

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
институт

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.С.Торопов
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2024 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

Анализ загруженности электрических сетей 10/0,4 пос. Ташеба
тема

Руководитель _____
подпись, дата

доцент, к.т.н.
должность, ученая степень

Е.В.Платонова
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

А.Ю.Тербежеков
инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____
подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
институт

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ А.С.Торопов

подпись

инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2024 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в виде бакалаврской работ

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Анализ загруженности электрических сетей 10/0,4 кВ пос. Ташеба» содержит 48 страниц текстового документа, 25 использованных источников, 3 листа графического материала.

Объект исследования – электрические сети 10/0,4 пос. Ташеба.

ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ПОТРЕБИТЕЛЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ, КОЭФФИЦИЕНТ ЗАГРУЗКИ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.

Целью бакалаврской работы является разработка мероприятий по снижению загруженности электрических сетей 10/0,4 кВ поселка Ташеба.

В теоретической части рассмотрены особенности и значение сетей 10/0,4 кВ, а также представлена характеристика объекта.

В аналитической части произведен анализ и расчет электрических нагрузок трансформаторных подстанций поселка по потреблению электроэнергии потребителями, были построены графики нагрузок ТП по годам, и произведен более детальный анализ проблемных подстанций в течение нескольких месяцев, также были построены графики нагрузки.

В практической части приведены мероприятия по снижению нагрузки ТП, были рассчитаны несколько вариантов модернизации сети и были посчитаны технико – экономические показатели.

Практическая значимость работы ВКР заключается в том, что данные исследования и полученные результаты могут быть использованы для разработки проектной документации на модернизацию электрических сетей 10/0,4 кВ поселка Ташеба, что позволит повысить надежность и качество электроснабжения.

THE ABSTRACT

Final qualifying work on the topic "Analysis of the load of 10/0.4 kV electric networks in the village. Tasheba" contains 48 pages of a text document, 25 sources used, 3 sheets of graphic material.

TRANSFORMER SUBSTATION, ELECTRICITY CONSUMER, ELECTRICAL LOAD, TECHNICAL AND ECONOMIC COMPARISON, LOAD FACTOR, REACTIVE POWER COMPENSATION.

Object of study – electrical networks 10/0.4 village of Tasheba.

The purpose of the bachelor's work is to develop measures to reduce the load on 10/0.4 kV electrical networks in the village of Tasheba.

The theoretical part examines the features and significance of 10/0.4 kV networks, and also presents the characteristics of the object.

In the analytical part, the electrical loads of the village's transformer substations were analyzed and calculated based on electricity consumption by consumers, TP load graphs were built by year, and a more detailed analysis of problem substations was carried out over several months, load graphs were also built.

In the practical part, measures to reduce the load on transformer networks are presented, several options for upgrading the network were calculated, and technical and economic indicators were calculated.

The practical significance of the work of the research and development work lies in the fact that these studies and the results obtained can be used to develop design documentation for the modernization of 10/0.4 kV electrical networks in the village of Tasheba, which will improve the reliability and quality of power supply.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Теоретическая часть.....	5
1.1 Особенности и значение электрических сетей 10/0,4 кВ как связующего элемента.	5
1.2 Характеристика объекта.....	6
2 Аналитическая часть.....	9
2.1 Анализ годовой загруженности ТП.	9
2.2 Анализ динамики изменения нагрузок проблемных трансформаторных подстанций по месяцам.	18
3 Мероприятия по снижению загруженности ТП.....	29
3.1 Компенсация реактивных нагрузок ТП.....	31
3.2 Реконструкция электрической сети 10/0,4 кВ.....	34
3.2.1 Вариант 1 – Замена трансформатора с учетом компенсации реактивной мощности.....	34
3.2.2 Вариант 2 – Замена трансформатора без компенсации реактивной мощности	36
3.2.3 Вариант 3 – Замена однитрансформаторной ПС на двухтрансформаторную ПС.....	37
4. Экономическое сравнение вариантов модернизации.....	38
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	43
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	44

ВВЕДЕНИЕ

Электрические сети играют ключевую роль в обеспечении энергетической устойчивости и надежности энергоснабжения населенных пунктов. В данной работе проводится анализ загруженности электрических сетей поселка Ташеба, с целью выявления участков с наибольшей нагрузкой, определения динамики изменения загрузки и выявления возможных проблемных зон. Особенностью электрической сети 10/0,4 кВ сельского населенного пункта Ташеба является ее протяженность и неравномерная загруженность подстанций, что приводит к значительному снижению качества напряжения по критерию его отклонения, а также к дополнительным потерям мощности и электроэнергии в элементах сети.

Объект исследования – электрические сети 10/0,4 пос. Ташеба.

Исследование данной темы актуально, поскольку позволяет оптимизировать работу электрических сетей, предотвращать перегрузки и сбои в энергоснабжении, а также повышать эффективность системы в целом. В поселке Ташеба наблюдается рост числа потребителей, увеличение энергопотребления и неравномерность нагрузки.

Целью данной работы является разработка мероприятий по снижению загруженности электрических сетей 10/0,4 кВ поселка Ташеба.

Задачи исследования:

а) Проанализировать загрузки трансформаторных подстанций, построить годовые графики нагрузок.

б) Рассмотреть подробную динамику изменения нагрузок проблемных ТП по месяцам, построить графики нагрузок.

в) Разработать мероприятия по снижению загруженности ТП

г) Провести технико-экономическое сравнение разработанных вариантов с учетом капитальных и эксплуатационных затрат и выбрать наиболее эффективный

1 Теоретическая часть

1.1 Особенности и значение электрических сетей 10/0,4 кВ как связующего элемента.

Электрические сети 10/0,4 кВ играют важную роль в системе электроснабжения, выполняя функцию связующего звена между высоковольтными сетями и конечными потребителями. Их основное назначение – преобразование высокого напряжения, которое передается по линиям электропередачи 35 кВ и выше, в низкое напряжение 0,4 кВ, безопасное для использования в бытовых и промышленных целях. [9]

Особенностями сети 10/0,4 кВ являются:

а) Низкое напряжение. Использование низкого напряжения обеспечивает безопасность для жизни и здоровья людей, а также сохранить электрооборудование в порядке.

б) Разветвлённая структура. Сети охватывают значительные территории и обеспечивают электроэнергией большое количество потребителей.

в) Близость к потребителям. Трансформаторные подстанции, являющиеся основными элементами сетей 10/0,4 кВ, размещаются вблизи потребителей, что позволяет снизить потери при её передаче.

г) Разнообразие нагрузок. Сети 10/0,4 кВ питают самые разные типы нагрузок – от бытовых потребителей до промышленных предприятий, что предъявляет повышенные требования к их надежности и качеству электроэнергии.

Связующая роль сетей 10/0,4 кВ заключается в преобразовании высокого напряжения, поступающего от подстанций более высокий классов напряжения. Обеспечение распределения электроэнергии между отдельными потребителями с учетом их мощности. Предусмотрены системы релейной защиты, позволяющие предотвращать аварийные ситуации.

Электрические сети 10/0,4 кВ являются не только важнейшим звеном электроэнергетической системы, но и одним из ключевых элементов

инфраструктуры, обеспечивающим комфортную жизнь и устойчивое развитие общества. Их роль будет только возрастать в связи с постоянно растущим электропотреблением, внедрением новых технологий энергетики.

1.2 Характеристика объекта

Посёлок Ташеба, расположенный в Усть-Абаканском районе Республики Хакасия, является объектом исследования данной дипломной работы. Электроснабжение посёлка относится к 3 категории надежности в соответствии с требованиями ПУЭ п. 1.2.21, что обусловлено наличием в нём потребителей, допускающих перерыв в электроснабжении на срок не более 72 часов.

Ташеба находится в 30 км к юго-западу от районного центра – пгт Усть-Абакан и в 15 км от города Абакан. Благоприятное географическое положение посёлка определяется наличием железнодорожной станции Ташеба, расположенной на линии Новокузнецк — Абакан Красноярской железной дороги и имеющей ветку на Черногорск (без пассажирского движения).

На территории посёлка, численность населения которого на 2024 год составляет около 1300 человек, работают следующие предприятия:

А) Железнодорожная станция (с функциями пропуска поездов с контрольно-техническим осмотром, подачи и расстановки вагонов);

Б) Предприятие «Вторчермет» (специализирующееся на отгрузке и переработке металлолома);

В) Песчано-гравийный карьер.

Социальная инфраструктура посёлка представлена начальной школой, сельским клубом и библиотекой.

Электроснабжение потребителей посёлка Ташеба осуществляется по сети 10 кВ. В качестве основных источников электроснабжения используются однострансформаторные подстанции (ТП) напряжением 10/0,4 кВ, подключенные к воздушным линиям электропередачи (ВЛ) 10 кВ.

Схема исследуемых трансформаторных подстанций указана на рисунке

1

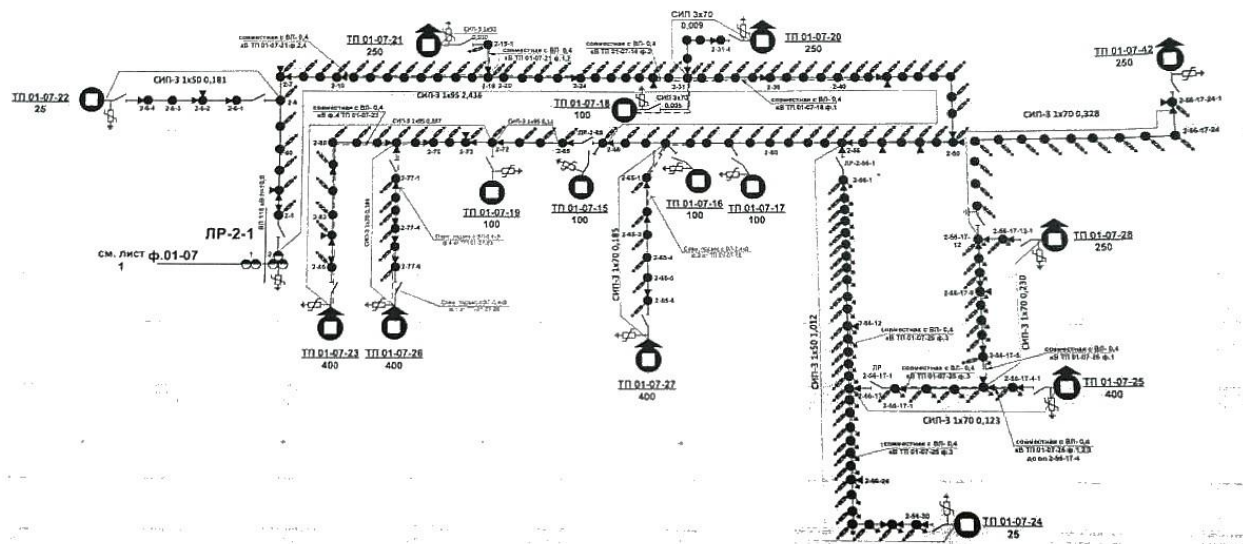


Рисунок 1 – Схема трансформаторных подстанций

Перечень подстанций и мощности трансформаторов приведены в таблице 1

Таблица 1– Реестр установленных трансформаторных подстанций

Наименование ТП(КТП)	Присоединенная мощность ТП, кВА
ТП 01-07-15	100
ТП 01-07-16	100
ТП 01-07-17	100
ТП 01-07-18	100
ТП 01-07-19	100
ТП 01-07-20	250
ТП 01-07-21	250
ТП 01-07-22	25
ТП 01-07-23	400
ТП 01-07-25	400
ТП 01-07-26	400
ТП 01-07-27	400
ТП 01-07-28	250
ТП 01-07-42	250
ТП 01-08-01	160
ТП 27-08-01	400

Продолжение таблицы 1

ТП 27-08-03	400
ТП 27-08-04	400
ТП 27-08-05	250

Линии 10 кВ (фидеры) – используются для передачи электроэнергии от подстанций к конечным потребителям. Обычно фидеры различаются по номеру их подключением к трансформаторным подстанциям (ТП) или к подключенным участкам. Линия 10 кВ обеспечивает достаточно высокое напряжение для передачи энергии на длинные расстояния без значительных потерь, что позволяет эффективно питать различные районы и потребителей.

В таблице 2 указаны фидеры и подключенные к ним однострансформаторные подстанции.

Таблица 2 – Список трансформаторных подстанций, подключенных к фидерам.

Фидер	ТП
01-08	ТП 01-08-01
01-07	ТП 01-07-15
	ТП 01-07-16
	ТП 01-07-17
	ТП 01-07-18
	ТП 01-07-19
	ТП 01-07-20
	ТП 01-07-21
	ТП 01-07-22
	ТП 01-07-23
	ТП 01-07-25
	ТП 01-07-26
	ТП 01-07-27
	ТП 01-07-28
ТП 01-07-42	
27-08	ТП 27-08-01
	ТП 27-08-03
	ТП 27-08-04
	ТП 27-08-05

2 Аналитическая часть

2.1 Анализ годовой загрузки ТП.

В данном разделе мы проведем детальный анализ годовой загрузки трансформаторных подстанций. Анализ будет основан на данных о потребляемой мощности, времени работы ТП, а также других показателях, предоставленными филиалом ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго», которая осуществляет передачу и распределение электроэнергии на территории Сибирского Федерального округа. ПАО «Россети Сибирь» обслуживает потребителей в республиках Горный Алтай, Бурятия, Хакасия, Тыва в Алтайском, Забайкальском, Красноярском краях, Кемеровской, Омской областях.

Результаты анализа будут иметь важное значение для:

А) Оценки эффективности работы ТП

Анализ позволит узнать насколько эффективно используется мощность ТП.

Б) Планирования развития электроснабжения

Анализ позволит определить потребность в увеличении мощности трансформаторов, установке дополнительных трансформаторов.

В) Повышения надежности электроснабжения

Анализ позволит выявить потенциальные проблемы с перегрузкой ТП, что позволит своевременно принять меры для их устранения и повысить надежность электроснабжения поселка

Рассмотрим ТП 01-07-15 и проведем анализ загрузки ТП по годам

В таблице 3 приведен реестр потребляемой электроэнергии потребителями ТП 01-07-15 с 2018 по 2023 год.

Таблица 3 – Потребляемая электроэнергия ТП 01-07-15 по годам (кВт·ч)

Год	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ΔW (кВт*ч)	2845	6555	25060	23921	22730	63404

Исходя из потребления электроэнергии можно определить загрузку подстанций, используем формулу (1)

$$P_1 = \frac{\Delta W}{T_r}, \quad (1)$$

где T_r – Годовое время работы ТП, предоставленное филиалом ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго». $T_r = 4320$ ч;

ΔW – Суммарное энергопотребление потребителями за 2018 год

$$\Delta W = 2845, \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$P_1 = \frac{2845}{4320} = 0,66 \text{ кВт для 2018 года}$$

Аналогично рассчитаем P для остальных лет и приведем в таблицу 4

Таблица 4 – Реестр потребляемой электроэнергии потребителями ТП 01-07-15 (кВт)

Год	2018	2019	2020	2021	2022	2023
P (кВт)	0,66	1,52	5,80	5,54	5,26	14,68

Рассчитаем полную потребляемую мощность ТП используя формулу (2)

$$S_{\text{потр}} = \frac{P_{\text{потр}}}{\cos\varphi} \quad (2)$$

где $\cos\varphi = 0,9$ (для всех ТП)

$$P_{\text{потр1}} = 0,66 \text{ кВт}$$

$$S_{\text{потр}} = \frac{0,66}{0,9} = 0,73 \text{ кВА}$$

Аналогично рассчитаем $S_{\text{потр}}$ для остальных лет и приведем в таблицу 5

Таблица 5 – Реестр потребляемой электроэнергии потребителей ТП 01-07-15 (кВА)

Год	2018	2019	2020	2021	2022	2023
P (кВА)	0,73	1,69	6,45	6,15	5,85	16,31

Определим коэффициент загрузки ТП 01-07-15 в 2018 году, используя формулу (3)

$$K_{з1} = \frac{S_{\text{потр}}}{S_{\text{ном}}} = \frac{0,73}{100} = 0,01 \quad (3)$$

где $S_{\text{ном}} = 100$ кВА, из таблицы 1

Аналогично рассчитаем K_3 для остальных лет и приведем в таблицу 6

Таблица 6 – Коэффициент загрузки ТП 01-07-15

Год	2018	2019	2020	2021	2022	2023
K_3	0,01	0,02	0,06	0,06	0,06	0,16

Аналогично рассчитаем коэффициент загрузки для всех ТП и сведем в таблицу 7, кроме ТП 01-07-22, где числится 1 потребитель, не потребляющий электроэнергию.

Таблица 7 – Расчет электрических нагрузок ТП и коэффициентов загрузки

Наименование ТП	Загрузка	2018 г	2019 г	2020 г	2020 г	2022 г	2023 г
ТП 01-07-21	$\Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	0	1900	12123	29004	369554	887766
	$P, \text{кВт}$	0,00	0,44	2,81	6,71	85,54	205,50
	$S_{\text{потр}}, \text{кВА}$	0,00	0,49	3,12	7,46	95,05	228,33
	K_3	0,00	0,00	0,01	0,03	0,38	0,91
ТП 01-07-25	$\Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	0	9624	149240	1330102	2166558	1283959
	$P, \text{кВт}$	0,00	2,23	34,55	307,89	501,52	297,21
	$S_{\text{потр}}, \text{кВА}$	0,00	2,48	38,38	342,10	557,24	330,24
	K_3	0,00	0,01	0,10	0,86	1,39	0,83
ТП 01-07-27	$\Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	0	452	1053	37339	1 117 909	1663496
	$P, \text{кВт}$	0,00	0,10	0,24	8,64	258,78	385,07
	$S_{\text{потр}}, \text{кВА}$	0,00	0,12	0,27	9,60	287,53	427,85
	K_3	0,00	0,00	0,00	0,02	0,72	1,07
ТП 01-07-28	$\Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	0	0	0	0	489 241	1742206
	$P, \text{кВт}$	0,00	0,00	0,00	0,00	113,25	403,29
	$S_{\text{потр}}, \text{кВА}$	0,00	0,00	0,00	0,00	125,83	448,10
	K_3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	1,79
ТП 01-07-42	$\Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	0	0	0	0	20 715	990727
	$P, \text{кВт}$	0,00	0,00	0,00	0,00	4,80	229,33
	$S_{\text{потр}}, \text{кВА}$	0,00	0,00	0,00	0,00	5,33	254,82
	K_3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	1,02

Продолжение таблицы 7

ТП 01-07-20	$\Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	3804	13280	20350	26180	135993	230992
	P, кВт	0,88	3,07	4,71	6,06	31,48	53,47
	$S_{\text{потр}}, \text{кВА}$	0,98	3,42	5,23	6,73	34,98	59,41
	K_3	0,00	0,01	0,02	0,03	0,14	0,24
ТП 01-07-15	$\Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	2845	6555	25060	23921	22730	63404
	P, кВт	0,66	1,52	5,80	5,54	5,26	14,68
	$S_{\text{потр}}, \text{кВА}$	0,73	1,69	6,45	6,15	5,85	16,31
	K_3	0,01	0,02	0,06	0,06	0,06	0,16
ТП 01-07-23	$\Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	951	5587	17105	226812	1203024	435080
	P, кВт	0,22	1,29	3,96	52,50	278,48	100,71
	$S_{\text{потр}}, \text{кВА}$	0,24	1,44	4,40	58,34	309,42	111,90
	K_3	0,00	0,00	0,01	0,15	0,77	0,28
ТП 01-07-16	$\Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	116	1340	27697	67897	123846	95908
	P, кВт	0,03	0,31	6,41	15,72	28,67	22,20
	$S_{\text{потр}}, \text{кВА}$	0,03	0,34	7,12	17,46	31,85	24,67
	K_3	0,00	0,00	0,07	0,17	0,32	0,25
ТП 01-07-26	$\Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	0	6502	17592	48521	143180	538008
	P, кВт	0,00	1,51	4,07	11,23	33,14	124,54
	$S_{\text{потр}}, \text{кВА}$	0,00	1,67	4,52	12,48	36,83	138,38
	K_3	0,00	0,00	0,01	0,03	0,09	0,35
ТП 01-07-17	$\Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	0	0	2860	22236	23612	25188
	P, кВт	0,00	0,00	0,66	5,15	5,47	5,83
	$S_{\text{потр}}, \text{кВА}$	0,00	0,00	0,74	5,72	6,07	6,48
	K_3	0,00	0,00	0,01	0,06	0,06	0,06
ТП 01-07-18	$\Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	5359	14354	24556	24419	26074	41757
	P, кВт	1,24	3,32	5,68	5,65	6,04	9,67
	$S_{\text{потр}}, \text{кВА}$	1,38	3,69	6,32	6,28	6,71	10,74
	K_3	0,01	0,04	0,06	0,06	0,07	0,11

Продолжение таблицы 7

ТП 01-08-01	$\Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	105799	92234	91247	105298	88 275	117075
	P, кВт	24,49	21,35	21,12	24,37	20,43	27,10
	$S_{\text{потр}}, \text{кВА}$	27,21	23,72	23,47	27,08	22,70	30,11
	K_3	0,17	0,15	0,15	0,17	0,14	0,19
ТП 27-08-01	$\Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	193773	191021	226799	233549	300 929	281913
	P, кВт	44,85	44,22	52,50	54,06	69,66	65,26
	$S_{\text{потр}}, \text{кВА}$	49,84	49,13	58,33	60,07	77,40	72,51
	K_3	0,12	0,12	0,15	0,15	0,19	0,18
ТП 27-08-03	$\Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	68437	66008	110162	121735	184 466	265026
	P, кВт	15,84	15,28	25,50	28,18	42,70	61,35
	$S_{\text{потр}}, \text{кВА}$	17,60	16,98	28,33	31,31	47,44	68,17
	K_3	0,04	0,04	0,07	0,08	0,12	0,17
ТП 27-08-04	$\Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	34002	52664	67620	71312	99 018	120036
	P, кВт	7,87	12,19	15,65	16,51	22,92	27,79
	$S_{\text{потр}}, \text{кВА}$	8,75	13,55	17,39	18,34	25,47	30,87
	K_3	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,08
ТП 27-08-05	$\Delta W, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	69695	84135	98611	153386	168 843	194814
	P, кВт	16,13	19,48	22,83	35,51	39,08	45,10
	$S_{\text{потр}}, \text{кВА}$	17,93	21,64	25,36	39,45	43,43	50,11
	K_3	0,07	0,09	0,10	0,16	0,17	0,20

Выделим трансформаторные подстанции, коэффициент загрузки которых превышает нормальное значение 0,9 для однотрансформаторных ПС в таблице 8

Таблица 8 – ТП с высокой загрузкой

ТП	K_3	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ТП 01-07-21		0,00	0,00	0,01	0,03	0,38	0,91
ТП 01-07-25		0,00	0,01	0,10	0,86	1,39	0,83

Продолжение таблицы 8

ТП 01-07-27		0,00	0,00	0,00	0,02	0,72	1,07
ТП 01-07-28		0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	1,79
ТП 01-07-42		0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	1,02

Проблемы в связи с перегрузкой электрической сети могут возникать из-за некоторых потребителей по нескольким причинам:

1. Мощность потребления:

Некоторые потребители, такие как промышленные предприятия или большие торговые центры, могут потреблять большие объемы электроэнергии. Если мощность потребления этих потребителей не согласована с возможностями существующей электрической сети.

2. Неравномерное потребление:

Некоторые потребители могут иметь пиковые нагрузки или использовать электрооборудование, которое потребляет энергию в больших количествах в определенные периоды времени.

3. Неэффективное использование электрооборудования:

Некоторые потребители могут использовать устаревшее или неэффективное электрооборудование, которое потребляет больше энергии, чем необходимо.

4. Несанкционированные изменения в сети:

В случае, если потребители производят несанкционированные изменения в электрической сети, например, подключают дополнительные устройства или оборудование без согласования с энергоснабжающей компанией.

Для примера возьмем ТП 01-07-25 с установленной мощностью 400 кВА, где подключено 28 потребителей, есть 2 физических лица, потребляющие довольно много электроэнергии. Их потребление с 2021 по 2023 год укажем в таблице 8

Таблица 9 – Физические лица, потребляющие много электроэнергии (кВт·ч)

Потребитель	Потребление	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Физическое лицо 236	ΔW , кВт·ч	284150	962600	726508
Физическое лицо 250		921900	1054200	392783
Итого, кВт·ч		1206050	2016800	1119291

Переведем потребление физических лиц из кВт·ч в кВА в таблице 9

Таблица 10 – Физические лица, потребляющие большую мощность (кВт)

Потребитель	Потребление	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Физическое лицо 236	$P_{\text{потр}}$, кВт	65,78	222,82	168,17
Физическое лицо 250		213,40	244,03	90,92
Итого, кВт		279,18	466,85	259,10

Потребление электроэнергии физическими лицами 236 и 250 отличается значительной неравномерностью как в течение года, так и между годами, при заявленной максимальной мощности в 150 кВт

Максимальное потребление только двумя лицами за 2022 год составило 466,85 кВт, если переводить в полную мощность, то получается 518,72 кВА. Что является 129 % от установленной мощности (400 кВА) только на два потребителя.

Проанализируем загрузку ТП по графикам загрузки по годам.

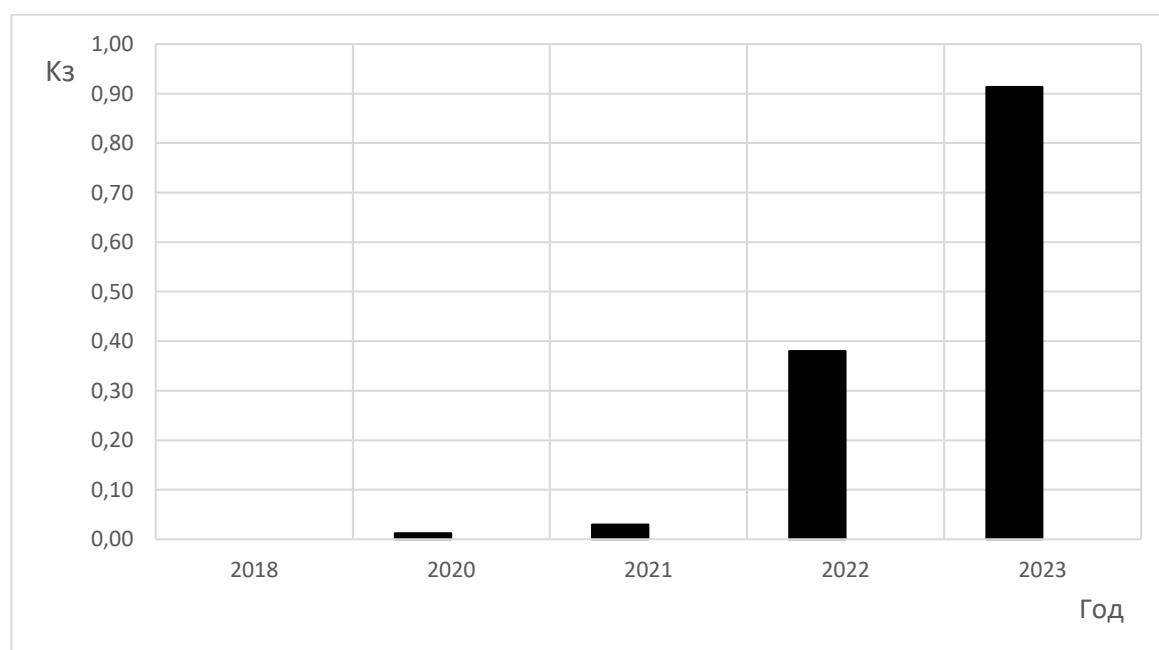


Рисунок 1 – Коэффициент загрузки ТП 01-07-21

Потребители начали подключаться к ТП в 2019 году и до 2019 их было малое количество. В 2022 году происходит скачок загрузки до 0,38, но на следующий год опять резкий скачок, но уже до 0,91.

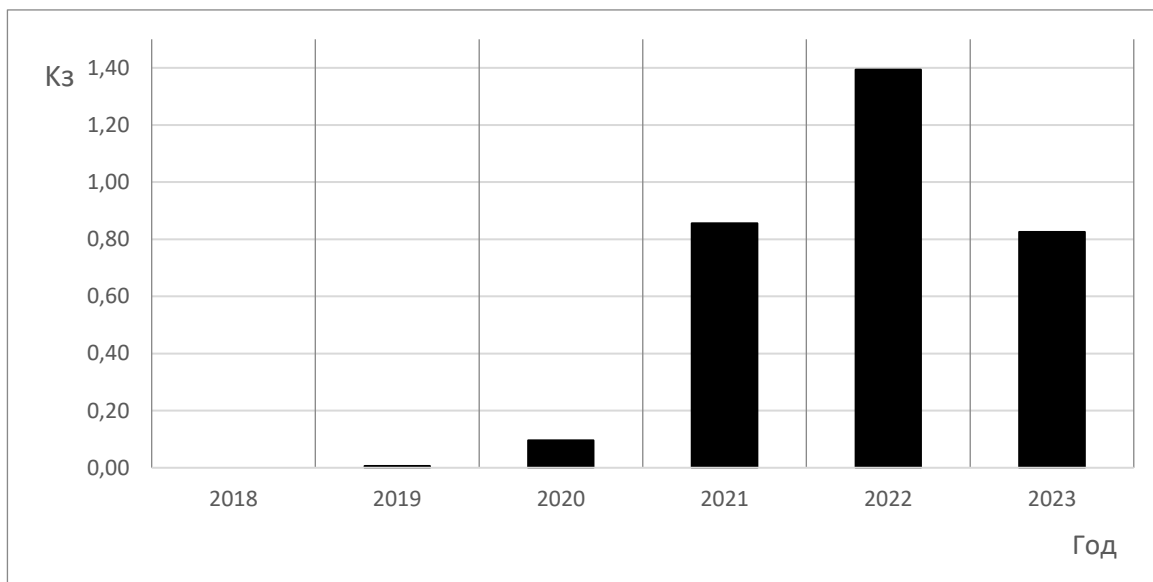


Рисунок 2 – Коэффициент загрузки ТП 01-07-25

ТП до 2020 года работала в холостую, но в 2021 году резкий скачок до 0,86 и в 2022 году достигает своего пика в 1,39, в 2023 провели мероприятия по снижения загрузки, и она снизилась до 0,83.

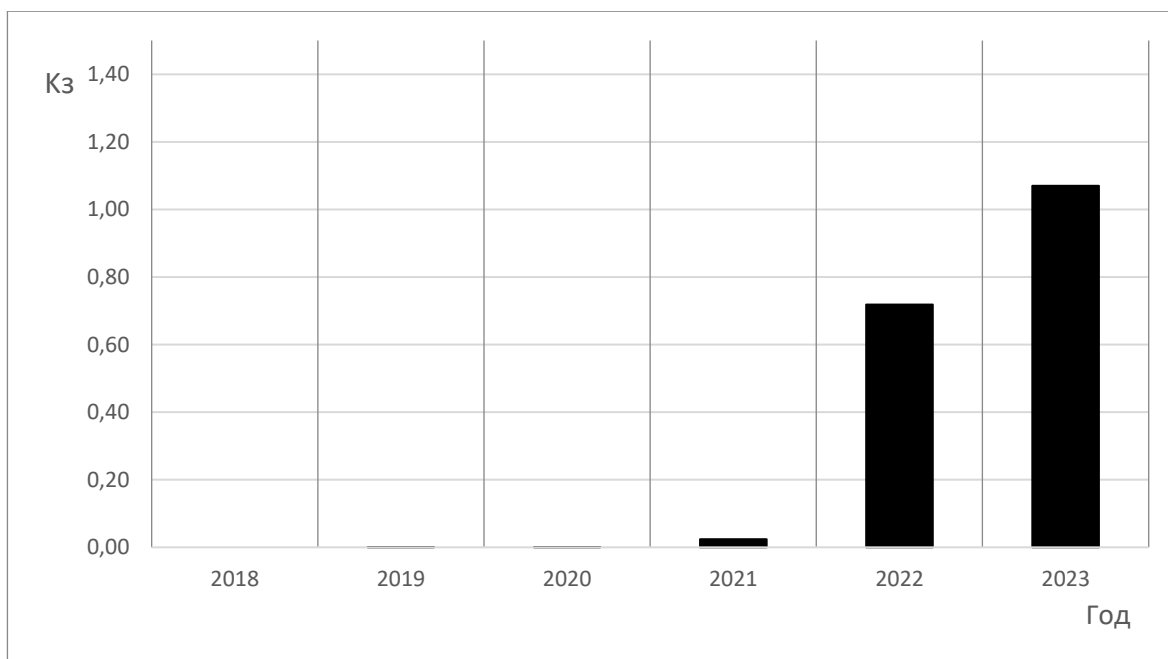


Рисунок 3 – Коэффициент загрузки ТП 01-07-27

Данная ТП начала загружаться с 2021 года и резкими скачками достигла пика 1,07 в 2023 году

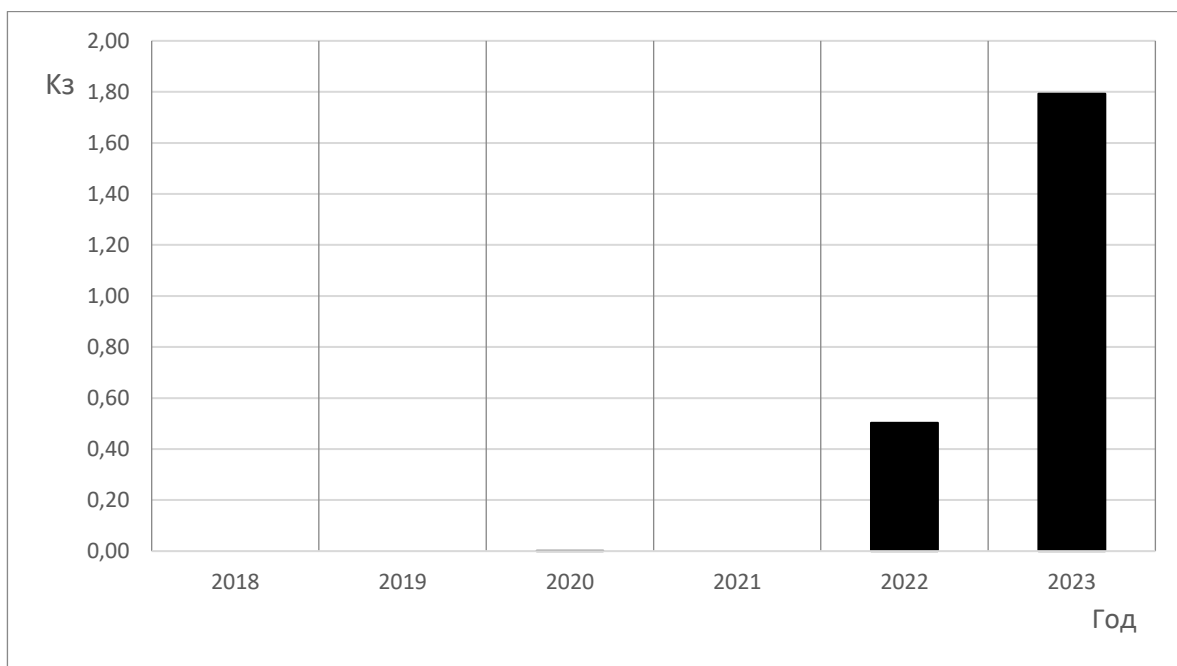


Рисунок 4 – Коэффициент загрузки ТП 01-07-28

Загрузка ТП также начала увеличиваться скачками с 2022 года и в 2023 году составила значительной отметки в 1,79

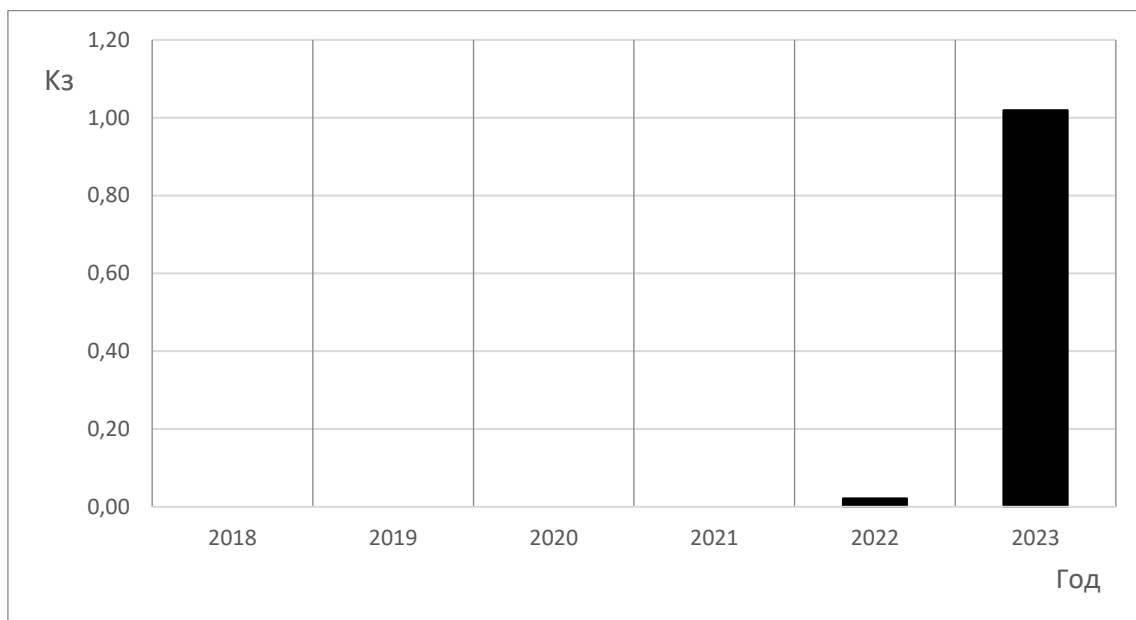


Рисунок 5 – Коэффициент загрузки ТП 01-07-42

ТП только ввели в эксплуатацию в 2022 году и в 2023 уже загрузили до 1,02

Исходя из проанализированных данных, можно сказать что в пос. Ташеба происходит увеличение загрузки, выходящие за пределы установленной мощности ТП в их нормальном режиме работы. Это свидетельствует о росте потребления электроэнергии в поселке или строительства новых земельных участках, которые подключаются к уже загруженным ТП.

2.2 Анализ динамики изменения нагрузок проблемных трансформаторных подстанций по месяцам.

Для всестороннего анализа загруженности электрических сетей необходимо изучить динамику изменения нагрузок на трансформаторных подстанциях в течение месяцев

Особое внимание уделим перегруженным ТП, так как именно они в наибольшей степени подвержены риску возникновения аварийных ситуаций и снижения качества электроснабжения. Для таких ТП необходимо не только проанализировать ежемесячные нагрузки, но и рассчитать коэффициенты загрузки, которые позволят оценить степень их фактической загрузки относительно номинальной мощности.

В качестве примера рассмотрим динамику изменение нагрузки ТП 01-07-21 за период с октября 2019 по декабрь 2023.

Таблица 11 – Ежемесячное потребление электроэнергии ТП 01-07-21

Дата	$P_{\text{потр, кВт}\cdot\text{ч}}$	$P_{\text{потр, кВт}}$	$S_{\text{потр, кВА}}$	K_3
окт.19	569	1,58	1,76	0,01
ноя.19	163	0,45	0,50	0,00
дек.19	1159	3,22	3,58	0,01
янв.20	362	1,01	1,12	0,00
фев.20	339	0,94	1,04	0,00
мар.20	57	0,16	0,18	0,00

Продолжение таблицы 11

апр.20	1241	3,45	3,83	0,02
май.20	902	2,51	2,79	0,01
июн.20	299	0,83	0,92	0,00
июл.20	0	0,00	0,00	0,00
авг.20	2610	7,25	8,06	0,03
сен.20	856	2,38	2,64	0,01
окт.20	848	2,36	2,62	0,01
ноя.20	1720	4,78	5,31	0,02
дек.20	3003	8,34	9,27	0,04
январ.21	3042	8,45	9,39	0,04
февр.21	2971	8,25	9,17	0,04
мар.21	1151	3,20	3,56	0,01
апр.21	4007	11,13	12,37	0,05
май.21	3194	8,87	9,86	0,04
июн.21	1331	3,70	4,11	0,02
июл.21	2611	7,25	8,06	0,03
авг.21	1611	4,48	4,98	0,02
сен.21	1126	3,13	3,48	0,01
окт.21	620	1,72	1,91	0,01
ноя.21	4814	13,37	14,86	0,06
дек.21	2526	7,02	7,80	0,03
январ.22	2426	6,74	7,49	0,03
февр.22	2382	6,62	7,36	0,03
мар.22	2459	6,83	7,59	0,03
апр.22	8156	22,66	25,18	0,10
май.22	3245	9,01	10,01	0,04
июн.22	38534	107,04	118,93	0,48
июл.22	30992	86,09	95,66	0,38
авг.22	117044	325,12	361,24	1,44

Продолжение таблицы 11

сен.22	49989	138,86	154,29	0,62
окт.22	49190	136,64	151,82	0,61
ноя.22	54040	150,11	166,79	0,67
дек.22	11097	30,83	34,26	0,14
январ.23	34814	96,71	107,46	0,43
фев.23	54882	152,45	169,39	0,68
мар.23	70628	196,19	217,99	0,87
апр.23	66908	185,86	206,51	0,83
май.23	95528	265,36	294,84	1,18
июн.23	117964	327,68	364,09	1,46
июл.23	85148	236,52	262,80	1,05
авг.23	8146	22,63	25,14	0,10
сен.23	53987	149,96	166,62	0,67
окт.23	87616	243,38	270,42	1,08
ноя.23	113199	314,44	349,38	1,40
дек.23	98946	274,85	305,39	1,22

Данные о потреблении сведем в гистограмму нагрузок ниже

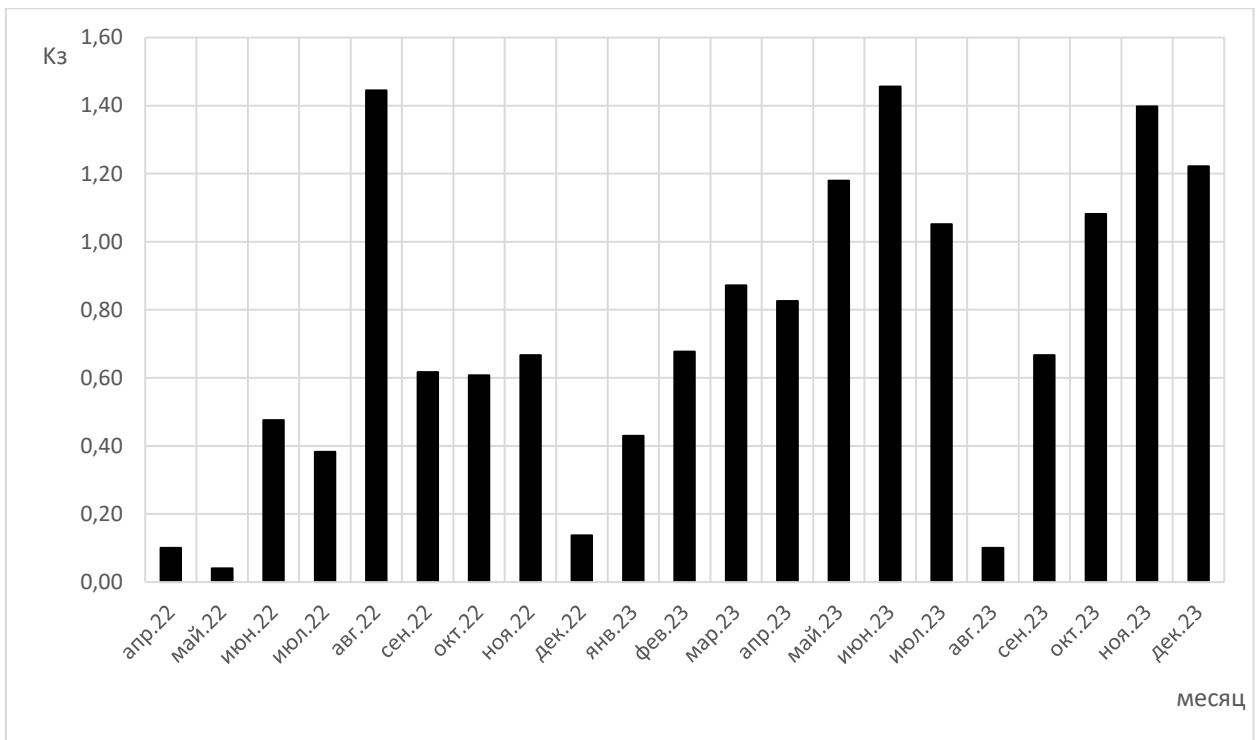


Рисунок 6 – Гистограмма ежемесячной загрузки ТП 01-07-21

По гистограмме загрузки видно, что загрузка трансформатора ТП 01-07-21 превышает нормальные значения неравномерно в течении 6 месяцев, особенно скачки с июля 2022 по август 2022 (с 0,38 до 1,44) , с апреля 2023 по июль 2023, где в пике была загрузка 1,46 , с сентября 2023 по декабрь 2023 , где была стабильно загрузка выше 1 и более.

Рассмотрим ТП 01-07-25 с июня 2019 по декабрь 2023 года

Таблица 12 – Ежемесячное потребление ТП 01-07-25

Дата	Р _{потр} , кВт·ч	Р _{потр} , кВт	С _{потр} , кВА	К _з
июн.19	514	1,43	1,59	0,00
июл.19	413	1,15	1,27	0,00
авг.19	778	2,16	2,40	0,01
сен.19	778	2,16	2,40	0,01
окт.19	1116	3,10	3,44	0,01
ноя.19	207	0,58	0,64	0,00
дек.19	8464	23,51	26,12	0,07
январ.20	7774	21,59	23,99	0,07
фев.20	21912	60,87	67,63	0,19
мар.20	10511	29,20	32,44	0,09
апр.20	8159	22,66	25,18	0,07
май.20	8922	24,78	27,54	0,08
июн.20	2081	5,78	6,42	0,02
июл.20	3280	9,11	10,12	0,03
авг.20	3280	9,11	10,12	0,03
сен.20	11771	32,70	36,33	0,10
окт.20	6456	17,93	19,93	0,06
ноя.20	19386	53,85	59,83	0,17
дек.20	49870	138,53	153,92	0,43
январ.21	48730	135,36	150,40	0,42
фев.21	95693	265,81	295,35	0,82
мар.21	97093	269,70	299,67	0,83
апр.21	89028	247,30	274,78	0,76
май.21	92023	255,62	284,02	0,79
июн.21	91019	252,83	280,92	0,78
июл.21	99148	275,41	306,01	0,85
авг.21	75698	210,27	233,64	0,65

Продолжение таблицы 12

сен.21	74046	205,68	228,54	0,63
окт.21	148975	413,82	459,80	1,28
ноя.21	244095	678,04	753,38	2,09
дек.21	174554	484,87	538,75	1,50
январ.22	223044	619,57	688,41	1,91
фев.22	177023	491,73	546,37	1,52
мар.22	206084	572,46	636,06	1,77
апр.22	218955	608,21	675,79	1,88
май.22	78823	218,95	243,28	0,68
июн.22	164769	457,69	508,55	1,41
июл.22	199440	554,00	615,56	1,71
авг.22	184951	513,75	570,84	1,59
сен.22	180528	501,47	557,19	1,55
окт.22	198169	550,47	611,63	1,70
ноя.22	141902	394,17	437,97	1,22
дек.22	192870	535,75	595,28	1,65
январ.23	208244	578,46	642,73	1,79
фев.23	209042	580,67	645,19	1,79
мар.23	177993	494,43	549,36	1,53
апр.23	186204	517,23	574,70	1,60
май.23	110267	306,30	340,33	0,95
июн.23	198455	551,26	612,52	1,70
июл.23	185490	515,25	572,50	1,59
авг.23	59667	165,74	184,16	0,51
сен.23	97382	270,51	300,56	0,83
окт.23	94756	263,21	292,46	0,81
ноя.23	37101	103,06	114,51	0,32
дек.23	28204	78,34	87,05	0,24

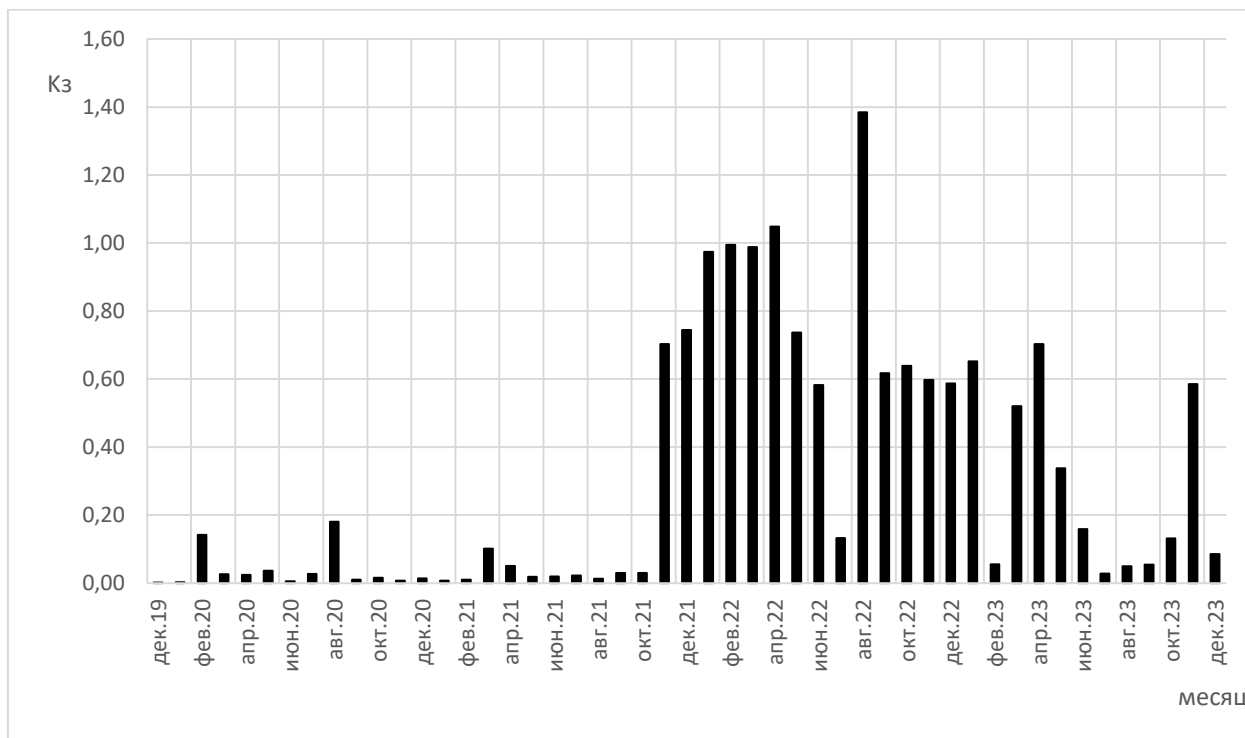


Рисунок 7 – Гистограмма ежемесячной загрузки ТП 01-07-25

По гистограмме загрузки видно, что основная эксплуатация ТП 01-07-25 началась с ноября 2021 года и сразу в зимний период времени нагрузка была стабильно выше 0,9 и упала в мае 2022 года, до 0,13 в июле 2022 и резким скачком поднялась наверх до 1,38 в августе, дальше загрузка неравномерна, но не превышала предельных значений.

Рассмотрим ТП 01-07-27 с апреля 2021 по декабрь 2023 года

Таблица 13 – Ежемесячное потребление ТП 01-07-27

Дата	Р _{потр} , кВт·ч	Р _{потр} , кВт	С _{потр} , кВА	К _з
апр.21	18612	51,70	57,44	0,14
май.21	1312	3,64	4,05	0,01
июн.21	1494	4,15	4,61	0,01
июл.21	1332	3,70	4,11	0,01
авг.21	15	0,04	0,05	0,00
сен.21	3377	9,38	10,42	0,03
окт.21	1676	4,66	5,17	0,01

Продолжение таблицы 13

ноя.21	6095	16,93	18,81	0,05
дек.21	3501	9,73	10,81	0,03
январ.22	5351	14,86	16,52	0,04
фев.22	37205	103,35	114,83	0,29
мар.22	84006	233,35	259,28	0,65
апр.22	111433	309,54	343,93	0,86
май.22	123359	342,66	380,74	0,95
июн.22	124988	347,19	385,77	0,96
июл.22	142239	395,11	439,01	1,10
авг.22	129978	361,05	401,17	1,00
сен.22	108468	301,30	334,78	0,84
окт.22	139059	386,28	429,19	1,07
ноя.22	124854	346,82	385,35	0,96
дек.22	154981	430,50	478,34	1,20
январ.23	144261	400,73	445,25	1,11
фев.23	147142	408,73	454,14	1,14
мар.23	138252	384,03	426,70	1,07
апр.23	134351	373,20	414,66	1,04
май.23	31754	88,21	98,01	0,25
июн.23	206470	573,53	637,25	1,59
июл.23	88658	246,27	273,64	0,68
авг.23	93527	259,80	288,66	0,72
сен.23	82499	229,16	254,63	0,64
окт.23	122440	340,11	377,90	0,94
ноя.23	147981	411,06	456,73	1,14
дек.23	326161	906,00	1006,67	2,52

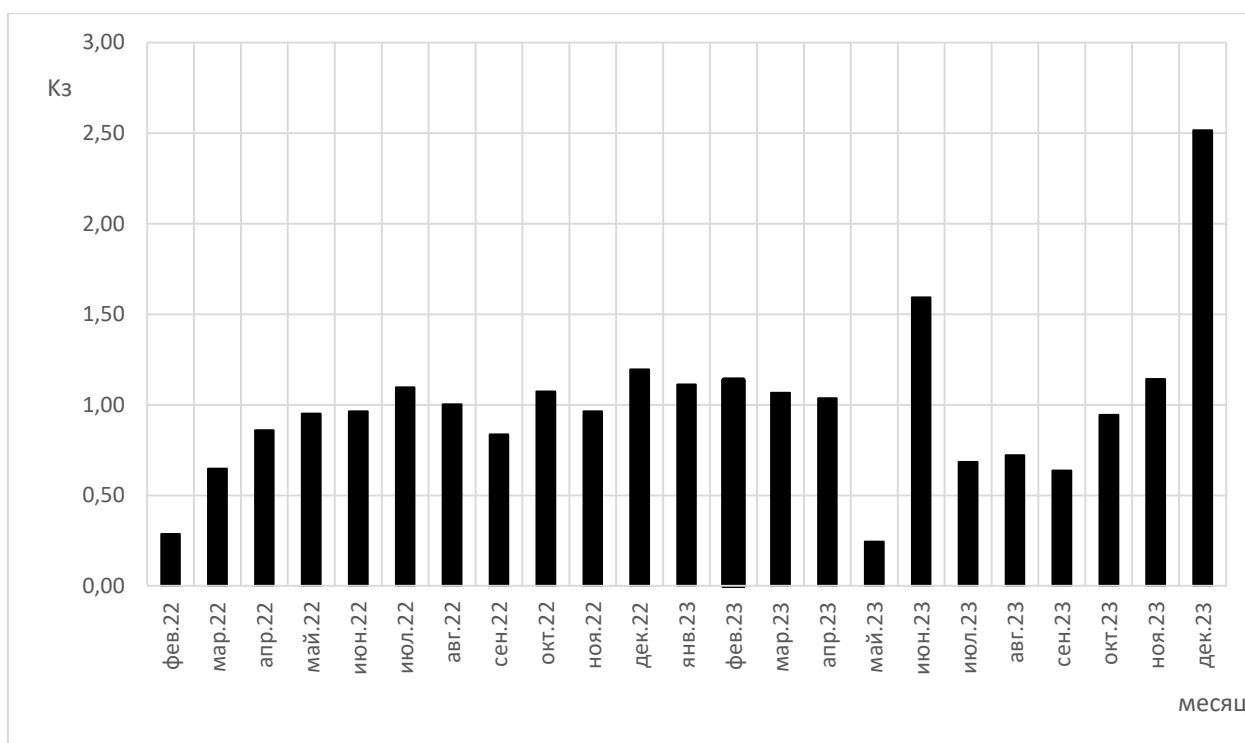


Рисунок 8 – Гистограмма ежемесячной загрузки ТП 01-07-27

По гистограмме загрузки ТП 01-07-27 видно, что загрузка с февраля 2022 по апрель 2023, была выше нормальных значений, кроме сентября 2022, затем скачок в июне 2023 до 1,59, затем уменьшилась св следующем месяце и начала обратно подниматься до своего пика в декабре 2023 года в 2,52.

Рассмотрим ТП 01-07-28 с февраля 2022 по декабрь 2023 года

Таблица 14 – Ежемесячное потребление ТП 01-07-28

Дата	Р _{потр} , кВт·ч	Р _{потр} , кВт	S _{потр} , кВА	К _з
фев.22	40	0,11	0,12	0,00
мар.22	2438	6,77	7,52	0,03
апр.22	0	0,00	0,00	0,00
май.22	73	0,20	0,23	0,00
июн.22	70	0,19	0,22	0,00
июл.22	73	0,20	0,23	0,00
авг.22	197124	547,57	608,41	2,43
сен.22	26557	73,77	81,97	0,33
окт.22	99608	276,69	307,43	1,23
ноя.22	83792	232,76	258,62	1,03

Продолжение таблицы 14

дек.22	79466	220,74	245,27	0,98
январ.23	78233	217,31	241,46	0,97
фев.23	77746	215,96	239,96	0,96
мар.23	72019	200,05	222,28	0,89
апр.23	77183	214,40	238,22	0,95
май.23	75673	210,20	233,56	0,93
июн.23	121760	338,22	375,80	1,50
июл.23	468967	1302,69	1447,43	5,79
авг.23	32365	89,90	99,89	0,40
сен.23	120615	335,04	372,27	1,49
окт.23	79548	220,97	245,52	0,98
ноя.23	481603	1337,79	1486,43	5,95
дек.23	56494	156,93	174,36	0,70

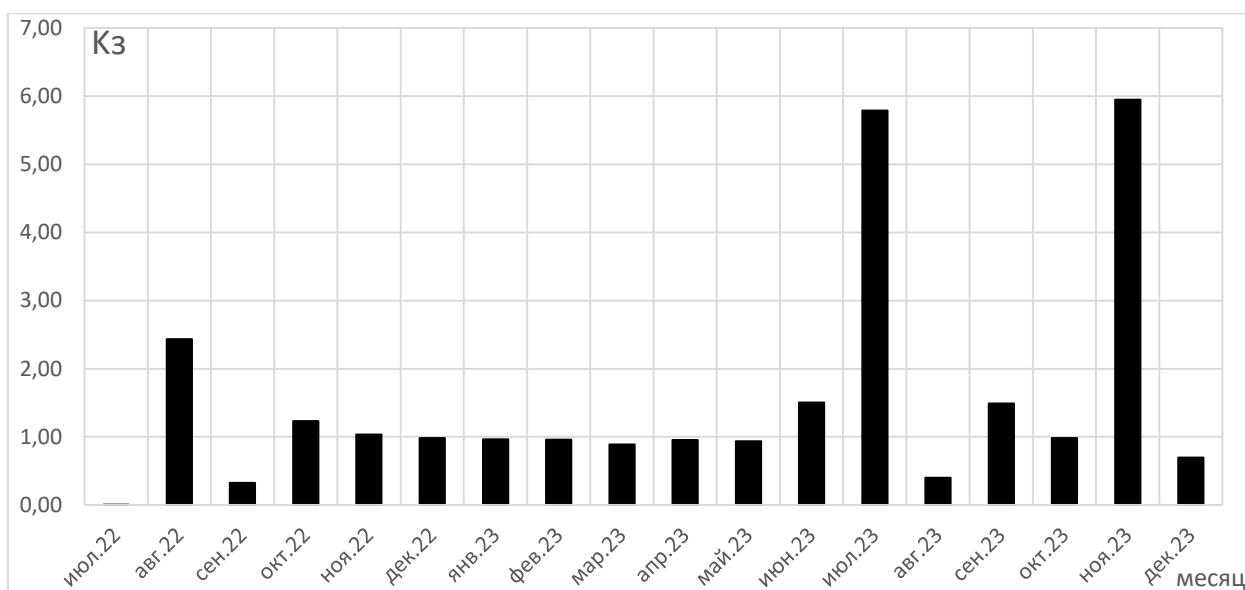


Рисунок 9 – Гистограмма ежемесячных нагрузок ТП 01-07-28

По гистограмме загрузки ТП 01-07-28 видно 3 резких скачка в августе 2022 года в 2,43 , в июле 2023 до 5,79 и в ноябре до пиковой загрузки в 5,95.

Рассмотрим ТП 01-07-42 с апреля 2022 по декабрь 2023 года

Таблица 15 – Ежемесячное потребление ТП 01-07-42

Дата	Р _{потр} , кВт·ч	Р _{потр} , кВт	С _{потр} , кВА	К _з
апр.22	17	0,05	0,05	0,00
май.22	9	0,03	0,03	0,00
июн.22	14	0,04	0,04	0,00
июл.22	1147	3,19	3,54	0,01
авг.22	209	0,58	0,65	0,00
сен.22	1082	3,01	3,34	0,01
окт.22	2018	5,61	6,23	0,02
ноя.22	2359	6,55	7,28	0,03
дек.22	18577	51,60	57,34	0,23
январ.23	6544	18,18	20,20	0,08
февр.23	7641	21,23	23,58	0,09
мар.23	12449	34,58	38,42	0,15
апр.23	21140	58,72	65,25	0,26
май.23	72070	200,19	222,44	0,89
июн.23	151471	420,75	467,50	1,87
июл.23	57443	159,56	177,29	0,71
авг.23	76504	212,51	236,12	0,94
сен.23	29067	80,74	89,71	0,36
окт.23	39711	110,31	122,56	0,49
ноя.23	178381	495,50	550,56	2,20
дек.23	338306	939,74	1044,15	4,18

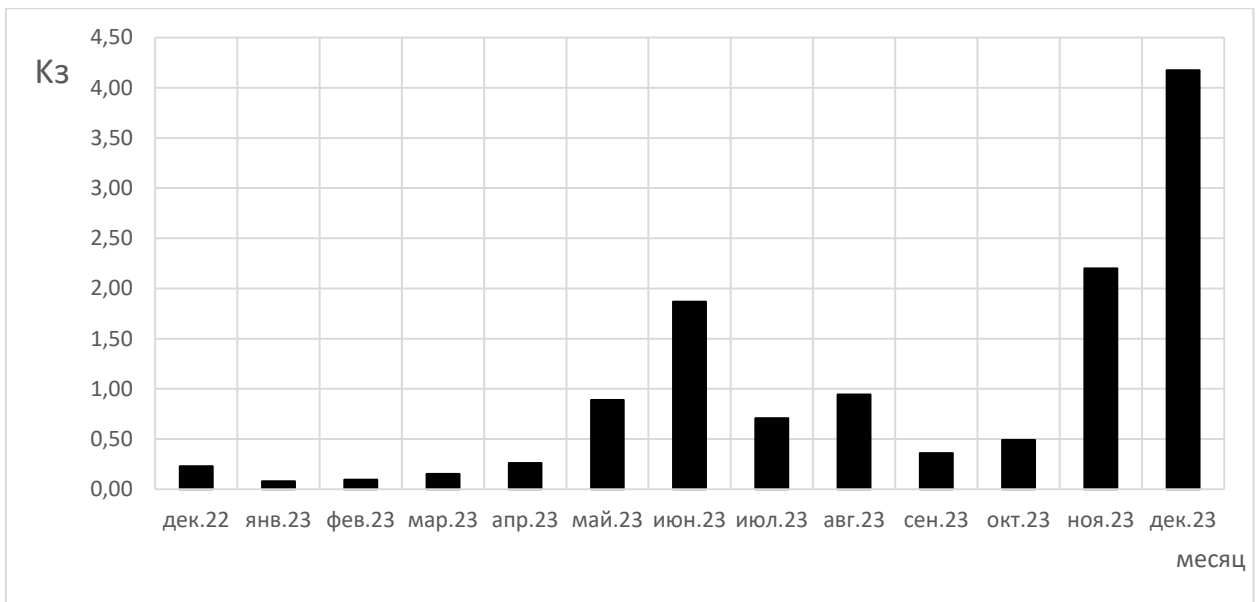


Рисунок 10 – Гистограмма ежемесячной загрузки ТП 01-07-42

По гистограмме загрузки ТП 01-07-42 видно, что загрузка в июне 2023 в 1,87 была погашена до 0,71, но в 2 последних месяцах вновь поднялась и не опускалась до 2,2 в ноябре и до 4,18 в декабре 2023 года.

3 Мероприятия по снижению загруженности ТП

Анализ потребления электроэнергии показал, что в некоторые трансформаторные подстанции работают с перегрузкой. Для снижения перегрузки на ТП и повышения ее надежности предлагаются следующие технические мероприятия:

1. Замена оборудования:

А) Замена устаревших трансформаторов:

Обновление трансформаторов на более мощные и энергоэффективные модели с более высоким КПД. Это позволит снизить потери электроэнергии и увеличить пропускную способность ТП.

Б) Замена кабелей:

Замена старых кабелей на новые с большим сечением, чтобы снизить потери напряжения и повысить пропускную способность сети.

В) Обновление распределительных устройств:

Модернизация распределительных устройств (РУ) с использованием современных коммутационных аппаратов и систем автоматического управления. Это позволит повысить надежность и безопасность работы сети.

2. Увеличение пропускной способности сети:

А) Прокладка дополнительных кабелей:

Увеличение сечения кабелей или прокладка дополнительных кабелей для увеличения пропускной способности сети, особенно в местах с высокой концентрацией нагрузки.

Б) Установка дополнительных трансформаторов:

Если существующая ТП не может обеспечить необходимую мощность, то необходимо установить дополнительные трансформаторы. Это позволит разгрузить существующий трансформатор и обеспечить надежную подачу электроэнергии.

В) Оптимизация схемы электроснабжения:

Перераспределение нагрузки между различными ТП, использование альтернативных маршрутов подачи электроэнергии, применение современных технологий для оптимизации схемы электроснабжения.

3. Ремонт и модернизация сети:

А) Регулярное обслуживание и ремонт электросетевого оборудования:

Проведение профилактических работ и своевременный ремонт оборудования, чтобы предотвратить аварии и повысить надежность работы сети.

Б) Модернизация системы управления сетью:

Внедрение систем автоматического управления сетью (АСУ) для повышения эффективности и безопасности работы сети.

В) Улучшение качества электроэнергии:

Приведение параметров качества электроэнергии в соответствие с нормативными требованиями, применение устройств компенсации реактивной мощности для повышения качества электроэнергии.

Для нашего случая рассмотрим следующие мероприятия:

3.1 Компенсация реактивных нагрузок ТП

Реактивная мощность – это мощность, которая возникает из-за специальных элементов в электрических цепях, таких как катушки и конденсаторы. Она не выполняет работы, но тратит энергию на создание электрических и магнитных полей.

Эта мощность может вызывать проблемы в электрических сетях, такие как увеличенные потери энергии и более высокие расходы на электроэнергию. Поэтому компенсация реактивной мощности – это процесс устранения этой излишней мощности, чтобы электрическая система работала более эффективно, с меньшими потерями и экономически более выгодно.

Способы компенсации реактивной мощности:

- А) Установка конденсаторных батарей;
- Б) Синхронные компенсаторы;
- В) Статические компенсаторы;

Выберем способ компенсации А, установку конденсаторных батарей, их преимущества:

- 1) Отсутствие вращающихся частей
- 2) Простой монтаж и эксплуатация (без фундамента)
- 3) Относительно невысокие капиталовложения
- 4) Гибкий подбор необходимой мощности компенсации
- 5) Возможность установки и подключения в любой точке электросети
- 6) Отсутствие шума во время работы
- 7) Низкие затраты на эксплуатацию

Для примера скомпенсируем реактивную мощность с помощью конденсаторной установки на ТП 01-07-21.

Чтобы перевести кВА в кВар воспользуемся формулой 4

$$Q_{\Pi} = S_{\Pi} * \sin\varphi \quad (4)$$

где $\sin\varphi = \sqrt{(1 - \cos^2\varphi)} = \sqrt{(1 - 0,9^2)} = 0,4359$ примем для всех ТП

$K_3 = 0,91$, из таблицы 7

$$Q_{\text{п}} = S_{\text{п}} * \sin\varphi = 228,33 * 0,4359 = 99,53 \text{ кВар}$$

где $S_{\text{п}}$ – суммарная потребляемая полная мощность

При активной потребляемой мощности $P_{\text{п}} = 205,5 \text{ кВт}$

Возьмем конденсаторную установку УКРМ-VE-0,4-90-15 У3 IP31 с мощностью 90 кВар и с шагом регулирования 15 кВар.

Определим результирующие нагрузки ТП с помощью формул 5 и 6

$$Q_{\text{к}} = Q_{\text{п}} - Q_{\text{ку}} \quad (5)$$

$$Q_{\text{к}} = 99,53 - 90 = 9,53 \text{ кВар}$$

$$S_{\text{р}} = \sqrt{P_{\text{п}}^2 + Q_{\text{к}}^2} \quad (6)$$

$$S_{\text{р}} = \sqrt{205,5^2 + 9,53^2} = 205,72 \text{ кВА}$$

Посчитаем коэффициент загрузки, с учетом компенсации реактивной мощности:

$$K_3 = \frac{205,72}{250} = 0,82 \leq 0,9$$

Сделаем вывод, что целесообразно ставить КУ, так как K_3 с учетом компенсации не превышает нормального значения для однотрансформаторной подстанции.

Аналогично посчитаем для остальных ТП 2023 года и ТП 01-07-25 в 2022 году при его пиковой нагрузке

Таблица 16 – Расчет загрузки с учетом компенсации реактивной мощности.

Название ТП	$S_{\text{п}}$, кВА	$P_{\text{п}}$, кВт	$Q_{\text{п}}$, кВар	КУ	$Q_{\text{к}}$, кВар	$S_{\text{р}}$, кВА	$S_{\text{н}}$, кВА	K_3
ТП 01-07-21	228,33	205,5	99,53	УКРМ-VE-0,4-90-15 У3 IP31	9,53	205,72	250	0,82
ТП 01-07-25	557,24	501,52	242,9	УКРМ-VE-0,4-225-25 У3 IP31	17,9	501,84	400	1,25
ТП 01-07-27	427,85	385,07	186,5	УКРМ-VE-0,4-175-25 У3 IP31	11,5	385,24	400	0,96
ТП 01-07-28	448,10	403,29	195,33	УКРМ-VE-0,4-190-10 У3 IP31	5,33	403,33	250	1,61

Продолжение таблицы 16

ТП 01-07-42	254,82	229,33	111,01	УКРМ-VE-0,4-100-10 УЗ IP31	11,01	229,59	250	0,92
-------------	--------	--------	--------	----------------------------	-------	--------	-----	------

Выбираем компенсирующее устройство и стоимость на сайте ГК ЭНЕРГОЗАПАД) – российское электротехническое производственно-торговое предприятие, основанное в 2014 году с организационной формой - Общество с Ограниченной Ответственностью – ООО ЭНЕРГОЗАПАД, обеспечивающее: разработку, производство систем энергосбережения и промышленного электрооборудования, а также выполняющее: анализ и замеры параметров электросети, пуско-наладочные работы, гарантийное и сервисное обслуживание электрооборудования. Результаты выбора внесем в таблицу 17.

Таблица 17 – Стоимость КУ к трансформаторным подстанциям

ТП	КУ	Стоимость, руб
ТП 01-07-21	УКРМ-VE-0,4-90-15 УЗ IP31	77500
ТП 01-07-25	УКРМ-VE-0,4-225-25 УЗ IP31	179700
ТП 01-07-27	УКРМ-VE-0,4-175-25 УЗ IP31	137000
ТП 01-07-28	УКРМ-VE-0,4-190-10 УЗ IP31	142000
ТП 01-07-42	УКРМ-VE-0,4-100-10 УЗ IP31	80500

В результате получаем изменение коэффициента загрузки трансформаторных подстанций до и после установки компенсирующего устройства в таблице 18.

Таблица 18 – Изменение коэффициента загрузки до и после установки КУ

ТП	K_3 до установки КУ	K_3 после установки КУ
ТП 01-07-21	0,91	0,82
ТП 01-07-25	1,39	1,25

Продолжение таблицы 18

ТП 01-07-27	1,07	0,96
ТП 01-07-28	1,79	1,61
ТП 01-07-42	1,02	0,92

При установке КУ необходимо учитывать стоимость самой КУ, целесообразно ставить при небольших затратах и неплохих результатов, для ТП 01-07-25 и ТП 01-07-28 не целесообразно ставить конденсаторную установку, потому что она не сильно влияет на снижение загрузки, а только увеличит расходы на ее установку. Для остальных вариантов можно задуматься о установке компенсирующего устройства.

3.2 Реконструкция электрической сети 10/0,4 кВ

В качестве снижения загрузки можно предложить замену существующих трансформаторов на ТП.

Разберем самый проблемный ТП 01-07-28, в 2023 году коэффициент загрузки составил 1,79, как известно каждый год прибавляются нагрузки и потребители, что может существенно повлиять на качество электроснабжения и привести к поломкам или отключениям.

3.2.1 Вариант 1 – Замена трансформатора с учетом компенсации реактивной мощности

Исходные данные ТП 01-07-28:

ТМ 250/10/0,4

$$Q_{\text{потр}} = 195,33 \text{ кВар}$$

$$P_{\text{потр}} = 403,29 \text{ кВт}$$

$$S_{\text{потр}} = 448,10 \text{ кВА}$$

По полной потребляемой нагрузке выбираем ТП – 630/10/0,4, его параметры укажем в таблице 19.

Таблица 19 – Параметры выбранного трансформатора

Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		Ток xx, %	Напряжение кз, %
		ВН	НН	xx	кз		
ТМ 630/10/0,4	630	10	0,4	1,05	7,6	1,6	5,5

Возьмем конденсаторную установку УКРМ-VE-0,4-40-2,5У3 IP31 с мощностью 40 кВар и с номинальным током 58 А, с шагом регулирования 2,5 кВар.

Определим результирующие нагрузки ТП с помощью формул 4 и 5

$$Q_k = 195,33 - 190 = 5,53 \text{ кВар}$$

$$S_p = \sqrt{403,29^2 + 5,53^2} = 403,33 \text{ кВА}$$

Посчитаем коэффициент загрузки, с учетом компенсации реактивной мощности:

$$K_3 = \frac{403,33}{630} = 0,64 \leq 0,9$$

Используя исходные данные выбранного трансформатора, определим потери мощностей на однострансформаторной ПС, используя формулы

$$\Delta P_T = \Delta P_{xx} \cdot N_{\text{тр}} + \frac{K_3^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}}{N_{\text{тр}}}, \text{ кВт} \quad (7)$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{xx} \cdot N_{\text{тр}} + \frac{K_3^2 \cdot \Delta Q_{\text{нагр}}}{N_{\text{тр}}}, \text{ кВар} \quad (8)$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx} \cdot S_{\text{тр}}}{100} \quad (9)$$

$$\Delta Q_{\text{нагр}} = \frac{U_{\text{кз}} \cdot S_{\text{тр}}}{100} \quad (10)$$

Где ΔP_T — активные потери мощности в трансформаторе (кВт);

ΔQ_T — реактивные потери мощности в трансформаторе (кВар);

$S_{\text{тр}}$ — номинальная мощность трансформатора (кВА);

P_{xx} — потери холостого хода (кВт);

$P_{\text{кз}}$ — потери короткого замыкания (кВт);

I_{xx} — ток холостого хода (%);

$U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания (%)

$$\Delta P_T = \Delta P_{xx} + K_3^2 * \Delta P_{кз} = 1,05 + 0,64^2 * 7,6 = 4,36 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = \frac{1,6 * 630}{100} + 0,64^2 * \frac{5,5 * 630}{100} = 25,17 \text{ кВар}$$

Определим значения мощностей с учетом потерь мощностей

$$P_{сумм} = 403,29 + 4,36 = 407,65 \text{ кВт}$$

$$Q_{сумм} = 5,53 + 25,17 = 30,7 \text{ кВар}$$

$$S_{сумм} = \sqrt{407,65^2 + 30,7^2} = 408,8 \text{ кВА}$$

Рассчитаем коэффициент загрузки для высокой стороны

$$K_3 = \frac{408,8}{630} = 0,65 \leq 0,9$$

3.2.2 Вариант 2 – Замена трансформатора без компенсации реактивной мощности

Исходные данные ТП 01-07-28:

ТМ 250/10/0,4

$$Q_{потр} = 195,33$$

$$P_{потр} = 403,29 \text{ кВт}$$

$$S_{потр} = 448,10 \text{ кВА}$$

Выбираем такой же трансформатор с такими же характеристиками как в 1 варианте

Посчитаем коэффициент загрузки, без учета компенсации реактивной мощности:

$$K_3 = \frac{448,1}{630} = 0,71 \leq 0,9$$

Определим потери мощностей на однотономаторматорной ПС, используя формулы 6 и 7

$$\Delta P_T = \Delta P_{xx} + K_3^2 * \Delta P_{кз} = 1,05 + 0,71^2 * 7,6 = 4,02 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = \frac{1,6 * 630}{100} + 0,71^2 * \frac{5,5 * 630}{100} = 27,55 \text{ кВар}$$

Определим значения мощностей с учетом потерь мощностей

$$P_{\text{сумм}} = 403,29 + 4,02 = 407,31 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{сумм}} = 195,33 + 27,55 = 222,88 \text{ кВар}$$

$$S_{\text{сумм}} = \sqrt{407,31^2 + 222,88^2} = 464,3 \text{ кВА}$$

Рассчитаем коэффициент загрузки для высокой стороны

$$K_3 = \frac{464,3}{630} = 0,73 \leq 0,9$$

3.2.3 Вариант 3 – Замена однострансформаторной ПС на двухтрансформаторную ПС

Исходные данные ТП 01-07-28:

ТМ 250/10/0,4

$$Q_{\text{потр}} = 195,33$$

$$P_{\text{потр}} = 403,29 \text{ кВт}$$

$$S_{\text{потр}} = 448,10 \text{ кВА}$$

По полной потребляемой нагрузке выбираем ТП – 2х400/10/0,4 его параметры укажем в таблице 20.

Таблица 20 – Параметры выбранного трансформатора

Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		Ток хх, %	Напряжение кз, %
		ВН	НН	хх	кз		
ТМ 400/10/0,4	400	10	0,4	0,83	5,9	1,8	4,5

Посчитаем коэффициент загрузки, без учета компенсации реактивной мощности:

$$K_3 = \frac{448,1}{2 \cdot 400} = 0,56 \leq 0,9$$

Определим потери мощностей ПС, используя формулы 7 и 8

$$\Delta P_T = (0,83 \cdot 2 + \frac{0,56^2 \cdot 5,9}{2}) = 2,58 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = (\frac{1,8 \cdot 400}{100} \cdot 2 + 0,56^2 \cdot \frac{4,5 \cdot 400}{100 \cdot 2}) = 17,22 \text{ кВар}$$

Определим значения мощностей с учетом потерь мощностей

$$P_{\text{сумм}} = 403,29 + 2,58 = 405,87 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{сумм}} = 195,33 + 17,22 = 210,55 \text{ кВар}$$

$$S_{\text{сумм}} = \sqrt{405,87^2 + 210,55^2} = 457,23 \text{ кВА}$$

Рассчитаем коэффициент загрузки для высокой стороны

$$K_3 = \frac{457,23}{2 * 400} = 0,57 \leq 0,7$$

Сравнив варианты модернизаций можно придерживаться к варианту №2 к установке трансформатора без компенсации, так как он будет дешевле варианта №1 с компенсацией реактивной мощности и имеет более приемлемый коэффициент загрузки, а если ставить КУ то выйдет дороже, с учетом возможной повышении нагрузки со временем, то коэффициент загрузки может быть выше допустимого значения, так же можно придерживаться варианта №3 с двумя трансформаторами.

4. Экономическое сравнение вариантов модернизации

В предыдущем разделе мы рассчитали 3 варианта модернизации электрических сетей. Не будем учитывать в этом разделе вариант с установкой трансформатора с компенсацией реактивной мощности, так как вариант без компенсации будет автоматически дешевле и целесообразнее по коэффициенту загрузки. Остается два варианта для сравнения:

Вариант №1 – Замена одного трансформатора (ТМ 250/10/0,4) на один трансформатор с большей мощностью (ТМ 630/10/0,4)

Вариант №2 – Замена одного трансформатора (ТМ 250/10/0,4) на два трансформатора (ТМ 400/10/0,4)

Теперь необходимо оценить экономическую эффективность каждого варианта, чтобы выбрать наименее затратный вариант.

Параметры выбранного трансформатора варианта 1 указаны в таблице 19, продублируем в таблице 21, параметры варианта 2 указаны в таблице 20, продублируем в таблице 22

Таблица 21 – Параметры трансформатора варианта №1

Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		Ток хх, %	Напряжение кз, %
		ВН	НН	хх	кз		
ТМ 630/10/0,4	630	10	0,4	1,05	7,6	1,6	5,5

Таблица 22 – Параметры трансформатора варианта №2

Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		Ток хх, %	Напряжение кз, %
		ВН	НН	хх	кз		
ТМ 400/10/0,4	400	10	0,4	0,83	5,9	1,8	4,5

Стоимость трансформатора ТМ 630/10/0,4 – 324000 р.

Стоимость трансформаторов ТМ 400/10/0,4 – 227000 · 2 = 454000 р.

Экономическим критерием эффективности варианта является минимум приведенных затрат:

$$Z = K_{\Sigma} + C_{\text{э}} \quad (11)$$

где Z – приведенные затраты (руб./год);

K – единовременные капиталовложение в схему (руб.);

$C_{\text{гэ}}$ – ежегодные эксплуатационные расходы (руб.)

Капиталовложения для всех вариантов электрической сети:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{об}} + K_{\text{пр}} + K_{\text{смр}} + K_{\text{пнр}} \quad (12)$$

где $K_{\text{об}}$ – стоимость оборудования

$K_{\text{пр}}$ – стоимость проектных работ

$K_{\text{смр}}$ – стоимость строительно-монтажных работ

$K_{\text{пнр}}$ – стоимость пуско-наладочных работ

Для облегчения технико-экономических расчетов примем:

Стоимость проектных работ – до 10 % от стоимости строительно-монтажных работ;

Стоимость строительно-монтажных работ – 25–30 % от стоимости оборудования;

Стоимость пусконаладочных работ – 3–5 % от стоимости оборудования

Капиталовложение в упрощенном виде можно записать как

$$K_{\Sigma} = 1,35 \cdot K_{об} \quad (13)$$

Годовые эксплуатационные расходы определяются по формуле:

$$C_{э} = I_a + C_o + C_{п} \quad (14)$$

где I_a – амортизационные отчисления;

C_o – отчисления на текущие ремонты и обслуживание;

$C_{п}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии.

Амортизационные отчисления определяются как:

$$I_a = \frac{\Sigma O}{100} \cdot K_{\Sigma} \quad (15)$$

где K_{Σ} – капиталовложение в объект

ΣO – суммарные отчисления ($\Sigma O = 7,3\%$)

Годовые расходы на текущие ремонты и обслуживание электрооборудования можно определить, как:

$$C_o = \alpha_p \cdot K_{\Sigma} \quad (16)$$

где α_p – коэффициент отчислений на текущий ремонт и обслуживание, примем 0,059

Стоимость потерь электроэнергии при эксплуатации оборудования зависит от тарифа электроэнергии:

$$C_{п} = \beta \cdot \Delta W \quad (17)$$

где β – стоимость потерь (3,84 руб./кВт · час)

ΔW – суммарные потери электроэнергии в варианте (кВт·ч)

Суммарные капиталовложения:

$$K_{1\Sigma} = 1,35 \cdot 324000 = 437400 \text{ руб.}$$

$$K_{2\Sigma} = 1,35 \cdot 454000 = 612900 \text{ руб.}$$

Стоимость ежегодных потерь:

$$\Delta W = \Delta P_{xx} \cdot T_B \cdot N_T + \frac{1}{N_T} \cdot \Delta P_K \left(\frac{S_{\text{потр}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{п}} \quad (18)$$

где ΔP_{xx} – потери холостого хода трансформатора (кВт)

ΔP_K – потери короткого замыкания (кВт)

T_B – число включения трансформатора в течение года (ч)

N_T – число трансформаторов

$\tau_{\text{п}}$ – время максимальных потерь (ч)

$S_{\text{ном}}$ – потребляемая мощность (кВА)

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора (кВА)

$$\Delta W_1 = 1,05 \cdot 8760 \cdot 1 + \frac{1}{1} \cdot 7,6 \cdot \left(\frac{448,1}{630} \right)^2 \cdot 2000 = 16887,75 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_2 = 0,83 \cdot 8760 \cdot 2 + \frac{1}{2} \cdot 5,9 \cdot \left(\frac{448,1}{400} \right)^2 \cdot 2000 = 21945,86 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии:

$$C_{\text{п1}} = 3,84 \cdot 16887,75 = 64848,96 \text{ руб.}$$

$$C_{\text{п2}} = 3,84 \cdot 21945,86 = 84272,1 \text{ руб.}$$

Амортизационные отчисления:

$$И_{\text{а1}} = \frac{7,3}{100} \cdot 437400 = 31930,2 \text{ руб.}$$

$$И_{\text{а2}} = \frac{7,3}{100} \cdot 612900 = 44741,7 \text{ руб.}$$

Отчисления на ремонт и обслуживание:

$$C_{\text{о1}} = 0,059 \cdot 437400 = 25806,6 \text{ руб.}$$

$$C_{\text{о2}} = 0,059 \cdot 612900 = 36161,1 \text{ руб.}$$

Тогда годовые эксплуатационные расходы:

$$C_{\text{э1}} = 31930,2 + 25806,6 + 64848,96 = 122585,76 \text{ руб.}$$

$$C_{\text{э2}} = 44741,7 + 36161,1 + 84272,1 = 164904,9 \text{ руб.}$$

Тогда приведенные затраты:

$$З_1 = 437400 + 122585,76 = 559985,76 \text{ руб.}$$

$$З_2 = 612900 + 164904,9 = 777804,9 \text{ руб.}$$

Определим расхождение по затратам:

$$\Delta Z = \frac{Z_{max} - Z_{min}}{Z_{max}} \cdot 100\% \quad (19)$$

При этом учитываем, что если расхождение между вариантами более 5%, то варианты сети являются неравноценными, выбираем менее затратный вариант.

$$\Delta Z = \frac{777804,4 - 559985,76}{777804,4} \cdot 100\% = 28\% > 5\%$$

Так как расхождение между затратами составляет более 5%, следовательно, варианты не равнозначны. Тогда, целесообразнее выбрать вариант №1.

Результаты технико-экономического сравнения сведем в таблицу 22

Таблица 23 – Технико-экономическое сравнение подбора трансформаторов

Тип	K_{Σ} ,руб.	ΔW ,кВт·ч	$C_{п}$,руб.	I_a ,руб.	C_o ,руб.	$C_{э}$,руб.	Z руб.
ТМ 630/10/0,4	437400	16887,75	64848,96	31930,2	25806,6	122585,76	559985,76
ТМ 2x400/10/0,4	612900	21945,86	84272,1	44741,7	36161,1	164904,9	777804,4

Проведенный расчет показал, что вариант №1 с заменой одного трансформатора на один другой с большей мощностью, является более экономически выгодным вариантом, чем вариант №2 с заменой на два трансформатора. Вариант №1 обладает низкими затратами, благодаря меньшему количеству оборудования и работы, а также благодаря меньшим затратам вариант №1 имеет более короткий срок окупаемости.

Однако необходимо отметить, что новый трансформатор может повысить нагрузку на другие элементы сети, что может привести к дополнительной модернизации в будущем.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В теоретической части ВКР рассмотрены электрические сети 10/0,4 кВ, их особенности как связующего элемента.

В аналитической части произведены анализы расчета нагрузок трансформаторных подстанций с 2018 по 2023 год, также анализ трансформаторных подстанций с большой загрузкой, были построены к ним графики нагрузок годовые и ежемесячные, были сделаны выводы по графикам.

В практической части проведен расчет установок компенсирующих устройств, также были представлены варианты модернизаций ТП и их технико-экономические показатели.

В результате работы были выполнены все задачи поставленные перед началом работы.

Практическая значимость работы ВКР заключается в том, что данные исследования и полученные результаты могут быть использованы для разработки проектной документации на модернизацию электрических сетей 10/0,4 кВ поселка Ташеба, что позволит повысить надежность и качество электроснабжения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шеметов А.Н. Надежность электроснабжения: учебное пособие для студентов специальности 140211 «Электроснабжение». – Магнитогорск: ГОУ ВПО «МГТУ им. Г.И. Носова», 2006.
2. Системы электроснабжения [Электронный ресурс]: курс лекций / сост. Н. В. Дулесова; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ, 2016
3. Хорольский В.Я., Таранов М.А., Петров Д.В. Техничко-экономические расчеты распределительных электрических сетей. – Ростов-на-Дону: «Терра Принт», 2009.
4. Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. - М.: ПАО «Россети». - 2017.
5. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Текст]. – М.: Энергия, 2013.
6. Правила устройства электроустановок [Текст]: утверждены Министерством энергетики Российской Федерации. – М.: Проспект, 2019.
7. Сталович В. В., Радкевич В. Н., УДК 621.311.16 технико-экономическая оценка трансформаторных подстанций напряжением 6–10/0,4 кВ с различными типами высоковольтных распределительных устройств
8. Макаров, Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ. Т. 4. – М.: Папирус Про, 2005
9. Костюченко, Л.П, Проектирование систем сельского электроснабжения: учеб. пособие / Л.П. Костюченко; Краснояр. гос. аграр. ун-т. -3-е изд., испр. и доп. - Красноярск, 2016.
10. Семенов В.А., Матюхин А.А. Оценка и управление качеством электроэнергии в распределительных сетях. - Новосибирск: НГТУ, 2004.
11. Фурфаев Д.В., Балабанов В.А. Анализ и оптимизация режимов работы распределительных электрических сетей: Учеб. пособие - СПб.: СПбГПУ, 2011.
12. Судник А.М. Электроснабжение городов и сельских районов: учеб. пособие. - М.: Издательский центр «Академия», 2011.

13. Атомэнергосбыт. – URL: <https://khakasia.atomsbt.ru/khakasia/private/tarify/selo>
14. Абакан пульс цен. – URL: <https://abakan.pulscen.ru/search/price>
15. Официальный сайт ПАО "Россети" – URL: <https://www.rosseti.ru/>
16. Шеховцов В.Н. Электроснабжение: учеб. пособие для студ. учреждений сред. проф. образования. - М.: Издательский центр «Академия», 2013. – URL: <https://urait.ru/bcode/400864>
17. Компания energybase.ru – URL: <https://energybase.ru/>
18. Гуменюк В.М. Надежность и диагностика электротехнических систем: Учеб. пособие для вузов. — Владивосток: Изд-во Дальневост. гос. техн. ун-та, 2010.
19. Китушин В.Г. Надежность электроэнергетических систем. Часть 1. Теоритические основы: Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003.
20. Савоськин Н.Е. Надежность электрических систем: учебное пособие. – Пенза: Изд-во ПГУ, 2004 г.
21. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей: СО 34.04.181-2003: утв. ОАО РАО "ЕЭС России". – Москва, 2004.
22. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей [Электронный ресурс]- [URL:http://www.consultant.ru/document/cons_doc LAW 40861](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_40861)
23. Гуменюк В.М. Надежность и диагностика электротехнических систем: Учеб. пособие для вузов. — Владивосток: Изд-во Дальневост. гос. техн. ун-та, 2010.
24. ГОСТ 18322-2016 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения. – Москва: Стандартинформ, 2017.
25. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
институт

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.С.Торопов
подпись инициалы, фамилия

« 01 » 07 2024 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

Анализ загруженности электрических сетей 10/0,4 кВ пос. Ташеба
тема

Руководитель	<u>Е.В.Платонова</u> подпись, дата	доцент, к.т.н. должность, ученая степень	<u>Е.В.Платонова</u> инициалы, фамилия
Выпускник	<u>А.Ю.Тербежеков</u> подпись, дата		<u>А.Ю.Тербежеков</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	<u>И.А.Кычакова</u> подпись, дата		<u>И.А.Кычакова</u> инициалы, фамилия

Абакан 2024