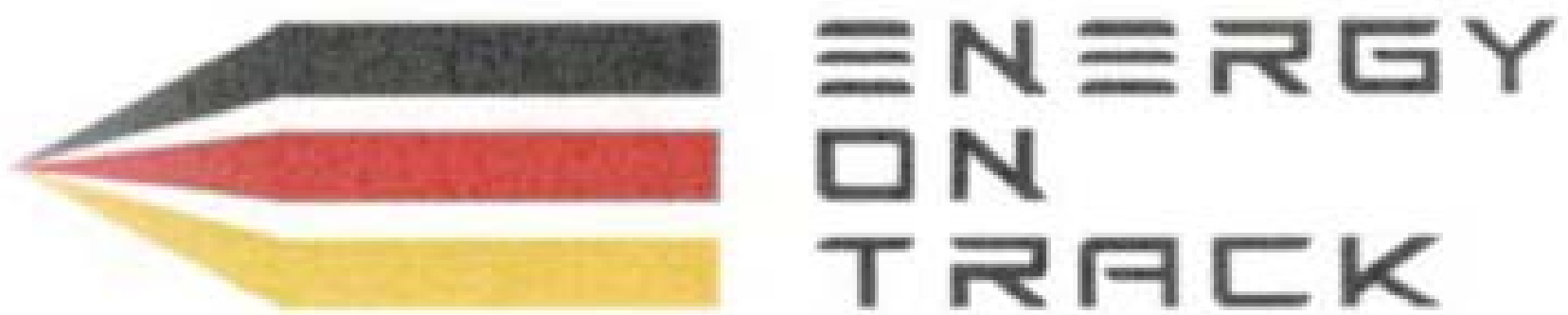
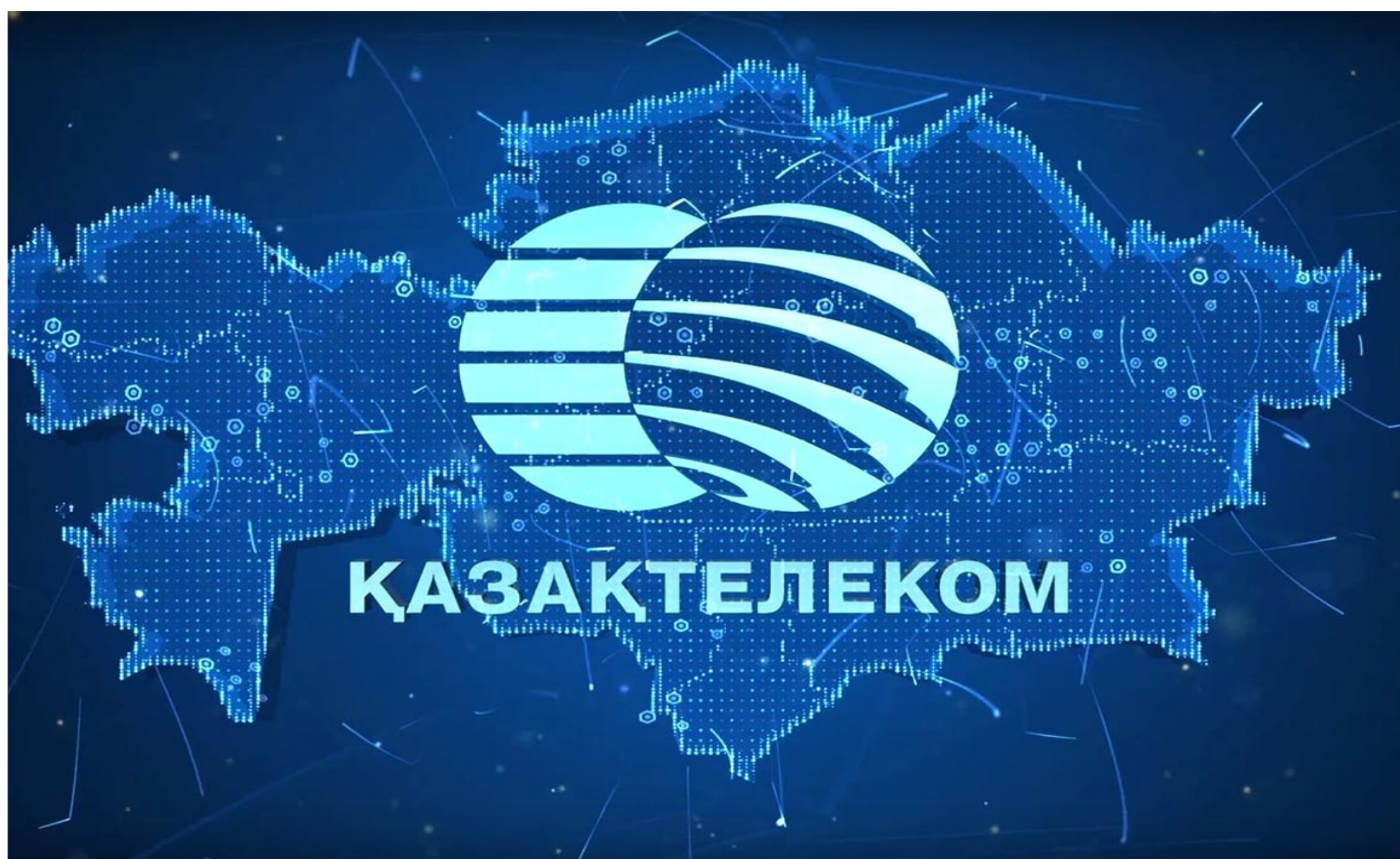




Директор
ТОО «Energy on Track»
Сулейменова Ш.З.

Handwritten signature

2025г



**ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ
И ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ**
ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМУ АУДИТУ
АО «КАЗАХТЕЛЕКОМ»

Астана, 2025 г.

СОДЕРЖАНИЕ

ЛИСТ ИСПОЛНИТЕЛЕЙ	3
ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	4
ВВЕДЕНИЕ	6
I ВВОДНАЯ ЧАСТЬ	7
1. СВЕДЕНИЯ О ЗАКЛЮЧЁННОМ ДОГОВОРЕ И ОБЪЕКТЕ ЭНЕРГОАУДИТА	7
2. ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ	10
2.1 СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	10
2.2 СИСТЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	21
2.3 СИСТЕМА ВОДОСНАБЖЕНИЯ	29
2.4 ЗДАНИЯ	32
II ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ	36
1. АНАЛИЗ И СТРУКТУРА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ	36
2. РАСЧЁТ ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЗДАНИЙ	46
3. СРАВНЕНИЕ ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЗДАНИЙ С ИХ НОРМАТИВНЫМИ ЗНАЧЕНИЯМИ И АНАЛИЗ ПРИЧИН НЕСООТВЕТСТВИЯ	39
4. РЕЗУЛЬТАТЫ ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ЗАМЕРОВ	56
III ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНАЯ ЧАСТЬ	61
1. РЕКОМЕНДАЦИИ	61
1.1 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ И ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ И ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ	62
1.2 ПРОЕКТ ПЛАНА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ И ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ	103
2. ВЫВОДЫ	107
2.1 ПОТЕНЦИАЛ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ	107
2.2 ОЦЕНКА ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ	108
СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ	109
ПРИЛОЖЕНИЯ	
1. ПРОТОКОЛА ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ЗАМЕРОВ	111
2. ОТЧЁТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ	284
3. КОММЕРЧЕСКИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ	1050

ЛИСТ ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

ФИО	Должность	Вид работ	Подпись
Пузий В.Ю	Начальник отдела энергоаудита	Контроль за выполнением проекта Проверка Заключения по энергосбережению	
Шегинбаева А.К	Энергоаудитор	Руководство проектом подготовка и свод заключения по энергосбережению	
Алтыбасаров Р.А.	Энергоаудитор	Проведение инструментального анализа и обследования по электрической части	
Разиев Б.	Энергоаудитор	Проведение инструментального анализа и обследования по тепловой части	
Касенов О.	Энергоаудитор	Обработка данных инструментального обследования по тепловой части	
Акимжанов Т.	Энергоаудитор	Обработка данных инструментального обследования по электрической части	

Активация
Параметры

ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

Термины и определения

В настоящем отчете применены следующие термины с соответствующими определениями.

Государственный энергетический реестр - систематизированный свод информации о субъектах Государственного энергетического реестра

класс энергоэффективности электрического энергопотребляющего устройства - уровень экономичности энергопотребления электрического энергопотребляющего устройства, характеризующий его энергоэффективность на стадии эксплуатации

менеджмент в области энергосбережения и повышения энергоэффективности (энергоменеджмент) – комплекс административных действий, направленных на обеспечение рационального потребления энергетических ресурсов и повышение энергоэффективности объекта управления, включающий разработку и реализацию политики энергосбережения, и повышения энергоэффективности, планов мероприятий, процедур и методик мониторинга, оценки энергопотребления и других действий, направленных на повышение энергоэффективности

субъекты Государственного энергетического реестра – индивидуальные предприниматели и юридические лица, потребляющие энергетические ресурсы в объеме, эквивалентном тысяче пятистам и более тонн условного топлива в год, а также государственные учреждения, субъекты квазигосударственного сектора и естественных монополий, потребляющие энергетические ресурсы в объеме, эквивалентном ста и более тонн условного топлива в год

термомодернизация - мероприятие по улучшению теплотехнических характеристик здания, строения и сооружения, приводящее к снижению в них потерь тепловой энергии

условное топливо - принятая при технико-экономических расчетах, регламентируемая в нормативах и стандартах единица, служащая для сопоставления тепловой ценности различных видов органического топлива

энергетические ресурсы - совокупность природных и произведенных носителей энергии, запасенная энергия которых используется в настоящее время или может быть использована в перспективе в хозяйственной и иных видах деятельности, а также виды энергии (атомная, электрическая, химическая, электромагнитная, тепловая и другие виды энергии)

энергетический аудит (энергоаудит) - сбор, обработка и анализ данных об использовании энергетических ресурсов в целях оценки возможности и потенциала энергосбережения и подготовки заключения

энергоаудиторская организация – юридическое лицо, осуществляющее энергоаудит

энергосбережение - реализация организационных, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов

эффективное использование энергетических ресурсов - достижение технически возможного и экономически оправданного уровня использования энергетических ресурсов

Обозначения

В настоящем отчете применены нижеследующие обозначения.

Гкал – гигакалория (единица измерения количества тепловой энергии);

кВт·ч – киловатт-час (единица измерения количества активной электрической энергии)

кг.у.т. – килограмм условного топлива

т.у.т. – тонна условного топлива

Сокращения

В настоящем отчете применены нижеследующие сокращения.

GPS – система глобального позиционирования (от англ. Global Positioning System)

ISO – Международная организация по стандартизации (от англ. International Organization for Standardization)

LED – светодиодный (от англ. led – светодиод, светодиодный)

АТП – автоматический тепловой пункт

ГБО – газобаллонное оборудование

ГВС – горячее водоснабжение

ГСМ – горюче-смазочные материалы

ГРО – газораспределительная организация

ДРЛ – дуговая ртутная лампа

ДТ – дизельное топливо

ДУТ – датчик уровня топлива

ИК – индивидуальная котельная

КЛЛ – компактная люминесцентная лампа

КоАП РК – Кодекс Республики Казахстан «Об административных правонарушениях»

ОЗП – отопительно-зимний период

ПС – подстанция

ПУЭ – Правила устройства электроустановок

ПФ – Производственные филиалы

СН РК – строительные нормы Республики Казахстан

СЦТ – система централизованного теплоснабжения

СЭнМ – система энергетического менеджмента

ТЛЛ – трубчатая люминесцентная лампа

ТН – трансформатор напряжения

ТТ – трансформатор тока

ТЭО – технико-экономическое обоснование

ТЭР – топливно-энергетический ресурс

ХХ – холостой ход

ШГРП – шкафной газорегуляторный пункт

ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с требованиями Закона Республики Казахстан от 13 января 2012 года № 541-IV «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» (далее - Закон) согласно «Правил проведения энергоаудита», утверждённых Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 400 (далее - Правила) был проведен энергетический аудит объектов АО «Казахтелеком».

Энергетический аудит АО «Казахтелеком» проводится впервые. При этом, филиалы АО «Казахтелеком» проводили энергетический аудит.

За отчетный 2023 год потребление энергетических ресурсов АО «Казахтелеком» составило 49 620,6 т.у.т. На основании данного объема потребления ТЭР АО «Казахтелеком» было включено в Государственный энергетический реестр Республики Казахстан. В качестве субъекта ГЭР АО «Казахтелеком» обязан предоставлять информацию по энергосбережению Оператору ГЭР, провести энергетический аудит и реализовать план мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности, разработанного по итогам энергоаудита.

Согласно проведенного энергоаудита расчётный потенциал энергосбережения АО «Казахтелеком» составляет **0,8 %**, или 403,85 т.у.т.

В проект Плана мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности АО «Казахтелеком» на 2026-2030 годы включены, как экономически целесообразные мероприятия (приведенная стоимость которых на пятый год проекта является положительной, а внутренняя норма рентабельности превышает используемую ставку дисконтирования на два и более процента), так и мероприятия с долгим сроком окупаемости, но обеспечивающим надежность и устойчивость технологического процесса. Определены показатели энергоэффективности АО «Казахтелеком» на перспективу, с учётом реализации мероприятий по энергосбережению до 2030 года.

Расчетным путем определён класс энергоэффективности для 167 отапливаемых зданий филиалов АО «Казахтелеком» отапливаемой площадью более 50 м².

Энергетический аудит АО «Казахтелеком» включил в себя объекты, расположенных по следующим филиалам:

- Сервисная фабрика Алматы и область;
- Сервисная фабрика Костанай и область;
- Сервисная фабрика СКО и область;
- Сервисная фабрика Южный Казахстан;
- Сервисная фабрика Западный Казахстан;
- Сервисная фабрика Центральный Казахстан и область (Астана, Акмолинская обл., Карагандинская обл.);
- Сервисная фабрика г. Семей;
- Сервисная фабрика г. Өскемен;
- Сервисная фабрика г. Павлодар и область;

I ВВОДНАЯ ЧАСТЬ

1. СВЕДЕНИЯ О ЗАКЛЮЧЁННОМ ДОГОВОРЕ И ОБЪЕКТЕ ЭНЕРГОАУДИТА

Договор о закупке услуг

Заказчик:

АО «Казахтелеком»
Председатель Правления Есекеев К. Б.
г. Астана, ул. Сауран, 12
+7 (717) 2543-236

Энергоаудиторская организация:

ТОО «Energy on Track»
Директор Сулейменова Ш.З.
г. Астана, пр. Кабанбай батыра 9/2
+7 (7172) 35 19 03

info@eot.kz

ТОО «Energy on Track» состоит в "Реестре юридических лиц, осуществляющих деятельность в области энергосбережения и повышения энергоэффективности" с 04 марта 2019 года за №137.

АО «Казахтелеком» - крупнейшая телекоммуникационная компания Казахстана, имеет статус национального оператора связи.

Общество владеет Национальной информационной супермагистралью, которая представляет собой транспортное оптоволоконное кольцо, соединяющее цифровыми потоками с высокой скоростью передачи данных крупные города Казахстана.

Казахстанская телекоммуникационная компания, имеющая статус национальной компании. Является крупнейшим оператором фиксированной телефонии в Казахстане, а также одним из крупнейших операторов национальной сети передачи данных. Предоставляет услуги широкополосного доступа в Интернет, цифрового телевидения, сотовой связи, местной и международной телефонной связи и др.

Два главных офиса компании расположены в городах Астана и Алматы. Имеет филиалы во всех регионах Казахстана.

Подразделения АО «Казахтелеком» представлены областными и городскими телекоммуникационными сетями компании, расположенными в 237 населенных пунктах, из которых:

- 17 городов республиканского значения,
- 24 малых города,
- 159 районных центров,
- 54 населенных пунктов, имеющих выделенный зональный код (бывшие райцентры).

Основной производственной деятельностью региональных подразделений АО «Казахтелеком» является строительство, эксплуатация, ремонт и обслуживание сетей телекоммуникаций и вспомогательного технологического оборудования, предназначенного для обеспечения непрерывного и безаварийного доступа к интернет ресурсам и системам телекоммуникаций.

Основные офисы находятся в городах Астана и Алматы, региональные филиалы — расположены в 17 областях Республики Казахстан.

Филиалы АО «Казахтелеком»:

- Дивизион по корпоративному бизнесу (далее ДКБ);
- Дивизион по розничному бизнесу (далее ДРБ);
- Объединение «Дивизион «Сеть» (далее ОДС);
- Дивизион информационных технологий (далее ДИТ);
- Дирекция управления проектами (далее ДУП);
- Дирекция «Телеком Комплект» (далее ДТК);
- Сервисная фабрика (далее СФ);
- Дирекция «Академия инфокоммуникации» (далее Корпоративный университет).

На основании предоставленных данных филиала СФ АО «Казахтелеком» на балансе филиалов, расположенных по областям Республики Казахстан из них:

- подключены к централизованной системе отопления 526 объекта (65%);
- автономный источник отопления на твердом топливе имеют 40 объектов (5%);
- автономный источник отопления на жидком топливе имеют 107 объектов (13,2%);
- автономный источник отопления на газовом топливе имеют 108 объектов (13,4%);
- автономный пункт отопления на электричестве 28 объектов (3,5%).

Сервисная фабрика, осуществляет:

- обеспечение безаварийной и бесперебойной работы систем теплоснабжения, горячего и холодного водоснабжения, инженерных сетей, административных площадей;
- организация и контроль работы технического персонала по содержанию служебных помещений и территории АО «Казахтелеком» в надлежащем санитарно-эстетическом состоянии;
- обеспечение реализации положений Экологической политики в области охраны окружающей среды по хозяйственной деятельности;
- разработка и координация вопросов по реализации комплексной программы аутсорсинга.

АО «Казахтелеком» активно развивает политику энергоменеджмента и проводит мероприятия по повышению энергоэффективности. В 2023 году компания разработала и утвердила «Политику в области энергоменеджмента», а также провела анализ Энергетического реестра производственных объектов, потребляющих энергоресурсы. Была внедрена документированная процедура «Идентификация видов энергии. Определение базисов. Энергетический анализ», которая предусматривает внутренние процедуры контроля количественных и качественных показателей оборудования энергетического реестра.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

2.1 СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Эксплуатацией и обслуживанием системы электроснабжения объектов на филиалах АО «Казахтелеком» занимается Сервисная Фабрика.

АО «Казахтелеком», являясь крупным потребителем электроэнергии по всей территории Казахстана, покупает её у различных энергоснабжающих организаций. Со всеми этими организациями заключены договора на электроснабжение. Перечень энергоснабжающих организаций филиалов АО «Казахтелеком» приведён в Табл. 1.1.

Табл. 1.1

№ п/п	Филиал АО Казахтелеком	Электроснабжающая организация	Договор
1	Сервисная фабрика Актобе	ТОО «АктобеЭнергоСнаб» АО «СНПС- Актобемунайгаз»	№22855/6/04-ДП-01 от 05.01.2024 г. №7-04-ДУ-01-Актобе ДЭСД от 05.01.2024 г.
2	Сервисная фабрика Уральск	ТОО «Батысэнергоресурс»	№05335/105/04-ДП-01-ДЭСД от 29.01.2024 г.
3	Сервисная фабрика Атырау	ТОО «АтырауЭнергосату»	
4	Сервисная фабрика Мангыстау	ТОО "Мангыстау жарык"	№ 0712-AUES-22 от 01.01.2024 от 01.01.2024 г.
6	Сервисная фабрика Костанай	ТОО «Костанайский ЭнергоЦентр»	№17623/30-05-29-ДЗУ от 24.01.2023 г.
		КГП «Костанайюжэлектросервис»	№57/12-04-ДЭ от 23.01.2024 г.
		ГКП «Житикаракоммунэнерго»	№18/10-04-ДЭ от 23.01.2024 г.
		ГКП «Лисаковскгоркоммунэнерго»	№ 43-11-04-ДЭ от 23.01.2024 г.
		ТОО «Рудненская Энерго Компания»	№910/09-04-ДЭ от 23.01.2024 г.
7	Сервисная фабрика Кокшетау	ТОО «КокшетауЭнергоцентр»	№1100035-05-29-ДЭ от 04.01.2023 г.
	Сервисная фабрика Астаны и области	ТОО «Астанаэнергосбыт»	№9604 от 20.12.2022 г.
		ТОО "АРЭК-Энергосбыт" Аккольское отделение	410 от 01.01.2023
		ТОО "АРЭК-Энергосбыт" Аршалинское отделение	303 от 01.01.2023
		ТОО "АРЭК-Энергосбыт" Атбасарское отделение	315 от 01.01.2023
		ТОО "АРЭК-Энергосбыт" Астраханское отделение	316 от 01.01.2023
		ТОО "АРЭК-Энергосбыт" Атбасарское отделение	46 от 01.01.2023
		ТОО "АРЭК-Энергосбыт" Буландинское отделение	54 от 01.01.2023
		ТОО "АРЭК-Энергосбыт" Ерейментауское отделение	184 от 01.01.2023

		ТОО "АРЭК-Энергосбыт" Есильское отделение	128 от 01.01.2023
		ТОО "АРЭК-Энергосбыт" Жаксынское отделение	3 от 01.01.2023
		ТОО "АРЭК-Энергосбыт" Жаркаинское отделение	30 от 01.01.2023
		ТОО "АРЭК-Энергосбыт" Шортандинское отделение	44 от 01.01.2023
		ТОО "Астанаэнергосбыт"	0086 от 01.01.2023
		ТОО "Кокшетауэнергоцентр" Кенесары	140002860 от 01.01.2023
		ТОО "Кокшетауэнергоцентр" Щучинск	130005874 от 01.01.2023
	Объединение "Дивизион Сеть" г. Семей	ТОО "Шығысэнерготрейд"	008105 от 05.01.2023 010086 от 04.01.2023 028012 от 04.01.2023 050077 от 04.01.2023 063062 от 04.01.2023 063102 от 04.01.2023 063120 от 04.01.2023 090097 от 04.01.2023 142223 от 04.01.2023 200122 от 04.01.2023 230018 от 04.01.2023
	Сервисная фабрика Караганды и области	ТОО "Электржабдықтау"	№72 от 19.12.2022 года.
		ТОО "Балхашэнерго-1"	№3 от 26.12.2022 года.
		ТОО "Расчетный сервисный центр"	№03-11 от 1 января 2023 года.
		ТОО "Қарағанды жылу сбыт"	№Е3023/23 от 1 января 2023 года.
		ТОО "Казэнергоцентр"	№25230002 от 17 декабря 2022 года.
	Сервисная фабрика - Тараз	ТОО "ЖамбылЖарык сауда 2030"	№903А от 03.01.2023 г.
	Сервисная фабрика - Кызылорда		
	Сервисная фабрика – Алматы и области	Алматыэнергосбыт	№52365 с 05.01.2022г №10945 от 05.01.2022 г. №48748 от 05.01.2022 г. №24327 от 05.01.2022 . №31139 от 05.01.2022 г. №70137 от 05.01.2022 г. №902629 от 05.01.2022 .
		АО "ЖетысуЭнергоТрэйд"	№3106 от 11.01.2024г. №151175 от 18.01.2024г. №211083 от 03.01.2024г. №201279 от 17.01.2024г. №14007249 от 22.01.2024г. №12226 от 11.01.2024г Договор №232451 от 12.01.2024г.

			№19009015 от 18.01.2024г.
		ТОО "Энергопоток"	№1913-05 от 01.01.2023г
		ШШ Алгабас	№82/4-1-6/ДУ/ЦЭиК от 13.02.2023г
		ТОО Шиелі Жарығы	№51/4-1-6/ДУ/ЦЭиК от 27.01.2023г
8		ТОО Шымкент Кус	16/4-1-6/ДУ/ЦЭиК от 18.01.2023г
		ИП Сагиндыков	121/4-1-6/ДУ/ЦЭиК от 27.03.2023г
9		АО Казтелерадио	№152/4-1-6/ДУ/ЦЭиК от 31.03.2023г
		ШПФ АО КазТрансГаз Аймак	№15/4-1-6/ДУ/ЦЭиК от 18.01.2023г
		ГККП Туркестанский высший аграрный колледж	№48/4-1-6/ДУ/ЦЭиК от 27.01.2023г
10	Сервисная фабрика - Шымкент	ТОО Ғұр-Арыстан	№17/4-1-6/ДУ/ЦЭиК от 18.01.2023г
		ТОО Корпорация Береке А	№46/4-1-6/ДУ/ЦЭиК от 27.01.2023г
		ИП Сейсенова	№45/4-1-6/ДУ/ЦЭиК от 27.01.2023г
		ИП Жунусов	№49/4-1-6/ДУ/ЦЭиК от 27.01.2023г
		ТОО Завод Модуль	№50/4-1-6/ДУ/ЦЭиК от 27.01.2023г
		ТОО Агрофирма Шымкент Тукум	№44/4-1-6/ДУ/ЦЭиК от 23.01.2023г
		ТОО Avtovokzal SAMAL	№47/4-1-6/ДУ/ЦЭиК от 27.01.2023г
		АО KCELL	№252/4-1-6/ДУ/ЦЭиК от 05.07.2023г

При отсутствии электроснабжения от основных источников питания, здания производственных филиалов АО «Казхателеком» используют дизельные генераторные установки (ДГУ) в качестве резервных источников электроснабжения для обеспечения бесперебойной работы телекоммуникационного оборудования, особенно в удаленных и труднодоступных районах Казахстана, представлены на рис. 1.1-1.4 , таблица 1.2



Рис. 1.1



Рис. 1.2



Рис. 1.3



Рис. 1.4

Табл. 1.2

№ п/п	Наименование	Наименование филиала	Кол-во, шт.	Мощность, кВа
1	1E15LMA3ST	Г.Актобе СФ	3	15
2	1E10 МАЗ	Г. Шымкент СФ	1	10
3	1E100MA3	Г. Актобе СФ	1	1000
		Костанайская обл. СФ (г. Аркалык)	1	
4	1E18 МАЗ	Туркестанская обл. СФ	1	18
5	1E18MA2	Туркестанская обл. СФ	2	18
6	1E18MA3	З-Казахстанская обл. СФ	4	18
7	1E200MA3	Актюбинская обл. СФ	3	200
8	1E30CA3	Костанайская обл. СФ	12	30
		Павлодарская обл. СФ	1	30
9	1E800MtMA3	Костанайская обл. СФ	1	640

10	1E8HLM	Костанайская обл. СФ	2	8
11	1EA-2B	Костанайская обл. СФ	7	2
12	1E 48 MA3	Карагандинская обл. СФ	2	48
		Павлодарская обл. СФ	1	48
13	1E100MA3	Акмолинская обл.	2	100
14	1E10DMA	Туркестанская обл. СФ	1	18
15	1E10MA3	Актюбинская обл. СФ	1	10
16	1E150MA3	Туркестанская обл. СФ	1	150
17	1E18MA3	Актюбинская обл. СФ	1	30
18		Туркестанская обл. СФ	1	30
19	1E150MA3	Туркестанская обл. СФ	1	150
20	1EA-4LMA	Костанайская обл. СФ	1	4
21	48 M1	Актюбинская обл. СФ	1	48
22	5KJT25ATSB	Костанайская обл. СФ	1	20
23	APD 33	Туркестанская обл. СФ	4	24
2	"APD-33A «AKSA» "	Г. Шымкент СФ	1	24
25	C44D5	Костанайская обл. СФ	3	35
26	DAEWO	Туркестанская обл. СФ	1	30
27	"Daewoo PJJ 94/75 (OC 130017110335)"	Г. Астана	1	75
28	DS 5500A ES	Костанайская обл. СФ	1	5
29	DY3000LX	Костанайская обл. СФ	15	2
30	E10DMA	Костанайская обл. СФ	1	10
31	E10HLMA	Акмолинская обл. СФ	5	8
32	E130DMST	Костанайская обл. СФ	1	104
33	E30DMA	Костанайская обл. СФ	1	30
		Актюбинская обл. СФ	1	18
		3-Казахстанская обл. СФ	1	24
34	EDIGI,21.9UVA RiD 650 B-SERIES	Г. Шымкент СФ	1	500
35	EA-4	Костанайская обл. СФ	5	4
36	EA-5LM(E)	Костанайская обл. СФ	2	5
37	FG Wilson (P30P1)	Карагандинская обл. СФ	1	30
38	FPG 9800E+ATS	Актюбинская обл. СФ	1	7,5
39	FPG4500	Костанайская обл. СФ	2	3
40	GEKO 5401 E-AA/ZHD	Костанайская обл. СФ	3	5
41	GF3 50KW	Туркестанская обл. СФ	4	50

42	HIMOINSA HHW-150T5	Павлодарская обл. СФ	1	120
43	Himoinsa HSW-455 T5	Г. Актобе СФ	2	364
44	KDE 12 STA	Костанайская обл. СФ	2	8,5
45	KDE 12STA3	Г. Шымкент СФ	1	10
46	KDE 16 STA3	Костанайская обл. СФ	1	13,5
47	KDE 6500E	Костанайская обл. СФ	30	4
48	KDE 6500E3	Костанайская обл. СФ	5	4
49	KDE 6500X3	Костанайская обл. СФ	2	4
50	KDE6500E	Костанайская обл. СФ	3	4
51	KJT20	Костанайская обл. СФ	7	13
52	P 12,5 P2	З-Казахстанская обл. СФ	2	10
53	P GB-12	Туркестанская обл. СФ	1	30
54	PJB	Павлодарская обл. СФ	1	44
		Туркестанская обл. СФ	4	50
55	PJB - 12	Туркестанская обл. СФ	2	50
56	PJB 12 (30 кВт)	Костанайская обл. СФ	3	30
57	PJB 12 (55кВт)	Туркестанская обл. СФ	1	55
58	PJJ 12	Костанайская обл. СФ	1	75
59	PJK DAEWOO	Павлодарская обл. СФ	1	92
60	RID 100 C-SERIES	Г. Актобе СФ	1	100
61	RID 15 E-SERIES	Актюбинская обл. СФ	1	15
62	RID 30 E-SERIES S	Костанайская обл. СФ	1	24
63	RID 40 S-SERIES/RID1000A	Актюбинская обл. СФ	1	30
64	RIO 15 E	Туркестанская обл. СФ	2	32
65	SDG 7000EHA	Костанайская обл. СФ	30	6,5
66	SDG6000EHA	Костанайская обл. СФ	12	6,0
67	SH-30GF	Туркестанская обл. СФ	1	24
68	TD15000STE	Костанайская обл. СФ	1	10
69	TEKSAN	Туркестанская обл. СФ	2	24
70	TG-3900R	Костанайская обл. СФ	12	2,5
71	TG-7200R	Костанайская обл. СФ	18	5,0
72	TG-9600EATS	Костанайская обл. СФ	3	6,0
73	TJ46PE5A	Актюбинская обл. СФ	2	30
74	TSS SDG 6000EHA	Костанайская обл. СФ	1	6
75	"WILSON 169 KVA (OC 130017112518)"	Карагандинская обл. СФ	1	144
76	YKS-8500E	Костанайская обл. СФ	1	6,5

77	YKS-Q8500E	Костанайская обл. СФ	2	6,5
78	АД100С Т400 2Р	Актюбинская обл. СФ	1	100
79	Астра 275	Костанайская обл. СФ	1	200
80	ДГА Е130 ДМА.	Павлодарская обл. СФ	1	100
81	ДГА Е200 МА3	Павлодарская обл. СФ	1	200
82	ДГА 1Е 100 МА3	Карагандинская обл. СФ	2	100
83	ДГА 1Е 200 МА3	Павлодарская обл. СФ	1	100
84	ДГА 1Е 48 МА3	Карагандинская обл.СФ	1	48
85	ДГА 600кВт-С/380/III УВН	Павлодарская обл. СФ	1	660
86	ДГА FG Wilson F50-1 CAL 49,8кВА/39,8/кВт	Павлодарская обл. СФ	1	39,8
87	ДГА RID40 E-SERIES	Павлодарская обл. СФ	1	32
88	ДГА YKS-DN35	Павлодарская обл. СФ	1	35
89	ДГА Е30DMA	Туркестанская обл. СФ	2	30
90	ДГА200кВт DAEWOO	Павлодарская обл. СФ	1	254
91	ДГА-3-48м1	Карагандинская обл.СФ	1	48
92	ДГА-48М	Костанайская обл. СФ	1	48
93	Дизельгенератор 1Е18МА3	Карагандинская обл.СФ	1	16
94	Дизельгенератор 1Е10МА3	Карагандинская обл.СФ	10	10
95	Дизельгенератор 1Е18МА3	Карагандинская обл.СФ	8	18
96	Дизельгенератор 1Е24МА3	Карагандинская обл.СФ	2	24
97	Дизельгенератор 1Е30СА3	Карагандинская обл.СФ	2	30
98	Дизельгенератор 1Е4МА3	Карагандинская обл.СФ	2	4
99	Дизельгенератор1Е18МА3	Карагандинская обл.СФ	1	18
100	Дизельгенератор1Е4МА3	Алматинская обл. СФ	1	4

Количество и производители приборов учета электроэнергии по производственным филиалам АО «Казахтелеком» представлены в Таблице 1.3. По филиалам отсутствующим в данной таблице не было предоставлено информации системе учета электроэнергии.

Табл. 1.3

№ п/п	Наименование филиала	Кол-во, шт.	Производитель приборов учета электроэнергии
1	Г. Астана	1	Saiman
2	Алматинский ПФ	1	Меркурий 230
3	Костанайская обл. СФ	57	Saiman
		71	Энергомера
		54	МЗЭП
		27	Меркурий
		13	Милур ИС

		5	Тайпит-ИП
		36	ННПО ФРУНЗЕ
		4	ИС Меганорм
		15	ЗАО Компания Технолог
4	Актюбинская обл. СФ	3	Elster Метроника
		8	Меркурий
		3	Teletec
		11	ННПО ФРУНЗЕ
		64	Saiman
		1	Энергомера
		101	Saiman
5	Павлодарская обл. СФ	2	Saiman
		4	Матрица
		14	Меркурий
		1	ННПО ФРУНЗЕ
		10	Энергомера
6	Карагандинская обл. СФ	1	ЭЛЬСТЕР
		38	Меркурий
		33	Saiman
7	Акмолинская обл. СФ	81	Saiman
		327	Меркурий
		8	NIK
		10	Матрица
		24	Энергомера
8	Г. Тараз СФ	9	Энергомера
		1	ЗАО Техно-Комплекс
		3	Saiman

Система освещения

На основании предоставленных данных АО «Казахтелеком» в системе освещения основную долю занимают светодиодные светильники – 5257 штук, лампы накаливания – 202 шт., люминесцентные лампы -3301 штук, по многим филиалам информация по системе освещения не была предоставлена, в связи с чем данные отсутствуют.

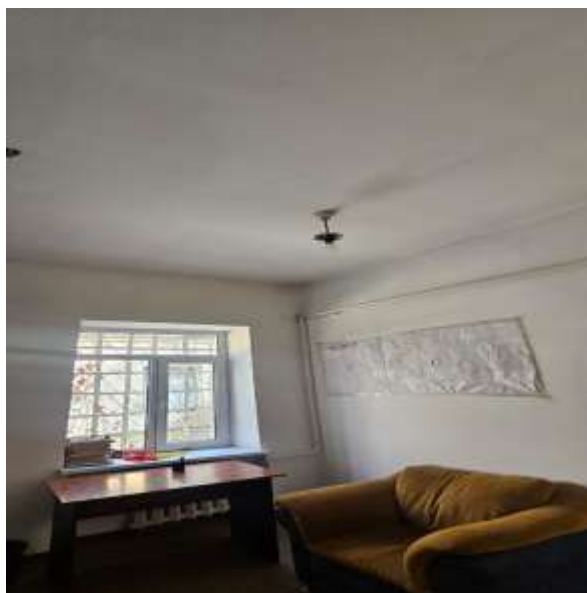


Рис. 1.5



Рис. 1.6



Рис. 1.7



Рис. 1.8



Рис. 1.9



Рис. 1.10



Рис. 1.11



Рис. 1.12



Рис. 1.13



Рис. 1.14

Система вентиляции

Вентиляция воздуха на объектах АО «Казахтелеком» в большей части осуществляется за счет естественной циркуляции воздуха. В зданиях центров обработки данных (дата-центрах) филиалов АО «Казахтелеком» установлены приточные и вытяжные установки. Так как, основное назначение дата-центров является создание необходимых условий для серверов: с оптимальной влажностью, необходимой температурой и бесперебойной работой высокосортного интернета. Основная цель вентиляции в ЦОД является отвод избыточного тепла, выделяемого серверами и оборудованием.

При приточной системе вентиляции воздухообмен происходит за счет разности давления, создаваемой вентилятором. Этот способ вентиляции более эффективен, так как воздух предварительно может быть очищен от пыли и доведен до требуемой температуры и влажности. Такие системы могут подавать и удалять воздух из локальных зон помещения в необходимом количестве, независимо от изменяющихся условий окружающей

воздушной среды. При необходимости воздух подвергают различным видам обработки (очистке, нагреванию, увлажнению и т. д.), что практически невозможно в системах естественной вентиляции. Для обеспечения вентиляции здание укомплектовано улиткообразными вытяжными вентиляторами, их автоматикой и пусковой аппаратурой.

Под неорганизованной естественной системой вентиляции понимается воздухообмен в помещении, происходящий за счет разности давлений внутреннего и наружного воздуха и действий ветра через неплотности ограждающих конструкций, а также при открывании форточек, фрамуг и дверей.

Система вентиляции в удовлетворительном состоянии, оборудование системы вентиляции исправно, замечания и дефекты не обнаружены.

Приточно-вытяжные установками, оснащенным двигателями мощностью от 0,1 кВт до 10 кВт. виды на Рис. 1.14-1.17, расположение вентиляционных установок в табл.1.4.

Табл. 1.4

№ п/п	Расположение вентиляционных установок	Кол-во, шт
1	Сервисная фабрика г. Павлодар	12
2	Сервисная фабрика Мангыстау	11
3	Сервисная фабрика Тараз	4
4	Сервисная фабрика Тараз	12
5	Сервисная фабрика г. Шымкент и область	69
6	ТУСМ-10 г. Караганда, Объединение "Дивизион Сеть"	19
7	ДИТ-филиал АО "Казахтелеком" ЦОД г. Усть-Каменогорск	2
8	ДИТ-филиал АО "Казахтелеком" ЦОД г.Кокшетау	2
9	ДИТ-филиал АО "Казахтелеком" ЦОД г. Алматы	1
10	ДИТ-филиал АО "Казахтелеком" ЦОД г. Павлодар	2
11	ДИТ-филиал АО "Казахтелеком" ЦОД г. Петропавловск	1
12	ДИТ-филиал АО "Казахтелеком" ЦОД г. Семей	1
13	ДИТ-филиал АО "Казахтелеком" ЦОД г. Шымкент	1
14	ДИТ-филиал АО "Казахтелеком" ЦОД г. Костанай	2
15	ТУСМ-6 г. Семей	12
		333



Рис 1.15



Рис. 1.16



Рис. 1.17

2.2 СИСТЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Теплоснабжение объектов АО «Казахтелеком» осуществляется от собственных автономных котельных, и от систем центрального отопления. Количество зданий и сооружений, находящихся на балансе АО Казахтелеком и отапливаемых от котельных или от системы централизованного теплоснабжения, а также площадь которых превышает более 50 м² составляет 167 единиц.

Договоры на предоставление услуг по снабжению тепловой энергией заключены по объектам, расположенных в городах областных центрах. Договора на теплоснабжение указаны в табл. 1.5.

Табл. 1.5

№ п/п	Филиал АО Казахтелеком	Теплоснабжающая организация	Договор
1	Сервисная фабрика г. Астаны и область	ТОО Астанаэнергосбыт	№4025 от 20.12.2022г./ 7-07-06- 1.2-ДУ от 20.12.2022г.
		ГКП на ПХВ Целиноградская коммунальная служба	№73 от 03.01.2024 года
2	Сервисная фабрика г. Алматы	ТОО "Алматинские тепловые сети"	№ 36830 от 01.01.2023; № 36987 от 01.01.2023 № 36187 от 01.01.2023.
3	Сервисная фабрика Алматинская обл.	ГКП на ПХВ "Иле су" тепло ТОО "Тепловые сети" АО"Каскеленское" ГКП на ПХВ "Жылу Орталығы"	№ 2002/02-0015 от 05.01.2023 № 215 от 04.01.2023 122024 от 03.01.2023 №1329 от 01.12.2022г.
4	Сервисная фабрика Жетысу обл.	КГП на ПХВ "Талдыкоргантеплосервис"	№51/А-01-55-К от 31.01.2023г №215 от 31.01.2023г.

		ТОО "Текелийский энергокомплекс"	№ 1/А-01-55-К от 03.01.2023
5	Сервисная фабрика г. Тараз	АО "Таразэнергоцентр"	№93/05-06/ДУ от 07.03.2023г.
		ГКП "Жамбыл Жылу"	№92/05-06/ДУ от 06.03.2023г.
		ГКП "Жанатас Су Жылу"	№107/05-06/ДУ от 16.03.2023г.
6	Сервисная фабрика г. Актобе	АО "Agtobe su-energy group"	№131/3-01-56-У-2023 от 16.02.2023г.
7	Сервисная фабрика г. Атырау	АО "Атырауская теплоэлектроцентраль"	№33/3-01-56-У от 26.01.2023
		ГКП на ПХВ «Ақсайжылыкуат» акимата Бурлинского района	№24/3-01-56-У-2023 от 19.01.2023г.
		АО «КазТрансГаз Аймак»	№101-3-01-55-У-2022 от 24.02.2022
	Сервисная фабрика Уральск	АО «Жайыктеплоэнерго»	№25/3-01-56-У-2023 от 20.01.2023г.
8	Сервисная фабрика Мангыстау	ТОО "МАЭК-Казатомпром"	№121/3-01-56-У-2023 от 16.02.2023
9	Сервисная фабрика г. Кызылорда	ШЖҚ МКК "Қызылорда теплоэлектроцентр"	№036 от 16.02.2023г.
10	Сервисная фабрика г. Шымкент	Куатжылуорталык-3	№20718 от 04.01.2023
11	Сервисная фабрика г. Павлодар и область	ТОО "Павлодарэнергосбыт" город Павлодар	№23681 от 01.01.2024г.
		ТОО "Экибстүзтеплоэнерго"	№23681 от 01.07.2021г.
		АО "ТНК Казхром"	№23-799 от 27.01.2023г.
		ГКП "Теплосервис-Аксу"	№29/701 от 01.01.2024г.
		ГКП "Комек"	№27 от 03.01.2024г.
		ГКП "Май-Сервис"	№1 от 03.01.2024г.
		ГКП "Акку-Сервис"	№9 от 05.01.2024г.
		ПОФ АО "Казпочта" город Павлодар село Щербакты	№100006532 от 01.01.2024г.
		ПОФ АО "Казпочта" город Павлодар село Успенка	№100006533 от 01.01.2024г.
		ПОФ АО "Казпочта" город Павлодар село Актогай	№100006535 от 01.01.2024г.

		ПОФ АО "Казпочта" город Павлодар село Иртышск	договор №100006534 от01.01.2024г.
--	--	--	--------------------------------------

Максимальная часовая тепловая нагрузка по объектам АО «Казхателеком» согласно договору, отсутствует, в связи с этим были выбраны данные по рассчитанным энергопаспортам. Данные представлены в табл. 1.6

Табл. 1.6

№ п/п	Наименование	Тепловая нагрузка, Гкал
1	Сервисная фабрика г. Алматы и область	6419,7
2	Сервисная фабрика г. Костанай и область	7553,7
3	Сервисная фабрика г. Петропавловск и область	4551,8
4	Сервисная фабрика Южная область	4339,7
5	Сервисная фабрика Западная область	5391,7
6	Сервисная фабрика Центр	12475,2
7	Сервисная фабрика Усть-Каменогорск	3013,9
8	Сервисная фабрика Павлодар	3855,5
9	Сервисная фабрика Семей	360,1
		47961,3

Информация по тепловым пунктам (тип, температурный график, вид теплоносителя и т.д.) объектов АО «Казхателеком» указаны в табл. 1.7, примеры тепловых пунктов приведены на Рис. 1.18 - 1.25.

Табл. 1.7

№ п/п	Наименование	Тип	Температурный график	Вид теплоносителя
1	г. Алматы, Медеуский район, ул. Диваева, 39	ИТП от котельной	95/70	Вода
2	г.Алматы, мкр.Калкаман-2, ул.Исатай59	ИТП от котельной	95/70	Вода
3	п.Бельбулак АТС	ИТП от котельной	95/70	Вода
4	г.Есик ул.Абая 109а (АТС-40 № КХ003078)	ИТП от котельной	95/70	Вода
5	АТС-30 "Боролдай"	ИТП от котельной	95/70	Вода
6	АТС-48 "Караой"	ИТП от котельной	95/70	Вода
7	АТС-71 "Туймебаева"	ИТП от котельной	95/70	Вода
8	АТС-50 "Жетыген"	ИТП от котельной	95/70	Вода
9	АТС-4 ТП345 Капшагай	ИТП от котельной	95/70	Вода
10	АТС-71 "Туймебаева"	ИТП от котельной	95/70	Вода
11	г.Жаркент ЦАТС	ИТП от котельной	95/70	Вода
12	с. Кеген	ИТП от котельной	95/70	Вода
13	с. Жаланаш	ИТП от котельной	95/70	Вода
14	АТС Чунджа	ИТП от котельной	95/70	Вода
15	г.Ушарал ул. Конаева 76	ИТП от котельной	95/70	Вода

16	Алмалы	ИТП от котельной	95/70	Вода
17	Аулиекольский район, с.Аулиеколь, ул.Байтурсынова, д.68	ИТП от котельной	95/70	Вода
18	Камыстинский район, с.Камысты, ул.Ленина, д.35	ИТП от котельной	95/70	Вода
19	Сарыкольский район, п.Сарыколь, ул.Ленина, д. 80	ИТП от котельной	95/70	Вода
20	Узункольский район, с.Узунколь, ул.Абылайхана, д.69	ИТП от котельной	95/70	Вода
21	Аулиекольский район, п.Кушмурун, ул.Горького, д.121	ИТП от котельной	95/70	Вода
22	Карасуский район, с.Октябрьское, ул.Ленина, д.18	ИТП от котельной	95/70	Вода
23	г. Булаево, ул. А. Молдагуловой -7	ИТП от котельной	95/70	Вода
24	г. Мамлютка, ул. Ленина 51	ИТП от котельной	95/70	Вода
25	г.Булаево, ул. С.Муканова, 14, ЦЛКС-88	ИТП от котельной	95/70	Вода
26	Кармакшинский район п.Жосалы , ул.Абая №45	ИТП от котельной	95/70	Вода
27	п.Жалагаш, ул. Желтоксан, 4	ИТП от котельной	95/70	Вода
28	г. Аральск, ул. Бактыбай батыра, б/н	ИТП от котельной	95/70	Вода
29	г.Тараз ул.Абая, 429	ИТП от котельной	95/70	Вода
30	г.Каратау, ул.Конаева, 48	ИТП от котельной	95/70	Вода
31	г.Шу, ул.Балуан Шолака, 1	ИТП от котельной	95/70	Вода
32	Байзакский р-н, с.Сарыкемер, ул. Б.Батыра 106	ИТП от котельной	95/70	Вода
33	Жамбылский р-н, с.Аса, ул.Абая 119	ИТП от котельной	95/70	Вода
34	Жуалынский р-н, с.Б.Момышулы, ул.Рыспек батыра 100	ИТП от котельной	95/70	Вода
35	Кордайский р-н, с.Кордай, ул.Толе би, 100	ИТП от котельной	95/70	Вода

36	Меркенский р-он с.Мерке ул.Исмаилова, 228	ИТП от котельной	95/70	Вода
37	Т.Рыскуловский р-н, с.Кулан, ул.Исмаилова, 11	ИТП от котельной	95/70	Вода
38	г.Арыс ул. Толеби 63	ИТП от котельной	95/70	Вода
39	с. Шолакорган ул. Айтеке би 58	ИТП от котельной	95/70	Вода
40	с. Шаян ул. Байдибек Карашулы 51	ИТП от котельной	95/70	Вода
41	с. Асыката	ИТП от котельной	95/70	Вода
42	с. Шаульдер ул. Т. Сарсенбаева 13	ИТП от котельной	95/70	Вода
43	г. Сарыагаш ул. Майлы Кожа б\н	ИТП от котельной	95/70	Вода
44	с. Т. Рыскулова ул. Рыскулова 296	ИТП от котельной	95/70	Вода
45	г. Ленгер ул. 8 марта б\н	ИТП от котельной	95/70	Вода
46	г. Жетысай ул. Байбутаева б\н	ИТП от котельной	95/70	Вода
47	г. Кентау пр-т Яссави 100	ИТП от котельной	95/70	Вода
48	п. Казгурт ул. Кунаева 59	ИТП от котельной	95/70	Вода
49	г. Шардара ул. Толе би б\н	ИТП от котельной	95/70	Вода
50	г. Туркестан Кожанова 5	ИТП от котельной	95/70	Вода
51	с. Аксукент ул. Абылай-хана 62	ИТП от котельной	95/70	Вода
52	г.Кандыагаш, ул.Баймухамбетова, 5А	ИТП от котельной	95/70	Вода
53	г.Актобе, ул.101 Стрелковой бригады, 5	ИТП от котельной	95/70	Вода
54	г.Актобе, п.Заречный, ул.Центральная, 22А (Производственная база)	ИТП от котельной	95/70	Вода
55	г.Актобе, ул.Летняя, 26	ИТП от котельной	95/70	Вода
56	г.Аксай ул. Чапаева 113 (КЗ ЦЛКС-143)	ИТП от котельной	95/70	Вода

57	г.Ф- Шевченко, ул. Ургенишбай улы 1	ИТП от котельной	95/70	Вода
58	г.Атырау, ул.Тайманова	ИТП от котельной	95/70	Вода
59	г.Атырау, пос.Жумыскер	ИТП от котельной	95/70	Вода
60	г. Атырау, Кайыршахтин. а/о ж/м. Жулдыз, 51, д.56	ИТП от котельной	95/70	Вода
61	г. Атырау ул.Тайманова, 1. ЦЛКС-132 и АТЦ	ИТП от котельной	95/70	Вода
62	г.Семей, ул.1-я линия,1 Транспортный участок	ИТП от котельной	95/70	Вода
63	Баянаульский район, село Баянаул, улица Ауэзова, 21	ИТП от котельной	95/70	Вода
64	город Павлодар, улица Сибирская, 89	ИТП от котельной	95/70	Вода



Рис. 1.18



Рис.1.19



Рис. 1.20



Рис.1.21



Рис.1.22



Рис. 1.23



Рис.1.24

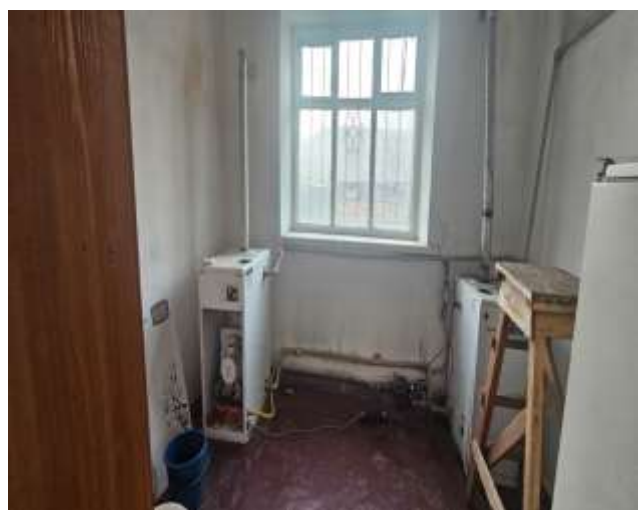


Рис.1.25

Тепловые узлы на объектах АО «Казакхтелеком» в целом находятся в удовлетворительном состоянии, в некоторых филиалах трубопроводы в изношенном состоянии, требуют замены, теплоизоляция трубопроводов отсутствуют. Оснащены необходимыми контрольно-измерительными приборами и запорно-регулирующей арматурой. На объектах с ИТП от котельной АО «Казакхтелеком» приборы учёта тепловой энергии отсутствуют, количество потребленного топлива котлами учитываются с помощью интегрированных в газовые котлы расходомеров.



Рис.1.26

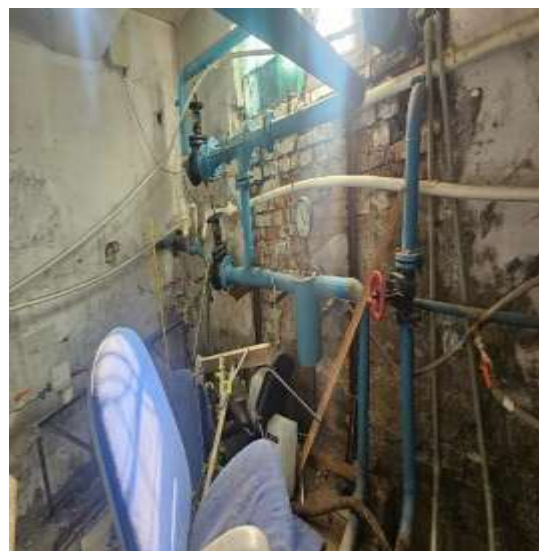


Рис. 1.27



Рис.1.28



Рис.1.29

Для повышения энергоэффективности системы теплоснабжения рекомендуется модернизация теплового пункта путем внедрения автоматизации тепловых узлов. Текущая ситуация свидетельствует об удовлетворительной энергоэффективности использования тепловой энергии.

При соответствующем проектировании и реализации мероприятия возможно достижение экономии в потреблении тепловой энергии.

В качестве радиаторов отопления в зданиях установлены алюминиевые, чугунные радиаторы и трубные регистры без регулирующих клапанов, а также на отдельных объектах

установлены электрические радиаторы отопления, что также свидетельствует о возможности модернизации внутренней системы отопления за счет установки регулирующих клапанов и замены чугунных радиаторов на биметаллические. Данные мероприятия позволят рационально использовать тепловую энергию и увеличить отдачу тепла от радиаторов отопления.



Рис. 1.30



Рис. 1.31



Рис. 1.32



Рис. 1.33



Рис. 1.34



Рис. 1.35

2.4 СИСТЕМА ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Хозяйственно-питьевое водоснабжение значительной части объектов филиалов АО «Казахтелеком» осуществляются из централизованной системы холодного водоснабжения. Вода потребляется на собственные бытовые нужды, расход воды на производственные нужды отсутствует. Состояние системы водоснабжения объектов АО «Казахтелеком» находятся в удовлетворительном состоянии, в некоторых филиалах трубопроводы водоснабжения в изношенном состоянии, требуют замены.

На всех объектах АО АО «Казахтелеком» ведется технический учет расхода воды на собственные нужды предприятия. Количество и наименования приборов учета воды, установленных на объектах предприятия показаны в Табл.1.8. и на Рис. 1.36-1.41.

Табл.1.8

№ п/п	Наименование ПФ КТГА	Количество	Наименования
1	Сервисная фабрика г. Тараз и область	6	Itron, УБК-40, Бетар СГВ, Eco Meter / Casela
2	Сервисная фабрика г. Павлодар и область	25	МТК-32, ТУ-4 UNIMAG-20, Дасу, TV-4, ЕТК-15, Arzamas, ТУ-4-20
3	Сервисная фабрика г. Шымкент	12	GOLD CARD, BAYLAN, SSS(ABSHERON)
4	Сервисная фабрика г. Актобе и область	17	NETKON, СГВ-20 (Бетар), ZENNER, СГВ-15 Бетар, MTW-

			32, ETW-15, ZR-15, BK-X/25, CASCAD, CBK-15/3/2
	Сервисная фабрика ЗКО	13	СГВ-15 БЕТАР, Нетпун CBK 15, АКВА L110, CHRONOS, Minomess M, Метрон, MinoL, СГВ-15 Бетар
5	Сервисная фабрика г. Атырау	19	СГВ-20, Эконом СВ 15-110, Бетар СГВ-15, Decast, Cascad, Экомера-22х,
6	Сервисная фабрика г. Костанай	2	AKVA
7	Сервисная фабрика г. Петропавловск	2	Itelma №21
8	Сервисная фабрика г. Усть-Каменогорск	н/д	н/д
9	Сервисная фабрика г. Семей	н/д	н/д
10	Сервисная фабрика г. Павлодар	н/д	



Рис. 1.36



Рис. 1.37



Рис. 1.39

Рис. 1.38



Рис 1.40



Рис. 1.41

2.5 ЗДАНИЯ

На балансе АО «Казахтелеком» имеется более 350 зданий и сооружений различных производственных предназначений. Из них количество зданий, отапливаемых от индивидуальных котельных и системы централизованного теплоснабжения, а также площадью которых превышает более 50 м² составляет 211 единиц. Здания расположены в различных населенных пунктах по всей территории Республики Казахстан. Характеристика отапливаемых зданий приведены в Табл. 1.9. и на Рис. 1.42-1.51.

Виды основных зданий и сооружений, находящихся на балансе АО «Казахтелеком» в разрезе по филиалам представлены в Приложении 6.

Табл. 1.9

№ п/п	Населенный пункт	Количество зданий	Число этажей	Общая площадь, м ²	Система отопления
1	Астана	11	2	22 804,6	Центральное
2	Кокшетау	3	2	6280,5	Центральное
3	Ерейментау	1	1	558,8	Центральное
4	Степногорск	1	2	2397,2	Центральное
5	Акмол	1	1	529,3	Центральное
6	Акколь	1	1	458,0	Центральное
7	Балкашино	1	1	680,3	Центральное
8	Есиль	1	1	775,6	Центральное
9	Атбасар	1	3	1745,4	Центральное
10	Шортанды	1	2	428,6	Центральное
11	Жаксы	1	2	940,0	Центральное
12	Астраханка	1	3	1138,5	Центральное
13	Аршалы	1	2	530,4	Центральное
14	Щучинск	2	2	590,9	Центральное
15	Алматы	13	1,2,4	43091,1	Центральное, ИК
16	Талдыкорган	3	1	8451,4	Центральное
17	Есик	1	3	1225,1	ИК
18	Боролдай	1	1	284,5	ИК
19	Караой	1	1	300,5	ИК
20	Туйменбаева	1	2	147,2	ИК
21	Жаркент	1	3	1413,6	ИК
22	Кеген	1	1	122,8	ИК
23	Жаланаш	1	1	129,1	ИК
24	Чунджа	1	3	822,0	ИК
25	Алмалы	1	2	582,0	ИК
26	Ушарал	1	3	869,5	ИК
27	Уштобе	1	1	441,6	ИК
28	с. Аксу	1	2	567,0	ИК
29	г.Костанай	7	3,2	16 333,7	СЦТ, ИК
30	с.Аулиеколь	1	3	1 260,4	ИК
31	с.Камысты	1	3	885,8	ИК
32	п.Карасу	1	3	1277,8	ИК
33	п.Затобольск	1	3	1005,5	ИК

34	с.Боровское	1	3	996,8	ИК
35	п.Сарыколь	2	3	1174,7	ИК
36	с.Федоровка	1	3	1010,7	ИК
37	Житикара	1	3	2338,5	ИК
38	., г.Лисаковск	1	2	2329,9	ИК
39	п.Кушмурун	1	1	243,0	ИК
40	с.Октябрьское	1	3	1430,1	ИК
41	Аркалык	1	3	2459,1	СЦТ, ИК
42	Амангельды	1	1	379,6	СЦТ
43	Рудный	1	2	2505,9	ИК
44	г. Петропавловск,	6	4	14982,9	Центральное
45	г. Булаево	2	1,2	931,5	Электрическое, АСО
46	г. Тайынша	1	1	321,1	Центральное
47	с. Смирново	1	2	470,6	Центральное
48	с. Явленка	1	3	1549,8	Центральное
49	с. Пресновка	1	3	1391,6	Центральное
50	с. Тимирязево	1	1	457,0	Центральное
51	Кишкенеколь	1	2	582,1	Центральное
52	а. Бесколь	1	2	412,5	Центральное
53	п.Жосалы	1	2	403,5	ИК
54	п.Жалагаш	1	2	507,5	ИК
55	г.Тараз	5	2	7745,4	Центральное
56	г.Жанатас	1	2	717,6	Центральное
57	г.Каратау	1	2	719,6	ИК
58	г.Шу	1	3	992,6	ИК
59	г.Шымкент	7	3	14804,4	Центральное
60	г.Арыс	1	1	828,6	ИК
61	с. Шаян	1	2	637,0	ИК
62	с. Шолаккорган	1	2	386,8	ИК
63	с. Асыката	1	2	584,5	ИК
64	г. Ленгер	1	2	745,6	ИК
65	Жетысай	1	2	394,5	ИК
66	Кентау	1	2	1581,2	ИК
67	г. Туркестан	1	2	706,2	ИК
68	с. Т. Рыскулова	1	2	791,2	ИК
69	Актобе	4	4	14311,6	Центральное
70	г.Кандыагаш	1	2	590,3	ИК
71	Уральск	5	3	7033,8	Центральное
72	Аксай	3	2	1259,3	Центральное
73	Актау	2	1	357,4	Центральное
74	г.Ф- Шевченко	1	1	146,0	ИК
75	Атырау	6	2	8982,1	Центральное, ИК
76	Караганда	5	4	22554,0	Центральное
77	Темиртау	1	3	1367,0	Центральное
78	Балхаш	1	4	4749,8	Центральное
79	Семей	4	3	8112,0	Центральное
80	Усть-Каменогорск	5	3	18069,9	Центральное

81	Шемонаиха	1	3	1559,0	Центральное
82	Аягоз	1	1	275,9	Центральное
83	Павлодар	8	3	19012,6	Центральное
84	Экибастуз	1	3	2445,8	Центральное
85	Актогай	1	2	690,0	Центральное
86	Баянауыл	1	2	565,4	ИК

Основная часть зданий АО «Казактелеком», в большей степени здания районных газовых хозяйств, были построены в период 70-х и 80-х годов XX столетия. Большинство зданий, в частности расположенных в районных центрах областей требуют капитального, либо текущего ремонта.



Рис. 1.42



Рис. 1.43



Рис. 1.44



Рис. 1.45



Рис. 1.46



Рис. 1.47



Рис. 1.48



Рис. 1.49



Рис. 1.50



Рис. 1.51

II ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1. АНАЛИЗ И СТРУКТУРА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Потребление топливно-энергетических ресурсов по АО Казахтелеком в целом за базовый 2023 год, в натуральном и условном топливе приведена в Табл.2.1.

Табл.2.1.

№	Вид энергоресурса	Потребление ТЭР АО «Казахтелеком»			
		Показатель	Ед. измерения	Показатель	Ед. измерения
1	Тепловая энергия	128 858	Гкал	18 427	т.у.т.
2	Электрическая энергия	172 172	тыс. кВтч	21177	т.у.т.
3	Природный Газ	1556550,8	м ³	1820,5	т.у.т.
4	Бензин	5350076	л	5350	т.у.т.
5	Дизельное топливо	1471491	тыс.л	1471	т.у.т.
6	Уголь каменный	831	т	520	т.у.т.
7	Сжиженный газ	543,9048	т	854	т.у.т.
ИТОГО:				49 621	т.у.т.

Потребление топливно-энергетических ресурсов в разрезе по филиалам АО «Казахтелеком» за базовый 2023 год, в натуральном и условном топливе приведена в Табл. 2.2-2.10.

Табл.2.2

№	Вид энергоресурса	Потребление СФ Мангыстауской области			
		Показатель	Ед. измерения	Показатель	Ед. измерения
1	Тепловая энергия	1902,5	Гкал	271,9	т.у.т.
2	Электрическая энергия	3561,2	тыс. кВтч	438,0	т.у.т.
3	Газ	63,0	м ³	0,073	т.у.т.
4					
ИТОГО:				709,9	т.у.т.

Табл.2.3.

№	Вид энергоресурса	Потребление СФ Алматы и области			
		Показатель	Ед. измерения	Показатель	Ед. измерения
1	Тепловая энергия	908,157	Гкал	129,8	т.у.т.
2	Электрическая энергия	24 099, 4	тыс. кВтч	2964,1	т.у.т.
3	Газ	-	м ³	-	т.у.т.
4	Уголь	21,0	т	13,1	т.у.т.
ИТОГО:				3107,0	т.у.т.

Табл.2.4.

№	Вид энергоресурса	Потребление СФ Павлодар и области			
		Показатель	Ед. измерения	Показатель	Ед. измерения
1	Тепловая энергия	7596,4	Гкал	1086,2	т.у.т
2	Электрическая энергия	11 935,4	тыс. кВтч	1468,0	т.у.т.
3	Уголь	52,98	т	32,5	т.у.т.
ИТОГО:				2586,7	т.у.т.

Табл.2.5.

№	Вид энергоресурса	Потребление СФ Жамбылской области			
		Показатель	Ед. измерения	Показатель	Ед. измерения
1	Тепловая энергия	1461,4	Гкал	208,9	т.у.т.
2	Электрическая энергия	6768,9	тыс. кВтч	832,5	т.у.т.
3	Газ	96512	м ³	112,3	т.у.т.
ИТОГО:				1153,7	т.у.т.

Табл.2.6.

№	Вид энергоресурса	Потребление СФ Западно-Казахстанской области			
		Показатель	Ед. измерения	Показатель	Ед. измерения
1	Тепловая энергия	1808,4	Гкал	258,5	т.у.т.
2	Электрическая энергия	-	тыс. кВтч		т.у.т.
3	Бензин	168 622	л	168,6	т.у.т.
4	Дизельное топливо	34629	л	34,6	т.у.т.
5	Сжиженный газ	0,809	т	1,4	т.у.т.
ИТОГО:				463,1	т.у.т.

Табл.2.7.

№	Вид энергоресурса	Потребление СФ Костанайской области			
		Показатель	Ед. измерения	Показатель	Ед. измерения
1	Тепловая энергия	-	Гкал		т.у.т.
2	Электрическая энергия	8361,8	тыс. кВтч	1028,4	т.у.т.
3	Газ	-	м ³		т.у.т.
ИТОГО:				1028,4	т.у.т.

Табл.2.8.

№	Вид энергоресурса	Потребление СФ Кызылординской и области			
		Показатель	Ед. измерения	Показатель	Ед. измерения
1	Тепловая энергия	999,6	Гкал	142,8	т.у.т.
2	Электрическая энергия	189,2	тыс. кВтч	23,2	т.у.т.
3	Газ	87,0	м ³	0,1	т.у.т.
ИТОГО:				166,1	т.у.т.

Табл.2.9.

№	Вид энергоресурса	Потребление СФ Южный регион			
		Показатель	Ед. измерения	Показатель	Ед. измерения
1	Тепловая энергия	1199,4	Гкал	171,5	т.у.т.
2	Электрическая энергия	9780,0	тыс. кВтч	1202,9	т.у.т.
3	Газ	114,9	м ³	0,134	т.у.т.
ИТОГО:				1374,5	т.у.т.

Табл.2.10.

№	Вид энергоресурса	Потребление СФ СКО области			
		Показатель	Ед. измерения	Показатель	Ед. измерения
1	Тепловая энергия	-	Гкал	-	т.у.т.
2	Электрическая энергия	5486,6	тыс. кВтч	674,7	т.у.т.
3	Газ	-	м ³	-	т.у.т.
ИТОГО:				674,7	т.у.т.

Табл.2.11

№	Вид энергоресурса	Потребление СФ ВКО области			
		Показатель	Ед. измерения	Показатель	Ед. измерения
1	Тепловая энергия	-	Гкал	-	т.у.т.
2	Электрическая энергия	13033	тыс. кВтч	1603	т.у.т.
3	Газ	-	м ³	-	т.у.т.
ИТОГО:				1603	т.у.т.

Табл.2.12

№	Вид энергоресурса	Потребление СФ Акмолинской области			
		Показатель	Ед. измерения	Показатель	Ед. измерения
1	Тепловая энергия	399,0	Гкал	57,0	т.у.т.
2	Электрическая энергия	4720,9	тыс. кВтч	580,6	т.у.т.

3	Газ	-	м ³	-	т.у.т.
ИТОГО:				637,6	т.у.т.
Табл.2.13					
№	Вид энергоресурса	Потребление СФ Актыбинской области			
		Показатель	Ед. измерения	Показатель	Ед. измерения
1	Тепловая энергия	2470,1	Гкал	353,2	т.у.т.
2	Электрическая энергия	7617,5	тыс. кВтч	936,9	т.у.т.
3	Газ	395,9	м ³	1,56	т.у.т.
ИТОГО:				1291,7	т.у.т.

Табл.2.14

№	Вид энергоресурса	Потребление СФ Атырауской области			
		Показатель	Ед. измерения	Показатель	Ед. измерения
1	Тепловая энергия	966,5	Гкал	138,1	т.у.т.
2	Электрическая энергия	-	тыс. кВтч	-	т.у.т.
3	Газ	1081	м ³	1,17	т.у.т.
ИТОГО:				139,3	т.у.т.

Табл.2.15

№	Вид энергоресурса	Потребление СФ г. Астаны			
		Показатель	Ед. измерения	Показатель	Ед. измерения
1	Тепловая энергия	539,5	Гкал	77,0	т.у.т.
2	Электрическая энергия	13847,7	тыс. кВтч	1703,2	т.у.т.
3	Газ	-	м ³	-	т.у.т.
ИТОГО:				1780,2	т.у.т.

Суммарное потребление топливно-энергетических ресурсов в условном топливе определяется на основании «Методики по предоставлению субъектами Государственного энергетического реестра информации, необходимой для формирования и ведения Государственного энергетического реестра» как сумма потребления всех видов энергетических ресурсов и пересчитывается согласно переводных коэффициентов в тонны условного топлива (т.у.т.):

$$\begin{aligned}
 & (\text{тепловая энергия, Гкал} * 0,143) + (\text{электрическая энергия, тыс.кВтч} * 0,123) + \\
 & + (\text{бензин, л} * 0,001103) + (\text{дизель, л} * 0,001261) + (\text{газ, м}^3 * 0,00117) + (\text{уголь, т.} * 0,626) + (\text{сжиженный газ (пропан, бутан), т} * 1,57)
 \end{aligned}$$

Суммарное потребление топливно-энергетических ресурсов АО КАЗАХТЕЛЕКОМ за 2023 год составило 49 620,7 т.у.т.

Структура потребления т.у.т. энергетических ресурсов АО Казахтелеком (%) за 2023 год приведена на Рис. 2.1.



Рис. 2.1

В пересчёте на тонны условного топлива, основное потребление составляет электрическая энергия (43%). В меньшем объёме потребляется сжиженный газ (2%) и уголь (1%).

Структура затрат за потреблённые ТЭР (%) в 2023 году приведена на Рис. 2.2.

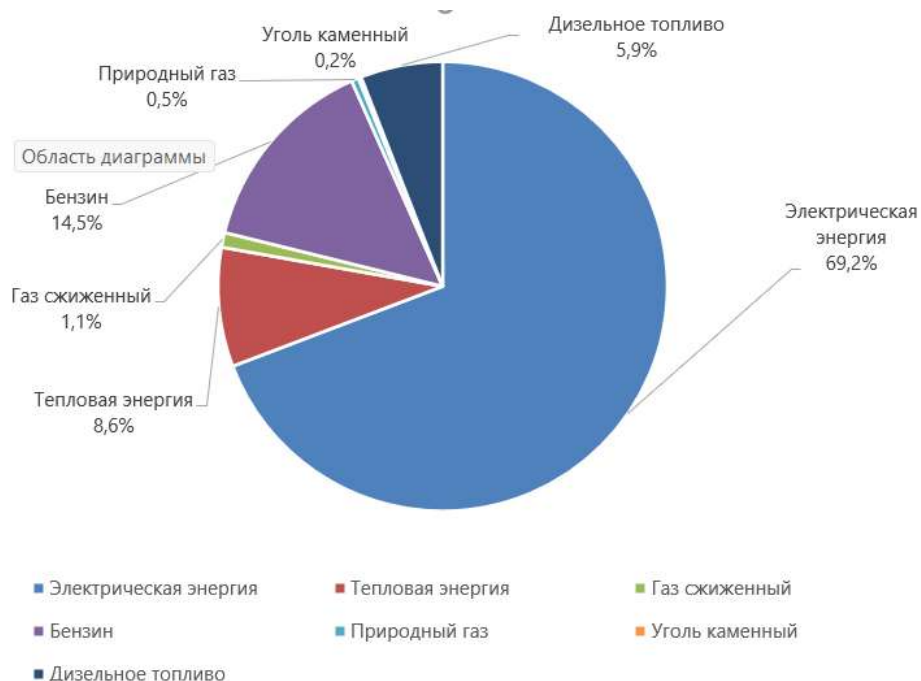


Рис. 2.2

Согласно структуре затрат за потребленные энергоресурсы значительно отмечаются затраты на электрическую энергию (69,2%), бензин (14,5%), и тепловая энергия (8,6%). Следовательно, данный вид энергоресурса является приоритетными для анализа и имеет наибольший потенциал энергосбережения.

Электрическая энергия

Динамика потребления и затрат на электрическую энергию за 2019-2023 годы в разрезе по филиалам АО Казахтелеком, приведённая в Табл. 2.11 и на Рис. 2.3-2.4, свидетельствует о незначительном снижении объема потребления электрической энергии в филиалах.

По Западно-Казахстанской, Атырауской областям не были произведены анализы потребления электрической энергии, так как представителями данных филиалов не в полной мере были предоставлены исходные данные.

В связи с тем, что АО Казахтелеком покупает электроэнергию от разных источников электроснабжения, для расчетов был выбран средний тариф.

Табл. 2.16

Потребление электроэнергии по филиалам	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
Актюбинский СФ	кВт*ч	8 843 650	8 625 535	8 582 656	7 784 595	7 617 483
Алматинский СФ	кВт*ч	26 603 708	26 841 782	26 972 650	26 251 246	24 099 386
Атырауский СФ	кВт*ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Жамбылский СФ	кВт*ч	6 465 000	6 791 045	7 517 315	6 946 623	6 768 944
Кызылординский	кВт*ч	196 114	189 012	206 045	206 505	189 261

З.-Казахстанский СФ	кВт*ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Костанайский СФ	кВт*ч	8 360 712	8 614 331	8 509 784	8 429 410	8 350 909
Кызылординский СФ	кВт*ч	196 114	189 012	206 045	206 505	189 261
Мангистауский СФ	кВт*ч	3 019 688	3 872 095	3 580 349	3 561 201	3 019 688
Туркестанский СФ	кВт*ч	9 578 963	9 347 896	9 687 459	9 491 911	9 780 038
Карагандинский СФ	кВт*ч	2 360 664	2 489 644	2 503 195	2 462 044	2 574 792
Павлодарский СФ	кВт*ч	4 134 636	4 111 441	3 976 626	3 986 963	3 953 572
СКО СФ	кВт*ч	4 858 719	4 472 555	4 545 965	4 393 731	4 390 323
ВКО СФ	кВт*ч	14 232 013	14 042 547	12 772 426	12 593 106	13 032 906
Акмолинская СФ	кВт*ч	7 685 218	7 409 625	7 422 128	7 363 021	7 266 997
Астана СФ	кВт*ч	14 549 464	13 316 300	13 286 412	13 740 363	13 847 740

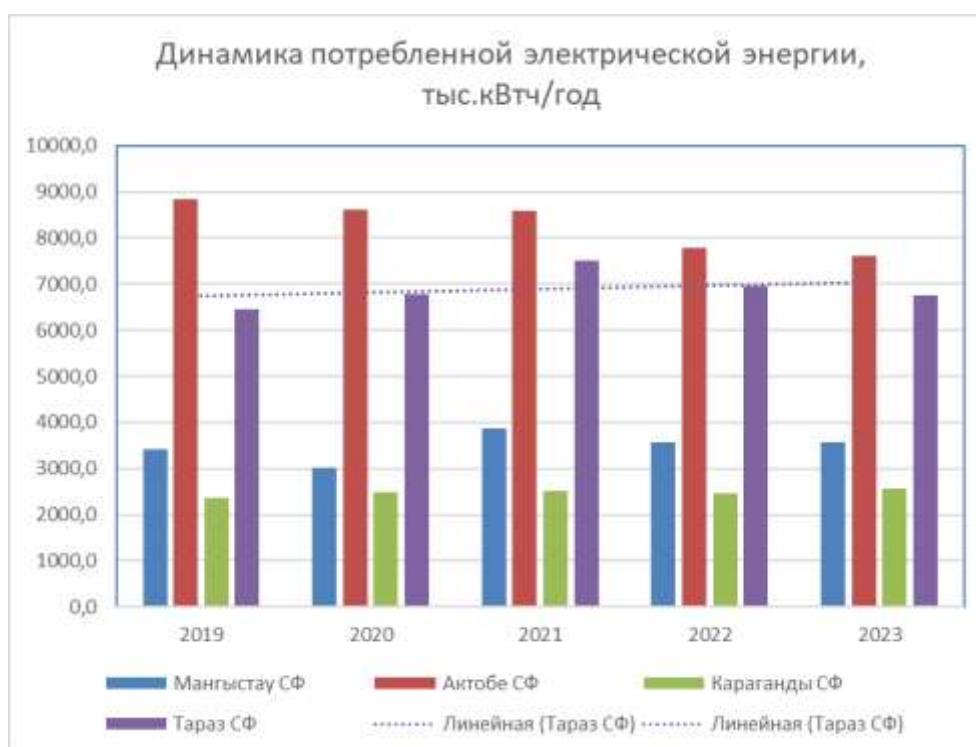


Рис. 2.3



Рис. 2.4



Рис. 2.5

В целом в разрезе с 2019 по 2023 год (рис.2.5) наблюдается снижение потребления электрической энергии в связи с внедрением энергосберегающих мероприятий в некоторых филиалах АО «Казхателеком». Имеется большой потенциал экономии электроэнергии во всех филиалах АО «Казхателеком» за счет модернизации системы освещения.

Тепловая энергия

Тепловая энергия потребляется на нужды теплоснабжения и горячего водоснабжения объектов АО «Казахтелеком». К системам централизованного теплоснабжения подключены объекты СФ Астаны, СФ Акмолинской области, СФ Алматы, СФ Павлодар, СФ Караганды, СФ Петропавловск, Атырауского СФ, Западно-Казахстанского СФ и Костанайского СФ. Остальные объекты в районных центрах АО Казахтелеком обеспечиваются теплом индивидуально от собственных котельных, которые потребляют в качестве топлива природный газ, дизтопливо, электричество.

Динамика потребления тепловой энергии за 2023 год по объектам, которые присоединены к СЦТ, приведённая в Табл. 2.11 и на Рис. 2.6, имеет стабильный характер потребления, с незначительным колебанием в периоды ОЗП. Ежемесячное изменение потребления теплоэнергии имеет зависимость от продолжительности отопительного сезона, а также средних значений температуры наружного воздуха в отопительный период года. Из чего следует, что при понижении среднемесячного значения температуры наружного воздуха повышается потребление количества тепловой энергии и соответственно при повышении среднемесячного значения температуры наружного воздуха количество потребленной тепловой энергии уменьшается.

Табл. 2.17

Филиал	Ед. изм	Янв	Фев	Мар	Апр	Ма й	Ию н	Ию л	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек
Атыр.СФ	Гка л	224,9	203,0	157,1	41,4	1,98	1,9	1,7	1,76	1,7	25,7	125,1	180,4
ЗК СФ	Гка л	506,5	518,0	341,4	150, 4	3,6	0	0	0	0	267,3	362,3	443,4
Алматы СФ	Гка л	764,2	878,9	4 450,5	801, 4	217, 0	392, 1	386, 4	249,5	556,9	1 456,4	2 679,5	10 240,6
Мангыстау СФ	Гка л	752,4	340,4	170,4	59,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	71,3	232,4	276,4
Кызылорда СФ	Гка л	197,3	208,2	191,1	65,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	27,7	142,1	167,4
Шымкент СФ	Гка л	377,1	284,1	159,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	174,4	204,1
Павлодар СФ	Гка л	1440,6	1354,5	1094,8	631, 6	88,5	16,9	15,2	0,3	1,7	458,2	974,9	1519,2
Тараз СФ	Гка л	680,3	219,6	92,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	91,6	188,4	189,2	1461,4
Акмолинская обл. СФ	Гка л	57,5	53,8	56,8	56,8	0,0	0,0	0,0	0,0	5,5	56,8		114,5
Г. Астана СФ	Гка л	100,2	95,3	83,4	40,7	0,0	0,0	0,0	0,0		28,8	57,9	66,2

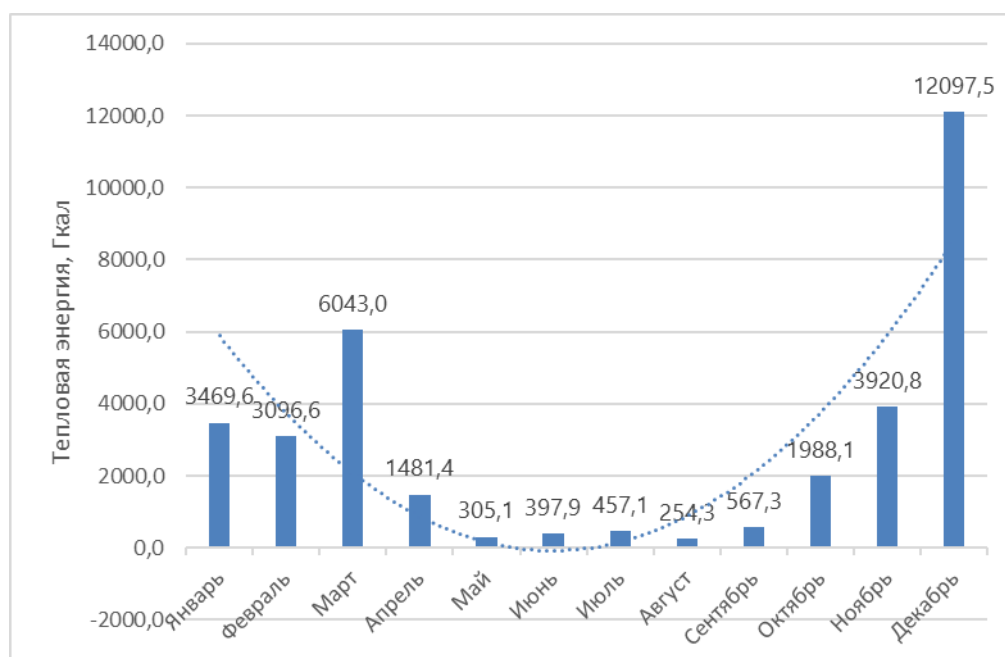


Рис. 2.6

Газ

В расчете потребления природного газа по филиалам и объектам АО «Казахтелеком» учитываются потребление природного газа на собственные нужды (отопление). По филиалам АО «Казахтелеком» не произведены анализы потребления газа, так как представителями данных филиалов не в полной мере были предоставлены исходные данные.

Вода

Объектами АО «Казахтелеком» потребляется вода из централизованной системы водоснабжения на хозяйственно-бытовые нужды административных зданий, а также для полива зелёных насаждений. Динамика потребления воды за 2023 год, приведена в Табл. 2.18 и на Рис. 2.7.

Табл. 2.18

Филиал	Ед. изм	Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек
Потребление	м³	50,6	69,4	51,3	50,8	50,0	46,2	37,9	50,6	43,7	48,5	50,4	50,5

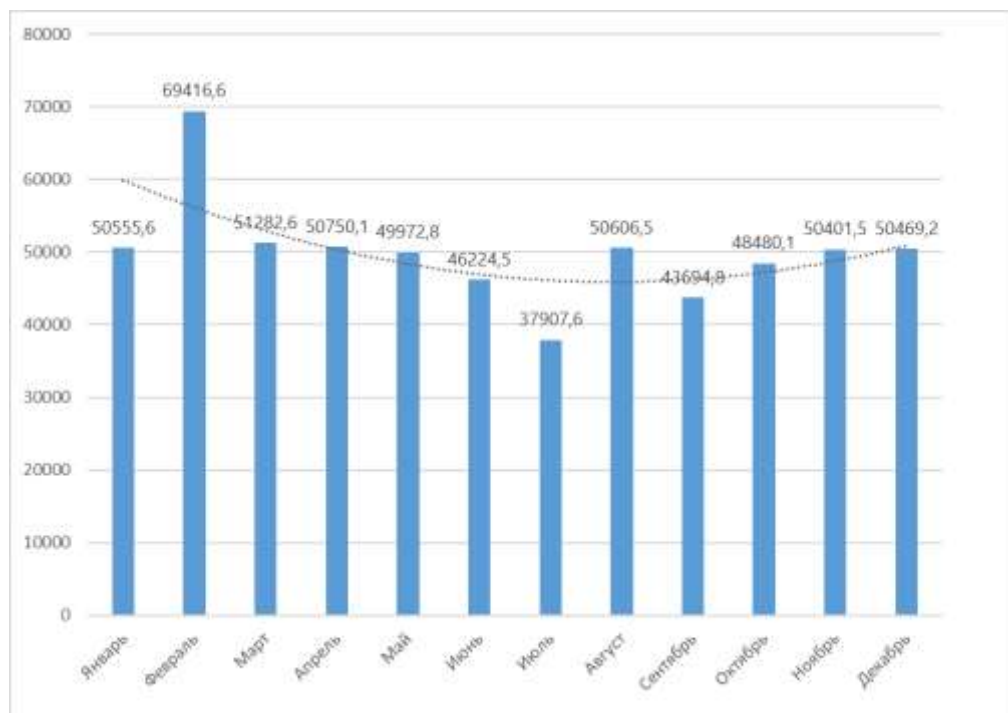


Рис. 2.7

2. РАСЧЁТ ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЗДАНИЙ

Расчёт фактических показателей энергоэффективности зданий, удельной тепловой характеристики q_T , выполняется в целях оценки класса энергоэффективности зданий.

Удельная тепловая характеристика q_T , Вт/(м³·°C), является теплотехнической оценкой строительной части здания, показывающей тепловой поток, необходимый для повышения температуры 1 м³ объема постройки на 1° C.

Фактическая удельная тепловая характеристика здания рассчитывается по формуле

$$q^{\text{факт}} = \frac{1163 \cdot 10^3 \cdot Q^{\text{факт}}_{\text{год}}}{24 \cdot z^{\text{факт}}_{\text{год}} \cdot (t^{\text{факт}}_{\text{int}} - t^{\text{факт}}_{\text{ext}}) \cdot V},$$

где $Q^{\text{факт}}_{\text{год}}$ – расход тепловой энергии на отопление здания в базовом году, Гкал/год;

$z^{\text{факт}}_{\text{год}}$ – фактическая продолжительность отопительного периода, сут.;

$t^{\text{факт}}_{\text{int}}$ – фактическая средняя температура внутреннего воздуха за отопительный период, °C;

$t^{\text{факт}}_{\text{ext}}$ – средняя температура наружного воздуха самой холодной пятидневки отопительного сезона, $t^{\text{факт}}_{\text{ext}} = -36^{\circ}\text{C}$;

V – объем здания, м³.

Фактический суммарный удельный годовой расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию определяется в соответствии с СН РК 2.04-04-2011 «Тепловая защита зданий» [56] и рассчитывается по формулам:

$$D_d = (t_{\text{int}} - t_{\text{ht}}) \cdot z_{\text{ht}},$$

где D_d – градусо-сутки отопительного периода;

t_{int} – расчетная средняя температура внутреннего воздуха здания, °C;

t_{ht} – средняя температура наружного воздуха за отапливаемый период, °C,

Z_{ht} - продолжительность, сут, отопительного периода.

$$\sum q = \frac{1163 \cdot \sum Q \cdot 10^3}{S \cdot D_d},$$

где S – отапливаемая площадь, m^2 ;

$\sum Q$ – суммарное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию, Гкал.

Результаты расчётов фактической удельной тепловой характеристики зданий приведены в Табл. 2.19.

Табл. 2.19

№	Наименование здания	Расчётная фактическая удельная тепловая характеристика здания, строения, сооружения за базовый 2023 год (Вт/м ³ · °С)
1	г.Алматы, ул. Ермака 17 ТУСМ-1	D
2	г. Алматы, ул. Чайковского, дом 39-39А/113	D
3	г.Алматы, ул.Фурманова, 240-А, Б	C-
4	г. Алматы, Медеуский район, ул. Диваева, 39	D
5	г.Алматы, Курмангазы, 112	D
6	г.Алматы, ул.Брусиловского 70	D
7	г.Алматы, ул.Жарокова 189	D
8	г.Алматы, 12мкр.д.19а	D
9	г.Алматы, мкр.Калкаман-2, ул.Исатая59	D
10	г.Алматы, ул.Р.Зорге 17а	D
11	г.Алматы, ул.Дунентаева 66	D
12	г.Алматы, ул.Бейсебаева 47	D
13	г.Алматы, ул.Коммунаров 70 "а"	D
14	г.Талдыкорган, 9 площадка д. 20	D
15	Алматинская обл., г. Талдыкорган, м-н "Жетысу" 10 ЦЛКС-15	C
16	г.Талдыкорган, ул. Белова 133	D
17	г.Есик ул.Абая 109а (АТС-40 № КХ003078)	E
18	АТС-30 "Боролдай"	D
19	АТС-48 "Караой"	E
20	АТС-71 "Түймебаева"	D
21	г.Жаркент ЦАТС	D

22	с. Кеген	D
23	с. Жаланаш	D
24	АТС Чунджа	D
25	г.Ушарал ул. Конаева 76	D
26	Алмалы	E
27	г Уштобе ул. Акын Сары №0	D
28	г. Талдыкорган с. Еркин Автобаза	E
29	с Аксу	D
30	г.Костанай, ул. Тарана, д.56 (Тауелсиздик,56)	D
31	г.Костанай, пр.Аль-Фараби, д.71	C-
32	Аулиекольский район, с.Аулиеколь, ул.Байтурсынова, д.68	D
33	Камыстинский район, с.Камысты, ул.Ленина, д.35	D
34	Карабалыкский район, п.Карабалык, ул.Космонавтов, д.6	D
35	Карасуский район, п.Карасу, ул.Исакова, д.78	D
36	Костанайский район, п.Затобольск, ул.Калинина, д.63	D
37	Мендыкаринский район, с.Боровское, ул.Женис, д.8	D
38	Сарыкольский район, п.Сарыколь, ул.Ленина, д. 80	D
39	Федоровский район, с.Федоровка, ул.Мелехова, д.52	D
40	Костанайской обл., Сарыкольский район, п.Сарыколь, ул. Тәуелсіздік, 2, ЦЛКС-83	C-
41	г.Житикара, ул.Ленина, д.57	C-
42	г.Лисаковск, ул.Мира, д.39	D
43	г.Костанай, ул.Чернышевского, д.111	D
44	г.Костанай, ул.Панфилова, д.2	D
45	г.Костанай, ул.Алтынсарина, 105	C-
46	г.Костанай, ул.Карбышева, д.11	D
47	г.Костанай, мкр.9, д.14/1	C-

48	Аулиекольский район, п.Кушмурун, ул.Горького, д.121	D
49	Карасуский район, с.Октябрьское, ул.Ленина, д.18	D
50	Амангельдинский район с. Амангельды, ул.Дуйсенбина, д.46	D
51	г.Рудный п.Качар, мкрн. 3	E
52	г.Аркалык, пр.Абая, 74	D
53	г. Петропавловск, ул. Букетова 36	C-
54	г. Петропавловск, ул. Мира 282-а	C-
55	г. Петропавловск, ул. Астана 35	D
56	г. Петропавловск, ул. Мусрепова 44	D
57	г. Булаево, ул. А. Молдагуловой -7	D
58	г. Тайынша, ул. Советская -125а	D
59	г.Булаево, ул. С.Муканова, 14, ЦЛКС-88	E
60	г.Петропавловск, ул.Труда, 47	D
61	г.Петропавловск, ул.Брусиловского, 1, ЦЛКС-87	D
62	Аккайынский район, с. Смирново, ул. Народная 46	D
63	Аккайынский район, с. Смирново	D
64	Есильский район, с. Явленка, ул. Ленина -9	C-
65	Жамбылский район, с. Пресновка, ул. Шайкина 40	D
66	Тимирязевский район, с. Тимирязево, ул. Валиханова -5	D
67	Уалихановский район, с.Кишкенеколь,ул. Уалиханова -81	D
68	Кызылжарский район, а. Бесколь, ул. Гагарина -4	D
69	Кармакшинский район п.Жосалы , ул.Абая №45	D
70	п.Жалагаш, ул. Желтоксан, 4	D
71	г.Тараз ул.Абая, 124	D
72	г.Тараз ул.Турысова 5	D
73	г.Тараз ул.Исатая 46	E
74	г.Тараз ул. Б.Момышулы, 34 (ОДС)	E
75	г.Тараз ул.Абая, 429	E
76	г.Жанатас, 3 м-н Дом Связи	E
77	г.Каратау, ул.Конаева, 48	E
78	г.Шу, ул.Балуан Шолака, 1	E
79	г.Шымкент ул.Казыбек би 15	D

80	г.Шымкент ул.Казыбек би 16А	D
81	г.Шымкент ул.Казыбек би 24	D
82	г.Шымкент ул.Тыныбаева 4	D
83	г.Шымкент ул.Елшибек Батыра б/н	D
84	г.Шымкент ул.Тверская б/н (Курманбекова,3)	D
85	г.Шымкент 21 мкр., дом 57	D
86	г.Арыс ул. Толеби 63	D
87	с. Шолаккорган ул. Айтеке би 58	C-
88	с. Шаян ул. Байдибек Карашулы 51	D
89	с. Асыката	D
90	с. Т. Рыскулова ул. Рыскулова 296	D
91	г. Ленгер ул. 8 марта б\н	D
92	г. Жетысай ул. Байбутаева б\н	D
93	г. Кентау пр-т Яссави 100	E
94	г. Туркестан Кожанова 5	D
95	г.Актобе, ул.Айтеке би, 43	D
96	г.Актобе, пр.Абилкайыр хана, 41	D
97	г.Актобе, 11 мкр, ул.Әз Наурыз, 36	C-
98	г.Актобе, ул. Есет батыра,41А (ТУСМ-14)	D
99	г.Кандыагаш, ул.Баймухамбетова, 5А	D
100	г.Актобе, ул.Летняя, 26	E
101	г.Уральск, пр.Достык ,186	D
102	г.Уральск, 4 мкр.д.б	D
103	г. Уральск, ул. Полевая 3/2	D
104	г. Аксай ул.Советская 89	E
105	г.Аксай 4-мкр	D
106	г.Аксай ул. Чапаева 113 (КЗ ЦЛКС-143)	D
107	г.Уральск, проспект Достык 244	D
108	г.Уральск, Циолковского 4	D
109	г.Актау, 29 мкр.	D
110	г.Актау, 6 мкр.	D
111	г.Ф- Шевченко, ул. Ургенишбай улы 1	D
112	г.Атырау, ул.Абая 6	D
113	г.Атырау, ул.Пушкина	D
114	г.Атырау, СМП-136 (ул.Датова)	D
115	г.Атырау, мкр. Лесхоз	D

116	г.Атырау, ул.Тайманова	D
117	г.Атырау, пос.Жумыскер	D
118	г.Астана, р-н "Сары-Арка", пр. Абая, 26	C
119	г.Астана, р-н "Алматы", ул.Жирентаева, д.	C
120	г. Астана, пр.Абая, 31	D
121	г. Астана, шоссе Алаш 12А,	D
122	г.Астана, р-н "Алматы", ул.Кенесары, 55	C
123	г.Астана, р-н "Сары-Арка", ул.Кутпанова, 7 (ранее - ул.Линейная, 7)	C-
124	г. Астана, р-н "Сары-Арка", пр.Республики, 64	C-
125	г. Астана, р-н"Алматы, мкр."Целинный", ул.Жанибека Тархана, 18	D
126	г.Астана, р-н "Алматы", жилой массив Чубары, ул.Атасу, 19	C-
127	г.Астана, р-н Есиль, ул.Сауран, 12	C
128	г. Кокшетау ул.Абая 108	C-
129	г.Кокшетау сев.промзона	C-
130	г.Кокшетау ул.Абылай -хана 32	D
131	г.Ерейментау	C-
132	п.Аршалы ул.Ташенова,49	D
133	г.Щучинск, ул.Абылай Хана 48	D
134	а.Акмол ул.Гагарина 5	D
135	г.Акколь ул.Нурмагамбетова, 116	D
136	с.Жаксы, ул.Ленина 10	D
137	с.Астраханка ул. Аль-Фараби 49	C

138	г.Щучинск ул.Кирова 42	D
139	г.Атбасар, ул.Ч.Валиханова 3	D
140	п.Шортанды ул.Советская 18	D
141	г.Караганда, ул.Ермекова, 31/2	D
142	г.Караганда, ул.Ермекова, 31	C-
143	г.Караганда, пр.Строителей, 4	D
144	г.Караганда, мкрн.19 - 57	D
145	г.Караганда, пр.Бухар-Жырау - 39	D
146	г.Темиртау, Строителей, 34	D
147	г.Балхаш, Караменде Би, 13	D
148	г.Семей, ул.Мамай Батыра,72,	D
149	г.Семей, ул.Пожарная,40а,	D
150	г.Семей, ул.Б.Момышулы, 23Б,	D
151	г.Семей, ул.1-я линия,1 Транспортный участок	D
152	ВКО г. Усть-Каменогорск ул. Казахстан,67;	D
153	ВКО г. Усть-Каменогорск пр. Шакарима, 146;	D
154	ВКО г. Усть-Каменогорск пр. Сатпаева, 30/1;	D
155	ВКО г. Усть-Каменогорск ул. Байбатчина, 9/1	D
156	область Абай г.Аягоз. Ул.Абая,19	D

157	город Павлодар, улица Ак. Бектурова, 60	C-
158	город Павлодар, улица Катаева, 16	C-
159	город Павлодар, улица Машхур Жусупа, 325/3	D
160	город Павлодар, улица Бакинская, 3	D
161	город Павлодар, Промышленная зона Восточная, 502	D
162	город Павлодар, улица Баян батыр, 4	C-
163	город Павлодар, улица Катаева, 95/2	D
164	город Павлодар, улица Лесная, 1	D
165	город Экибастуз, улица Машхур Жусупа, 42	D
166	Актогайский район, село Актогай, улица Каирбаева, 82	D
167	Баянаульский район, село Баянаул, улица Ауэзова, 21	D

3. СРАВНЕНИЕ ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЗДАНИЙ С ИХ НОРМАТИВНЫМИ ЗНАЧЕНИЯМИ И АНАЛИЗ ПРИЧИН НЕСООТВЕТСТВИЯ

Нормируемые удельные величины расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий установлены «Требованиями по энергоэффективности зданий, строений, сооружений и их элементов, являющихся частью ограждающих конструкций» утверждёнными Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 406 и приведены в Табл. 2.20.

Табл. 2.20

№ п/п	Тип здания	Этажность здания							
		1	2	3	4,5	6,7	8,9	10,11	12 и выше
1	Жилые многоквартирные,	0,455	0,414	0,372	0,359	0,336	0,319	0,301	0,290

	гостиницы, общежития, дома-интернаты								
2	Общественные, кроме перечисленных в строках 3–6 таблицы	0,487	0,440	0,417	0,371	0,359	0,342	0,324	--
3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	0,394	0,382	0,371	0,359	0,348	0,336	0,324	--
4	Дошкольные учреждения, хосписы	0,521	0,521	0,521	--	--	--	--	--
5	Сервисного обслуживания, культурно- досуговой деятельности, технопарки, склады	0,266	0,255	0,243	0,232	0,232	--	--	--
6	Административног о назначения (офисы)	0,417	0,394	0,382	0,313	0,278	0,255	0,232	0,232

энергетической эффективности жилых и общественных зданий определяются согласно СН РК 2.04-07-2022 Тепловая защита зданий и приводятся в Табл. 2.21.

Табл.2.21

Обозначение класса энергосбережен ия и его графическое обозначение	Наименование класса энергосбереже -ния	Величина отклонения расчетного значения удельного расхода тепловой энергии на отопление здания q_h^{des} от нормативного q_h^{req} , %	Экономическое стимулирование или штрафные санкции
При проектировании и эксплуатации новых и реконструируемых зданий			
A++ A+ A	Очень высокий	Ниже – 60 От – 50 до – 60 включительно От – 40 до – 50	Экономическое стимулирование
B+ B	Высокий	От –30 до –40 включительно От –15 до –30 включительно	Экономическое стимулирование
C+ C C -	Нормальный	От –5 до –15 включительно От +5 до –5 включительно От +15 до +5 включительно	Мероприятия не разрабатываются

Обозначение класса энергосбережения и его графическое обозначение	Наименование класса энергосбережения	Величина отклонения расчетного значения удельного расхода тепловой энергии на отопление здания q_h^{des} от нормативного q_h^{req} , %	Экономическое стимулирование или штрафные санкции
При эксплуатации новых и реконструированных зданий			
D	Пониженный	От +15,1 до +50 включительно	Реконструкция при соответствующем экономическом обосновании
При эксплуатации существующих зданий			
E	Низкий	Более +50	Реконструкция при соответствующем экономическом обосновании, или

В соответствии с СН РК 2.04-07-2022 «Тепловая защита зданий» состояние зданий крайне низкое, средняя величина отклонения расчетного от нормативного значения удельного расхода тепловой энергии на отопление составляет +93%. Большая часть зданий имеет класс энергоэффективности "D" и "E". Основной причиной низкого значения удельного расхода тепловой энергии на отопление является то, что значительная часть зданий и сооружений, которые находятся на балансе АО «Казахтелеком» были построены в период 80-х и 90-х годов XX столетия. Соответственно, большинство зданий морально и физический изношены и требуют капитального ремонта с элементами термомодернизации. Уровень энергоэффективности зданий низкий, рекомендуется проводить мероприятия по теплозащите зданий и сооружений.

5. РЕЗУЛЬТАТЫ ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Система электроснабжения.

Инструментальные измерения по системе электроснабжения объектов АО «Казахтелеком» направлены на определение мест нерационального потребления электрической энергии и потерь электрической энергии в сетях.

Инструментальные измерения по системе электроснабжения:

- анализ качества электроэнергии;
- уровень освещённости в внутренних помещений.

Анализ качества электроэнергии.

Анализ параметров электропотребления по результатам инструментальных измерений. Инструментальное обследование системы электроснабжения АО «Казахтелеком» было проведено путём регистрации суточных параметров электропотребления с использованием трёхфазных анализаторов качества и количества электроэнергии С.А 8335 QUALISTAR PLUS и в соответствии с графиком, Схема измерения с использованием данного прибора приведена на Рис. 2.42.

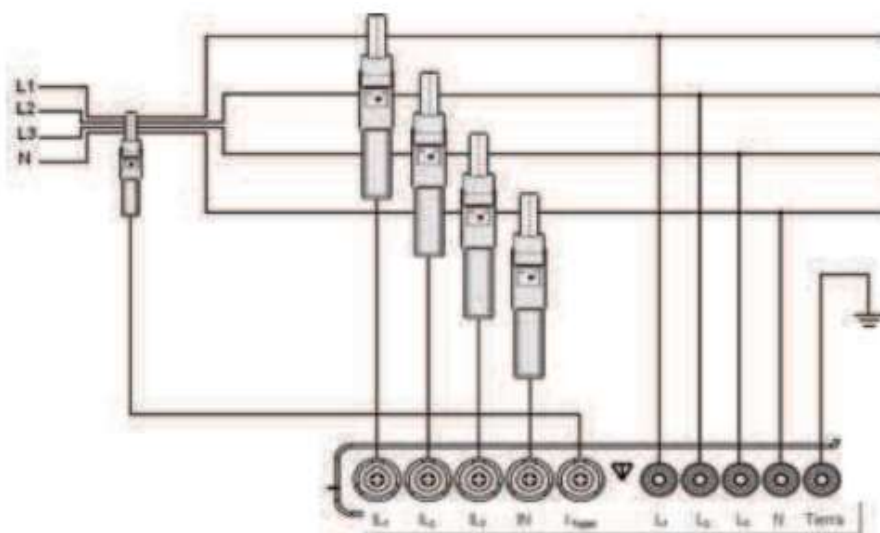


Рис. 2.42



Рис. 2.43

Подключение анализатора качества электроэнергии в ТП РУ-0,4 кВ на Рис. 2.43.



Рис. 2.44

Подключение анализатора качества электроэнергии в ТП РУ-0,4 кВ в Алматинском СФ на рис. 2.44.

В Представленном случае производится измерение тока в фазе L1, L2, L3 и фазного напряжения между фазами L1, L2, L3 и нейтралью. В анализаторе качества электроэнергии С.А 8335 QUALISTAR PLUS происходит сбор, анализ и обработка данных. Измеренные данные (в первую очередь, комплексный спектр тока и напряжения) в режиме реального времени передаются в переносной (стационарный) компьютер с помощью последовательного порта USB 2.0. Прилагаемое программное обеспечение позволяет сохранить данные в виде электронных таблиц и использовать их для дальнейшего анализа либо непосредственно представлять в удобном виде, с использованием дополнительного программного обеспечения.

Показатели качества электроэнергии прибора С.А 8335 QUALISTAR PLUS

- Отклонение фазного напряжения $\delta V_{(\pm)}$, %;
- Отклонения межфазного напряжения $\delta U_{(\pm)}$, %
- Отклонения частоты $\Delta f(\pm)$;
- Коэффициент искажения кривой синусоидальности напряжения K_U ;
- Коэффициент n-й гармонической составляющей искажения напряжения $K_{U(n)}$;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} ;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} ;
- Коэффициент мощности $\cos \varphi$;
- Кратковременная доза фликера P_{st} ;
- Длительная доза фликера P_{lt} ;

Тепловизионное обследование электроустановок

Тепловизионное обследование вводных ячеек трансформаторных подстанций АО «Казахтелеком» проводилось в октябре и в ноябре 2020 года, на предмет нагрева контактов. Результаты тепловизионного обследования представлены в Приложении №1 «Тепловизионное обследование».

Выводы

Результаты измерения и анализ показателей качества электроэнергии, коэффициента мощности и потерь электроэнергии по остальным объектам АО «Казахтелеком» представлены в виде характерных графиков и таблиц в Приложении №3 (Протокола инструментальных замеров (электрическая часть)).

По результатам анализа параметров электропотребления и качества электроэнергии можно сделать вывод, что со стороны электроснабжающей компании соблюдается надлежащий уровень напряжения, а именно, наблюдаемые значения с высокой вероятностью превышают нормально и предельно допустимые уровни. Несоответствие зарегистрированных коэффициентов мощности нормативному значению объясняется тем, что договорными отношениями между АО «Казахтелеком» и электроснабжающими компаниями не установлены требования к соблюдению $\cos \varphi$, поскольку к местам раздела балансовой принадлежности примыкают несколько потребителей электроэнергии, суммарное воздействие которых, вероятнее всего, отвечает требованиям нормативов по $\cos \varphi$.

Уровень освещённости внутренних помещений.

Замеры уровня освещённости проводились в зданиях АО «Казахтелеком» утром и вечером с декабря 2024 года по март 2025 года люксметром "ТКА-ЛЮКС", согласно СП РК 2.04-104-2012 «Естественное и искусственное освещение». Результаты замеров уровня освещённости в зданиях АО «Казахтелеком» приведены в Приложении №2



Рис. 2.47



Рис. 2.48

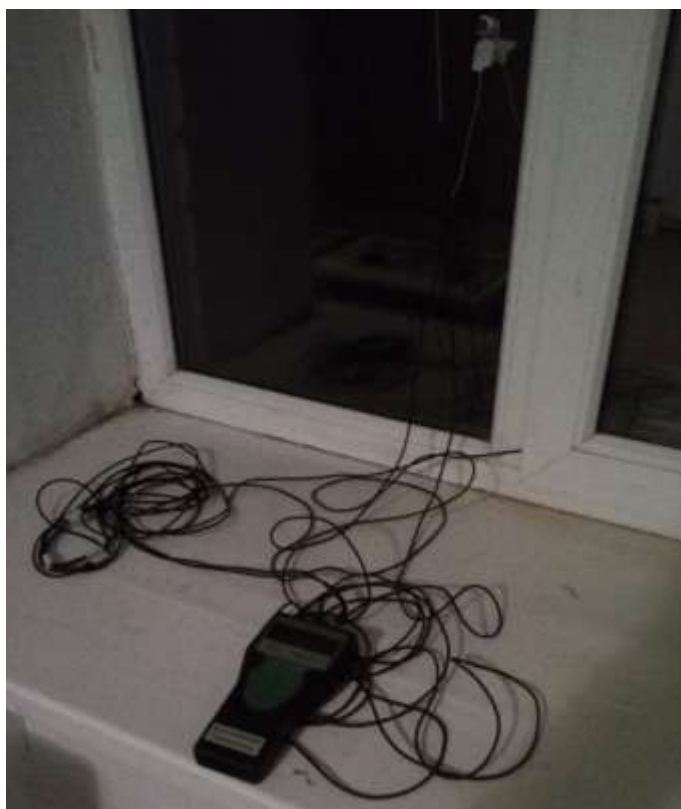


Рис. 2.49

III ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНАЯ ЧАСТЬ

1. РЕКОМЕНДАЦИИ

Рекомендации по энергосбережению и повышению энергетической эффективности направлены на оптимизацию использования энергоресурсов, организацию и поддержание эффективного режима потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) на объектах АО «Казахтелеком». В состав рекомендаций вошли также, как малозатратные энергосберегающие мероприятия, выполняемые в рамках текущего ремонта и обслуживания, так и нерентабельные энергосберегающие мероприятия (с высоким сроком окупаемости).

Основные рекомендации по энергосбережению:

- выполнить замену уплотнительных резинок, а также регулировку металлопластиковых окон и дверей;
- устранить неплотности в оконных и дверных проёмах;
- приобрести термометр в целях осуществления контроля температуры воздуха в отапливаемых помещениях и своевременной регулировки режима работы системы отопления зданий;
- своевременно и в полном объеме проводить техническое обслуживание и планово-предупредительные ремонты внутренних систем теплоснабжения зданий;
- выполнить текущий ремонт и утепление стены зданий;
- устранить неравномерный нагрев поверхности радиаторов, прочистить радиаторы, спустить воздух;
- внедрить систему учета воды и электроэнергии с радиомодулями;
- внедрить АСУТП с дистанционным управлением;
- внедрить систему административно-организационных мероприятий по водосбережению;
- по административно-производственным зданиям - устанавливать сенсорные смесители с аэраторами, писсуары с сенсорными клапанами, а также унитазы с разделенным баком (с двумя кнопками слива).
- внедрить автоматизированные приборы учета воды с передачей данных через радиомодули;
- своевременно проводить поверку приборов учета воды, своевременно обслуживать внутренние водопроводные сети и запорную арматуру.

Организационные рекомендации:

- По итогам получения Заключения энергоаудита объектов АО «Казахтелеком» разработка Плана мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности сроком на 5 лет и утверждение графика выделения средств на их реализацию в составе перспективного Плана развития;
- Осуществлять реализацию энергосберегающих мероприятий с привлечением инвестиций по механизму энергосервисных договоров и государственно частного партнёрства. Данные механизмы позволяют не только снизить затраты на потребление энергоресурсов, но и снизить затраты на содержание, например, системы освещения, так как на период действия энергосервисного договора (около 5 лет), светильники находятся на гарантии инвестора и в случае выхода из строя подлежат замене за его счёт.

1.1 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ И ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ И ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

По итогам изучения предоставленных данных обследования объектов энергоаудита, анализа энергопотребления и результатов инструментальных измерений разработан комплекс мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности в составе:

- 1) Замена существующих ламп накаливания на светодиодные
- 2) замена оконных блоков на новые энергосберегающие
- 3) увеличение эффективности теплоотдачи радиаторов отопления в обогреваемое помещение за счет перекрытия наружной стены за радиатором теплоотражающим экраном;
- 4) регулировка фурнитуры и замена уплотнителей на оконных конструкциях

По каждому мероприятию выполнен технико-экономический расчет по энергосбережению, исходя из официально представленных коммерческих предложений двух потенциальных поставщиков.

Технико-экономический расчет мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности содержат конкретные экономические показатели согласно международной практике (чистая приведенная стоимость, внутренняя норма доходности, период окупаемости).

1 Мероприятие «Модернизация системы освещения путем замены на светодиодные светильники в Павлодарском филиале АО «Казхотелеком»»

В Павлодарском филиале применяются лампы накаливания мощностью 60 Вт и цоколем E27. Эксплуатационный срок ламп подошел к концу и их замена соответствует техническому регламенту обслуживания системы освещения.

Список ламп накаливания, подлежащих замене приведен в таблице 3.1.

Табл.3.1

Лампы, подлежащие замене					Светодиодные лампы	
Место установки	Тип лампы	Мощность, Вт	Количество, шт.	Время работы в год, ч	Мощность, Вт	Годовая экономия электроэнергии, кВт*ч
Павлодарский филиал, АСТ-570	Накаливания 60 Вт	60	29	1460	13	1 990
Павлодарский филиал, АСТ-53	Накаливания 60 Вт	60	29	1460	13	1 990
Аксу, АТС Упр	Накаливания 60 Вт	60	102	1460	13	6 999
Акку	Накаливания 60 Вт	60	12	1460	13	823
Коктобе	Накаливания 60 Вт	60	21	1460	13	1 441
Щербакты	Накаливания 60 Вт	60	9	1460	13	618
			202			13861

Вместо ламп накаливания 60 Вт предлагается к установке лампа «Лампочка Eurolux LL-E A60 13W 230 4K E27», стоимостью 900 тенге за штуку.

https://kaspi.kz/shop/p/eurolux-ll-e-a60-13w-230-4k-e27-100142686/?c=710000000&utm_source=google&utm_medium=cpc&utm_campaign=shop_google_search_home_lighting_desktop&gbraid=0AAAAAC7-v7i7GjinuS1t2Sy4yFEHV9Be2&gclid=CjwKCAjwr5_CbBIEiwAzfwYuCJJqKs2g4STzOyJcq2iVhMyCnuoSUQTKzCBnLM5y4aKuxWFQWllaBoCqZUQAvD_BwE

Данная лампа обладает техническими и светотехническими характеристиками не ниже лампы накаливания 60 Вт.

Сведения о требуемых инвестициях и экономии электроэнергии сведены в таблицу 3.2.

Табл.3.2

Лампы, подлежащие замене				Мощность светодиодной лампы, Вт	Инвестиции, тыс. тенге	Экономия электроэнергии, кВт*ч/год
Тип	Мощность, Вт	К-во	К-во часов работы			
Накаливания 60 Вт	60	202	1460	13	181,8	13 861

Исходные данные и результаты расчёта эффективности инвестиций в мероприятие приведены в Табл. 3.3-3.5.

Исходные данные для расчёта эффективности инвестиций

Табл. 3.3

Показатель	Значение
Инвестиции в проект, тыс. тенге	181,800
Тариф за электроэнергию в 2025 году, тенге/кВт*ч	29,200
Средний рост тарифа в год, %	16,5%
Экономия электроэнергии в год, тыс. кВт*ч	13,861
Ставка дисконтирования (на 14.02.2025 год), %	16,50%
Корпоративный подоходный налог	20%
Срок службы, лет	6

Производственные показатели и денежный поток от инвестиций

Табл. 3.4

	01.01. 2026	01.01. 2027	01.01. 2028	01.01. 2029	01.01. 2030	01.01. 2031	01.01. 2032
Начало прогнозного периода							
Конец прогнозного периода	31.12. 2026	31.12. 2027	31.12. 2028	31.12. 2029	31.12. 2030	31.12. 2031	31.12. 2032
Календарный год/квартал	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Количество дней в периоде	365	365	366	365	365	365	366
№ операционного года	-	1	2	3	4	5	6
Прогнозируемый тариф за ЭЭ, тенге/кВт*ч	34,018	39,631	46,170	53,788	62,663	73,003	85,048
Экономический эффект от реализации проекта, тыс. тенге	181,800	439,460	511,971	596,446	694,860	809,511	943,081
Свободный денежный поток (FCFE), тыс.тенге	-	181,800	439,460	511,971	596,446	694,860	809,511
Аккумуляированный денежный поток, тыс. тенге	-	181,800	257,660	769,631	1366,08	2060,94	2870,45
Дисконтированный денежный поток (Present Value), тыс. тенге	-	181,800	377,219	377,219	377,219	377,219	377,219
Аккумуляированный денежный поток, тыс. тенге	-	181,800	195,419	572,638	949,856	1327,07	1704,29

Результаты расчёта эффективности инвестиций в проект

Табл. 3.5

Показатель	Значение
Чистая приведенная стоимость NPV денежных потоков, тыс.тенге	2081,513
Внутренняя норма доходности (IRR), %	257,94%
Индекс рентабельности (PI)	11,45
Простой период окупаемости (PP), лет	1
Дисконтированный период окупаемости (DPP), лет	1

Выводы:

- 1) Чистая приведённая стоимость мероприятия становится положительной согласно простому сроку окупаемости – на 1 год после реализации проекта, согласно дисконтированному сроку окупаемости – на 1 год после реализации проекта;
- 2) Внутренняя норма доходности превышает принятую ставку дисконтирования более чем на 2%;
- 3) Срок окупаемости инвестиций составляет 1 год;

Мероприятие «**Замена ламп накаливания на светодиодные лампы в Павлодарском филиале**» является экономически целесообразным.

1.1 Мероприятие «Замена люминесцентных ламп 600 мм на светодиодные в Павлодарском филиале АО «Казахтелеком»»

Замена трубчатых люминесцентных ламп на светодиодные является широко распространенным энергосберегающим мероприятием, позволяющим вдвое сократить потребление электроэнергии, рисунок 1.



Рисунок 1 – Замещение трубчатых люминесцентных ламп светодиодными аналогами

Реализация данного мероприятия осуществляется собственными силами обслуживающей компании. Для замены люминесцентных ламп на светодиодные необходимо удалить электронные ПРА и подать напряжение непосредственно к клеммам светодиодных ламп, рисунок 2.

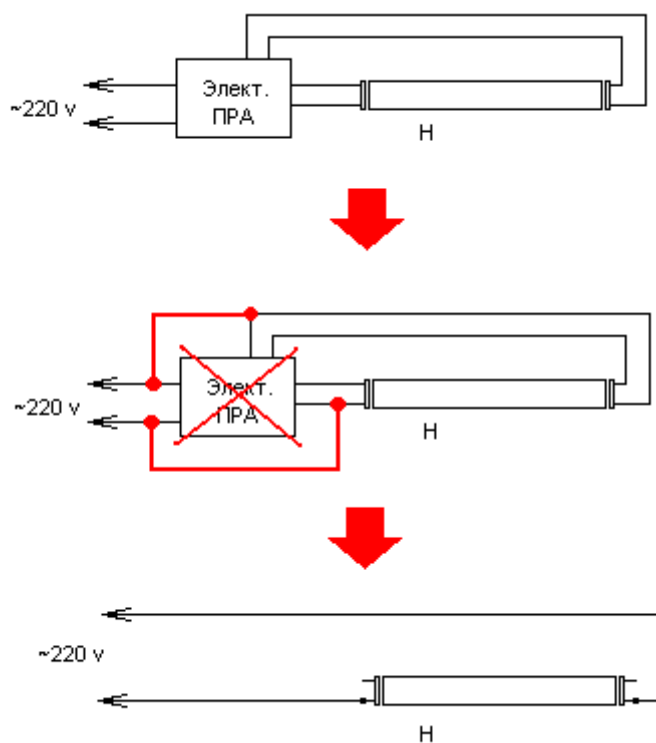


Рисунок 2. Удаление электронных ПРА и подключение светодиодных ламп

Перечень люминесцентных ламп в светильниках, подлежащих замене, а также достигаемая при этом экономия электроэнергии, приведены в Таблице 3.5.

Подлежащие замене лампы и достигаемая экономия электроэнергии

Табл. 3.5

Место установки	Лампы, подлежащие замене				Светодиодные лампы	Годовая экономия электроэнергии, кВт*ч
	Тип лампы	Единичная мощность, Вт	Количество, шт.	Время работы в год, ч	Единичная мощность, Вт	
КМТО	Люминесцентная 600 мм	18	36	2920	9	946,08
Тр. цех, адм. зд.	Люминесцентная 600 мм	18	216	2920	9	5676,48
Баянаул	Люминесцентная 600 мм	18	32	2920	9	840,96
Всего:			284			7 463,52

К установке предлагаются светодиодные лампы, со следующими характеристиками:

Мощность лампы – не более 9 Вт,

Цоколь - G13,

Цветовая температура – не менее 6500 К,

Форма колбы лампы – Трубчатая,

Световой поток – не менее 1600 лм,

Диаметр трубы – не менее 26 мм,

Длина - не менее 600 мм,

Средний номинальный срок службы – не менее 20 000 ч.

Пример подходящей лампы

Лампа светодиодная 9 Вт G13 T8 4000K 800Лм ST8B-0.6M 9W/840 230VAC трубка 600 мм DE 25X1 RU OSRAM 4058075377486, ссылка на товар:

<https://minimaks.kz/product/lampa-svetodiodnaya-st8b-0-6m-9w-840-230vac-de-25x1-g13-ruosram-4058075377486/>

Цена за 1 шт. – 1 942 тенге.

Таким образом, реализация мероприятия «Замена люминесцентных ламп 600 мм на светодиодные в Павлодарском филиале» требует инвестиций в размере 552 тыс тенге.

Исходные данные и результаты расчёта эффективности инвестиций в мероприятие приведены в Табл. 3.6-3.8.

Исходные данные для расчёта эффективности инвестиций

Табл. 3.6

Показатель	Значение
Инвестиции в проект, тыс. тенге	552,000
Тариф за электроэнергию в 2023 году, тенге/кВт*ч	29,200
Средний рост тарифа в год, %	16,5%
Экономия электроэнергии в год, тыс. кВт*ч	7,4635
Ставка дисконтирования (на 14.02.2025 год), %	16,50%
Корпоративный подоходный налог	20%
Срок службы, лет	6

Производственные показатели и денежный поток от инвестиций

Табл. 3.7

Начало прогнозного периода	01.01. 2026	01.01. 2027	01.01. 2028	01.01. 2029	01.01. 2030	01.01. 2031	01.01. 2032
Конец прогнозного периода	31.12. 2026	31.12. 2027	31.12. 2028	31.12. 2029	31.12. 2030	31.12. 2031	31.12. 2032
Календарный год/квартал	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Количество дней в периоде	365	365	366	365	365	365	366
№ операционного года	-	1	2	3	4	5	6
Прогнозируемый тариф за ЭЭ, тенге/кВт*ч	34,018	39,631	46,170	53,788	62,663	73,003	85,048
Экономический эффект от реализации проекта, тыс. тенге	552,00 0	236,62 9	275,67 3	321,15 9	374,15 0	435,88 5	507,80 6
Свободный денежный поток (FCFE), тыс.тенге	- 552,00 0	- 236,62 9	- 275,67 3	- 321,15 9	- 374,15 0	- 435,88 5	- 507,80 6
Аккумуляированный денежный поток, тыс. тенге	- 552,00 0	- 315,37 1	- 39,698	281,46 1	655,61 2	1091,4 97	1599,3 03
Дисконтированный денежный поток (Present Value), тыс. тенге	- 552,00 0	203,11 5	203,11 5	203,11 5	203,11 5	203,11 5	203,11 5
Аккумуляированный денежный поток, тыс. тенге	- 552,00 0	- 348,88 5	- 145,77 0	57,346	260,46 1	463,57 6	666,69 1

Результаты расчёта эффективности инвестиций в проект

Табл. 3.8

Показатель	Значение
Чистая приведенная стоимость NPV денежных потоков, тыс.тенге	666,691
Внутренняя норма доходности (IRR), %	49,93%
Индекс рентабельности (PI)	1,21
Простой период окупаемости (PP), лет	3
Дисконтированный период окупаемости (DPP), лет	3

Выводы:

- 4) Чистая приведённая стоимость мероприятия становится положительной согласно простому сроку окупаемости – на 3 год после реализации проекта, согласно дисконтированному сроку окупаемости – на 3 год после реализации проекта;
- 5) Внутренняя норма доходности превышает принятую ставку дисконтирования более чем на 2%;
- 6) Срок окупаемости инвестиций составляет 3 года;
- 7) Мероприятие **«Замена люминесцентных ламп 600 мм на светодиодные в Павлодарском филиале»** является экономически целесообразным.

1.2 Мероприятие «Замена люминесцентных ламп 1200 мм на светодиодные в Павлодарском филиале»

Замена трубчатых люминесцентных ламп на светодиодные является широко распространенным энергосберегающим мероприятием, позволяющим вдвое сократить потребление электроэнергии, рисунок 1.

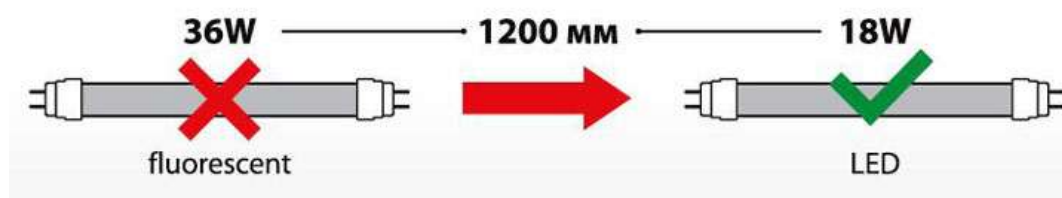


Рисунок 1 – Замещение трубчатых люминесцентных ламп светодиодными аналогами

Реализация данного мероприятия осуществляется собственными силами обслуживающей компании. Для замены люминесцентных ламп на светодиодные необходимо удалить электронные ПРА и подать напряжение непосредственно к клеммам светодиодных ламп, рисунок 2.

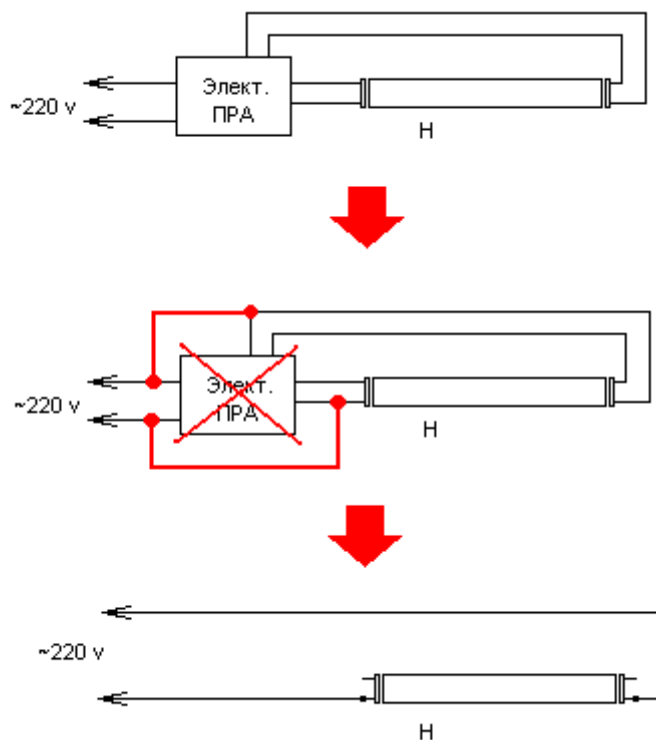


Рисунок 2. Удаление электронных ПРА и подключение светодиодных ламп

Перечень люминесцентных ламп в светильниках, подлежащих замене, а также достигаемая при этом экономия электроэнергии, приведены в Таблице 1.

Подлежащие замене лампы и достигаемая экономия электроэнергии

Табл. 3.9

Место установки	Лампы, подлежащие замене				Светодиодные лампы	Годовая экономия электроэнергии, кВт*ч
	Тип лампы	Единичная мощность, Вт	Количество, шт.	Время работы в год, ч	Единичная мощность, Вт	
АСТ-53	Люминесцентная 1200 мм	36	33	29200	18	1734,48
Тр. цех, адм. зд.	Люминесцентная 1200 мм	36	308	29200	18	16188,48
АТС-34	Люминесцентная 1200 мм	36	300	29200	18	15768
Всего:			641			33 690,9

К установке предлагаются светодиодные лампы, со следующими характеристиками:

Мощность лампы – не более 18 Вт,
 Цоколь - G13,
 Цветовая температура – не менее 6500 К,
 Форма колбы лампы – Трубчатая,
 Световой поток – не менее 1600 лм,
 Диаметр трубы – не менее 26 мм,
 Длина - не менее 1198 мм,
 Средний номинальный срок службы – не менее 20 000 ч.

Пример подходящей лампы

Лампа светодиодная 18 Вт G13 LED T8 6500K 1600Лм ST8B-1.2M 18W/865 230V
 трубка 1200мм RU OSRAM 4058075377561, ссылка на товар:

<https://minimaks.kz/product/lampa-svetodiodnaya-st8b-1-2m-18w-865-230vac-de-25x1-g13-ruosram-4058075377561/>

Цена за 1 шт. – 2 454 тенге.

Таким образом, реализация мероприятия «Замена люминесцентных ламп 1200 мм на светодиодные в Павлодарском филиале» требует инвестиций в размере 1 573 тыс тенге.

Исходные данные и результаты расчёта эффективности инвестиций в мероприятие приведены в Табл. 3.10-3.12.

Исходные данные для расчёта эффективности инвестиций

Табл.3.10

Показатель	Значение
Инвестиции в проект, тыс. тенге	1573,000
Тариф за электроэнергию в 2025 году, тенге/кВт*ч	29,200
Средний рост тарифа в год, %	16,5%
Экономия электроэнергии в год, тыс. кВт*ч	33,691
Ставка дисконтирования (на 14.02.2025 год), %	16,50%
Корпоративный подоходный налог	20%
Срок службы, лет	6

Производственные показатели и денежный поток от инвестиций

Табл. 3.11

Начало прогнозного периода	01.01. 2026	01.01. 2027	01.01. 2028	01.01. 2029	01.01. 2030	01.01. 2031	01.01. 2032
Конец прогнозного периода	31.12. 2026	31.12. 2027	31.12. 2028	31.12. 2029	31.12. 2030	31.12. 2031	31.12. 2032
Календарный год/квартал	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Количество дней в периоде	365	365	366	365	365	365	366
№ операционного года	-	1	2	3	4	5	6
Прогнозируемый тариф за ЭЭ, тенге/кВт*ч	34,01 8	39,63 1	46,17 0	53,78 8	62,66 3	73,00 3	85,04 8
Экономический эффект от реализации проекта, тыс. тенге	1573, 000	1068, 164	1244, 411	1449, 739	1688, 946	1967, 622	2292, 280
Свободный денежный поток (FCFE), тыс.тенге	- 1573, 000	- 1068, 164	- 1244, 411	- 1449, 739	- 1688, 946	- 1967, 622	- 2292, 280
Аккумулированный денежный поток, тыс. тенге	- 1573, 000	- 504,8 36	- 739,5 76	- 2189, 315	- 3878, 261	- 5845, 884	- 8138, 164
Дисконтированный денежный поток (Present Value), тыс. тенге	- 1573, 000	- 916,8 79	- 916,8 79	- 916,8 79	- 916,8 79	- 916,8 79	- 916,8 79
Аккумулированный денежный поток, тыс. тенге	- 1573, 000	- 656,1 21	- 260,7 59	- 1177, 638	- 2094, 517	- 3011, 396	- 3928, 276

Результаты расчёта эффективности инвестиций в проект

Табл. 3.12

Показатель	Значение
Чистая приведенная стоимость NPV денежных потоков, тыс.тенге	3928,276
Внутренняя норма доходности (IRR), %	79,30%
Индекс рентабельности (PI)	2,50
Простой период окупаемости (PP), лет	2
Дисконтированный период окупаемости (DPP), лет	2

Выводы:

- 1) Чистая приведённая стоимость мероприятия становится положительной согласно простому сроку окупаемости – на 2 год после реализации проекта, согласно дисконтированному сроку окупаемости – на 2 год после реализации проекта;
- 2) Внутренняя норма доходности превышает принятую ставку дисконтирования более чем на 2%;
- 3) Срок окупаемости инвестиций составляет 2 года;
- 4) Мероприятие «**Замена люминесцентных ламп 1200 мм на светодиодные в Павлодарском филиале**» является экономически целесообразным.

1.3 Мероприятие «Замена люминесцентных ламп 1200 мм на светодиодные в Северо-Казахстанском филиале АО «Казахтелеком»»

Замена трубчатых люминесцентных ламп на светодиодные является широко распространенным энергосберегающим мероприятием, позволяющим вдвое сократить потребление электроэнергии, рисунок 1.

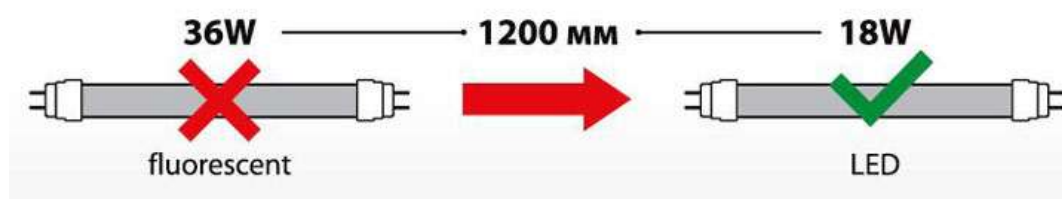


Рисунок 1 – Замещение трубчатых люминесцентных ламп светодиодными аналогами

Реализация данного мероприятия осуществляется собственными силами обслуживающей компании. Для замены люминесцентных ламп на светодиодные необходимо удалить электронные ПРА и подать напряжение непосредственно к клеммам светодиодных ламп, рисунок 2.

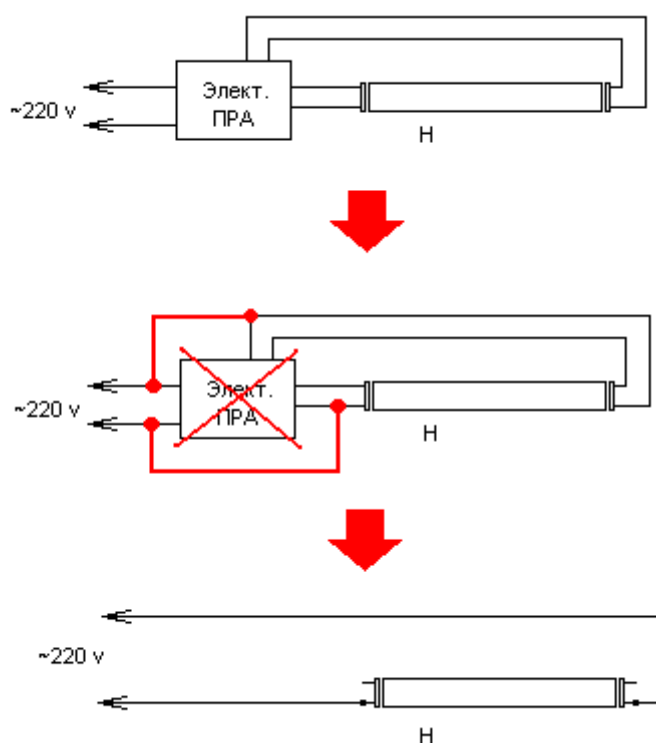


Рисунок 2. Удаление электронных ПРА и подключение светодиодных ламп

Перечень люминесцентных ламп в светильниках, подлежащих замене, а также достигаемая при этом экономия электроэнергии, приведены в Таблице 1.

Подлежащие замене лампы и достигаемая экономия электроэнергии

Табл. 3.13

Место установки	Лампы, подлежащие замене				Светодиодные лампы	Годовая экономия электроэнергии, кВт*ч
	Тип лампы	Единица мощность, Вт	Количество, шт.	Время работы в год, ч	Единица мощность, Вт	
АТС-46	Лампа люминесцентная 1200 мм	36	466	3650	18	30616,2
АТС-34	Лампа люминесцентная 1200 мм	36	36	1825	18	1182,6
Кызылжар, Бишкуль	Лампа люминесцентная 1200 мм	36	46	2920	18	2417,76
Аккайынский р-он, с. Смирново	Лампа люминесцентная 1200 мм	36	30	730	18	394,2
Акжарский р-он, с. Талшик	Лампа люминесцентная 1200 мм	36	8	8760	18	1261,44
Акжарский р-он, с. Талшик	Лампа люминесцентная 1200 мм	36	66	2920	18	3468,96
Акжарский р-он, с. Талшик	Лампа люминесцентная 1200 мм	36	11	1460	18	289,08
Жамбылский р-он, с. Пресновка	Лампа люминесцентная 1200 мм	36	38	2920	18	1997,28
Уалихановский р-он, с. Кишкенколь	Лампа люминесцентная 1200 мм	36	28	2920	18	1471,68
ЛТЦ Мамлютка	Лампа люминесцентная 1200 мм	36	60	2920	18	3153,6
Всего:			789			46 252,8

К установке предлагаются светодиодные лампы, со следующими характеристиками:

Мощность лампы – не более 18 Вт,

Цоколь - G13,

Цветовая температура – не менее 6500 К,

Форма колбы лампы – Трубчатая,

Световой поток – не менее 1600 лм,

Диаметр трубы – не менее 26 мм,
 Длина - не менее 1198 мм,
 Средний номинальный срок службы – не менее 20 000 ч.
 Пример подходящей лампы
 Лампа светодиодная 18 Вт G13 LED T8 6500K 1600Лм ST8B-1.2M 18W/865 230V
 трубка 1200мм RU OSRAM 4058075377561, ссылка на товар:
<https://minimaks.kz/product/lampa-svetodiodnaya-st8b-1-2m-18w-865-230vac-de-25x1-g13-ruosram-4058075377561/>

Цена за 1 шт. – 2 454 тенге.

Таким образом, реализация мероприятия «Замена люминесцентных ламп 1200 мм на светодиодные в Северо-Казахстанском филиале» требует инвестиций в размере 1 937 тыс тенге.

Исходные данные и результаты расчёта эффективности инвестиций в мероприятие приведены в Табл. 3.14-3.16.

Исходные данные для расчёта эффективности инвестиций Табл.3.14

Показатель	Значение
Инвестиции в проект, тыс. тенге	1937,000
Тариф за электроэнергию в 2025 году, тенге/кВт*ч	25,880
Средний рост тарифа в год, %	16,5%
Экономия электроэнергии в год, тыс. кВт*ч	46,2528
Ставка дисконтирования (на 14.02.2025 год), %	16,50%
Корпоративный подоходный налог	20%
Срок службы, лет	1937,000

Производственные показатели и денежный поток от инвестиций Табл.3.15

Начало прогнозного периода	01.01. 2026	01.01. 2027	01.01. 2028	01.01. 2029	01.01. 2030	01.01. 2031	01.01. 2032
Конец прогнозного периода	31.12. 2026	31.12. 2027	31.12. 2028	31.12. 2029	31.12. 2030	31.12. 2031	31.12. 2032
Календарный год/квартал	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Количество дней в периоде	365	365	366	365	365	365	366
№ операционного года	-	1	2	3	4	5	6
Прогнозируемый тариф за ЭЭ, тенге/кВт*ч	30,15 0	35,12 5	40,92 1	47,67 3	55,53 8	64,70 2	75,37 8
Экономический эффект от реализации проекта, тыс. тенге	1937, 000	1299, 703	1514, 154	1763, 989	2055, 048	2394, 131	2789, 162
Свободный денежный поток (FCFE), тыс.тенге	- 1937, 000	1299, 703	1514, 154	1763, 989	2055, 048	2394, 131	2789, 162
Аккумулированный денежный поток, тыс. тенге	- 1937, 000	- 637,2 97	876,8 57	2640, 847	4695, 894	7090, 025	9879, 187
Дисконтированный денежный поток (Present Value), тыс. тенге	- 1937, 000	1115, 625	1115, 625	1115, 625	1115, 625	1115, 625	1115, 625
Аккумулированный денежный поток, тыс. тенге	- 1937, 000	- 821,3 75	294,2 50	1409, 875	2525, 500	3641, 125	4756, 750

Результаты расчёта эффективности инвестиций в проект

Табл. 3.16

Показатель	Значение
Чистая приведенная стоимость NPV денежных потоков, тыс.тенге	4756,750
Внутренняя норма доходности (IRR), %	78,39%
Индекс рентабельности (PI)	2,46
Простой период окупаемости (PP), лет	2
Дисконтированный период окупаемости (DPP), лет	2

Выводы:

- 5) Чистая приведённая стоимость мероприятия становится положительной согласно простому сроку окупаемости – на 2 год после реализации проекта, согласно дисконтированному сроку окупаемости – на 2 год после реализации проекта;
- 6) Внутренняя норма доходности превышает принятую ставку дисконтирования более чем на 2%;
- 7) Срок окупаемости инвестиций составляет 2 года;
- 8) Мероприятие «**Замена люминесцентных ламп 1200 мм на светодиодные в Северо-Казахстанском филиале**» является экономически целесообразным.

1.4 Мероприятие «Замена люминесцентных ламп 600 мм на светодиодные в Северо-Казахстанском филиале АО «Казахтелеком»»

Замена трубчатых люминесцентных ламп на светодиодные является широко распространенным энергосберегающим мероприятием, позволяющем вдвое сократить потребление электроэнергии, рисунок 1.



Рисунок 1 – Замещение трубчатых люминесцентных ламп светодиодными аналогами

Реализация данного мероприятия осуществляется собственными силами обслуживающей компании. Для замены люминесцентных ламп на светодиодные необходимо удалить электронные ПРА и подать напряжение непосредственно к клеммам светодиодных ламп, рисунок 2.

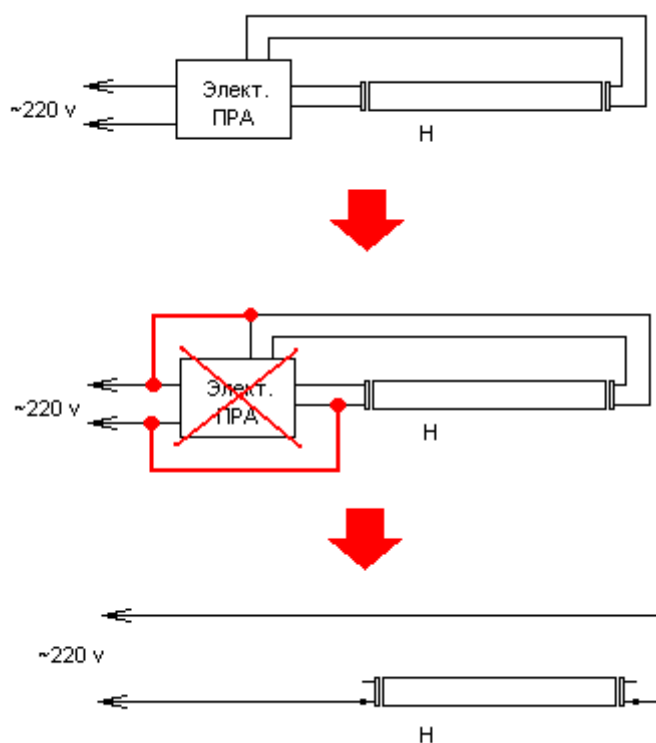


Рисунок 2. Удаление электронных ПРА и подключение светодиодных ламп

Перечень люминесцентных ламп в светильниках, подлежащих замене, а также достигаемая при этом экономия электроэнергии, приведены в Таблице 1.

Место установки	Лампы, подлежащие замене				Светодиодные лампы	Годовая экономия электроэнергии, кВт*ч
	Тип лампы	Единичная мощность, Вт	Количество, шт.	Время работы в год, ч	Единичная мощность, Вт	
АТС-34	Лампа люминесцентная 600 мм	18	44	1825	9	722,7
Кызылжар, Бишкуль	Лампа люминесцентная 600 мм	18	32	2920	9	840,96
Аккайынский р-он, с. Смирново	Лампа люминесцентная 600 мм	18	40	2920	9	1051,2
Акжарский р-он, с. Талшик	Лампа люминесцентная 600 мм	18	84	2920	9	2207,52
Есильский р-он, с. Явленка	Лампа люминесцентная 600 мм	18	112	1460	9	1471,68
Тимирязево	Лампа люминесцентная 600 мм	18	124	2190	9	2444,04
Уалихановский р-он, с. Кишкенколь	Лампа люминесцентная 600 мм	18	164	2920	9	4309,92
с. Новоишимовское	Лампа люминесцентная 600 мм	18	56	1460	9	735,84
ЛТЦ Мамлютка	Лампа люминесцентная 600 мм	18	120	2920	9	3153,6
Всего:			776			16 937,46

К установке предлагаются светодиодные лампы, со следующими характеристиками:

Мощность лампы – не более 9 Вт,
 Цоколь - G13,
 Цветовая температура – не менее 6500 К,
 Форма колбы лампы – Трубчатая,
 Световой поток – не менее 1600 лм,
 Диаметр трубы – не менее 26 мм,
 Длина - не менее 600 мм,
 Средний номинальный срок службы – не менее 20 000 ч.

Пример подходящей лампы

Лампа светодиодная 9 Вт G13 T8 4000K 800Лм ST8B-0.6M 9W/840 230VAC трубка 600 мм DE 25X1 RU OSRAM 4058075377486, ссылка на товар:

<https://minimaks.kz/product/lampa-svetodiodnaya-st8b-0-6m-9w-840-230vac-de-25x1-g13-ruosram-4058075377486/>

Цена за 1 шт. – 1 942 тенге.

Таким образом, реализация мероприятия «Замена люминесцентных ламп 600 мм на светодиодные в Северо-Казахстанском филиале» требует инвестиций в размере 1 507 тыс тенге.

Исходные данные и результаты расчёта эффективности инвестиций в мероприятие приведены в Табл. 3.18-3.20.

Исходные данные для расчёта эффективности инвестиций

Табл. 3.18

Показатель	Значение
Инвестиции в проект, тыс. тенге	1507,000
Тариф за электроэнергию в 2023 году, тенге/кВт*ч	25,880
Средний рост тарифа в год, %	16,5%
Экономия электроэнергии в год, тыс. кВт*ч	16,9375
Ставка дисконтирования (на 14.02.2025 год), %	16,50%
Корпоративный подоходный налог	20%
Срок службы, лет	6

Производственные показатели и денежный поток от инвестиций

Табл. 3.19

Начало прогнозного периода	01.01. 2026	01.01. 2027	01.01. 2028	01.01. 2029	01.01. 2030	01.01. 2031	01.01. 2032
Конец прогнозного периода	31.12. 2026	31.12. 2027	31.12. 2028	31.12. 2029	31.12. 2030	31.12. 2031	31.12. 2032
Календарный год/квартал	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Количество дней в периоде	365	365	366	365	365	365	366
№ операционного года	-	1	2	3	4	5	6
Прогнозируемый тариф за ЭЭ, тенге/кВт*ч	30,15 0	35,12 5	40,92 1	47,67 3	55,53 8	64,70 2	75,37 8
Экономический эффект от реализации проекта, тыс. тенге	1507,000	475,942	554,473	645,961	752,544	876,714	1021,372
Свободный денежный поток (FCFE), тыс.тенге	- 1507,000	475,942	554,473	645,961	752,544	876,714	1021,372
Аккумулированный денежный поток, тыс. тенге	- 1507,000	- 1031,058	- 476,585	- 169,376	- 921,921	- 1798,635	- 2820,007
Дисконтированный денежный поток (Present Value), тыс. тенге	- 1507,000	408,534	408,534	408,534	408,534	408,534	408,534
Аккумулированный денежный поток, тыс. тенге	- 1507,000	- 1098,466	- 689,932	- 281,397	- 127,137	- 535,671	- 944,205

Результаты расчёта эффективности инвестиций в проект

Табл.3.20

Показатель	Значение
Чистая приведенная стоимость NPV денежных потоков, тыс.тенге	944,205
Внутренняя норма доходности (IRR), %	35,09%
Индекс рентабельности (PI)	0,63
Простой период окупаемости (PP), лет	3
Дисконтированный период окупаемости (DPP), лет	4

Выводы:

- 9) Чистая приведённая стоимость мероприятия становится положительной согласно простому сроку окупаемости – на 3 год после реализации проекта, согласно дисконтированному сроку окупаемости – на 4 год после реализации проекта;
- 10) Внутренняя норма доходности превышает принятую ставку дисконтирования более чем на 2%;
- 11) Срок окупаемости инвестиций составляет 4 года;
- 12) Мероприятие **«Замена люминесцентных ламп 600 мм на светодиодные в Северо-Казахстанском филиале»** является экономически целесообразным.

1.5 Мероприятие «Замена люминесцентных ламп 1200 мм на светодиодные в Восточно-Казахстанском филиале АО «Казахтелеком»»

Замена трубчатых люминесцентных ламп на светодиодные является широко распространенным энергосберегающим мероприятием, позволяющим вдвое сократить потребление электроэнергии, рисунок 1.

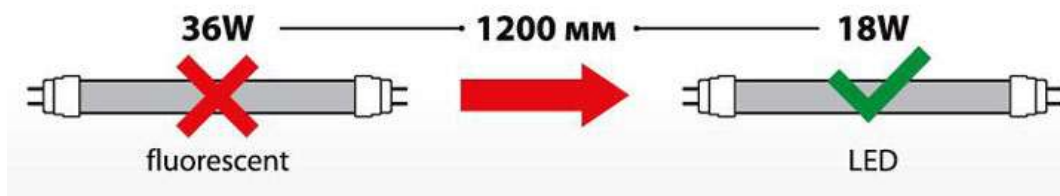


Рисунок 1 – Замещение трубчатых люминесцентных ламп светодиодными аналогами

Реализация данного мероприятия осуществляется собственными силами обслуживающей компании. Для замены люминесцентных ламп на светодиодные необходимо удалить электронные ПРА и подать напряжение непосредственно к клеммам светодиодных ламп, рисунок 2.

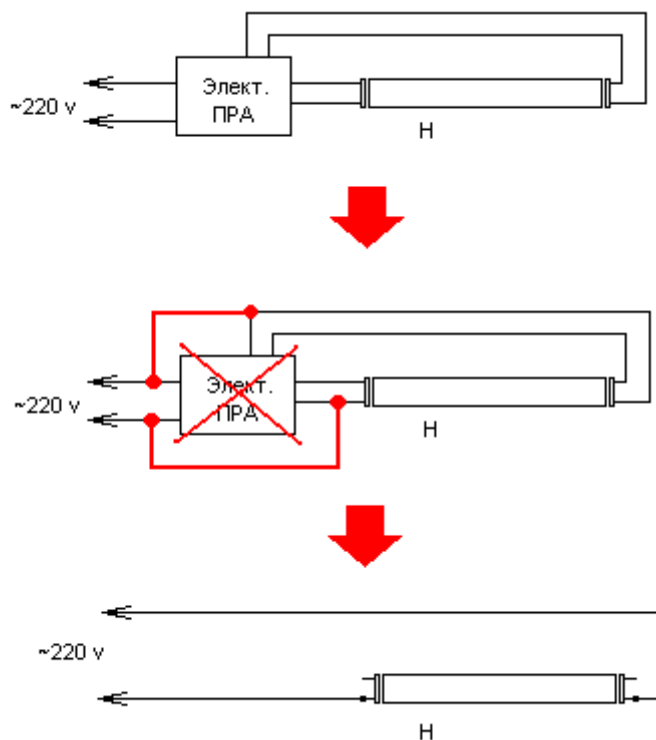


Рисунок 2. Удаление электронных ПРА и подключение светодиодных ламп

Перечень люминесцентных ламп в светильниках, подлежащих замене, а также достигаемая при этом экономия электроэнергии, приведены в Таблице 1.

Подлежащие замене лампы и достигаемая экономия электроэнергии

Табл. 3.21

Место установ ки	Лампы, подлежащие замене				Светодиодн ые лампы	Годовая экономия электроэнерг ии, кВт*ч
	Тип лампы	Единицн ая мощнос ть, Вт	Количест во, шт.	Врем я работ ы в год, ч	Единичная мощность, Вт	
ВКО	Люминесцент ная 1200 мм	36	811	1460	18	21 313,08

К установке предлагаются светодиодные лампы, со следующими характеристиками:

Мощность лампы – не более 18 Вт,

Цоколь - G13,

Цветовая температура – не менее 6500 К,

Форма колбы лампы – Трубчатая,

Световой поток – не менее 1600 лм,

Диаметр трубы – не менее 26 мм,

Длина - не менее 1198 мм,

Средний номинальный срок службы – не менее 20 000 ч.

Пример подходящей лампы

Лампа светодиодная 18 Вт G13 LED T8 6500K 1600Лм ST8B-1.2M 18W/865 230V

трубка 1200мм RU OSRAM 4058075377561, ссылка на товар:

<https://minimaks.kz/product/lampa-svetodiodnaya-st8b-1-2m-18w-865-230vac-de-25x1-g13-ruosram-4058075377561/>

Цена за 1 шт. – 2 454 тенге.

Таким образом, реализация мероприятия «Замена люминесцентных ламп 1200 мм на светодиодные в Павлодарском филиале» требует инвестиций в размере 1 991 тыс. тенге.

Исходные данные и результаты расчёта эффективности инвестиций в мероприятие приведены в Табл. 3.22-3.24.

Исходные данные для расчёта эффективности инвестиций

Табл. 3.22

Показатель	Значение
Инвестиции в проект, тыс. тенге	1991,000
Тариф за электроэнергию в 2025 году, тенге/кВт*ч	33,540
Средний рост тарифа в год, %	16,5%
Экономия электроэнергии в год, тыс. кВт*ч	21,3131
Ставка дисконтирования (на 14.02.2025 год), %	16,50%
Корпоративный подоходный налог	20%
Срок службы, лет	6

Производственные показатели и денежный поток от инвестиций

Табл. 3.23

Начало прогнозного периода	01.01. 2026	01.01. 2027	01.01. 2028	01.01. 2029	01.01. 2030	01.01. 2031	01.01. 2032
Конец прогнозного периода	31.12. 2026	31.12. 2027	31.12. 2028	31.12. 2029	31.12. 2030	31.12. 2031	31.12. 2032
Календарный год/квартал	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Количество дней в периоде	365	365	366	365	365	365	366
№ операционного года	-	1	2	3	4	5	6
Прогнозируемый тариф за ЭЭ, тенге/кВт*ч	39,07 4	45,52 1	53,03 2	61,78 3	71,97 7	83,85 3	97,68 9
Экономический эффект от реализации проекта, тыс. тенге	1991, 000	776,1 60	904,2 26	1053, 423	1227, 238	1429, 733	1665, 638
Свободный денежный поток (FCFE), тыс.тенге	- 1991, 000	776,1 60	904,2 26	1053, 423	1227, 238	1429, 733	1665, 638
Аккумулированный денежный поток, тыс. тенге	- 1991, 000	- 1214, 840	- 310,6 14	- 742,8 09	- 1970, 047	- 3399, 780	- 5065, 419
Дисконтированный денежный поток (Present Value), тыс. тенге	- 1991, 000	666,2 32	666,2 32	666,2 32	666,2 32	666,2 32	666,2 32
Аккумулированный денежный поток, тыс. тенге	- 1991, 000	- 1324, 768	- 658,5 4	- 7,695	- 673,9 26	- 1340, 158	- 2006, 389

Результаты расчёта эффективности инвестиций в проект

Табл. 3.24

Показатель	Значение
Чистая приведенная стоимость NPV денежных потоков, тыс.тенге	2006,389
Внутренняя норма доходности (IRR), %	44,99%
Индекс рентабельности (PI)	1,01
Простой период окупаемости (PP), лет	3
Дисконтированный период окупаемости (DPP), лет	3

Выводы:

- 13) Чистая приведённая стоимость мероприятия становится положительной согласно простому сроку окупаемости – на 3 год после реализации проекта, согласно дисконтированному сроку окупаемости – на 3 год после реализации проекта;
- 14) Внутренняя норма доходности превышает принятую ставку дисконтирования более чем на 2%;
- 15) Срок окупаемости инвестиций составляет 3 года;
- 16) Мероприятие «**Замена люминесцентных ламп 1200 мм на светодиодные в Восточно-Казахстанском филиале**» является экономически целесообразным.

При применении вышеуказанных мероприятий в филиалах, итоговая экономия электрической энергии АО «Казахтелеком» составит – 139 518,8 кВтч/год.

Табл. 3.25

№ п/п	Филиал	Наименование мероприятия	Экономия, кВтч/год	Экономия, тыс. тенге/год	Инвестиции, тыс.тенге
1.	Павлодарская обл. СФ	Замена ламп накаливания на светодиодные лампы	13 861	404,7	181,8
		«Замена люминесцентных ламп 600 мм на светодиодные	7 463,5	217,9	552,0
		Замена люминесцентных ламп 1200 мм на светодиодные	33 690,9	983,8	1 573,0
		Итого	55 015,4	1606,4	2 306,8
2.	Северо-Казахстанская обл. СФ	«Замена люминесцентных ламп 600 мм на светодиодные	16 937,5	438,3	1 507,0
		Замена люминесцентных ламп 1200 мм на светодиодные	46 252,8	1197,0	1937,0
		Итого	63 190,3	1635,3	3 444,0
3.	Восточно-Казахстанская обл.	Замена люминесцентных ламп 1200 мм на светодиодные	21 313,08	714,8	1991,0
Итого:			21 313,08	714,8	1991,0
Всего :			139 518,8	3956,5	7 741,8

2 Мероприятие «Замена оконных блоков (профилей) на новые энергосберегающие»

Целью замены оконных блоков является снижение тепловых потерь через оконные блоки. Результат – снижение потребления электрической энергии на отопление. При обследовании на некоторых объектах АО «Казахтелеком» отсутствует остекление, окна в разбитом состоянии, либо вместе стекол, на окнах установлены фанеры, доски или другие подручные материалы.

На объектах АО «Казахтелеком» были проведены замеры измерителем тепловых потоков на тепловое сопротивление оконных стеклопакетов. По результатам измерения средний коэффициент теплового сопротивления установленных оконных блоков составил $R=0,247 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$. Тепловое сопротивление оконных блоков не соответствует СН РК 2.04-21-2004 ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ И ТЕПЛОВАЯ ЗАЩИТА ГРАЖДАНСКИХ ЗДАНИЙ, нормируемое тепловое сопротивление оконных блоков в среднем для объектов АО «Казахтелеком», согласно установленным СН РК 2.04-21-2004 должен составлять не менее $R=0,418 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$. Некачественные оконные блоки приводят к повышенным тепловым потерям и перерасходу природного газа на отопление здания.

Исходя из вышеизложенного необходимо провести замену устаревших не соответствующих строительным нормативам оконных блоков на современные энергосберегающие (Рис. 3.3). Рекомендуется установка ПВХ профиля из 3-х / 4-х камерной профильной системы с высоким уровнем теплосбережения. Стеклопакет 3-х / 4-х камерный, толщина должна составлять не менее 44мм (рекомендуемая толщина 52мм) и иметь энергосберегающее напыление, сопротивление теплопередаче должно составлять не менее $0,45 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$. Характеристики аналогов должны быть аналогичными либо лучше указанных характеристик.

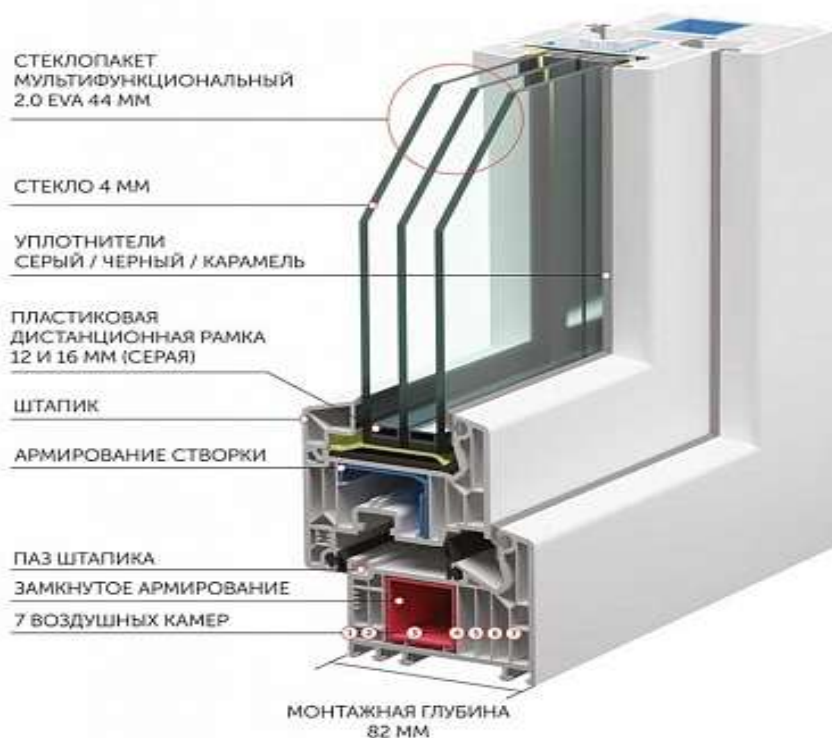


Рис. 3.3

Основными преимуществами данного профиля являются:

- профиль класса А с толщиной стенок не менее 3 мм;
- ширина профиля 82мм;
- энергосберегающая функция;
- возможность установки стеклопакета шириной до 52мм.

В таблице ниже приведены сводные сведения о необходимом количестве замене окон в зданиях АО «Казахтелеком».

Табл. 3.26

№ п/п	Наименование ПФ	Кол-во окон
1	Алматинская обл.	179
2	Западно-Казахстанская обл.	154
3	Жамбылская обл. СФ	21
4	Туркестанская обл. СФ	320
5	Атырауская обл.СФ	105
6	Актюбинская обл. СФ	161
7	Мангыстауская обл. СФ	30
Итого:		970

Расчет экономии тепловой энергии на отопление за счет установки современных энергосберегающих оконных профилей

$$Q_{\text{тп}} = K_{\text{ок}} * S_{\text{окон}} * (t_{\text{вн}} - t_{\text{ср от}}) * n * 24 / 1,163 / 10^6, \text{ Гкал/год}$$

где,

$K_{\text{ок}}$ – коэффициент теплопередачи окна, Вт/м² *°С;

$S_{\text{окон}}$ – общая площадь остекления окон, м²;

$t_{\text{вн}}$ – расчетная внутренняя температура, °С;

$t_{\text{ср от}}$ – средняя температура отопительного периода, °С;

n – количество дней отопительного периода.

Табл. 3.27

№ п/п	Наименование ПФ	$Q_{\text{тп}}$, экономия тепловой энергии
1	Алматинская обл.	507,1
2	Западно-Казахстанская обл.	95,5
3	Жамбылская обл. СФ	129,0
4	Туркестанская обл. СФ	895,0
5	Атырауская обл.СФ	122,5
6	Актюбинская обл. СФ	130,5
7	Мангыстауская обл. СФ	69,1
Итого:		1948,7

Результат: Ожидаемая экономия тепловой энергии (природного газа) от внедрения энергосберегающего мероприятия в филиале Алматинской области ориентировочно составит 507,1 **Гкал/год**, либо **2 396,8 тыс.тенге/год** при средне взвешенном тарифе на природный газ в 2025 году **4726,5** тг/Гкал.

Исходные данные и результаты расчёта эффективности инвестиций в мероприятие по замене оконных блоков на энергосберегающие оконные блоки по филиалу АО «Казахтелеком» по Алматинской области приведены в Табл. 3.28-3.30.

Исходные данные для расчёта эффективности инвестиций

Табл. 3.28

Инвестиции в проект, тыс. тенге	17 363,0
Тариф за тепловую энергию 2025 году, тыс.тенге/Гкал (природный газ)*	6,3
Ставка дисконтирования (на 14.02.2025 года), %	16,5%
Индекс потребительских цен (к апрелю 2025 года), %	10,7%
Корпоративный подоходный налог, %	20
Срок службы оборудования, лет	5

*Действующие цены розничной реализации товарного газа для потребителей АО «QAZAQGAZ AIMAQ» с 1 июля 2024 года

Производственные показатели и денежный поток от инвестиций Табл. 3.29

Начало прогнозного периода	01.01.2026	01.01.2027	01.01.2028	01.01.2029	01.01.2030	01.01.2031
Конец прогнозного периода	31.12.2026	31.12.2027	31.12.2028	31.12.2029	31.12.2030	31.12.2031
Календарный год/квартал	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Количество дней в периоде	365	365	365	366	365	365
№ операционного года	-	1	2	3	4	5
Объем снижения потребления теплоэнергии, Гкал	0,5071	0,5071	0,5071	0,5071	0,5071	0,5071
Прогнозируемая стоимость газа, тыс.тенге/м ³	4,73	5,23	5,79	6,41	7,10	4,73
Экономический эффект от реализации проекта, тыс. тенге	1,92	2,122	2,349	2,601	2,879	1,92
Свободный денежный поток (FCFE), тыс.тенге	-1,917	2,122	2,349	2,601	2,879	-1,917
Аккумуляированный денежный поток, тыс. тенге	-1,917	0,205	2,555	5,156	8,035	-1,917
Дисконтированный денежный поток (Текущая стоимость-Present Value), тыс. тенге	-1,917	1,822	1,731	1,645	1,563	-1,917
Аккумуляированный денежный поток, тыс. тенге	-1,917	-0,095	1,636	3,281	4,844	-1,917

Табл. 3.30 Результаты расчёта эффективности инвестиций

Чистая приведенная стоимость NPV денежных потоков, тыс.тенге	12,72
Внутренняя норма доходности (IRR), %	121%
Индекс рентабельности (PI)	0,00
Простой период окупаемости (PP), лет	2,0
Дисконтированный период окупаемости (DPP), лет	3

Выводы:

- 1) Внутренняя норма доходности не превышает принятую ставку дисконтирования;
- 2) Простой срок окупаемости инвестиций составляет менее 5 лет;
- 3) Мероприятие является целесообразным

Результат: Ожидаемая экономия тепловой энергии (природного газа) от внедрения энергосберегающего мероприятия в филиале АО «Казахтелеком» Западно-Казахстанской области ориентировочно составит 95,5 **Гкал/год**, либо 253,9 **тыс.тенге/год** при средне взвешенном тарифе на природный газ в 2025 году 2659,6 тг/Гкал. Исходные данные и результаты расчёта эффективности инвестиций в мероприятие по замене оконных блоков на энергосберегающие оконные блоки по филиалу АО «Казахтелеком» по Западно-Казахстанской области приведены в Табл. 3.14-3.16.

Табл. 3.31 Исходные данные для расчёта эффективности инвестиций по филиалу

Инвестиции в проект, тыс. тенге	10 764,6
Тариф за тепловую энергию 2025 году, тыс.тенге/Гкал (природный газ)*	2,66
Ставка дисконтирования (на 14.02.2025 года), %	16,50%
Индекс потребительских цен (к апрелю 2025 года), %	10,70%
Корпоративный подоходный налог, %	20%
Срок службы оборудования, лет	5

*Действующие цены розничной реализации товарного газа для потребителей АО «QAZAQGAZ AIMAQ» с 1 июля 2024 года

Табл. 3.32 Производственные показатели и денежный поток от инвестиций

Начало прогнозного периода	01.01.2026	01.01.2027	01.01.2028	01.01.2029	01.01.2030	01.01.2031
Конец прогнозного периода	31.12.2026	31.12.2027	31.12.2028	31.12.2029	31.12.2030	31.12.2031
Календарный год/квартал	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Количество дней в периоде	365	365	365	366	365	365
№ операционного года	-	1	2	3	4	-
Объем снижения потребления теплоэнергии, Гкал	0,0955	0,0955	0,0955	0,0955	0,0955	0,0955
Прогнозируемая стоимость газа, тыс.тенге/м ³	2,66	2,94	3,26	3,61	3,99	2,94
Экономический эффект от реализации проекта, тыс. тенге	0,23	0,252	0,279	0,309	0,342	0,23
Свободный денежный поток (FCFE), тыс.тенге	-0,228	0,252	0,279	0,309	0,342	-0,228
Аккумуляированный денежный поток, тыс. тенге	-0,228	0,024	0,303	0,612	0,954	-0,228
Дисконтированный денежный поток (Текущая стоимость-Present Value), тыс. тенге	-0,228	0,216	0,205	0,195	0,186	-0,228
Аккумуляированный денежный поток, тыс. тенге	-0,227	-0,011	0,194	0,389	0,575	-0,227

Чистая приведенная стоимость NPV денежных потоков, тыс.тенге	1,51
Внутренняя норма доходности (IRR), %	121%
Индекс рентабельности (PI)	0,00
Простой период окупаемости (PP), лет	2,0
Дисконтированный период окупаемости (DPP), лет	3

Выводы:

- 1) Внутренняя норма доходности не превышает принятую ставку дисконтирования;
- 2) Простой срок окупаемости инвестиций составляет менее 5 лет;
- 3) Мероприятие является целесообразным

Результат: Ожидаемая экономия тепловой энергии (природного газа) от внедрения энергосберегающего мероприятия в филиале АО «Казахтелеком» Жамбылской области ориентировочно составит 129 **Гкал/год**, либо 682,0 **тыс.тенге/год** при средне взвешенном тарифе на природный газ в 2025 году 5287,3 тг/Гкал. Исходные данные и результаты расчёта эффективности инвестиций в мероприятие по замене оконных блоков на энергосберегающие оконные блоки по филиалу АО «Казахтелеком» по Жамбылской области приведены в Табл. 3.33-3.35.

Табл. 3.33 Исходные данные для расчёта эффективности инвестиций по филиалу

Инвестиции в проект, тыс. тенге	2037,0
Тариф за тепловую энергию 2025 году, тыс.тенге/Гкал (природный газ)*	5,3
Ставка дисконтирования (на 14.02.2025 года), %	16,50%
Индекс потребительских цен (к апрелю 2025 года), %	10,70%
Корпоративный подоходный налог, %	20%
Срок службы оборудования, лет	5

*Действующие цены розничной реализации товарного газа для потребителей АО «QAZAQGAZ AIMAQ» с 1 июля 2024 года

Табл. 3.34 Производственные показатели и денежный поток от инвестиций

Начало прогнозного периода	01.01.2026	01.01.2027	01.01.2028	01.01.2029	01.01.2030	01.01.2031
Конец прогнозного периода	31.12.2026	31.12.2027	31.12.2028	31.12.2029	31.12.2030	31.12.2031
Календарный год/квартал	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Количество дней в периоде	365	365	365	366	365	365
№ операционного года	-	1	2	3	4	-

Объем снижения потребления теплоэнергии, Гкал	0,129	0,129	0,129	0,129	0,129	0,129
Прогнозируемая стоимость газа, тыс.тенге/м ³	5,30	5,87	6,49	7,19	7,96	5,30
Экономический эффект от реализации проекта, тыс. тенге	0,55	0,605	0,670	0,742	0,821	0,55
Свободный денежный поток (FCFE), тыс.тенге	-0,547	0,605	0,670	0,742	0,821	-0,547
Аккумуляированный денежный поток, тыс. тенге	-0,547	0,059	0,729	1,471	2,292	-0,547
Дисконтированный денежный поток (Текущая стоимость-Present Value), тыс. тенге	-0,547	0,520	0,494	0,469	0,446	-0,547
Аккумуляированный денежный поток, тыс. тенге	-0,547	-0,027	0,467	0,936	1,382	-0,547

Табл.3.35

Чистая приведенная стоимость NPV денежных потоков, тыс.тенге	3,63
Внутренняя норма доходности (IRR), %	121%
Индекс рентабельности (PI)	0,00
Простой период окупаемости (PP), лет	2,0
Дисконтированный период окупаемости (DPP), лет	3

Выводы:

- 1) Внутренняя норма доходности не превышает принятую ставку дисконтирования;
- 2) Простой срок окупаемости инвестиций составляет менее 5 лет;
- 3) Мероприятие является целесообразным

Результат: Ожидаемая экономия тепловой энергии (природного газа) от внедрения энергосберегающего мероприятия в филиале АО «Казахтелеком» Туркестанской области ориентировочно составит 895,0 **Гкал/год**, либо 3610,2 **тыс.тенге/год** при средне взвешенном тарифе на природный газ в 2025 году 4033,7 тг/Гкал.

Исходные данные и результаты расчёта эффективности инвестиций в мероприятие по замене оконных блоков на энергосберегающие оконные блоки по филиалу АО «Казахтелеком» по Туркестанской области приведены в Табл. 3.36-3.38.

Табл. 3.36 Исходные данные для расчёта эффективности инвестиций

Инвестиции в проект, тыс. тенге	42 016,0
Тариф за тепловую энергию 2025 году, тыс.тенге/Гкал (природный газ)*	4,0
Ставка дисконтирования (на 14.02.2025 года), %	16,50%
Индекс потребительских цен (к апрелю 2025 года), %	10,70%

Корпоративный подоходный налог, %	20%
Срок службы оборудования, лет	5

*Действующие цены розничной реализации товарного газа для потребителей АО «QAZAQGAZ AIMAQ» с 1 июля 2024 года

Табл. 3.37 Производственные показатели и денежный поток от инвестиций

Начало прогнозного периода	01.01.2026	01.01.2027	01.01.2028	01.01.2029	01.01.2030	01.01.2031
Конец прогнозного периода	31.12.2026	31.12.2027	31.12.2028	31.12.2029	31.12.2030	31.12.2031
Календарный год/квартал	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Количество дней в периоде	365	365	365	366	365	365
№ операционного года	-	1	2	3	4	-
Объем снижения потребления теплоэнергии, Гкал	0,895	0,895	0,895	0,895	0,895	0,895
Прогнозируемая стоимость газа, тыс.тенге/м ³	4,03	4,46	4,94	5,47	6,06	4,03
Экономический эффект от реализации проекта, тыс. тенге	2,89	3,197	3,539	3,917	4,336	2,89
Свободный денежный поток (FCFE), тыс.тенге	-2,888	3,197	3,539	3,917	4,336	-2,888
Аккумуляированный денежный поток, тыс. тенге	-2,888	0,309	3,848	7,765	12,101	-2,888
Дисконтированный денежный поток (Текущая стоимость-Present Value), тыс. тенге	-2,888	2,744	2,607	2,477	2,354	-2,888
Аккумуляированный денежный поток, тыс. тенге	-2,888	-0,144	2,464	4,941	7,295	-2,888

Табл. 3.38

Чистая приведенная стоимость NPV денежных потоков, тыс.тенге	19,15
Внутренняя норма доходности (IRR), %	121%
Индекс рентабельности (PI)	0,00
Простой период окупаемости (PP), лет	2,0
Дисконтированный период окупаемости (DPP), лет	3

Выводы:

- 4) Внутренняя норма доходности не превышает принятую ставку дисконтирования;
- 5) Простой срок окупаемости инвестиций составляет менее 5 лет;
- 6) Мероприятие является целесообразным

Результат: Ожидаемая экономия тепловой энергии (природного газа) от внедрения энергосберегающего мероприятия в филиале АО «Казахтелеком» Атырауской области ориентировочно составит 122,5 **Гкал/год**, либо **268,9 тыс.тенге/год** при средне взвешенном тарифе на природный газ в 2025 году **2195,3** тг/Гкал. Исходные данные и результаты расчёта эффективности инвестиций в мероприятие по замене оконных блоков на энергосберегающие оконные блоки по филиалу АО «Казахтелеком» по Атырауской области приведены в Табл. 3.39-3.41.

Табл. 3.39 Исходные данные для расчёта эффективности инвестиций по филиалу

Инвестиции в проект, тыс. тенге	6325,2
Тариф за тепловую энергию 2025 году, тыс.тенге/Гкал (природный газ)*	2,2
Ставка дисконтирования (на 14.02.2025 года), %	16,50%
Индекс потребительских цен (к апрелю 2025 года), %	10,70%
Корпоративный подоходный налог, %	20%
Срок службы оборудования, лет	5

*Действующие цены розничной реализации товарного газа для потребителей АО «QAZAQGAZ AIMAQ» с 1 июля 2024 года

Табл. 3.40 Производственные показатели и денежный поток от инвестиций

Начало прогнозного периода	01.01.2026	01.01.2027	01.01.2028	01.01.2029	01.01.2030	01.01.2031
Конец прогнозного периода	31.12.2026	31.12.2027	31.12.2028	31.12.2029	31.12.2030	31.12.2031
Календарный год/квартал	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Количество дней в периоде	365	365	365	366	365	365
№ операционного года	-	1	2	3	4	-
Объем снижения потребления теплоэнергии, Гкал	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122
Прогнозируемая стоимость газа, тыс.тенге/м ³	2,20	2,43	2,69	2,98	3,30	2,20
Экономический эффект от реализации проекта, тыс. тенге	0,21	0,237	0,263	0,291	0,322	0,21
Свободный денежный поток (FCFE), тыс.тенге	-0,214	0,237	0,263	0,291	0,322	-0,214
Аккумуляированный денежный поток, тыс. тенге	-0,214	0,023	0,285	0,576	0,898	-0,214
Дисконтированный денежный поток (Текущая стоимость-Present Value), тыс. тенге	-0,214	0,204	0,193	0,184	0,175	-0,214

Аккумуляированный денежный поток, тыс. тенге	-0,214	-0,011	0,183	0,367	0,541	-0,214
--	--------	--------	-------	-------	-------	--------

Табл. 3.41

Чистая приведенная стоимость NPV денежных потоков, тыс.тенге	1,42
Внутренняя норма доходности (IRR), %	121%
Индекс рентабельности (PI)	0,00
Простой период окупаемости (PP), лет	2,0
Дисконтированный период окупаемости (DPP), лет	3

Выводы:

- 1) Внутренняя норма доходности не превышает принятую ставку дисконтирования;
- 2) Простой срок окупаемости инвестиций составляет менее 5 лет;
- 3) Мероприятие является целесообразным

Результат: Ожидаемая экономия тепловой энергии (природного газа) от внедрения энергосберегающего мероприятия в филиале АО «Казахтелеком» Актюбинской области ориентировочно составит 130,5 **Гкал/год**, либо 313,1 **тыс.тенге/год** при средне взвешенном тарифе на природный газ в 2025 году 2399,0 тг/Гкал. Исходные данные и результаты расчёта эффективности инвестиций в мероприятие по замене оконных блоков на энергосберегающие оконные блоки по филиалу АО «Казахтелеком» по Актюбинской области приведены в Табл. 3.42-3.44

Табл. 3.42 Исходные данные для расчёта эффективности инвестиций

Инвестиции в проект, тыс. тенге	10 465,0
Тариф за тепловую энергию 2025 году, тыс.тенге/Гкал (природный газ)*	2,4
Ставка дисконтирования (на 14.02.2025 года), %	16,50%
Индекс потребительских цен (к апрелю 2025 года), %	10,70%
Корпоративный подоходный налог, %	20%
Срок службы оборудования, лет	5

*Действующие цены розничной реализации товарного газа для потребителей АО «QAZAQGAZ AIMAQ» с 1 июля 2024 года

Табл. 3.43 Производственные показатели и денежный поток от инвестиций

Начало прогнозного периода	01.01.2026	01.01.2027	01.01.2028	01.01.2029	01.01.2030	01.01.2031
Конец прогнозного периода	31.12.2026	31.12.2027	31.12.2028	31.12.2029	31.12.2030	31.12.2031
Календарный год/квартал	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Количество дней в периоде	365	365	365	366	365	365
№ операционного года	-	1	2	3	4	-
Объем снижения потребления теплоэнергии, Гкал	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Прогнозируемая стоимость газа, тыс.тенге/м ³	2,40	2,66	2,94	3,25	3,60	2,40
Экономический эффект от реализации проекта, тыс. тенге	0,25	0,276	0,306	0,338	0,375	0,25
Свободный денежный поток (FCFE), тыс.тенге	-0,249	0,276	0,306	0,338	0,375	-0,249
Аккумуляированный денежный поток, тыс. тенге	-0,249	0,027	0,332	0,671	1,046	-0,249
Дисконтированный денежный поток (Текущая стоимость-Present Value), тыс. тенге	-0,249	0,237	0,225	0,214	0,203	-0,249
Аккумуляированный денежный поток, тыс. тенге	-0,249	-0,012	0,213	0,427	0,630	-0,249

Табл. 3.45

Чистая приведенная стоимость NPV денежных потоков, тыс.тенге	1,65
Внутренняя норма доходности (IRR), %	121%
Индекс рентабельности (PI)	0,00
Простой период окупаемости (PP), лет	2,0
Дисконтированный период окупаемости (DPP), лет	3

Выводы:

- 1) Внутренняя норма доходности не превышает принятую ставку дисконтирования;
- 2) Простой срок окупаемости инвестиций составляет менее 5 лет;
- 3) Мероприятие является целесообразным

Результат: Ожидаемая экономия тепловой энергии (природного газа) от внедрения энергосберегающего мероприятия в филиале АО «Казахтелеком» Мангыстауской области ориентировочно составит 69,1 **Гкал/год**, либо 259,7 **тыс.тенге/год** при средне взвешенном тарифе на природный газ в 2025 году 3758,1 тг/Гкал. Исходные данные и результаты расчёта эффективности инвестиций в мероприятие по замене оконных блоков на энергосберегающие оконные блоки по филиалу АО «Казахтелеком» по Мангыстауской области приведены в Табл. 3.46-3.48.

Табл. 3.46 Исходные данные для расчёта эффективности инвестиций

Инвестиции в проект, тыс. тенге	1 500,0
Тариф за тепловую энергию 2025 году, тыс.тенге/Гкал (природный газ)*	3,8
Ставка дисконтирования (на 14.02.2025 года), %	16,50%
Индекс потребительских цен (к апрелю 2025 года), %	10,70%
Корпоративный подоходный налог, %	20
Срок службы оборудования, лет	5

Табл. 3.47 Производственные показатели и денежный поток от инвестиций

Начало прогнозного периода	01.01.2026	01.01.2027	01.01.2028	01.01.2029	01.01.2030	01.01.2031
Конец прогнозного периода	31.12.2026	31.12.2027	31.12.2028	31.12.2029	31.12.2030	31.12.2031
Календарный год/квартал	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Количество дней в периоде	365	365	365	366	365	365
№ операционного года	-	1	2	3	4	-
Объем снижения потребления теплоэнергии, Гкал	0,069	0,069	0,069	0,069	0,069	0,069
Прогнозируемая стоимость газа, тыс.тенге/м ³	3,80	4,21	4,66	5,15	5,71	3,80
Экономический эффект от реализации проекта, тыс. тенге	0,21	0,232	0,257	0,285	0,315	0,21
Свободный денежный поток (FCFE), тыс.тенге	-0,210	0,232	0,257	0,285	0,315	-0,210
Аккумулированный денежный поток, тыс. тенге	-0,210	0,022	0,279	0,564	0,879	-0,210
Дисконтированный денежный поток (Текущая стоимость-Present Value), тыс. тенге	-0,210	0,199	0,189	0,180	0,171	-0,210
Аккумулированный денежный поток, тыс. тенге	-0,210	-0,010	0,179	0,359	0,530	-0,210

Табл. 3.48

Чистая приведенная стоимость NPV денежных потоков, тыс.тенге	1,39
Внутренняя норма доходности (IRR), %	121%
Индекс рентабельности (PI)	0,00
Простой период окупаемости (PP), лет	2,000
Дисконтированный период окупаемости (DPP), лет	3

Выводы:

- 1) Внутренняя норма доходности не превышает принятую ставку дисконтирования;
- 2) Простой срок окупаемости инвестиций составляет менее 5 лет;
- 3) Мероприятие является целесообразным

Таким образом, итоговая экономия тепловой энергии АО «Казахтелеком» приведена в табл. 3. 49

Табл. 3.49

№ п/п	Наименование ПФ	Q _{тп} , экономия тепловой энергии	Экономия, тыс.тенге/год	Инвестиции, тыс. тенге
1	Алматинская обл.	507,1	2396,8	17 363,0
2	Западно-Казахстанская обл.	95,5	253,9	10 764,6
3	Жамбылская обл. СФ	129,0	682,0	2037,0
4	Туркестанская обл. СФ	895,0	3610,2	42 016,0
5	Атырауская обл.СФ	122,5	268,9	6325,2
6	Актюбинская обл. СФ	130,5	313,1	10 465,0
7	Мангыстауская обл. СФ	69,1	259,7	1 500,0
Итого:		1948,7	7 784,6	90 470,8

Потенциал энергосбережения составляет:

П = 1948,7 Гкал/год или 278,6 т.у.т. в год

5 Мероприятие «Увеличение эффективности теплоотдачи радиаторов отопления в обогреваемое помещение за счет перекрытия наружной стены за радиатором теплоотражающим экраном»

В зданиях Заказчика для отопления помещений используются чугунные радиаторы. Вследствие отсутствия теплоотражающих экранов происходит, нагрев стенки за радиаторами, что приводит к излишнему расходу тепловой энергии без пользы для отопления зданий.

Отопительные приборы в обычной практике устанавливают у наружных стен помещения. Работающий прибор активно нагревает участок стены, расположенный непосредственно за ним. Таким образом, температура этого участка значительно выше, чем остальная область стены, и может достигать 50°C. Вместо того, чтобы использовать все тепло для обогрева воздуха внутри помещения, радиатор расходует тепло на обогрев холодных панелей наружной стены здания. Это является причиной увеличенных тепловых потерь. Существенно снизить тепловые потери в данной ситуации позволяет установка теплоотражающих экранов, изолирующих участки стен, расположенных за отопительными приборами. Наилучший эффект имеет место в случае, если расстояние между радиатором и стеной составляет 35-55 мм. Типовая схема установки теплоотражающего экрана приведена на Рис. 3.4

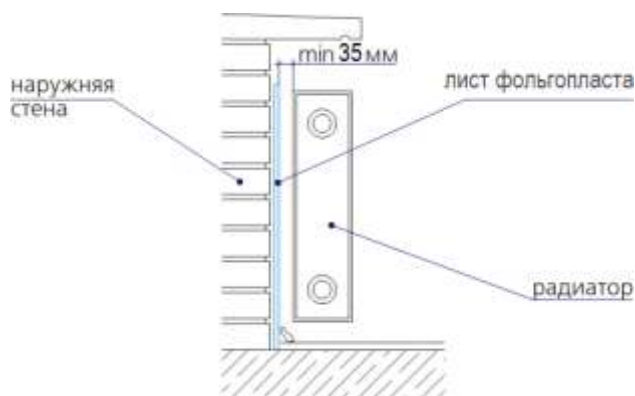


Рис. 3.4

В качестве таких экранов используются материалы с низким коэффициентом теплопроводности (около 0,05 Вт/м·°C), например, пенофол — вспененная основа с односторонним фольгированием либо изолан. Теплоотражающая панель из изолана представляет собой мягкий рулонный материал, состоящий из теплоизолирующего слоя толщиной 5 мм, покрытого с одной стороны алюминиевой фольгой. Но в принципе, теплоотражающим экраном может служить даже обычная фольга.

Общие рекомендации по установке:

- рекомендуемая толщина изоляции 3-5 мм
- отражающий слой должен быть обращен в сторону источника тепла
- при использовании отражающей изоляции без липкого слоя, крепление производится при помощи строительного степлера или гвоздями через деревянную рейку с интервалом 150-200 мм.

Установка подобных отражателей (Рис. 3.5) является малозатратным способом экономии энергии с низким сроком окупаемости. При наличии в помещении недотопа, установка таких экранов помогает повысить температуру на 3-4 градуса, эффективность работы отопительной системы повышается до 20 %.



Рис. 3.5

Установка теплоотражающих экранов за радиаторами отопления на объектах АО «Казахтелеком» позволит обеспечить экономию в системе отопления. На основе данных САД «Методические рекомендации по расчету эффектов от реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности» Аналитического центра при Правительстве РФ (Август 2016г.) принимаем 5 процентов. Общие расходы на отопление здания и сооружении Заказчика приведены в Табл. 3.50:

Табл. 3.50

Потребление тепловой энергии за 2023 базовый год		
ЗКО СФ	Гкал	2593,0
Актюбинская обл. СФ	Гкал	2470,1
Атырауская обл. СФ	Гкал	966,5
Мангыстауская обл. СФ	Гкал	1902,5
Жамбылская обл. СФ	Гкал	1461,4
Туркестанская обл. СФ	Гкал	1199,4
Стоимость 1 Гкал*	тенге	3852,4

*Средневзвешенная цена на природный газ по Казахстану

Количество необходимого термоизолирующего материала принимаем с учетом установленных радиаторов отопления, на 1 радиатор будет необходимо 3 м² материала. Расчет затрат от установки теплоотражающих экранов приведен в Табл. 3.51.

Табл. 3.51

Наименование материала	Цена термоизолирующего материала за 1 м ² , с НДС тенге	Количество термоизолирующего материала, м ²	Общая стоимость оборудования с НДС, тенге
Пенофол фольгированный 5 мм	433	2155	933,1
Итого инвестиций			933,1

Общая стоимость инвестиций 933,1 тенге

Потенциал энергосбережения составляет:

$$П = 10592,9 \text{ Гкал/год} * 0,05 = 529,6 \text{ Гкал/год или } 76,5 \text{ т.у.т. в год}$$

В денежном выражении годовая экономия от энергосберегающего мероприятия составляет:

$$Э = 529,6 \text{ Гкал/год} * 3,8 \text{ тыс.тенге/ Гкал} = 2012,6 \text{ тыс.тенге/год}$$

На основе сделанных расчетов рекомендуется обязательное внедрение данного мероприятия так как окупаемость и экономический эффект данного мероприятия положителен.

Исходные данные и результаты расчёта эффективности инвестиций в мероприятие приведены в Табл. 3.52-3.54.

Табл. 3.52 Исходные данные для расчёта эффективности инвестиций

Капиталовложения на установку теплоотражающих экранов, тыс.тенге	933,1
Тариф за теплоэнергию в базовом (2025) году, тыс.тенге/Гкал (природный газ)	3,8
Ставка дисконтирования (на 14.02.2025 года), %	16,5%
Индекс потребительских цен (к апрелю 2025 года), %	10,7%
Корпоративный подоходный налог, %	20%
Срок службы оборудования, лет	20

Табл. 3.53 Производственные показатели и денежный поток от инвестиций

Начало прогнозного периода	01.01.2026	01.01.2027	01.01.2028	01.01.2029	01.01.2030	01.01.2031
Конец прогнозного периода	31.12.2026	31.12.2027	31.12.2028	31.12.2029	31.12.2030	31.12.2031
Календарный год/квартал	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Количество дней в периоде	365	365	365	366	365	365
№ операционного года	-	1	2	3	4	5
Объем снижения потребления тепловой энергии, Гкал	0,529	0,529	0,529	0,529	0,529	0,529
Прогнозируемая стоимость тепловой энергии, тыс.тенге/Гкал	3,80	4,21	4,66	5,15	5,71	3,80
Экономический эффект от реализации проекта, тыс. тенге	1,61	1,780	1,971	2,182	2,415	1,61
Свободный денежный поток (FCFE), тыс.тенге	-1,608	1,780	1,971	2,182	2,415	-1,608
Аккумуляированный денежный поток, тыс. тенге	-1,608	0,172	2,143	4,324	6,739	-1,608
Дисконтированный денежный поток (Текущая стоимость- Present Value), тыс. тенге	-1,608	1,528	1,452	1,380	1,311	-1,608
Аккумуляированный денежный поток, тыс. тенге	-1,60816	-0,080	1,372	2,752	4,063	-1,60816

Табл. 3.54 Результаты расчёта эффективности инвестиций

Чистая приведенная стоимость NPV денежных потоков, тыс.тенге	10,67
Внутренняя норма доходности (IRR), %	121%
Индекс рентабельности (PI)	0,01
Простой период окупаемости (PP), лет	2,0
Дисконтированный период окупаемости (DPP), лет	3

Выводы:

- 1) Внутренняя норма доходности превышает принятую ставку дисконтирования в два и более раза;
- 2) Срок окупаемости инвестиций составляет менее 5 лет;
- 3) Мероприятие является целесообразным.

6 Мероприятие «Регулировка фурнитуры и замена уплотнителей на оконных конструкциях»

Согласно Приложению №3 - анализу тепловизионного обследования наружных ограждающих конструкций здания, температура на откосах ряда светопрозрачных конструкций и дверей ниже точки росы (СН РК 2.04-04-2011 пп. 5.7). Наличие температуры, значительно ниже нормируемой означает, что в этих местах будет образовываться влага, появится плесень и грибки, способствующие развитию болезнетворных микробов и вирусов. Характер обнаруженных дефектов свидетельствует о неплотном прилегании уплотнительных резинок и неплотностей стыков вследствие воздействия климатических факторов на металлические части фурнитуры.

Описание мероприятия. Рекомендуем произвести регулировку фурнитуры и замену уплотнителей на светопрозрачные конструкции. Можно купить готовые уплотнители, которые прикрепляются к внешней стороне двойной рамы. Они состоят из неподвижного монтажного профиля (дерева, легкого металла или пластика) и уплотнительной «губы», плотно прилегающей к оконной створке, причем, чем сильнее снаружи дует ветер, тем плотнее она ложится. Расчет экономии тепловой энергии при замене уплотнителя окна:

Высота здания: Н, м;

Высота от уровня земли до верха окон: h, м;

Расчетная температура в помещении: t_c °C

Средняя температура наружного воздуха за отопительный период $t_{от}^p$ °C

Площадь оконных проемов F м²

Приведенное сопротивление теплопередаче светопрозрачных конструкций $R = \text{м}^2 \cdot \text{°C} / \text{Вт}$

Продолжительность отопительного периода, длительность суток, часов.

Расчет:

1. Разность давлений между внутренним и наружным воздухом

$$\Delta p = 3463 \cdot (H - h) \cdot \frac{t_n^p - t_n}{(t_n^p + 273) \cdot (t_n + 273)}$$

2. Количество наружного воздуха, инфильтрующегося в помещении через окна:

$$G_{инф} = \frac{F_{ок} \cdot \Delta p_{ок}^{0,667}}{3600 \cdot R_{ок}}$$

3. Экономия теплоты, необходимой на нагрев инфильтрующегося воздуха:

$$Q = G_{инф} (t_n^p - t_n) \cdot N \cdot 0,86 \cdot 10^{-3}$$

Подставив значения переменных в формулы, получаем:

$$Q = 221,35 \text{ Гкал или } 31,65 \text{ т.у.т.}$$

При текущем тарифе на газ 3852,4 тенге/Гкал получим расчетную экономию денежных средств в размере 431,65 тыс. тенге в год.

Исходные данные и результаты расчёта эффективности инвестиций в мероприятие по регулировке фурнитуры и замене уплотнителей на оконных конструкциях приведены в Табл. 3.55-3.57.

Табл. 3.55 Исходные данные для расчёта эффективности инвестиций

Капиталовложения на модернизацию, тыс.тенге	2937,76
Стоимость теплоэнергии в 2025 году, тенге/Гкал	3,8
Ставка дисконтирования (на 14.02.2025 года), %	16,5%
Индекс потребительских цен (апрель 2025 года), %	10,7%
Корпоративный подоходный налог	20%
Срок службы оборудования, лет	20

Табл. 3.56 Производственные показатели и денежный поток от инвестиций

Начало прогнозного периода	01.01.2026	01.01.2027	01.01.2028	01.01.2029	01.01.2030	01.01.2031
Конец прогнозного периода	31.12.2026	31.12.2027	31.12.2028	31.12.2029	31.12.2030	31.12.2031
Календарный год/квартал	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Количество дней в периоде	365	365	366	365	365	365
№ операционного года	0,00	221,35	221,35	221,35	221,35	221,35
Объем снижения потребления ТЭ, Гкал	1,95	2,07	2,19	2,32	2,46	2,61
Прогнозируемая стоимость ТЭ, тенге/Гкал	2937,76	402,63	426,79	452,40	479,54	508,31
Экономический эффект от реализации проекта, тыс. тенге	-2937,76	402,63	426,79	452,40	479,54	508,31
Свободный денежный поток (FCFE), тыс.тенге	-2937,76	-2535,13	-2108,34	-1655,94	-1176,40	-668,09
Аккумулированный денежный поток, тыс. тенге	-2937,76	369,39	359,22	349,33	339,72	330,37
Дисконтированный денежный поток (Текущая стоимость-Present Value), тыс. тенге	-2937,76	-2568,37	-2209,15	-1859,82	-1520,10	-1189,73
Аккумулированный денежный поток, тыс. тенге	0,00	221,35	221,35	221,35	221,35	221,35

Табл. 3.57 Результаты расчёта эффективности инвестиций

Чистая приведенная стоимость NPV денежных потоков, тыс.тенге	-1189,73
Внутренняя норма доходности (IRR), %	-8%
Индекс рентабельности (PI)	-0,40
Простой период окупаемости (PP), лет	8
Дисконтированный период окупаемости (DPP), лет	10

Выводы:

- 1) Внутренняя норма доходности не превышает принятую ставку дисконтирования;
- 2) Срок окупаемости инвестиций составляет 8 лет;
- 3) Мероприятие является целесообразным.

1.2 ПРОЕКТ ПЛАНА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ И ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

Проект «Плана мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности АО «Казахтелеком» на 2026-2031 годы» (далее - План) разработан в соответствии с Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 391 «Об утверждении требований к форме и содержанию плана мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности, разрабатываемого субъектом Государственного энергетического реестра по итогам энергоаудита» и приведён в Табл. 3.25 - 3.27.

В срок до 01.04.2026 года АО «Казахтелеком», в соответствии с п. 2 ст. 9 Закона РК «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности», обязан утвердить и направить, разработанный на основании бюджета и перспективы развития организации до 2031 года План Оператору государственного энергетического реестра.

В случае необходимости корректировки Плана, согласно п.4 «Требований к форме и содержанию плана мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности, разрабатываемого субъектом Государственного энергетического реестра по итогам энергоаудита», АО «Казахтелеком» вправе вносить Дополнения и (или) изменения в План, утвердив их первым руководителем с указанием срока, как утверждения, так и его переутверждения.

Проект плана мероприятий по энергосбережению и повышению АО «Казахтелеком» на 2026-2030 годы

Табл. 3.58

Код и номер	Мероприятия	Период реализации	Планируемые расходы, млн. тенге					Объём планируемого снижения потребления энергетических ресурсов, т.у.т.					Отметка о выполнении
			2026	2027	2028	2029	2030	2026	2027	2028	2029	2030	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Зона энергосбережения: Электроснабжение и освещение													
ЭиОс.01	Замена светильников и ламп на светодиодные	с 01.26 до 12.26	0,00	7,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,1	17,1	17,1	
Итого:			0,00	7,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,1	17,1	17,1	
Всего:			7,74					17,1					
Зона энергосбережения: Теплоснабжение и отопление													
ТиОт.01	Регулировка фурнитуры и замена уплотнителей на оконных конструкциях	с 01.21 до 12.21	0,00	2,9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,65	31,65	31,65	
ТиОт.02	Перекрытие наружной стены за радиатором теплоотражающим экраном	с 01.21 до 12.21	0,00	0,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	76,5	76,5	76,5	
ТиОт.03	Замена оконных блоков (профилей) на новые энергосберегающие	с 01.21 до 12.21	0,00	90,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	278,6	278,6	278,6	
Итого:			0,00	94,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	386,75	386,75	386,75	
Всего:			94,3					386,75					
Итого по плану			0,00	102,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	403,85	403,85	403,85	
Всего по плану			102,0					403,85					

Табл. 3.59

Код и номер	Мероприятия	Период реализации	Планируемые расходы, млн. тенге					Планируемая экономия, млн. тнг.					Срок окупаемости
			2026	2027	2028	2029	2030	2026	2027	2028	2029	2030	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Зона энергосбережения: Электроснабжение и освещение													
ЭиОс.03	Замена светильников и ламп на светодиодные	с 01.26 до 12.26	0,00	7,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,9	3,9	3,9	5
Итого:			0,00	7,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,9	3,9	3,9	
Всего:			7,74					3,9					
Зона энергосбережения: Теплоснабжение и отопление													
ТиОт.01	Регулировка фурнитуры и замена уплотнителей на оконных конструкциях	с 01.26 до 12.26	0,00	2,9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,43	0,43	0,43	8
ТиОт.02	Перекрытие наружной стены за радиатором теплоотражающим экраном	с 01.26 до 12.26	0,00	0,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,0	2,0	2,0	2
ТиОт.03	Замена оконных блоков (профилей) на новые энергосберегающие	с 01.26 до 12.26	0,00	90,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,7	7,7	7,7	>10
Итого:			0,00	94,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,1	10,1	10,1	
Всего:			94,3					10,1					
Итого по плану			0,00	102,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,0	14,0	14,0	
Всего по плану			102,0					14,0					

Табл. 3.60

Код и номер	Наименование энергетического ресурса	Объем планируемого снижения потребления энергетических ресурсов (т.у.т.)					Планируемые экономия, млн. тенге					Возможное уменьшение максимальной мощности	Потенциал снижения потребления энергоресурсов (%)	Отметка о выполнении
		2026	2027	2028	2029	2030	2026	2027	2028	2029	2030			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ЭЭ.04	Электроэнергия	0,00	0,00	17,1	17,1	17,1	0,00	0,00	3,9	3,9	3,9	-	0,034	-
ТЭ.05	Тепловая энергия (в т.ч. котельно-печное топливо)	0,00	0,00	386,75	386,75	386,75	0,00	0,00	10,1	10,1	10,1	-	0,77	-
	Итого:	0,00	0,00	403,85	403,85	403,85	0,00	0,00	14,0	14,0	14,0	-	0,81	-

Табл. 3.61

Код и номер	Наименование удельного показателя	Единица измерения используемых коэффициентов энергоэффективности организации	Объем планируемого снижения потребления энергетических ресурсов на единицу продукции/площади				
			2026	2027	2028	2029	2030
1	2	3	4	5	6	7	8
ТЭ.05	Тепловая энергия (в т.ч. котельно-печное топливо)	т.у.т./м2	0,141	0,141	0,140	0,140	0,140

2. ВЫВОДЫ

ТОО «Energy on track» по итогам проведенного энергоаудита объектов АО «Казахтелеком» сделаны следующие выводы:

1. Основное потребление энергоресурсов объектами АО КАЗАХТЕЛЕКОМ приходится на 167 зданий, которые преимущественно построены в середине прошлого века и имеют износ до 60%. Большая часть зданий имеет класс энергоэффективности "D" и "E". Основной причиной низкого значения удельного расхода тепловой энергии на отопление является то, что значительная часть зданий и сооружений, которые находятся на балансе АО КАЗАХТЕЛЕКОМ были построены в период 80-х и 90-х годов XX столетия. Также в некоторых зданиях отсутствует остекление, что снижает теплоэффективность здания. Соответственно, большинство зданий морально и физический изношены и требуют капитального ремонта с элементами термомодернизации. Уровень энергоэффективности зданий низкий, рекомендуется проводить мероприятия по теплозащите зданий и сооружений.
2. Основная доля потребления приходится на электрическую энергию и составляла в базовом 2023 году - 43% (21117 т.у.т.), от общего потребления ТЭР
- теплоэнергия – 8,6 % (18426,7 т.у.т),
- бензин – 11% (5350 т.у.т)
3. Приборы коммерческого учета электрической энергии, тепловой энергии и воды частично оснащены модулями дистанционной передачи данных и поверены. Сроки поверки соответствуют установленному межповерочному интервалу.
4. Система водоотведения и канализации также находится в хорошем техническом состоянии.
5. В системах освещения преобладают светодиодные светильники и панельные LED лампы. Но в отдаленных районах филиалах АО «Казахтелеком» лампы накаливания, люминесцентные лампы, лампы ДРЛ присутствуют. Системы автоматического регулирования освещения функционируют.
6. Тепловые пункты зданий АО «Казахтелеком», которые присоединены к СЦТ имеют элеваторные узлы отопления, не позволяющие эффективно управлять режимом теплопотребления здания.
7. В большинстве внутренних систем отопления отсутствуют регулирующие и балансирующие устройства.
8. Значительная часть нерациональных тепловых потери через ограждающие конструкции зданий АО «Казахтелеком», может быть устранена в период их очередного текущего ремонта, без существенных затрат.

2.1 ПОТЕНЦИАЛ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Заключение энергоаудита подготовлено в соответствии с Правилами проведения энергоаудита, утверждёнными Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан № 400 от 31.03.2015 г.

По результатам проведения энергетического аудита объектов АО «Казахтелеком» и анализа полученной информации разработан Проект плана мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности. По каждому мероприятию подготовлено технико-экономическое обоснование по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Согласно Проекта плана рекомендовано к реализации 3 экономически целесообразных мероприятий. Потенциал энергосбережения по итогам реализации рекомендованных мероприятий приведён в Табл.3.60.

Итоговый потенциал энергосбережения составляет 403,85 т.у.т. или 0,81% от потребления энергоресурсов в базовом 2023 году.

Реализация мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности АО «Казахтелеком» потребует экономически целесообразных инвестиций в размере 196,04 млн тенге.

2.2 ОЦЕНКА ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

Энергетический аудит объектов АО «Казахтелеком» проводится в первый раз. Персоналом осуществляется комплекс административных действий, направленных на обеспечение рационального потребления энергетических ресурсов. Организован технический учёт потребления электрической энергии, ведётся мониторинг потребления и принимаются оперативные меры по итогам анализа потребления.

Результаты оценки деятельности АО «Казахтелеком», в области энергосбережения и повышения энергоэффективности приведены в Табл. 3.62.

Табл. 3.62

№ п/п	Критерии оценки	Описание существующего состояния	Оценка деятельности, (отлично/хорошо, удовлетворительно, отсутствует)
1.	Внедрение системы энергетического менеджмента в соответствии с требованиями стандарта ИСО 50 001	Имеется	Удовлетворительно
2.	Наличие утвержденного плана мероприятий в области энергосбережения и повышения энергоэффективности, либо программы энергосбережения, разработанной предприятием на добровольной основе до проведения энергоаудита.	Имеется	Хорошо
3.	Оценка исполнения плана мероприятий в области энергосбережения и повышения энергоэффективности.	имеется	отлично
4.	Оснащенность приборами учета и контроля, наличие автоматизированной системы учета энергопотребления	оснащено частично	удовлетворительно
5.	Наличие системы материального поощрения (премирования) и нематериального по вопросам реализации мероприятий в области энергоэффективности.	отсутствует	отсутствует

В целях организации системной работы по снижению затрат на энергоресурсы, рекомендуется улучшить систему энергетического менеджмента в соответствии с требованиями стандарта СТ РК ИСО 50 001 и ввести должность энергоменеджера для контроля за потреблением энергетических ресурсов и реализацией энергосберегающих мероприятий.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

1. Закон Республики Казахстан от 13.01.2012г № 541-IV «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности».
2. Правила проведения энергоаудита, утвержденные приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 31.03.2015г № 400.
3. Требования по энергоэффективности зданий, строений, сооружений и их элементов, являющихся частью ограждающих конструкций, утвержденные приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 31 марта 2015 года №406.
4. Требования к форме и содержанию плана мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности, разрабатываемого субъектом Государственного энергетического реестра по итогам энергоаудита, утвержденные приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 31.03.2015г № 391.
5. «Инструкция по проведению сканирования, энергоаудита и энергомониторинга в зданиях». Утверждена приказом Председателем ГУ «Агентство Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства» от 29 декабря 2010 года №606.
6. СН РК 2.04-21-2004. Энергопотребление и тепловая защита гражданских зданий.
7. СН РК 2.04-04-2011. Тепловая защита зданий.
8. СН РК 4.04-23-2004. Электрооборудование жилых и общественных зданий. Нормы проектирования.
9. СНиП РК 2.04-01-2010 Строительная климатология.
10. СНиП РК 2.04-03-2002. Строительная теплотехника.
11. СНиП 31-06-2009. Общественные здания и сооружения.
12. СНиП РК 2.04-05-2002. Естественное и искусственное освещение.
13. СНиП РК 4.02-42-2006 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
14. ГОСТ 30494-96. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях.
15. ГОСТ 31168-2003. «Здания жилые. Метод определения удельного потребления тепловой энергии на отопление».
16. ГОСТ 26629-85. «Здания и сооружения. Метод тепловизионного контроля качества теплоизоляции ограждающих конструкций».
17. ГОСТ Р 54983–2012. Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация.
18. РД 153-39.4-079-01. Методика определения расходов газа на технологические нужды предприятий газового хозяйства и потерь в системах распределения газа.

19. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 6 февраля 2017 г. № 47 «Об утверждении Руководства по безопасности «Инструкция по техническому диагностированию подземных стальных газопроводов».
20. СТО Газпром газораспределение 2.8-2013. Методика расчета эффективности энергосберегающих и инновационных мероприятий при разработке и реализации программ ОАО «Газпром газораспределение». СПб.: ОАО «Газпром газораспределение», 2013. 131 с.
21. Хворов Г.А., Козлов С.И., Акопова Г.С., Евстифеев А.А. Сокращение потерь природного газа при транспортировке по магистральным газопроводам ОАО «Газпром» // Газовая промышленность. 2013. № 12. С. 66–69.
22. Павловский М.А. Применение методов математической статистики для анализа причин дисбаланса транспорта природного газа в трубопроводной газотранспортной системе // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. № 1. С. 69–75.
23. Игнатьев А.А. Оценка причины разбаланса объемов газа в системе «поставщик – потребитель» // Газовая промышленность. 2010. № 6. С. 20–22.
24. Тухбатуллин Ф.Г., Семейченков Д.С. О причинах разбаланса природного газа в системе газораспределения и методах прогнозирования его величины // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 6. С. 14–21.
25. Саликов А.Р. Разбаланс в сетях газораспределения // Газ России. 2015. № 4. С. 36–41.