

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

климатического проекта

Повышение энергоэффективности при подготовке сырой воды на
Красногорской ТЭЦ Уральского алюминиевого завода

Утверждаю

И. о. заместитель генерального
директора по оперативному управлению
«РУСАЛ каменск-Уральский»


М.С. Мирошниченко

« 15 » мая 2024г.

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗДЕЛ А. Общее описание проекта	3
РАЗДЕЛ Б. Критерии отнесения к климатическим проектам	8
РАЗДЕЛ В. Описание базовой линии и проектного сценария.....	10
РАЗДЕЛ Г. Количественная оценка сокращений выбросов парниковых газов в результате реализации проекта.....	13
РАЗДЕЛ Д. Сроки реализации проекта.....	23
РАЗДЕЛ Е. План мониторинга	24

РАЗДЕЛ А. Общее описание проекта

А.1. Сведения об исполнителе проекта

Наименование организации:	Филиал АО «РУСАЛ Урал» в Каменск-Уральском «Объединенная компания РУСАЛ Уральский алюминиевый завод»
Юридический адрес:	Россия, 623400, Каменск-Уральский, ул. Заводская, д. 10
Фактический адрес:	Россия, 623400, Каменск-Уральский, ул. Заводская, д. 10
ОГРН:	1026600931180
ИНН:	6612005052
ОКВЭД:	35.30.14 и прочие

А.2. Сведения о названии, целях, задачах, типе проекта

Название проекта: «Повышение энергоэффективности при подготовке сырой воды на Красногорской ТЭЦ Уральского алюминиевого завода».

Тип проекта: комплекс мероприятий, обеспечивающих сокращение выбросов парниковых газов (далее – ПГ).

Целью реализации проекта является сокращение удельного потребления тепловой и электрической энергии при подготовке сырой воды на Красногорской ТЭЦ Уральского алюминиевого завода (далее – УАЗ) и соответствующее сокращение выбросов ПГ.

А.3. Сведения об отраслевой принадлежности (категории) проекта в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности

ОКВЭД: 35.30.14 – Производство пара и горячей воды (тепловой энергии) котельными

А.4. Характеристики проекта

А.4.1. Место реализации проекта

Место реализации проекта: Российская Федерация, Свердловская область, г. Каменск-Уральский, ул. Заводская, д. 24.

Координаты: 56°21'57" с.ш., 61°58'8" в.д. (Рис. А.4.1-1-А.4.1-3).

Рис. А.4.1-1. Свердловская область на карте Российской Федерации



Рис. А.4.1-2. Карта г. Каменск-Уральский с расположением Красногорской ТЭЦ

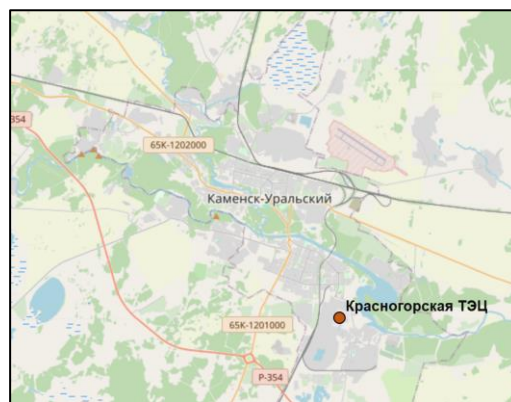
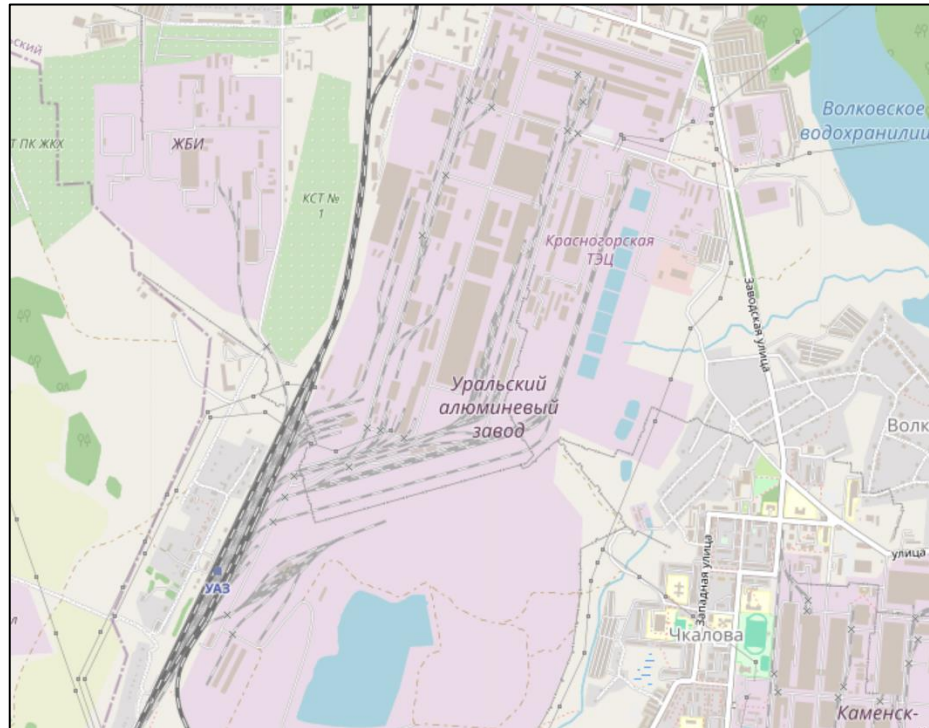


Рис. А.4.1-3. Красногорская ТЭЦ на схеме УАЗ



УАЗ – комплексное предприятие по производству глинозёма и алюминия (с 2013 года производство алюминия временно законсервировано с 2013 году). В состав УАЗ входит Красногорская ТЭЦ, которая обеспечивает потребности УАЗ в электрической и тепловой энергии, а также является основным источником тепловой энергии для системы централизованного теплоснабжения Красногорского района города Каменск-Уральский.

А.4.2. Применяемые технологии, продукция и мероприятия, предусмотренные проектом

Красногорская ТЭЦ работает в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии. Электрическая мощность ТЭЦ – 121 МВт, тепловая мощность – 1006 Гкал/ч¹. Основным топливом является природный газ, резервным – уголь. При этом твердое топливо используется только в период профилактических работ на газопроводе. Растопочным топливом при работе на угле является мазут².

Для восполнения пароводяных потерь на ТЭЦ используется подготовленная вода из реки Исеть. До реализации проекта подогрев сырой воды для ХВО³-2,3,4 осуществлялся в конденсаторе паром с противодавления турбины №1 (далее – ТГ-1). Вода в конденсатор подавалась циркуляционными насосами ЦН-1а и ЦН-1б. После нагрева в конденсаторе вода насосами СЭТ-800-10011 (далее – НПВ) направлялась в химический цех для дальнейшей водоподготовки.

В рамках реализации климатического проекта осуществляется замена оборудования на более энергоэффективное (Таблица А.4.2-1).

¹ [Красногорская ТЭЦ \(energybase.ru\)](http://energybase.ru)

² Пояснительная записка в разработке проектно-технической документации на реконструкцию (техническое перевооружение) горелочных устройств котла ТП-200 ст. 14 «Русал-Каменск-Уральский», раздел 3, лист 11

³ Установка химводоочистки

Таблица А.4.2.-1.

Мероприятие	Эффект
Замена конденсатора ТГ-1 на два горизонтальных кожухотрубных теплообменника ППВ 40-20-2	Снижение удельного потребления тепловой энергии
Замена насосов ЦН-1а, ЦН-1б и НПВ на насос 1Д200-90	Снижение удельного потребления электроэнергии

Технические характеристики устанавливаемого в рамках проекта оборудования представлены в Таблицах А.4.2.-2 и А.4.2.-3.

Таблица А.4.2.-2⁴. Технические характеристики теплообменников ППВ 40-20-2

Наименование частей сосуда		в трубах	в кожухе
Рабочее давление, Мпа (кгс/см ²)		1,2 (12,0)	0,6 (6,0)
Расчётное давление, Мпа (кгс/см ²)		1,2 (12,0)	0,6 (6,0)
Пробное давление испытания, Мпа (кгс/см ²)	гидравлического	15 (15,0)	0,75 (7,5)
	пневматического	-	-
Температура рабочей среды, вход/выход, °С		160/113	5/40
Расчётная температура стенки, °С		200	
Минимально допустимая отрицательная температура стенки, °С		0	
Наименование рабочей среды		Вода	Пар
Характеристика рабочей среды	Класс опасности	Нет	
	Взрывоопасность		
	Пожароопасность		
Прибавки для компенсации коррозии (эрозии), мм		1	
Группа рабочей среды по ТР ТС 032/2013		2	
Масса пустого сосуда, кг		1400	

Таблица А.4.2.-3. Технические характеристики насоса 1Д200-90

Технический параметр	Величина параметра
Подача (номинальная), м ³ /ч	200
Напор, м	90
Потребляемая мощность насоса (номинальная), кВт	75
Потребляемая мощность насоса (максимальная), кВт	80
Частота вращения, об/мин	2900

В результате осуществления мероприятий по замене оборудования на более энергоэффективное снижается удельное потребление тепловой и электрической энергии при подготовке сырой воды. В связи с этим, снижается количество ископаемого топлива, потребляемого для производства тепловой и электрической энергии, что приводит к соответствующему сокращению выбросов ПГ в рамках климатического проекта.

⁴ Паспорт изделия «Теплообменный аппарат горизонтальный кожухотрубный ППВ 40-40-2»

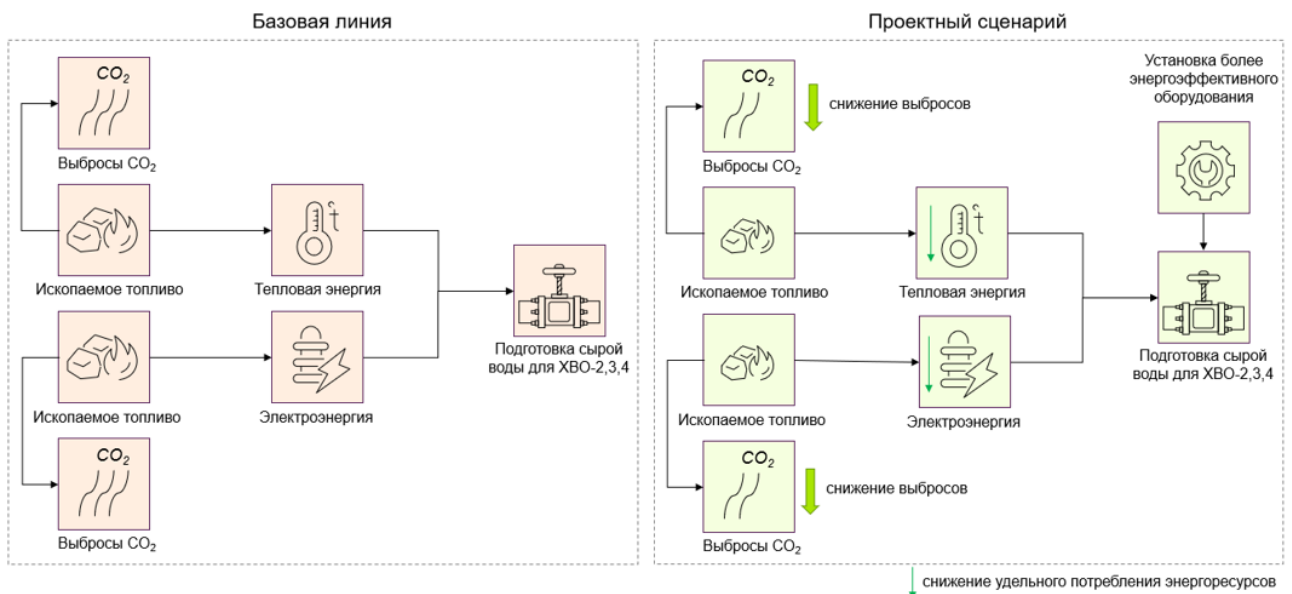
А.5. Перечень объектов хозяйственной деятельности, сопровождающейся выбросами парниковых газов, и объектов, которые обеспечивают их сокращение

Таблица А.5.-1.

Показатель	Объекты хозяйственной и иной деятельности, иные объекты (наименование и описание, географические координаты)	Вид ПГ	Информация по объектам и видам ПГ (включен/не включен) в границы проекта	Описание и обоснование
Прогнозируемый результат количественной оценки выбросов ПГ по базовой линии	Красногорская ТЭЦ Координаты: 56°21'57" с.ш., 61°58'8" в.д.	CO ₂ CH ₄ N ₂ O	Включен Не включен Не включен	Для подогрева сырой воды в конденсаторе ТГ-1 Красногорской ТЭЦ используется тепловая энергия в паре, производство которой сопровождается выбросами ПГ от сжигания природного газа, угля и мазута. Согласно Приложению №1 к Приказу Минприроды России от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов» (далее – Приказ №371), источник принят как «Стационарное сжигание топлива» и в границы расчета входят только выбросы CO ₂ в результате сжигания ископаемого топлива, необходимого для работы конденсатора и насосов. Это основной источник выбросов ПГ по базовой линии.
				Работа насосов сопровождается выбросами ПГ от потребления электроэнергии. В связи с тем, что потребление ископаемого топлива для производства электроэнергии согласно Приложению №1 к Приказу №371 относится к категории «Стационарное сжигание топлива», в границы расчета входят только выбросы CO ₂ .
Результат количественной оценки планируемых к	Красногорская ТЭЦ	CO ₂ CH ₄ N ₂ O	Включен Не включен Не включен	Замена конденсатора на более энергоэффективные теплообменники приводит к снижению удельного потребления

сокращению выбросов ПГ в результате реализации мероприятий проекта	Координаты: 56°21'57" с.ш., 61°58'8" в.д.		<p>тепловой энергии на подогрев воды и, соответственно, позволяет сократить потребление ископаемого топлива, что ведет к сокращению выбросов ПГ. Согласно Приложению №1 к Приказу №371, источник принят как «Стационарное сжигание топлива» и в границы расчета входят только выбросы CO₂ в результате сжигания ископаемого топлива в котлах. Это основной источник выбросов ПГ по проекту.</p> <p>Установка более энергоэффективного насоса приводит к снижению удельного потребления электроэнергии на подогрев воды и, соответственно, позволяет сократить потребление ископаемого топлива, что ведет к сокращению выбросов ПГ. В связи с тем, что потребление ископаемого топлива для производства электроэнергии согласно Приложению №1 к Приказу №371 относится к категории «Стационарное сжигание топлива», в границы расчета входят только выбросы CO₂.</p>
--	---	--	---

Рис. А.5.-1 Границы проекта



РАЗДЕЛ Б. Критерии отнесения к климатическим проектам

В соответствии с Приказом Министерства экономического развития Российской Федерации от 11.05.2022 № 248 "Об утверждении критериев и порядка отнесения проектов, реализуемых юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями или физическими лицами, к климатическим проектам, формы и порядка представления отчета о реализации климатического проекта" (далее – Приказ № 248) реализуемый климатический проект должен соответствовать критериям, описанным в таблице Б.1.

Таблица Б.1.

Критерии	Комментарии
Мероприятия проекта не противоречат требованиям федеральных законов, иных нормативных правовых актов Российской Федерации, а также законов и иных нормативных правовых актов субъектов Российской Федерации, на территории которых реализуется проект, и осуществляются в соответствии с документами национальной системы стандартизации в области ограничения выбросов ПГ, в том числе в отношении реализации климатических проектов, утверждение которых предусмотрено частью 3 статьи 5 Федерального закона от 02.07.2021 N 296-ФЗ "Об ограничении выбросов ПГ".	Мероприятия проекта не противоречат требованиям федеральных законов, иных нормативных правовых актов Российской Федерации. В рамках проекта осуществляется замена конденсатора на два горизонтальных кожухотрубных теплообменника, замена насосов ЦН-1а, ЦН-1б и НПВ на насос 1Д200-90. Указанные мероприятия не требуют получения каких-либо разрешений или заключений.
Результатами реализации проекта являются сокращение (предотвращение) выбросов ПГ и (или) увеличение их поглощения (рассчитанное в абсолютных и (или) удельных единицах) относительно прогнозируемого результата количественной оценки выбросов или поглощений ПГ при отсутствии проекта за период реализации проекта, за исключением случаев, когда сокращение (предотвращение) выбросов ПГ достигается путем сокращения хозяйственной деятельности и (или) объема производимой продукции (в натуральном выражении) исполнителя проекта.	Результатом реализации проекта является сокращение выбросов ПГ за счет снижения удельного потребления тепловой и электрической энергии при подготовке сырой воды по сравнению со сценарием базовой линии (в отсутствие проекта) в связи с заменой оборудования на более энергоэффективное. Снижение отпуска тепловой энергии ТЭЦ не предусматривается.
Мероприятия проекта не приводят к совокупному увеличению массы выбросов ПГ или снижению уровня их поглощения вне области влияния таких мероприятий.	Мероприятия проекта заключаются в замене оборудования на более энергоэффективное. Это позволяет существенно снизить удельные показатели потребления тепловой и электрической энергии при подготовке сырой воды и приводит к сокращению выбросов ПГ.

	Мероприятия проекта не приводят к совокупному увеличению массы выбросов ПГ или снижению уровня их поглощения.
Сокращение (предотвращение) выбросов ПГ и (или) увеличение их поглощения в течение срока реализации проекта не является результатом влияния факторов, не связанных с мероприятиями проекта.	Сокращение выбросов ПГ в течение срока реализации проекта является результатом мероприятий, осуществляемых в ходе проекта, а именно – сокращения удельных показателей потребления тепловой и электрической энергии при подготовке сырой воды за счет установки новых теплообменников и насоса.
Мероприятия проекта осуществляются в дополнение к мероприятиям, направленным на выполнение предусмотренных законодательством Российской Федерации обязательных требований, действующих по состоянию на начало реализации проекта.	В нормативных актах РФ отсутствуют обязательные требования к повышению эффективности потребления тепловой и электрической энергии, как и требования по обязательной замене оборудования для подогрева сырой воды, поэтому решение по осуществлению проектной деятельности является добровольным. В отсутствие данного решения конденсатор и насосы продолжали бы функционировать. Конденсатор, насосы ЦН-1а, ЦН-1б и НПВ регулярно подвергаются капитальному ремонту. Нормативный межремонтный ресурс конденсатора составляет 34 000 часов ⁵ . Средний межремонтный ресурс насоса НПВ составляет 31 500 часов ⁶ . Все проектные мероприятия по повышению эффективности производства выполняются в дополнение к мероприятиям, предусмотренным законодательством.

⁵ Паспорт технического устройства «Паровая турбина №1»

⁶ [Скачать СТО 70238424.27.100.073-2009 Насосы сетевые. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования \(meganorm.ru\)](#)

РАЗДЕЛ В. Описание базовой линии и проектного сценария

В.1. Описание и обоснование определения базовой линии

В.1.1. Обоснование определения базовой линии

Определение базовой линии осуществляется с учетом прогнозируемого уровня производственной деятельности, сведений о фактических объемах потребления электроэнергии и сведениях об объеме потребляемой тепловой энергии, определенном в соответствии с нормативной энергетической характеристикой ТГ-1⁷.

Для обоснования базовой линии используются рекомендации, представленные в Приложении 2 к Приказу №248.

В результате был выработан подход для определения и обоснования базовой линии, который состоит из следующих последовательных шагов:

Шаг 1. Определение альтернативных сценариев;

Шаг 2. Барьерный анализ.

Шаг 1. Определение альтернативных сценариев.

На данном этапе необходимо определить и проанализировать возможные альтернативные сценарии.

Альтернативный сценарий 1. Сохранение текущей практики, т.е. сценарий, при котором Красногорская ТЭЦ продолжает текущую деятельность без реализации мероприятий по повышению энергоэффективности и сокращению удельных показателей энергозатрат при подготовке сырой воды.

Данный сценарий предполагает отсутствие какой-либо деятельности по повышению энергоэффективности предприятия.

Альтернативный сценарий 2. Повышение энергоэффективности предприятия за счет установки новых теплообменников и насоса.

Данный сценарий предполагает сокращение удельных показателей энергозатрат при подготовке сырой воды за счет установки более энергоэффективных теплообменников и насоса.

Вывод по шагу 1. Представленные альтернативы 1 и 2 будут рассмотрены на следующем шаге.

Шаг 2. Барьерный анализ.

На данном этапе необходимо выявить возможные барьеры для реализации альтернативных сценариев и проанализировать принятые альтернативные сценарии на соответствие законодательным и нормативным актам РФ.

В соответствии с Приложением 2 к Приказу №248 в качестве базовой линии принимается сценарий, который является наиболее вероятным с учетом всех идентифицированных препятствий (барьеров) для реализации проекта.

⁷ Пояснительная записка по расходу пара на конденсатор

Рассмотрим влияние возможных барьеров на определенные в шаге 1 альтернативные сценарии.

Альтернативный сценарий 1. Сохранение текущей практики, т.е. сценарий, при котором Красногорская ТЭЦ продолжает текущую деятельность без реализации мероприятий по повышению энергоэффективности при подготовке сырой воды.

Данный сценарий не подвержен влиянию каких-либо барьеров, т.к. не подразумевает реализацию какой-либо дополнительной деятельности.

Использование конденсатора ТГ-1 и насосов ЦН-1а, ЦН-1б и НПВ не оказывает негативного влияния на работу системы водоподготовки и позволяет обеспечивать подготовку необходимого объема воды, а также осуществлять отпуск необходимого объема тепловой энергии потребителям.

В нормативных актах РФ отсутствуют требования по повышению эффективности потребления тепловой или электрической энергии.

Альтернативный сценарий 2. Повышение энергоэффективности при подготовке сырой воды за счет установки новых теплообменников и насоса.

В нормативных актах РФ отсутствуют требования по повышению эффективности потребления тепловой или электрической энергии.

Данная альтернатива подвержена влиянию политического барьера.

Политический барьер

Существенным барьером для реализации проектного сценария является санкционный режим, который препятствует нормальной реализации всех проектных мероприятий, в которых задействованы иностранные производители оборудования и комплектующих. Многие иностранные производители ушли с российского рынка и отказались сотрудничать с российскими компаниями, а также поставлять оборудование, комплектующие и расходные материалы.

Проект по изменению схемы подогрева сырой воды впервые был разработан в 2022 году, однако в первоначальном проекте автоматизированная система управления строилась на импортном ПЛК производителя «DELTA Electronics». Так как компания «DELTA Electronics» приостановила свою деятельность на территории РФ, потребовалось осуществлять перепроектирование и оперативно начинать поиск другого поставщика. Из-за замены поставщика оборудования, потребовалось перепроектирование под технические условия этой компании, что является сложной комплексной задачей, требующей дополнительных финансовых и временных затрат.

Таким образом, **Альтернативный сценарий 2** сталкивается с барьером, который препятствует его реализации, а значит этот сценарий не может быть рассмотрен в качестве сценария базовой линии.

Вывод по шагу 2. Наиболее вероятным базовым сценарием для реализации проекта является **Альтернативный сценарий 1**.

В качестве базовой линии принимается альтернативный сценарий 1.

В.1.2. Описание базовой линии

Базовым сценарием является сохранение текущей практики, т.е. сценарий, при котором предприятие продолжает текущую деятельность без проведения мероприятий по повышению эффективности и сокращению удельных показателей энергозатрат.

В соответствии с базовой линией определяются следующие удельные показатели (Таблица В.1.2.-1):

Таблица В.1.2.-1. Показатели по базовому сценарию⁸.

Оборудование	3 года до реализации проекта	Средний удельный расход тепловой энергии на подогрев сырой воды для ХВО -2,3,4 за 3 года до реализации проекта, Гкал/м ³	Средний удельный расход электроэнергии на подачу сырой воды для ХВО -2,3,4 за 3 года до реализации проекта, кВт*ч/ м ³
Конденсатор ТГ-1	2021-2023	0,049	-
Насосы ЦН-1а, ЦН-1б и НПВ		-	1,260

В.2. Описание проектного сценария

Проектный сценарий заключается в замене конденсатора ТГ-1 на горизонтальные кожухотрубные теплообменники, а также в замене насосов ЦН-1а, ЦН-1б и НПВ на насос 1Д200-90, что приводит к снижению удельных показателей потребления тепловой и электрической энергии на подготовку сырой воды и, соответственно, снижению выбросов ПГ.

Подробное описание технологического процесса представлено в секции А 4.2.

Реализация проектного сценария приведет к сокращению выбросов CO₂ в ежегодном объеме более 19,86 тыс. CO₂ (среднее значение).

⁸ Согласно фактическим объемам подготовки сырой воды для ХВО-2,3,4 и потреблению насосами электроэнергии за 3 года до реализации проекта, а также расчетному расходу тепла конденсатором, определенному с учетом нормативной энергетической характеристики ТГ-1 (см. «Пояснительная записка по расходу пара на конденсатор»).

РАЗДЕЛ Г. Количественная оценка сокращений выбросов парниковых газов в результате реализации проекта

Г.1. Количественная оценка выбросов парниковых газов по базовой линии

В соответствии с Приказом № 248, планируемая величина сокращения (предотвращения) выбросов ПГ в результате реализации проекта должна рассчитываться исходя из характеристик (технических условий) применяемого в проекте оборудования, технологий и иных мероприятий.

При расчете коэффициента выбросов CO₂ от сжигания природного газа учитываются только молярная доля метана, этана и пропана, входящих в состав природного газа согласно паспорту качества газа горючего. Остальные компоненты в расчете не учитываются, в виду своей количественной незначительности (менее 0,2%).

В связи с этим, выбросы ПГ по базовой линии (Таблица Г.1-1) рассчитываются как сумма выбросов от потребления тепловой энергии конденсатором ТГ-1 и потребления электроэнергии насосами ЦН-1а, ЦН-1б и НПВ (1):

$$BE_y = BE_{H,y} + BE_{EL,y} \quad (1)$$

где:

BE_y – выбросы ПГ по базовой линии за период y , т CO₂;

$BE_{H,y}$ – выбросы ПГ по базовой линии от производства тепловой энергии, потребляемой конденсатором за период y , т CO₂;

$BE_{EL,y}$ – выбросы ПГ по базовой линии от производства электроэнергии, потребляемой насосами за период y , т CO₂.

$$BE_{H,y} = Q_{H,BL,y} \times EF_{CO_2,H,y} \quad (2)$$

где:

$BE_{H,y}$ – выбросы ПГ по базовой линии от производства тепловой энергии, потребляемой конденсатором за период y , т CO₂;

$Q_{H,BL,y}$ – потребление конденсатором тепловой энергии по базовой линии за период y , Гкал;

$EF_{CO_2,H,y}$ – коэффициент выбросов CO₂ при производстве тепловой энергии за период y , т CO₂/ Гкал.

$$Q_{H,BL,y} = SFC_H \times V_y \quad (3)$$

где:

$Q_{H,BL,y}$ – потребление конденсатором тепловой энергии по базовой линии за период y , Гкал;

SFC_H – средний удельный расход конденсатором тепловой энергии на подготовку сырой воды за три года до реализации проекта, Гкал/м³;

V_y – объем подготовленной сырой воды за период y , м³.

$$EF_{CO_2,H,y} = (E_{CO_2,NG,y} + E_{CO_2,C,y} \times E_{CO_2,F,y}) / GEN_{H,y} \quad (4)$$

где:

$EF_{CO_2,H,y}$ – коэффициент выбросов CO₂ при производстве тепловой энергии за период y , т CO₂/Гкал;

$GEN_{H,y}$ – генерация тепловой энергии котлами ТЭЦ за период y , Гкал;

$E_{CO_2,NG,y}$ – выбросы от сжигания в котлах природного газа за период y , т CO₂;

$E_{CO_2,C,y}$ – выбросы от сжигания в котлах угля за период y , т CO₂;

$E_{CO_2,F,y}$ – выбросы от сжигания в котлах мазута за период y , т CO₂.

Выбросы от сжигания в котле природного газа, угля и мазута рассчитываются по формуле 1.1 Приложения №2 к Приказу №371:

$$E_{CO_2,NG,y} = FC_{NG,y} \times EF_{CO_2,NG,y} \times OF_{NG,y} \quad (5)$$

где:

$E_{CO_2,NG,y}$ – выбросы от сжигания в котлах природного газа за период y , т CO₂;

$FC_{NG,y}$ – расход котлами природного газа за период y , тыс. м³;

$EF_{CO_2,NG,y}$ – коэффициент выбросов CO₂ от сжигания природного газа за период y , т CO₂/тыс. м³;

$OF_{NG,y}$ – коэффициент окисления топлива, доля. В соответствии с п. 1.7 Приложения №2 к Приказу №371, коэффициент принят по умолчанию равным 1,0 и не влияет на расчет.

$$E_{CO_2,C,y} = FC_{C,y} \times EF_{CO_2,C,y} \times OF_{C,y} \quad (6)$$

где:

$E_{CO_2,C,y}$ – выбросы от сжигания в котлах угля за период y , т CO₂;

$FC_{C,y}$ – расход котлами угля за период y , т.у.т.;

$EF_{CO_2,C,y}$ – коэффициент выбросов CO₂ от сжигания угля за период y , т CO₂/т.у.т.;

$OF_{C,y}$ – коэффициент окисления топлива, доля. В соответствии с п. 1.7 Приложения №2 к Приказу №371, при отсутствии фактических данных о потерях тепла вследствие механической неполноты сгорания твердого топлива и о содержании углерода в твердых

продуктах сгорания топлива (шлаке и золе), коэффициент принят по умолчанию равным 1,0 и не влияет на расчет.

$$E_{CO_2,F,y} = FC_{F,y} \times EF_{CO_2,F,y} \times OF_{F,y} \quad (7)$$

где:

$E_{CO_2,F,y}$ – выбросы от сжигания в котлах мазута за период y , т CO_2 ;

$FC_{F,y}$ – расход котлами мазута за период y , т.у.т.;

$EF_{CO_2,F,y}$ – коэффициент выбросов CO_2 от сжигания мазута за период y , т CO_2 /т.у.т.;

$OF_{F,y}$ – коэффициент окисления топлива, доля. В соответствии с п. 1.7 Приложения №2 к Приказу №371, коэффициент принят по умолчанию равным 1,0 и не влияет на расчет.

Расчет коэффициента выбросов CO_2 от сжигания природного газа в котлах производится в соответствии с п. 1 Приложения №2 к Приказу № 371 по формуле (8):

$$EF_{CO_2,NG,y} = \sum_{i=1}^n (W_{i,NG,y} \times n_{c,i}) \times p_{CO_2} \times 10^{-2} \quad (8)$$

где:

$EF_{CO_2,NG,y}$ – коэффициент выбросов CO_2 от сжигания природного газа за период y , т CO_2 /тыс. m^3 ;

$W_{i,NG,y}$ – молярная доля i -компонента природного газа за период y , % мол.;

$n_{c,i}$ – количество молей углерода на моль i -компонента природного газа;

p_{CO_2} – плотность диоксида углерода (CO_2) при стандартных условиях.

$$BE_{EL,y} = Q_{EL,BL,y} \times EF_{CO_2,H,y} \quad (9)$$

где:

$BE_{EL,y}$ – выбросы ПГ по базовой линии от производства электроэнергии, потребляемой насосами за период y , т CO_2 ;

$Q_{EL,BL,y}$ – потребление насосами электроэнергии по базовой линии за период y , Гкал;

$EF_{CO_2,EL,y}$ – коэффициент выбросов CO_2 при производстве электроэнергии за период y , т CO_2 /кВт*ч.

Таблица Г.1-1. Выбросы CO₂ по базовой линии

№	Период	Выбросы ПГ от потребления тепловой энергии по базовой линии, т CO ₂	Выбросы ПГ от потребления электроэнергии по базовой линии, т CO ₂	Выбросы ПГ по базовой линии, т CO ₂
1	2025	44 985	3 266	48 251
2	2026	44 985	3 266	48 251
3	2027	44 985	3 266	48 251
4	2028	44 985	3 266	48 251
5	2029	44 985	3 266	48 251
6	2030	44 985	3 266	48 251
7	2031	44 985	3 266	48 251
8	2032	44 985	3 266	48 251
9	2033	44 985	3 266	48 251
10	2034	44 985	3 266	48 251
Итого	2025-2034	449 852	32 659	482 511

Г.2. Количественная оценка выбросов парниковых газов по проекту

В соответствии с Приказом № 248, планируемая величина сокращения выбросов ПГ в результате реализации проекта должна рассчитываться исходя из характеристик (технических условий) применяемого в проекте оборудования, технологий и иных мероприятий.

В связи с этим, выбросы ПГ по базовой линии (Таблица Г.2-1) рассчитываются как сумма выбросов от потребления тепловой энергии горизонтальные кожухотрубные теплообменники и потребления электроэнергии насосом 1Д200-90 (10):

$$PE_y = PE_{H,y} + PE_{EL,y} \quad (10)$$

где:

PE_y – выбросы ПГ по проекту за период y , т CO₂;

$PE_{H,y}$ – выбросы ПГ по проекту от производства тепловой энергии, потребляемой теплообменниками за период y , т CO₂;

$PE_{EL,y}$ – выбросы ПГ по проекту от производства электроэнергии, потребляемой насосом за период y , т CO₂.

$$PE_{H,y} = Q_{H,P,y} \times EF_{CO_2,H,y} \quad (11)$$

где:

$PE_{H,y}$ – выбросы ПГ по проекту от производства тепловой энергии, потребляемой теплообменниками за период y , т CO₂;

$Q_{H,P,y}$ – потребление теплообменниками тепловой энергии по проекту за период y , Гкал;

$EF_{CO_2,H,y}$ – коэффициент выбросов ПГ при производстве тепловой энергии за период y , т CO_2 /Гкал (см. формулу 3).

$$P_{EL,y} = Q_{EL,P,y} \times EF_{CO_2,EL,y} \quad (12)$$

где:

$P_{EL,y}$ – выбросы ПГ по проекту от производства электроэнергии, потребляемой насосом за период y , т CO_2 ;

$Q_{EL,P,y}$ – потребление насосом электроэнергии по проекту за период y , Гкал;

$EF_{CO_2,EL,y}$ – коэффициент выбросов CO_2 при производстве электроэнергии за период y , т CO_2 /кВт*ч.

Таблица Г.2-1. Выбросы ПГ в результате реализации проекта, т CO_2

№	Период	Выбросы ПГ от потребления тепловой энергии по проекту, т CO_2	Выбросы ПГ от потребления электроэнергии по проекту, т CO_2	Выбросы ПГ по проекту, т CO_2
1	2025	27 523	872	28 395
2	2026	27 523	872	28 395
3	2027	27 523	872	28 395
4	2028	27 523	872	28 395
5	2029	27 523	872	28 395
6	2030	27 523	872	28 395
7	2031	27 523	872	28 395
8	2032	27 523	872	28 395
9	2033	27 523	872	28 395
10	2034	27 523	872	28 395
Итого	2025-2034	275 233	8 719	283 951

Г.3. Оценка объема утечек и формулы для оценки, если применимо

Утечки за границами проекта отсутствуют.

Г.4. Планируемая величина сокращения выбросов парниковых газов в результате реализации проекта

Количественная оценка сокращения выбросов CO_2 в результате реализации проекта представлена в таблице Г.4-1.

Для расчета сокращений выбросов ПГ в результате реализации проектной деятельности вычисляется разность между объемом выбросов ПГ по базовому сценарию и объемом выбросов ПГ по проектному сценарию по формуле (13):

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (13)$$

где:

BE_y – выбросы ПГ по базовой линии, т CO₂;

PE_y – выбросы ПГ по проекту, т CO₂;

ER_y – сокращения выбросов ПГ в результате проектной деятельности, т CO₂.

Таблица Г.4-1. Сокращение выбросы ПГ в результате реализации проекта, т CO₂

№	Период	Выбросы по базовой линии, т CO ₂	Выбросы по проектному сценарию, т CO ₂	Сокращение выбросов, т CO ₂
1	2025	48 251	28 395	19 856
2	2026	48 251	28 395	19 856
3	2027	48 251	28 395	19 856
4	2028	48 251	28 395	19 856
5	2029	48 251	28 395	19 856
6	2030	48 251	28 395	19 856
7	2031	48 251	28 395	19 856
8	2032	48 251	28 395	19 856
9	2033	48 251	28 395	19 856
10	2034	48 251	28 395	19 856
Итого	2025-2034	482 511	283 951	198 559

Показатели и параметры, фиксируемые предварительно

Данные/Параметр 1	$n_{c,i}$
Единица измерения	-
Описание	Количество молей углерода на моль <i>i</i> -компонента природного газа
Периодичность измерения/снятия показаний/записи данных	-
Источник данных	Химическая формула вещества
Измеряемый/вычисляемый/используемый по умолчанию	По умолчанию
Метод расчета (если применимо)	Не применимо
Значение полученных данных	CH ₄ – 1 C ₂ H ₆ – 2 C ₃ H ₈ – 3
Назначение данных	Для расчета выбросов CO ₂ по базовой линии и проектному сценарию.
Процедуры контроля качества/гарантии качества	-
Другие комментарии	-

Данные/Параметр 2	p_{CO_2}
Единица измерения	кг/ м ³
Описание	Плотность диоксида углерода (CO ₂) при стандартных условиях
Периодичность измерения/ снятия показаний/ записи данных	-
Источник данных	Приказ №371, Таблица 1.2
Измеряемый/ вычисляемый/ используемый по умолчанию	По умолчанию
Метод расчета (если применимо)	Не применимо
Значение полученных данных	1,8393
Назначение данных	Для расчета выбросов CO ₂ по базовой линии и проектному сценарию.
Процедуры контроля качества/гарантии качества	-
Другие комментарии	Стандартные условия приняты на основании паспортов качества газа

Данные/Параметр 3	$EF_{CO_2,C,y}$
Единица измерения	тCO ₂ /т.у.т
Описание	Коэффициент выбросов CO ₂ от сжигания угля
Периодичность измерения/ снятия показаний/ записи данных	-
Источник данных	Приказ №371, Таблица 1.1
Измеряемый/ вычисляемый/ используемый по умолчанию	По умолчанию
Метод расчета (если применимо)	Не применимо
Значение полученных данных	2,77
Назначение данных	Для расчета выбросов CO ₂ по базовой линии и проектному сценарию.
Процедуры контроля качества/гарантии качества	-
Другие комментарии	-

Данные/Параметр 4	$EF_{CO_2,F,y}$
Единица измерения	тCO ₂ /т.у.т
Описание	Коэффициент выбросов CO ₂ от сжигания мазута
Периодичность измерения/ снятия показаний/ записи данных	-
Источник данных	Приказ №371, Таблица 1.1
Измеряемый/ вычисляемый/ используемый по умолчанию	По умолчанию
Метод расчета (если применимо)	Не применимо
Значение полученных данных	2,27
Назначение данных	Для расчета выбросов CO ₂ по базовой линии и проектному сценарию.

Процедуры контроля качества/гарантии качества	-
Другие комментарии	-

Данные/Параметр 5	SFC_H		
Единица измерения	Гкал/м ³		
Описание	Средний удельный расход конденсатором тепловой энергии на подготовку сырой воды за три года до реализации проекта		
Периодичность измерения/ снятия показаний/ записи данных	Рассчитывается однократно		
Источник данных	Расход воды ХВО-2	Расход воды ХВО-3	Расход воды ХВО-4
	Метран-150CD3 №6219209, ТЭКОН-19-06М № 7074	Метран-150CD2 №6101052, Метран-150CD3 №928100, ТЭКОН-19 (06М) № 0001/4356	US800 №0104, ТЭКОН-19-05М/0002 № 0201
	Расход тепла конденсатором рассчитывается с учетом нормативной энергетической характеристики ТГ-1 (см. «Пояснительная записка по расходу пара на конденсатор»).		
Измеряемый/ вычисляемый/ используемый по умолчанию	Вычисляемый		
Метод расчета (если применимо)	<p>Формула для расчёта:</p> $SFC_H = \sum_{y=1}^3 SFC_{H,y} / 3$ <p>где:</p> <p>SFC_H – средний удельный расход тепловой энергии конденсатором на подготовку сырой воды за три года до реализации проекта, Гкал/м³;</p> <p>$SFC_{H,y}$ – удельный расход тепловой энергии конденсатором на подготовку сырой воды за период y, Гкал/м³</p> $SFC_{H,y} = Q_{H,y} / V_y$ <p>где:</p> <p>$SFC_{H,y}$ – средний удельный расход конденсатором тепловой энергии на подготовку сырой воды за три года до реализации проекта, Гкал/м³;</p> <p>$Q_{H,y}$ – потребление конденсатором тепловой энергии за период y, Гкал;</p> <p>V_y – объём подготовленной сырой воды за период y, м³.</p>		
Значение полученных данных	0,049		

Назначение данных	Для расчета выбросов CO ₂ по базовой линии.
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Данные хранятся в ПО модуль анализа BeeDotNet, дублируются в ПО SCADA.
Другие комментарии	Фактическое значение зафиксировано за 2021-2023 гг.

Данные/Параметр 6	SFC_{EL}		
Единица измерения	кВт*ч/м ³		
Описание	Средний удельный расход насосами электроэнергии на подготовку сырой воды за три года до реализации проекта		
Периодичность измерения/ снятия показаний/ записи данных	Рассчитывается однократно		
Источник данных	Расход воды ХВО-2	Расход воды ХВО-3	Расход воды ХВО-4
	Метран-150CD3 №6219209, ТЭКОН-19-06М № 7074	Метран-150CD2 №6101052, Метран-150CD3 №928100, ТЭКОН-19 (06М) № 0001/4356	US800 №0104, ТЭКОН-19-05М/0002 № 0201
	Расход электроэнергии НПВ 1,2,3,4		Расход электроэнергии ЦН-1а, ЦН-1б
	СЭТ-4ТМ.03М №0803200110 СЭТ-4ТМ.03М №0804180671 СЭТ-4ТМ.03М №0803200483 СЭТ-4ТМ.03М №0816231408		СЭТ-4ТМ.03М №0808201187 СЭТ-4ТМ.03М №0820200639
Измеряемый/ вычисляемый/ используемый по умолчанию	Вычисляемый		
Метод расчета (если применимо)	<p>Формула для расчёта:</p> $SFC_{EL} = \sum_{y=1}^3 SFC_{EL,y} / 3$ <p>где:</p> <p>SFC_{EL} – средний удельный расход насосами электроэнергии на подготовку сырой воды за три года до реализации проекта, кВт*ч/м³;</p> <p>$SFC_{EL,y}$- удельный расход насосами электроэнергии на подготовку сырой воды за период у, кВт*ч/м³</p> $SFC_{EL,y} = Q_{EL,y} / V_y$ <p>где:</p> <p>$SFC_{EL,y}$ – удельный расход насосами электроэнергии на подготовку сырой воды за период у, кВт*ч/м³;</p> <p>$Q_{EL,y}$ – потребление насосами электроэнергии за период у, кВт*ч;</p> <p>V_y – объём подготовленной сырой воды за период у, м³.</p>		
Значение полученных данных	1,260		

Назначение данных	Для расчета выбросов CO ₂ по базовой линии.
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Данные хранятся в ПО модуль анализа BeeDotNet, дублируются в ПО SCADA.
Другие комментарии	Фактическое значение зафиксировано за 2021-2023 гг.

Г.5. Описание потенциальных рисков невыполнения мероприятий проекта и мер по их минимизации

Основными рисками, связанными с невыполнением мероприятий проекта, являются:

- 1) Технический риск;
- 2) Контрактный риск.

Технический риск. Данный риск может возникнуть в период разработки проекта. Он связан с тем, что недочёты при проектировании могут привести к увеличению затрат, задержкам сроков работы и некорректной работе оборудования в дальнейшем. Для минимизации данного риска Главный инженер осуществляет контроль качества проектной, конструкторской и технологической документации по ремонту, реконструкции и модернизации оборудования⁹.

Контрактный риск. Данный риск может возникнуть в период реализации проекта. Сущность данного риска состоит в том, что подрядчики могут не исполнить свои обязательства в срок и/или в полном объеме или же исполнить их некачественно. Последствия реализации данного риска заключаются в срыве сроков сдачи оборудования, дополнительных затратах на переделку объектов, на поиск новых подрядчиков. Для минимизации риска контрактных рисков при выполнении строительных проектов между заказчиком и подрядчиком формируются контрактные договора в соответствии с требованием законодательства, а также с учётом просчета финансовых и временных возможностей для исправления ошибок.

⁹ Должностная инструкция Главного инженера

РАЗДЕЛ Д. Сроки реализации проекта

Д.1. Дата начала и сроки реализации проекта

Дата принятия решения о реализации проекта – 27.12.23¹⁰.

Плановая дата ввода в эксплуатацию новой схемы подогрева воды – 31.10.24.

Плановые сроки реализации проектных мероприятий: 05.2023 – 10.2024.

Период кредитования: с 01.01.2025 по 31.12.2034

Д.2. Сроки этапов реализации проекта

№	Наименование задачи	Начало выполнения	Окончание выполнения
1	Разработка технологической схемы подогрева воды с учётом установки новых теплообменников и насоса	10.05.2023	31.07.2023
2	Изготовление фасонных деталей трубопровода	01.09.2023	30.09.2023
3	Поставка теплообменников	01.10.2023	31.01.2024
4	Строительно-монтажные работы по установке новых теплообменников	01.02.2024	15.05.2024
5	Поставка насоса 1Д200-90	15.05.2024	20.06.2024
6	Монтаж насоса 1Д200-90	20.06.2024	15.10.2024
7	Ввод в эксплуатацию новой схемы подогрева воды	15.10.2024	31.10.2024

Д.3. Ожидаемый срок эксплуатации проекта

10 лет/120 месяцев (срок эксплуатации основного оборудования¹¹).

Д.4. Продолжительность периода, в течение которого в результате реализации проекта происходит сокращение выбросов парниковых газов

10 лет/120 месяцев

Период кредитования: с 01.01.2025 по 31.12.2034

¹⁰ Об инициации проекта "Снижение затрат на приготовление подогретой воды КТЦ ДОП"

¹¹ Паспорт изделия «Теплообменный аппарат горизонтальный кожухотрубный ППВ 40-40-2»

РАЗДЕЛ Е. План мониторинга

В соответствии с Приложением 2 Приказа № 248, в данном разделе представлен план мероприятий по сбору первичных данных для подтверждения сведений о предотвращении выбросов ПГ на протяжении периода реализации проекта на Красногорской ТЭЦ.

Мониторинг осуществляется на основании существующих систем учета и сбора информации, должностных инструкций. Утвержденная система учета и сбора информации не требует внесения каких-либо изменений (Таблица Е-1).

Частота мониторинга и процесс верификации данных, по количественной оценке, сокращения выбросов ПГ за отчетный период будет производиться один раз в год в рамках периода, в течение которого в результате реализации проекта происходит сокращение выбросов ПГ (Раздел Д.4.), начиная с 01.01.2025.

Производственный контроль проходит регулярную оценку надежности в соответствии с системой менеджмента качества и корпоративными процедурами управления. Компания имеет сертификат соответствия ISO 9001:2015.

Измерение проводится непрерывно сертифицированным оборудованием, которое проходит техническое обслуживание и регулярную проверку. Данные измерений поступают в информационно-аналитическую систему предприятия BeeDotNet и дублируются в ПО SCADA.

Измерительное оборудование соответствует требованиям действующего законодательства Российской Федерации в части требований к средствам измерения. Поверка/калибровка средств измерений производится по утвержденному графику, в соответствии с установленными интервалами поверки/калибровки. Калибровка средств измерений (СИ) производится собственными силами. Поверка СИ производится по договору сторонними организациями, аккредитованными в установленном порядке.

Исходя из погрешности приборов учета расхода воды согласно паспортам – +/-0,01%, степень неопределенности оценивается как низкая.

Коэффициент выбросов CO₂ от сжигания природного газа рассчитывается на основании компонентного состава газа. Компонентный состав определяется аккредитованной лабораторией в соответствии с ГОСТ 31371.1-7-2008. В соответствии с п. 3.2 ГОСТ, расширенная неопределенность результатов измерений молярной доли компонентов в анализируемой пробе газа горючего природного составляет $00,0023 \times x + 0,29$, где x – молярная доля метана, %.

Коэффициент выбросов CO₂ от сжигания экибастузского угля и мазута определяется исходя из данных, представленных в Таблице 1.1 Приложения №2 к Приказу №371. В соответствии с п. 1.9 Приложения №2 к Приказу №371, представленные в таблице 1.1 данные обеспечивают неопределенность коэффициентов выбросов или параметров оценки 7%.

Дополнительные процедуры контроля качества не требуются.

Таблица Е.1.-1. Структура с участием задействованных лиц предприятия

№	Показатели	Объём подготовленной сырой воды за период у	Потребление теплообменниками тепловой энергии за период у	Потребление насосами электроэнергии за период у	Расход котлами природного газа, угля, мазута за период у	Генерация тепловой энергии котлами ТЭЦ за период у	Массовая доля i-компонента природного газа за период у
1	Ответственный за консолидацию и анализ материалов мониторинга	Главный инженер (данные хранятся в ПО модуль анализа BeeDotNet, дублируются в ПО SCADA).					
2	Ответственный за сбор информации	Менеджер ПТО	Менеджер ПТО	Специалист ПТО	Специалист ПТО, менеджер ПТО	Специалист ПТО	Специалист ОП и УТЭ
3	Ответственный за проверку корректности данных	Начальник ПТО					Начальник ОП и УТЭ
4	Документ, устанавливающий обязанности участников	Должностная инструкция					
5	Описание методов получения данных (измеряемый/расчетный)	Измеряемый	Расчётный	Измеряемый	Измеряемый	Расчётный	Предоставляется поставщиком ресурса
6	Периодичность измерения данных/снятия показаний	Ежемесячно	Ежемесячно	Ежемесячно	Природный газ – ежесуточно; уголь и мазут – каждые 12 часов при сжигании топлива	Ежесуточно (расход, температура, давление пара, температура питательной воды)	Ежемесячно
7	Хранение данных	ПО модуль анализа BeeDotNet, дублируется в ПО SCADA (сертифицирован) Данные хранятся в электронном виде					
		ПО модуль анализа BeeDotNet	ПО модуль анализа BeeDotNet	Ведомость расхода электроэнергии на собственные нужды - тягодутьё	Природный газ - модуль анализа, ведомости по котлам; уголь - суточная ведомость подачи топлива в бункера станции; мазут - ПО модуль анализа BeeDotNet	Модуль анализа, RView New, ведомости по котлам	

Срок хранения данных для мониторинга составляет не менее 2 лет после окончания периода реализации климатического проекта.

Чтобы определить достигнутый объем сокращения выбросов CO₂, персонал Красногорской ТЭЦ проводит регулярный мониторинг по следующим параметрам:

Ниже представлена информация о параметрах мониторинга:

Данные/Параметр 1	V_y
Единица измерения	м ³
Описание	Объём подготовленной сырой воды за период у
Периодичность измерения/	Ежемесячно

снятия показаний/ записи данных	
Источник данных	ПО модуль анализа BeeDotNet
Измеряемый/ вычисляемый/ используемый по умолчанию	Измеряемый
Метод расчета (если применимо)	Не применимо
Значение полученных данных	Предоставляется значение для требуемого периода
Назначение данных	Для расчета выбросов CO ₂ по базовой линии и проектному сценарию.
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Данные хранятся в ПО модуль анализа BeeDotNet, дублируются в ПО SCADA.
Другие комментарии	Данные приборы используется предприятием в рамках производственного контроля для обеспечения технологического режима.

Данные/Параметр 2	$Q_{H,P,y}$					
Единица измерения	Гкал					
Описание	Потребление теплообменниками тепловой энергии за период y					
Периодичность измерения/ снятия показаний/ записи данных	Ежемесячно					
Источник данных	Расход ХВО-2	Расход ХВО-3	Расход ХВО-4	Т источника	Т подогр. воды	
	Метран-150CD3 №6219209, ТЭКОН-19-06М № 7074	Метран-150CD2 №6101052, Метран-150CD3 №928100, ТЭКОН-19 (06М) № 0001/4356	US800 №0104, ТЭКОН-19-05М/0002 № 0201	ТСП Метран-206-02 №2210005	Метран-253-02 №570268	
Измеряемый/ вычисляемый/ используемый по умолчанию	Расчетный					
Метод расчета (если применимо)	$Q = G \times (t_2 - t_1) / 1000$ G – расход воды t_2 – температура подогретой воды t_1 – температура источника					
Значение полученных данных	Предоставляется значение для требуемого периода					
Назначение данных	Для расчета выбросов CO ₂ по проектному сценарию.					
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Калибровка и поверка измерительных приборов осуществляется в соответствии с требованиями законодательства РФ и производителя прибора. Межповерочный интервал составляет от 2 до 4 лет. Данные хранятся в ПО модуль анализа BeeDotNet, дублируются в ПО SCADA.					
Другие комментарии	Данные приборы используется предприятием в рамках производственного контроля для обеспечения технологического режима.					

Данные/Параметр 3	$Q_{EL,P,y}$
Единица измерения	кВт*ч
Описание	Потребление насосом электроэнергии за период y
Периодичность измерения/ снятия показаний/ записи данных	Ежемесячно
Источник данных	Счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М
Измеряемый/ вычисляемый/ используемый по умолчанию	Измеряемый
Метод расчета (если применимо)	Не применимо
Значение полученных данных	Предоставляется значение для требуемого периода
Назначение данных	Для расчета выбросов CO ₂ по проектному сценарию.
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Ведомость расхода электроэнергии на собственные нужды - тягодутьё
Другие комментарии	Данные приборы используется предприятием в рамках производственного контроля для обеспечения технологического режима.

Данные/Параметр 4	$FC_{NG,y}$
Единица измерения	т.у.т.
Описание	Расход котлами природного газа за период y
Периодичность измерения/ снятия показаний/ записи данных	Ежемесячно
Источник данных	Форма 4.1 «Сведения о работе тепловой электростанции»
Измеряемый/ вычисляемый/ используемый по умолчанию	Измеряемый
Метод расчета (если применимо)	Не применимо
Значение полученных данных	Предоставляется значение для требуемого периода
Назначение данных	Для расчета выбросов CO ₂ по базовой линии и проектному сценарию.
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Форма 4.1 «Сведения о работе тепловой электростанции» является формой федерального статистического наблюдения и ежегодно предоставляется в федеральную ГИС ТЭК.
Другие комментарии	Данные приборы используется предприятием в рамках производственного контроля для обеспечения технологического режима.

Данные/Параметр 5	$FC_{C,y}$
Единица измерения	т.у.т
Описание	Расход котлами угля за период y
Периодичность измерения/ снятия показаний/ записи данных	Ежемесячно
Источник данных	Форма 4.1 «Сведения о работе тепловой электростанции»

Измеряемый/ вычисляемый/ используемый по умолчанию	Измеряемый
Метод расчета (если применимо)	Не применимо
Значение полученных данных	Предоставляется значение для требуемого периода
Назначение данных	Для расчета выбросов CO ₂ по базовой линии и проектному сценарию.
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Форма 4.1 «Сведения о работе тепловой электростанции» является формой федерального статистического наблюдения и ежегодно предоставляется в федеральную ГИС ТЭК.
Другие комментарии	Данные приборы используются предприятием в рамках производственного контроля для обеспечения технологического режима.

Данные/Параметр 6	$FC_{F,y}$
Единица измерения	т.у.т
Описание	Расход котлами мазута за период у
Периодичность измерения/ снятия показаний/ записи данных	Ежемесячно
Источник данных	Форма 4.1 «Сведения о работе тепловой электростанции»
Измеряемый/ вычисляемый/ используемый по умолчанию	Измеряемый
Метод расчета (если применимо)	Не применимо
Значение полученных данных	Предоставляется значение для требуемого периода
Назначение данных	Для расчета выбросов CO ₂ по базовой линии и проектному сценарию.
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Форма 4.1 «Сведения о работе тепловой электростанции» является формой федерального статистического наблюдения и ежегодно предоставляется в федеральную ГИС ТЭК.
Другие комментарии	Данные приборы используются предприятием в рамках производственного контроля для обеспечения технологического режима.

Данные/Параметр 7	$GEN_{H,y}$
Единица измерения	Гкал
Описание	Генерация тепловой энергии котлами ТЭЦ за период у
Периодичность измерения/ снятия показаний/ записи данных	Ежемесячно
Источник данных	ПО модуль анализа BeeDotNet
Измеряемый/ вычисляемый/ используемый по умолчанию	Измеряемый
Метод расчета (если применимо)	Не применимо
Значение полученных данных	Предоставляется значение для требуемого периода
Назначение данных	Для расчета выбросов CO ₂ по проектному сценарию.

Процедуры контроля качества/гарантии качества	Данные хранятся в ПО модуль анализа BeeDotNet, дублируются в ПО SCADA.
Другие комментарии	Данные приборы используется предприятием в рамках производственного контроля для обеспечения технологического режима.

Данные/Параметр 10	$W_i, г, у$
Единица измерения	% мас.
Описание	Массовая доля i-компонента природного газа за период у
Периодичность измерения/ снятия показаний/ записи данных	Ежемесячно
Источник данных	Паспорт качества газа горючего природного от ПАО «Газпром» ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»
Измеряемый/ вычисляемый/ используемый по умолчанию	Измеряемый
Метод расчета (если применимо)	Данные получены по результатам лабораторного анализа состава
Значение полученных данных	Предоставляется значение для требуемого периода
Назначение данных	Для расчета выбросов CO ₂ по базовой линии и проектному сценарию.
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Данные предоставляются аккредитованной лабораторией с поверенным оборудованием. Рамках договора поставки природного газа на установку генерации пара
Другие комментарии	-

Данные/Параметр 11	$NCV_{NG,y}$
Единица измерения	ккал/м ³
Описание	Низшая теплота сгорания природного газа за период у
Периодичность измерения/ снятия показаний/ записи данных	Раз в месяц
Источник данных	Паспорт качества газа горючего природного от ПАО «Газпром» ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург».
Измеряемый/ вычисляемый/ используемый по умолчанию	Измеряемый
Метод расчета (если применимо)	Данные получены по результатам лабораторного анализа состава.
Значение полученных данных	Предоставляется значение для требуемого периода
Назначение данных	Для расчета выбросов CO ₂ по базовой линии и проектному сценарию.
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Данные предоставляются аккредитованной лабораторией с поверенным оборудованием. Рамках договора поставки природного газа на установку генерации пара.
Другие комментарии	-

Данные/Параметр 12	$EF_{CO_2,EL,y}$
Единица измерения	тСО ₂ /кВт*ч
Описание	Коэффициент выбросов СО ₂ при производстве электроэнергии за период у
Периодичность измерения/снятия показаний/записи данных	Ежегодно
Источник данных	Форма 4.1 «Сведения о работе тепловой электростанции» (показатель «Фактический удельный расход условного топлива, отнесенный на электрическую энергию, отпущенную электростанцией, по методу, принятому на электростанции»)
Измеряемый/вычисляемый/используемый по умолчанию	Вычисляемый
Метод расчета (если применимо)	$EF_{CO_2,EL,y} = SFC_{EL,y} \times EF'_{CO_2,NG,y}$ где: $SFC_{EL,y}$ - удельный расход условного топлива, отнесенный на отпущенную электроэнергию ТЭЦ за период у, т у.т./кВт*ч; $EF'_{CO_2,NG,y}$ - коэффициент выбросов СО ₂ от сжигания природного газа за период у, т СО ₂ /т.у.т. $EF'_{CO_2,NG,y} = EF_{CO_2,NG,y} / NCV'_{NG,y}$ где: $EF_{CO_2,NG,y}$ - коэффициент выбросов СО ₂ от сжигания природного газа за период у, т СО ₂ /тыс. м ³ ; $NCV'_{NG,y}$ - коэффициент перевода в тонны условного топлива за период у, т.у.т/тыс.м ³ . $NCV'_{NG,y} = NCV_{NG,y} / const$ где: $NCV_{NG,y}$ – низшая теплота сгорания за период у, ккал/м ³ ; const - коэффициент перевода ккал/т.у.т (в качестве единицы условного топлива принимается 1 кг топлива с теплотой сгорания 7 000 ккал/кг).
Значение полученных данных	Предоставляется значение для требуемого периода.
Назначение данных	Для расчета выбросов СО ₂ по базовой линии и проектному сценарию.
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Форма 4.1 «Сведения о работе тепловой электростанции» является формой федерального статистического наблюдения и ежегодно предоставляется в федеральную ГИС ТЭК.
Другие комментарии	Так как потребление резервного топлива составляет менее 1% от общего объема, при расчете показателя сделано допущение, в соответствии с которым коэффициент вычисляется исходя из коэффициента выбросов для природного газа (основное топливо).

Период	Протокол состава ПГ - Паспорта на ПГ	CH ₄ , %	C ₂ H ₆ , %	C ₃ H ₈ , %	NCV at 20 °C, kcal/m ³	Источник		
2023	Молярная доля компонентов:	95,75	1,95	0,53	8091	Паспорта на ПГ		
	Количество атомов углерода в молекуле	1	2	3		Значение по умолчанию		
	Промежуточное значение (W x nC)	95,8	3,9	1,6		Расчётный		
	EF, т CO ₂ /тыс.м ³	1,86				формула 1.3 - Приказ 371 от 27.05.022 МПР РФ		
	Плотность CO ₂ , кг/м ³	1,84				таблица 1.2 - Приказ 371 от 27.05.022 МПР РФ		
Год	Месяц	Наименование показателя			NCV at 20 °C, kcal/m ³	Наименование организации, выдавшей паспорт	Номер паспорта	Дата паспорта
		CH ₄ , %	C ₂ H ₆ , %	C ₃ H ₈ , %				
2023	Январь	96,31	1,62	0,45	8066	ООО "Газпром трансгаз Екатеринбург"	№ 01-02	31.01.2023
	Февраль	96,35	1,58	0,44	8063	ООО "Газпром трансгаз Екатеринбург"	№ 02-02	28.02.2023
	Март	95,92	1,93	0,52	8097	ООО "Газпром трансгаз Екатеринбург"	№ 03-02	31.03.2023
	Апрель	95,86	1,90	0,51	8085	ООО "Газпром трансгаз Екатеринбург"	№ 04-02	28.04.2023
	Май	95,84	1,75	0,49	8063	ООО "Газпром трансгаз Екатеринбург"	№ 05-07	31.05.2023
	Июнь	95,16	2,12	0,56	8085	ООО "Газпром трансгаз Екатеринбург"	№ 06-02	30.06.2023
	Июль	95,53	2,02	0,49	8078	ООО "Газпром трансгаз Екатеринбург"	№ 07-02	01.08.2023
	Август	95,32	2,16	0,60	8109	ООО "Газпром трансгаз Екатеринбург"	№ 08-07	31.08.2023
	Сентябрь	95,19	2,36	0,65	8135	ООО "Газпром трансгаз Екатеринбург"	№ 09-08	29.09.2023
	Октябрь	95,77	1,94	0,52	8090	ООО "Газпром трансгаз Екатеринбург"	№ 10-07	01.11.2023
	Ноябрь	95,89	1,93	0,52	8097	ООО "Газпром трансгаз Екатеринбург"	№ 11-07	30.11.2023
	Декабрь	95,87	2,07	0,56	8121	ООО "Газпром трансгаз Екатеринбург"	№ 12-07	27.12.2023
		Среднее значение	95,75	1,95	0,53	8091	Расчетное среднее значение за год	