

Отчет
о ходе реализации проекта совместного
осуществления «Модернизация выпарного
хозяйства филиала ОАО «Группа «Илим»
в г. Коряжме, Российская Федерация»
за 2008 и 2009 гг.

Версия 2.1

17.05.2010 г.

Исполнитель: ООО «СиСиДжиЭс», г. Архангельск

ОГЛАВЛЕНИЕ

- А. Общая информация о проектной деятельности и мониторинге
- Б. Основные мероприятия по мониторингу
- В. Меры контроля и гарантии качества
- Г. Расчет сокращений выбросов парниковых газов

Приложения

- Приложение 1 – Обоснование массовой доли условно чистого конденсата в общем количестве выпаренной воды
- Приложение 2 – Положение о порядке контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов, в ООО «СиСиДжиЭс»
- Приложение 3 – Характеристики паровых турбин ТЭЦ-1

РАЗДЕЛ А. Общая информация о проектной деятельности и мониторинге

А.1. Название проекта

Модернизация выпарного хозяйства филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Коряжме, Российская Федерация

Сектор (категория) источников¹: Энергетика/Сжигание топлива/Обрабатывающая промышленность и строительство

А.2. Краткое описание проекта

Проект предусматривает строительство новой высокотехнологичной выпарной станции фирмы «Андритц» производительностью 600 т/час по выпариваемой влаге с выводом из эксплуатации 2-х старых выпарных станций «Рамен» проектной производительностью 140 т/час каждая.

Новая выпарная станция – однолинейная шестиступенчатая, состоящая из семи выпарных аппаратов, работающих по шестиступенчатой схеме по принципу «падающей пленки» на поверхностях теплообмена, выполняемых из «ламельных» пакетов. Барометрический конденсатор отсутствует. Сильнозагрязненные конденсаты проходят очистку на стриппинг-колонне. Расчетная концентрация сухого остатка после выпарной станции составляет 53%, дальнейшее выпаривание до 65% производится в существующих концентраторах фирмы «Альстрем». Производительность выпарной станции 600 т/час по выпариваемой влаге, и ее можно свободно регулировать в пределах 20÷100%. Наличие небольших количеств щелока в аппаратах обеспечивает быстрый пуск и останов.

Проект направлен на модернизацию выпарного хозяйства комбината с целью снижения энергоемкости производства целлюлозы, стабилизации работы технологического оборудования, уменьшения воздействия на окружающую среду, сокращение выбросов парниковых газов (ПГ).

А.3. Период мониторинга

Начало периода мониторинга: 01.01.2008.

Окончание периода мониторинга: 31.12.2009.

А.4. Методологии, используемые в проекте (включая версию документа)

А.4.1. Методология базовой линии

При установлении исходных условий и расчете сокращений выбросов ПГ разработчик предлагает свой собственный [С1] подход, не согласуя его специально с какими-либо методологиями для механизма чистого развития (МЧР), но, безусловно, согласуя с требованиями *Решения 9/СМР.1, Добавление В* [С2].

А.4.2. Методология плана мониторинга

План мониторинга разработан на основе собственного подхода [С1] в соответствии со спецификой проекта и требованиями *Решения 9/СМР.1, Добавление В* [С2] без использования утвержденных методологий для МЧР.

¹ В соответствии с Киотским протоколом к Рамочной конвенции ООН об изменении климата (Приложение А)

А.5. Стадии исполнения проекта, включая расписание основных этапов проекта

Стадия	Дата
Заключение контракта на закупку основного оборудования	Январь 2005 г.
Начало строительно-монтажных работ	Март 2005 г.
Пуск оборудования	Декабрь 2007 г.

А.6. Зафиксированные отклонения или изменения от зарегистрированной проектной документации

Отклонения касаются только плана мониторинга.

А.7. Зафиксированные отклонения или изменения от зарегистрированного плана мониторинга

А.7.1. В плане мониторинга, приведенном в проектной документации, заложено, что экономия тепловой энергии от использования конденсатов и теплой воды, образующихся на новой выпарной станции «Андритц», определяется на основании показаний соответствующих приборов (расходомеров и датчиков температур). Причем учет экономии должен вестись на почасовой основе. Но вся необходимая для этого приборная база поэтапно была пущена в эксплуатацию в середине 2009 г. Поэтому в период отсутствия приборов при мониторинге сокращений выбросов ПГ за 2008 г. и частично за 2009 г. пришлось оперировать проектными, статистическими и расчетными месячными данными по расходам и температурам этих теплоносителей с обязательным соблюдением принципа консервативности. По мере установки приборов в расчетах использовались уже среднемесячные (для датчиков температур) и месячные (для расходомеров) показания.

Месячные объемы теплой воды, образующейся на выпарной станции «Андритц» и затем полезно используемой на производстве, за весь период мониторинга с января 2008 г. по декабрь 2009 г. определялись по показаниям расходомера.

Температура воды на входе в новую выпарную станцию «Андритц» для периода с января 2008 г. по апрель 2009 г. была принята равной наибольшему значению (что является консервативным решением относительно сокращений выбросов ПГ) из численного ряда, включающего проектные данные и среднемесячные показания, зафиксированные приборами в мае-декабре 2009 г. Начиная с мая 2009 г. значение данной температуры измерялось прибором и к расчету принимались среднемесячные показания этого прибора (см. Таблицу Б.2.4).

Температура воды на выходе из новой выпарной станции «Андритц» для периода с января 2008 г. по март 2009 г. была принята равной наименьшему значению (что является консервативным решением относительно сокращений выбросов ПГ) из численного ряда, включающего проектные данные и среднемесячные показания, зафиксированные приборами в апреле-декабре 2009 г. Начиная с апреля 2009 г. значение данной температуры измерялось прибором и к расчету принимались среднемесячные показания этого прибора (см. Таблицу Б.2.4).

Месячные объемы условно чистого конденсата, образующегося на новой выпарной станции «Андритц» и затем полезно используемого на производстве, для периода с января 2008 г. по август 2009 г. рассчитывались на основании данных по выпарке щелоков. К расчету принимались минимальные для данного месяца значения количества выпаренной воды, фиксируемые каждую неделю. Это в свою очередь давало и минимальное количество образующегося конденсата, а следовательно и минимальный эффект по сокращению ПГ от использования конденсата (более подробно описание методики расчета условно чистого конденсата приведено в Разделе Г.2).

Начиная с сентября 2009 г. объемы повторно используемого условно чистого конденсата определялись расходомером и к расчету принимались месячные показания этого расходомера.

При сравнении расчетных и фактических объемов условно чистого конденсата, поступающего на производство за период действия расходомера (сентябрь – декабрь 2009 г), выяснилось, что расчетные значения ниже на 6,7 – 15,9 %. На основании это можно утверждать, что решение по определению объемов условно чистого конденсата на основе данных по выпарке щелоков и по методике, приведенной в Разделе Г.2., является обоснованным и консервативным.

Месячные объемы очищенного конденсата, образующегося на новой выпарной станции “Андритц” и затем полезно используемого на производстве, для периода с января 2008 г. по август 2009 г. на первом этапе рассчитывались по методике, аналогичной для расчета условно чистого конденсата. Однако после установки расходомера выяснилось, что не весь образующийся очищенный конденсат идет на производство. Полезно используется от 45 490 до 111 450 м³ очищенного конденсата в месяц, что составляет от 31,3 до 56,5 % от образующегося. Следуя принципу консерватизма, для периода с января 2008 г. по август 2009 г. к расчету окончательно было принято наименьшее значение 45 490 м³ в месяц. Начиная с сентября 2009 г. объемы повторно используемого очищенного конденсата определялись расходомером и к расчету принимались месячные показания этого расходомера.

Температура условно чистого конденсата для периода с января 2008 г. по июль 2009 г. была принята равной наименьшему значению (что является консервативным решением относительно сокращений выбросов ПГ) из численного ряда, включающего проектные данные и среднемесячные показания, зафиксированные приборами в августе-декабре 2009 г. Начиная с августа 2009 г. значение данной температуры измерялось прибором и к расчету принимались среднемесячные показания этого прибора (см. Таблицу Б.2.4).

Температура очищенного конденсата для периода с января 2008 г. по апрель 2009 г. была принята равной наименьшему значению (что является консервативным решением относительно сокращений выбросов ПГ) из численного ряда, включающего проектные данные и среднемесячные показания, зафиксированные приборами в мае-декабре 2009 г. Начиная с мая 2009 г. значение данной температуры измерялось прибором и к расчету принимались среднемесячные показания этого прибора (см. Таблицу Б.2.4).

Данные отклонения от зарегистрированного плана мониторинга описаны в Разделе Г.2 и учтены в расчетной модели.

Почасовой учет экономии тепловой энергии от использования теплой воды и конденсатов, как и было запланировано в проектной документации, будет производиться с 2010 г.

А.7.2. В период с 1 января 2008 г. по 10 января 2009 г. отрабатывался режим совместной выпарки красного и черного щелоков в новой выпарной станции «Андритц», но, начиная с 11 января 2009 года, красный щелок, как и до реализации проекта, стал выпариваться в старой выпарной станции “УкрНИИХимМаш”. Данное обстоятельство было связано с технологической сложностью одновременно выпаривать черный и красный щелока на станции «Андритц». Для решения проблемы пробовались различные режимы упаривания и химикаты. В итоге специалисты предприятия пришли к выводу, что совместное упаривание черных и красных щелоков на новой выпарной станции невозможно, т.к. это приводит к забиванию распределительных решеток, и, как следствие, забиванию поверхностей нагрева (ламелей) выпарных аппаратов и к увеличению расхода свежего пара. Станцию приходилось останавливать для чистки выпарных аппаратов.

Так как с 11 января 2009 г. красный щелок подается на выпарную станцию "УкрНИИХимМаш" аналогично сценарию исходных условий, то с этого момента проектный и базовый сценарий совпадают и эффект от выпаривания красного щелока в новой выпарной установке теряется. В будущем, если практика выпаривания красного щелока на выпарной станции "УкрНИИХимМаш" будет продолжена, то мониторинг параметров красного щелока не потребуется.

Таким образом, эффекты от выпарки красного щелока на новой и более эффективной установке «Андритц» (более низкое потребление тепла на выпаривание влаги и более высокое содержание сухого вещества в щелоках) можно учитывать только в период с 01.01.2008 по 10.01.2009, что и было сделано.

Никаких изменений в методику расчета сокращений выбросов ПГ вносить не потребовалось. Учет эффекта перевода выпарки красного щелока на старую выпарную станцию "УкрНИИХимМаш" заключался в том, что с момента этого перевода, то есть с 11 января 2009 г., расход красного щелока на новую выпарную станцию «Андритц» принимался равным нулю.

Данное отклонение от плана мониторинга учтено в расчетной модели.

А.8. Изменения с момента окончания последней верификации

Изменения отсутствуют, так как это первая верификация.

А.9. Лица, ответственные за подготовку и соблюдение плана мониторинга

Лица, ответственные за подготовку и соблюдение плана мониторинга:

Филиал ОАО «Группа «Илим» в г. Коряжма:

- Павел Кушмылев, начальник отдела технического развития

ООО «СиСиДжиЭс»:

- Владимир Дьячков, директор Департамента реализации проектов;
- Евгений Журавский, специалист Департамента реализации проектов.

РАЗДЕЛ Б. Основные мероприятия по мониторингу**Б.1. Перечень измерительных приборов**

Измерительные приборы соответствуют таким документам, как «Правила учета электроэнергии», «Правила учета тепловой энергии» и т.д. Измерительные приборы проходят регулярную поверку в соответствии с Федеральным законом «Об обеспечении единства измерений». В Таблице Б.1.1. представлены используемые в ходе мониторинга измерительные приборы.

Таблица Б.1.1. Данные о приборах, используемых для мониторинга сокращений выбросов ПГ

Параметр измерения	Марка, тип прибора	Заводской номер	Номер комплекта	Предел измерения	Единицы измерения	Погрешность, класс точности	Межповоротный интервал (мес.)	Дата последней поверки (калибровки)	Организация осуществляющая поверку (калибровку)
Объем целлюлозы, получаемой в варочном цехе САЦ-1 на выдувке:	1. Расходомер: AXFA200G,200	S5HA03069839	Д-341	0-360	м ³ /ч	1,0	60	23.10.2009	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
	2. Измеритель концентрации: MEK-2300	256337/1/3	Д-504	2-5	%	1,0	Настройка производится еженедельно по лабораторным анализам		Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
Объемный расход природного газа котлом утилизатором	3. Расходомер природного газа: PROWIRL 72,25 PROWIRL F,25	8103AF02000	Ч-322	0-400	м ³ /ч	1,0	60	20.06.2007	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
Объемный расход природного газа на факел	4. Расходомер природного газа: PROWIRL F,40	8103B002000	Ч-320	0-650	м ³ /ч	1,0	60	20.06.2007	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
Теплота сгорания природного газа	5. Калориметрическая бомба: В-08-МА	1857	ТЭЦ	15000	Дж/кг	0,10%	12	03.12.2009	Архангельский ЦСМ
	6. Весы: ВЛКТ-500	136	С-002	0-500	г	4 кл	12	28.07.2009	Архангельский ЦСМ
	7. Разновесы: Г-2-210	288	Т-002	1-100	г	2 кл	12	17.02.2010	
Теплота сгорания щелока	8. Калориметрическая бомба: В-08-М	1085	ТЭЦ	15000	Дж/кг	0,10%	12	03.12.2009	Архангельский ЦСМ
	9. Весы: ВЛКТ-500	10	С-001	0-500	г	4 кл	12	23.07.2009	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме

	10. Разновесы: Г-2-210	392	T-003	1-100	г	2 кл	12	17.02.2010	Архангельский ЦСМ
Расход тепловой энергии на выпарную станцию ТЭС-3	11. Расходомер: HD4SD27SHO	б/н	T-365	0-63	т/ч	0,5	12	11.01.2010	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
	12. Измеритель температуры: Ш4500, ТХК	2034746	T-152	0-300	град.С	1,5	24	09.02.2010	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
	13. Измеритель давления: HT6S122SHO	44659434	T-256	0-60	бар	0,5	12	03.04.2010	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
Расход тепловой энергии на концентраторы ТЭС-3	14. Расходомер: DIFF-EL	5829	T-396	0,47; 0-40	кгс/см ² ; т/ч	0,5	12	15.08.2009	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
	15. Измеритель температуры: ТСП-Pt100	б/н	T-162	0-200	град.С	0,3 град.С	12	14.01.2010	Архангельский ЦСМ
	16. Измеритель давления: PRESS-EL	3447	T-202	0-13	бар	0,5	12	27.08.2009	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
Расход тепловой энергии на выпарную станцию ТЭС-2	17. Расходомер: PMD-75	81007E0109D	Ч-300	0-0,075	бар	0,5	12	01.09.2009	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
	18. Измеритель температуры: TR88-AA4	б/н	Ч-100	0-250	град.С	кл.С	60	23.06.2008	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
	19. Измеритель давления: PMP-71	8100790109C	Ч-201	0-5	бар	0,5	12	02.06.2009	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
Расход тепловой энергии на концентраторы ТЭС-2	20. Измеритель давления: PRESS-EL	110664	С-228	0-10	бар	0,5	12	26.08.2009	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
	21. Расходомер: DIFF-EL	250668	С-343	0-588,4	мбар	0,5	12	20.10.2009	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
	22. Расходомер: DIFF-EL	250667	С-381	0-588,4	мбар	0,5	12	23.12.2009	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
	23. Измеритель температуры: S-550	б/н	С-100	0-200	град.С	кл.С	60	23.06.2008	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
	24. Измеритель температуры: S-550	б/н	С-102	0-200	град.С	кл.С	60	23.06.2008	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
Выработка тепловой	25. Расходомер: Deltabar S	81009A0109D	Ч-316	0,230; 0-2,8	бар; кг/с	0,5	12	26.08.2009	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме

энергии котлом утилизатором	тип PMD75								"Илим" в г. Коряжме
	26. Измеритель температуры: TR88-AA4B1D2R3000	810061	Ч-143	0-220	град.С	кл.С	60	26.06.2008	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
	27. Измеритель давления: Cerabar S тип PMP71	81008F0109C	Ч-222	0-20	бар	0,5	12	26.08.2009	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
Количество красного щелока, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-2	28. Расходомер: OPTI FLUX 4000F,150	A0732427	Ч-333	0-250	м ³ /ч	1,0	60	28.10.2008	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
	29. Измеритель температуры:	556	—	0-150	град.С	1 град.С	48	23.01.2010	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
	30. Измеритель плотности:	ЛАБОРАТОРНЫМ МЕТОДОМ							Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
Количество черного щелока КБП, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-2	31. Расходомер: 50XM12,50; SM, 50	2X1003/A6; 2X1003/C6	Д-913	0-20	м ³ /ч	1,0	60	04.09.2008	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
	32. Измеритель температуры:	555	—	0-150	град.С	1 град.С	48	23.01.2010	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
	33. Измеритель плотности:	ЛАБОРАТОРНЫМ МЕТОДОМ							Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
Количество черного щелока ПСБЦ, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-2	34. Расходомер: IFS400F, 250; IFC080,250	150A0732429; 93401408	Б-391	0 – 450	м ³ /ч	1,0	60	31.08.2009	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
	35. Измеритель температуры: 13ТД73	7528	Б-112	0-100	град.С	1,5	12	15.10.2009	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
	36. Измеритель плотности:	ЛАБОРАТОРНЫМ МЕТОДОМ							Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
Количество черного щелока ПСБЦ, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-3	37. Расходомер: ДМПК100	07932	Т-370	6300; 0-500	кгс/м ² ; т/м ³	1,5	12	01.06.2009	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
	38. Измеритель температуры:	125	—	0-150	град.С	1 град.С	48	23.01.2010	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
	39. Измеритель плотности: DIFF AIR	7997	Т-017	0-300; 1-1,1	кгс/м ² ; т/м ³	1,0	12	27.08.2009	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
Объем теплой воды после конденсатора выпарной станции ТЭС-2, подаваемой на производственные нужды	40. Расходомер: OPTI FLUX5000F,600	A0693092	Ч-328	0-5000	м ³ /ч	1,0	60	15.10.2007	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме

Температура теплой воды после конденсатора выпарной станции ТЭС-2, подаваемой на производственные нужды	41. Измеритель температуры: TR15 1хРТ100/А/4	б/н	Ч-151	0-120	град.С	кл.С	60	17.08.2007	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
Объем конденсата после выпарной станции ТЭС-2, подаваемого на производственные нужды из сборного бака конденсата	42. Расходомер: Deltabar S тип PMD72	81007F0109D	Ч-301	0-42	л/с	0,5	12	08.06.2009	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
Температура конденсата после выпарной станции ТЭС-2, подаваемого на производственные нужды из сборного бака конденсата (Конденсат А)	43. Датчик температуры 1хРt100/dl	00449900	Д-127	0-200	град.С	кл.Б	60	26.10.2009	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
Расход условно чистого конденсата В	44. Расходомер AXF200G,200 AXF146,200	S5FC04180651; S5FC 04186	Д-334	0-180	м ³ /ч	1,0	60	14.06.07	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
Температура условно чистого конденсата В	45. Датчик температуры 1хРt100/dl	00449012	Д-126	0-200	град.С	кл.Б	60	26.10.2009	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
Расход электроэнергии на выпарную станцию ТЭС-2	46. Электросчетчик: ELCTIEA	1138305	—	10000	кВт/ч	0,5	96	2 кв. 2006 г.	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме
Расход электроэнергии на выпарную станцию ТЭС-3	47. Электросчетчик: ELCTIEA	1138304	—	10000	кВт/ч	0,5	96	2 кв.2006 г.	Филиал ОАО "Группа "Илим" в г. Коряжме

Б.2. Данные мониторинга

Данные регистрировались в соответствии со схемами, показанными на Рис. Б.2.1., Б.2.2.

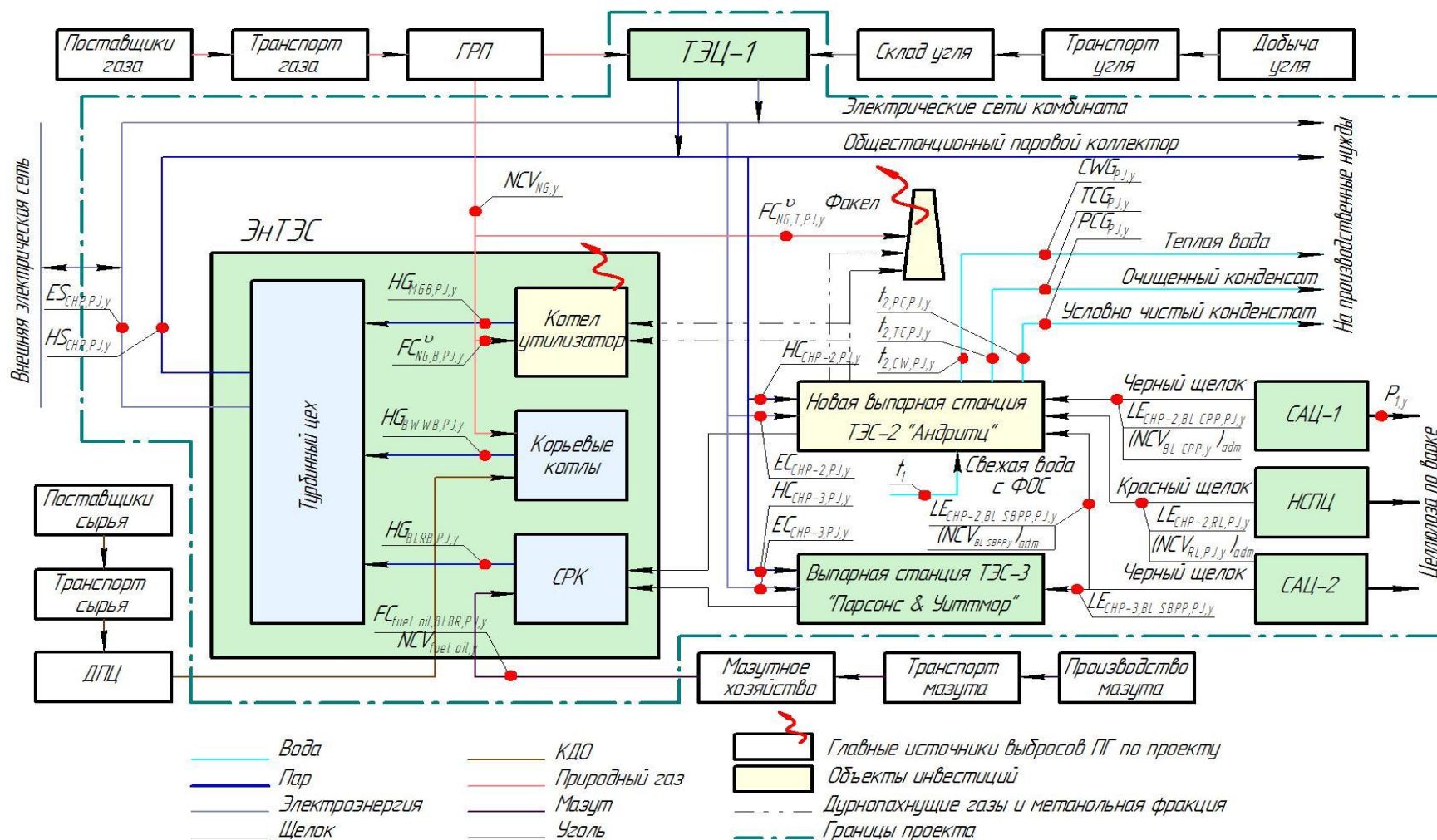


Рис. Б.2.1. Расположение точек мониторинга для периода с 01.01.2008 г. по 10.01.2009 г.

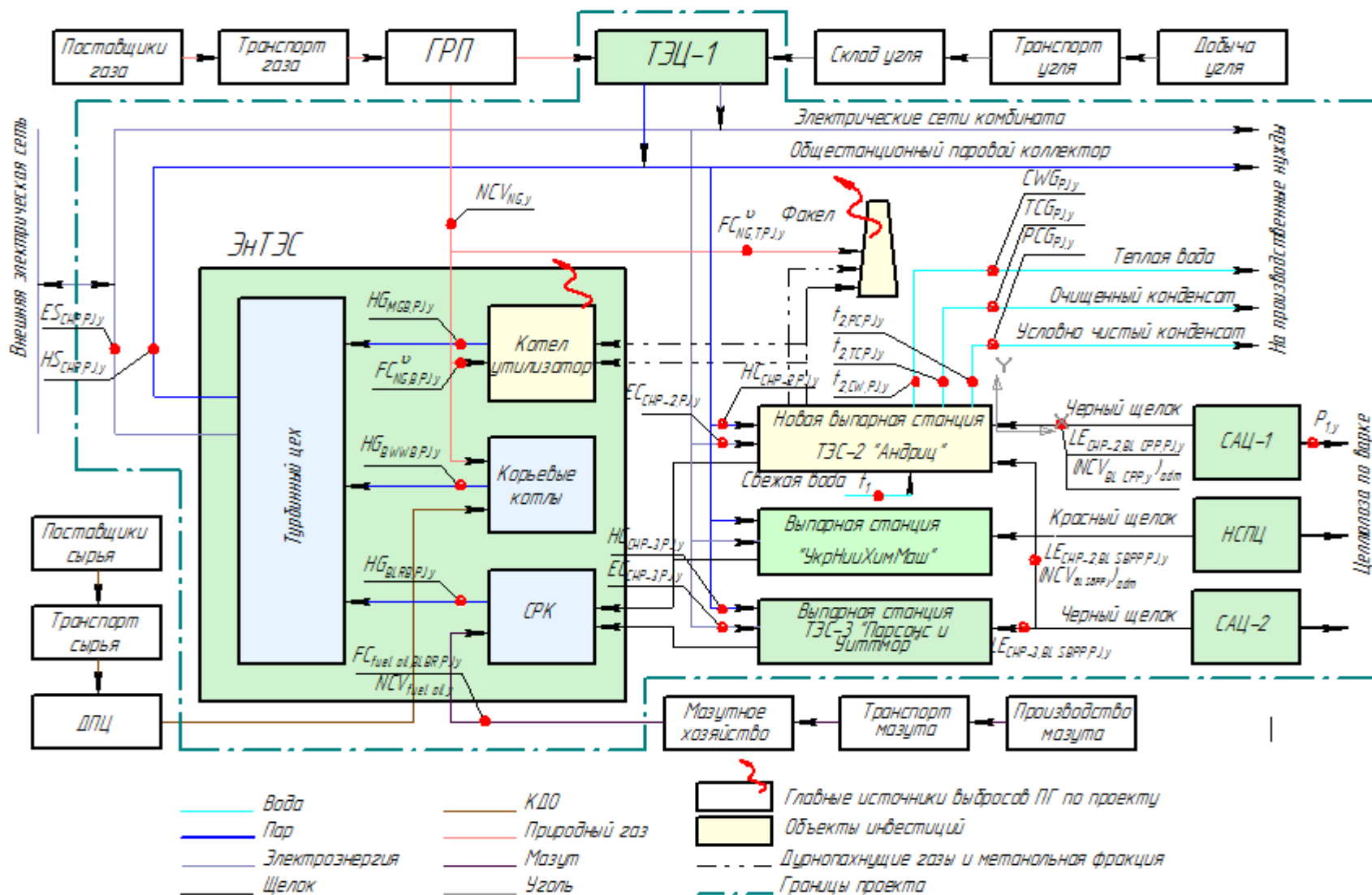


Рис. Б.2.2. Расположение точек мониторинга для периода с 11.01.2009 г. по 31.12.2009 г.

В соответствии с планом мониторинга следующие 29 параметров подвергались контролю (см. Таблицы Б.2.1, Б.2.2, Б.2.3, Б.2.4.). Эти таблицы также содержат численные значения параметров мониторинга за 2008 и 2009 гг.

Таблица Б.2.1. Данные, подлежащие сбору для целей мониторинга выбросов ПГ по проекту, и порядок их хранения

Идентификационный номер, обозначение	Наименование показателя	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/документальный)	Численное значение	
								2008 г.	2009 г.
1. $FC_{NG,B,y}^v$	Объемный расход природного газа на котёл-утилизатор	Энергетическая служба комбината	тыс. м ³	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	2 738,60	2 429,27
2. $FC_{NG,T,y}^v$	Объемный расход природного газа на факел	Энергетическая служба комбината	тыс. м ³	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	419,40	550,77
3. $NCV_{NG,y}$	Низшая теплота сгорания природного газа	Производственная лаборатория, энергетическая служба комбината	ГДж/тыс. м ³	и	Еженедельно	100 %	Электронный и документальный	33,46	33,58

Таблица Б.2.2. Данные, необходимые для определения исходных условий выбросов ПГ, и порядок их хранения

Идентификационный номер, обозначение	Наименование показателя	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/документальный)	Численное значение	
								2008 г.	2009 г.
4. $P_{1,y}$	Объем целлюлозы, получаемой в варочном цехе САЦ-1	Коммерческий отдел комбината, варочный цех САЦ-1	т в.с.ц	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	364 637	343 367
5. $FC_{fuel\ oil, BLRB,y}$	Расход мазута на СРК по проекту	Энергетическая служба комбината	т	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	3 073	3 183

6. $(NCV_{RL,PJ,y})_{adm}$	Средневзвешенная низшая теплота сгорания красного щелока, отнесенная к абсолютно сухому веществу, по проекту	Производственная лаборатория, энергетическая служба комбината	ГДж/т а.с.в	и	Еженедельно	100 %	Электронный и документальный	10,03	9,14
7. $(NCV_{BL, CPP,y})_{adm}$	Средневзвешенная низшая теплота сгорания ЧЩ КБП, отнесенная к абсолютно сухому веществу	Производственная лаборатория, энергетическая служба комбината	ГДж/т а.с.в	и	Еженедельно	100 %	Электронный и документальный	9,97	10,40
8. $(NCV_{BL, SBPP,y})_{adm}$	Средневзвешенная низшая теплота сгорания ЧЩ ПСБЦ, отнесенная к абсолютно сухому веществу	Производственная лаборатория, энергетическая служба комбината	ГДж/т а.с.в	и	Еженедельно	100 %	Электронный и документальный	9,77	9,83
9. $NCV_{fuel\ oil,y}$	Средневзвешенная низшая теплота сгорания мазута	Сертификат на топливо	ГДж/т а.с.в	и	На каждую поступившую партию мазута	100 %	Электронный и документальный	40,61	40,61
10. $HC_{CHP-3,PJ,y}$	Расход тепловой энергии на выпарной станции ТЭС-3 по проекту	Энергетическая служба комбината	ГДж	и, п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	1 629 639	1 348 185
11. $HC_{CHP-2,PJ,y}$	Расход тепловой энергии на выпарной станции ТЭС-2 по проекту	Энергетическая служба комбината	ГДж	и, п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	2 848 131	2 598 239
12. $HG_{MGB,y}$	Выработка тепловой энергии котлом-утилизатором	Энергетическая служба комбината	ГДж	и, п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	131 685	140 315
13. $HG_{BLRB,PJ,y}$	Суммарное количество тепловой энергии, выработанной содорегенерационными котлами по проекту	Энергетическая служба комбината	ГДж	и, п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	9 451 405	8 807 844

14. $HG_{BWWB,PJ,y}$	Суммарное количество тепловой энергии, выработанной котлами, сжигающими КДО по проекту	Энергетическая служба комбината	ГДж	и, п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	4 009 386	3 585 990
15. $HS_{CHP,PJ,y}$	Отпуск тепловой энергии от ЭнтЭС по проекту	Энергетическая служба комбината	ГДж	и, п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	11 459 547	10 175 126
16. $LE_{CHP-2,RL,PJ,y}$	Количество красного шелока, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-2 по проекту	Энергетическая служба комбината	т а.с.в	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	27 841	745
17. $LE_{CHP-2,BL CPP,PJ,y}$	Количество ЧЩ КБП, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-2 по проекту	Энергетическая служба комбината	т а.с.в	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	458 000	446 377
18. $LE_{CHP-2,BL SBPP,PJ,y}$	Количество ЧЩ ПСБЦ, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-2 по проекту	Энергетическая служба комбината	т а.с.в	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	106 738	169 897
19. $LE_{CHP-3,BL SBPP,PJ,y}$	Количество ЧЩ ПСБЦ, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-3 по проекту	Энергетическая служба комбината	т а.с.в	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	426 943	360 061
20. $CWG_{PJ,i,y}$	Объем теплой воды, подаваемой на повторное использование по проекту	Энергетическая служба комбината	м ³	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	23 873 555	22 844 850
21. $PCG_{PJ,i,y}$	Объем условно чистого конденсата, подаваемого на повторное использование по проекту	Энергетическая служба комбината	м ³	п, и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	959 523	1 095 909

22. $TCG_{PJ,i,y}$	Объем очищенного конденсата, подаваемого на повторное использование по проекту	Энергетическая служба комбината	м ³	п, и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	545 880	696 420
23. $t_{1,i,y}$	Температура воды на входе в новую выпарную станцию	Энергетическая служба комбината	°С	о, и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	24,0	См. Таблицу Б.2.4.
24. $t_{2,CW,PJ,i,y}$	Температура теплой воды на выходе с новой выпарной станции	Энергетическая служба комбината	°С	о, и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	39,5	См. Таблицу Б.2.4.
25. $t_{2,PC,PJ,i,y}$	Температура условно чистого конденсата на выходе с новой выпарной станции	Энергетическая служба комбината	°С	о, и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	50,2	См. Таблицу Б.2.4.
26. $t_{2,TC,PJ,i,y}$	Температура очищенного конденсата на выходе с новой выпарной станции	Энергетическая служба комбината	°С	о, и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	67,0	См. Таблицу Б.2.4.

Таблица Б.2.3. Данные, подлежащие сбору для целей контроля утечек по проекту, и порядок их хранения

Идентификационный номер, обозначение	Наименование показателя	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/ документальный)	Численное значение	
								2008 г.	2009 г.
27. $EC_{CHP-2,PJ,y}$	Расход электроэнергии на выпарной станции ТЭС-2 по проекту	Энергетическая служба комбината	МВтч	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	22 532	18 466
28. $EC_{CHP-3,PJ,y}$	Расход электроэнергии на выпарной станции ТЭС-3 по проекту	Энергетическая служба комбината	МВтч	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	8 431	8 907

29. $ES_{CHP,PJ,y}$	Отпуск электроэнергии от ЭНГЭС по проекту	Энергетическая служба комбината	МВтч	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	205 545	188 960
---------------------	---	---------------------------------	------	---	------------	-------	------------------------------	---------	---------

Таблица Б.2.4. Температуры воды и конденсатов

Параметр	Обозначение	Единица измерения	Значение по проекту	Показания приборов 2009 г									Значения температур принятые к расчету на период отсутствия приборов начиная с 01.01.2008 г.
				Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	
Температура воды на входе в новую выпарную станцию	$t_{1,i,y}$	°С	24	-	22,7	23,76	23,21	23,45	23,49	19,82	20,02	17,27	24,0
Температура теплой воды на выходе из новой выпарной станции	$t_{2,CW,PJ,i,y}$	°С	45	44,05	44,92	47,85	45,99	43,66	39,97	39,74	39,50	40,51	39,5
Температура условно чистого конденсата на выходе с новой выпарной станции	$t_{2,PC,PJ,i,y}$	°С	55	-	-	-	-	50,20	54,02	54,47	57,01	55,63	50,2
Температура очищенного конденсата на выходе с новой выпарной станции	$t_{2,TC,PJ,i,y}$	°С	67	-	77,08	77,37	74,05	71,70	69,78	73,88	72,68	75,83	67,0

Б.3. Производственный экологический контроль

Производственный экологический контроль на предприятии осуществляет отдел главного эколога, подчиняющийся директору по охране труда, промышленной и экологической безопасности. В состав Службы (Отдела) входят:

- отдел охраны окружающей среды (ОООС), включающий в себя производственную лабораторию;
- цех биологической очистки промышленных стоков (ЦБОПС), включающий в себя производственную лабораторию;
- группа мониторинга и анализа;

- группа производственного контроля.

Лабораторные анализы осуществляет сектор санитарно промышленного контроля службы контроля качества (Сектор СПКСКК)

В рамках производственного экологического контроля осуществляются:

- аналитический контроль (Сектор СПКСКК) над соблюдением установленных нормативов выброса загрязняющих веществ в окружающую среду в соответствии с графиками лабораторного контроля;
- мониторинг влияния объектов размещения отходов на подземные и поверхностные воды, атмосферный воздух, почву;
- контроль над содержанием загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны и др.

Данные, получаемые аналитической лабораторией (Сектор СПКСКК), обрабатываются и сводятся в ежемесячные и годовые отчеты, в которых отражены все необходимые детализированные сведения, в том числе и по участкам, затрагиваемых настоящим проектом.

Предприятие отчитывается по следующим официальным годовым статистическим формам:

- 2-тп (воздух) «Сведения об охране атмосферного воздуха», в которой содержится информация о количестве уловленных и обезвреженных атмосферных загрязнителей, детализированных выбросах специфических загрязняющих веществ, количестве источников выбросов, мероприятиях по уменьшению выбросов в атмосферу, выбросах от отдельных групп источников загрязнения;
- 2-тп (водхоз) «Сведения об использовании воды», в которой дана информация о расходе воды из природных источников, сбросе сточных вод и содержании в них загрязняющих веществ, мощности очистных сооружений и др.;
- 2-тп (отходы) «Сведения об образовании, использовании, обезвреживании, транспортировании и размещении отходов производства и потребления», в которой приводится годовой баланс движения отходов отдельно по их видам и классам опасности.

В соответствии с российским законодательством, предприятие ежегодно разрабатывает и осуществляет планы природоохранных мероприятий.

Системы менеджмента качества, экологии и промышленной безопасности филиала в Коряжме соответствуют международным стандартам ISO 9001, ISO 14001 и OHSAS 18001. Предприятие выпускает продукцию, сертифицированную на соответствие требованиям Лесного Попечительского Совета (FSC).

Б.4. Сбор и хранение данных (включая используемое программное обеспечение)

Все данные будут храниться в архиве предприятия в электронном и бумажном видах в течение минимум двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ.

РАЗДЕЛ В. Меры контроля и гарантии качества**В.1. Меры контроля и гарантии качества**

Меры контроля и гарантии качества первичных данных для мониторинга представлены в Таблице.В.1.1.

Таблица В.1.1. Контроль качества и гарантия качества как меры, предпринятые для мониторинга данных

Данные (таблица и идентификационный номер)	Степень неопределенности данных (высокая/средняя/ низкая)	Процедуры контроля качества и гарантии качества данных
Таблица Б.2.1. ИН 1,2	Низкая	Для учета расхода природного газа на факел и на котёл-утилизатор применяются расходомеры. Погрешность измерений 1,0 %. Периодичность калибровки 1 раз в 5 лет. Выходные сигналы с преобразователей расходомеров поступают в АСУТП.
Таблица Б.2.2. ИН 4	Низкая	Объем целлюлозы, получаемой варочном цехе САЦ-1, измеряется с помощью: 1. Расходомера. Погрешность измерений 1,0 %. Периодичность калибровки 1 раз в 5 лет. 2. Измерителя концентрации. Погрешность измерений прибора 1,0 %. Настройка измерителя концентрации производится еженедельно по лабораторным анализам. Приборы установлены после варочных котлов САЦ-1. Данные с приборов поступают в АСУТП. Кроме того, дополнительно осуществляется перекрестная проверка объемов варки целлюлозы двумя методами. Первый метод заключается в измерении количества оборотов специального лотка-дозатора с известной емкостью, с помощью которого щепа подается в варочные котлы. Затем, через утвержденные на предприятии нормы выхода целлюлозы определяется объем целлюлозы по варке. Второй метод основывается на взвешивании готовой товарной продукции каждого типа и определении количества целлюлозы, израсходованной для производства этой продукции, через специальные утвержденные на предприятии коэффициенты расхода. Данные коэффициенты утверждаются отдельно для каждой бумаго- и картоноделательной машины.
Таблица Б.2.2. ИН 5	Низкая	Для учета расхода мазута на СРК применяются расходомеры. Расходомеры установлены на каждом СРК. Погрешность измерений 1,0 %. Периодичность калибровки 1 раз в 5 лет. Выходные сигналы с преобразователей расходомеров поступают в АСУТП.

Таблица Б.2.1. ИН 3 Таблица Б.2.2. ИН 6-8	Низкая	Теплота сгорания природного газа и щелоков измеряется в производственной лаборатории комбината 1 раз в неделю. Приборы для измерения теплоты сгорания щелоков и природного газа: 1. Калориметрическая бомба. Погрешность измерений 0,1%. Периодичность поверки 1 раз в год. 2. Весы. Класс точности: 4. Периодичность поверки 1 раз в год. 3. Разновесы. Класс точности: 2. Периодичность поверки 1 раз в год.
Таблица Б.2.2. ИН 9	Низкая	Теплота сгорания мазута. Используются данные сертифицированных лабораторий поставщиков топлива. В конце года определяется средневзвешенное значение.
Таблица Б.2.2. ИН 10-15	Низкая	Для учета выработки, отпуска и потребления тепловой энергии используются: 1. Расходомеры пара. Погрешность измерений 0,5 %. Периодичность калибровки 1 раз в год; 2. Измеритель температуры. Класс точности С. Периодичность калибровки 1 раз в 5 лет; 3. Измеритель давления. Погрешность измерений 0,5 %. Периодичность калибровки 1 раз в год. Сигналы с приборов поступают в АСУТП.
Таблица Б.2.2. ИН 16-19	Низкая	Расход щелоков измеряется с помощью: 1. Расходомеров. Погрешность 1,0%. Периодичность калибровки 1 раз в 5 лет. 2. Измерителя температуры. Погрешность измерений 1 °С. Периодичность калибровки 1 раз в 4 года. 3. Измеритель плотности. Измерение плотности щелоков производится лабораторным методом 1 раз в сутки. По объемному расходу, температуре и плотности вычисляется массовый расход щелоков в тоннах а.с.в.
Таблица Б.2.2. ИН 20-22	Низкая	Расходы теплой воды и потоков конденсата измеряются с помощью электромагнитных расходомеров. Погрешность измерений 1,0%. Периодичность калибровки приборов 1 раз в 5 лет. Выходные сигналы с расходомеров поступают в АСУТП.
Таблица Б.2.2. ИН 23-26	Низкая	Для измерения температур теплой воды и потоков конденсата после выпарной станции ТЭС-2 используются преобразователи температуры. Класс точности С. Периодичность калибровки 1 раз в 5 лет. Сигналы с преобразователей поступают в АСУТП.
Таблица Б.2.3. ИН 27-29	Низкая	Расход электроэнергии на выпарных станциях и отпускаемое количество электроэнергии ЭнТЭС измеряется с помощью электросчетчиков. Погрешность измерений 0,5 %. Периодичность калибровки 1 раз в 8 лет.

Внутренняя проверка

Ответственность за своевременность и полноту сбора первичных данных, организацию проверки первичных данных и передачи их в Центральный офис и решение прочих организационных вопросов, связанных с мониторингом, возложена на начальника отдела технического развития Кушмылева П.Б.

Ответственность за сбор, проверку и передачу первичных данных для мониторинга возложена на:

- начальника ПЭО БЛ «Энергетика» Балакшина М.Н. (потребление топливно-энергетических ресурсов, технические показатели);
- ведущего экономиста ЭнТЭС Краеву Т.Ю. (потребление топливно-энергетических ресурсов, технические показатели);
- начальника бюджетного отдела Попову Е.И. (объемы варки целлюлозы и выпуск продукции);
- главного эколога Рябова Н.А. (влияние проекта на окружающую среду).

Полномочия вышеприведенных лиц подтверждены приказом №ФК/512-А от 04.12.2007 г.

Ответственность за внутреннюю проверку результатов расчетов сокращений выбросов ПГ по проекту в филиале ОАО «Группа «Илим» в г. Коряжма возложена на начальника выпарного цеха ЭнТЭС Воронцова М.М..

Полномочия начальника выпарного цеха ЭнТЭС Воронцова М.М. о проверке расчетов сокращений выбросов ПГ официально подтверждены в приказе №ФК/1381 от 03.12. 2009 г.

Перекрестная проверка

Проверка отчета о мониторинге выполняется директором Департамента реализации проектов ООО «СиСиДжиЭс» или по его поручению другим сотрудником указанного Департамента, непосредственно не связанным с подготовкой данного отчета.

Дополнительная, перекрестная проверка проводится директором Департамента подготовки проектов ООО «СиСиДжиЭс» или по его поручению другим сотрудником данного Департамента.

Процедуры контроля качества выполненных расчетов более подробно изложены в «Положении о порядке контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов, в ООО «СиСиДжиЭс» (см. Приложение 2).

В.2. Эксплуатационная и административная структура

В.2.1. Процедуры мониторинга

Процедура регистрации, мониторинга, записи и хранения данных

Сбор и запись данных, необходимых для расчета сокращений выбросов ПГ осуществляется в соответствии со схемами мониторинга, показанными на Рис. Б.2.1, Б.2.2.

Первоначальный запрос на исходные данные для мониторинга сокращений выбросов ПГ поступает от директора Департамента реализации проектов ООО «СиСиДжиЭс» в Центральный офис Группы «Илим» в Санкт-Петербурге директору по охране труда, пожарной безопасности и экологии, который, в свою очередь, отдает распоряжение по сбору данных на конкретное предприятие. На каждом предприятии, где реализуются проекты в рамках Киотского протокола, имеется круг лиц (рабочая группа), ответственных за сбор, контроль и передачу данных для мониторинга. Ответственность этих лиц закреплена в соответствующих приказах. Для филиала ОАО «Группы «Илим» в г. Коряжме ответственность таких лиц закреплена в приказе №ФК/512-А от 04.12.2007 г.

Собранная на предприятии информация передается в Центральный офис директору по охране труда, пожарной безопасности и экологии, который, в свою очередь, передает ее директору Департамента реализации проектов ООО «СиСиДжиЭс». Вся информация передается по электронной почте.

Департамент реализации проектов ООО «СиСиДжиЭс» на основании полученных данных готовит отчет о ходе реализации проекта (отчет о мониторинге сокращений выбросов ПГ) и передает его на дополнительную перекрестную проверку в Департамент подготовки проектов ООО «СиСиДжиЭс». После устранения всех замечаний, указанных Департаментом подготовки проектов, отчет передается на проверку на предприятие, где осуществляется проект.

В ООО «СиСиДжиЭс» процедуры проверки отчетов о ходе реализации проектов изложены в «Положении о порядке контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов, в ООО «СиСиДжиЭс» (см. Приложение 2).

В Филиале Группы «Илим» в г. Коряжме ответственность лица за контроль результатов расчета сокращений выбросов ПГ закреплена в приказе №ФК/1381 от 03.12.2009 г.

После проверок и внесения необходимых изменений в отчет, директор Департамента реализации проектов ООО «СиСиДжиЭс» информирует директора по охране труда, пожарной безопасности и экологии Центрального офиса Группы «Илим» в Санкт-Петербурге о предварительных результатах мониторинга, и, если с его стороны нет возражений, Генеральный директор ООО «СиСиДжиЭс» принимает окончательное решение о передаче отчета о ходе реализации проекта на экспертизу независимой организации.

Процедуры сбора, регистрации и хранения данных, необходимых для мониторинга сокращений выбросов ПГ представлены в Таблице В.2.1.

Таблица В.2.1. Процедуры мониторинга

Параметр мониторинга	Процедуры сбора, регистрации и хранения данных (включая ежедневный учет)
Объемы варки целлюлозы	<ol style="list-style-type: none"> 1. Объем целлюлозы, получаемой в варочном цехе САЦ-1, постоянно измеряется с помощью расходомеров и датчика концентрации, установленных после варочных котлов. Кроме того, осуществляется перекрестная проверка двумя методами. Первый метод заключается в измерении количества оборотов специального лотка-дозатора с известной емкостью, с помощью которого щепы подается в варочные котлы. Затем, через утвержденные на предприятии нормы выхода целлюлозы, определяется объем целлюлозы по варке. Второй метод основывается на взвешивании готовой товарной продукции каждого типа и определении количества целлюлозы, израсходованной для производства этой продукции через специальные утвержденные на предприятии коэффициенты расхода. Данные коэффициенты утверждаются отдельно для каждой бумаго- и картоноделательной машины. 2. Данные с приборов поступают в АСУТП и отражаются в общей по комбинату автоматизированной системе диспетчерского управления (АСДУ), распечатываются на бумажном носителе в коммерческом отделе комбината и хранятся в памяти компьютера не менее 1 года, затем данные из компьютера коммерческого отдела передаются в архив предприятия. 3. Данные ежесуточно фиксируются оператором в суточных рапортах по варочному цеху, а также передаются в коммерческий отдел предприятия. Суточные рапорты затем сводятся в месячные и годовые. 4. Данные по варке целлюлозы будут храниться в архиве комбината на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ.
Количество потребленного природного газа в котле-утилизаторе и на факеле	<ol style="list-style-type: none"> 1. Количество потребленного природного газа постоянно измеряется с помощью расходомера. 2. Показания расходомера фиксируются в системе АСУТП и отображаются на мониторах всех компьютеров с установленным необходимым программным обеспечением. Данные распечатываются на бумажном носителе и хранятся в памяти компьютеров не менее 1 года, затем данные поступают в электронный архив комбината. 3. Данные ежесуточно фиксируются операторами ТЭС-2 в суточных рапортах, которые затем сводятся в месячные и годовые. 4. Данные по расходу природного газа будут храниться в архиве комбината на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ.

<p>Количество мазута, потребленного в СРК</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Количество потребленного мазута постоянно измеряется с помощью расходомеров. 2. Показания расходомеров фиксируются в системе АСУТП и отображаются на мониторах всех компьютеров с установленным необходимым программным обеспечением. Данные распечатываются на бумажном носителе и хранятся в памяти компьютеров не менее 1 года, затем данные поступают в архив комбината. 3. Данные ежесуточно фиксируются операторами в суточных рапортах, которые затем сводятся в месячные и годовые. 4. Данные по расходу мазута будут храниться в архиве комбината на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ.
<p>Теплота сгорания мазута</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Теплота сгорания мазута определяется поставщиком топлива, сертификат на топливо предоставляется на каждую поступившую на комбинат партию мазута. 2. Данные по теплоте сгорания записываются в рабочие журналы и затем переносятся в АСДУ, где хранятся не менее 1 года, затем данные передаются в электронный архив комбината. Данные отображаются на мониторах всех компьютеров с установленным необходимым программным обеспечением. 3. Данные по теплоте сгорания будут храниться в архиве комбината на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ.
<p>Теплота сгорания природного газа и щелоков</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Теплоты сгорания природного газа и щелоков определяются опытным путем 1 раз в неделю в производственной лаборатории филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Коряжме. 2. Результаты опытов записываются лаборантами в рабочие журналы и затем переносятся в АСДУ, где хранятся не менее 1 года, затем данные передаются в электронный архив комбината. Данные отображаются на мониторах всех компьютеров с установленным необходимым программным обеспечением. 3. Данные по теплоте сгорания будут храниться в архиве комбината на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ.
<p>Начальные и конечные степени сухости щелоков</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Начальные и конечные степени сухости щелоков определяются опытным путем еженедельно в производственной лаборатории филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Коряжме. 2. Результаты опытов записываются лаборантами в рабочие журналы и фиксируются в компьютере ведущего экономиста ЭнТЭС. 3. Данные по начальным и конечным степеням сухости щелоков будут храниться в архиве комбината на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ.

<p>Количество щелоков, подаваемых на выпарные станции</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Для учета количества щелоков, подаваемых на выпарные станции, используются расходомеры и датчики концентрации. Параметры измеряются постоянно. 2. Показания приборов фиксируются в системе АСУТП и отображаются на мониторах всех компьютеров с установленным необходимым программным обеспечением. Данные распечатываются на бумажном носителе и хранятся в памяти компьютеров не менее 1 года, затем данные поступают в архив комбината. 3. Данные ежедневно фиксируются операторами в суточных рапортах, которые затем сводятся в месячные и годовые. 4. Данные по количеству щелоков, подаваемых на выпарные станции, будут храниться в архиве комбината на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ.
<p>Выработка, отпуск и потребление тепловой энергии</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Для учета выработки, отпуска и потребления тепловой энергии используются датчики и преобразователи, постоянно измеряющие расход, температуру и давление пара. 2. Показания приборов фиксируются в системе АСУТП и отображаются на мониторах всех компьютеров с установленным необходимым программным обеспечением. Данные распечатываются на бумажном носителе и хранятся в памяти компьютеров не менее 1 года, затем данные поступают в архив комбината. 3. Данные ежедневно фиксируются операторами в суточных рапортах, которые затем сводятся в месячные и годовые. 4. Данные по выработке, отпуску и потреблению тепла будут храниться в архиве комбината на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ.
<p>Количество теплой воды и потоков конденсата, подаваемое на повторное использование</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Для учета количества теплой воды и потоков конденсата, подаваемых на производственные нужды, используются расходомеры. Параметры измеряются постоянно. 2. Показания приборов фиксируются в системе АСУТП и отображаются на мониторах всех компьютеров с установленным необходимым программным обеспечением. Данные распечатываются на бумажном носителе и хранятся в памяти компьютеров не менее 1 года, затем данные поступают в архив комбината. 3. Данные ежедневно фиксируются операторами в суточных рапортах, которые затем сводятся в месячные и годовые. 4. Данные по количеству теплой воды и конденсата, подаваемых на повторное использование будут храниться в архиве комбината на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ.

<p>Температуры воды конденсатов</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Для учета температур воды и конденсатов используются датчики температуры. Параметры измеряются постоянно. 2. Показания приборов фиксируются в системе АСУТП и отображаются на мониторах всех компьютеров с установленным необходимым программным обеспечением. Данные распечатываются на бумажном носителе и хранятся в памяти компьютеров не менее 1 года, затем данные поступают в архив комбината. 3. Данные ежедневно фиксируются операторами в суточных рапортах, которые затем сводятся в месячные и годовые. 4. Данные по температурам теплой воды и конденсата, будут храниться в архиве комбината на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ.
<p>Учет расхода электроэнергии</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Расход электроэнергии на выпарных станциях и количество электроэнергии, отпускаемой ЭНТЭС, постоянно измеряется с помощью электросчетчиков. 2. Показания приборов фиксируются в системе АСУТП и отображаются на мониторах всех компьютеров с установленным необходимым программным обеспечением. Данные распечатываются на бумажном носителе и хранятся в памяти компьютеров не менее 1 года, затем данные поступают в архив комбината. 3. Данные ежедневно фиксируются операторами в суточных рапортах, которые затем сводятся в месячные и годовые. 4. Данные по расходу электроэнергии выпарными станциями и отпуску электроэнергии ЭНТЭС будут храниться в архиве комбината на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ.

Процедуры управления устройствами для мониторинга и измерений

При мониторинге ПГ используются процедуры, соответствующие стандартам ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001.

На предприятии действует Стандарт предприятия «Управление устройствами для мониторинга и измерений» [С11], в котором изложены:

- процедуры приобретения средств измерений;
- порядок их учета;
- эксплуатации;
- ремонта;
- идентификации;
- порядок действий при выявлении неисправного измерительного оборудования;
- лица, ответственные за эксплуатацию средств измерений и за контроль над соблюдением Стандарта предприятия.

Стандарт предприятия разработан в соответствии с требованиями:

- ISO 9001:2008 «Системы менеджмента качества. Требования» (п.7.6);
- ISO 14001:2004 «Системы экологического менеджмента. Требования и руководство по использованию» (п. 4.5.1);
- OHSAS 18001:2007 «Системы менеджмента профессиональной безопасности и здоровья. Спецификация» (п. 4.5.1).

Предприятие сертифицировано по всем трем вышеперечисленным стандартам.

При выявлении несоответствия измерительных процессов нормативным, указанных в проектно-технической документации, проводится анализ возникшей ситуации, разрабатываются альтернативные процедуры мониторинга и измерений на период несоответствия, а также корректирующие действия, позволяющие устранить обнаруженные несоответствия.

Альтернативные процедуры мониторинга и измерений применительно к данному проекту совместного осуществления

При выходе какого-либо прибора из строя учет параметра осуществляется (в течение не более чем 15 суток в год) на основании расчета среднего значения показаний этого прибора, взятых за предшествующие выходу из строя 3 суток.

При превышении периода работы без приборной регистрации какого-либо параметра более 15 суток, к расчету принимается его расчетное или наиболее консервативное (в отношении объемов снижения выбросов ПП) значение из численного ряда, включающего проектные данные и показания приборов, зафиксированные с момента начала мониторинга проекта.

В.2.2. Задачи и обязанности

Руководство Центрального офиса ОАО «Группа «Илим» в Санкт-Петербурге ответственно за соблюдение плана мониторинга на предприятии (директор по охране труда, пожарной безопасности и экологии).

Руководство филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Коряжме ответственно за:

- нормальное функционирование оборудования;
- периодическую калибровку и надлежащее обслуживание оборудования (главный метролог);
- сбор данных, необходимых для расчета сокращений выбросов ПГ (начальник отдела технического развития);
- подготовку и проведение учебных тренингов для персонала предприятия, связанного со сбором данных, необходимых для мониторинга сокращений выбросов ПГ по проекту (начальник отдела технического развития).

Руководство ООО «СиСиДжиЭс» ответственно за:

- подготовку и проведение учебных тренингов для персонала предприятия, связанного со сбором данных, необходимых для мониторинга сокращений выбросов ПГ по проекту (директор департамента реализации проектов);
- подготовку отчета о ходе реализации проекта (директор департамента реализации проектов);
- проверку правильности первичных данных и вычислений сокращений выбросов парниковых газов (директор департамента подготовки проектов);
- взаимодействие с независимой экспертной организацией по вопросу верификации сокращений выбросов ПГ (директор департамента реализации проектов).

Роли и ответственность инженерно-технического персонала Филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Коряжме, касающиеся сбора, проверки и передачи данных для мониторинга сокращений выбросов ПГ, показаны на Рис. В.2.1. и Таблице В.2.2. Полномочия ответственных за это должностных лиц зафиксированы в приказе №ФК/512-А от 04.12.2007 г.

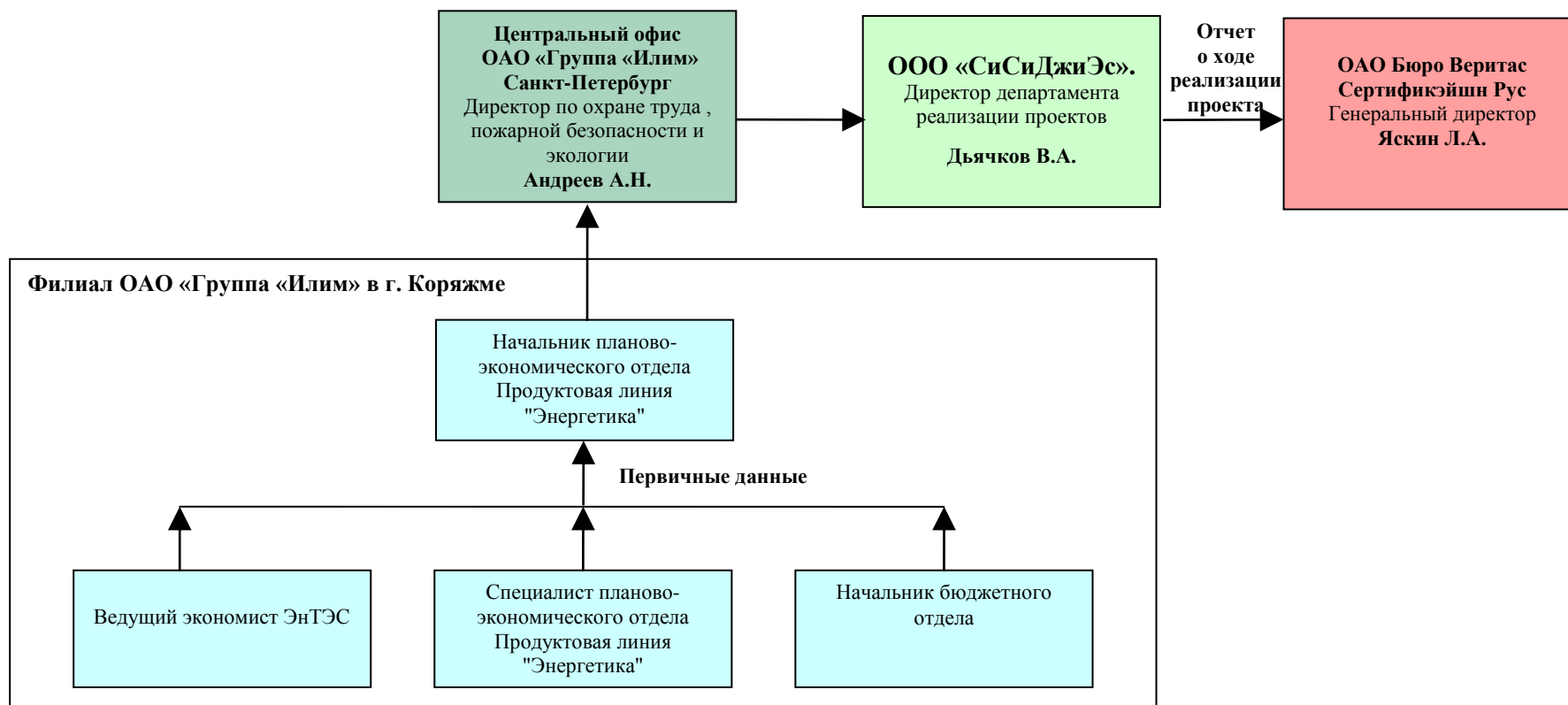


Рис. В.2.1. Схема передачи данных (от первичных данных до отчета о ходе реализации проекта)

Таблица В.2.2. Персональная ответственность по сбору и хранению первичных данных

Первичные данные	Должностное лицо, ответственное лицо за мониторинг параметра	Документ, в котором фиксируется параметр
Расход мазута на СРК	Ведущий экономист ЭнТЭС	«Показатели работы ЭнТЭС»
Низшая теплота сгорания красного шелока, отнесенная к абсолютно сухому веществу		
Низшая теплота сгорания ЧЩ КБП, отнесенная к абсолютно сухому веществу		
Низшая теплота сгорания ЧЩ ПСБЦ, отнесенная к абсолютно сухому веществу		
Низшая теплота сгорания мазута		
Низшая теплота сгорания природного газа		
Выработка тепловой энергии котлом- утилизатором, сжигающим дурнопахнущие газы и метанольную фракцию (используется для определения суммарной выработки тепловой энергии ЭнТЭС)		
Суммарное количество тепловой энергии, выработанной содорегенерационными котлами (используется для определения суммарной выработки тепловой энергии ЭнТЭС)		
Суммарное количество тепловой энергии, выработанной котлами, сжигающими КДО(используется для определения суммарной выработки тепловой энергии ЭнТЭС)		
Количество красного шелока, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-2		
Количество ЧЩ КБП, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-2		
Количество ЧЩ ПСБЦ, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-2		
Количество ЧЩ ПСБЦ, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-3		
Отпуск электроэнергии от ЭнТЭС		
Начальные и конечные степени сухости шелоков	Ведущий экономист ЭнТЭС	« Начальные и конечные степени сухости шелоков»
Объемный расход природного газа на котёл-утилизатор	Ведущий экономист ЭнТЭС	«Показатели работы выпарной станции»
Объемный расход природного газа на факел		
Объем теплой воды, подаваемой на повторное использование		
Объем очищенного конденсата, подаваемого на повторное использование (конденсат А)		
Объем условно чистого конденсата, подаваемого на повторное использование (конденсат В)		
Температура воды на входе в новую выпарную станцию		
Температура потока теплой воды на выходе с новой выпарной станции		
Температура потока условно чистого конденсата на выходе с новой выпарной станции (конденсат В)		
Температура потока очищенного конденсата на выходе с новой выпарной станции (конденсат А)		

Расход электроэнергии на выпарной станции ТЭС-2	Специалист планово-экономического отдела Продуктовая линия "Энергетика"	«Месячный баланс электроэнергии»
Расход электроэнергии на выпарной станции ТЭС-3		
Расход тепловой энергии на выпарной станции ТЭС-3	Специалист планово-экономического отдела Продуктовая линия "Энергетика"	«Месячный баланс теплоэнергии»
Расход тепловой энергии на выпарной станции ТЭС-2		
Отпуск тепловой энергии от ЭнТЭС		
Объем целлюлозы, получаемой в варочном цехе САЦ-1	Начальник бюджетного отдела	«Выпуск продукции»

В.2.3. Тренинги

Весь персонал выпарной станции прошел аттестацию в соответствии с требованиями Ростехнадзора.

Кроме того, в связи с пуском выпарной станции персонал проходил обучение в рамках договора с поставщиком оборудования "Андритц" в объеме, соответствующем должностным обязанностям.

Не менее раза в год ООО «СиСиДжиЭс» совместно с руководством филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Коряжме осуществляет проведение учебных тренингов для персонала предприятия, связанных со сбором, хранением и передачей данных, необходимых для оценки сокращений выбросов ПГ по проекту.

Проверки оборудования, необходимого для сбора первичных данных для мониторинга, и тренинг персонала были проведены 17-19 сентября 2008 г., 29-30 октября 2008 г., 19-22 января 2009 г. и 6-8 октября 2009 г.

В.2.4. Причастность третьих лиц

Архангельский центр стандартизации и метрологии.

В.3. Оценка воздействия на окружающую среду

Комбинат расположен в промышленной зоне г. Коряжмы на расстоянии 1,0 км от жилой застройки. Реконструируемое производство входит в состав действующего целлюлозно-бумажного комбината и не имеет своей санитарно-защитной зоны.

В рассматриваемом проекте вместо старого изношенного оборудования устанавливается новое, современное, закупаемое у фирмы «Андритц» (Финляндия), что позволяет более полно и эффективно осуществлять процесс выпаривания щелоков.

Ввод в эксплуатацию новой выпарной станции позволяет полностью избавиться от выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в процессе упаривания щелоков. А нормализация работы других выпарных станций за счет перераспределения потоков щелоков и снижения нагрузки позволит минимизировать массу выбросов от всех выпарных станций комбината.

Мониторинг состояния окружающей среды за 2008 и 2009 гг. показал, что произошло снижение выбросов вредных веществ относительно уровня, соответствующего предпроектной деятельности (Таблицы В.3.1 - В.3.6).

Снижение выбросов вредных веществ в атмосферу от выпарных станций в 2008 г. составило 418 т, а в 2009 г. – 420 т.

Таблица В.3.1. Выбросы загрязняющих веществ от всех выпарных станций в 2008 г., т

Наименование	До реализации проекта	Фактически в 2008 г.	Увеличение(+)/Сокращение(-)
Сероводород	2,9	2,3	-0,6
Метанол	220,7	0,0	-220,7
Диметилдисульфид	40,9	0,0	-40,9
Диметилсульфид	59,1	0,0	-59,1
Метилмеркаптан	2,3	1,2	-1,1
Скипидар	95,7	0,0	-95,7
Всего:	421,6	3,5	-418,1

Таблица В.3.2. Выбросы загрязняющих веществ по комбинату в целом за 2008 г., т

Наименование	До реализации проекта	Фактически в 2008 г.	Увеличение(+)/Сокращение(-)
Диоксид серы (SO ₂)	3 820,76	1 180,70	-2 640,06
Оксиды азота (NO ₂)	3 966,29	4 497,37	+531,08
Оксид углерода (CO)	6 475,41	2 379,76	-4 095,65
Сероводород	1 052,98	91,70	-961,28
Метанол	487,32	150,08	-337,24
Диметилдисульфид	246,65	189,92	-56,73
Диметилсульфид	217,83	79,48	-138,35
Метилмеркаптан	127,75	21,48	-106,27
Скипидар	242,75	62,65	-180,11
Всего:	16 637,74	8 653,12	-7 984,62

Таблица В.3.3. Количество загрязняющих веществ на входе и на выходе из очистных сооружений комбината в 2008 г., т

Ингредиент	До реализации проекта		Фактически в 2008 г.		Увеличение(+)/Сокращение(-)	
	Вход	Выход	Вход	Выход	Вход	Выход
БПК 20	67 496,04	10 594,67	23 736,37	3 725,83	-43 759,67	-6 868,84
ХПК	214 063,70	88 455,56	164 374,67	66 680,35	-49 689,03	-21 775,21
Лигносulfонаты	50 217,73	37 241,98	21 167,64	15 712,66	-29 050,09	-21 529,32
Взвешенные вещества	37 237,73	11 028,75	37 237,73	3 229,56	0	-7 799,19
Метанол	8 766,82	1 519,29	925,73	160,43	-7841,09	-1358,86
Фенолы	158,95	3,73	60,2	1,39	-98,75	-2,34
Всего:	377 940,97	148 843,98	247 502,34	89 510,22	-130 438,63	-59 333,76

Таблица В.3.4. Выбросы загрязняющих веществ от всех выпарных станций в 2009 г., т

Наименование	До реализации проекта	Фактически в 2009 г.	Увеличение(+)/Сокращение(-)
Сероводород	2,9	1,3	-1,6
Метанол	220,7	0,0	-220,7
Диметилдисульфид	40,9	0,0	-40,9
Диметилсульфид	59,1	0,0	-59,1
Метилмеркаптан	2,3	0,2	-2,1
Скипидар	95,7	0,0	-95,7
Всего:	421,6	1,5	-420,1

Таблица В.3.5. Выбросы загрязняющих веществ по комбинату в целом за 2009 г., т

Наименование	До реализации проекта	Фактически в 2009г.	Увеличение(+)/Сокращение(-)
Диоксид серы (SO ₂)	3 820,76	898,86	-2921,90
Оксиды азота (NO ₂)	3 966,29	3 708,33	-257,96
Оксид углерода (CO)	6 475,41	2 016,52	-4 458,89
Сероводород	1 052,98	70,34	-982,64
Метанол	487,32	68,56	-418,76
Диметилдисульфид	246,65	101,88	-144,77
Диметилсульфид	217,83	43,05	-174,78
Метилмеркаптан	127,75	15,01	-112,74
Скипидар	242,75	36,75	-206,00
Всего:	16 637,74	6 959,31	-9 678,43

Таблица В.3.6. Количество загрязняющих веществ на входе и на выходе из очистных сооружений комбината в 2009 г., т

Ингредиент	До реализации проекта		Фактически в 2009 г.		Увеличение(+)/Сокращение(-)	
	Вход	Выход	Вход	Выход	Вход	Выход
БПК 20	67 496,04	10 594,67	20 068,00	1 137,73	-47 428,04	-9 456,94
ХПК	214 063,70	88 455,56	89 663,40	12 503,19	-124 400,30	-75 952,37
Лигносульфонаты	50 217,73	37 241,98	10 874,30	1 863,92	-39 343,43	-35 378,06
Взвешенные вещества	37 237,73	11 028,75	30 995,10	1 468,10	-6 242,63	-9 560,65
Метанол	8 766,82	1 519,29	460,50	81,64	-8 306,32	-1 437,65
Фенолы	158,95	3,73	31,20	0,60	-127,75	-3,13
Всего:	377 940,97	148 843,98	152 092,50	17 055,18	-225 848,47	-131 788,80

РАЗДЕЛ Г. Расчет сокращений выбросов парниковых газов**Г.1. Расчет выбросов парниковых газов по проекту**

Выбросы парниковых газов (ПГ) по проекту в течение года y , т CO_2 -экв:

$$PE_y = PE_{NG,y}$$

где $PE_{NG,y}$ – выбросы CO_2 по проекту от сжигания природного газа в котле-утилизаторе и на факеле в течение года y , т CO_2 :

$$PE_{NG,y} = FC_{NG,B+T,y} \times EF_{CO_2,NG}$$

где $EF_{CO_2,NG}$ – коэффициент эмиссии для природного газа, т $\text{CO}_2/\text{ГДж}$. В соответствии с МГЭИК [С3], а также с учетом фракции окисленного углерода 0,995, этот коэффициент принят постоянным и равным $EF_{CO_2,NG} = 0,0561 \times 0,995 = 0,05582$ т $\text{CO}_2/\text{ГДж}$;

$FC_{NG,B+T,y}$ – расход природного газа на котёл-утилизатор и на факел в течение года y , ГДж:

$$FC_{NG,B+T,y} = FC_{NG,B,y} + FC_{NG,T,y}$$

где $FC_{NG,B,y}$ – расход природного газа на котел-утилизатор в течение года y , ГДж;

$FC_{NG,T,y}$ – расход природного газа на факел в течение года y , ГДж.

$$FC_{NG,B,y} = FC_{NG,B,y}^v \times NCV_{NG,y}$$

где $FC_{NG,B,y}^v$ – объемный расход природного газа на котёл-утилизатор в течение года y , тыс. м^3 ;

$NCV_{NG,y}$ – средневзвешенная низшая теплота сгорания природного газа в течение года y , ГДж/тыс. м^3 .

$$FC_{NG,T,y} = FC_{NG,T,y}^v \times NCV_{NG,y}$$

где $FC_{NG,T,y}^v$ – объемный расход природного газа на факел по проекту в течение года y , тыс. м^3 .

Г.2. Расчет выбросов парниковых газов по сценарию исходных условий

Выбросы ПГ по сценарию исходных условий в течение года y , т CO₂-экв:

$$BE_y = BE_{NG,y},$$

где $BE_{NG,y}$ – выбросы CO₂ от сжигания природного газа по сценарию исходных условий y , т CO₂:

$$BE_{NG,y} = \Delta FC_{NG,CHPP-1,y} \times EF_{CO_2,NG},$$

где $\Delta FC_{NG,CHPP-1,y}$ – уменьшение расхода природного газа в ТЭЦ-1 в результате проекта в течение года y , ГДж:

$$\Delta FC_{NG,CHPP-1,y} = \frac{\Delta HG_{CHPP-1,y}}{\eta_{B,CHPP-1}},$$

где $\eta_{B,CHPP-1}$ – КПД газовых котлов ТЭЦ-1. Данный КПД принят постоянным по годам и равным $\eta_{B,CHPP-1} = 0,93$ [С6, стр.14];

$\Delta HG_{CHPP-1,y}$ – уменьшение выработки тепловой энергии котлами ТЭЦ-1 в результате проекта в течение года y , ГДж:

$$\Delta HG_{CHPP-1,y} = \frac{1,2485 \times \Delta HC_{PJ,y}}{(1 - \omega_{HN}) \times (1 - q_{CHPP-1}) \times \omega_{TF}},$$

где ω_{HN} – относительные потери в паровых сетях комбината. Данная величина принята постоянной по годам и равной $\omega_{HN} = 0,02$ [С6, стр.22];

ω_{TF} – коэффициент теплового потока. Данная величина принята постоянной по годам и равной $\omega_{TF} = 0,98$ [С7, стр.135, рис. 10.2];

q_{CHPP-1} – относительный расход тепловой энергии на собственные нужды ТЭЦ-1. Данная величина принята постоянной по годам и равной

$$q_{CHPP-1} = 0,02 \text{ [С8, табл. 4];}$$

1,2485 – коэффициент, отражающий зависимость между изменением расхода свежего пара на турбины и изменением отпуска теплоты из производственных отборов турбин (см. Приложение 3);

$\Delta HC_{PJ,y}$ – суммарная экономия тепловой энергии в цикле производства целлюлозы в результате проекта в течение года y , ГДж:

$$\Delta HC_{PJ,y} = \Delta HC_{CHP,PJ,y} + \Delta HS_{CHP,PJ,y} + \Delta HC_{W,PJ,y} + \Delta HS_{MGB,y},$$

где $\Delta HC_{CHP,PJ,y}$ – экономия тепловой энергии на выпарку щелоков в результате проекта в течение года y , ГДж;

$\Delta HS_{CHP,PJ,y}$ – дополнительный отпуск тепловой энергии от ЭнТЭС за счет большей выработки тепловой энергии в СРК в течение года y , ГДж;

$\Delta HC_{W,PJ,y}$ – суммарная экономия тепловой энергии за счет повторного использования теплой воды и конденсатов от новой выпарной станции в течение года y , ГДж;

$\Delta HS_{MGB,y}$ – дополнительный отпуск тепловой энергии за счет работы котла-утилизатора в течение года y , ГДж.

$$\Delta HC_{CHP,PJ,y} = HC_{CHP,BL,y} - HC_{CHP,PJ,y},$$

где $HC_{CHP,PJ,y}$ – суммарный расход тепловой энергии на выпаривание щелоков по проекту в течение года y , ГДж;

$HC_{CHP,BL,y}$ – суммарный расход тепловой энергии на выпаривание щелоков по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж.

$$HC_{CHP,PJ,y} = HC_{CHP-3,PJ,y} + HC_{CHP-2,PJ,y},$$

где $HC_{CHP-3,PJ,y}$ – расход тепловой энергии на выпарной станции ТЭС-3 по проекту в течение года y , ГДж;

$HC_{CHP-2,PJ,y}$ – расход тепловой энергии на выпарной станции ТЭС-2 по проекту в течение года y , ГДж.

$$HC_{CHP,BL,y} = HC_{CHP-2,BL,y} + HC_{CHP-3,BL,y} + HC_{UkrNIHimMash,BL,y},$$

где $HC_{CHP-2,BL,y}$ – расход тепловой энергии на выпарных станциях ТЭС-2 по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж;

$HC_{CHP-3,BL,y}$ – расход тепловой энергии на выпарной станции ТЭС-3 по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж;

$HC_{UkrNIHimMash,BL,y}$ – расход тепловой энергии на выпарной станции УкрНИИХимМаш по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж.

$$HC_{CHP-2,BL,y} = \beta_{HC,CHP-2,BL} \times LE_{CHP-2,BL,y},$$

где $\beta_{HC,CHP-2,BL}$ – удельный расход тепловой энергии на выпарной станции ТЭС-2 по сценарию исходных условий, ГДж/т а.с.в. Он принимается постоянным по годам и численно равным $\beta_{HC,CHP-2,BL} = 6,811$ ГДж/т а.с.в. [С1, раздел Б.1];

$LE_{CHP-2,BL,y}$ – суммарный объем щелоков, подаваемых на выпарные станции ТЭС-2 по сценарию исходных условий в течение года y , т а.с.в:

$$LE_{CHP-2,BL,y} = LE_{CHP-2,BL CPP,BL,y},$$

где $LE_{CHP-2,BL CPP,BL,y}$ – объем ЧЩ КБП, подаваемого на выпарные станции ТЭС-2 по сценарию исходных условий в течение года y , т а.с.в;

$$LE_{CHP-2,BL CPP,BL,y} = LG_{BL CPP,BL,y},$$

где $LG_{BL CPP,BL,y}$ – объем ЧЩ КБП, поданного на выпарку по сценарию исходных условий в течение года y , т а.с.в.

$$LG_{BL CPP,BL,y} = \alpha_{BL CPP,BL} \times P_{1,y},$$

где $\alpha_{BL CPP,BL}$ – удельный выход ЧЩ КБП по сценарию исходных условий, т а.с.в./т в.с.ц. Он принят постоянным по годам и численно равным $\alpha_{BL CPP,BL} = 1,202$ т а.с.в./т в.с.ц. [С1, раздел Б.1],

$P_{1,y}$ – объем целлюлозы, получаемой в варочном цехе САЦ-1 в течение года y , т в.с.ц.

$$HC_{CHP-3,BL,y} = \beta_{HC,CHP-3,BL} \times LE_{CHP-3,BL,y},$$

где $\beta_{HC,CHP-3,BL}$ – удельный расход тепловой энергии на выпарной станции ТЭС-3 по сценарию исходных условий, ГДж/т а.с.в. Он принят постоянным по годам и численно равным $\beta_{HC,CHP-3,BL} = 3,244$ ГДж/т а.с.в. [С1, раздел Б.1],

$LE_{CHP-3,BL,y}$ – суммарный объем щелоков, подаваемых на выпарную станцию ТЭС-3 по сценарию исходных условий в течение года y , т а.с.в.

$$LE_{CHP-3,BL,y} = LE_{CHP-3,BL SBPP,BL,y}$$

где $LE_{CHP-3,BL SBPP,BL,y}$ – объем ЧЩ ПСБЦ, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-3 по сценарию исходных условий в течение года y , т а.с.в.;

$$LE_{CHP-3,BL SBPP,BL,y} = LE_{CHP-2,BL SBPP,PJ,y} + LE_{CHP-3,BL SBPP,PJ,y}$$

где $LE_{CHP-2,BL SBPP,PJ,y}$ – объем ЧЩ ПСБЦ, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-2 по проекту в течение года y , т а.с.в.;

$LE_{CHP-3,BL SBPP,PJ,y}$ – объем ЧЩ ПСБЦ, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-3 по проекту в течение года y , т а.с.в.

$$HC_{UkrNIHimMash,BL,y} = \beta_{HC,UkrNIHimMash,BL} \times LE_{UkrNIHimMash,BL,y},$$

где $\beta_{HC,UkrNIHimMash,BL}$ – удельный расход тепловой энергии на выпарной станции УкрНИИХимМаш по сценарию исходных условий, ГДж/т а.с.в. Он принимается постоянным по годам и численно равным $\beta_{HC,UkrNIHimMash,BL} = 18,260$ ГДж/т а.с.в. [С1, раздел Б.1],

$LE_{UkrNIHimMash,BL,y}$ – суммарный объем щелоков, подаваемых на выпарную станцию УкрНИИХимМаш по сценарию исходных условий в течение года y , т а.с.в.

$$LE_{UkrNIHimMash,BL,y} = LE_{UkrNIHimMash,RL,BL,y}$$

где $LE_{UkrNIHimMash,RL,BL,y}$ – объем красного щелока, подаваемого на выпарную станцию УкрНИИХимМаш по сценарию исходных условий в течение года y , т а.с.в.

$$LE_{UkrNIHimMash,RL,BL,y} = LE_{CHP-2,RL,PJ,y},$$

где $LE_{CHP-2,RL,PJ,y}$ – объем красного щелока, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-2 по проекту течение года y , т а.с.в.

$$\Delta HS_{CHP,PJ,y} = \varphi_{HS,CHP,y} \times \Delta HG_{BLRB,PJ,y},$$

где $\varphi_{HS,CHP,y}$ – показатель удельного отпуска тепловой энергии от ЭнТЭС в течение года y , ГДж/ГДж;

$\Delta HG_{BLRB,PJ,y}$ – суммарная дополнительная выработка тепловой энергии в СРК по проекту в течение года y , ГДж.

$$\varphi_{HS,CHP,y} = \frac{HS_{CHP,PJ,y}}{HG_{CHP,PJ,y}},$$

где $HG_{CHP,PJ,y}$ – суммарная выработка тепловой энергии котлами ЭнТЭС по проекту в течение года y , ГДж;

$HS_{CHP,PJ,y}$ – отпуск тепловой энергии ЭнТЭС по проекту в течение года y , ГДж.

$$HG_{CHP,PJ,y} = HG_{MGB,y} + HG_{BLRB,PJ,y} + HG_{BWWB,PJ,y},$$

где $HG_{MGB,y}$ – количество тепловой энергии, выработанной котлом-утилизатором в течение года y , ГДж;

$HG_{BLRB,PJ,y}$ – суммарное количество тепловой энергии, выработанной содорегенерационными котлами по проекту в течение года y , ГДж;

$HG_{BWWB,PJ,y}$ – суммарное количество тепловой энергии, выработанной котлами, сжигающими КДО по проекту в течение года y , ГДж.

$$\Delta HG_{BLRB,PJ,y} = \Delta HG_{BLRB,RL,PJ,y} + \Delta HG_{BLRB,BL CPP,PJ,y}$$

где $\Delta HG_{BLRB,RL,PJ,y}$ – дополнительная выработка тепловой энергии в СРК по проекту за счет сжигания красного щелока с более высокой теплотой сгорания в течение года y , ГДж;

$\Delta HG_{BLRB,BL CPP,PJ,y}$ – дополнительная выработка тепловой энергии в СРК по проекту за счет сжигания большего количества ЧЩ КБП в течение года y , ГДж.

$$\Delta HG_{BLRB,RL,PJ,y} = HG_{BLRB,RL,PJ,y} - HG_{BLRB,RL,BL,y},$$

где $HG_{BLRB,RL,PJ,y}$ – выработка тепловой энергии в СРК по проекту за счет сжигания красного щелока в течение года y , ГДж;

$HG_{BLRB,RL,BL,y}$ – выработка тепловой энергии в СРК по сценарию исходных условий за счет сжигания красного щелока в течение года y , ГДж.

$$HG_{BLRB,RL,PJ,y} = LE_{CHP-2,RL,PJ,y} \times (NCV_{RL,PJ,y})_{adm} \times \eta_{BLRB,y},$$

где $LE_{CHP-2,RL,PJ,y}$ – объем красного щелока, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-2 по проекту в течение года y , т а.с.в.;

$(NCV_{RL,PJ,y})_{adm}$ – средневзвешенная низшая теплота сгорания красного щелока, отнесенная к абсолютно сухому веществу, по проекту в году y , ГДж/т а.с.в.;

$\eta_{BLRB,y}$ – средний КПД СРК в году y .

$$\eta_{BLRB,y} = \frac{HG_{BLRB,PJ,y}}{(LE_{CHP-2,RL,PJ,y} \times (NCV_{RL,PJ,y})_{adm} + LE_{CHP-2,BLCPP,PJ,y} \times (NCV_{BLCPP,y})_{adm} + LE_{CHP-2,BLSBPP,PJ,y} + LE_{CHP-3,BLSBPP,PJ,y}) \times (NCV_{BLSBPP,y})_{adm} + FC_{fueloil,BLRB,PJ,y} \times NCV_{fueloil,y}}$$

где $(NCV_{BLCPP,y})_{adm}$ – средневзвешенная низшая теплота сгорания ЧЩ КБП, отнесенная к абсолютно сухому веществу, в году y , ГДж/т а.с.в.;

$(NCV_{BLSBPP,y})_{adm}$ – средневзвешенная низшая теплота сгорания ЧЩ ПСБЦ, отнесенная к абсолютно сухому веществу, в году y , ГДж/т а.с.в.;

$NCV_{fueloil,y}$ – средневзвешенная низшая теплота сгорания мазута в году y , ГДж/т.;

$FC_{fueloil,BLRB,PJ,y}$ – суммарный расход мазута в СРК по проекту в течение года y , т.;

$LE_{CHP-2,BLCPP,PJ,y}$ – объем ЧЩ КБП, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-2 по проекту в течение года y , т а.с.в.

$$HG_{BLRB,RL,BL,y} = LE_{UkrNIHimMash,RL,BL,y} \times (NCV_{RL,BL,y})_{adm} \times \eta_{BLRB,y},$$

где $(NCV_{RL,BL,y})_{adm}$ – средневзвешенная низшая теплота сгорания красного щелока, отнесенная к абсолютно сухому веществу, по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж/т а.с.в. Она принимается постоянной по годам и равной $(NCV_{RL,BL,y})_{adm} = 8,845$ ГДж/т а.с.в. [С1, раздел Б.1].

$$\Delta HG_{BLRB,BLCPP,PJ,y} = (LE_{CHP-2,BLCPP,PJ,y} - LE_{CHP-2,BLCPP,BL,y}) \times (NCV_{BLCPP,y})_{adm} \times \eta_{BLRB,y}.$$

$$\Delta HS_{MGB,y} = HG_{MGB,y} \times (1 - k_B),$$

где $HG_{MGB,y}$ – выработка тепловой энергии котлом-утилизатором, сжигающим дурнопахнущие газы и метанольную фракцию по проекту в течение года y , ГДж;

k_B – коэффициент расхода тепловой энергии на собственные нужды котла-утилизатора. Он принят постоянным по годам и численно равным $k_B = 0,05$. Значение расхода тепловой энергии на собственные нужды котла-утилизатора могло бы быть принято равным 0,02 [С8, табл. 4]. Но, следуя принципу консервативности, значение k_B было зафиксировано на уровне 0,05.

$$\Delta HC_{W,PJ,y} = HC_{CW,BL,y} + HC_{PC,BL,y} + HC_{TC,BL,y},$$

где $HC_{CW,BL,y}$ – расход тепловой энергии на нагрев воды для производственных нужд по сценарию исходных условий в течение года y , который по проекту будет компенсироваться за счет повторного использования теплой воды от новой выпарной станции, ГДж;

$HC_{PC,BL,y}$ – расход тепловой энергии на нагрев воды для производственных нужд по сценарию исходных условий в течение года y , который по проекту будет компенсироваться за счет повторного использования условно чистого конденсата от новой выпарной станции, ГДж;

$HC_{TC,BL,y}$ – расход тепловой энергии на нагрев воды на производственные нужды по сценарию исходных условий в течение года y , который по проекту будет компенсироваться за счет повторного использования очищенного конденсата от новой выпарной станции, ГДж.

Приводимые далее формулы для определения экономии тепловой энергии от использования теплой воды и конденсатов даны с отклонением от зарегистрированного плана мониторинга. Отклонение заключается в том, в данных формулах используются месячные показатели (расходы и температуры), а не почасовые. Данное отклонение было вызвано частично отсутствием приборов, частично отсутствием систем архивации показаний приборов. Вся необходимая приборная база и системы архивации поэтапно были пущены в эксплуатацию в середине 2009 г. Поэтому при мониторинге сокращений выбросов ПГ за 2008 и частично за 2009 г (в период отсутствия приборов) пришлось оперировать проектными и статистическими данными по температурам воды и конденсатов и расчетными месячными данными по расходам конденсатов. К расчету принимались наиболее консервативные значения с точки зрения сокращений выбросов ПГ. По мере установки приборов в расчетах использовались уже среднемесячные (для датчиков температур) и месячные (для расходомеров) показания.

Почасовой учет экономии тепловой энергии от использования теплой воды и конденсатов, как и было запланировано в проектной документации, будет производиться с 2010 г.

Расход тепловой энергии на нагрев воды для производственных нужд по сценарию исходных условий в течение года y , который по проекту будет компенсироваться за счет повторного использования теплой воды от новой выпарной станции, ГДж:

$$HC_{CW,BL,y} = \sum \frac{\rho_w \times c_w \times CWG_{PJ,j,y} \times (t_{2,CW,PJ,j,y} - t_{1,j,y})}{10^6},$$

где $CWG_{PJ,i,y}$ – объем теплой воды, образующейся по проекту в течение месяца j года y , м³; за весь период мониторинга с января 2008 г. по декабрь 2009 г. определялся по показаниям расходомера.

$t_{2,CW,PJ,j,y}$ – средняя температура теплой воды по проекту на выходе с новой выпарной станции за месяц j года y , °С; для периода с января 2008 г по март 2009 г. была принята равной наименьшему значению (что является консервативным решением относительно сокращений выбросов ПГ) из численного ряда, включающего проектные данные и среднемесячные показания, зафиксированные приборами в апреле-декабре 2009 г. Начиная с апреля 2009 г. значение данной температуры измерялось прибором и к расчету принимались среднемесячные показания этого прибора (см. Таблицу Б.2.4);

$t_{1,j,y}$ – средняя температура воды на входе в новую выпарную станцию за месяц j года y , °С; для периода с января 2008 г. по апрель 2009 г. была принята равной наибольшему значению (что является консервативным решением относительно сокращений выбросов ПГ) из численного ряда, включающего проектные данные и среднемесячные показания, зафиксированные приборами в мае-декабре 2009 г. Начиная с мая 2009 г. значение данной температуры измерялось прибором и к расчету принимались среднемесячные показания этого прибора (см. Таблицу Б.2.4);

ρ_w – плотность воды, кг/м³. Плотность воды принята постоянной $\rho_w = 1000$ кг/м³;

c_w – удельная теплоемкость воды, $\frac{кДж}{кг \times ^\circ C}$. Удельная теплоемкость воды принята постоянной $c_w = 4,187 \frac{кДж}{кг \times ^\circ C}$.

Расход тепловой энергии на нагрев воды для производственных нужд по сценарию исходных условий в течение года y , который по проекту будет компенсироваться за счет повторного использования условно чистого конденсата от новой выпарной станции, ГДж:

$$HC_{PC,BL,y} = \sum \frac{\rho_w \times c_w \times PCG_{PJ,j,y} \times (t_{2,PC,PJ,j,y} - t_{1,j,y})}{10^6},$$

где $PCG_{PJ,j,y}$ – объем условно чистого конденсата, образующегося по проекту в течение месяца j года y , м³;

$t_{2,PC,PJ,j,y}$ – средняя температура условно чистого конденсата по проекту на выходе с выпарной станции ТЭС-2 за месяц j года y , °С; для периода с января 2008 г. по июль 2009 г. была принята равной наименьшему значению (что является консервативным решением относительно сокращений выбросов ПГ) из численного ряда, включающего проектные данные и среднемесячные показания, зафиксированные приборами в августе-декабре 2009 г. Начиная с августа 2009 г. значение данной температуры измерялось прибором и к расчету принимались среднемесячные показания этого прибора (см. Таблицу Б.2.4).

Расход тепловой энергии на нагрев воды на производственные нужды по сценарию исходных условий в течение года y , который по проекту будет компенсироваться за счет повторного использования очищенного конденсата от новой выпарной станции, ГДж:

$$HC_{TC,BL,y} = \sum \frac{\rho_w \times c_w \times TCG_{PJ,j,y} \times (t_{2,TC,PJ,j,y} - t_{1,j,y})}{10^6},$$

где $TCG_{PJ,j,y}$ – объем очищенного конденсата, образующегося по проекту в течение месяца j года y , м³;

$t_{2,TC,PJ,j,y}$ – средняя температура очищенного конденсата по проекту на выходе с новой выпарной станции ТЭС-2 за месяц j года y , °С; для периода с января 2008 г. по апрель 2009 г. была принята равной наименьшему значению (что является консервативным решением относительно сокращений выбросов ПГ) из численного ряда, включающего проектные данные и среднемесячные показания, зафиксированные приборами в мае-декабре 2009 г. Начиная с мая 2009 г. значение данной температуры измерялось прибором и к расчету принимались среднемесячные показания этого прибора (см. Таблицу Б.2.4).

Месячные объемы условно чистого конденсата, образующегося на новой выпарной станции “Андриц” и затем полезно используемого на производстве, для периода с января 2008 г. по август 2009 г. рассчитывались на основании данных по выпарке щелоков. К расчету принимались минимальные для данного месяца значения количества выпаренной воды, фиксируемых каждую неделю. Это в свою очередь давало и минимальное количество образующегося конденсата, а следовательно и минимальный эффект по сокращению ПГ от использования конденсата.

Объем условно чистого конденсата, образовавшегося по проекту на новой выпарной станции “Андриц” за месяц j года y , м³:

$$PCG_{PJ,j,y} = EWQ_{PJ,j,y} \cdot \chi;$$

где $EWQ_{PJ,j,y}$ - количество воды, выпаренной на новой выпарной станции в течение месяца j года y , м³;

$\chi = 0,3098$ - массовая доля условно чистого конденсата в общем количестве выпаренной воды, рассчитывалась на основании проектных технических данных выпарной станции (см. Приложение 1).

$$EWQ_{PJ,j,y} = EWQ_{RL,PJ,j,y} + EWQ_{BL, CPP,PJ,j,y} + EWQ_{BL, SBPP,PJ,j,y},$$

где $EWQ_{RL,PJ,j,y}$ - количество воды, выпаренной из красного щелока в течение месяца j года y , м³;

$EWQ_{BL, CPP,PJ,j,y}$ - количество воды, выпаренной из ЧЩ КБП в течение месяца j года y , м³;

$EWQ_{BL, SBPP,PJ,j,y}$ - количество воды, выпаренной из ЧЩ ПСБЦ в течение месяца j года y , м³;

$$EWQ_{RL,PJ,j,y} = \alpha_{RL,PJ,j,y}^{EWQ} \cdot LE_{RL,PJ,j,y};$$

где $\alpha_{RL,PJ,j,y}^{EWQ}$ - количество выпаренной воды на 1 т а.с.в. красного щелока по проекту в течение месяца j года y , м³/т а.с.в.; принимается минимальное значение из недельных данных за месяц j года y ;

$LE_{RL,PJ,j,y}$ - количество красного щелока, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-2 по проекту в течение месяца j года y , т а.с.в.;

$$\alpha_{RL,PJ,j,y}^{EWQ} = \text{MIN} \left[\frac{(100 - \varphi_{RL,in,l,j,y})}{\varphi_{RL,in,l,j,y}} - \frac{(100 - \varphi_{RL,out,l,j,y})}{\varphi_{RL,out,l,j,y}} \right];$$

где $\varphi_{RL,in,l,j,y}$ - начальная степень сухости красного щелока, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-2, зафиксированная за неделю l в месяце j года y , % а.с.в.;

$\varphi_{RL,out,l,j,y}$ - конечная степень сухости красного щелока, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-2, зафиксированная за неделю l в месяце j года y , % а.с.в.

$$EWQ_{BL, CPP,PJ,j,y} = \alpha_{BL, CPP,PJ,j,y}^{EWQ} \cdot LE_{BL, CPP,PJ,j,y};$$

где $\alpha_{BL, CPP,PJ,j,y}^{EWQ}$ - количество выпаренной воды на 1 т а.с.в. ЧЩ КБП по проекту в течение месяца j года y , м³/т а.с.в.; принимается минимальное значение из недельных данных за месяц j года y .

$LE_{BL, CPP,PJ,j,y}$ - количество ЧЩ КБП, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-2 по проекту в течение месяца j года y , т а.с.в. ;

$$\alpha_{BL, CPP,PJ,j,y}^{EWQ} = \text{MIN} \left[\frac{(100 - \varphi_{BL, CPP,in,l,j,y})}{\varphi_{BL, CPP,in,l,j,y}} - \frac{(100 - \varphi_{BL, CPP,out,l,j,y})}{\varphi_{BL, CPP,out,l,j,y}} \right],$$

где $\varphi_{BL,CPP,in,l,j,y}$ - начальная степень сухости ЧЩ КБП, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-2, зафиксированная за неделю l в месяце j года y , % а.с.в.;

$\varphi_{BL,CPP,out,l,j,y}$ - конечная степень сухости ЧЩ КБП, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-2, зафиксированная за неделю l в месяце j года y , % а.с.в.

$$EWQ_{BL,SBPP,PJ,j,y} = \alpha_{BL,SBPP,PJ,j,y}^{EWQ} \cdot LE_{BL,SBPP,PJ,j,y};$$

где $\alpha_{BL,SBPP,PJ,j,y}^{EWQ}$ - количество выпаренной воды на 1 т а.с.в. ПСБЦ по проекту в течение месяца j года y , м³/т а.с.в. принимается минимальное значение из недельных данных за месяц j года y ;

$LE_{BL,SBPP,PJ,j,y}$ - количество ЧЩ ПСБЦ, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-2 по проекту в течение месяца j года y , т а.с.в.;

$$\alpha_{BL,SBPP,PJ,j,y}^{EWQ} = \text{MIN} \left[\frac{(100 - \varphi_{BL,SBPP,in,l,j,y})}{\varphi_{BL,SBPP,in,l,j,y}} - \frac{(100 - \varphi_{BL,SBPP,out,l,j,y})}{\varphi_{BL,SBPP,out,l,j,y}} \right],$$

где $\varphi_{BL,SBPP,in,l,j,y}$ - начальная степень сухости ЧЩ ПСБЦ, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-2, зафиксированная за неделю l в месяце j года y , % а.с.в.;

$\varphi_{BL,SBPP,out,l,j,y}$ - конечная степень сухости ЧЩ ПСБЦ, подаваемого на выпарную станцию ТЭС-2, зафиксированная за неделю l в месяце j года y , % а.с.в.

Консерватизм параметров $\alpha_{RL,PJ,j,y}^{EWQ}$, $\alpha_{BL,CPP,PJ,j,y}^{EWQ}$ и $\alpha_{BL,SBPP,PJ,j,y}^{EWQ}$, обосновывается тем, что для их расчета использовались минимальные для данного месяца значения количества выпаренной воды, фиксируемых каждую неделю. Это в свою очередь давало и минимальное количество образующегося конденсата, а следовательно и минимальный эффект по сокращению ПГ от использования конденсатов.

Начиная с 2009 г. объемы повторно используемого условно чистого конденсата определялись расходомером и к расчету принимались среднемесячные показания этого расходомера.

При сравнении расчетных и фактических объемов условно чистого конденсата, поступающего на повторное использование за период действия расходомера (сентябрь – декабрь 2009 г.), выяснилось, что расчетные значения ниже на 6,7 – 15,0 % (см.

Таблицу Г.2.1). На основании этого можно утверждать, что предложенная методика определения объемов условно чистого конденсата на основе данных по выпарке щелоков является адекватной и консервативной.

Месячные объемы очищенного конденсата, образующегося на новой выпарной станции “Андритц” и затем полезно используемого на производстве, для периода с января 2008 г. по август 2009 г. на первом этапе рассчитывались по формуле:

$$TCG_{PJ,j,y} = EWQ_{PJ,j,y} - PCC_{PJ,j,y}.$$

Однако после установки расходомеров в 2009 г. выяснилось, что не весь образующийся очищенный конденсат идет на производство. Полезно используется от 45 490 до 111 450 м³ очищенного конденсата в месяц, что составляет от 31,3 до 56,5 % от образующегося (см. Таблицу Г.2.1). Следуя принципу консерватизма, для периода с января 2008 г. по август 2009 г. к расчету окончательно было принято наименьшее значение 45 490 м³ в месяц. Начиная с сентября 2009 г. объемы повторно используемого очищенного конденсата определялись расходомером и к расчету принимались среднемесячные показания этого расходомера.

Таблица Г.2.1. Расчетные и реальные объемы конденсатов, образующихся и подаваемых на повторное использование в 2009 г.

Наименование величины	Обозначение	Размерность	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Расчетный объем условно чистого конденсата, образовавшегося в течение месяца <i>j</i>	$PCC_{PJ,j,y}^{calc}$	м ³	65 270	82 637	88 578	96 341
Фактический объем условно чистого конденсата, подаваемого на повторное использование в течение месяца <i>j</i>	$PCC_{PJ,j,y}^{real}$	м ³	69 980	97 270	102 620	114 570
Расчетный объем очищенного конденсата, образовавшегося в течение месяца <i>j</i>	$TCG_{PJ,j,y}^{calc}$	м ³	145 399	184 085	197 320	214 613
Фактический объем очищенного конденсата, подаваемого на повторное использование в течение месяца <i>j</i>	$TCG_{PJ,j,y}^{real}$	м ³	45 490	66 780	111 450	108 780

Г.3. Расчет утечек парниковых газов

Утечки в течение года y , т CO₂-экв:

$$L_y = L_{ES,y},$$

где $L_{ES,y}$ – утечки от сжигания топлива электростанциями для компенсации уменьшения отпуска электроэнергии в сеть в результате проекта в течение года y , т CO₂-экв.:

$$L_{ES,y} = \Delta ES_y \times EF_{CO_2,grid,y},$$

где $EF_{CO_2,grid,y}$ – коэффициент эмиссии CO₂ для сетевой электроэнергии, т CO₂/МВтч. Для России согласно «Практическому руководству для разработки проектной документации по проектам совместного осуществления» [С4] в зависимости от рассматриваемого года: $EF_{CO_2,grid}^{2008} = 0,565$ т CO₂/МВтч, $EF_{CO_2,grid}^{2009} = 0,557$ т CO₂/МВтч;

ΔES_y – уменьшение отпуска электроэнергии в сеть в результате проекта в течение года y , МВтч:

$$\Delta ES_y = \Delta ES_{CHPP-1,y} - \Delta EC_{PJ,y},$$

где $\Delta EC_{PJ,y}$ – суммарная экономия электрической энергии в цикле производства целлюлозы в результате проекта в течение года, МВтч;

$\Delta ES_{CHPP-1,y}$ – уменьшение отпуска электрической энергии на тепловом потреблении от ТЭЦ-1 в результате проекта в течение года y , МВтч:

$$\Delta ES_{CHPP-1,y} = \frac{0,2445 \times \Delta HC_{PJ,y} (1 - e_{CHPP-1})}{3,6 \times (1 - \omega_{HN})},$$

где e_{CHPP-1} – величина относительных затрат электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ-1. Данная величина принята постоянной по годам и равной $e_{CHPP-1} = 0,05$ [С10, стр. 28];

ω_{HN} – относительные потери в паровых сетях комбината. Данная величина принята постоянной по годам и равной $\omega_{HN} = 0,02$ [С6, стр. 22];

0,2445 – коэффициент, отражающий взаимосвязь изменения выработки электроэнергии на тепловом потреблении и изменения количества пара, отбираемого из отборов турбин (см. Приложение 3);

$\Delta HC_{PJ,y}$ – суммарная экономия тепловой энергии в цикле производства целлюлозы в результате проекта в течение года y , ГДж.

$$\Delta EC_{PJ,y} = \Delta EC_{CHP,PJ,y} + \Delta ES_{CHP,PJ,y},$$

где $\Delta EC_{CHP,PJ,y}$ – экономия электрической энергии на выпарку щелоков в результате проекта в течение года y , МВтч;

$\Delta ES_{CHP,PJ,y}$ – дополнительный отпуск электроэнергии от ЭНТЭС за счет дополнительной выработки тепловой энергии в СРК в течение года y , МВтч.

$$\Delta EC_{CHP,PJ,y} = EC_{CHP,BL,y} - EC_{CHP,PJ,y}$$

где $EC_{CHP,PJ,y}$ – суммарный расход электроэнергии на выпаривание щелоков по проекту в течение года y , МВтч;

$EC_{CHP,BL,y}$ – суммарный расход электроэнергии на выпаривание щелоков по сценарию исходных условий в течение года y , МВтч;

$$EC_{CHP,PJ,y} = EC_{CHP-2,PJ,y} + EC_{CHP-3,PJ,y}$$

где $EC_{CHP-2,PJ,y}$ – расход электроэнергии на выпарной станции ТЭС-2 по проекту в течение года y , МВтч;

$EC_{CHP-3,PJ,y}$ – расход электроэнергии на выпарной станции ТЭС-3 по проекту в течение года y , МВтч;

$$EC_{CHP,BL,y} = EC_{CHP-2,BL,y} + EC_{CHP-3,BL,y} + EC_{UkrNIHimMash,BL,y}$$

где $EC_{CHP-2,BL,y}$ – расход электроэнергии на выпарных станциях ТЭС-2 по сценарию исходных условий в течение года y , МВтч;

$EC_{CHP-3,BL,y}$ – расход электроэнергии на выпарной станции ТЭС-3 по сценарию исходных условий в течение года y , МВтч;

$EC_{UkrNIHimMash,BL,y}$ – расход электроэнергии на выпарной станции УкрНИИХимМаш по сценарию исходных условий в течение года y , МВтч.

$$EC_{CHP-2,BL,y} = \beta_{EC,CHP-2,BL} \times LE_{CHP-2,BL,y}$$

где $\beta_{EC,CHP-2,BL}$ – удельный расход электроэнергии на выпарной станции ТЭС-2 по сценарию исходных условий, МВтч/т а.с.в. Принят

постоянным по годам и численно равным $\beta_{EC,CHP-2,BL} = 0,0103$ МВтч/т а.с.в [С1, раздел Б.1];

$LE_{CHP-2,BL,y}$ – суммарный объем щелоков, подаваемых на выпарную станцию ТЭС-2 по сценарию исходных условий в течение года y , т а.с.в;

$$EC_{CHP-3,BL,y} = \beta_{EC,CHP-3,BL} \times LE_{CHP-3,BL,y}$$

где $\beta_{EC,CHP-3,BL}$ – удельный расход электроэнергии на выпарной станции ТЭС-3 по сценарию исходных условий, МВтч/т а.с.в. Принят

постоянным по годам и численно равным $\beta_{EC,CHP-3,BL} = 0,0194$ МВтч/т а.с.в [С1, раздел Б.1];

$LE_{CHP-3,BL,y}$ – суммарный объем щелоков, подаваемых на выпарную станцию ТЭС-3 по сценарию исходных условий в течение года y , т а.с.в;

$$EC_{UkrNIIHimMash, BL, y} = \beta_{EC, UkrNIIHimMash, BL} \times LE_{UkrNIIHimMash, BL, y}$$

где $\beta_{EC, UkrNIIHimMash, BL}$ – удельный расход электроэнергии на выпарной станции УкрНИИХимМаш по сценарию исходных условий, МВтч/т а.с.в.

Принят постоянным по годам и численно равным $\beta_{EC, UkrNIIHimMash, BL} = 0,2153$ МВтч/т а.с.в [С1, раздел Б.1];

$LE_{UkrNIIHimMash, BL, y}$ – суммарный объем щелоков, подаваемых на выпарную станцию УкрНИИХимМаш по сценарию исходных условий в течение года y , т а.с.в.

$$\Delta ES_{CHP, PJ, y} = \varphi_{ES, CHP, y} \times \Delta HG_{BLRB, PJ, y}$$

где $\varphi_{ES, CHP, y}$ – показатель удельного отпуска электрической энергии ЭНТЭС по проекту в течение года y , МВтч/ГДж.

$\Delta HG_{BLRB, PJ, y}$ – суммарная дополнительная выработка тепловой энергии СРК по проекту в течение года y , ГДж.

$$\varphi_{ES, CHP, y} = \frac{ES_{CHP, PJ, y}}{HG_{CHP, PJ, y}},$$

где $ES_{CHP, PJ, y}$ – отпуск электрической энергии от ЭНТЭС по проекту в течение года y , МВтч;

$HG_{CHP, PJ, y}$ – суммарная выработка тепловой энергии котлами ЭНТЭС по проекту в течение года y , ГДж.

Г.4. Расчет сокращений выбросов парниковых газов

Сокращения выбросов ПГ в течение года y , т CO₂-экв:

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y$$

Результаты расчетов приведены в Таблице Г.4.1.

Таблица Г.4.1. Сводная таблица сокращений выбросов ПГ за 2008 и 2009 гг.

Параметр	Обозначение	Единица измерения	Численное значение	
			2008 г.	2009 г.
Выбросы ПГ по проекту				
Расход природного газа на котёл-утилизатор и на факел	$FC_{NG,B+T,y}$	ГДж	105 659	100 072
Коэффициент эмиссии CO ₂ для природного газа	$EF_{CO_2,NG}$	т CO ₂ /ГДж	0,05582	0,05582
Выбросы ПГ по проекту от сжигания природного газа в котле-утилизаторе и на факеле	$PE_{NG,y}$	т CO ₂ -экв	5 898	5 586
Выбросы ПГ по сценарию исходных условий				
Уменьшение расхода природного газа в ТЭЦ-1	$\Delta FC_{NG,CHPP-1,y}$	ГДж	4 000 312	4 506 098
Выбросы ПГ от сжигания природного газа	$BE_{NG,y}$	т CO ₂ -экв	223 297	251 530
Утечки				
Уменьшение отпуска электроэнергии в сеть	ΔES_y	МВтч	191 528	216 016
Коэффициент эмиссии CO ₂ для сетевой электроэнергии	$EF_{CO_2,grid,y}$	т CO ₂ /МВтч	0,565	0,557
Утечки от сжигания топлива электростанциями для компенсации уменьшения отпуска электроэнергии в сеть	$L_{ES,y}$	т CO ₂ -экв	108 213	120 321
Сокращения выбросов ПГ				
Сокращения выбросов ПГ	ER_y	т CO ₂ -экв	109 187	125 623

Сокращения выбросов ПГ за 2008 г. составили 109 187 т CO₂-экв, в проектной документации сокращения выбросов ПГ за этот же период составили 157 152 т CO₂-экв.

Сокращения выбросов ПГ за 2009 г. составили 125 623 т CO₂-экв, в проектной документации сокращения выбросов ПГ за этот же период составили 172 955 т CO₂-экв.

Основные причины снижения сокращений ПГ по мониторингу относительно прогнозных значений, указанных в проектной документации:

- в проектной документации очищенный конденсат, получаемый на новой выпарной станции «Андритц», полностью используется на нужды производства, а по факту полезно используется от 31,3 до 56,5 %;

- фактический расход теплой воды оказался ниже прогнозного на 12% в 2008 г. и на 23% в 2009 г.

ООО «СиСиДжиЭс»
17.05.2010 г.



Владимир Дьячков, директор департамента реализации проектов



Евгений Журавский, специалист департамента реализации проектов

ССЫЛКИ

- [C1] Проектная документация “Модернизация выпарного хозяйства филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Коряжме». Версия 1.2/ 13.05.2009.
- [C2] Решение 9/СМР.1. Руководство по реализации Статьи 6 Киотского протокола. FCCC/KP/СМР/2005/8/Add.2. 30 марта 2006 г.
- [C3] Руководство МГЭИК по национальной инвентаризации парниковых газов. Том 2. Энергия. 2006 г.
- [C4] Практическое руководство для разработки проектной документации по проектам совместного осуществления. Том 1. Общее руководство. Версия 2.3. Министерство экономики Нидерландов. Май 2004.
- [C5] Правила учета тепловой энергии и теплоносителя. – М.: Главное управление государственного энергетического надзора, 1995.
- [C6] Энергетический паспорт № 231/Э промышленного потребителя топливно-энергетических ресурсов ОАО «Котласский целлюлозно-бумажный комбинат».
- [C7] Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. - М.: Энергоатомиздат, 1987.
- [C8] Приказ Минпромэнерго №268 от 4.10.2005.
- [C9] Сазанов Б.В., Ситас В.И. Теплоэнергетические системы промышленных предприятий.- М.: Энергоатомиздат, 1990 г.
- [C10] Соколов Е.Я. Тепловые сети. - М.: МЭИ, 2001.
- [C11] Стандарт предприятия «Управление устройствами для мониторинга и измерений».

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Обоснование массовой доли условно чистого конденсата в общем количестве выпаренной воды

Массовая доля условно чистого конденсата в общем количестве выпаренной воды рассчитывалась на основании проектных технических данных выпарной станции (см. www.ilimgroup.ru/techprocess/evaporator-station/facts1/).

Схема сбора, очистки и использования конденсатов от выпарной станции представлена на рисунке П 1.1.

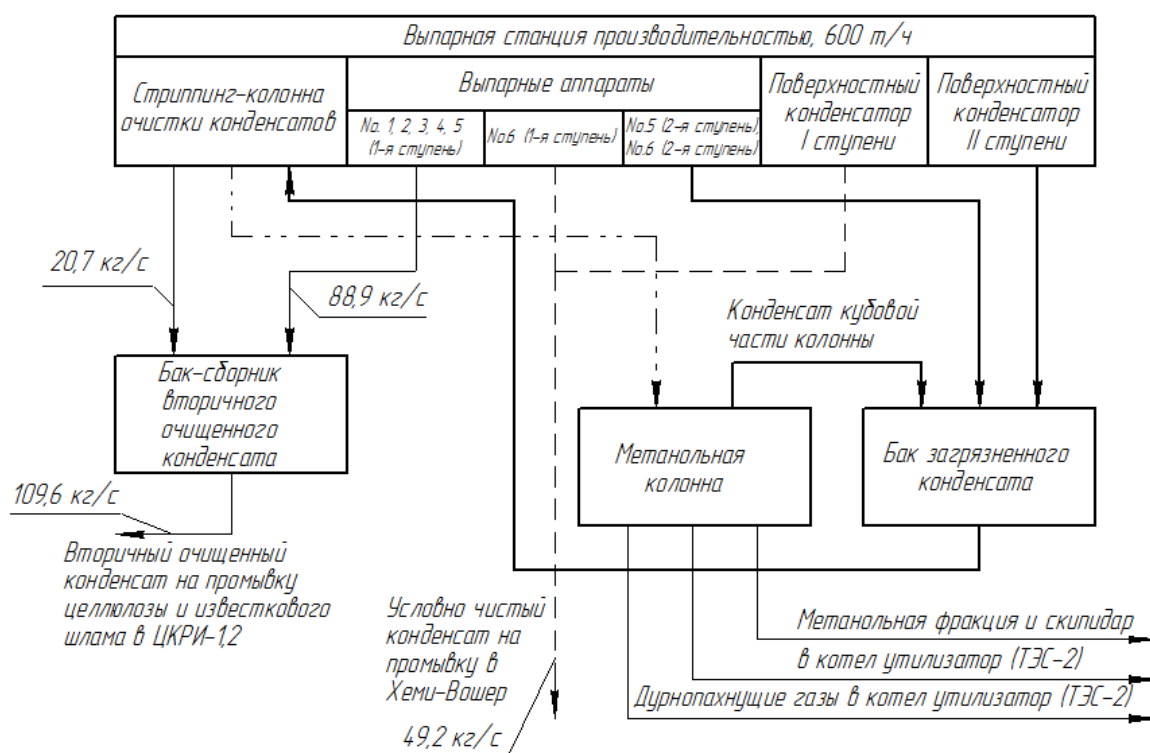


Рисунок П 1.1. Схема сбора, очистки и использования конденсатов от новой выпарной станции

Из аппаратов №№ 1, 2, 3, 4 и первой ступени аппарата № 5 вторичный конденсат откачивается насосами в бак вторичного очищенного конденсата, где смешивается с конденсатом, очищенным в стриппинг-колонне, и подается для использования на технические нужды.

Условно чистый вторичный конденсат первой ступени 6 корпуса совместно с конденсатом поверхностного конденсатора I ступени подается на промывку целлюлозы в установке «Хеми-Вошер».

Вторые ступени пятого и шестого выпарных аппаратов оборудованы внутренней системой отдувки метанола. Пар подается в нижнюю часть теплообменника, поднимается вверх против потока конденсата. Теплообменник работает подобно внутренней стриппинг-колонне. Противоточная схема, а также хороший контакт пара с жидкостью обеспечивает максимальную очистку. Загрязненный метанолом конденсат выводится из отдельной секции в верхней части теплообменника и подается в бак грязного конденсата, откуда он подается в стриппинг-колонну для очистки.

Поток грязного конденсата и поток очищенного конденсата (Поток А) вместе перекачиваются для использования на ЦБК.

Согласно с проектными данными, секундные расходы потоков конденсатов, образующихся на выпарной станции следующие:

$G_{\text{кондА}} = 88,9$ кг/сек для конденсата Потока А;

$G_{\text{грязного конденсата}} = 20,7$ кг/сек для потока грязного конденсата;

$G_{\text{кондВ}} = 49,2$ кг/сек для конденсата Потока В (условно чистого).

На основании вышеизложенного массовую долю условно чистого конденсата в общем количестве выпаренной воды можно определить из следующего отношения:

$$\chi = \frac{49,2}{88,9 + 20,7 + 49,2} = 0,3098.$$

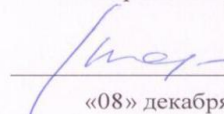
Соответственно массовая доля очищенного конденсата равна $\mu = 1 - 0,3098 = 0,6902$.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Положение о порядке контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов, в ООО «СиСиДжиЭс»

«УТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор

 М.А.Юлкин
«08» декабря 2009 г.

ПОЛОЖЕНИЕ

о порядке контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов, в ООО «СиСиДжиЭс»

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

- 1.1. Настоящее положение устанавливает порядок контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации (отчетов о мониторинге) проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов из источников и/или на увеличение их абсорбции поглотителями (далее – «Проекты»).
- 1.2. Контроль качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов выполняется во взаимодействии между структурными подразделениями (департаментами) ООО «СиСиДжиЭс» (далее – «Компания») и владельцем проекта (далее – «Клиент»).
- 1.3. Контроль качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов предшествует их передаче на экспертизу независимой организации.

2. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ПОДГОТОВКИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

- 2.1. Проектная документация, подготовленная сотрудником Департамента подготовки проектов, проходит следующие процедуры контроля качества:
 - 2.1.1. Проверка проектной документации директором Департамента подготовки проектов или по его поручению другим сотрудником Департамента подготовки проектов, непосредственно не связанным с подготовкой данной проектной документации;
 - 2.1.2. Устранение исполнителем выявленных замечаний и согласование внесенных изменений с директором Департамента подготовки проектов;
 - 2.1.3. Проверка проектной документации директором Департамента реализации проектов или по его поручению другим сотрудником Департамента реализации проектов;
 - 2.1.4. Устранение исполнителем выявленных замечаний и согласование внесенных изменений с директором Департамента реализации проектов;

2

- 2.1.5. Окончательная проверка и правка проектной документации директором Департамента подготовки проектов;
- 2.1.6. Передача проектной документации Клиенту на проверку;
- 2.1.7. Устранение исполнителем выявленных замечаний и согласование внесенных изменений с Клиентом и директором Департамента подготовки проектов, а при необходимости также и с директором Департамента реализации проектов;
- 2.1.8. Передача проектной документации Генеральному директору и Клиенту.
- 2.2. По выполнении описанной выше процедуры и при отсутствии замечаний со стороны Генерального директора и/или Клиента проектная документация считается готовой для передачи на экспертизу независимой организации. В противном случае процедура повторяется.
- 2.3. Директор Департамента подготовки проектов выполняет проверку всех разделов проектной документации.
- 2.4. Директор Департамента реализации проектов выполняет проверку тех разделов проектной документации, в которых описывается план и процедуры мониторинга проекта. Другие разделы проверяет при необходимости или по своему усмотрению.
- 2.5. Генеральный директор принимает окончательное решение о передаче проектной документации на экспертизу независимой организации.

3. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ПОДГОТОВКИ ОТЧЕТОВ О ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ

- 3.1. Отчет о ходе реализации проекта, подготовленный сотрудником Департамента реализации проектов, проходит следующие процедуры контроля качества:
 - 3.1.1. Проверка отчета ходе реализации проекта директором Департамента реализации проектов или по его поручению другим сотрудником Департамента реализации проектов, непосредственно не связанным с подготовкой данного отчета о ходе реализации проекта;
 - 3.1.2. Устранение исполнителем выявленных замечаний и согласование внесенных изменений с директором Департамента реализации проектов;
 - 3.1.3. Проверка отчета ходе реализации проекта директором Департамента подготовки проектов или по его поручению другим сотрудником Департамента подготовки проектов;
 - 3.1.4. Устранение исполнителем выявленных замечаний и согласование внесенных изменений с директором Департамента подготовки проектов;
 - 3.1.5. Окончательная проверка и правка отчета о ходе реализации проекта директором Департамента реализации проектов;
 - 3.1.6. Передача отчета о ходе реализации проекта Клиенту на проверку;
 - 3.1.7. Устранение исполнителем выявленных замечаний и согласование внесенных изменений с Клиентом и директором Департамента реализации проектов, а при необходимости также и с директором Департамента подготовки проектов;
 - 3.1.8. Передача отчета о ходе реализации проекта Генеральному директору и Клиенту.

- 3.2. По выполнении описанной выше процедуры и при отсутствии замечаний со стороны Генерального директора и/или Клиента отчет о ходе реализации проекта считается готовым для передачи на экспертизу независимой организации. В противном случае процедура повторяется.
- 3.3. Директор Департамента реализации проектов выполняет проверку всех разделов отчета о ходе реализации проекта.
- 3.4. Директор Департамента подготовки проектов выполняет проверку тех разделов отчета о ходе реализации проекта, в которых представлены результаты вычислений сокращения выбросов парниковых газов из источников и/или увеличения абсорбции парниковых газов поглотителями. Другие разделы проверяет при необходимости или по своему усмотрению.
- 3.5. Генеральный директор принимает окончательное решение о передаче отчета о ходе реализации проекта на экспертизу независимой организации.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Характеристики паровых турбин ТЭЦ-1

Экономия теплоэнергии в результате проекта приводит к уменьшению подачи пара из отборов турбин ТЭЦ-1. Для определения сокращения расхода топлива в ТЭЦ-1 необходимо найти изменение расхода свежего пара, подаваемого на турбины. При этом необходимо также определить, насколько уменьшится выработка электроэнергии на базе теплового потребления (которая в общем случае должны быть скомпенсирована дополнительной выработкой электроэнергии в сети). Входным параметром является изменение отпуска теплоты из производственного отбора турбин.

Для производства электроэнергии на ТЭЦ-1 комбината установлены 7 турбоагрегатов (№№ 1-3 типа ВПТ-25-4 (ПТ-25-90/10); № 4 типа ПТ-60-90/13; №№ 5-6 типа ПТ-60-130/13; № 7 типа Р-50-130/13).

Одна из установленных на ТЭЦ-1 турбин - с противодавлением (Р-50-130/13). Как правило, турбины с противодавлением при устойчивой потребности в производственном паре работают в базовом режиме, а регулирование тепловой и электрической нагрузок выполняют менее «жесткими» по режимам работы турбинами, в данном случае турбинами типа ПТ.

На основе графических диаграмм режимов и энергетических характеристик турбин, представленных в аналитическом виде [С9, стр. 95, табл. 4.6], были получены следующие пары уравнений:

1. Турбины ВПТ-25-4:

$$\Delta Q_0 = 1,204 \times \Delta Q_p$$
$$\Delta N_t = \frac{0,201 \times \Delta Q_p}{3,6}$$

2. Турбина ПТ-60-90/13

$$\Delta Q_0 = 1,181 \times \Delta Q_p$$
$$\Delta N_t = \frac{0,178 \times \Delta Q_p}{3,6}$$

3. Турбины ПТ-60-130/13

$$\Delta Q_0 = 1,310 \times \Delta Q_p$$
$$\Delta N_t = \frac{0,305 \times \Delta Q_p}{3,6}$$

где ΔQ_0 – изменение подачи теплоты (свежего пара) на турбины, ГДж;

ΔQ_p – изменение отпуска теплоты из производственного отбора, ГДж;

ΔN_t – изменение выработки электроэнергии на тепловом потреблении, МВтч;

3,6 – коэффициент перевода ГДж в МВтч.

Худшими с точки зрения энергетической эффективности являются турбины с наименьшими начальными параметрами пара и наивысшими параметрами пара в отборах. Именно такие наименее эффективные турбины предприятие будет стараться разгружать по возможности в первую очередь. На ТЭЦ-1 КЦБК такими турбинами являются турбины типа ПТ-60-90/13.

Однако невозможно точно определить, какие именно турбины и в течение какого времени будут участвовать в регулировании нагрузки, поэтому при оценке выбросов ПГ была использована осредненная по установленной мощности характеристика работы всех турбин типа ПТ (т.е. предполагая равномерное снижение количества часов работы всех турбин), что является умеренно консервативным решением:

$$\Delta Q_0 = \frac{1,204 \times 3 \times 25 + 1,181 \times 1 \times 60 + 1,310 \times 2 \times 60}{3 \times 25 + 1 \times 60 + 2 \times 60} \times \Delta Q_p = 1,2485 \times \Delta Q_p$$
$$\Delta N_t = \frac{0,201 \times 3 \times 25 + 0,178 \times 1 \times 60 + 0,305 \times 2 \times 60}{3,6 \times (3 \times 25 + 1 \times 60 + 2 \times 60)} \times \Delta Q_p = \frac{0,2445 \times \Delta Q_p}{3,6}$$