры возобновляющихся источников энергии и гидроэнергетики Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, на международных конференциях: “Возобновляемая энергетика 2003: состояние, проблемы, перспективы” Санкт-Петербург; “Экобалтика-2004” Санкт-Петербург; “Нетрадиционная энергетика XXI века”, Симферополь.

**Достоверность полученных результатов.** Научные положения, выводы и рекомендации обоснованы и не противоречат известным и апробированным методам и подходам.

**Структура и объем работы.** Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы и приложения. Она содержит 172 страниц машинописного текста, 58 рисунков, 47 таблиц и список цитируемой литературы из 172 наименований.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** дано обоснование актуальности темы диссертационной работы, приводятся сведения о научной новизне и практической ценности работы, апробации разработок и исследований.

**В первой главе** рассматривается использование малой ГЭС как альтернативного источника энергоснабжения потребителей.

Проведена оценка современного состояния малой гидроэнергетики в России. Анализ малой гидроэнергетики в России показал, что страна обладает большими ресурсами малой гидроэнергетики. В настоящее время ресурсы малой гидроэнергетики, которые могут быть использованы, составляют 389,9

млрд. кВт\*час в год. Однако использованы они всего на 0,54% или 2,12 млрд. кВт\*час в год. Это означает, что масштабы развития малой гидроэнергетики могут быть значительными для развития энергоснабжения в децентрализованных районах России. Рассмотрены основные достижения в России по использованию энергии небольших водотоков, с помощью малых ГЭС. В своё время, в России было построено 6614 МГЭС, однако, в настоящее время более 90% МГЭС – списаны или законсервированы. Основными причинами спада строительства и вывода МГЭС из эксплуатации явились: значительные успехи в строительстве крупных тепловых, гидравлических и атомных электростанций; развитие электросетевого строительства.

В сложившейся экономической, экологической и энергетической ситуации не предвидится интенсивного строительства крупных станций. Возможности строительства больших ГЭС в европейской части страны практически исчерпаны. Из-за постоянного роста цен на органическое топливо, происходит значительный рост цен на электрическую энергию. Из-за большой протяжённости линий электропередач от крупных электростанций до отдалённых потребителей происходят значительные потери мощности, которые могут достигать до 40%. Данные потери учитываются в стоимости электроэнергии, за которую платят отдалённые потребители. Поэтому актуальным становится вопрос не только использования местных источников энергоснабжения, но и их приближение к потребителям.

В этой связи возрастает интерес к МГЭС, как к наиболее эффективным местным источникам энергоснабжения.

Строительство малых ГЭС более реально в современных экономических условиях, так как требует меньших начальных инвестиций; расходы при производстве электроэнергии намного меньше по сравнению с крупными электростанциями. Особенно актуальным и перспективным в нынешних условиях становится не только строительство, но и восстановление или реконструкция старых малых ГЭС. При реконструкции и восстановлении данных ГЭС, за счёт использования после ремонта существующих элементов гидротехнических сооружений, дорог, линий электропередач (ЛЭП), зданий ГЭС, сокращаются сроки ввода электростанции в эксплуатацию, экономятся средства.

Одним из основных достоинств МГЭС является их экологическая безопасность. В процессе их сооружения и последующей эксплуатации обеспечивается сохранение окружающей природы, отсутствуют вредные воздействия результатов строительства на свойства и качество воды, и, тем самым, обеспечивается возможность сохранения рыбохозяйственной значимости водоёмов, а также источников водоснабжения населения.

Вопросам обоснования основных параметров малых ГЭС посвящены работы С. А. Стрельковского, Е. Л. Шаца, В. В. Семёнова и других, улучшения технико-экономических показателей малых ГЭС – работы Д. Ф. Жукова, В. В. Скугарева, Ф. Т. Марковского и других, работы малых ГЭС в составе местных энергосистем – А. Г. Захарина, И. А. Караулова, В. Л. Кашакашвили и других,

эксплуатации малых ГЭС – Я. И. Флексера, В. М. Потапова и других. Однако в данных работах не рассматривались ЛЭП от МГЭС до потребителя, не учитывались возможные потери мощности в проводах ЛЭП.

Показано, что выбор малой ГЭС, как источника энергоснабжения для потребителей, может явиться альтернативой энергоснабжения (в сложившейся экономической и энергетической ситуации для России) по сравнению с другими источниками.

Исходя из этого, формируются задачи и цели исследований.

**Во второй главе** проведён анализ технико-экономических показателей МГЭС при передаче электроэнергии потребителю по ЛЭП. Для удобства анализа и выявления взаимосвязей между отдельными показателями такой системы выполнена классификация и структурирование показателей, приведённая на рисунке 1.

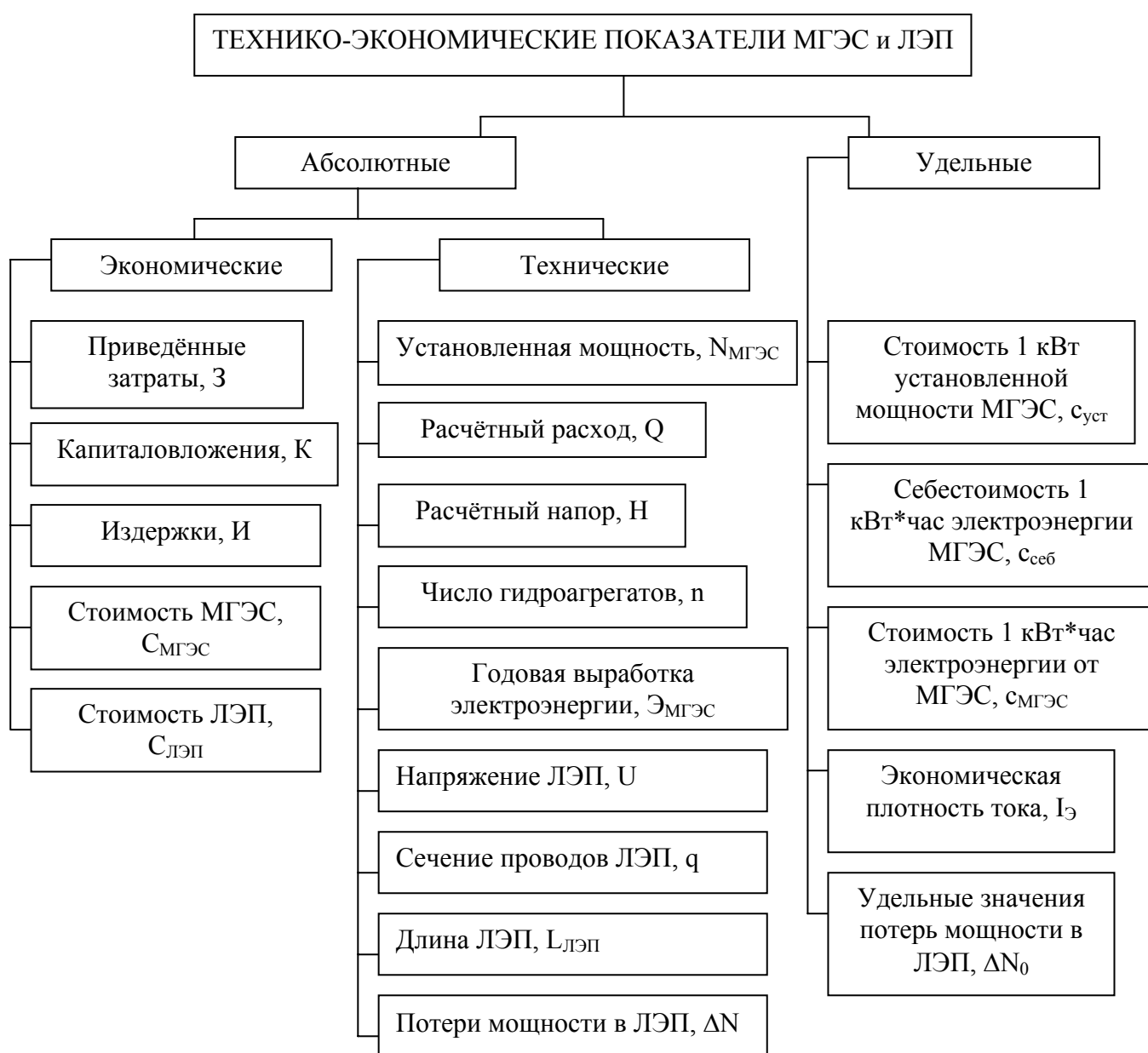


Рис. 1. Структура основных технико-экономических показателей МГЭС и ЛЭП

При анализе технико-экономических показателей установлена взаимосвязь между экономическими и техническими показателями МГЭС и ЛЭП. Так, при увеличении напряжения ЛЭП уменьшается установленная мощность и стоимость МГЭС, однако увеличивается стоимость ЛЭП.

Для формирования экономических показателей рассмотрены составляющие затрат при сооружении МГЭС с учётом передачи электроэнергии (рисунок 2) по данным проектных проработок конкретных МГЭС.

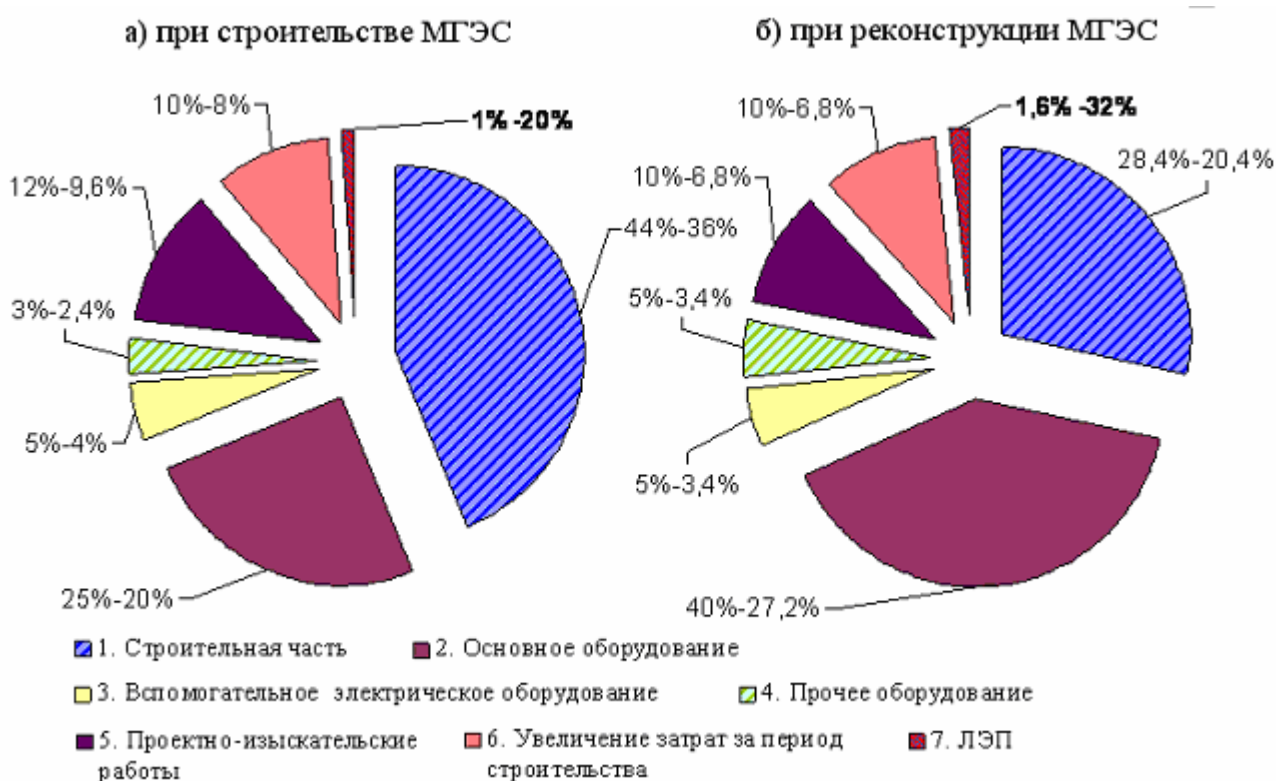


Рис. 2. Структура затрат на МГЭС при строительстве и при реконструкции

Для адекватности сопоставления приняты МГЭС с одинаковыми техническими показателями. Показано, что значения экономических показателей при новом строительстве МГЭС существенно отличаются от соответствующих значений при реконструкции МГЭС. Одной из основных причин такого расхождения является уменьшение доли строительной части в структуре затрат.

Выявлено влияние ЛЭП на структуру затрат. На малых расстояниях от МГЭС до потребителя доля ЛЭП в структуре затрат составляет до 1% при строительстве и до 2% при реконструкции МГЭС. При увеличении расстояния от МГЭС до потребителя, доля ЛЭП в структуре затрат возрастает при новом строительстве возрастает и может достигать 20%, при реконструкции – до 35%.

При энергоснабжении потребителя от МГЭС необходимо учитывать потери мощности, которые происходят в ЛЭП. Чтобы обеспечить потребителя требуемой мощностью, необходимо знание параметров ЛЭП (потерь мощности, класса напряжения, стоимостных показателей и других). Чем выше класс



напряжения, тем меньше потери мощности в ЛЭП, но их стоимость будет выше. Чем больше потери мощности в ЛЭП, тем больше должна быть установленная мощность МГЭС и соответственно больше её стоимость. В соответствии с этим ведётся поиск оптимальных значений между техническими и экономическими показателями МГЭС и ЛЭП в зависимости от месторасположения МГЭС и потребителя. Критерием оптимальности является минимум приведённых затрат.

Для потребителя при принятии решения об использовании энергоснабжения от МГЭС является не только требуемый объём электроэнергии, но и стоимость электроэнергии, по которой он будет её получать. Чем ниже будет значение приведённых затрат, тем ниже будет стоимость электроэнергии для потребителя.

**В третьей главе** представлена методика технико-экономических расчётов параметров МГЭС.

В качестве основного критерия принято наименьшее значение приведённых затрат:

$$\zeta = A_1 \hat{E} + \hat{E} \rightarrow \min; \quad (1)$$

$$\text{при } N_{\text{потр}} = \text{const}, \quad \mathcal{E}_{\text{потр}} = \text{const},$$

где: К - капитальные вложения, равные стоимости строительства (реконструкции) МГЭС и ЛЭП; И - ежегодные эксплуатационные издержки;  $E_H$  - коэффициент эффективности, принятый для условий сопоставимости вариантов равным 0,12;  $N_{\text{потр}}$  - мощность потребителя, кВт;  $\mathcal{E}_{\text{потр}}$  - количество электроэнергии, потребляемой от МГЭС, кВт\*час.

$$\mathcal{E}_{\text{потр}} = N_{\text{потр}} T, \quad (2)$$

где: Т - число часов использования установленной мощности МГЭС.

$$K = C_{\text{МГЭС}} + C_{\text{ЛЭП}}, \quad (3)$$

где:  $C_{\text{МГЭС}}$  - стоимость строительства МГЭС;  $C_{\text{ЛЭП}}$  - стоимость строительства ЛЭП от МГЭС до потребителя.

$$C_{\text{МГЭС}} = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 + C_6, \quad (4)$$

где:  $C_1$  - стоимость строительной части МГЭС;

$$C_1 = (0,35 \div 0,4) C_{\text{МГЭС}}, \quad (5)$$

$C_2$  - стоимость основного оборудования МГЭС;

$$C_2 = c_{\text{уд} N} N_{\text{МГЭС}}, \quad (6)$$

где:  $c_{\text{уд} N}$  - удельная стоимость 1 кВт установленной мощности МГЭС;

$N_{\text{МГЭС}}$  - установленная мощность МГЭС;

$C_3$  - стоимость вспомогательного и электрического оборудования;

$C_4$  - стоимость прочего оборудования;

$C_5$  - стоимость проектно-изыскательских работ;

$C_6$  - стоимость увеличения затрат за период строительства.

$$c_{\text{уд} N} = f(n), \quad (7)$$

где: n - число гидроагрегатов МГЭС.

$$n = f(N_{\text{МГЭС}}, Q, H, \dots, \mathcal{E}_{\text{МГЭС}}) \quad (8)$$

$$3,5 \text{ м} < H < 150 \text{ м},$$

где:  $Q$  – расчётный расход МГЭС,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$H$  – расчётный напор МГЭС,  $\text{м}$ ;

$\mathcal{E}_{\text{МГЭС}}$  - годовая выработка электроэнергии МГЭС,  $\text{кВт}\cdot\text{час}$ .

Установленная мощность МГЭС увеличивается по сравнению с мощностью потребителя на величину потерь мощности  $\Delta N$ :

$$N_{\text{МГЭС}} = N_{\text{потр}} + \Delta N, \quad (9)$$

где:  $\Delta N$  - потери мощности в проводах ЛЭП.

$$\Delta N = \Delta N_0 \sum S L_{\text{ЛЭП}} \quad (10)$$

$$(1 \text{ МВт} < N_{\text{потр}} < 10 \text{ МВт}, 0 \text{ км} < L_{\text{ЛЭП}} < 50 \text{ км}),$$

где:  $\Delta N_0$  - удельные значения потерь мощности в ЛЭП, сооружаемых с

экономической плотностью тока,  $\text{кВт}/\text{кВА}\cdot\text{км}$ ;

$\sum S L_{\text{ЛЭП}}$  - сумма линейных моментов полной мощности,  $\text{кВА}\cdot\text{км}$ ;

$S$  - полная мощность,  $\text{кВА}$ .

$$S = N_{\text{потр}} \cos \varphi, \quad (11)$$

где:  $\cos \varphi$  - коэффициент мощности;

$L_{\text{ЛЭП}}$  – длина ЛЭП от МГЭС до потребителя,  $\text{км}$ .

$$Q = N_{\text{МГЭС}} / (9,81 H \eta). \quad (12)$$

Годовая выработка электроэнергии МГЭС для потребителя определена с учётом потерь в ЛЭП:

$$\mathcal{E}_{\text{МГЭС}} = \mathcal{E}_{\text{потр}} + \Delta \mathcal{E}; \quad (13)$$

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta N T, \quad (14)$$

где:  $\Delta \mathcal{E}$  – потери электроэнергии за год в ЛЭП,  $\text{кВт}\cdot\text{час}$ ;

$$C_{\text{ЛЭП}} = f(G, q, L_{\text{ЛЭП}}, \dots, U), \quad (15)$$

( $G$  - масса проводов ЛЭП,  $\text{кг}$ ,  $q$  – сечение проводов ЛЭП,  $\text{мм}^2$ ,  $U$  – напряжение ЛЭП,  $\text{кВ}$ );

$$G = G_0 \sum S L_{\text{ЛЭП}}, \quad (16)$$

где:  $G_0$  - удельное значение расхода металла в ЛЭП, сооружаемых с

экономической плотностью тока,  $\text{кг}/\text{кВА}\cdot\text{км}$ ;

$$q = \frac{S}{\sqrt{3} U I_{\text{э}}}; \quad (17)$$

$$(0 \text{ км} < L_{\text{ЛЭП}} < 50 \text{ км}, 6 \text{ кВ} < U < 35 \text{ кВ}),$$

где:  $I_{\text{э}}$  - экономическая плотность тока,  $\text{А}/\text{мм}^2$ .

При определении ежегодных эксплуатационных издержек учитывались издержки на обслуживающий персонал МГЭС ( $I_{\text{о.п.}}$ ), на текущий ремонт ГТС, оборудования и ЛЭП ( $I_{\text{т.р.}}$ ), на запасные части к оборудованию и ЛЭП ( $I_{\text{з.}}$ ), на амортизационные отчисления МГЭС и ЛЭП ( $I_{\text{ам.}}$ ), прочие издержки ( $I_{\text{пр.}}$ ):

$$I = I_{\text{о.п.}} + I_{\text{т.р.}} + I_{\text{з.}} + I_{\text{ам.}} + I_{\text{пр.}}; \quad (18)$$

$$I_{\text{т.р.}} = 0,02(C_1 + C_2) + 0,02 C_{\text{ЛЭП}}; \quad (19)$$

$$I_{\text{з.}} = 0,01(C_2 + C_3 + C_4) + 0,01 C_{\text{ЛЭП}}; \quad (20)$$

$$I_{\text{ам.}} = 0,034 C_1 + 0,02(C_2 + C_3 + C_4) + 0,025 C_{\text{ЛЭП}}; \quad (21)$$

$$I_{\text{пр}} = 0,05(I_{\text{о.п.}} + I_{\text{т.р.}} + I_{\text{з.}} + I_{\text{ам}}). \quad (22)$$

Зависимости (2)-(22) позволяют выявить взаимосвязи между параметрами потребителя, МГЭС, ЛЭП и определить их количественные значения. Так, одним из важных факторов, который влияет на приведённые затраты является потеря мощности в ЛЭП. В качестве примера отображения результатов на рисунке 3 представлен график зависимостей потерь мощности в ЛЭП, класса напряжения, установленной мощности МГЭС и приведённых затрат при постоянной мощности потребителя 3 МВт.

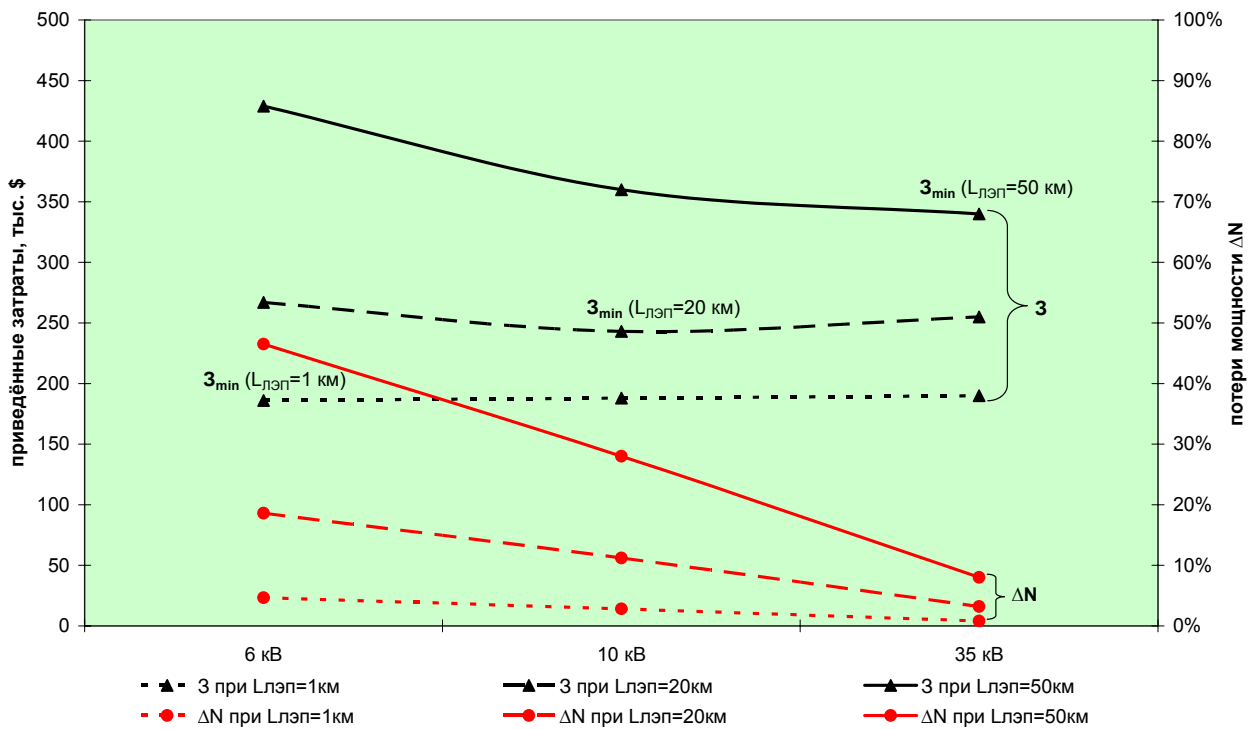


Рис. 3. Приведённые затраты и потери мощности в зависимости от класса напряжения и длины ЛЭП (при  $N_{\text{потр}} = \text{const}$ )

Характер изменения приведённых затрат меняется в зависимости от расстояния от МГЭС до потребителя. На больших расстояниях, с увеличением класса напряжения ЛЭП, приведённые затраты уменьшаются, а на малых расстояниях - увеличиваются. Это обусловлено тем, что на больших расстояниях потери мощности в ЛЭП меньшего класса в несколько раз больше, чем в ЛЭП более высокого класса. Для обеспечения потребителя требуемым количеством электроэнергии необходимо учесть эти потери при обосновании установленной мощности МГЭС. Чем больше потери, тем больше должна быть установленная мощность МГЭС и, следовательно, больше приведённые затраты. На малых расстояниях потери мощности в ЛЭП незначительны и целесообразно строить более дешёвые ЛЭП меньшего класса напряжения.

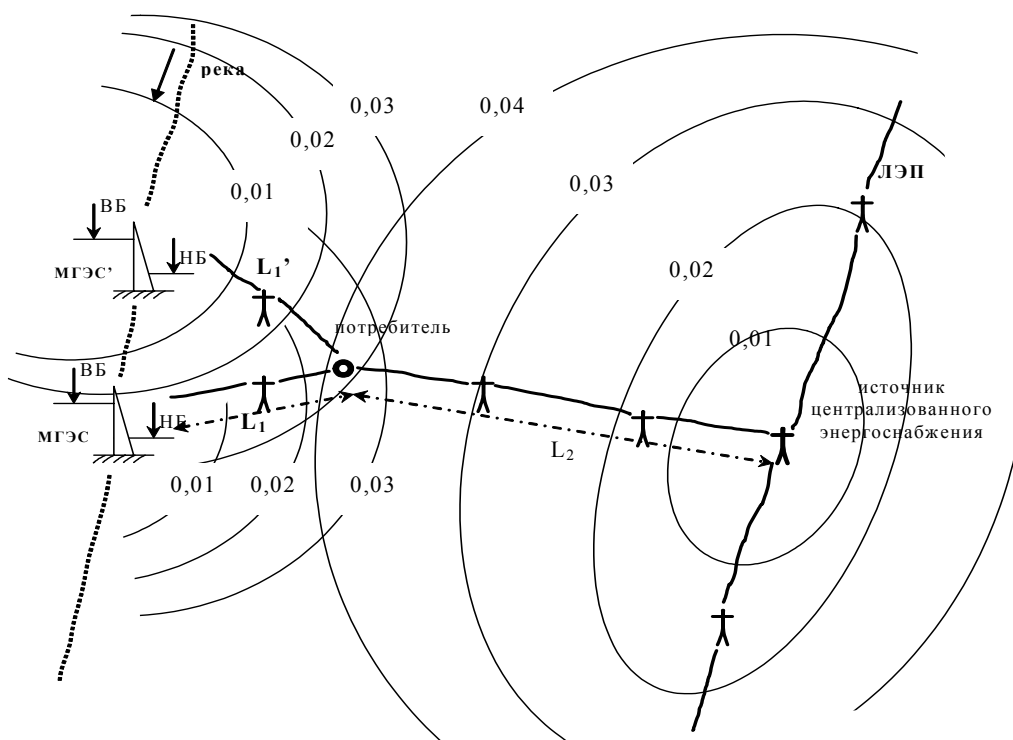
Данная методика позволяет обосновать основные параметры МГЭС и используется в определении варианта энергоснабжения потребителя. В качестве вариантов энергоснабжения автором рассмотрены 2 варианта: вариант

№1 - подача электроэнергии от МГЭС и вариант №2 - от централизованного источника.

При сравнении вариантов энергоснабжения важным фактором является расстояние от источника энергоснабжения до потребителя для варианта с МГЭС (вариант 1) изменение расстояния до потребителя (например: от  $L_1$  к  $L_1'$ , рисунок 4) меняет местоположение МГЭС на реке. Соответственно могут меняться тип и основные технические параметры МГЭС, определяемые гидрологическими и топографическими характеристиками.

Таким образом, варьирование расстоянием от потребителя до МГЭС сказывается на всех технико-экономических характеристиках МГЭС и на стоимости электроэнергии для потребителя.

На рисунке 4 показаны возможные области изменения стоимости электроэнергии для потребителя от МГЭС (расстояние  $L_1$  к  $L_1'$ ) или от централизованного источника ( $L_2$ ).



$L_1', L_1''$  – расстояние от МГЭС до потребителя (вариант №1);  
 $L_2$  – расстояние от источника централизованного энергоснабжения до потребителя (вариант №2);  
 0,01-0,04 – стоимость электроэнергии от варианта энергоснабжения №1,2.

Рис. 4. Возможные области изменения стоимости электроэнергии для потребителя от вариантов 1,2 в зависимости от месторасположения источников энергоснабжения

При расположении потребителя на больших расстояниях от централизованного источника строительство МГЭС может оказаться целесообразным; не требуется строить многокилометровые ЛЭП, потери мощности в ЛЭП будут в несколько раз ниже, чем в варианте 2, и,

следовательно, их доля будет незначительной в стоимости электроэнергии, за которую будут платить отдалённые потребители.

Основным критерием экономической эффективности вариантов энергоснабжения является наименьшее значение стоимости 1 кВт\*час поставленной электроэнергии потребителю:

$$c \rightarrow \min \quad (23)$$

$$\text{при } N_{\text{потр}} = \text{const}, \quad \mathcal{E}_{\text{потр}} = \text{const}, \quad t_{\text{ок1}} = t_{\text{ок2}} = \text{const},$$

где:  $c$  – стоимость 1 кВт\*час электроэнергии для потребителя;

$t_{\text{ок1}}, t_{\text{ок2}}$  - срок окупаемости проектов энергоснабжения потребителя по варианту 1 и варианту 2.

$$t_{\text{ок1}} = t_{\text{ок2}} = 1/E_{\text{н}}. \quad (24)$$

Вариант энергоснабжения потребителя от МГЭС целесообразен, если выполняется следующие условие:

$$c_1 < c_2, \quad (25)$$

где:  $c_1, c_2$  - стоимость 1 кВт\*час электроэнергии для потребителя по варианту 1 и варианту 2.

$$c_1 = (c_{\text{себ}} + c_{\text{п. н.}} + c_{\text{ин}} + c_{\text{н}}) N_{\text{МГЭС}} / N_{\text{потр}}, \quad (26)$$

где:  $c_{\text{п. н.}}$  – плановые накопления (2% от  $C_{\text{себ}}$ );

$c_{\text{ин}}$  – отчисления инвестору (определяются в зависимости от предполагаемого срока окупаемости, в % от  $c_{\text{себ}}$ );

$c_{\text{н}}$  – налоги (в федеральный, региональный и местный бюджеты);

$c_{\text{себ}}$  - себестоимость 1 кВт\*час выработанной электроэнергии МГЭС за год, дол. США\*кВт\*час:

$$c_{\text{себ}} = (I_{\text{о.п.}} + I_{\text{т. п.}} + I_3 + I_{\text{ам}} + I_{\text{пр}}) / (N_{\text{МГЭС}} T); \quad (27)$$

$$c_2 = f(L_{\text{ЛЭП}}, C_{\text{ЛЭП}}, c_{\text{т}}), \quad (28)$$

где:  $c_{\text{т}}$  – стоимость 1 кВт\*час электроэнергии по варианту 2 без учёта стоимости строительства ЛЭП, определена как тариф на электроэнергию, утверждённый региональной энергетической комиссией.

В зависимости от мощности потребителя определяется установленная мощность МГЭС. С увеличением установленной мощности, уменьшается стоимость электроэнергии для потребителя от МГЭС. Это обусловлено тем, что с увеличением установленной мощности уменьшаются издержки на производство 1 кВт электроэнергии МГЭС.

Использование разработанной методики позволило определить оптимальные параметры МГЭС, снизить потери мощности от МГЭС до отдалённого потребителя, определить экономическую эффективность энергоснабжения от МГЭС.

**Четвертая глава** посвящена исследованию и выбору оптимальных параметров МГЭС. Представлены основные результаты технико-экономических показателей строительства (реконструкции) МГЭС для потребителя  $N_{\text{потр}}=1-10$  МВт. Определены основные показатели ЛЭП: пропускная способность, потери мощности, стоимость ЛЭП.

Исследования показали, что на больших расстояниях целесообразно строить более дорогие ЛЭП (ЛЭП высокого напряжения). Так, при выборе ЛЭП

напряжением 35 кВ (по сравнению с ЛЭП 6 кВ) существенно снизятся потери мощности от МГЭС до потребителя (на расстоянии 20 км) с 18,6% до 3,2%. Стоимость 1 кВт\*час электроэнергии от МГЭС для потребителя  $N_{\text{потр}}=2$  МВт будет ниже при строительстве ЛЭП напряжением 35 кВ (0,0617 дол. США за 1 кВт\*час), чем при строительстве ЛЭП 6 кВ (0,0661 дол. США за 1 кВт\*час).

Средняя стоимость строительства ЛЭП 35 кВ на расстоянии 20 км составит – 410,6 тысяч дол. США, а ЛЭП 6 кВ – 260 тысяч дол. США.

Основным критерием выбора оптимальных параметров МГЭС при энергоснабжении отдалённых потребителей является значение приведённых затрат при строительстве (реконструкции) МГЭС.

На рисунке 5 представлены значения приведённых затрат при строительстве МГЭС в Ленинградской области для потребителя мощностью 2 МВт с учётом строительства ЛЭП 6, 10 и 35 кВ (в зависимости от расстояния МГЭС до потребителя  $N_{\text{потр}}=2$  МВт). Оптимальным вариантом считается тот, для которого значение приведённых затрат принимает наименьшее значение. С помощью данных значений были определены оптимальные параметры МГЭС (таблица 1) и составлена номограмма данных параметров в зависимости от класса напряжения и длины ЛЭП, представленная на рисунке 6.

Далее представлен анализ сравнения вариантов энергоснабжения потребителя от МГЭС (вариант №1) и от централизованного энергоснабжения (вариант №2). На рисунке 7 представлены значения стоимости 1 кВт\*час электроэнергии от вариантов 1,2 с учётом потерь мощности в ЛЭП в зависимости от мощности потребителя и его территориального размещения. Значения стоимости определены с учётом ценообразования на примере Ленинградской области.

В стоимости электроэнергии учтены необходимые отчисления инвестору за предоставленный кредит для реализации проектов энергоснабжения по вариантам 1 и 2 сроком на 8,3 года. Стоимость электроэнергии от варианта 1, в период окупаемости, для потребителя мощностью 1-5 МВт выше, чем от варианта 2. Это обусловлено тем, в варианте 1 отчисления инвестору значительны по сравнению с вариантом 2, так как они учитывают строительство МГЭС и ЛЭП при погашении кредита, а в варианте 2 – только ЛЭП, так как централизованный источник энергоснабжения существует и стоимость электроэнергии от него определена, как тариф на электроэнергию, утверждённый региональной энергетической комиссией. В результате анализа выявлено, что с увеличением расстояния в варианте 2 от источника энергоснабжения до потребителя растёт стоимость электроэнергии для потребителя. Основная причина роста стоимости электроэнергии – это значительные потери мощности в ЛЭП, за которые должны расплачиваться потребители. В данной ситуации, на небольших расстояниях, энергоснабжение потребителя по варианту 1 становится целесообразным.

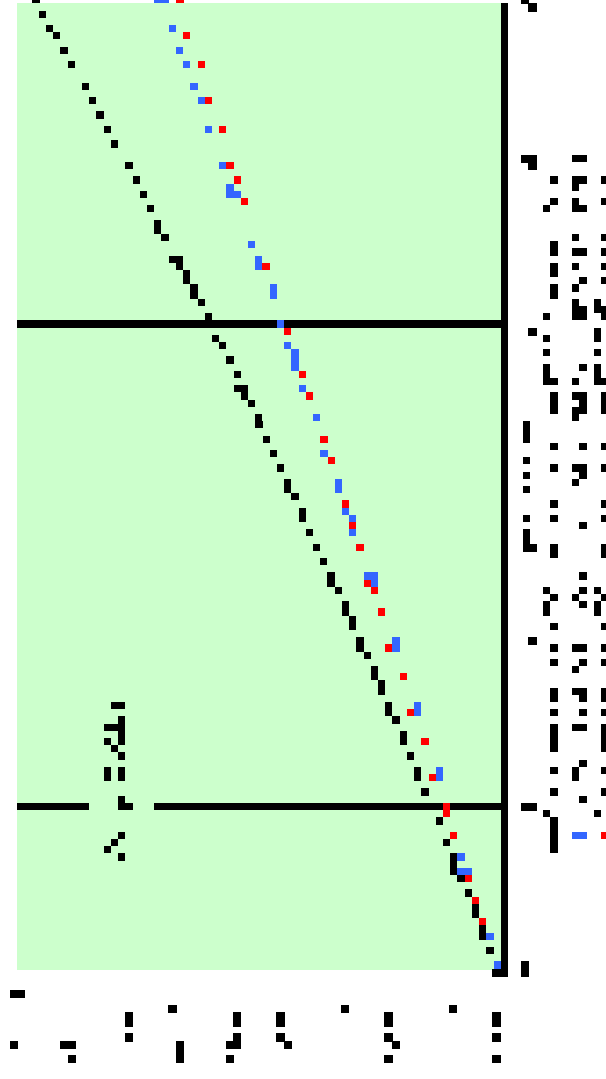


Рис. 5. Значения приведённых затрат при строительстве МГЭС в Ленинградской области для потребителя  $N_{\text{потр}}=2\text{МВт}$

	<1	2	5	8	9	10	15	20	25	30
$L_{\text{лэп}}$ , км										
$N_{\text{МГЭС}}$ , кВт	2 018,77	2 022,65	2 057,61	2 093,80	2 029,22	2 032,52	2 049,18	2 066,12	2 083,33	2 100,84
$Q$ , м <sup>3</sup> /с	63,91	59,76	55,27	51,55	48,61	47,41	42,24	38,15	34,84	32,11
$H$ , м	3,50	3,75	4,13	4,50	4,63	4,75	5,38	6,00	6,63	7,25
Тип гидроагрегата										
$\Delta E_{\text{МГЭС}}$ , ГВт*час/год	9,08	9,10	9,26	9,42	9,13	9,15	9,22	9,30	9,38	9,45
$\Delta N$ , МВт*час/год	84,49	101,94	259,26	422,11	131,49	146,34	221,31	297,52	375,00	453,78
$\Delta N$ , кВт	18,77	22,65	57,61	93,80	29,22	32,52	49,18	66,12	83,33	100,84
$\Delta N$ , %	0,93%	1,12%	2,80%	4,48%	1,44%	1,60%	2,40%	3,20%	4,00%	4,80%
Стоимость МГЭС	1 615 020	1 618 123	1 646 091	1 655 629	1 623 377	1 626 016	1 639 344	1 652 893	1 666 667	1 680 672
Тип ЛЭП (U, кВ - q, мм <sup>2</sup> )	6-95	10-60	10-60	10-60	35-16	35-16	35-16	35-16	35-16	35-16
Стоимость ЛЭП	11 200	26 667	66 667	106 667	176 000	195 556	293 333	391 111	488 889	586 667
Доля ЛЭП от стоимости (МГЭС+ЛЭП), %	0,69%	1,62%	3,89%	6,05%	9,78%	10,74%	15,18%	19,13%	22,68%	25,87%
СТОИМОСТЬ 1 кВт*час электроэнергии МГЭС на шинах станции, \$	0,0497	0,0501	0,0511	0,0520	0,0542	0,0547	0,0573	0,0598	0,0622	0,0646
СТОИМОСТЬ 1 кВт*час электроэнергии МГЭС у потребителя (с учётом потерь), \$	0,0502	0,0507	0,0525	0,0544	0,0550	0,0556	0,0587	0,0617	0,0648	0,0679

Таблица 1. Оптимальные параметры МГЭС в Ленинградской области для потребителя  $N_{\text{потр}}=2\text{МВт}$  в зависимости от класса напряжения и длины ЛЭП

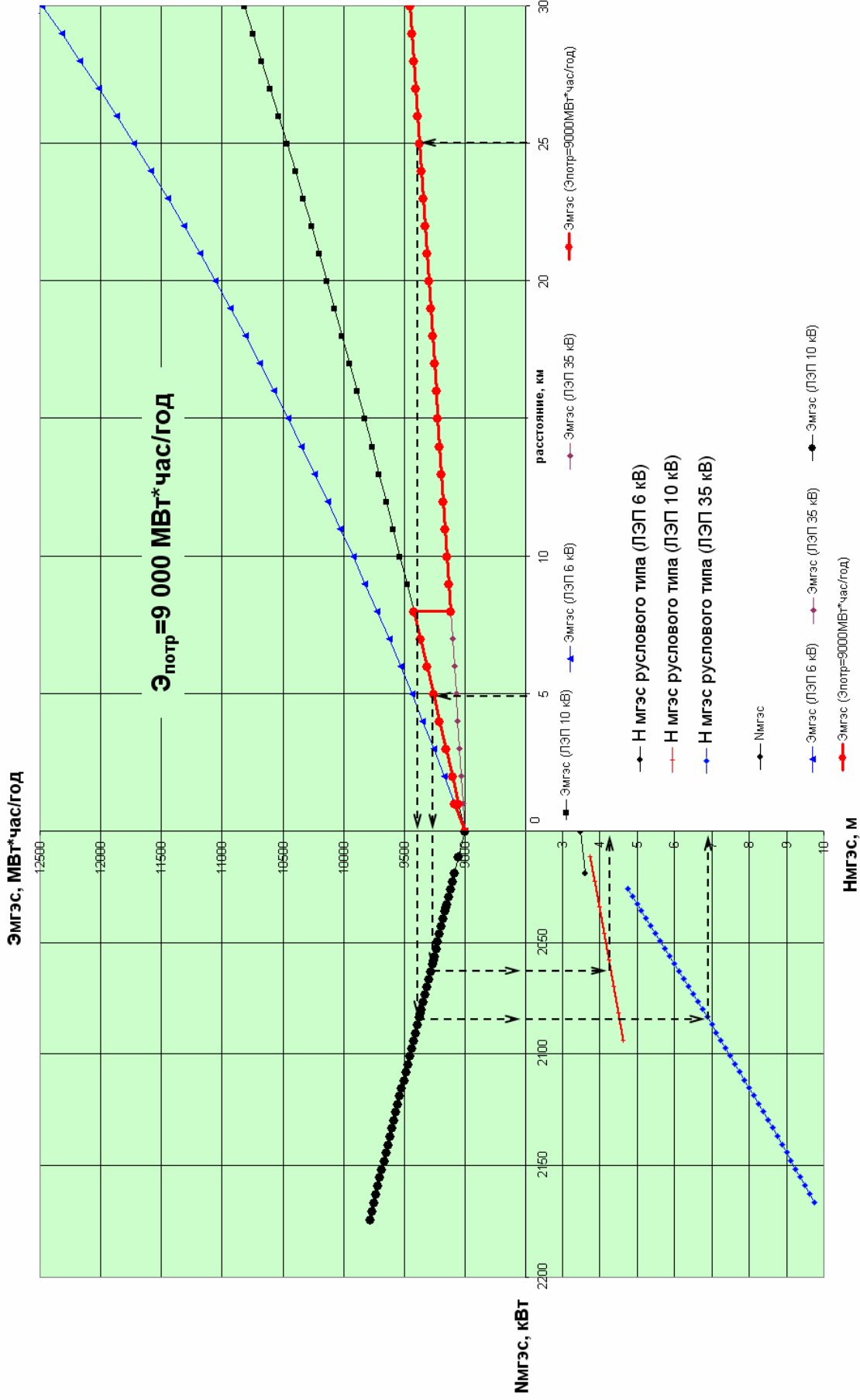


Рис. 6. Номограмма оптимальных параметров МГЭС в Ленинградской области для потребителя  $N_{\text{потр}}=2\text{МВт}$  в зависимости от класса напряжения и длины ЛЭП



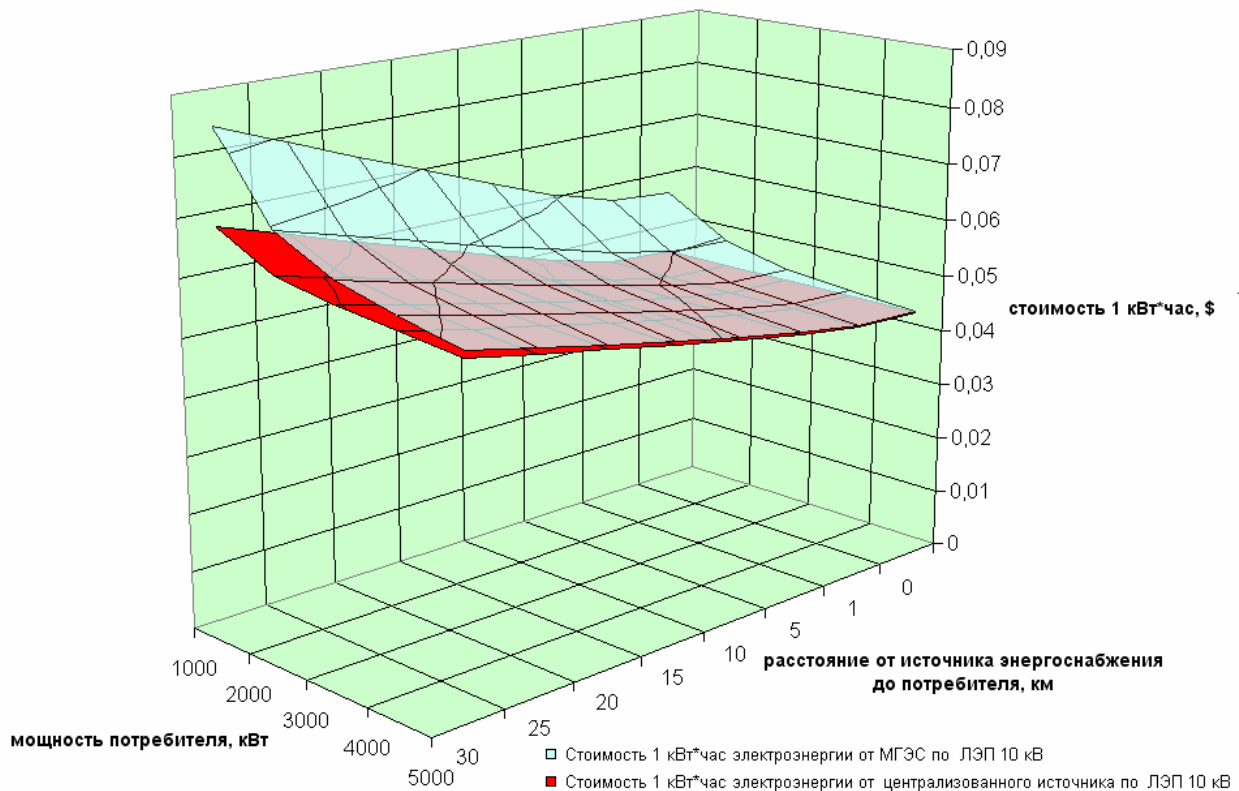


Рис. 7. Область изменения стоимости 1 кВт\*час электроэнергии для потребителя от варианта 1,2 по ЛЭП 10 кВ

Для потребителя мощностью 1 МВт энергоснабжение по варианту 1 может быть экономически эффективным, если рассматриваемый источник энергоснабжения в варианте 2 находится на расстоянии  $L_1 > 15,4$  км от потребителя, для потребителя мощностью 5 МВт – на расстоянии  $L_2 > 1,1$  км, рисунок 8. Для потребителей мощностью 5-10 МВт стоимость 1 кВт\*час электроэнергии по варианту 1 ниже, чем по варианту 2.

При возврате кредита инвестору в установленный срок, стоимость электроэнергии для потребителя по варианту 1 становится в несколько раз ниже, чем по варианту 2, (рис. 9).

Это обусловлено тем, что стоимость электроэнергии в варианте 1 уже определена как себестоимость электроэнергии от МГЭС, а в варианте 2 по-прежнему – с учётом тарифа на электроэнергию, утверждённого региональной энергетической компанией. Также предполагается, что после погашения кредита в варианте 1 собственником МГЭС и ЛЭП становится потребитель, а в варианте 2 потребителю будет принадлежать только ЛЭП до централизованного источника энергоснабжения.

С применением разработанной методики технико-экономических расчётов параметров МГЭС автором предложено учитывать потери мощности в ЛЭП от МГЭС до потребителя при оценке экономического потенциала малой гидроэнергетики России.

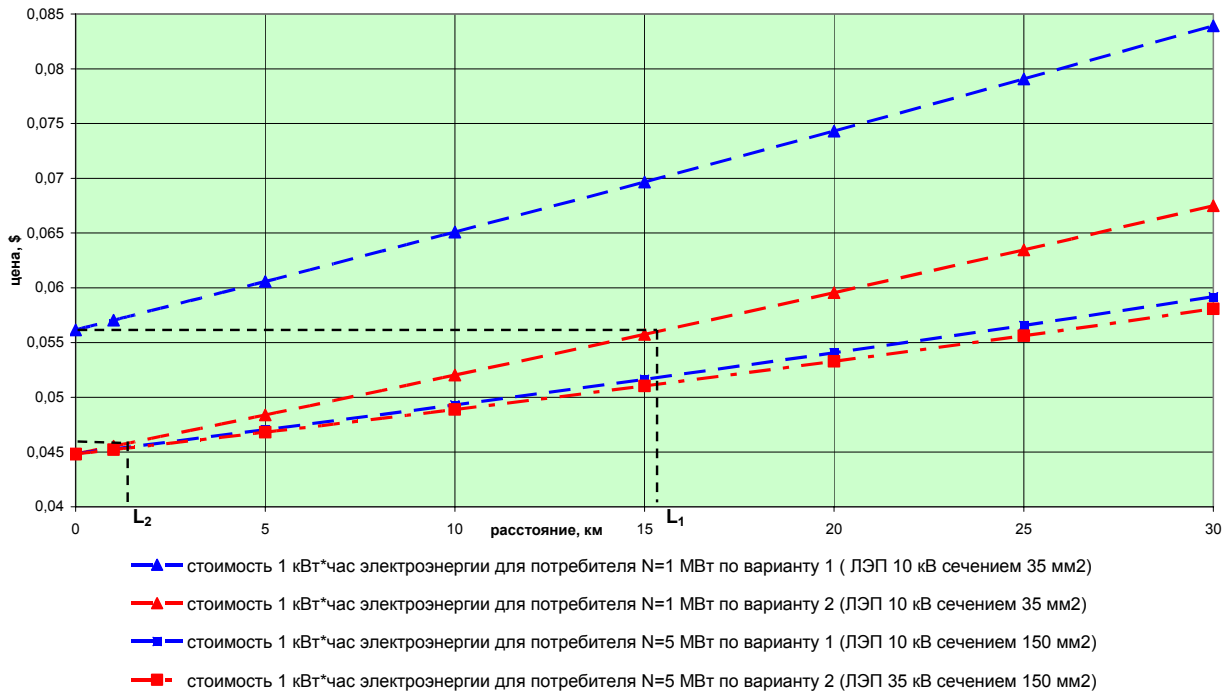


Рис. 8. Стоимость 1 кВт\*час электроэнергии для потребителя мощностью 1-5 МВт по вариантам 1 и 2

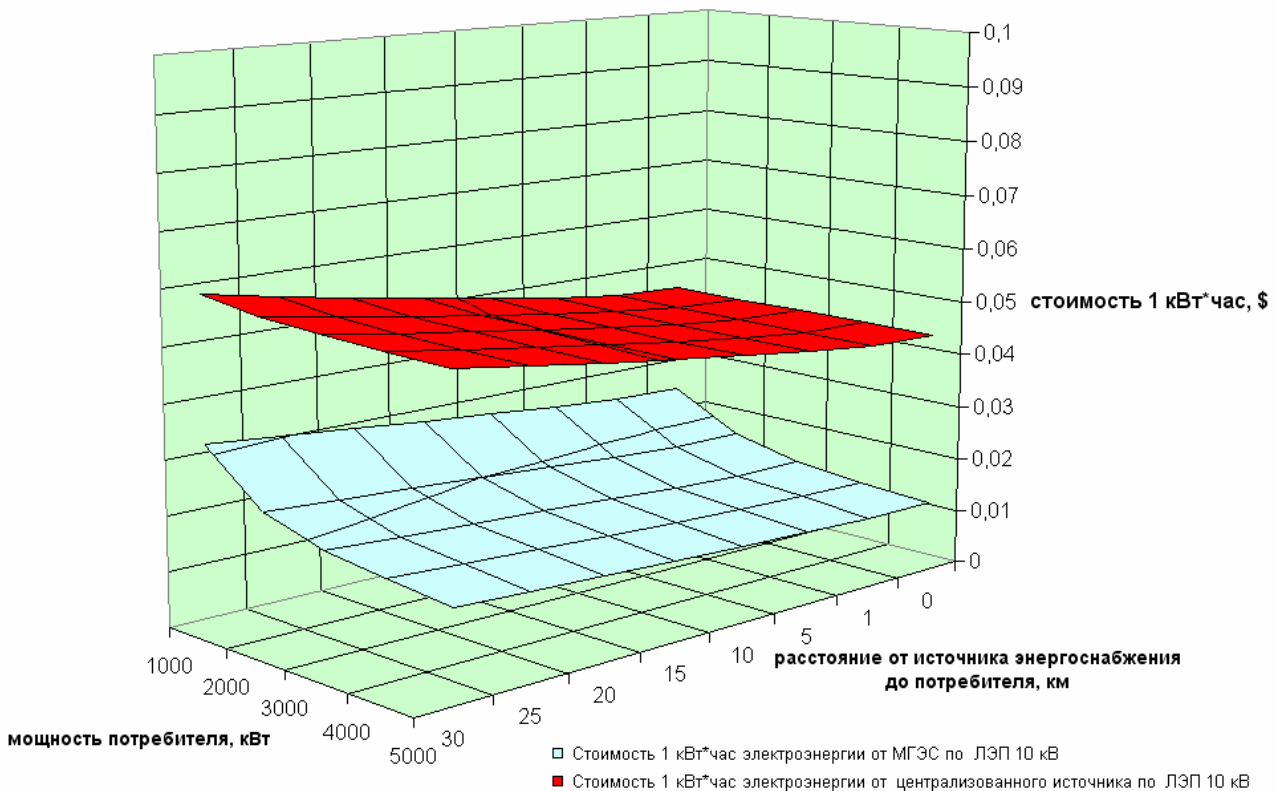


Рис. 9. Область изменения стоимости 1 кВт\*час электроэнергии для потребителя от варианта 1,2 по ЛЭП 10 кВ при условии возврата кредита инвестору в установленный срок

Наиболее полная оценка ресурсов малой гидроэнергетики страны была осуществлена в 1967 году в институте “Гидропроект” имени С. Я. Жука авторским коллективом во главе с А. Н. Вознесенским. Однако, в данной оценке не учитывались потери мощности, которые возможны при передаче электроэнергии от МГЭС к потребителю. Этот фактор был исследован. При определении потерь мощности были учтены следующие факторы: плотность населения, расстояние от МГЭС до потребителя, мощность МГЭС, класс напряжения ЛЭП, максимальное расстояние от МГЭС до потребителя не больше 20 км. С учётом полученных значений максимально возможных потерь электроэнергии от МГЭС к потребителю был уточнён экономический потенциал малой гидроэнергетики для Северо-Западного (4,239 млрд. кВт\*час, потери – 3,65%) и Центрального (0,233 млрд. кВт\*час, потери – 1,04%) округов России.

**Выводы.** Основные результаты выполненной диссертационной работы кратко можно сформулировать следующим образом:

1. показано, что проблема энергоснабжения в децентрализованных зонах России может быть успешно решена с помощью малых ГЭС. В сложившейся экономической и энергетической ситуации для децентрализованных районов России МГЭС является альтернативой энергоснабжения отдалённых потребителей по сравнению с другими источниками энергоснабжения;
2. выполнен анализ технико-экономических показателей МГЭС с учётом строительства ЛЭП от МГЭС до потребителя. Анализ технико-экономических показателей позволил установить взаимосвязь между отдельными стоимостными, количественными и удельными показателями МГЭС и ЛЭП;
3. создана методика технико-экономических расчётов параметров МГЭС. Использование данной методики позволяет выбрать оптимальные параметры МГЭС при энергоснабжении отдалённых потребителей и значительно снизить возможные потери мощности при передаче электроэнергии по ЛЭП;
4. выполнены экономические расчёты в малой гидроэнергетике с учётом созданной методики, которые позволили определить себестоимость электроэнергии МГЭС и стоимость электроэнергии от МГЭС для потребителя с учётом потерь мощности в проводах ЛЭП;
5. рассмотрены варианты энергоснабжения потребителей от МГЭС и от централизованного источника энергоснабжения (на примере строительства (реконструкции) МГЭС в Ленинградской области и в Приморском крае);
6. проведена оценка экономического потенциала малой гидроэнергетики по экономическим районам России с учётом возможных потерь в ЛЭП от МГЭС до потребителя.

## **Основные результаты диссертационной работы опубликованы:**

1. Малая гидроэнергетика – альтернатива энергоснабжения отдалённых потребителей/Барков К. В., Елистратов В. В.//Сборник докладов международной конференции “Возобновляемая энергетика 2003: состояние, проблемы, перспективы”. СПб, издательство СПбГПУ, 2004. С. 331-333.
2. Воздействие малых ГЭС на окружающую среду/Барков К. В., Елистратов В. В.//Материалы семинаров политехнического симпозиума “Молодые учёные – промышленности Северо-Западного региона”. СПб, издательство СПбГПУ, 2004. С. 14-15.
3. Современное состояние малой гидроэнергетики в России/Барков К. В., Елистратов В. В.//Материалы семинаров политехнического симпозиума “Молодые учёные – промышленности Северо-Западного региона”. СПб, издательство СПбГПУ, 2004. С. 6-7.
4. Малые ГЭС – экологически чистый способ получения электроэнергии/Барков К. В., Елистратов В. В.//Материалы V Международного молодёжного экологического форума стран балтийского региона “Экобалтика-2004”. СПб, издательство СПбГПУ, 2004. С. 56.
5. К вопросу оценки экономического потенциала малой гидроэнергетики России с учётом потерь при передаче электроэнергии/Барков К. В., Елистратов В. В.// Материалы V Международной научно-практической конференции “Нетрадиционная энергетика XXI века”. Симферополь, ИВЭ НАН Украины, 2004. С. 84.