

Примечание 1 : Возможно эшелонирование графика по отраслям промышленности, например:

- энергетика и теплоэнергетика, – до 1 июня,
- производство минеральных материалов (цемент, известь, керамика, гипс, бумага, стекло) – до 1 июля,
- металлургия, нефтепереработка и органическая химия – до 1 сентября.

Примечание 2 : Сроки выдачи разрешения могут быть различными :

Стандартный – 30 календарных дней с дня подачи ПМ (план мониторинга не содержит дерогаций (исключений из правил)

Удлинённый – 60 календарных дней, если ПМ содержит дерогации

Особый -90 дней , если План мониторинга подготовлен по резервной методологии.

Вопрос 4. Источники права по мониторингу, отчетности и верификации

<p>MRR -</p> <p>Monitoring & Reporting Regulation</p>	<p>Регламент № 601 о мониторинге и отчетности – нормативный акт ЕС прямого действия, определяющий правила мониторинга и отчетности на период 2013-2020 гг. (третья фаза ЕСТВ). Обязателен к прямому применению операторами, верификаторами и государственными органами стран-членов ЕС.</p> <p>Регламент 601 содержит гармонизированные правовые нормы, а также нормативно-технические требования к мониторингу и отчетности, изложенные в приложениях к Регламенту.</p> <p>Целесообразно полностью имплементировать в Украине как Регламент, утвержденный КМ Украины.</p> <p>Рабочий неофициальный перевод на украинский язык прилагается к лекции.</p>
<p>MRG-</p> <p>Monitoring & Reporting Guidance</p>	<p>Руководство № 589 о мониторинге и отчетности – делегированный нормативный акт ЕС непрямого действия, подлежавший имплементации через национальное законодательство стран-членов ЕС, для периода 2008-2012 (вторая фаза). Руководство 589 было заменено Регламентом 601 и , частично, Регламентом 600 (AVR).</p> <p>Руководство 589 по стилю изложения представляет собой методические указания, поэтому в более доступной форме, чем Регламент 601, подробно излагало правила мониторинга, отчетности и верификации.</p> <p>Возможна имплементация в Украине путем издания Методических указаний Минприроды в развитие Регламента, утвержденного КМУ.</p>
<p>AVR –</p> <p>Accreditation & Verification Regulation</p>	<p>Регламент № 600 об аккредитации и верификации - нормативный акт ЕС прямого действия, определяющий на период 2013-2020 гг. (третья фаза ЕСТВ) :</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) правила по аккредитации организаций, уполномоченных на проведение верификации. Правила распространяются на органы аккредитации государств –членов; (2) правила по верификации отчетов оператора. Правила распространяются на верификаторов и операторов. <p>Целесообразно полностью имплементировать в Украине как Регламент, утвержденный КМ Украины.</p>

Вопрос 5. Официальная терминология Регламента № 601

Термины (Статья 3 MRR)	
Для целей настоящего Регламента нижеуказанные термины применяются в следующих значениях:	
(1) "Данные о деятельности" (1) 'activity data'	означает - выраженные в тераджоулях данные о величине потребляемых или произведенных топлива или материалов в результате процесса, для которого применима методология мониторинга на основе расчета, - и, масса в тоннах или объем газа в нормальных кубических метрах (если применимо);
(2) «Торговый период» (2) 'trading period'	означает восьмилетний период, указанный в статье 13(1) Directive 2003/87/EC (2013-2020 гг.);
(4) ¹¹ "Материальный поток" (4) 'source stream'	означает любое из следующего: а) конкретный вид топлива, сырья или продукции, потребление или производство которых на одном или более источниках выбросов обуславливает выбросы соответствующих парниковых газов; б) конкретный вид топлива, сырья или продукции, содержащего углерод и включенного в расчеты выбросов парниковых газов с использованием методологии баланса масс;
(5) "Источник выброса" (5) 'emission source'	означает отдельно идентифицируемые часть установки или процесс внутри установки, в результате функционирования которой (ого) осуществляются выбросы соответствующих парниковых газов;
(6) "Неопределенность" (6) 'uncertainty'	означает параметр, выраженный в процентах, связанный с результатами определения величины, характеризующий дисперсию (разброс) значений, приписываемых искомой величине и описывающий доверительный интервал вокруг среднего значения, содержащего 95% прогнозных значений с учетом любых асимметрий в распределении значений, в том числе вследствие влияния системных и случайных факторов;
(7) "Расчетные коэффициенты"	означают : - низшую теплоту сгорания, - коэффициент выбросов , - предварительный коэффициент выбросов,

¹¹ Термины, относящиеся к авиации, а также улавливанию, транспортировке и захоронению углекислого газа, исключены из данной таблицы

(7) 'calculation factors'	<ul style="list-style-type: none"> - коэффициент окисления, - коэффициент конверсии, - содержание углерода - и фракция биомассы ;
(8) "Тьер" (уровень) (8) 'tier'	означает набор требований (к детализации информации и порогам неопределенности действительных значений), используемый для определения данных о деятельности, расчетных коэффициентов, значений годовых выбросов либо среднегодовых значений почасовых выбросов и показателей полезной нагрузки;
(9) "Неотъемлемый риск" (9) 'inherent risk'	означает восприимчивость параметров ежегодного отчета о выбросах к искажениям, которые по отдельности или в совокупности с другими искажениями могут оказаться существенными, без учета воздействия деятельности по контролю ;
(10) "Риск контроля" (10) 'control risk'	означает восприимчивость параметров ежегодного отчета о выбросах к искажениям, которые своевременно не были предотвращены, обнаружены или исправлены системой контроля, но по отдельности или в совокупности с другими искажениями могут оказаться существенными;
(11) "Выбросы от сжигания " (11) 'combustion emissions'	означает выбросы парниковых газов, образовавшихся во время экзотермической реакции топлива с кислородом;
(12) "Отчетный период" (12) 'reporting period'	означает один календарный год, в течение которого проводится мониторинг и за который составляется отчет о выбросах ПГ;
(13) "Коэффициент выбросов" (13) 'emission factor'	означает среднюю интенсивность выбросов парниковых газов, относящуюся к соответствующим данным о материальных потоках деятельности, исходя из предположений о полном окислении углерода при сжигании ископаемого топлива и полной его конверсии для всех прочих химических реакций;
(14) "Коэффициент окисления" (14) 'oxidation factor'	означает выраженное в виде дроби соотношение углерода, окисленного при сжигании до состояния диоксида углерода (CO ₂), к общему углероду, содержащемуся в топливе; монооксид углерода (CO), выбрасываемый в атмосферу, подлежит учету как молярное эквивалентное количество CO ₂ ;
(15) "Коэффициент конверсии" (15) 'conversion factor'	означает выраженное в виде дроби соотношение углерода, выброшенного в качестве CO ₂ , к общему объему углерода, содержащемуся в исходном материальном потоке до процесса выброса; монооксид углерода (CO), выбрасываемый в атмосферу, подлежит учету как молярное эквивалентное количество CO ₂ ;

(16) "Точность" (16) 'accuracy'	означает высокую степень соответствия результатов измерения действительному значению искомой величины или ее эталонному значению, определенному эмпирически с использованием международно- признанных и отслеживаемых поверочных устройств и стандартных методов, с учетом случайных и системных факторов;
(17) "Калибровка" (17) 'calibration'	означает совокупность операций, устанавливающих при определенных условиях зависимость между показаниями измерительных приборов или систем измерения, или значениями измеряемого материала или сравниваемого материала с корреспондирующими количественными значениями эталонного образца;
(19) "Консервативный" (19) 'conservative'	означает, что набор предположений определяется с целью гарантирования отсутствия недооценки ежегодных выбросов;
(20) "Биомасса" (20) 'biomass'	означает биологически разлагаемую фракцию сырья, отходов и остатков биологического происхождения в сельском хозяйстве (в том числе растительных и животных веществ), лесном хозяйстве и других смежных отраслях, включая рыболовство и аквакультуру, а также биологически разлагаемую долю промышленных и бытовых отходов; включает в себя биожидкости и биотоплива;
(21) "Биожидкость" (21) 'bioliquids'	означает жидкое топливо, производимое из биомассы, для энергетических целей, включая производство электричества, тепла и холода, кроме использования на транспорте;
(22) "Биотопливо" (22) 'biofuels'	означает жидкое или газообразное топливо для транспорта, производимое из биомассы;
(23) «официальный метрологический контроль» (23) 'legal metrological control'	означает контроль измерительных задач в области применения измерительных приборов, для целей соблюдения общественного интереса, здравоохранения, общественной безопасности, общественного порядка, охраны окружающей среды, взимания налогов и сборов, защиты прав потребителей и справедливой торговли ;
(24) "Максимально допустимая погрешность" (24) 'maximum permissible error'	означает погрешность измерения, разрешенная и указанная в Annex I и Instrument-specific Annexes to Directive 2004/22/EC of the European Parliament and of the Council ¹² , или, если применимо, национальными правилами официального метрологического контроля;

¹² Directive 2004/22/EC of the European Parliament and of the Council of 31 March 2004 on measuring instruments. Русский перевод доступен на сайте http://www.icqc.eu/userfiles/File/Directive2004_22_EC.pdf. Подлежит имплементации в Украине в пакете директив нового и глобального подходов к техническому регулированию.

(25) " Деятельность по управлению данными " (25) 'data flow activities'	означает деятельность, связанная со сбором, регистрацией и обработкой данных от первоисточника (первичных данных), необходимых для подготовки отчета о выбросах ПГ.
(26) " Тонна CO₂экв " (26) 'tonnes of CO ₂ (e)'	означает метрическая тонна CO ₂ или CO ₂ экв;
(27) " CO₂экв " (27) 'CO ₂ (e)'	означает любой парниковый газ, кроме CO ₂ , указанный в Annex II Directive 2003/87/EC с эквивалентным потенциалом глобального потепления как у CO ₂ ;
(28) " Система измерения " (28) 'measurement system'	означает полный набор приборов измерения и другого оборудования, таких как оборудование для отбора проб и обработки данных, используемых для определения переменных, таких как данные о деятельности, содержание углерода, теплоты сгорания или коэффициента выбросов CO ₂ ;
(29) " Низшая теплота сгорания " (НТС) (29) 'net calorific value' (NCV)	означает количество энергии, выделяемой в виде тепла при полном сгорании топлива или материала в присутствии кислорода при стандартных условиях, уменьшенное на теплоту парообразования водяного пара (без учета теплоты конденсации водяного пара);
(30) " Выбросы от процессов " (30) 'process emissions'	означает выбросы парниковых газов, кроме выбросов от сжигания, происходящие в результате контролируемых либо неконтролируемых реакций между веществами или их преобразования, в том числе химического или электролитического восстановления металлических руд, термической диссоциации веществ, а также формирования веществ для использования в качестве готовой продукции или сырья;
(31) " Стандартное коммерческое топливо " (31) 'commercial standard fuel'	означает коммерческое топливо, отвечающее международным стандартам, которое имеет 95% доверительный интервал для менее чем 1% значения его теплотворной способности, включая дизельное топливо, флотский мазут ¹³ , дизельное топливо, бензин автомобильный, ламповое масло, керосин, этан, пропан, бутан, керосин для реактивных двигателей (jet A1 /jet A), бензин для реактивных двигателей (Jet B) и авиационный бензин (AvGas) ¹⁴ .
(32) " Партия "	означает количество топлива или материала, охарактеризованного (по качественным показателям) после репрезентативного отбора проб, отгруженного

¹³ И другие топлива, включая топлива для газовых турбин промышленного и судового назначения, ИСО 8217, ИСО 4261

¹⁴ Следует обратить внимание, что в понятие коммерческого стандартного топлива не включены угли энергетические, природный газ, мазут для электростанций и другие широко применяемые в Украине виды топлива.

(32) 'batch'	- одной отправкой -либо непрерывно в течение определенного периода времени;
(33) " Смешанное топливо " (33) 'mixed fuel'	означает топливо, которое содержит биомассу и ископаемый углерод;
(34) " Смешанный материал " (34) 'mixed material'	означает материал, который содержит биомассу и ископаемый углерод;
(35) " Предварительный коэффициент выбросов " (35) 'preliminary emission factor'	означает предполагаемый (условный) коэффициент выбросов <i>смешанного топлива</i> или <i>смешанного материала</i> , основанный на общем содержании углерода, содержащемся в биомассе и ископаемом топливе, до его умножения на значение фракции ископаемого углерода для расчета (определения) окончательного коэффициента выбросов;
(36) " Фракция ископаемого углерода " (36) 'fossil fraction'	означает выраженное в виде дроби соотношение ископаемого углерода к общему содержанию углерода в смешанном топливе или смешанном материале;
(37) " Фракция биомассы " (37) 'biomass fraction'	означает выраженное в виде дроби соотношение углерода, содержащегося в биомассе, к общему содержанию углерода в смешанном топливе или в смешанном материале;
(38) " Метод баланса энергии " (38) 'energy balance method'	(метод энергобаланса) означает метод оценки количества энергии, используемой в качестве топлива в котле, рассчитывается как сумма утилизированного тепла и всех соответствующих потерь энергии вследствие теплового излучения, потерь при транспортировке и через дымовые газы;
(39) " Непрерывное измерение выбросов " (39) 'continuous emission measurement'	означает совокупность операций, имеющих целью определение значения величины выбросов ПГ путем периодических измерений на приборах в дымовой трубе или в непосредственной близости от нее, за исключением методологий, основанных на отборе разовых проб;
(40) « неотъемлемый CO₂ » (40) 'inherent CO ₂ '	означает CO ₂ являющийся частью топлива ¹⁵ ;
(41) « ископаемый углерод » (41) 'fossil carbon'	означает органический или неорганический углерод, не являющийся <i>биомассой</i> ;
(42) « точка измерения » (42) 'measurement point'	означает <i>источник выбросов</i> , для измерения выбросов которого используется непрерывная система измерения выбросов (CEMS), или поперечное сечение трубопроводной системы, в котором поток CO ₂ определяется непрерывной системой измерения;

¹⁵ То есть частью элементного/компонентного состава топлива

(48) "Утечки" (48) 'fugitive emissions'	означают нерегулярные и неконтролируемые (непреднамеренные) выбросы из источников, выбросы которых не локализованы, или слишком разнообразны, либо слишком малы, чтобы быть проверены по отдельности;
(50) "Стандартные условия" (50) 'standard conditions'	означает температуру 273,15 К и давление 101 325 Па для определения нормальных кубических метров (нм ³);
(54) « вентилируемые выбросы » (53) 'vented emissions'	означает выбросы от продувок или принудительные выбросы из установки через устройство , специально предназначенное для этих целей
(55) "Аппроксимированные значения" (55) 'proxy data'	означает годовые значения, которые эмпирически обоснованы или получены из достоверных источников и применяемые операторами для замены данных о деятельности или расчетных коэффициентов в целях обеспечения полноты отчетности, в случае невозможности получения всех необходимых данных о деятельности или расчетных коэффициентов при применимой методологии мониторинга.

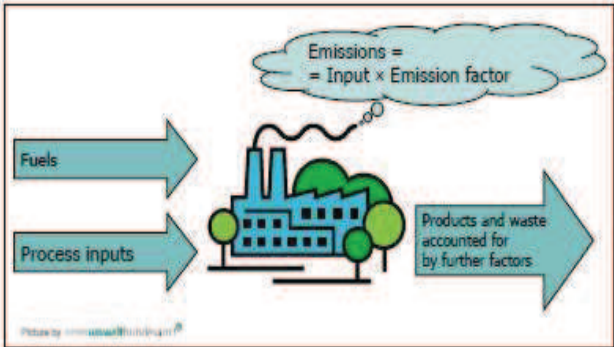
Вопрос 6. Принципы мониторинга и его границы

Общие принципы мониторинга	
Полнота	Мониторинг и отчетность должен быть полными и охватывать все выбросы от всех источников выбросов и всех материальных потоков, от всех видов деятельности, перечисленных в Приложении I к Директиве ЕСТВ.
Уместность (приемлемая методология)	Мониторинг и расчет выбросов должен осуществляться в соответствии с уместными (применимыми) для конкретного процесса методологиями, установленными Регламентом 601 (MRR). Принципы уместности требует, чтобы источники выбросов ПГ, а также данные и методы расчетов соответствовали нуждам СТВ, прежде всего, - принимать решения о необходимом количестве списания квот с разумной степенью уверенности.
Согласованность и Сопоставимость	Мониторинг и отчетность должны быть последовательными и сопоставимыми с течением времени. Оператор должен в последовательных планах мониторинга и отчетах о выбросах (первый, второй, третий и т.д. отчетный год) использовать идентичные методики мониторинга и структуру данных, до момента утверждения (согласования) уполномоченным органом изменений в план мониторинга.
Прозрачность	Оператор должен собирать, регистрировать, обобщать, анализировать и документировать данные мониторинга, в том числе предположения, ссылки, данные о деятельности, расчетные коэффициенты и другую необходимую информацию на прозрачной основе, что позволит повторить расчет выбросов Верификатором и уполномоченным органом.
Достоверность	Оператор должен обеспечить отсутствие систематических и заведомо неточных данных в определении выбросов.
Целостность	Оператор должен обеспечить обоснованную уверенность в целостности отчетных данных о выбросах. Для определения достоверности отчетных выбросов должны использоваться соответствующие методы контроля, изложенные в настоящих Правилах. Данные о выбросах и связанная с ними раскрываемая информация должны быть свободны от существенных искажений, оператор должен избегать предвзятости в выборе и представлении информации, а также обеспечить достоверную и сбалансированную отчетность о выбросах.
Точность	Принцип точности требует, чтобы необъективность и неопределенность была настолько мала, насколько это практически возможно. Оператор должен определять и устранять любые неточности в данных насколько это возможно. Точность значения валовых выбросов установки зависит от качества данных, главным критерием такого качества является соблюдение требуемого уровня неопределенности. Без расчета и соблюдения такого уровня невозможно определение действительных данных о выбросах, корректное сравнение данных, полученных на разных установках и в разные периоды времени.

Постоянные улучшения	Оператор должен принимать во внимание рекомендации, содержащиеся в верификационных отчетах, а также письменные замечания, направленные оператору уполномоченным органом.
Экономическая обоснованность	<p>Мониторинга и отчетности по выбросам должны быть направлены на наивысший достижимый точности.</p> <p>Однако , улучшения для большей точности должны быть адекватны дополнительным расходам, не быть технически неосуществимыми и/или не вызывать необоснованные затраты.</p>
Скоординированность	Деятельность уполномоченных органов, вовлеченных в управление системой торговли выбросами, должна быть скоординирована.

Границы мониторинга	<p>Оператор должен определить границы мониторинга для каждой установки.</p> <p>В границы мониторинга оператор должен включать все соответствующие выбросы регулируемых парниковых газов из всех стационарных источников выбросов и материальных потоков, относящиеся к деятельности, осуществляемой на установке и указанной в Приложении I Директивы ЕСТВ.</p> <p>В границы мониторинга включаются как выбросы от обычной (рутинной) деятельности, так и выбросы при аварийных событиях, учитывая запуск, выключение и чрезвычайные ситуации за отчетный период.</p> <p>В границы мониторинга не включаются выбросы от мобильных источников, используемых для транспортных целей.</p> <p>При определении границ мониторинга, оператор должен следовать требованиям, изложенным в секторальных нормативно-технических требованиях настоящего Регламента.</p>
----------------------------	--

Вопрос 7. Виды методологий мониторинга и определения валовых выбросов установки

Применимые методологии для расчета выбросов ПГ	
1.Стандартные методологии	
<p>Предварительные выбросы CO₂ = Данные о деятельности × Коэффициент выбросов × Корректирующие безразмерные коэффициенты, учитывающие неполную реакцию</p> <p>Выбросы CO₂ от ископаемого топлива или материалов = Предварительные выбросы CO₂ × Доля ископаемого топлива или материалов</p>	
	
<p>1.1.Методология для сжигания и использования топлива в качестве сырья</p>	<p>1.1.A) Энергетический способ: Данные о деятельности выражены в энергетическом эквиваленте, а коэффициент выбросов определяется на единицу энергии.</p> <p><i>Примечание :</i> основной способ, который должны применять операторы для расчета выбросов от сжигания и процессов, где топливо используется как сырье (например, производство кокса).</p>
	<p>Выбросы CO₂ = Энергетические эквивалент топлива × Коэффициент выбросов на единицу энергии × Коэффициент окисления</p> <p>Энергетический эквивалент топлива = Масса топлива ×НТС</p>
	<p>1.1.B.) Массовый способ: Данные о деятельности выражены в массе топлива, а коэффициент выбросов определяется на единицу массы.</p> <p><i>Примечание :</i> Способ применяется как резервный для отдельных процессов, о чем прямо указано нормативно-технических приложениях к Регламенту (например, для факельного сжигания отходящих газов, где нецелесообразно измерять НТС) либо с разрешения уполномоченного органа для тех процессов, для которых</p>

	<p>применение способа 1.1.А. является технически неосуществимым либо ведет к необоснованным затратам</p>
	<p>Выбросы CO₂ = Масса топлива × Коэффициент выбросов на единицу массы топлива × Коэффициент окисления</p> <p>Коэффициент выбросов на единицу массы топлива = 3,664¹⁶ × Массовая доля углерода в топливе</p>
	<p><u>Коэффициент окисления</u> - доля углерода в топливе, окисленного до CO₂ и CO, безразмерный коэффициент от 0 до 1¹⁷</p>

<p>1.2.Методология для процессов (выбросы CO₂)</p>	<p>1.2.А.) Данные о деятельности выражены в массе <u>входного</u> потока сырья, а коэффициент выбросов определяется как стехиометрическое соотношение между химическим веществом сырья и диоксидом углерода.</p>
	<p>1.2.В.) Данные о деятельности выражены в массе <u>исходящего</u> полуфабриката или готовой продукции, а коэффициент выбросов определяется как стехиометрическое соотношение между химическим веществом исходящего полуфабриката (готовой продукции) и диоксидом углерода.</p>
	<p>Выбросы CO₂ = Масса карбоно-содержащего вещества × Стехиометрическое соотношение молярной массы вещества и CO₂ × Коэффициент конверсии</p>
	<p><u>Коэффициент конверсии</u> – доля углерода в сырье, преобразованного в CO₂ в результате диссоциации карбоно -содержащих веществ в сырье, безразмерный коэффициент от 0 до 1. Часть входящего сырья не разлагается, например, выносится в составе печной пыли.</p>

Специальное применение принципов стандартной методологии для расчета выбросов перфторуглеродов (перфторметана и перфторэтана) при производстве первичного алюминия: в качестве данных о деятельности применяют отдельные технологические характеристики процесса электролиза, а коэффициент эмиссии ПФУ умножается на коэффициент

¹⁶ **Очень важно!** Стехиометрическое соотношение молярной массы углерода к диоксиду углерода получено путем деления 44,01 на 12,01, что равно 3,664. Следует отметить, что для инвентаризации выбросов на национальном уровне стехиометрическое соотношение получено путем деления округленных целых чисел 44 и 12, что в результате дает значение 3,667. При расчете выбросов установки следует применять стехиометрическое соотношение 3,664, как более точное.

¹⁷ **Очень важно!** Регламент указывает, что химический недожег, т.е. частичное окисление углерода до монооксида углерода (CO), трактуется как полное окисление с применением соответствующего стехиометрического соотношения CO/CO₂. Дело в том, что эмитированный в атмосферу угарный газ (CO) через несколько дней самоокисляется до состояния диоксида углерода (CO₂).

глобального потепления (более подробно – в лекции о практических аспектах применения методологий).

2.Методологии массового баланса

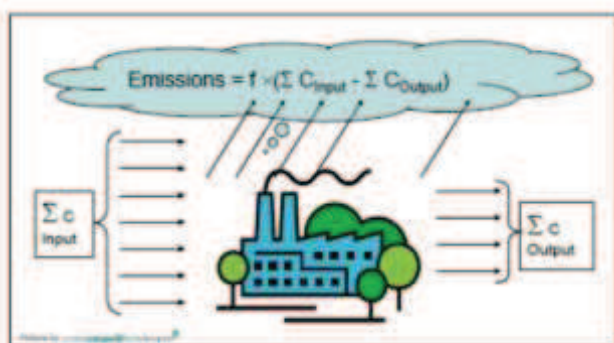


Figure 5: Principle of mass balance approaches

Выборы CO₂ = Σ (3,664 × данные о деятельности × доля углерода)

Где : Данные о деятельности – это масса входящего материального потока (со знаком + (плюс)) или исходящего материального потока (со знаком – (минус)).
Доля углерода – массовая доля углерода в материальном потоке.

Методологии измерения выбросов

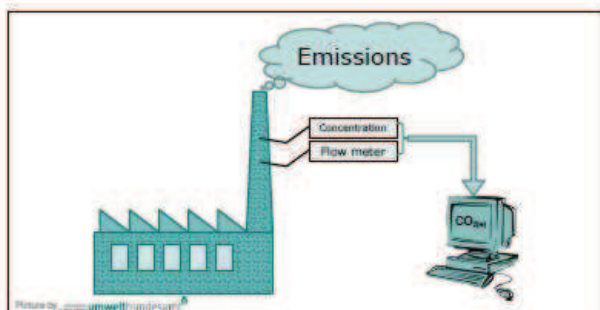


Figure 6: Schematic description of a continuous emission measurement system (CEMS).

Методология состоит в непрерывном измерении величины потока отходящих газов и массовой концентрации соответствующего парникового газа. Данные о выбросах, полученные путем измерений, должны быть перепроверены методом расчета выбросов. Данная методология обязательна для определения выбросов N₂O. Данная методология может по решению оператора применяться и для выбросов CO₂. Но на практике для выбросов CO₂ она не применяется, поскольку расчет выбросов CO₂ осуществить дешевле, чем содержать непрерывные системы измерений для потока и концентраций CO₂.

Вопрос 8. Общие требования Регламента к методологиям

Общие требования к выбору методологий	Для контроля выбросов из установки оператор должен выбрать разрешенную для конкретного вида деятельности методологию : методологию на основе расчета или методологию на основе измерений.
Методологии для расчета выбросов	Методология на основе расчета состоит в определении выбросов от материального потока, с использованием данных о деятельности, полученных с помощью систем измерения и расчетных коэффициентов, значения которых определены лабораторными анализами проб или с применением значений по умолчанию. Методология на основе расчета может быть реализована через стандартную методологию или методологию массового баланса.
Виды методологий на основе расчета	Методология на основе расчета может быть реализована через стандартную методологию или методологию массового баланса.
Выбор видов расчетных методологий	В случае применения методологии на основе расчета, оператор в плане мониторинга должен определить, какая методология (стандартная или методология массового баланса) будет использоваться, включая выбор соответствующего Уровня качества данных (Тьера), установленного нормативно-техническими приложениями к Регламенту.
Методология для измерения выбросов	Методология на основе измерений состоит в прямом непрерывном измерении выбрасываемых парниковых газов из точечных источников выбросов.
Комбинация методологий	При условии согласия от уполномоченного органа оператор может совмещать стандартную методологию, методологию массового баланса и методологию на основе измерений для различных источников выбросов и материальных потоков, принадлежащих к одной установке, при отсутствии пробелов в данных и двойного учета выбросов.
Стандартная методология	При стандартной методологии оператор должен рассчитывать выбросы от каждого материального потока путем умножения данных о деятельности на коэффициент выбросов и корректирующий коэффициент (коэффициент окисления или коэффициент конверсии).
Стандартная методология для сжигания (энергетический эквивалент топлива)	В методологии для сжигания используется произведение суммарного энергетического эквивалента топлива, выраженного в тераджоулях и основанного на низшей теплотворной способности (НТС), на соответствующий коэффициент выбросов (выраженный в тоннах CO ₂ на тераджоуль (т CO ₂ /ТДж)), и на соответствующий коэффициент окисления.

Вариант стандартной методологии (масса топлива)	С разрешения уполномоченного органа оператор может рассчитывать выбросы от сжигания путем умножения данных о массе (объеме) сжигаемого топлива, на коэффициент выбросов, выраженный в т CO ₂ /т или т CO ₂ /м ³ , а также умноженный на коэффициент окисления.
Стандартная методология для промышленных процессов	Выбросы CO ₂ от промышленных процессов определяются путем умножения данных о деятельности, выраженных в тоннах потребляемого входящего сырья (всада) или массе произведенной готовой продукции (полуфабриката, другого материала), на соответствующей коэффициент выбросов, выраженный в т CO ₂ /т, и умножения на коэффициент конверсии.

Вопрос 9. Определение данных о деятельности

Способы определения данных о деятельности :

1. Прямое измерение материального потока:

1.1. Показания счетчика (разность показаний на конец периода и начало периода)

1.2. Агрегированные показатели посуточного (почасового, месячного или за другой период) технологического учета материального потока, подаваемого или получаемого из установки

2. Косвенное измерение материального потока путем агрегирования данных о партиях поставленного топлива (сырья) и учета изменения запасов.

Данные о деятельности могут измеряться:

1. Приборами под контролем оператора

2. Приборами под контролем поставщика (транспортировщика).

Общие требования к данным о деятельности

Способы определения данных о деятельности	<p>Оператор должен определить данные о деятельности одним из следующих способов:</p> <ul style="list-style-type: none"> а) основываясь на постоянных измерениях процесса деятельности, который приводит к выбросам; б) основываясь на агрегированном учете поставок топлива (сырья) и изменений в запасах.
Агрегированный учет поставок и изменений запасов	<p>Для целей подпункта б, количество топлива (сырья), используемого в течение отчетного периода, рассчитывается как разница между значениями, указанными ниже:</p> <ul style="list-style-type: none"> - сумма партий топлива (сырья), полученных на установку в течение отчетного периода, и запасы топлива (сырья) на складе на начало отчетного периода, - сумма партий топлива (сырья), отправленных из установки, и их запасов на складе на конец отчетного периода.
Порядок определения запасов	<p>В случае, если определение запасов путем прямых измерений технически невозможно или приведет к необоснованным затратам, оператор может оценить эти величины на основе одного из следующих действий:</p> <ul style="list-style-type: none"> а. данные за прошлые годы и их консервативная корреляция с выпуском продукции за отчетный период; б. документированные данные инвентаризации запасов, отраженные в консолидированной финансовой отчетности за отчетный период, прошедшей аудит.

<p>Дерогации для отдельных данных о деятельности</p>	<p>Если определение данных о деятельности за весь календарный год является технически неосуществимым или приведет к необоснованным затратам, оператор может выбрать наиболее подходящий (типичный) день и, на основании этих данных, свести требуемый календарный год.</p> <p>Документированные отклонения материальных потоков по сравнению с типичным днем в течение календарного года, должны учитываться при определении значений за отчетный год и/или учитываться в следующем отчетном году путем корректировки выбросов следующего года.</p>
<p>Измерение данных о деятельности средствами измерений, находящихся под контролем оператора</p>	<p>Для определения данных о деятельности оператор должен использовать результаты измерений, основанные на системе измерений, находящиеся под своим контролем, при условии, что соблюдены следующие условия:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Оператор должен провести оценку неопределенности и гарантировать, что соблюден порог неопределенности, разрешенный в плане мониторинга, утвержденном уполномоченным органом; - Оператор должен гарантировать, что результаты калибровки средств измерений будут сравниваться с соответствующими пороговыми значениями неопределенности после каждой калибровки, но не реже одного раза в год. <p>При этом, для учета влияния срока эксплуатации прибора измерения на неопределенность (погрешность), показания прибора будут умножаться на поправочный коэффициент, основанный на соответствующих временных рядах предыдущей калибровки этого или аналогичного прибора.</p>
	<p>Если превышены пороги неопределенности, установленные в утвержденном уполномоченным органом плане мониторинга, или оборудование не соответствует требованиям действующего законодательства, оператор должен своевременно предпринять корректирующие действия и уведомить уполномоченный орган.</p>
	<p>Оператор должен представить уполномоченному органу оценку неопределенности</p> <ul style="list-style-type: none"> - при уведомлении о новом плане мониторинга или - при внесении изменений в утвержденный план мониторинга. <p>Оценка должна включать паспортную неопределенность применяемых измерительных приборов, а также неопределенность, связанную с калибровкой, и любую дополнительную неопределенность, связанную с тем, как используются на практике измерительные приборы.</p>
	<p>Неопределенности, связанные с изменением запасов, должны быть включены в оценку неопределенности, если хранилища способны хранить 5% и более количества топлива или материала, использованного/ произведенного за год.</p>

<p>Системы измерения под контролем оператора</p>	<p>Оператор при условии, что измерительные приборы установлены и эксплуатируются согласно техническим условиям производителя, может упростить оценку неопределенности путем умножения на консервативный поправочный коэффициент одного из меньших из нижеуказанных значений:</p> <ul style="list-style-type: none"> - максимально допустимые погрешности при эксплуатации измерительного прибора, установленные паспортом оборудования - максимально допустимые неопределенности, достигнутые калибровкой. <p>Оператор должен обеспечить, что указанные выше значения, используемые для оценки соблюдения установленного порога общей неопределенности материального потока, должны быть истинными на протяжении всего отчетного периода.</p>
	<p>Уполномоченный орган может разрешить оператору использовать результаты измерений, основанные на системе измерений под своим контролем, вне зависимости от соблюдения уровней неопределенности, установленных этим Регламентом, если оператор представляет доказательства того, что применяющиеся измерительные приборы соответствуют требованиям государственного метрологического контроля.</p> <p>Для этой цели, максимально допустимая погрешность, разрешенная государственным метрологическим контролем для соответствующих задач измерения, может быть использована как неопределенность без представления дополнительных доказательств.</p>

<p>Системы измерения вне контроля оператора</p>	<p>Если на основе упрощенной оценки неопределенности, использование систем измерения вне контроля оператора, по сравнению с собственными системами, позволяет оператору обеспечить более низкую неопределенность, дает более надежные результаты, и менее склонно к рискам системы контроля, оператор должен определять данные о деятельности из измерительных систем вне его собственного контроля.</p>
	<p>Для этого оператор может использовать один из следующих источников данных:</p> <ul style="list-style-type: none"> А) данные из счетов-фактур, выданных торговым партнером, при условии, что коммерческая сделка происходит между двумя независимыми торговыми партнерами; Б) прямые показания измерительных систем поставщика (транспортировщика).
	<p>Оператор должен обеспечить соответствие неопределенности установленному уровню.</p> <p>С этой целью максимально допустимая погрешность измерения, разрешенная законодательством для соответствующих коммерческих сделок, может быть использована в качестве неопределенности без представления дополнительных доказательств.</p> <p>Если требования к неопределенности, установленные в законодательстве, являются менее строгими, чем требования настоящего Регламента, оператор должен получить от торгового партнера, ответственного за измерительную систему, гарантии соблюдения установленного настоящим Регламентом уровня неопределенности.</p>

Вопрос 10. Источники данных для определения расчетных коэффициентов.

Расчетные коэффициенты могут определяться оператором следующими способами:

1. Лабораторным путем

- 1.1. В независимой аккредитованной лаборатории
- 1.2. В собственной лаборатории, отвечающей установленным требованиям
- 1.3. В лаборатории поставщика, отвечающей установленным требованиям
- 1.4. Аппроксимированные значения

2. Использование коэффициентов по умолчанию:

- 2.1. Значения по умолчанию, рассчитанные для данной установки
- 2.2. Значения по умолчанию, используемые для вида деятельности в последней национальной инвентаризации
- 2.3. Значения по умолчанию, указанные в Руководстве МГЭИК 2006.

<p>Определение расчетных коэффициентов</p>	<p>1. Оператор должен определить расчетный коэффициент либо в качестве значения по умолчанию, или значения, основанного на лабораторном анализе в зависимости от применяемого Уровня.</p> <p>2. Оператор должен установить и регистрировать расчетные коэффициенты для рабочего состояния топлива (сырья), до его сушки, очистки или другой подготовки для лабораторного анализа.</p> <p>Если подход, указанный выше, приводит к необоснованным затратам или может быть достигнута более высокая точность, оператор может постоянно использовать данные о деятельности и расчетные коэффициенты для топлива и сырья в состоянии, в котором оно передается на лабораторные анализы.</p>
---	--

<p>Значения расчетных коэффициентов по умолчанию</p>	<p>1. Если оператор определяет расчетные коэффициенты, как значения по умолчанию, то он должен в соответствии с требованиями применяемого Уровня воспользоваться одним из следующих значений:</p> <ol style="list-style-type: none"> а) коэффициенты по умолчанию и стехиометрические коэффициенты, указанные в нормативно-техническом приложении к Регламенту; б) коэффициенты по умолчанию, используемые страной для последней национальной инвентаризации, поданной в секретариат Рамочной конвенции ООН по изменению климата; в) значения из соответствующей литературы, согласованные с уполномоченным органом, включая коэффициенты по умолчанию, опубликованные уполномоченным органом, которые являются совместимыми с коэффициентами, указанными в пункте б), но являющиеся репрезентативными для более детализированных материальных потоков;
---	--

	<p>г) значения, указанные и гарантированные поставщиком материалов, если оператор сможет доказать уполномоченному органу, что соблюдается доверительный интервал 95% для менее 1% массовой доли углерода ;</p> <p>д) значения на основе анализа, проведенного в прошлом, если оператор может доказать уполномоченному органу, что эти величины являются репрезентативными для следующей партии из того же материала.</p> <p>2. Оператор в плане мониторинга должен указать все используемые значения по умолчанию.</p> <p>Если значения по умолчанию изменяются на ежегодной основе, оператор должен указать в плане мониторинга авторитетный источник данных.</p> <p>3. Уполномоченный орган может утвердить изменения значений по умолчанию в плане мониторинга для расчетного коэффициента только, если оператор представляет доказательства того, что новое значение по умолчанию приводит к более точным результатам.</p> <p>4. По заявлению оператора, уполномоченный орган может разрешить использование постоянных Уровней для низшей теплотворной способности и коэффициента выбросов для коммерческих стандартных видов топлива при условии, что оператор предоставляет, по крайней мере, каждые три года доказательство того, что соблюдается доверительный интервал 95% для менее 1% теплотворной способности в течении последних трех лет.</p>
--	---

<p>Расчетные коэффициенты, основанные на анализе</p>	<p>1. Оператор должен обеспечить, чтобы любой отбор проб, анализ, калибровка и поверка для определения расчетных коэффициентов осуществлялся путем применения методов, основанных на соответствующих национальных стандартах.</p> <p>Там, где такие стандарты отсутствуют, методы должны быть выбраны на основе соответствующих стандартов ISO . Если подходящих опубликованных стандартов нет, должны использоваться аналогичные зарубежные стандарты (EN,ASTM,DIN), передовые практики или другие научно доказанные методологии.</p> <p>2. Если для определения выбросов используются газовые хроматографы или газовые анализаторы (извлекаемые и не извлекаемые), оператор для использования такого оборудования должен получить разрешение от уполномоченного органа. Оборудование должно быть использовано только для установленного компонентного состава газообразного топлива (сырья). В качестве минимальных мер обеспечения качества оператор должен убедиться, что проводятся регулярно начальные и ежегодные поверки прибора.</p> <p>3. Результаты любого анализа должны быть использованы только для периода использования поставленной партии топлива (сырья), для которых были отобраны образцы, и для которых эти образцы были предназначены.</p> <p>Для определения конкретных параметров оператор должен использовать результаты всех анализов, относящихся к данному параметру.</p>
<p>План отбора проб</p>	<p>1. Если расчетные коэффициенты определяются путем проведения анализа, оператор должен представить для утверждения в уполномоченный орган план отбора проб каждого потока топлива или сырья в виде письменной процедуры, которая содержит информацию о методологиях для подготовки образцов, в том числе информацию об обязанностях, месте, частоте и количестве, а также о методологиях хранения и транспортировки проб.</p> <p>Оператор должен гарантировать, что производные (сборные) пробы являются репрезентативными и однородными для соответствующей партии или срока поставки.</p> <p>План отбора проб (отдельные элементы плана) должен быть согласован с лабораторией, проводящей анализ соответствующего топлива или сырья, и положения соглашения с лабораторией должны быть включены в план. Оператор также должен предоставить план отбора проб для верификации .</p> <p>2. Если аналитические результаты показывают, что неоднородность топлива или сырья существенно отличается от информации о неоднородности, на которой был основан первоначальный план отбора проб для конкретного топлива (сырья), оператор должен, по согласованию с лабораторией, изменить соответствующие элементы плана отбора проб, и подать указанные изменения на утверждение уполномоченному органу.</p>
<p>Использование лабораторий</p>	<p>1. Оператор должен обеспечить, чтобы лаборатории, используемые для проведения анализов по определению расчетных коэффициентов, были</p>

	<p>аккредитованы в соответствии с ИСО 17025 для соответствующих аналитических методов .</p> <p>2. Лаборатории, не имеющие аккредитацию в соответствии с ИСО 17025, могут использоваться для определения расчетных коэффициентов только если оператор может доказать уполномоченному органу, что передача проб лабораториям, упомянутым в пункте 1, является технически невозможной или приведет к необоснованным затратам и, что не имеющие аккредитации лаборатории соответствуют требованиям, аналогичным требованиям ИСО 17025.</p> <p>3. Уполномоченный орган признает лаборатории, указанные в пункте 2, соответствующими требованиям применяемым к лабораториям, указанным в пункте 1, если оператор представит доказательства, в такой же форме и такого же уровня детализации, которые необходимы для письменной процедуры плана мониторинга.</p> <p>Оператор должен обеспечить сертификацию лаборатории в соответствии с ИСО 9001, или с другими сертифицированными системами менеджмента качества, которые охватывают лаборатории. В отсутствие таких сертифицированных систем менеджмента качества, оператор должен представить другие соответствующие свидетельства того, что лаборатория способна управлять надежным образом своим персоналом, процедурами, документами и задачами.</p> <p>Оператор должен представить доказательства того, что лаборатория является компетентной и в состоянии выдавать технически обоснованные результаты с помощью соответствующих аналитических процедур.</p> <p>Такие данные должны охватывать, как минимум, следующие элементы:</p> <ul style="list-style-type: none">а) управление компетенцией персонала для конкретных задач;б) пригодность размещения и условий работы;в) выбор методов анализа и соответствующих стандартов;г) управление отбором проб и подготовкой пробы, включая контроль целостности пробы;д) разработка и проверка новых аналитических методов и применение методов, не охватываемых международным или национальным стандартами;е) оценка неопределенности;ж) управление оборудованием, включая процедуры калибровки, настройки, технического обслуживания и ремонта оборудования, а также их учет;з) управление и контроль данных, документов и программного обеспечения;и) управление приборами калибровки и эталонами;
--	--

	<p>к) обеспечение качества калибровки и результатов испытаний, в том числе регулярное участие в программах профессионального тестирования, применение аналитических методов для стандартных образцов, или сравнение с аккредитованной лабораторией;</p> <p>л) управление процессами привлечения соисполнителей;</p> <p>м) управление заданиями, жалобами клиентов и обеспечение своевременных корректирующих действий.</p>
--	--

<p>Частота (периодичность) анализов</p>	<p>1. Оператор должен соблюдать минимальные значения частоты анализов для топлива и материалов, установленных нормативно-техническими приложениями к Регламенту</p> <p>2. Уполномоченный орган может разрешить оператору использовать другую частоту анализов, если к соответствующие требования минимальной частоты отсутствуют или оператор доказывает одно из следующих:</p> <p>а) любые отклонения в аналитическом значении для соответствующего топлива (сырья) не превышают 1/3 от величины неопределенности, которую оператор должен соблюдать в связи с определением данных для соответствующего топлива (сырья). Анализ отклонений осуществляется на основе исторических данных, включая результаты анализа для соответствующего топлива (сырья), осуществленных в течение периода, непосредственно предшествующего отчетному периоду;</p> <p>б) использование требуемой частоты анализов приводит к необоснованным затратам.</p>
--	--

Для определения коэффициентов выбросов оператор должен соблюдать частоту отбора и анализа проб, установленную правилами **производственного мониторинга**, но не менее рекомендованной ниже (смотри Вставку «Частота аналитического контроля»).

Частота аналитического контроля
(материального потока для определения коэффициентов выбросов)
1. Минимальная частота анализов

Топливо \ материал	Минимальная частота анализов
Природный газ, компонентный состав для определения содержания углерода и выбросов CO ₂	Не менее одного раза в неделю
Производный газ (нефтезаводской газ, коксовый газ, горючие газы ферросплавного и металлургического производств, другие производные газы)	Один раз в сутки в различное время суток, с использованием соответствующих процедур, обеспечивающих репрезентативность пробы
Топливный мазут, теплотворное нетто-значение	Каждые 20 000 тонн и, по крайней мере, шесть раз в год
Уголь, коксующийся уголь, нефтяной кокс, теплотворное нетто- значение, - содержание углерода	Каждые 20 000 тонн и, по крайней мере, шесть раз в год Раз в квартал для каждого типа угля, полученного с одного месторождения
Твердые отходы (чисто ископаемые или смешанные с биомассой)	Каждые 5 000 тонн и, по крайней мере, четыре раза в год
Жидкие отходы	Каждые 10 000 тонн и, по крайней мере, четыре раза в год
Карбонатные минералы (в том числе известняк и доломит)	Каждые 50 000 тонн и, по крайней мере, четыре раза в год
Глины и глинистые сланцы	Объем материала, диссоциация которых соответствует выбросам до 50 000 тонн CO ₂ и, по

	крайней мере, четыре раза в год
Другие потоки входа и выхода массового баланса (не применяется для топлива или восстановителей)	Каждые 20 000 тонн и, по крайней мере, один раз в месяц
Прочие материалы	Количество материала, соответствующего выбросам 50 000 тонн CO ₂ и, по крайней мере, четыре раза в год

Вопрос 11. Специальные расчетные коэффициенты.

<p>Коэффициент выбросов для CO₂</p>	<p>1. Оператор должен определять специфические для деятельности коэффициенты выбросов CO₂.</p> <p>2. Коэффициенты выбросов для топлив, в том числе при использовании в качестве сырья, должны быть выражены в т CO₂/ТДж.</p> <p>Уполномоченный орган может разрешить оператору использовать коэффициент выбросов для топлива, выраженный в т CO₂/т или т CO₂/ м³ для выбросов от сжигания, если применение коэффициента выбросов, выраженного в т CO₂/ТДж приводит к необоснованным затратам или равнозначная точность рассчитанных выбросов может быть достигнута с помощью таких коэффициентов выбросов.</p> <p>3. Для преобразования содержания углерода в соответствующее значение коэффициента выбросов CO₂ или наоборот, оператор должен использовать коэффициент 3 664 т CO₂/т С.</p>
---	--

<p>Коэффициенты окисления и конверсии (преобразования)</p>	<p>1. Оператор для определения коэффициента окисления или коэффициента конверсии должен использовать, как минимум, 1-й Уровень (Тьер). Оператор должен использовать значение равное 1 для коэффициента окисления или коэффициента конверсии если коэффициент выбросов уже учитывает в себе эффект неполного окисления или преобразования.</p> <p>Компетентный орган может требовать, чтобы операторы всегда использовали 1-й Уровень (Тьер 1)¹⁸.</p> <p>2. Если в установке используется несколько видов топлива и предписывается применение для коэффициента окисления 3-го Уровня (Тьер 3), [основанного на анализе], оператор имеет право обратиться в уполномоченный орган за разрешением на использование одного из нижеследующих отступлений (деррогаций):</p> <ul style="list-style-type: none"> а) определение одного агрегированного коэффициента окисления для всего процесса сжигания и применять его для всех видов топлива; б) присвоение коэффициента окисления единственному ключевому материальному потоку и использование значения 1 для коэффициента окисления для других потоков . <p>Если используются биомасса или смешанное топливо оператор должен представить доказательства того, что применение пункта а) или б) первого абзаца не приводит к занижению объема выбросов.</p>
---	---

¹⁸ Что означает применение коэффициента равному 1, т.е. отсутствие корректировок на неполное окисление либо не полную конверсию. При этом, выбросы аналогичных установок, применяемых более высокие уровни, будут ниже.

<p>Поток биомассы</p>	<p>1. Оператор может определить данные о деятельности потоков биомассы без использования Уровней (Тьеров), но с предоставлением аналитических доказательств в отношении того, что поток состоит исключительно из биомассы и оператор может доказать, что поток не включает другое топливо (сырье).</p> <p>2. Коэффициент выбросов от использования биомассы равен нулю.</p> <p>Коэффициент выбросов смешанного топлива (сырья) рассчитывается как предварительный коэффициент выбросов, вычисляемый при использовании стандартной методологии, с последующим умножением полученного результата на долю ископаемого топлива или сырья.</p> <p>3. Торф, ксилит и фракции смешанных ископаемых топлив или материалов не считаются биомассой.</p> <p>4. Уполномоченный орган может позволить оператору применять методологии без учета Уровней (Тьеров), в том числе метод энергетического баланса для определения данных о деятельности и соответствующих расчетных коэффициентов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - если доля биомассы в смешанном топливе или материалах составляет 97% и более, или - количество выбросов, связанных с ископаемой долей топлива (сырья), квалифицируется как <i>минимальный</i> источник. <p>Указанное правило не применяется для целей вычитания выбросов CO₂ от биомассы из суммарных выбросов, исчисленных с использованием системы непрерывного измерения выбросов.</p>
<p>Определение фракции биомассы</p>	<p>1. Оператор должен для целей установления значений по умолчанию при определении фракции биомассы в топливе (сырье) с помощью анализов проб, использовать стандарты (регламенты, процедуры) и аналитические методы, утвержденные уполномоченным органом.</p> <p>2. В случае, если определение фракции биомассы в смешанном топливе (сырье) в соответствии с пунктом 1 является технически невозможным или приводит к необоснованным затратам, оператор должен основывать свои расчеты на коэффициентах выбросов по умолчанию и значениях фракции биомассы для смешанных видов топлива и материалов, установленных уполномоченным органом.</p> <p>В отсутствие таких коэффициентов и значений фракции биомассы по умолчанию, оператор должен исходить из предположения об отсутствии фракции биомассы либо представить уполномоченному органу для утверждения метод оценки доли биомассы. Для топлива или материалов, происходящих из производственного процесса с определенными и контролируемыми входными потоками, оператор может основывать такие оценки исходя из массового баланса углерода из биомассы и ископаемого углерода на входе и выходе процесса.</p>

Включенный CO₂	<p>1. Включенный CO₂, который поставляется установке как компонент топлива, в том числе, содержащийся в природном газе или в производных газах, включая нефтезаводской, доменный или коксовый газ, должен быть учтен в коэффициенте выбросов для этого топлива.</p> <p>2. Если включенный CO₂ передается как компонент топлива из передающей установки к принимающей установке, он не рассматривается в качестве выбросов передающей установки и вычитается из ее совокупных выбросов .</p> <p>Если включенный CO₂ передаётся от установки на объект, не являющийся установкой,, он учитывается на передающей установке как выбросы передающей установки.</p> <p>3. Операторы имеют право измерять (рассчитывать) содержащийся в топливе CO₂ как на передающей, так и на принимающей установках. При этом, количество переданного и полученного CO₂ должно быть идентичным.</p> <p>В случае, если количество переданного и полученного содержащегося в топливе CO₂ не является идентичным, в отчетах о выбросах операторов должно использоваться среднее арифметическое значение измерений (расчетов) операторов.</p> <p>Если расхождение между значениями не может быть объяснено утвержденным диапазоном неопределенности систем измерения, операторы передающей и принимающей установки обязаны выровнять значения путем применения консервативной корректировки, утвержденной уполномоченным органом .</p>
----------------------------------	--

Вопрос 12. Категории установок и материальных потоков

Каждый оператор должен определить категорию установки и, каждого материального потока, а также обеспечить соблюдение Уровней качества данных, установленных для категории установки и материального потока.

Категории установки

Оператор в плане мониторинга и отчете о выбросах должен определить категорию **эксплуатируемой установки** на основе оценки фактических суммарных выбросов установки за последний доступный отчетный период. *Под суммарными выбросами* понимается сумма всех абсолютных значений CO₂ и CO₂экв, с учетом выбросов от всех потоков, включенных в методологию на основе расчетов, и все выбросы из источников выбросов, включенных в методологию на основе измерения. В случае если данные о среднегодовом объеме выбросов из установки за отчетный период, отсутствуют или неточны, оператор установки для определения категории должен использовать консервативную оценку среднего ежегодного объема выбросов, за исключением выбросов CO₂ от сжигания биомассы.



<p>Категоризация установок</p>	<p>1. Каждый оператор должен определить категорию его установки в соответствии с пунктом 2 для определения минимальных требований к Уровням (Тьерам).</p> <p>2. Оператор должен определить категорию установки по одной из следующих категорий:</p> <ul style="list-style-type: none"> а) установка категории А – средний ежегодный объем выбросов за последний доступный отчетный период, за исключением выбросов CO₂ от сжигания биомассы, составляет 50 000 тонн CO₂экв и меньше; б) установка категории В – средний ежегодный уровень выбросов за последний доступный отчетный период, за исключением выбросов CO₂ от сжигания биомассы, составляет от 50 000 тонн CO₂экв до 500 000 тонн CO₂экв; в) установка категории С – средний ежегодный уровень выбросов за последний доступный отчетный период, за исключением выбросов CO₂ от сжигания биомассы, составляет более 500 000 тонн CO₂ экв.
---------------------------------------	--

Оператор **новой установки** определяет категорию установки в плане мониторинга на основании данных технических документов производителя оборудования об энергетическом эквиваленте

максимального потребления ископаемого топлива при нормальных условиях работы оборудования.

Таблица Категории установки

Категория установки	Эксплуатируемые установки	Новые установки
	<i>Выбросы за предыдущий отчетный год</i>	<i>Паспортный энергетический эквивалент потребления топлива</i>
установка категории А	50 000 тонн CO₂экв и меньше	500 тераджоулей и менее в год;
установка категории В	более 50 000 тонн CO₂экв , но не превышает 500 000 тонн CO₂экв	более 500 тераджоулей и не превышает 2 500 тыс. тераджоулей в год
установка категории С	более 500 000 тонн CO ₂ экв.	более 2 500 тыс. тераджоулей в год

Установки с низким уровнем выбросов

Установки с низким уровнем выбросов	<p>Установка считается установкой с низким уровнем выбросов, при соблюдении одного из следующих условий:</p> <p>А) фактические среднегодовые выбросы установки не превышали 25 000 тонн CO₂экв (за исключением CO₂ от биомассы), - согласно отчетам о выбросах отчетного периода, непосредственно предшествующего текущему отчетному периоду,</p> <p>Б) прогнозируемые ежегодные выбросы установки в ближайшие пять лет не превысят 25 000 тонн CO₂экв в год, исходя из консервативного метода оценки (за исключением CO₂ от биомассы), - в случае, если сведения о среднегодовых выбросах, указанные в подпункте а) отсутствуют или не применимы в связи с изменением границ установки или изменением в условиях работы установки.</p>
	<p>Для установок с низким уровнем выбросов Регламентом установлено целый ряд дерогаций.</p> <p>Дерогации не распространяются на установки, осуществляющие деятельность, для которой N₂O является регулируемым (квотируемым) газом.</p>

Категории материальных потоков

Оператор должен классифицировать каждый материальный поток, сравнивая поток с суммарными выбросами, в одну из следующих категорий соответствует одному из показателей, который выше в абсолютном выражении:

Таблица Категории материальных потоков (

Категория потока	Показатель 1	Показатель 2
Минимальный	<i>менее 1 000 тонн CO₂экв в год</i>	<i>менее 2% от суммарных выбросов, но не более 20 000 тонн CO₂экв в год</i>
Второстепенный	<i>менее 5 000 тонн CO₂экв в год</i>	<i>менее 10% от суммарных выбросов, но не более 100 000 тонн CO₂экв в год</i>
Ключевой	<i>поток, который не подпадает ни под одну из вышеуказанных категорий</i>	

Вопрос 13. Понятие неопределенности

Основные понятия, относящиеся к неопределенности

- 1) неопределенность – параметр, относящийся к результатам измерения либо вычисления, характеризующий разброс значений, которые могли бы быть обоснованно приписаны измеряемой (вычисляемой) величине;
- 2) неопределенность вычисления – оценка, характеризующая диапазон значений, в пределах которого находится действительное значение вычисляемой величины, с учетом вклада неопределенностей измерений данных о деятельности и/или слагаемых формул вычисления коэффициентов выбросов. Неопределенность вычисления определяется как суммарная стандартная неопределенность для всех параметров вычисления;
- 3) неопределенность измерения – мера возможной относительной погрешности оценки измеряемой величины, полученной как результат измерения;
- 4) параметры мониторинга – совокупность значений данных о деятельности и слагаемых элементов формул расчета коэффициента выбросов, подлежащих измерению, обработке, регистрации, и архивированию;
- 5) погрешность измерения – значение относительной погрешности измерения, установленное (подтвержденное) в результате первичной или последней периодической, внеочередной или инспекционной поверки средства измерения, и действительное в течение межповерочного интервала, согласованного с органом государственного метрологического контроля;
- 6) стандартная неопределенность – неопределенность результата измерения одного параметра, выраженная в виде стандартного отклонения. Стандартное отклонение – положительный квадратный корень из дисперсии. Дисперсия – сумма квадратов отклонений наблюдений от их среднего арифметического, деленная на число наблюдений минус единица;
- 7) суммарная стандартная неопределенность – стандартная неопределенность результата вычисления или измерения, полученного из значений ряда других величин, равная положительному квадратному корню взвешенной суммы дисперсий или ковариаций этих величин, весовые коэффициенты при которых определяются зависимостью изменения результата измерения от изменений этих величин. Ковариация – мера взаимной математической зависимости измеряемых (вычисляемых) величин;
- 8) общая (суммарная) неопределенность выбросов (установки, материального потока) – суммарная стандартная неопределенность расчета валовых выбросов установки либо отдельного материального потока, или коэффициента выбросов;
- 9) уровень для данных о деятельности- совокупность разрешенных максимальных значений суммарной неопределенности количественного значения материального потока.
- 10) Порог общей неопределенности валовых выбросов CO₂ – предельное значение общей неопределенности для соответствующей категории установки и/или отдельного материального потока. Применяется при использовании резервного подхода, не основанного на уровнях.

Требования к неопределенности

Для каждого вида установки руководящими нормативными документами либо внутренними регламентами оператора предусмотрены **правила мониторинга производства**¹⁹. Для целей мониторинга CO₂ не может применяться уровень качества данных, ниже предусмотренного для мониторинга производства.

Оператор должен провести и задокументировать оценку стандартной неопределенности параметров мониторинга ПГ, включая неопределенность, связанную с коэффициентами выбросов. Для такой оценки оператор обязан применять принципы и методы, изложенные в соответствующих международных метрологических руководствах²⁰.

Утверждению о величине валовых выбросов регулируемых ПГ должна сопутствовать количественная характеристика качества результата расчета, чтобы при использовании данного результата возможно было бы оценить его достоверность и обеспечить сопоставимость с отчетами других операторов. Для характеристики качества расчета валовых выбросов следует оценивать и выражать его суммарную неопределенность (смотри вставку Правила суммирования неопределенностей).

Правила суммирования неопределенностей.

После идентификации неопределенностей отдельных первичных параметров мониторинга для определения суммарной неопределенности следует применять следующие правила.

Правило суммирования А:

В тех случаях, когда неопределенные величины должны объединяться с помощью сложения, среднеквадратическое отклонение суммы будет равно квадратному корню из суммы квадратов среднеквадратических отклонений величин, которые складываются, причем все среднеквадратические отклонения выражаются в абсолютных единицах

Используя эту интерпретацию можно вывести простое уравнение для неопределенности суммы, выраженной в процентах:

$$U_{\text{total}} = \frac{\sqrt{(U_1 \cdot X_1)^2 + (U_2 \cdot X_2)^2 + \dots + (U_n \cdot X_n)^2}}{X_1 + X_2 + \dots + X_n} \quad (1)$$

¹⁹ Мониторинг производства– сбор, первичная обработка, регистрация, агрегирование и архивирование данных, необходимых для целей оперативного управления производством, контроля технологического процесса, качества входящего сырья и готовой продукции, оперативного и производственного учета предприятия, в составе которого находится установка, а также бухгалтерского и статистического учета экономической деятельности оператора установки. Сравни: мониторинг ПГ – сбор, первичная обработка, регистрация, агрегирование и архивирование параметров о деятельности и данных для расчета коэффициентов выбросов регулируемых ПГ.

²⁰ GUM: 1995 Руководство по выражению неопределенности измерения. Совместная публикация BIPM, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP, OIML., а также PMГ 43–2001. ГСИ. Применение „Руководства по выражению неопределенности измерения“.

где:

U_{total} - суммарная неопределенность (в процентах) суммы величин \sum_n ;

X_n и U_n соответственно измеряемые величины и связанные с ними неопределенности (в процентах, половина 95 % доверительного интервала).

Указанное правило применимо для некоррелируемых переменных величин.

Правило суммирования В:

В тех случаях, когда неопределенные величины должны объединяться с помощью умножения, все среднеквадратические отклонения должны быть выражены в виде долей соответствующих средних величин.

Можно вывести простое уравнение для неопределенности произведения, выраженной в процентах:

$$U_{total} = \sqrt{U_1^2 + U_2^2 + \dots + U_n^2} \quad (2)$$

где:

U_{total} - неопределенность в процентах произведения величин (половина 95% доверительного интервала, разделенная на сумму и выраженная в процентах);

U_n - неопределенности в процентах, связанные с каждой величиной. (половина 95% доверительного интервала).

Указанный способ суммирования неопределенности применим при условии, что положительное значение $|U_n| < 60\%$.

Способ суммирования неопределенностей для коррелируемых между собой переменных величин

$$U_{total} = U_1 + U_2 + \dots + U_n \quad (3)$$

При расчете неопределенности измерения параметров мониторинга операторы должны использовать неопределенность, установленную в последних документах государственного контроля средств измерений, а в случае отсутствия таких данных - значения погрешности измерения.

Правило “1/3” для лабораторных анализов

Точность расчетов выбросов повышается при применении операторами собственных коэффициентов выбросов установки. Применение собственных коэффициентов регулируется уполномоченным органом с учетом наличия у оператора аккредитованных лабораторий, имеющих возможности для проведения необходимых анализов, и доступности по затратам для оператора установки проведения таких расчетов. При этом, нельзя трактовать указанную норму Правил как разрешающую операторам не применять собственные коэффициенты выбросов для установки, а применять коэффициенты выбросов по умолчанию национального уровня или

средние общемировые коэффициенты, рекомендуемые Международной группой экспертов по изменению климата (далее - МГЭИК)²¹.

Даже, если у оператора нет аккредитованных лабораторий для определения коэффициента выбросов, указанные коэффициенты могут быть рассчитаны оператором самостоятельно с использованием данных анализов отдельных характеристик топлива (сырья), предоставленных аккредитованными лабораториями. Многие аттестованные лаборатории операторов обеспечивают измерение аналитических параметров, необходимых для коэффициентов выбросов. С разрешения уполномоченного органа данные таких аттестованных лабораторий могут приравниваться к данным аккредитованных лабораторий, что должно быть отражено в утвержденном плане мониторинга.

Оператор может применять меньшую частоту отбора проб, если отклонения в аналитических величинах определенного вида топлива или материала не превышают 1/3 от установленного оператором предельного значения неопределенности для данного параметра мониторинга.

Значение отклонений должны основываться на исторических данных, включая данные аналитических величин по данному топливу или материалу в ближайший отчетный период по отношению к текущему отчетному году.

Любые отклонения аналитического значения должны определяться как суммарная неопределенность всех невязаных входящих величин:

$$u_{\text{total}} = \frac{\sqrt{(u_1 \cdot x_1)^2 + (u_2 \cdot x_2)^2 + \dots + (u_n \cdot x_n)^2}}{|x_1 + x_2 + \dots + x_n|} \quad (4)$$

где:

u_i относительная неопределенность аналитического значения пробы i

x_i размер пробы n

При условии, что неопределенность аналитического значения каждой пробы тождественна и все размеры пробы одинаковые, формулу можно упростить следующим образом:

$$u_{\text{total}} = u_i \cdot \frac{\sqrt{n}}{n} = \frac{u_i}{\sqrt{n}} \quad (5)$$

где: n количество проб

²¹ В МГЭИК принята следующая категоризация методологий: 1 уровень – средние коэффициенты, исчисленные для стран Приложения В к КП, 2 уровень – коэффициенты, применяемые в национальной инвентаризации конкретной страны Приложения В, уровень 3 – коэффициенты, полученные в результате расчета выбросов на отдельном предприятии с использованием детализированных методологий расчета выбросов, предназначенных для учета выбросов предприятий (а не страны или группы стран).

Если суммарная неопределенность по отношению к аналитическим значениям является известной (в большинстве случаев, она является прямым результатом стандартного отклонения аналитических значений), минимальное количество проб может быть определено следующим образом:

$$n = \frac{u_i^2}{u_{total}^2} \quad (6)$$

Рекомендации по применению суммарной стандартной неопределенности при несоблюдении оператором установленной минимальной частоты отбора и анализа проб.

В случае, если оператор не может соблюдать установленную минимальную частоту анализов, он может с разрешения уполномоченного органа определить аппроксимационные зависимости измеряемых для технологических целей параметров потока с выбросами CO₂. При этом он должен рассчитать стандартную неопределенность коррелированных оценок коэффициента выбросов CO₂. В качестве коррелированных пар значений могут выступать, например массовое содержание углерода в единице объема и плотность (для газообразного топлива), массовое содержание углерода и теплотворное нетто-значение единицы массы топлива, другие пары коррелированных величин, в которых одним элементом пары будет коэффициент выбросов CO₂ на одну единицу (мольную, объемную либо массовую) сжигаемого топлива. Отчет о расчете стандартной неопределенности коррелированных оценок должен быть приложен к отчету о ежегодной инвентаризации выбросов установки.

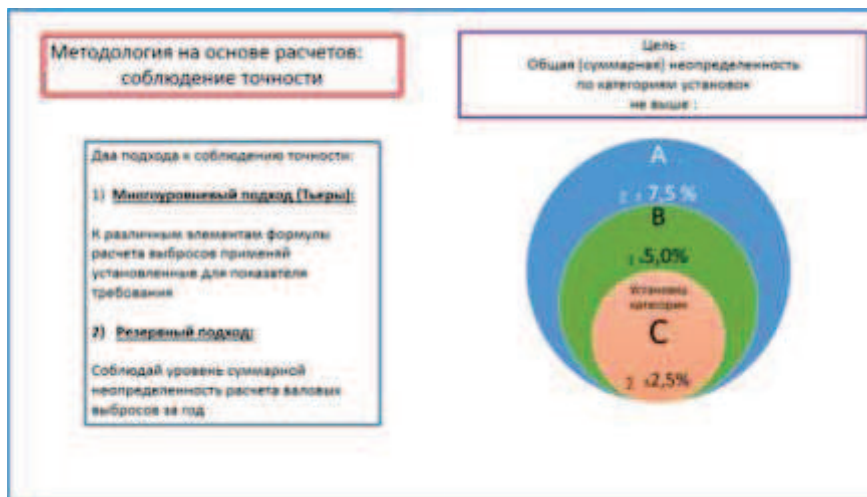
В случае соблюдения установленной частоты отбора и анализов проб, неопределенность параметров, определяемых лабораторным путем, устанавливается по данным лаборатории, либо должна соответствовать максимально допустимой относительной погрешности результата лабораторного анализа, установленной стандартами, применение которых обязательно на территории Украины. Если действующие правила разрешают для отдельных материальных потоков применение коэффициентов выбросов ПГ по умолчанию, для определения суммарной стандартной неопределенности коэффициента выбросов CO₂ применяется значение, указанное в соответствующем документе-источнике. Для уровня 1 таким источником есть Руководство МГЭИК 2006²², для уровня 2а таким источником являются данные последней Национальной инвентаризации²³.

²² МГЭИК 2006. Межправительственная группа экспертов по изменению климата. Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006 г. Доступно на сайте : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/russian/index.html>

²³ Государственное агентство экологических инвестиций Украины. НАЦИОНАЛЬНЫЙ КАДАСТР АНТРОПОГЕННЫХ ВЫБРОСОВ ИЗ ИСТОЧНИКОВ И АБСОРБЦИИ ПОГЛОТИТЕЛЯМИ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В УКРАИНЕ ЗА 1990-2012 ГГ. Киев – 2014. Доступно на сайте : http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/8108.php

Вопрос 14. Требования к точности расчета выбросов.

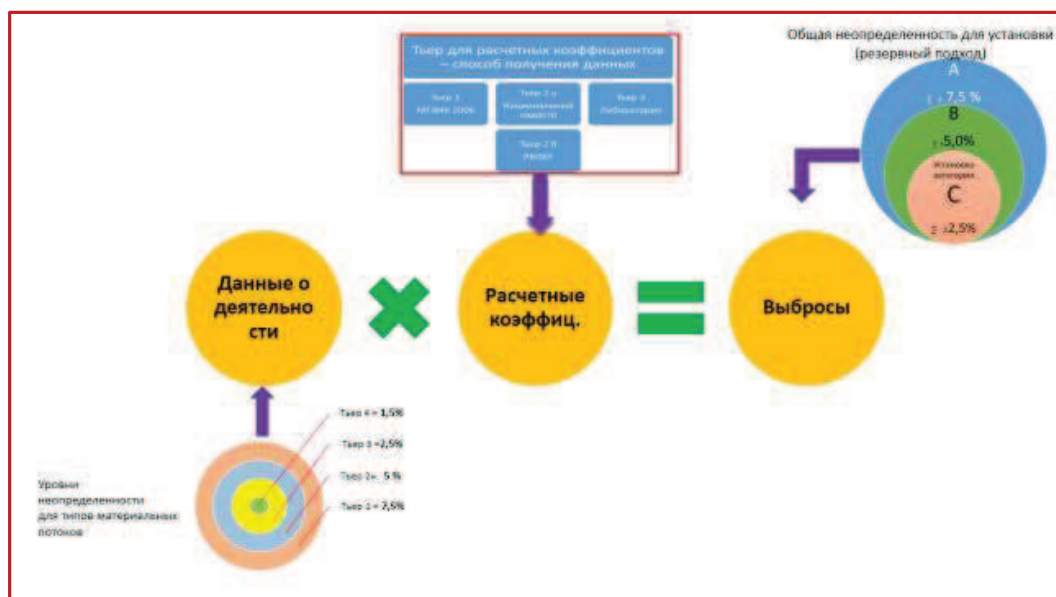
Для соблюдения точности расчета выбросов («неопределенность должна быть настолько мала, насколько это возможно») Регламент № 601 исходит из цели обеспечить общую (суммарную) неопределенность для различных категорий установок (А,В,С) , а также устанавливает основной и резервный подходы, которыми следует руководствоваться для достижения указанных целей (многоуровневый и резервный).



Для соблюдения точности расчета выбросов Регламент MRR (# 601) устанавливает два подхода:

- 1) **Основной, основанный на Тьерах (Уровнях).** Этот подход должен применяться всеми операторами для всех установок. Операторы в зависимости от категории установки и категории материального потока определяют набор применимых тьеров к различным элементам формулы расчета выбросов :
 - А) **Данные о деятельности:** количество топлива, сырья, исходящего материального потока и т.д. Диапазон тьеров охватывает тьеры от первого (1) до четвертого (4), Для потоков топлива, основного сырья и основного исходящего полуфабриката (готовой продукции) применяются все 4 тьера, для вспомогательных материальных потоков могут применяться 2 или 3 тьера. Тьеры для данных о деятельности специфицируются в таблице порогов неопределенности, т.е. для каждого тьера потока устанавливаются пороговые значения неопределенности.
 - Б) **Расчетные коэффициенты:** НТС, Коэффициент выбросов (предварительный), Фракция биомассы, Коэффициент окисления или Коэффициент конверсии, Доля углерода. Для расчетных коэффициентов пороги неопределенности не устанавливаются, а в спецификации Тьеров указывается способ получения данных (коэффициенты по умолчанию или данные лабораторных испытаний сырья). Для коэффициентов по умолчанию тьерами установлены виды источников данных.
- 2) **Резервный подход** , не основанный на Тьерах. Резервный подход может использоваться только с разрешения уполномоченного органа при условии, что оператор обоснует, что его применение обеспечивает большую степень точности, чем многоуровневый подход, или докажет, что применение многоуровневого подхода технически не осуществимо либо вызывает необоснованные затраты. При применении резервного подхода общая неопределенность расчета валовых выбросов не должна превышать следующие пороговые значения:

Категория установки	Общая неопределенность расчета валовых выбросов
«А»	$\pm 7,5\%$
«В»	$\pm 5,0\%$
«С»	$\pm 2,5\%$



Вопрос 15. Многоуровневый подход или «подход, основанный на уровнях».

Понятие уровня.

Уровень качества данных (Уровень или Tier)

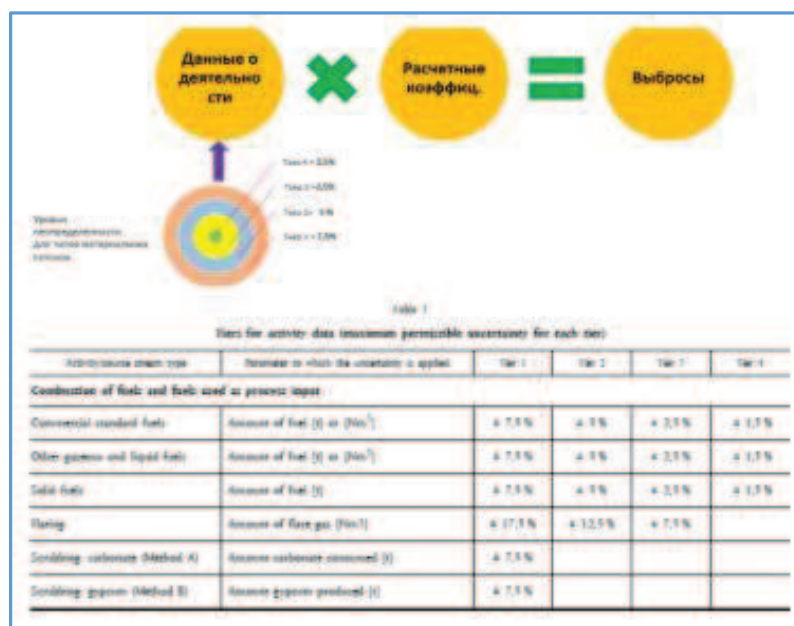
<p>(8) 'Тьер' (уровень)</p> <p>(8) 'tier'</p>	<p>означает набор требований (к детализации информации и порогам неопределенности действительных значений), используемый для определения данных о деятельности, расчетных коэффициентов, значений годовых выбросов либо среднегодовых значений почасовых выбросов и показателей полезной нагрузки;</p>
---	--

Различные требования к точности называются уровнями. Увеличивающаяся нумерация уровней от одного и выше (от 1 до 4) отражает повышение уровня точности, с наибольшим номером уровня в качестве уровня, которого по умолчанию должен придерживаться оператор (о дерогациях смотри ниже). Эквивалентные уровни отмечаются тем же номером уровня и, для некоторых уровней, дополнительно алфавитной буквой (например, уровень 2a и 2b).

Тьеры 1,2,3,4 для данных о деятельности, т.е. количественного измерения материальных потоков, устанавливаются в виде процентных пороговых значений суммарной неопределенности (\pm суммарная неопределенность для потока).

Приложение 2 к Регламенту содержит таблицу 1, в которой для различных видов материальных потоков в разрезе категорий установок такие пороги неопределенности установлены. Примеры смотри в слайдах ниже :

Refining of mineral oil		Переработка нефти			
Calcium oxides regeneration (1)	Calcium oxides regenerate apply separately for each emission source	$\pm 10\%$	$\pm 5.5\%$	$\pm 5\%$	$\pm 2.5\%$
Возник концы катализатора	Для каждой технологической установки регенерации				
Hydrogen production	Hydrocarbon feed (1)	$\pm 7.5\%$	$\pm 3.5\%$		
Production of coke					
Mass balance methodology	Each input and output material (1)	$\pm 7.5\%$	$\pm 5\%$	$\pm 2.5\%$	$\pm 1.5\%$
Metals smelting and casting					
Сплавление и агломерирование металлических руд					
Carbonate input	Carbonate input material and process residue (1)	$\pm 5\%$	$\pm 2.5\%$		
Mass balance methodology	Each input and output material (1)	$\pm 7.5\%$	$\pm 5\%$	$\pm 2.5\%$	$\pm 1.5\%$
Production of iron and steel					
Feed as process input	Each mass flow into and from the installation	$\pm 7.5\%$	$\pm 5\%$	$\pm 2.5\%$	$\pm 1.5\%$
Топливо для сжигания	(1)				
Mass balance methodology	Each input and output material (1)	$\pm 7.5\%$	$\pm 5\%$	$\pm 2.5\%$	$\pm 1.5\%$

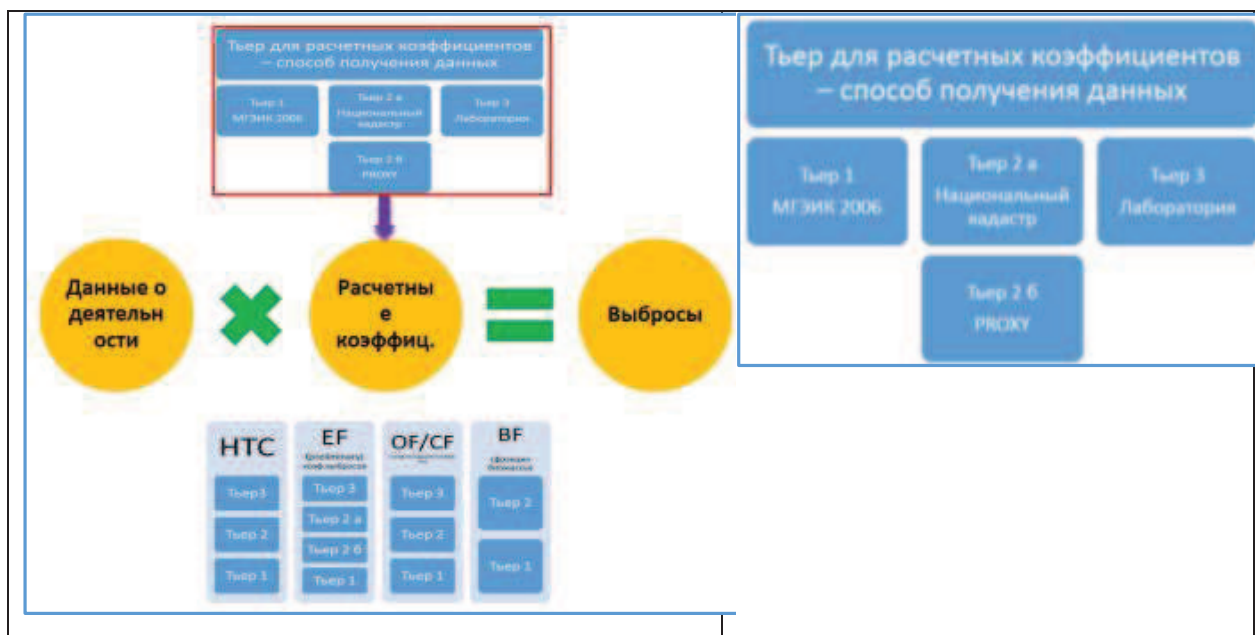


Спецификация порога неопределенности Тьеров для данных о деятельности по сжиганию топлива или использования карбонатов или ключевых потоков массового баланса

Тьер №	Порог неопределенности	Материальный поток, к которому устанавливается спецификация
1	± 7,5%	Количество топлива (т) или (нм3) или карбонатного сырья (полуфабриката) (т) в течении отчетного периода
2	± 5,0 %	
3	± 2.5%	
4	± 1,5 %	

Тьеры для расчетных коэффициентов не содержат требований к порогам неопределенности, а классифицируются по источникам используемых данных:

- 1) **наивысший Тьер 3** - коэффициенты, рассчитанные для конкретной установки, с использованием данных **лабораторного анализа** отобранных проб материала (топлива);
- 2) **tiers более низкого уровня (2 и 1)** – используют **данные по умолчанию**, содержащиеся в Руководстве МГЭИК 2006 (Тьер 1) либо в последнем Национальном кадастре выбросов ПГ страны (Тьер 2, Тьер 2а) либо предполагают использование в течении периода действия плана мониторинга в качестве данных по умолчанию аппроксимированные значения, специально рассчитанных для конкретной установки (Тьер 2б). Смотри слайды ниже.



Спецификация Тьеров для расчетных коэффициентов приведен в таблице ниже:

Тип материального потока	Расчетный коэффициент	Тьер (№)	Спецификация Тьера
Выбросы от сжигания	EF Коэффициент выбросов (предварительный)	1	Тип 1 значения по умолчанию
		2а	Тип 2 значения по умолчанию
		2б	Аппроксимирование (если применимо)
		3	Лабораторный анализ
	OF Коэффициент окисления	1	По умолчанию OF= 1
		2	Тип 2 значения по умолчанию
3		Лабораторный анализ	
Выбросы от сжигания и массовый баланс	HTC (NCV)	1	Тип 1 значения по умолчанию
		2а	Тип 2 значения по умолчанию
		2б	Данные документов поставщика
		3	Лабораторный анализ
	BF Фракция биомассы	1	Тип 1 фракции биомассы (по умолчанию, устанавливается или утверждается уполномоченным органом)
		2	Тип 2 фракции биомассы (лабораторный анализ)

Выбросы от использования карбонатов (метод А, всад)	EF Коэффициент выбросов	1	Лабораторный анализ вещественного состава сырья & стехиометрическое соотношение (для карбонатов)
Выбросы от использования карбонатов (метод Б, выход)	EF Коэффициент выбросов	1	Тип 1 значения по умолчанию
		2	Тип 2 значения по умолчанию
		3	Лабораторный анализ вещественного состава сырья & стехиометрическое соотношение (для карбонатных оксидов)
Выбросы от использования карбонатов (метод А и Б)	CF Коэффициент конверсии	1	По умолчанию CF= 1
		2	Лабораторный анализ вещественного состава всада/выхода & стехиометрическое соотношение
Материальные потоки массового баланса	CC Доля углерода	1	Тип 1 значения по умолчанию
		2a	Тип 2 значения по умолчанию
		2б	Аппроксимирование (если применимо)
		3	Лабораторный анализ
Значения по умолчанию			
Тип 1	Значения по умолчанию, установленные Руководством МГЭИК 2006, а также другие аналогичные значения		
Тип 2	Значения по умолчанию, используемые в национальной инвентаризации выбросов, а также другие аналогичные значения		
Аппроксимирование	Метод, основанный на эмпирической корреляции значений EF или CC с постоянно измеряемыми (для технологических целей) параметрами потока (например, плотность газа или НТС угля). Такая корреляция устанавливается с использованием данных лабораторного анализа. Из-за сложности и трудоемкости такой процедуры, Регламент разрешает ее проводить не реже чем раз в год, однако эта процедура относится к более низкому Тьеру, чем полный и периодический лабораторный анализ.		
Данные документов поставщика	Только для стандартизированного коммерческого топлива, в случае если НТС указывается в накладных на поставку и определено в соответствии с национальными стандартами		

Вопрос 16. Предписанные (установленные) уровни для категорий установок и материальных потоков

Следует различать предписанные Регламентом тьеры, минимальные тьеры, а также разрешенные, включая переходные на 3 года, тьеры, которые с разрешения уполномоченного органа могут использовать операторы вместо предписанных, при наличии оснований для таких дерогаций. Регламент также регулирует порядок применения временных тьеров в течении отчетного периода, вызванного техническими причинами.

Требования с соблюдению тьеров по категориям установок и категориям потоков

Материальный поток	Категория А	Категория В	Категория С
Ключевой поток	Минимальный тьер	Высший тьер	Высший тьер
Ключевой , но применение тьеров является технически не осуществимым или вызовет неоправданные затраты	Не более чем на 2 тьера ниже, чем высший, но не ниже тьера 1	Не более чем на 2 тьера ниже, чем высший, но не ниже тьера 1	На 1 тьер ниже, чем высший, но не ниже тьера 1
Ключевой , но временно применение тьеров является технически не осуществимым или вызовет неоправданные затраты. Мероприятия по достижению предписанных тьеров включены в план совершенствования мониторинга (макс. переходный период 3 года)	Минимальный тьер 1	Минимальный тьер 1	Минимальный тьер 1
Второстепенный	Наивысший тьер, который является технически осуществимым и не приводит к необоснованным затратам (но не ниже 1)		
Минимальный	Консервативная оценка, кроме случаев, если установленный тьер является достижимым без дополнительных усилий.		

Операторы установок категории В или С обязаны использовать самый высокий тьер из предписанных. Только если будет уполномоченному органу обосновано будет доказано, что высокий уровень является технически невозможным или приведет к необоснованным высоким затратам, следующий низкий уровень может использоваться для этой переменной в рамках методологии мониторинга.

Мониторинг на установках категории А ($\leq 50,000$ т CO₂/год) должен соответствовать требованиям минимального тьера (существует специальная таблица минимальных уровней). Для установок с низкими выбросами ($< 25,000$ тCO₂/год) установлены дополнительные упрощения мониторинга и они освобождаются от необходимости обосновывать техническую неосуществимость и необоснованные затраты.

<p>Применение уровня</p>	<p>1. При определении соответствующих Уровней для определения данных о деятельности и расчетных коэффициентов каждый оператор должен применять следующее:</p> <ul style="list-style-type: none"> а) в случае установки, которая является установкой категории А, либо если коэффициент расчета применяется для коммерческого стандартного топлива - минимальные уровни, указанные в Приложении V Регламента; б) в иных случаях - самый высокий Уровень согласно Приложению 2 Регламента. <p>Тем не менее, оператор может применять Уровень на единицу ниже требуемого в соответствии с первым абзацем для установок категории С и уровни до двух единиц ниже (но не ниже первого) для установок категорий А и В, если он обоснует уполномоченному органу, что применение Уровня, требуемого в соответствии с первым пунктом является технически неосуществимым или приводит к необоснованным затратам.</p> <p>Уполномоченный орган может для переходного периода до трех лет, разрешить оператору применять более низкие уровни, по сравнению с указанными во втором абзаце, при соблюдении следующих условий:</p> <ul style="list-style-type: none"> а) оператор доказывает уполномоченному органу, что применение Уровня, требуемого согласно второму абзацу, технически неосуществимо или сопряжено с необоснованными затратами; б) оператор представляет план улучшения, указывающий, как и когда будет достигнут Уровень, требуемый согласно второму абзацу.
	<p>2. Для второстепенных материальных потоков оператор должен применять самый высокий Уровень для данных о деятельности и для каждого расчетного коэффициента, которые не являются технически неосуществимыми и не приводит к необоснованным затратам, но не ниже первого Уровня.</p>
	<p>3. Для <i>минимальных материальных</i> потоков оператор может определить расчетный коэффициент и данные о деятельности с помощью консервативных оценок вместо применения Уровней, если на установке для целей, отличных от мониторинга выбросов ПГ, не используются правила, соответствующие требуемому уровню.</p>
	<p>4. Для коэффициентов окисления и преобразования оператор должен, как минимум, применять самые низкие уровни, перечисленные в Приложении 2 Регламента.</p>
	<p>5. Если уполномоченный орган разрешил использование коэффициентов выбросов, выраженных в виде т СО₂/т или т СО₂/м³ для топлива, используемого в качестве сырья, или в массовом балансе, низшая</p>

	<p>теплотворная способность может контролироваться с помощью нижних Уровней, как это определено в Приложении 2 Регламента.</p> <p>б. Оператор должен применять различные утвержденные уровни к различным переменным, используемым в рамках одного расчета. Выбор уровней указывается в Плане мониторинга, который, в свою очередь, подлежит утверждению уполномоченным органом. Если оператор желает изменить ранее установленный уровень на более низкий, либо этого требует законодательство, либо истекает срок временного применения более низких уровней (переходный период - не более 3-х лет), оператор должен подать на утверждение новую версию плана мониторинга.</p> <p>Применение более низких уровней также разрешается для:</p> <ul style="list-style-type: none">- второстепенных и минимальных материальных потоков;- потоков биомассы;- коммерческих, стандартизированных видов топлива, к которым, к сожалению, не относятся уголь и природный газ. К такому топливу относятся мазут, дизельное топливо, бензин, керосин;- потоков, где применение высокого уровня является технически неосуществимым и вызывает необоснованные затраты с учетом плановой цены на единицу квоты.
--	---

Вопрос 17. Техническая неосуществимость и необоснованные затраты

<p>Техническая неосуществимость²⁴</p>	<p>Если оператор обосновывает, что применение конкретной методологии мониторинга технически неосуществимо, уполномоченный орган должен оценить имеющиеся технические (технологические) возможности с учетом обоснования, представленного оператором. Это обоснование должно содержать подробную информацию об отсутствии технической возможности выполнить требования Регламента, а также обоснованные сроки и технически осуществимые мероприятия по внедрению соответствующих требований в следующие отчетные периоды (например, указание на то, что требования Регламента будут учтены в будущем при техническом перевооружении, реконструкции либо капитальном ремонте установки).</p>
<p>Необоснованные затраты²⁵</p>	<p>1. Если оператор утверждает, что применение отдельных требований конкретной методологии мониторинга приводит к необоснованным затратам, уполномоченный орган может разрешить оператору временно не внедрять указанные отдельные требования.</p> <p>Оператор должен рассматривать затраты как необоснованные, в случае если оценка затрат по устранению несоответствий касательно конкретной методологии мониторинга превышает выгоду, выраженную в финансовом эквиваленте. Указанная выгода рассчитывается путем умножения фактора улучшения на референтную стоимость единицы квоты²⁶, а сравнение с оценкой затрат должно учитывать соответствующий период амортизации оборудования.</p>
	<p>2. При оценке необоснованного характера затрат, связанных с выбором Уровня для данных о деятельности, оператор должен использовать произведение фактора улучшения, упомянутого в пункте 1, и разницы между неопределенностью, актуальной для установки и требуемым уровнем неопределенности, умноженной на среднегодовые выбросы от материального потока, которого касаются улучшения, за три последних года.</p> <p>В случае отсутствия верифицированных данных о среднегодовых выбросах за три последних года оператор должен представить консервативную оценку среднегодовых выбросов.</p> <p>Для измерительных приборов, находящихся под государственным метрологическим контролем, требуемый настоящими правилами уровень неопределенности может быть заменен максимально</p>

²⁴ Статья 17 Регламента 601 ЕС

²⁵ Статья 18 Регламента 601 ЕС

²⁶ В методических рекомендациях ЕС установлена референтная цена 20 евро, средняя за период 2005-2010 годов. В связи с падением уровня производства актуальная средневзвешенная цена составляет 7 евро. Для условий Украины стартовая референтная цена может быть установлена на уровне 5 евро, т.е. 70% от средневзвешенной цены на европейскую квоту, сформировавшуюся с 1 января 2013 года..

	допустимой погрешностью измерительных приборов, разрешенной национальным законодательством.
	<p>3. При оценке необоснованного характер затрат, связанных с мерами повышения качества данных о выбросах , но без прямого воздействия на точность данных о деятельности ,уполномоченный орган должен использовать [вмененный] фактор улучшения 1 % от среднегодовых выбросов соответствующих материальных потоков за три последних отчетных периода . Указанный фактор улучшения применяется к следующим улучшениям :</p> <ul style="list-style-type: none"> а) переход от значений по умолчанию к определению расчетных коэффициентов; б) увеличение количества анализов проб; в) замена приборов измерения, не соответствующих требованиям государственного метрологического контроля, установленным для вновь вводимых приборов²⁷, новыми приборами измерения, соответствующих указанным требованиям; г) сокращение межповерочных, межкалибровочных и межремонтных интервалов и интервалов технического обслуживания средств измерений; д) улучшение системы управления данными и системы контроля для существенного снижения неотъемлемого риска или риска системы контроля.
	<p>4. Меры, касающиеся усовершенствования методологии мониторинга, не должны считаться как необоснованные затраты до суммы 2000 евро за отчетный период. Для установок с низким уровнем выбросов порог должен быть 500 евро за отчетный период.</p>

В лекции, посвященной практическому применению методологий, будет рассмотрена формулы для определения необоснованных затрат и фактора улучшения.

²⁷ При имплементации Директивы об измерительных приборах - Directive 2004/22/EC or Directive 2009/23/EC of the European Parliament and of the Council

Вопрос 18. Минимальные требования к применению тьеров.

Минимальные требования к соблюдению тьеров во второй фазе ЕСТВ (2008-2012 гг.) устанавливались Решением 589 по категориям установок. Смотри пример ниже

Столбец А (установки категории А): установки со средними выбросами в год \leq 50 килотонн ископаемого CO₂ до вычитания переданного CO₂.

Столбец В (установки категории В): установки со средними выбросами в год $>$ 50 килотонн и \leq 500 килотонн ископаемого CO₂ до вычитания переданного CO₂.

Столбец С (установки категории С): установки со средними выбросами в год $>$ 500 килотонн ископаемого CO₂ до вычитания переданного CO₂.

Annex/Activity	Activity data			Emission factor			Composition data			Oxidation factor			Correction factor					
	Fuel flow			Net calorific value			A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
II: Combustion	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Commercial standard fuels	2	3	4	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	na	na	na	1	1	1	na	na	na
Other gaseous and liquid fuels	2	3	4	2a/2b	2a/2b	3	2a/2b	2a/2b	3	na	na	na	1	1	1	na	na	na
Solid fuels	1	2	3	2a/2b	3	3	2a/2b	3	3	na	na	na	1	1	1	na	na	na
Mass-balance approach for carbon black production and gas processing terminals	1	2	3	na	na	na	na	na	na	1	2	2	na	na	na	na	na	na
Flare	1	2	3	na	na	na	1	2a/b	3	na	na	na	1	1	1	na	na	na
Scrubbing																		
Carbonate	1	1	1	na	na	na	1	1	1	na	na	na	na	na	na	na	na	na
Gypsum	1	1	1	na	na	na	1	1	1	na	na	na	na	na	na	na	na	na

Уровень 3: Применение теплотворных значений для стандартных топлив, предоставленных поставщиком.

Уровень 1: Используется стандартный коэффициент окисления 1.

Annex/Activity	Activity data			Emission factor			Composition data			Oxidation factor					
	Fuel flow			Net calorific value			A	B	C	A	B	C	A	B	C
II: Combustion	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Commercial standard fuels	2	3	4	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	na	na	na	1	1	1
Other gaseous and liquid fuels	2	3	4	2a/2b	2a/2b	3	2a/2b	2a/2b	3	na	na	na	1	1	1

Уровень 4: Расход топлива за отчетный период определяется оператором или поставщиком топлива в пределах максимальной неопределенности не более $\pm 1,5\%$ с учетом влияния изменения запасов, где это применимо.

Уровень 3: Используются национальные коэффициенты выбросов.

Регламент № 601 установил минимальные требования не для категорий установок, а в виде матрицы : в столбце - вид деятельности (отдельный процесс в пределах вида деятельности) , в строке – элемент формулы расчета выбросов (данные о количестве материального потока и расчетные коэффициенты. Ниже для иллюстрации приведена выдержка из таблицы 1 Приложения 5 к Регламенту № 601.

ANNEX V						
Minimum tier requirements for calculation-based methodologies involving Category A installations and calculation factors for commercial standard fuels used by Category B and C installations (Article 26(1))						
Table 1						
Minimum tiers to be applied for calculation-based methodologies in the case of category A installations and in the case of calculation factors for commercial standard fuels for all installations in accordance with point (a) of Article 26(1); ('n.a.' means 'not applicable')						
Activity/Source stream type	Activity data		Emission factor	Composition data (Carbon content)	Oxidation factor	Conversion factor
	Amount of fuel or material	Net calorific value				
Combustion of fuels						
Commercial standard fuels	2	2a/2b	2a/2b	n.a.	1	n.a.
Other gaseous and liquid fuels	2	2a/2b	2a/2b	n.a.	1	n.a.
Solid fuels	1	2a/2b	2a/2b	n.a.	1	n.a.
Mass balance methodology for Gas Processing Terminals	1	n.a.	n.a.	1	n.a.	n.a.
Flares	1	n.a.	1	n.a.	1	n.a.
Scrubbing (carbonate)	1	n.a.	1	n.a.	n.a.	n.a.
Scrubbing (gypsum)	1	n.a.	1	n.a.	n.a.	n.a.

Более подробно базовые и минимальные требования к тьярам будут рассмотрены в лекции, посвященной практическому применению методологий.

Вопрос 19. Резервный (альтернативный) подход, не основанный на уровнях

Регламент № 601 предусматривает также возможность с разрешения уполномоченного органа не применять подход, основанный на тьерах. Применение резервного подхода освобождает оператора от применения требований тьеров и позволяет создать полностью индивидуализированную методологию мониторинга. При резервном подходе оператор в плане мониторинга самостоятельно устанавливает фактически используемые пороги неопределенности для различных слагаемых формулы расчета выбросов. Однако, Регламент устанавливает порог общей (суммарной) неопределенности такого расчета.



Использование резервного подхода разрешается, если применение подхода, основанного на тьерах, является технически невозможным или может привести к необоснованным затратам.

Оператор должен доказать уполномоченному органу, что, применяя эту альтернативную методологию мониторинга для всей установки, общий порог неопределенности будет соблюден. Для этого, оператор должен представить вместе с планом мониторинга документ, содержащий **расчет общей (суммарной) неопределенности**.

Анализ общей неопределенности должен проводиться до утверждения плана мониторинга уполномоченным органом на основе данных предыдущего года и должен впоследствии обновляться на ежегодной основе. Это ежегодное обновление должно быть подготовлено вместе с годовым отчетом о выбросах.

При использовании резервного подхода нагрузка по проверке на уполномоченный орган и верификаторов увеличивается. Применение резервного подхода усложняет Европейской Комиссии осуществлять автоматический контроль за планами мониторинга и отчетами. Об установках, которые применяют резервный подход, государства-члены должны известить Европейскую Комиссию.

<p>Подход, не основанный на уровнях</p>	<p>Оператор может использовать альтернативную методологию мониторинга, не основанную на Уровнях (далее – альтернативную методологию) для отдельных материальных потоков или источников выбросов при соблюдении всех следующих условий:</p> <p>а) применение, по меньшей мере, 1-го Уровня, является технически неосуществимым или приводит к необоснованным затратам</p>
--	--

	<p>- для методологии на основе расчета для одного или нескольких основных материальных потоков,</p> <p>- либо второстепенных материальных потоков,</p> <p>- либо для методологии на основе измерений для одного или нескольких источников выбросов, связанных с одним материальным потоком;</p> <p>б) оператор ежегодно оценивает и измеряет неопределенность всех параметров, используемых для определения годовых выбросов в соответствии с Руководством ИСО по определению неопределенности измерений (JCGM 100:2008), или другим эквивалентным международным стандартам, и включает результаты в ежегодном отчете оператора о выбросах;</p> <p>в) оператор обосновывает уполномоченному органу, что при применении альтернативной методологии мониторинга, общий ежегодный порог неопределенности уровня выбросов парниковых газов для всей установки категории А не превысит 7,5% , для установки категории В - 5,0% для установок категории с- 2,5%.</p>
--	--

Дополнительные разъяснения смотри на слайдах ниже:

Применение резервного подхода – только с разрешения уполномоченного органа

Такое разрешение можно получить, если

- Применение резервного подхода повышает точность расчета выбросов установки и снижает общую неопределенность расчета выбросов;
- Применение уровней является технически неосуществимым или ведет к необоснованным затратам.

Об установках, применяющих резервный подход, уполномоченный орган нотифицирует Европейскую Комиссию



Почему подход основанный на уровнях (тьерах) выбран основным,
а подход, основанный на соблюдении уровней общей неопределенности,
выбран резервным?

Резервный подход более точно оценивает уровень общей (суммарной) неопределенности, поскольку включает последовательную фактическую (а не по умолчанию) оценку неопределенности всех слагаемых расчета валовых выбросов.

Однако, подход, основанный на уровнях (тьерах), выбран основным, потому, что позволяет упростить и даже автоматизировать контроль за точностью расчета выбросов на уровне системы торговли :

- В планах мониторинга
- В отчетах о выбросах

На уровне Европейской системы контролируется более 11 тысяч установок.

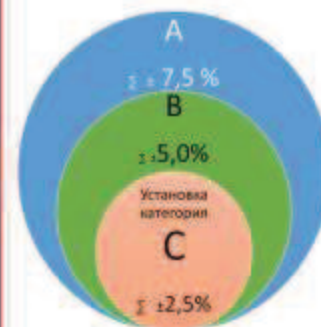
В Германии – более 1000 установок, в Польше – более 500.

Контролирующему органу необходимо быстро проверить выполняются ли уровни (тьеры).

При резервном подходе такой формализованный подход не возможен, поскольку необходимо детально проанализировать неопределенность всех слагаемых расчета выбросов, а у каждой установки такие слагаемые и пороги неопределенности могут быть разными.

Все установки, которым уполномоченный орган страны разрешил применять резервный подход, должны быть нотифицированы в Европейской Комиссии. Их планы мониторинга и отчеты подлежат углубленной проверке.

Для контроля общей неопределенности таких установок верификатор и уполномоченный орган должны запланировать больше времени для аудита (инспекции)



Вопрос 20. Методология на основе измерений

<p>Использование методологии мониторинга на основе измерений</p>	<p>Оператор должен использовать методологии на основе измерения для всех выбросов закиси азота (N₂O), изложенные в Приложении IV.</p> <p>Кроме того, оператор может использовать метод на основе измерения для источников выбросов CO₂, если он может предоставить доказательства того, что соблюдаются для каждого источника выбросов требуемые уровни, указанные ниже.</p>
---	--

<p>Требования к Уровням</p>	<p>1. Оператор обязан применять самый высокий Уровень из перечисленных в разделе 1 Приложения VIII для каждого из нижеперечисленных источников выбросов, в зависимости от того, какое абсолютное значение выбросов окажется выше:</p> <ul style="list-style-type: none"> - более 5 000 тонн CO₂экв в год, - более 10% общего годового объема выбросов из установки. <p>Для всех остальных источников выбросов оператор должен применять Уровень, не ниже предшествующего высшему уровню.</p>
	<p>2. Если оператор обоснует уполномоченному органу, что применение требуемого Уровня в соответствии с пунктом 1 является технически неосуществимым или приводит к необоснованным затратам, а также применение методологии на основе расчета с использованием разрешенных для такой методологии Уровней является технически неосуществимым или приводит к необоснованным затратам, для соответствующего источника выбросов может быть использован следующий, более низкий, Уровень .</p>

<p>Стандарты измерения и лаборатории</p>	<p>1. Все измерения должны проводиться с применением методов, основанных на ИСО 10396 «Выбросы стационарных источников. Отбор проб при автоматическом определении содержания газов » и стандарта ИСО 14956 «Качество воздуха. Оценка применимости методики выполнения измерений на основе степени ее соответствия требованиям к неопределенности измерения», а также стандарта EN 14181 (обеспечение качества автоматизированных измерительных систем).</p> <p>Если такие стандарты отсутствуют, методы должны быть основаны на соответствующих стандартах ИСО. Там, где опубликованные стандарты неприменимы, должны быть использованы подходящие проекты стандартов, передовая практика или другие научно обоснованные методики, обеспечивающие уменьшение систематической ошибки при отборе проб и измерения.</p>
---	--

	<p>Оператор должен принимать во внимание все соответствующие аспекты системы непрерывного измерения (CEMS), в том числе размещение оборудования, калибровку, технологию измерения, обеспечение и контроль качества.</p> <p>2. Оператор должен обеспечить, чтобы лаборатории, осуществляющие измерения, калибровку и соответствующие оценки (включая поверку) оборудования для систем непрерывного измерения выбросов (CEMS) были аккредитованы в соответствии с ИСО/МЭК 17025 для соответствующих аналитических методов или деятельности по калибровке.</p> <p>В случае, если лаборатория не имеет такой аккредитации, оператор должен убедиться в том, что данная лаборатория соответствует требованиям, установленным для аккредитованных лабораторий.</p>
Определение выбросов	<p>1. Оператор определяет ежегодные выбросы от источника выбросов за отчетный период путем суммирования за отчетный период всех часовых значений измеряемой концентрации парниковых газов, умноженных на часовые значения потока отходящих газов, при этом часовые значения потока должны быть средними по всем индивидуальным результатам измерений соответствующих часов работы установки .</p> <p>В случае выбросов CO₂, оператор должен определить годовые выбросы на основе уравнения 1 в Приложении VIII. Монооксид углерода (CO), выбрасываемый в атмосферу, должен рассматриваться как эквивалентное молярное количество диоксида углерода (CO₂) .</p> <p>В случае закиси азота (N₂O), оператор устанавливает ежегодные выбросы на основе уравнения в подразделе В.1 раздела 16 приложения IV.</p>
	<p>2. Если на одной установке находится несколько источников выбросов и выбросы от них не могут быть измерены как выбросы от единого источника, оператор обязан измерять выбросы из этих источников по отдельности и суммировать результаты измерения для получения общего количества выбросов конкретного газа за отчетный период.</p>
	<p>3. Оператор должен определить концентрацию парниковых газов в отходящих газах методом непрерывного измерения в представительной точке измерения следующими действиями:</p> <ul style="list-style-type: none"> а) прямые измерения; б) в случае высокой концентрации парникового газа в отходящем газе, расчет концентрации осуществляется с применением уравнения 3 приложения VIII и с учетом измеренных значений концентрации всех других компонентов потока газа, указанных в плане мониторинга.

	4. В случае использования биомассы оператор должен рассчитать соответствующее количество CO ₂ и вычесть этот объем из общего объема выбросов CO ₂ .
	5. Оператор должен определить объем отходящих газов для расчета в соответствии с пунктом 1 с использованием одного из следующих методов: <ul style="list-style-type: none"> а) расчеты с помощью массового баланса, с учетом всех значимых параметров на входе, в том числе выбросов CO₂ из исходного материала, входного потока воздуха, эффективности процесса, выхода товарной продукции, концентрации O₂, SO₂ и NO_x; б) путем непрерывного измерения потока отходящих газов в представительной точке газохода.
Агрегирование данных	1. Оператор рассчитывает часовые средние показатели для каждого из параметров, в том числе концентрации и поток отходящих газов, значения для определения выбросов с помощью методологии на основе измерений с использованием всех данных для этого конкретного часа. Там, где оператор может выдавать данные для более коротких отчетных периодов без дополнительных затрат, он должен использовать эти периоды для определения годового объема выбросов.
	2. Если оборудование для непрерывного измерения конкретного параметра временно находится вне контроля, вне диапазона или не работает в определенную часть времени отчетного периода, упомянутого в пункте 1, то оператор должен рассчитать соответствующие почасовые средние показатели пропорционально для пропущенных точек данных конкретного часа или более короткого периода при условии, что доступны по меньшей мере 80% от максимального количества точек данных для параметра. В случае, если доступны менее 80% максимального количества точек данных для параметра, применяются нижеследующие правила для отсутствующих данных.
Отсутствующие данные	1. В случае, если часть измерительного оборудования системы непрерывного мониторинга выбросов вышла из строя более чем на пять последовательных дней в течение отчетного года, оператор должен своевременно информировать уполномоченный орган и предложить адекватные меры по восстановлению части системы непрерывного мониторинга выбросов, которая вышла из строя.
	2. Если операционный час или меньший отрезок отчетного периода не может быть обеспечен данными по одному или нескольким параметрам путем измерений, в связи с выходом оборудования из-под контроля, вне диапазона или из эксплуатации, оператор должен определить значения данных для замены каждого недостающего часа.