**ЕВРОПЕЙСКА КОМИСИЯ**

ГЕНЕРАЛНА ДИРЕКЦИЯ

„ДЕЙСТВИЯ ПО ИЗМЕНЕНИЕ НА КЛИМАТА”

Дирекция В – Европейски и международни пазари на въглерод

Ръководен документ № 5

относно хармонизираната методология за безплатно разпределение на квоти в рамките на Европейската схема за търговия с квоти за емисии на парникови газове (СТЕ на ЕС) 2020 г.

**Ръководство за мониторинг и докладване във връзка с правилата за безплатно разпределение на квоти**

*Версия, издадена на 22 февруари 2019 г.*

Ръководството не представлява официална позиция на Комисията и не е правно обвързващо. Все пак, това ръководство има за цел да изясни изискванията, установени в Директивата за СТЕ на ЕС и правилата за безплатно разпределение на квоти (FAR), и е от съществено значение за разбирането на тези правно обвързващи правила.

**Съдържание**

1. [ВЪВЕДЕНИЕ 4](#_bookmark0)
   1. [Обхват на настоящия ръководен документ 4](#_bookmark1)
   2. [Къде да намеря Ръководни документи 5](#_bookmark2)
2. [КРАТКО РЪКОВОДСТВО ЗА МОНИТОРИНГ И ДОКЛАДВАНЕ ЗА ПРАВИЛА ЗА РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ 6](#_bookmark5)
   1. [Откъде да започна да чета? 6](#_bookmark6)
   2. [Какво е ново във Фаза 4 по отношение на мониторинга и докладването в контекста на](#_bookmark8) [безплатното разпределение? 9](#_bookmark8)
      1. [Съответни нови елементи на Директивата 9](#_bookmark9)
      2. [Нови елементи в FAR 9](#_bookmark10)
      3. [Нови елементи относно верификацията 11](#_bookmark12)
   3. [Съображения за конкретни ситуации на инсталация 11](#_bookmark13)
      1. [Инсталации с ниски емисии 11](#_bookmark14)
      2. [Нови участници 12](#_bookmark17)
      3. [Отказ от безплатно разпределение 12](#_bookmark18)
      4. [Сливания и разделения 12](#_bookmark19)
3. [ЦИКЪЛЪТ НА СЪВМЕСТИМОСТ НА СТЕ на ЕС (ИЛИ: СИСТЕМАТА ЗА МДПА КАТО ЦЯЛО) 13](#_bookmark21)
4. [КОНЦЕПЦИИ И ПОДХОДИ 15](#_bookmark24)
   1. [Какви са показателите и подинсталациите в СТЕ на ЕС? 15](#_bookmark25)
   2. [Какви са „входящите потоци, изходящите потоци и емисиите“ на дадена подинсталация? 16](#_bookmark32)
   3. [Зададени емисии 23](#_bookmark46)
   4. [Допълнителни правила за разделяне на данни на подинсталации 23](#_bookmark47)
   5. [Пример за разделяне на инсталация на подинсталации 24](#_bookmark49)
   6. [Термини, използвани в MRR и РАВ (мониторинг на емисиите) 31](#_bookmark58)
   7. [Термините, въведени от FAR, които са важни за мониторинга 34](#_bookmark60)
5. [Планът относно методиката за мониторинг (ПММ) 38](#_bookmark66)
   1. [Съдържание на ПММ 38](#_bookmark67)
   2. [Разработване на ПММ 39](#_bookmark70)
   3. [Одобрение на ПММ 42](#_bookmark75)
      1. [График 42](#_bookmark76)
      2. [Различен фокус на ПММ в първите НМИ и след това 43](#_bookmark77)
      3. [Верификация без одобрен ПММ 45](#_bookmark82)
   4. [Принципът на усъвършенстване - одобрение на актуализации на ПММ 45](#_bookmark83)
   5. [Системата за контрол 47](#_bookmark88)
   6. [Избягване и попълване на пропуски в данните 47](#_bookmark89)
      1. [Временни отклонения от одобрения ПММ 47](#_bookmark90)
      2. [Липсващи данни 48](#_bookmark93)
      3. [Консервативни подходи 49](#_bookmark95)
6. [ПРАВИЛА ЗА МОНИТОРИНГ 50](#_bookmark97)
   1. [Преглед на правилата за мониторинг на FAR 50](#_bookmark98)
   2. [Важни принципи 51](#_bookmark100)
   3. [Данни на равнище инсталация и разделяне на подинсталации 52](#_bookmark102)
      1. [Използване на устройства за индивидуално измерване 53](#_bookmark103)
      2. [Разделение на подинсталация без директно измерване 55](#_bookmark107)
   4. [Пряко спрямо непряко определяне на данни 56](#_bookmark110)
   5. [Примери за методи и корелации за непряко определяне 57](#_bookmark112)
   6. [Избор на източника на данни с възможно най-висока точност 59](#_bookmark115)
      1. [Йерархия на източниците на данни 60](#_bookmark116)
      2. [Техническа осъществимост и неразумно големи разходи 64](#_bookmark124)
      3. [Опростена оценка на неопределеността 66](#_bookmark131)
   7. [Работа със съоръжения, използвани от няколко подинсталации 67](#_bookmark136)
   8. [Мониторинг на производствените нива 68](#_bookmark137)
   9. [Мониторинг на измеримата топлинна енергия 69](#_bookmark142)
   10. [Правила за Комбинирано производство на топлинна енергия и електроенергия (КПТЕ) 70](#_bookmark144)
   11. [Правила за пренос на топлинни потоци извън границите на инсталациите 71](#_bookmark148)
   12. [Подробен топлинен баланс 71](#_bookmark149)
   13. [Определяне на границите на подинсталациите с горивен показател 74](#_bookmark155)
   14. [Определяне на границите на подинсталациите с технологични емисии 75](#_bookmark156)
   15. [Правила за Отпадни газове 77](#_bookmark161)
   16. [Мониторинг на електроенергията 77](#_bookmark162)
7. [ПРИЛОЖЕНИЕ А - ЦЕНТРАЛНИ КОНЦЕПЦИИ 79](#_bookmark164)
   1. [Какви са показателите и подинсталациите в СТЕ на ЕС? 79](#_bookmark165)
   2. [Продуктови показатели и „резервни“ подинсталации 82](#_bookmark176)
   3. [Зададени емисии 83](#_bookmark178)
      1. [Примери: Общо въведение 88](#_bookmark186)
      2. [Примери: Само за вложено гориво и материали (FM) 89](#_bookmark188)
      3. [Примери: Измерими топлинни потоци (MH) 90](#_bookmark191)
      4. [Примери: Отпадни газове (WG) 97](#_bookmark193)
      5. [Примери: Електроенергия (Elec) 101](#_bookmark194)
8. [ПРИЛОЖЕНИЕ Б - СЪКРАЩЕНИЯ 103](#_bookmark195)

# УВОД

## Обхват на настоящия ръководен документ

Настоящото ръководство е част от група документи, които са предназначени да подпомогнат държавите-членки и техните компетентни органи в целия Съюз при последователното прилагане на методиката за разпределение на квотите за четвъртия период на търгуване на СТЕ на ЕС (след 2020 г.). Методиката е установена с Делегиран регламент на Комисията, приет на 19 декември 2018 г. относно „Валидни за целия Европейски съюз преходни правила за хармонизираното безплатно разпределение на квоти за емисии съгласно член 10а от Директивата за СТЕ на ЕС“ („Правилата за безплатно разпределение на квоти“, FAR). Ръководен документ 1 относно Общите насоки към Методиката за разпределение предоставя преглед на законодателната основа на групата от ръководни документи. В него също така се обяснява как различните Ръководни документи са свързани помежду си и в неговото Приложение се съдържа речник на важна терминология, използвана във всички ръководни документи.

Настоящият документ обхваща следните основни области:

* На първо място, на читателя е предоставено „кратко ръководство“, което е ново за темата за безплатното разпределение на квоти в [четвъртата фаза на СТЕ на ЕС (глава 2](#_bookmark5));
* [Глава 3](#_bookmark21) предоставя преглед на свързания с FAR (годишен) „цикъл на съответствие“, а глава [4](#_bookmark24) представя съществените концепции, свързани с мониторинга на данните, които са от значение за определяне на показателите в СТЕ на ЕС;
* [Глави 5](#_bookmark66) и [6](#_bookmark97) предоставят насоки относно изискванията за мониторинг и докладване, въведени от FAR, и по-специално изискванията за Плана относно методиката за мониторинг (ПММ);
* Приложенията съдържат задълбочено обсъждане на важните понятия „подинсталация“ и „зададени емисии“, както и преглед на дефинициите, използваните акроними и законодателните текстове.

**Забележка относно нерешените въпроси в настоящата версия на Ръководния документ**

Тъй като вземането на решения относно методиката за разпределение все още не е финализирано, някои елементи от настоящия Ръководен документ все още не са определени. Това включва по-специално въпроси, свързани с акта за изпълнение, който все още предстои да бъде приет, относно подробните правила за промените в безплатното разпределяне на квоти за емисии и актуализирането на стойностите на показателите. Освен това може да се прилага и по отношение на самото неуредено законодателство или към придружаващите ги Ръководни документи, които все още предстоят да бъдат подготвени или финализирани.

## Къде да намеря Ръководни документи

Всички ръководни документи, често задавани въпроси и образци на Комисията във връзка с правилата за безплатно разпределение на квоти могат да бъдат намерени в: [**https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/allowances\_en#tab-0-1**](https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/allowances_en#tab-0-1)

Освен това Комисията е предоставила обширен набор от ръководни документи, свързани с МДВА (Мониторинг, докладване, верификация и акредитация) по СТЕ на ЕСS[1](#_bookmark4). Предполага се, че ползвателят на текущия документ е запознат поне с основните принципи на МДВА.

1 [**https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/monitoring\_en#tab-0-1**](https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/monitoring_en#tab-0-1)– вж. по-специално раздел „Кратки ръководства“

# КРАТКО РЪКОВОДСТВО ЗА МОНИТОРИНГ И ДОКЛАДВАНЕ ЗА ПРАВИЛА ЗА РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ

Тази глава предоставя три инструмента за получаване на бърз преглед на правилата за безплатно разпределение на квоти в четвъртата фаза на СТЕ на ЕС (2021-2030 г.):

* [Раздел 2.1](#_bookmark6) предоставя указания на различни заинтересовани страни (оператори, верификатори, служители на компетентните органи, национални органи по акредитация), на които ръководните документи осигуряват най-бързия начин да научат новите концепции, необходими за безплатно разпределение на квоти в фаза 4 на СТЕ на ЕС.
* [Раздел 2.2](#_bookmark8) предоставя бърз преглед на нови елементи в законодателството за фаза 4, включително по-конкретни препратки към главите от настоящия документ.
* [Раздел 2.3](#_bookmark13) предоставя кратка допълнителна информация за операторите на инсталации в определени ситуации (нови участници, инсталации, които могат да бъдат изключени от СТЕ на ЕС, отказ от разпределение, сливания и разделения).

## Откъде да започна да чета?

Идеалната отправна точка за четене относно Мониторинг, докладване и верификация (МДВ) във връзка с Правилата за безплатно разпределение (FAR) зависи от вашата професия, както и от предишния ви опит със СТЕ на ЕС. Докато настоящия документ е предназначен да бъде напълно разбираем без първоначално прочитане на други документи, той също така се опитва да избегне повторение от други документи, доколкото това е възможно. В зависимост от ситуацията ви се прилага следното:

* Оператор на дадена инсталация, който вече е предоставил данни за безплатно разпределение на квоти в третата фаза (2013-2020 г.) на СТЕ на ЕС:
  + Ще се интересувате от промени в методиката за разпределение за четвъртата фаза. Започнете, [като прочетете раздел 2.2](#_bookmark8) от настоящия документ, преди да решите кои други раздели са подходящи за вашата инсталация.
  + [Тъй като ще трябва да подготвите План относно методиката за мониторинг (ПММ), не пропускайте глава 5](#_bookmark66) от настоящия документ. Сроковете и отговорностите са дадени в глава [5.3.](#_bookmark75)
  + [След това следва да бъдат прегледани други документи от тази поредица (както са споменати в раздел 1.2](#_bookmark2)): За да осигурите правилно докладване на вашите базови данни, направете справка с ръководния документ (РД) № 3. За подробности относно новия процес на разпределяне е дадено обяснение в Ръководство 2, включително как да се раздели дадена инсталация на подинсталации.
  + За ПММ ще трябва да разберете основните правила и концепции за мониторинг. [Те са описани в настоящия документ, глави от 4](#_bookmark24) до [6](#_bookmark97).
  + В зависимост от вашата инсталация, може да се интересувате и от правилата за пренос на топлинна енергия между инсталациите (обяснени в РД 6), третиране на отпадни газове в FAR (вж. РД 8) и РД 9, в които подробно се обясняват границите на системата и специалните изисквания за данни за всички продуктови показатели.
* Оператор на дадена инсталация, която е нова за темата за безплатно разпределение на квоти в СТЕ на ЕС:
  + Препоръчително е да започнете с четене на РД 1 от тази поредица (източникът на тези документи е [даден в раздел 1.2](#_bookmark2)) относно цялостната методология на разпределение, след това с РД 2 за изучаване на разделянето на дадена инсталация на подинсталации.
  + Преди да започнете да подготвяте плана относно методиката за мониторинг на вашата инсталация, ще намерите също РД 3 за попълването на образеца за докладване, който е полезен за разбиране на вида данни, които ще се изискват в доклада с базови данни. За последния процес продължете да четете [настоящия документ, по-специално глави 4](#_bookmark24) до [6](#_bookmark97).
  + В зависимост от вашата инсталация, може да се интересувате и от правилата за пренос на топлинна енергия между инсталациите (РД 6), третиране на отпадни газове в FAR и РД 9, в които подробно се обясняват границите на системата и специалните изисквания за данни за всички продуктови показатели.
  + Поради връзката между годишния мониторинг на емисиите (в съответствие с MRR) и мониторинга, изискван от FAR, може да се окаже полезно да се запознаете с основните принципи на MRR. Това е целта на MRR „Кратко ръководство за стационарни инсталации“ и Ръководен документ № 1 „Базово ръководство за MRR за инсталациите“.
* Оператор на дадена инсталация, класифицирана като „генератор на електроенергия“ или инсталация с цел улавяне, транспортиране или подземно съхранение на CO2, която не произвежда топлинна енергия или други продукти, не отговарящи на изискванията за безплатно разпределение:
  + По принцип такива инсталации не отговарят на изискванията за безплатно разпределение на квоти съгласно Член 10а от Директивата. Въпреки това, за потвърждаване на този статус операторът ще установи, че е полезно да се свърже с отговорния Компетентен орган (КО). Някои КО може все още да изискват от оператора да потвърди тази ситуация, напр. чрез подаване на (празен) доклад с базови данни (не е необходима верификация). Прочитането на някой от свързаните с FAR ръководни документи е по избор. Ръководството на Комисията относно идентифицирането на генераторите на електроенергия[2](#_bookmark7) е полезно.
  + Ако инсталацията е разположена в една от държавите-членки, отговарящи на условията за предоставяне на помощ съгласно Член 10в от Директивата за СТЕ на ЕС („Възможност за преходно безплатно разпределение на квоти за модернизация на енергийния сектор“), е препоръчително да се свържете с КО, отговарящ за прилагането на настоящия Член.
* Оператор на дадена инсталация, която възнамерява да се откаже от своето безплатно разпределение:
  + [Раздел 2.3.3](#_bookmark18) от настоящия документ трябва да помогне да се разберат последиците от отказа от безплатно разпределение, както и свързаните с това роли, отговорности и срокове.
  + Ако след прочитането на настоящия раздел стигнете до заключението, че все още искате да кандидатствате за безплатно разпределение за вашата инсталация, моля, продължете както е описано по-горе за други оператори.
* Оператор на нов участник:
  + Нов участник е инсталация, получила своето разрешително за емисии на парникови газове (т.е. разрешителното, издадено в съответствие с Членове 5 и 6 от Директивата за СТЕ на ЕС) след 30 юни 2019 г. или съответно на 30 юни 2024 г. Въпреки че изискванията относно плановете за методология за мониторинг и предоставянето на данни, необходими за разпределението на КО, са сходни и се основават на едни и същи принципи на FAR, времето за подаване ще бъде различно.
  + [Моля, първо, разгледайте раздел 2.3.2](#_bookmark17) от настоящия документ, както и ръководния документ № 7 („Ръководство за нови участници и закривания“), преди да продължите, както е препоръчано за „Оператор на дадена инсталация, който за пръв път се запознава с темата за свободно разпределение на квоти по-горе.

2 [**https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/docs/guidance\_electricity\_generators\_en.pdf**](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/docs/guidance_electricity_generators_en.pdf)

* Оператор на въздухоплавателни средства: Безплатното разпределение за операторите на въздухоплавателни средства не подлежи на Член 10а от Директивата за СТЕ на ЕС. Моля, вижте „Кратко ръководство за операторите на въздухоплавателни средства” на MRR и ръководен документ № 2 „Общи указания за операторите на въздухоплавателни средства” на MRR за въпроси по мониторинга.
* Верификатор:
  + Ръководен документ 4 специално се занимава с проверка на данните, изисквани от FAR.
  + Освен това, за да се разберат изискванията, наложени на оператора, е препоръчително да се прочетат същите предложени по-горе документи за „оператори, които за пръв път се запознават с темата за безплатно разпределение на квоти в СТЕ на ЕС“.
  + Както се препоръчва в ръководен документ 4, общите принципи на верификацията на СТЕ на ЕС следва да бъдат известни на верификаторите. За тази цел вижте ръководния документ, предоставен за РАВ, по-специално Обяснителен ръководен документ (ОРД) I: „Регламентът за акредитация и верификация - Обяснителен ръководен документ № 1“ или Краткото ръководство за верификатори на РАВ (за справки вж. [раздел 1.2](#_bookmark2)).
* Компетентен орган с опит в третата фаза:
  + Ще се интересувате от промени в методиката за разпределение за четвъртата фаза. Започнете, [като прочетете раздел 2.2](#_bookmark8) от настоящия документ, преди да прочетете допълнителни раздели на настоящия документ.
  + [След това следва да бъдат прегледани други документи от тази поредица (както са посочени в раздел 1.2](#_bookmark2)):
* Персонал на компетентния орган, който за пръв път се запознава с темата за безплатното разпределение на квоти:
  + Препоръчително е да започнете с четене на РД 1 от тази поредица (източникът на тези документи е [даден в раздел 1.2](#_bookmark2)) относно цялостната методология на разпределение, след това с РД 2, за да научите повече за разделянето на дадена инсталация на подинсталации.
  + Ще намерите също РД 3 относно попълването на образеца за докладване, който е полезен за разбиране на вида данни, които ще се изискват в доклада с базови данни, както и [глави от 4](#_bookmark24) до [6](#_bookmark97) от настоящия документ за изискванията за плановете относно методиката за мониторинг за инсталациите.
  + Допълнителни ръководства в тази поредица следва да се прегледат за всеки отделен случай в зависимост от инсталациите, попадащи в рамките на вашата компетентност.
* Национални органи по акредитация (НОА):
  + Настоящият документ ще ви даде разбиране за различните видове данни, които верификатора трябва да обработва в сравнение с годишните данни за емисиите в рамките на верификацията на СТЕ на ЕС. Това ще ви осигури по-добро разбиране на РД 4 (верификация на данните от FAR), който ще бъде вашият основен източник на информация, когато става въпрос за надзор на верификаторите, извършващи проверка на данните от FAR.
  + Общите принципи на верификацията на СТЕ на ЕС обаче могат да бъдат научени от ръководните документи, предоставени за РАВ, по-специално ОРД I: „Регламентът за акредитация и верификация - Обяснителен ръководен документ № 1“. Налице е също Кратко Ръководство на РАВ [за НОА (за справки вж. раздел 1.2](#_bookmark2)).

## Какво е ново във Фаза 4 по отношение на мониторинга и докладването в контекста на безплатното разпределение?

### Съответни нови елементи на Директивата

В сравнение с правилата за безплатно разпределение на квоти за фаза 3, следните елементи са нови в Директивата за СТЕ на ЕС и са отразени съответно в FAR:

* Продължителността на фаза 4 на СТЕ на ЕС е десет години (2021—2030 г.), но разпределението се изчислява предварително за два отделни „периода на разпределение“, всеки от които е по пет години (2021-2025 г. и 2026-2030 г.). Като основа за разпределението „държавите-членки“ трябва да събират „базови данни“ от операторите. Съответните „базови периоди“ са съответно 2014-2018 г. и 2019-2023 г. и са определени в Директивата (Член 11, параграф 1).
* В същия Член се гарантира, че безплатното разпределение може да бъде предоставено само на оператори, които са представили съответните данни (това представяне се нарича “**доклад с базови данни**” в FAR и в настоящото ръководство).
* Стойностите на показателите ще бъдат актуализирани (Член 10а, параграф 2) на всеки пет години въз основа на същото събиране на данни, като се използват съответно години 2016-2017 и 2021-22. Не се предвижда промяна в списъка на показателите[3](#_bookmark11). Това оказва значително въздействие върху изискванията за данните, тъй като „зададените емисии на ниво подинсталации“ се изискват за изчисляване на даден показател. Тази концепция е обяснена подробно в раздели [4.3](#_bookmark46) и [7.3](#_bookmark178) от настоящото ръководство.
* Ще има само един списък на отраслите, изложени на значителен риск от "изместване на въглеродни емисии", приложим за пълните десет години от фаза 4.
* Следните нови елементи се прилагат по отношение на промените в безплатното разпределение през периодите на разпределение:
  + Само „съвършени нови предприятия“ ще се считат за „нови участници“ в съответствие с ново определение, предвидено в Член 3, буква з) от Директивата;
  + Промени в равнището на дейност (ПРД) ще доведат до промени в разпределението – все още предстои да бъдат разработени подробни правила (Регламент „ПРД“);
  + Промените в разпределението вече няма да се основават на промени в капацитета - следователно няма нужда да се наблюдава и докладва информацията за капацитета.

### Нови елементи в FAR

Следните елементи са нови в FAR в сравнение с Общите мерки за изпълнение (ОМИ) на третата фаза:

* Подробни правила за наблюдение и докладване на всички данни, необходими за безплатно разпределение и за актуализиране на стойностите на показателите, са предвидени в регламента за FAR, докато в третата фаза

3 Чрез дерогация по отношение на стойностите на показателите за ароматни вещества, водород и синтетичен газ Директивата за СТЕ на ЕС изисква тези стойности на показатели да бъдат коригирани със същия процент като показателя за рафинериите, за да се запазят равностойни условия за производителите на тези продукти. Следователно, базовите данни, събрани за подинсталации с ароматни съединения, водород и синтетичен газ, няма да се използват за актуализиране на стойностите на показателите за тези продукти. FAR обаче не съдържа изключение за докладване на зададените емисии на подинсталацията и основните данни за тези продуктови показатели.

те са били налични само в ръководните документи. Тези правила включват следните елементи:

* + От операторите се изисква да имат “**план относно методиката за мониторинг**” (ПММ) като основа за мониторинга им. Това следва концепцията на „доклада относно методиката“, който се изисква в третата фаза. Той не само обхваща описанието на източниците на данни, използвани за исторически данни, но също така предоставя и ориентираните към бъдещето подходи за действително наблюдение на набори от подробни данни в течение на продължителен период.

ПММ трябва да бъде одобрен от компетентния орган (КО), точно както планът за мониторинг (ПМ) съгласно Регламента за мониторинг и докладване (MRR), приложим за годишните емисии. Въпреки това, поради ограничения във времето, се признава, че такова одобрение може да не е възможно навреме за представяне на първия доклад с базови данни (през 2019 г.). Следователно, освен ако КО не реши да изисква предварително одобрение, верификаторът ще трябва да валидира ПММ за първото подаване на доклади с базови данни, подобно на това, което беше направено с доклади относно методиката за третата фаза; това води до проверка дали е в съответствие с FAR.

* + Минималното съдържание на ПММ е определено в Приложение VI на FAR. Комисията е публикувала образец за ПММ.
  + FAR съдържат подробни правила за разделянето на инсталации на подинсталации (Член 10), относно избягване на двойно отчитане и пропуски, както и за задаване на емисии на [подинсталации за целите на актуализирането на показателите (Приложение VII, раздел 10). Раздели 4.3](#_bookmark46) и [7.3](#_bookmark178) от настоящия документ обясняват тези правила.
  + FAR съдържа подробни правила за избор на *източниците на данни с най-висока точност.* В сравнение с MRR тази концепция осигурява определен вид „редица равнища“, с йерархия, предвидена за избор [на източници на данни (раздел 4 от Приложение VІІ на FAR, обяснен в раздел 6.6](#_bookmark115) от настоящия документ). Оценката на неопределеността е необходима само за да се осигури причина за отклонение от основната йерархия на подходите.
  + Както и в MRR, ключов елемент за осигуряване на качеството на данните е, че операторът трябва да въведе стабилна система за вътрешен контрол, която включва оценка на риска. Допълнителна [информация можете да намерите в раздел 5.5](#_bookmark88).
  + По същия начин е необходимо непрекъснато подобряване на ПММ, но не се предвиждат доклади за подобрение [(Член 9 относно актуализирането на ПММ). Указания по този въпрос са дадени в раздел 5.5](#_bookmark88).
  + За да се сведат до минимум пропуските в данните, FAR предвижда, че - доколкото е възможно без да се правят неразумно големи разходи - алтернативните източници на данни трябва да бъдат изброени в ПММ, заедно с основния източник, въз основа на източниците на данни с най-висока точност. По този начин операторът може също [да осигури потвърждение на основните данни (вж. Раздел 5.6](#_bookmark89)).
* Минималното съдържание на доклада с базови данни е дадено в Приложение IV към FAR. Комисията е предоставила образец за осигуряване на хармонизация на тези доклади на равнището на ЕС.
* FAR изисква докладите с базови данни да бъдат проверени от акредитиран верификатор, спазвайки (преработения) Регламента за акредитация и верификация (РАВ). За повече подробности вижте ръководен документ № 4 относно верификацията на данните от FAR.
* За да получи безплатно разпределение, операторът трябва да подаде заявление за безплатно разпределение, в определен краен срок[4](#_bookmark15) състоящо се от:
  + Доклад с базисни данни;
  + Верификационен доклад;
  + ПММ, използван за горепосочените доклади, освен ако вече не е бил одобрен от КО.
* Заявлението за безплатно разпределение е доброволно. Освен това операторите могат да се откажат от безплатно разпределение, напр. ако административната тежест се възприема като по-голяма от ползата от безплатното разпределение. Операторът е задължен да наблюдава и докладва данните, както са посочени в настоящото ръководство, само ако възнамерява да кандидатства за безплатно разпределение.
* Процесът на определяне на безплатното разпределение се е променил, по-специално поради актуализирането на стойностите на показателите. Повече подробности могат да бъдат намерени в Ръководен документ № 1.
* Общата архитектура на правилата за изчисляване на безплатното разпределение въз основа на продуктовите показатели, историческите равнища на дейност (ИРД), алтернативни подходи и различни корекционни коефициенти остава до голяма степен непроменена.

### Нови елементи относно верификацията

Разработени са подробни правила за проверка и акредитация на верификаторите за данните от FAR. Тези правила са включени в преработения РАВ. Ръководен документ 4 предоставя подробни подробности относно тълкуването на тези правила.

## Съображения за конкретни ситуации на инсталация

### Инсталации с ниски емисии

Ако вашата инсталация попада в една от категориите, обхванати от Членове 27 или 27а от Директивата за СТЕ на ЕС, вашата държава-членка може да реши да изключи вашата инсталация по СТЕ на ЕС при определени условия (в случая на Член 27 трябва да се прилагат еквивалентни мерки за стимулиране на намаляването на емисиите).

Ако вашата държава-членка избере тази опция, трябва да получите допълнителни указания от вашия компетентен орган. Въпреки това ще трябва да продължите да следите годишните емисии, както и данните, които са от значение за безплатното разпределение, за да бъдете подготвени за ситуацията, при която инсталацията надвишава съответните прагове за изключване. Също така ще трябва да изпратите ПММ и доклад с базови данни до вашия КО. За тази цел обаче КО може да въведе опростени изисквания[5](#_bookmark16).

4 Член 5, параграф 1 от FAR гласи „4 месеца преди крайния срок, посочен в Член 11, параграф 1 от Директивата за СТЕ на ЕС“ като краен срок (т.е. 31 май 2019 и 2024 г.) като този краен срок. На държавите-членки обаче е предоставена възможността да преместят този краен срок един месец напред или назад.

5 По-специално в случай на изключване съгласно член 27а, параграф 3, държавата-членка може да изисква само мониторинг на експлоатационните часове.

### Нови участници

„Нов участник“ е всяка инсталация, извършваща една или повече дейности, изброени в Приложение I към Директива 2003/87/ЕО, която е получила разрешение за емисии на парникови газове след 30 юни 2019 г. за първия период на разпределение и след 30 юни 2024 г. за втория период на разпределение във фаза

4. Следователно това означава само съвършени нови предприятия[6](#_bookmark20).

Ако експлоатирате такава инсталация, всички правила, описани в настоящия ръководен документ, по принцип се отнасят за вашата инсталация от началото на експлоатация, с няколко разлики, като например [времето за подаване на ПММ. За подробности вж. раздел5.3.1](#_bookmark76).

### Отказ от безплатно разпределение

Операторите могат да се откажат от безплатното разпределение, напр. ако административната тежест на МДВ се възприема като по-голяма от ползата от безплатното разпределение. Ако операторът реши да се откаже от безплатно разпределение в определен момент от време на периода на разпределение, Член 24 от FAR дава основание за това. Инсталацията няма да получи безплатно разпределение от годината след заявлението от оператора до края на периода на разпределение. Следователно, също така необходимостта от мониторинг на данните, свързани с FAR, ще приключи с одобрението на отказа от КО.

Отбележете, че няма задължение за оператора да подаде заявление за безплатно разпределение на квоти до крайния срок, определен от FAR. Ако операторът избере този курс, няма нужда да се наблюдават данните от FAR и следователно няма нужда да се разработва ПММ.

Ако обаче операторът реши да кандидатства отново за безплатно разпределение в по-късна фаза на разпределение, той трябва да гарантира, че разполага със съответната методика за мониторинг, за да определи необходимите базови данни. За график на подаване на ПММ вж. раздел [5.3.1](#_bookmark76)

### Сливания и разделения

Ако експлоатирате инсталация, възникнала в резултат на сливане или разделяне на други инсталации, ще трябва да се уверите, че същите данни се докладват, както биха били докладвани от предишните инсталации (т.е. сумата от предишните равнища на дейност трябва да бъде идентична на сумата на по-късните равнища на дейност и т.н. Това обикновено може да бъде осигурено чрез аналогично сливане или разделяне на плана относно методиката за мониторинг, така че методите за сливане или разделяне на набори от данни да са ясно описани.

6 В третата фаза на СТЕ на ЕС също така значителни разширения на капацитета бяха третирани като нови участници.

# ЦИКЪЛЪТ НА СЪВМЕСТИМОСТ НА СТЕ на ЕС (ИЛИ: СИСТЕМАТА ЗА МДПА КАТО ЦЯЛО)

В СТЕ на ЕС, както във всяка система за ценообразуване на въглеродните емисии, Мониторинга, докладването и верификация (МДВ) е от изключително значение за безпроблемното функциониране на системата. Компетентният орган (КО) отговаря за това, че правилата, определени в законодателството са спазени. Тъй като много дейности в това отношение се повтарят ежегодно, е установен терминът „(годишен) цикъл на съответствие“. За целите на годишните емисии МДВ, MRR Ръководен документ № 1 („Общи указания за инсталации“, глава 3) обяснява ролите, отговорностите и крайните срокове, приложими в съответствие с Регламента за мониторинг и докладване (MRR) и Регламента за акредитация и верификация (РАВ). Общата архитектура на цикъла на съответствие със стандартите за емисиите се прилага и за МДВ за целите на свободното разпределение, както е определено от FAR. Затова препоръчваме на начинаещите читатели да прочетат MRR РД 1.

За целите на FAR някои елементи се отклоняват от общата архитектура:

* На първо място, по-широк кръг от набори от данни е от значение, отколкото при MRR. Необходимите допълнителни данни и как да ги наблюдаваме е основната тема на настоящия документ.
* Методиката за мониторинг, специфична за инсталацията, е установена в „плана относно методиката за мониторинг“ (ПММ), документ, подобен на плана за мониторинг (ПМ) в рамките на MRR [(вж. Глава 5](#_bookmark66)). Въпреки че някои елементи на ПМ се изискват и за ПММ, на този етап не се планира интегрирането на двата документа в един, поради различните правни основания и поради това, че в някои държави-членки може да е възможно различни КО да отговарят за ПМ и ПММ.
* ПМ покрива само мониторинга *след* одобряването на ПМ. Обаче, ПММ (поне преди 2020 г.) съдържа някои “консервативни” елементи на методиката на „назад“ (отнасящи се до „исторически данни“).
* Ролите и отговорностите на оператора, КО и верификатора са много сходни с тези за MRR и РАВ, с едно важно изключение: Верификацията на първия доклад с базисни данни ще изисква от верификаторите да валидират[7](#_bookmark22) ПММ като отговарящ на FAR за съответния базов период, освен ако КО вече не го е одобрил преди първото подаване на данни (което е доброволно за държавите-членки).
* Циклите на съответствие по MRR и РАВ са годишни, докато FAR изисква докладване само на всеки 5 години. Поради това правилата относно принципа на подобрение не могат да използват коментарите на *годишния* верификатор, а собствената инициатива на оператора за подобряване на ПММ ще бъде по-важна. Въпреки това, за да се ограничи административната тежест, не се изискват доклади за подобрение съгласно FAR[8](#_bookmark23).
* Въпреки това, разпоредбите за мониторинг на FAR ще бъдат от полза за ефективното задаване на правилата за Промяна на равнището на дейност (ПРД), които ще изискват годишно докладване на някои (все още предстоят да бъдат

7 Вижте ръководен документ № 4 от тази поредица за повече информация относно проверката на данните от FAR.

8 Верификаторът ще преразгледа изпълнението на възможностите за подобрение като част от последващите проверки и ще включи съответните констатации във верификационния доклад. Следователно КО ще бъде в състояние да проследи въпросите, при които операторът не прилага подобрения.

определени) данни, които също са от значение за FAR. По-специално, годишното докладване на равнищата на дейност ще се основава на същия ПММ, както и доклада с базови данни.

* ПММ не трябва да се разглежда като статичен документ, а като динамичен документ [който трябва да бъде актуализиран, в зависимост от това, което е приложимо, въз основа на редовния преглед на оператора 5.4](#_bookmark83)), точно както ПМ за емисии.

Настоящото ръководство ще бъде актуализирано веднага след като има яснота по отношение на годишните изисквания за докладване съгласно правилата за Промяна на равнището на дейност.

# КОНЦЕПЦИИ И ПОДХОДИ

## Какви са показателите и подинсталациите в СТЕ на ЕС?

**Показателите** са средство за сравняване на производителността на аналогични предприятия с референтна стойност, която се нарича показател[9](#_bookmark26). За целите на СТЕ на ЕС показателите са свързани с ефективността по отношение на емисиите на парникови газове от производствените процеси, изразена като интензивност на емисиите на парникови газове (ПГ), по-специално като „преки емисии [t CO2 (e)] на тон продукт“, като показателя е зададен като средната ефективност по отношение на емисиите на парникови газове от 10% от най-добрите инсталации в сектора в ЕС (Член 10а, параграф 2 от Директивата за СТЕ на ЕС). Такъв подход изисква надежден метод за гарантиране на еднакво третиране на инсталациите в широк спектър от обстоятелства, открити при инсталациите. Това е изложено в Приложение А (глава [7](#_bookmark164)).

Когато в дадена инсталация се произвежда само един продукт, относително лесно е да се определи ефективността на тези ПГ. Необходимо е само да се наблюдават емисиите, както и количеството на (продаваемия) продукт[10](#_bookmark27). Въпреки това, типичната инсталация в СТЕ на ЕС произвежда повече от един продукт. В такъв случай е необходимо да се разделят емисиите чрез извършване на значими измервания или допускания, преди да може да се изчисли ефективността по отношение на емисиите на парникови газове (емисии/производство). В СТЕ на ЕС концепцията, даваща възможност за такива разделения на емисиите се нарича “**подинсталации**”. Най-краткото възможно описание на дадена подинсталация ще бъде:

Една **подинсталация** се описва с границите на системата на даден масов и енергиен баланс, обхващащи входящите потоци, изходящите потоци и емисиите с цел да се гарантира, че показателите могат да бъдат определени за даден продукт или група от продукти, независимо от това кои други продукти (включително топлинна или електроенергия) са произведени в една и съща инсталация, ако има такава.

Горната дефиниция подсказва за абстракция от други концепции за разделяне на инсталации, по-специално от физически съоръжения като например котли, пещи, дестилационни колони, инсталации за КПТЕ[11](#_bookmark28). Разликата може да бъде една в пространството (една подинсталация може да обхваща няколко съоръжения[12](#_bookmark29), но също така едно физическо съоръжение може да обслужва няколко подинсталации[13](#_bookmark30)), но също и по отношение на времевото измерение (едно и също физическо съоръжение може да се използва последователно за различни подинсталации[14](#_bookmark31). Подробен пример за разделянето на дадена инсталация на подинсталации е представен в раздел [4.5](#_bookmark49). Други примери (включително по-нататъшни стъпки за изчисляване на разпределението) могат да бъдат намерени в ръководен документ № 2.

9 За целите на СТЕ на ЕС трябва да се има предвид, че даден показател *не* представлява пределно допустима стойност за емисии, която трябва да бъде постигната чрез дадена инсталация. Показателят е само една от няколкото входни стойности, необходими за споделяне на общото налично количество квоти между участниците в СТЕ на ЕС.

10 Приложение I на FAR съдържа дефиниции на продукти. Те не винаги се отнасят до продаваеми количества. Повече подробности са разгледани в раздел [6.8.](#_bookmark137)

11 Комбинирано производство на топлинна и електроенергия, наричано също когенерация.

12 Напр. показателят за нефтохимическа рафинерия може да обхваща десетина или повече съоръжения, разположени на площадка от няколко km².

13 Напр. когато един котел произвежда пара, която се използва за отопление на няколко производствени процеса, принадлежащи към различни други подинсталации.

14 Напр. когато в един реактор се произвеждат различни химикали през цялата година или когато една машина за хартия може да се превключва между различни категории хартия.

Същата концепция е приложима и за т. нар. „алтернативни подходи“, т.е. правила за разпределение на части от инсталации, които не са обхванати от продуктови показатели. Това са:

* Подинсталациите с топлинен показател (за *измерима* топлинна);
* Подинсталациите с горивен показател;
* Подинсталации с технологични емисии.

За по-подробно обяснение на концепцията (по-специално в контекста на определяне на „зададените емисии“, което е съществена необходимост за мониторинга и докладването за [целите на разпределението, вж. Приложение А (глава 7](#_bookmark164)).

Забележка: Директивата за СТЕ на ЕС Приложение І клауза 5 изисква “*Когато се установи, че в дадена инсталация е превишена праговата стойност на мощността на която и да е дейност по настоящото приложение, всички съоръжения, в които се изгарят горива […] се включват в разрешителното за емисии на парникови газове*”. Това често води до ситуации, при които дадена инсталация има само един продуктов показател (напр. вар) и по-малка подинсталация с топлинен или с горивен показател (например за целите на отоплението на спомагателно оборудване (като например [сушилнята в примера в раздел 4.5](#_bookmark49)) или отопление на офиси и работилници в инсталацията.

## Какви са „входящите потоци, изходящите потоци и емисиите“ на дадена подинсталация?

Когато се разглеждат дефинициите на подинсталациите в FAR[15](#_bookmark33), общия елемент е, че „входящите потоци, изходящите потоци и емисиите“ заедно формират подинсталацията, т.е. те определят границите на всяка подинсталация, където „граница“ се разбира като свързана с даден масов и енергиен баланс, което в крайна сметка позволява

1. Изчисляването на ефективността на ПГ на всяка подинсталация, с цел да се създаде „крива на показателите“, за да се изчисли стойността на показателя за даден продукт; и
2. Изчисляване на разпределението на квоти за всяка подинсталация чрез прилагане на показателя, определен в точка а).

За да се постигне съгласуваност между двете предназначения на подинсталациите, границите на системата трябва да бъдат идентични и за двете цели. Следователно същите данни, докладвани от операторите, могат да се използват и за двете цели, което позволява разумна ефективност при Мониторинга, докладването и верификацията (МДВ) на съответните „базови данни“ на НМИ[16](#_bookmark34). Ето защо FAR обхваща и двете цели, като изисква „Плана относно методиката за мониторинг“ (ПММ, вж. глава [5](#_bookmark66)) както и „доклада с базови данни“[17](#_bookmark35) да обхванат двата набора от данни, за да се гарантира, че всички съответни данни се наблюдават и докладват.

15 Член 2, параграфи 2, 3, 5 и 6

16 „НМИ“ означава „Национални мерки за изпълнение“ съгласно член 11 от Директивата за СТЕ на ЕС, т.е. данните, които дадена държава-членка трябва да събере от операторите на инсталации, за да ги представи на Комисията, за изчисляване на актуализираните стойности на показателя и безплатното разпределение.

17 Основният източник на информация относно „доклада с базови данни“ е ръководен документ № 3, както и образеца на Комисията за този доклад.

**Емисии**



Материали (Входящи потоци)

* + Горива
  + Суровини
  + Междинни продукти
  + Прехвърлен CO2
  + Отпадни газове

Материали (Изходящи потоци)

* + **Продукти**

Производствен

процес

* + Междинни продукти
  + Странични продукти, отпадъци
  + Прехвърлен CO2
  + Отпадни газове

Енергия

* + Пара или гореща вода
  + Електроенергия

Енергия

* + Пара или гореща вода
  + Електроенергия

*Фигура 1:* *Общ подход за определяне на дадена подинсталация, като се вземе предвид масовият и енергиен баланс на даден производствен процес, който следва да бъде подложен на определяне на показателите.*

За по-добро разбиране на „входящите потоци, изходящите потоци и емисиите“ разглеждаме фиктивен, много [общ производствен процес, който може да бъде обхванат от СТЕ на ЕС (вж. Фигура 1](#_bookmark36)). Този процес има възможно най-широкия списък от входящи и изходящи потоци, както следва:

* Вложени материали под аспекта на масовия баланс:
  + Горива, т.е. материали, които се изгарят за генериране на топлинна енергия за използване в разглеждания процес или другаде. Както количеството на горивото (и по-специално неговото въглеродно съдържание / емисионния фактор), така и неговото енергийно съдържание са от значение за разпределението му на подинсталацията. Енергийното съдържание не се използва директно за изчисляване на разпределението или показателя, а за потвърждаване на правилното задаване на цялата инсталация.
  + Суровини, т.е. материали, които участват в други химични реакции или които са физически модифицирани в процеса на генериране на продукта, страничен продукт или отпадък; Обърнете внимание на това, че само материали, които участват в генерирането на емисии, се вземат под внимание за мониторинг, т.е. тези материали, които се считат за „пораждащи емисии потоци“ съгласно MRR. Когато технологичните материали отговарят на тези критерии и имат съответно енергийно съдържание, те трябва да се вземат под внимание (т.е. трябва да се докладват), дори когато основната цел на използването на материала не е производството на енергия.
  + Междинни продукти: Това означава материали, които попадат в обхвата на определението на продукта на даден продуктов показател, предоставено в Приложение I на FAR, но когато например разглежданият процес, добавя завършваща стъпка. По принцип същото важи и за „суровините“. Въпреки това, в съответствие с Член 16, параграф 7 от FAR[18](#_bookmark37) се добавя специфична отговорност за

18 Член 16, параграф 7 от FAR: “…*По-специално в случаите, когато даден междинен продукт, попадащ в обхвата на продуктов показател съгласно определението на съответните системни граници, както е посочено в приложение I, бива внесен в дадена инсталация, съответните емисии не трябва да бъдат двойно отчетени при определянето на първоначалния общ брой на безплатните квоти за емисии, разпределяни на двете съответни инсталации*.”

операторите да гарантират, че същото количество продукт или междинен продукт не се отчита двойно за целите на разпределението.

* + Прехвърлен CO2, т.е. (чист) CO2, който се използва в производствения процес: На него трябва да се извърши мониторинг като всеки друг пораждащ емисии поток съгласно MRR.
  + Отпадни газове[19](#_bookmark38) (например газ от доменни пещи, конверторен газ и др.): От гледна точка на MRR те също представляват нормални пораждащи емисии потоци, които трябва да бъдат наблюдавани като други горива. Необходим е обаче отделен мониторинг за целите на FAR[20](#_bookmark39): Когато отпадъчният газ не е изразходен изцяло в същата подинсталация, където е произведен, част от отпадния газ се задава на подинсталацията, произвеждаща отпадния газ, а останалата част - на подинсталацията, която го консумира. Имайте предвид, че тези две подинсталации могат да бъдат част от отделни инсталации. По този начин трябва да се вземе предвид само „консуматорската част“ от потока на отпадните газове, когато даден отпадъчен газ (в съответствие с дефиницията на FAR) се въвежда в дадена подинсталация.
* Енергийни входящи потоци:
  + Енергията, съдържаща се в горива и суровини, както е спомената в горните точки от списъка с водещи символи.
  + Енергия, съдържаща се в даден топлоносител, като например гореща вода, пара и др.: Тази енергия се нарича „измерима топлинна енергия“ от FAR. "Нетна измерима топлинна енергия" представлява количеството, на което се извършва мониторинг, т.е. разликата между енталпията на топлоносителя, предаван в процеса и този, който се връща (в случай на пара, върнатия топлоносител обикновено се нарича "кондензат"). Освен това се изисква информация за произхода на топлинната енергия, т.е. [дали е произведена в границите на СТЕ на ЕС или извън нея. Раздели 6.9](#_bookmark142) до [6.12](#_bookmark149) от настоящия документ, както и ръководен документ 6 предоставят допълнителна информация за наблюдение на необходимите параметри.
  + Входящ поток електроенергия: В контекста на СТЕ на ЕС, когато показателят се отнася до *преки емисии*, не е ясно защо за пълния енергиен баланс на даден производствен процес ще се изисква входящ поток електроенергия. В повечето случаи този елемент не е от значение за оператора. Въпреки това за няколко продуктови показателя FAR определя, че „взаимозаменяемостта между електроенергията и горивата“ е уместна. Тези системни граници на продуктовите показатели определят кои употреби на електроенергия трябва да бъдат взети предвид и следователно трябва да бъдат подложени на мониторинг и докладвани за използване в формулата за разпределение. Повече информация можете да намерите в РД 2.

19 Съгласно член 2, параграф 11: *“„отпадъчен газ“ означава газ, съдържащ недоокислен въглерод в газообразно състояние при стандартни условия, който е резултат на някой от процесите, изброени в точка 10* [т.е. в дефиницията на подинсталация с технологични емисии]*, като „стандартни условия“ означава температура 273,15 K и налягане 101 325 Pa, използвани при дефинирането на нормалните кубични метри (Nm3) съгласно член 3, параграф 50 от Регламент (ЕС) № 601/2012*.

20 Тъй като такива газове често проявяват ниско използваемо енергийно съдържание (долна топлина на изгаряне), но висок емисионен фактор, FAR прилагат специални правила за разпределянето на свързаните с отпадните газове емисии на подинсталации, за да се изравнят условията доколкото е възможно между потребители на отпадни газове и потребители на други горива. За повече информация вижте Ръководен документ № 8 за отпадни газове.

* Изходящи материали под аспекта на масовия баланс:
  + **Продукти**: Това са (физическите) продукти на подинсталацията, подложена на мониторинг, като например „тонове облицовъчни тухли“. За продуктовите показатели операторът трябва да гарантира не само правилното количествено определяне (в повечето случаи продукцията за продан), но също и дали продукта отговаря на специфичното определение на продукта (в този случай: Облицовъчни тухли с плътност > 1000 kg/m3, използвани за зидарии на база на стандарта EN 771-1, с изключение на настилъчни тухли, клинкерови тухли и опушени облицовъчни тухли.”). В много случаи това ще означава сравнение на качеството на продукта с дадено определение, предоставено за един или повече специфични кодове по PRODCOM. Прилагат се няколко специални правила, напр. подход CWT (приведени по СО2 тонове) за рафинерии, специални точки за измерване вместо продаваеми продукти (например за стъклени бутилки и буркани), или нормализиране на продаденото количество до дадено референтно състояние, въз основа на химически анализи (например за вар и доломитна вар).

Отбележете, че когато се прилага даден масов баланс за целите на MRR (т.е. когато в продукта остават значителни количества въглерод), въглеродното съдържание и, когато е приложимо, неговото енергийно съдържание трябва да се записват за определяне на емисиите и енергийния баланс. Въпреки това, основната цел на мониторинга на количеството на продуктите е, че той е входящия компонент за изчислението на разпределението, както и за определяне на актуализираните стойности на показателите.

В случай на „резервни“ подинсталации, основната причина за извършване на мониторинг на продуктите е да се гарантира тяхното правилно третиране по отношение на значителния риск от изместване на въглеродни емисии, когато е приложимо.

Приложение IV, раздел 2.6, буква б) изисква операторът да докладва за количествата продукти (обобщени по кода по PRODCOM) за всички видове подинсталации (т.е. също и за резервни подинсталации).

* + Междинни продукти: Вж. по-горе „входящи потоци“. Необходимо е да се вземе решение дали междинният продукт да се счита за „продукт“ в рамките на тази подинсталация или на подинсталацията, в която се извършва дообработването до „продукт“, за да се избегне двойно отчитане на разпределението. В противен случай трябва да се извърши мониторинг само на потенциалното въглеродно или енергийно съдържание.
  + Странични продукти и отпадъци: подобно на други материали, на тях трябва да се извърши мониторинг само ако са приложими по отношение на въглеродното съдържание за определяне на емисиите на подинсталацията и енергийното съдържание за целите на потвърждаването.
  + CO2, прехвърлен от (под)инсталацията: приложим за определянето на емисиите на подинсталацията (правилата, изложени в Член 49 и Приложение IV от MRR, следва да се вземат предвид).
  + Отпадни газове: Вж. по-горе „входящи потоци“. Ако даден отпадъчен газ се отвежда от подинсталацията, част от неговите емисии се отчитат в рамките на подинсталацията, която произвежда отпадъчния газ, и само CO2, еквивалентен на природен газ със същото енергийно съдържание (умножен по коефициент за корекция за разликите в референтните ефективности) се отчита като отведен.
* Изходящи потоци енергия:
  + Измерима топлинна енергия, отдадена от дадена подинсталация с продуктов показател, трябва да се третира като втори продукт, т.е. определено количество емисии трябва да се извади[21](#_bookmark40) от емисиите на тази подинсталация (което означава, че подинсталацията е по-ефективна от друга инсталация с подобни емисии, но без отдаване на топлинна енергия).

Ситуацията обаче е различна за подинсталации с топлинен показател и подинсталация на топлофикационна мрежа. Тъй като техният „продукт“ е измеримата топлинна енергия, той се брои за изчисляването на собственото им равнище на дейност, дори ако се отдава към други инсталации, освен когато самата инсталация, която получава топлинната енергия, отговаря на условията за разпределение. С други думи, единствено отдаването на топлинна енергия към инсталации или обекти извън СТЕ на ЕС, отговаря на изискванията за разпределение по топлинен показател. Въпреки това, количеството допустима топлинна енергия за тези подинсталации е резултат от по-сложно изчисление за цялата инсталация, което е разгледано в раздел [6.12](#_bookmark149).

* + Произведена електроенергия: По принцип производството на електроенергия не отговаря на условията за безплатно разпределение на квоти и следователно формално никога не е част от дадена подинсталация. Независимо от това електрическата енергия може да бъде произведена в процеси, които по друг начин (например поради тяхната физическа интеграция в съоръжения, използвани за целите на подинсталацията), се считат, че са вътре в подинсталацията с (продуктов) показател, напр. разширителни турбини, централи за комбинирано производство на електро- и топлоенергия в някои случаи[22](#_bookmark41) и др. Както беше обяснено за измерима топлинна енергия, електроенергията също е „втори продукт“, за който е необходимо изваждане от зададените емисии, за да се отрази допълнителната ефективност на процеса.
* Емисии:
  + **Преки емисии в съответствие с MRR**: В съответствие с одобрения план за мониторинг на инсталацията[23](#_bookmark42) емисиите на инсталацията се определят чрез използване на методика, основана на изчисления (т.е. въз основа на пораждащи емисии потоци), методика, основана на измерване (с помощта на Системи за непрекъснато измерване на емисии, СНИЕ), подход, който не е базиран на подреждания („непряка методика“), или комбинации от тях. Всички парникови газове (CO2, N2O, флуорирани въглеводороди (PFCs)) ще бъдат наблюдавани (последните два се срещат само в подинсталацията с технологични емисии, или в няколко подинсталации с продуктови показатели). Често ще бъде лесно да се разделят тези емисии на подинсталации, където пораждащи емисии потоци се използват само от единична подинсталация или където даден източник на емисии, наблюдаван от СНИЕ, се задава изцяло на единична подинсталация. Вероятно е обаче да се направят по-сложни разделения. Това обикновено взема предвид следните съображения (може да са необходими комбинации от тези подходи в зависимост от ситуацията на инсталацията):
    - Пораждащи емисии потоци се разделят, с помощта на същият подход, както е приложен по-горе за съответните горива и материали, като се гарантира, че се използват правилните Долни топлини на изгаряне (NCVs) и емисионни фактори.
    - В случая на СНИЕ, представителни стойности, използвани за „потвърждаващи изчисления“ (задължителни за всички СНИЕ за CO2 по MRR), могат да се използват за задаване на пораждащите емисии потоци вместо

21 Обърнете внимание, че емисиите, които трябва да бъдат приспаднати тук, се докладват само от оператора, ако е известен съответния горивен микс (емисионен фактор и коефициент на полезно действие на котела, ако е приложимо). В други случаи се докладва само количеството топлинна енергия.

22 Напр. регенерационни котли, интегрирани с когенерационни системи в подинсталации на химически пулп.

23 “План за мониторинг” (ПМ) в настоящия документ винаги означава одобреният съгласно MRR. „План относно методиката за мониторинг“ (ПММ) винаги означава планът, който е приложим в рамките на FAR.

измерени емисии, за да се определи даден коефициент на пропорционалност, чрез който измерените емисии могат да бъдат разделени на подинсталации.

* + - На равнище подинсталация може да се наложи да се извърши мониторинг на няколко пораждащи емисии потоци, които не са включени в ПМ съгласно MRR. Например, когато дадена интегрирана стоманодобивна инсталация (включително коксова пещ и електроцентрала за използване на отпадни газове) се наблюдава съгласно един масов баланс (използване на концепцията "купол" на замърсяване) нито на произведения кокс, нито на произведените отпадни газове трябва да се извърши мониторинг, а само въглищата, влизащи в коксовата пещ. Ако това се случи, наблюдението на равнището на подинсталацията изисква да се наблюдават количествата кокс и отпадни газове, както и тяхната долна топлина на изгаряне и въглеродно съдържание. В настоящия документ и в образците на Комисията тези пораждащи емисии потоци се наричат “вътрешни пораждащи емисии потоци”. Въпреки това, трябва също така да се отбележи, че с цел ограничаване на административната тежест FAR не изискват от оператора да прилага специфични подреждания за такъв мониторинг. Като се вземе предвид йерархията на подходите, предоставени в FAR (вж. [раздел 6.6](#_bookmark115)), могат да се изберат подходи, избягващи неразумно големи разходи.
    - Когато физическите съоръжения обслужват няколко подинсталации (по-специално съоръжения, произвеждащи измерима топлинна енергия), предпочитаният метод (който е отразен в образците за докладване на Комисията) е първо да се определят специфичните емисии на тераджаул измерима топлинна енергия, като се използва съответния горивен микс (включително технологични емисии от очистване на димни газове) и след това да се разпределят емисиите от това физическо съоръжение на различните подинсталации, като се използват количествата топлинна енергия, консумирана в различните подинсталации. Забележете в този контекст специалните правила за разделяне на емисиите от агрегати за КПТЕ [в емисии, зададени на електроенергия и на топлинна енергия (вж. раздел 6.10](#_bookmark144)).
    - За да се избегне двойно отчитане или пропуски в данните, често е препоръчително да се определят емисиите на *(n–1)* подинсталации чрез горепосочените подходи, ако инсталацията има *n* подинсталации. След това се изчисляват емисиите на последната подинсталация като разликата между емисиите на цялата инсталация и емисиите на другите *(n–1)* подинсталации[24](#_bookmark43). Имайте предвид обаче, че има случаи на емисии и други данни, които трябва да принадлежат на всякакъв вид подинсталация (вж. полето на страница [22](#_bookmark44)). В тези случаи тази част, „която не отговаря на изискванията“ може да се счита за „виртуална подинсталация“ за тестване, ако са разпределени 100% от данните.
  + „**Зададените емисии**“ представляват по-широка концепция от преките емисии. Те са **необходими за създаване на кривите на показателите** за актуализирането на стойностите на показателите. Те вземат предвид, че трябва да се установи съпоставимост между различните монтажни [конфигурации, както е обсъдено в раздел 4.1](#_bookmark25). Поради това при актуализирането на стойностите на показателите в съответствие с методиката, използвана за третата фаза на СТЕ на ЕС, трябва да се вземат предвид някои „непреки емисии“. Както е показано в раздел [4.3](#_bookmark46), трябва да се направят следните допълнения към преките емисии съгласно MRR:
    - Добавяне на емисии за получена отвън измерима топлинна енергия: Ако има такъв, операторът трябва да докладва действителния емисионен фактор за получената отвън топлинна енергия. Когато действителният емисионен фактор не може да бъде определен, зададените емисии ще бъдат определени на по-късен етап, като се използва количеството измерима топлинна енергия, докладвано за съответната подинсталация.

24 Този подход е препоръчителен и за всички други набори от данни, които следва да бъдат зададени на подинсталациите. Вижте полето на стр. [23](#_bookmark44), за които набори от данни не могат да бъдат зададени на подинсталации.

(тъй като стойността на [актуализирания] топлинен показател не е известна към момента на събиране на данни);

* + - Удръжки, направени за отведена топлинна енергия;
    - Когато се получава и консумира даден отпадъчен газ, се отчита само частта от директните емисии, която е свързана с „потреблението“ (т.е. за преките [емисии се прилага приспадане, виж раздел 7.3](#_bookmark178));
    - Ако отпадните газове се отвеждат от подинсталацията, частта, свързана с „производството“, остава в подинсталацията (добавя се към преките емисии);
    - Добавяне на емисионен еквивалент за „взаимозаменяема“ електроенергия, ако е приложимо;
    - Изваждане на емисионен еквивалент за производство на електроенергия, ако е приложимо.

**Важни бележки**:

Разделянето на данните от равнището на инсталацията на подинсталации, както е описано в горните точки от списъка с водещи символи, е приложимо за цялата система за МДВ съгласно FAR, т.е. всички споменати данни (ако са приложими за отделната инсталация) трябва да бъдат докладвани в „доклада с базови данни“. Следователно планът относно методиката за мониторинг трябва да съдържа информация за това как всеки набор от данни се определя за всяка подинсталация.

За пълнота трябва да се спомене тук, че след извършване на разпределението на всички входящи потоци, изходящи потоци и емисии на подинсталации, някои входящи потоци, изходящи потоци и емисии ще останат, *незададени на нито една подинсталация*, тъй като тези елементи не отговарят на изискванията за безплатно разпределение. В частност това засяга:

* Горива и/или измерима топлинна енергия, използвана за производство на електроенергия, и свързаните с това емисии;
* Измерима топлинна енергия, произведена в подинсталации на азотна киселина, от електрически котли или получавана от обекти извън СТЕ;
* Емисии, свързани с топлинната енергия, подадена от инсталации, включени в СТЕ на ЕС[25](#_bookmark45);
* Отпадни газове или горива, изгорени във факел за цели, различни от необходимо за безопасността изгаряне във факел извън подинсталациите с продуктови показатели и свързаните с тях емисии.

За ограничаване на административната тежест разделянето на подинсталации може да бъде опростено чрез прилагане на правилото за 95%, когато се разпределят „незначителни“ части от инсталацията на подинсталации (член 10, параграф 3 от FAR)  [Повече информация е дадена в раздел 4.4](#_bookmark47).

25 Обърнете внимание, че това се отнася до изгледа на отвеждащата инсталация. Това не означава, че такава топлинна енергия изобщо не отговаря на изискванията за разпределение. Въпреки това, разпределението (и следователно разпределението на количеството топлинна енергия) се извършва в приемащата инсталация.

## Зададени емисии

За целите на актуализиране на стойностите на показателите (т.е. за генериране на нови криви на показателите), трябва да се вземат предвид не само преките емисии на дадена подинсталация. Това е така, защото целта е да се сравнят „реалните емисии“ (доколкото те са известни) за цялостния производствен процес с неговите аналогични предприятия, но само за производството на този единствен продукт. Целта е че специфичните емисии на парникови газове на тон продукт от всяка инсталация трябва да се направят сравними една с друга, т.е. границите на системата трябва да бъдат строго съвместими, а свързаните правила трябва да се спазват от операторите.

Методът за разпределение на емисии на подинсталации е даден в Приложение VІІ, раздел 10 от FAR. За изчисляване на „зададените емисии“ на всяка подинсталация се използва следната формула (имайте предвид, че не всички термини са приложими за всички видове подинсталации; за [допълнителна информация вж. Приложението (раздел 7.3](#_bookmark178)) и примерите, съдържащи се в него):

***AttrEm=DirEm\*+EmH,importt-EmH,export+WGcorr,import-WGcorr,export+Emel,exch-Emel,produced***

[Променливите на това уравнение са обяснени в Приложение А (раздел 7.3](#_bookmark178)) и подробните примери

в това Приложение дават насоки на операторите за разработване на техния ПММ с оглед осигуряване на пълнота на данните без припокривания в техните доклади с базисни данни.

## Допълнителни правила за разделяне на данни на подинсталации

FAR съдържат някои специфични правила за практически подходи за разделяне на данни в съответствие с подинсталациите. Това са:

* **Разграничение между подинсталации с изместване на въглеродни емисии (CL) / без изместване на въглеродни емисии (non-CL)**: В Член 10, параграф 3 се изисква подинсталацията с топлинен показател, подинсталацията с горивен показател и подинсталацията с технологични емисии да се разделят на две (в случай на топлинна енергия дори три) отделни подинсталации от тези типове, когато е уместно, в зависимост от риска от изместване на въглеродни емисии в отрасъла. Разделянето се извършва въз основа на кодовете по PRODCOM или NACE[26](#_bookmark48), на които съответстват производствените процеси и/или крайните (физически) продукти. т.е. ако измеримата топлинна енергия се използва за производството на даден продукт, за който се счита, че не е изложен на риск от изместване на въглеродни емисии, това количество топлинна енергия се задава на подинсталацията с топлинен показател без изместване на въглеродни емисии, докато друго количество измерима топлинна енергия в рамките на същата инсталация може да принадлежи към подинсталацията с топлинен показател с изместване на въглеродни емисии.
* **Правилото за 95%**: Като опростяване на горното правило беше въведено правилото за минимален праг. То позволява на оператора да не прави това разделяне, ако повече от 95% от съответното равнище на дейност (в

26 Кодовете по NACE винаги означават „NACE Rev 2.0“, както е установено в Регламент (ЕО) № 1893/2006 на Европейския парламент и на Съвета от 20 декември 2006 г. за установяване на статистическа класификация на икономическите дейности NACE Rev. 2 и за изменение на Регламент (ЕИО) № 3037/90 на Съвета, както и на някои ЕО регламенти относно специфичните статистически области (OВ L 393, 30.12.2006, стр.1).

примерът от първата точка от списъка с водещи символи: общата измерима топлинна енергия, която не попада в дадена подинсталация с продуктов показател) принадлежи на подинсталация с изместване на въглеродни емисии, или на подинсталация без изместване на въглеродни емисии.

В същия дух в това правило за опростяване е включена и подинсталацията на топлофикационна мрежа: Ако която и да е от трите[27](#_bookmark50) подинсталации с топлинен показател консумира повече от 95% от общата топлинна енергия, останалите по-малко от 5% могат да бъдат зададени на същата подинсталация.

* **Проверки за пълнота** (Член 10, параграф 5 от FAR): При проектирането на ПММ и по време на мониторинга и докладването операторът редовно извършва проверки на пълнотата на данните, както е посочено в Член 10, параграф 5 от FAR. Тези проверки включват пълнотата на пораждащи емисии потоци и източници на емисии, измерими потоци топлинна енергия, потоци на отпадни газове, физически продукти и техните кодове по PRODCOM и т.н., в съответствие с съображенията, [дадени в раздели 4.2](#_bookmark32) и [7.3](#_bookmark178).
* Специфични правила за **избягване на двойно отчитане**:
  + Продуктите от даден производствен процес, върнати в същия производствен процес, се приспадат от годишните равнища на активност (Член 10, параграф 5, буква й)). Когато равнището на активност съгласно Приложение I от FAR се отнася до количеството продаваем продукт, това правило не е приложимо.
  + Когато измерима топлинна енергия се произвежда чрез регенерация от друга подинсталация, по-специално от потоци от димни газове, идващи от дадена подинсталация с горивен показател, но също така и всички други видове отпадъчна топлинна енергия), такава топлинна енергия може да отговаря на изискванията за включване в подинсталациите с топлинен показател. За избягване на двойно отчитане, количеството топлинна енергия, разделено на референтна ефективност от 90%, трябва да се извади от подинсталацията, в която топлинната енергия е оползотворена (член 10, параграф 5, буква к)). Когато приспадането трябва да бъде изразено по отношение на t CO2, трябва да се използва подходящ коефициент на преобразуване (топлинен или горивен показател, ако е приложимо).

## Пример за разделяне на инсталация на подинсталации

[Във фиктивно-примерната инсталация (показана на Фигура 2](#_bookmark52)) се експлоатират следните физически съоръжения:

* Шахтова пещ за производство на циментов клинкер
  + Отпадъчна топлинна енергия от отработените газове се подава в дадена районна отоплителна мрежа
* Инсталация за смилане на цимент[28](#_bookmark51), където за някои суровини се използва сушилня за директно сушене
* Пещ за производство на вар, в която през някои месеци от годината се изгаря магнезит вместо вар.

27 Подинсталация с топлинен показател с изместване на въглеродни емисии, подинсталация с топлинен показател без изместване на въглеродни емисии и подинсталация на топлофикационна мрежа.

28 Инсталациите за смилане на цимент, когато се експлоатират като самостоятелни инсталации, обикновено са инсталации извън СТЕ на ЕС, тъй като техните горивни съоръжения (ако има такива) обикновено са под 20 MW номинална входяща топлинна мощност. Въпреки това, в този пример (който е с чисто илюстративен характер), допускането е, че смилането е в рамките на границите на инсталацията по СТЕ на ЕС. Това се основава на факта, че съдържа дадено горивно съоръжение (сушилнята) и приложение I, точка 5 от Директивата на ЕС за СТЕ изисква за такива случаи: “*всички съоръжения, в които се изгарят горива […] се включват в разрешителното за емисии на парникови газове*”.

Ако операторът на такава инсталация трябва да разработи ПММ или доклад с базисни данни, ще бъдат извършени следните стъпки.

**Стъпка 1: Правене на списък на всички физически съоръжения, входящи потоци, изходящи потоци и емисии**

Като първа стъпка операторът следва да изброи всички физически съоръжения, техните входящи потоци и изходящи потоци и емисии, както е [показано в Таблица](#_bookmark53). Само след това той може да продължи да идентифицира кои видове подинсталации са подходящи (като използва последователността, посочена в Член 10, параграф 2 от FAR), преди да зададе входящите потоци, изходящите потоци и емисиите на тези подинсталации. Това може да изисква повтарящ се подход, тъй като не винаги може да е очевидно, на първо място кои подинсталации са уместни. Примерът тук също илюстрира връзката между физическите съоръжения и подинсталациите, тъй като това често е полезно за по-нататъшното развитие на подходите за мониторинг.

Забележка: FAR определят подинсталации само чрез „входящи потоци, изходящи потоци и емисии“ (вж. раздел [4.2](#_bookmark32) от настоящия документ). Следователно не съществува официално изискване за задаване на физически съоръжения на подинсталации, по-специално защото - както е показано в този пример - често съществуват физически съоръжения, които обслужват няколко подинсталации. Следователно, изпълнението на „задаване“ на физически съоръжения трябва да се разбира само като полезна стъпка в практичния подход при проектирането на ПММ.

**Варовик**

**Граници на инсталацията**

**Магнезит**

**Суровинно брашно**

**Пещ за производство на вар (магнезиев оксид)**

**Вар**

**Магнезиев оксид**

**Антрацитни въглища**

**Отпадъчни автомобилни гуми**

**Дървесни отпадъци**

**Пещ за несмлян цимент „клинкер“**

**Клинкер**

**Смилане на цимент**

**Топлина** **Топло-**

**фикация**

**Природен газ**

*Фигура 2:* *Фиктивна примерна инсталация за илюстриране на концепцията за подинсталацията.*

*Таблица 1: Списък на физическите съоръжения, входящи потоци, изходящи потоци и емисии от примерната инсталация, необходим за разделяне на инсталацията на подинсталации в съответствие с FAR. Тази таблица илюстрира ситуацията,* преди *извършване на стъпките, описани в основния текст.*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Входящи потоци** | **Физически съоръжения** | **Изходящи потоци** | **Емисии** |
| * Антрацитни въглища (към пещ за несмлян цимент „клинкер“) * Отпадъчни автомобилни гуми (към пещ за несмлян цимент „клинкер“) * Дървесни отпадъци (към пещ за несмлян цимент „клинкер“) * Природен газ (към сушилня и пещ за производство на вар) * Суровинно брашно * Варовик * Магнезит | * Пещ за несмлян цимент „клинкер“ * Инсталация за смилане (включително сушилня) * Пещ за производство на вар/магнезиев оксид * (Топлообменник за централно отопление) | * Клинкер * Цимент(и) * Вар * Магнезиев оксид * Топлофикационна мрежа | * От въглища * От гуми * Биомаса (с нулева ставка) * От природен газ * Технологични емисии от суровинно брашно * Технологични емисии от вар * Технологични емисии от магнезиев оксид |

**Стъпка 2: Идентифициране на съответните подинсталации**

* Идентификация на **подинсталации с продуктов показател**, като се използват определенията на продуктите от Приложение I към FAR:
  + Операторът посочва, че произведеният циментов клинкер попада в обхвата на определението за показател за “клинкер за сив цимент”;
  + Операторът идентифицира произведената вар да попадне в рамките на определението за продуктовия показател за „вар“;
  + Операторът оценява състава на магнезиевия оксид, който е резултат от изгарянето на магнезит. Тъй като не съдържа значителни количества калциев оксид, той *не* попада в обхвата на определението за показател за доломитна вар или синтерована доломитна вар. Следователно, „резервните“ подинсталации ще са уместни за този процес.
* Идентифициране на потенциални **подинсталации с топлинен показател**:
  + Единственият случай на измерима топлинна енергия, намерен в този пример е топлинната енергия, генерирана от отпадъчната топлинна енергия от подинсталацията с показател за клинкер. За да се реши коя подинсталация е уместна, операторът трябва да оцени дали има доказателства за използването на измеримата топлинна енергия. В примера се предполага, че операторът е съсобственик на отоплителната мрежа. Другият собственик е местно предприятие за предоставяне на топлинна енергия и електроенергия. Последното действа като обслужваща компания, която отговаря за договорите и фактурирането на крайните потребители на топлинна енергия. С подкрепата на обслужващата компания операторът на примерната инсталация може да категоризира потребителите на топлинна енергия като частни домакинства, с изключение на един потребител, който представлява малка фабрика, която произвежда етерични масла и парфюми. Кодовете по NACE за тези продукти са 2053 и 2042, които не се намират в Списъка на отраслите, в които съществува риск от изтичане на въглерод (CLL). Въпреки това, тъй като операторът разполага с доказателства за всички базови години, че топлинната енергия, доставена до тази фабрика, е обикновено около 4% от общата произведена топлинна енергия, той може да използва Член 10, параграф 3 от FAR и да счита, че цялата измерима топлинна енергия попада в подинсталация на топлофикационна мрежа[29](#_bookmark54).
* **Подинсталации с горивен показател**:
  + Употребата на гориво в тази примерна инсталация - извън споменатите по-рано подинсталации - се намира в два случая: сушилнята на инсталацията за смилане на цимент и при изгарянето на магнезит.
  + Сега операторът трябва да прецени дали тези два процеса се считат за принадлежащи към отраслите, изложени на изместване на въглеродни емисии. Тук операторът заключава, че и двата процеса принадлежат на отрасли, намерени в CLL[30](#_bookmark55). Следователно в примера е уместна само „подинсталацията с изместване на въглеродни емисии“.
* **Подинсталации с технологични емисии**:
  + Единствените технологични емисии, които не са обхванати другаде, са свързани с разлагането на MgCO3 до MgO при изгарянето на магнезита. Както се посочва в горивните показатели, този процес може да се счита, че принадлежи към отрасъл, изложен на изместване на въглеродни емисии. Следователно „подинсталацията за технологични емисии с изместване на въглеродни емисии“ е уместна.

**Стъпка 3: Задаване на входящи потоци, изходящи потоци и емисии (и физически съоръжения) на подинсталации**

[Операторът на примерната инсталация използва Таблица 1](#_bookmark53) като контролен списък за задаване на съответните материали и горива на подинсталации. В повечето случаи това е сравнително просто:

* Подинсталация за сив клинкер:
  + Физически съоръжения: Циментови пещи, включително подгреватели, калцинатори за предварителна калцинация, охладители за клинкер, спомагателни съоръжения и т.н. Тъй като това е относително самостоятелна част от инсталацията (поне в този пример), няма съмнение относно физическите граници на други подинсталации. Топлообменникът за централно отопление, включително подготовката на котелната вода, съответното измервателно оборудване и т.н. могат да бъдат ясно идентифицирани както в реалния живот, така и в плановете и диаграмите, свързани с ПММ.
  + Вложени ресурси:
    - Горива: Антрацитни въглища, отпадъчни автомобилни гуми, дървесни отпадъци. В примера няма очистване на димни газове, което води до допълнителни емисии (без процес на денитрификация).
    - Технологични материали: Суровинно брашно, както вече е било подложено на мониторинг за целите на MRR (Метод A - базиран на вложените ресурси).
  + Изходящи потоци (продукти): Само циментовият клинкер е съответният продукт за равнището на активност. Ако вече не е бил подложен на мониторинг за целите на MRR, трябва да се въведе допълнителен мониторинг за този основен параметър за целите на разпределението. Измеримата топлинна енергия се счита за подаване на тази подинсталация навън към друга подинсталация.

29 Без тези доказателства както подинсталация на топлофикационна мрежа, така и подинсталация с топлинен показател без изместване на въглеродни емисии биха били уместни.

30 Производство на цимент: NACE 23.51. Магнезиевият оксид не се намира изрично в PRODCOM списъка. Въпреки това, в зависимост от по-нататъшната му употреба, той може да се счита за огнеупорен материал (NACE 23.20) или за неорганични химични вещества (NACE 20.13) - и двата кода по NACE се намират в CLL.

* + Емисии: Мониторингът се обхваща изцяло от ПМ съгласно MRR, тъй като нито едно от съответните горива или материали не се използва в други подинсталации. Имайте предвид, че отпадъчните автомобилни гуми и дървесните отпадъци отчасти водят до емисии от биомаса, които са с нулева ставка. Съгласно FAR същите правила за мониторинг се прилагат за такива емисии от биомаса, както съгласно MRR.
  + Зададени емисии: Когато се определят „зададените емисии“ на тази подинсталация, трябва да се приспадне съответно количество емисии за отдаването на топлинна енергия към подинсталацията на топлофикационна мрежа. Вижте “подинсталация на топлофикационна мрежа” по-долу.
* Подинсталация за вар:
  + Физически съоръжения: Пещ за производство на вар и спомагателно оборудване. Отбележете, че пещта за производство на вар се споделя с производството на магнезиев оксид (горивен показател и подинсталации с технологични емисии). За идентифициране на това кога пещта за производство на вар попада в рамките на подинсталацията за вар, операторът трябва да извършва мониторинг кога тя се използва и за кой производствен процес. Т.е. трябва да има ефективна система за разграничаване и документиране на тези производствени процеси (включително недвусмислено задаване на времената на преход между процесите към който и да е процес).
  + Изходящи потоци (продукти): Операторът използва метод Б (базиран на изходящи потоци) съгласно MRR. Поради това вече са известни изходящите потоци вар, необходими за равнището на дейност на подинсталацията. В този случай това включва данните за състава (съдържание на свободен CaO и свободен MgO в продукта, които са необходими за изчисляване на корекциите на ИРД в съответствие с Приложение III към FAR).
  + Вложени ресурси:
    - Варовик: Не се изисква мониторинг, тъй като не е необходим за целите на разпределението, а количественото определяне е възможно индиректно като се използва стехиометричното отношение към продукта.
    - Природен газ: Тъй като природния газ се използва и за други цели, мониторингът в съответствие с ПМ съгласно MRR не е достатъчен. Повече подробности са дадени по-долу в стъпка 4.
  + Емисии: Емисиите от варовик могат да се извадят от данните за MRR. Емисиите от природен газ могат да се определят, като се използва същият емисионен фактор, както за общия природен газ в съответствие с ПМ съгласно MRR. Въпреки това, количеството природен газ за това изчисление трябва да се определи, както е обяснено в стъпка 4 по-долу.
  + Зададени емисии: Идентични на “емисиите” по-горе.
* Подинсталация на топлофикационна мрежа:
  + Физически съоръжения: Топлообменникът и цялото спомагателно оборудване за работа на топлоразпределителната мрежа (включително пречистване на вода, измерване, помпи и др.) са ясно разпознаваеми.
  + Вложени ресурси: Не са релевантни (горивата се считат за част от подинсталацията за клинкер за сив цимент).
  + Изходящи потоци (продукти): Измерима топлинна енергия, отдадена от инсталацията.
  + Емисии: Няма.
  + Зададени емисии: В съответствие с FAR не е необходимо да се докладват зададени емисии за подадена или отведена измерима топлинна енергия от подинсталации, ако емисионният фактор на горивния микс е неизвестен. Трябва само да се докладват самите количества топлинна енергия.
* Подинсталация с горивен показател с изместване на въглеродни емисии:
  + Физически съоръжения: Пещ за производство на вар (когато не се произвежда вар, но се изгаря магнезит); Сушилня на инсталацията за смилане на цимент.
  + Вложени ресурси: Природен газ. За изискванията за мониторинг вж. стъпка 4 по-долу.
  + Изходящи потоци (продукти): Няколко марки цимент; Магнезиев оксид.
  + Емисии: Емисии, пропорционални на количествата природен газ, които да бъдат зададени на тази подинсталация, като се използва емисионният фактор в съответствие с ПМ съгласно MRR.
  + Зададени емисии: идентични с „емисиите“.
* Подинсталация с технологични емисии с изместване на въглеродни емисии:
  + Физически съоръжения: Пещта за производство на вар понякога не се експлоатира в рамките на подинсталацията с продуктов показател за производство на „вар“.
  + Изходящи потоци (продукти): Магнезиев оксид: Що се отнася до вар, предполага се, че метод Б (базиран на изходящите потоци) се използва за мониторинг съгласно MRR и следователно данните вече са на разположение.
  + Вложени ресурси: Суров магнезит. Не е уместен за мониторинга в този пример.
  + Емисии: Както са налични съгласно MRR, пропорционално на количеството произведен магнезиев оксид.
  + Зададени емисии: Идентични на “емисиите”.
* Проверка за пълнота:
  + Операторът не намира входящи потоци, изходящи потоци или емисии в границите на инсталацията, които не са били зададени на дадена подинсталация. Ако е имало някои незададени [позиции, операторът ще провери дали те са в списъка, посочен в полето на стр. 22](#_bookmark44).
  + Освен това няма установена необходимост от извършване на мониторинг на количествата електроенергия, тъй като няма произведено електричество и в Приложение I на FAR не е посочен нито един от продуктовите показатели, който да има възможност за взаимозаменимост на горивата и електроенергията.
  + Отпадните газове не са релевантни, нито пък прехвърлянето на CO2 от или към други подинсталации или инсталации. Също така няма и изгаряне във факел. Следователно, съответните раздели в образците за ПММ и доклада с базовите данни могат да бъдат пропуснати.

[Крайният резултат от определението на подинсталациите е показан на Фигура 3](#_bookmark57).

**Стъпка 4: Идентифициране на нуждите от мониторинг**

В тази примерна инсталация трябва да бъде извършван мониторинг само на няколко набора от данни в допълнение към вече наблюдаваното съгласно MRR:

* **Равнище на действие** на всяка подинсталация: Това е най-важният параметър за целите на разпределението. То трябва да се отчита също и на годишна база за целите на потенциалните промени в разпределението[31](#_bookmark56). В примерната инсталация това изисква следното:
  + Показател за клинкер за сив цимент: Както по-горе беше предположено, че се извършва мониторинг на емисиите от производството на клинкер на базата на входящите потоци според ПМ, мониторингът на клинкер за сив цимент е ново изискване за мониторинг.

31 Подробности ще намерите в Разпоредбата за ПРД. Ако е необходимо, настоящия документ ще бъде съответно актуализиран.

**Варовик**

**Граници на инсталацията**

**Подинст. “Вар”**

**Магнезит**

**Суровинно брашно**

**PE(\*)**

**Пещ за производство на вар (магнезиев оксид)**

**Вар**

**Магнезиев оксид**

**Антрацитни въглища**

**Подинст. “Гориво, CL”**

**Отпадъчни автомобилни гуми**

**Дървесни отпадъци**

**Подинст. “Клинкер”**

**Пещ за несмлян цимент „клинкер“**

**Клинкер**

**Топлинна енергия**

**Смилане на цимент**

**Подинст. “Топлофикационна мрежа”**

**Природен газ**

**\*PE = Подинст. “Технол.Ем., CL”**

*Фигура 3:* *Краен резултат от примера за определение на подинсталацията.*

* + Вар: Количеството вече се наблюдава за мониторинг на емисиите, базиран на изходящите процеси. Въпреки това, за целите на FAR всички изходни данни трябва да бъдат коригирани с данни за състава (Приложение III на FAR), за да се установи действителното равнище на активност. Въпреки това, може да се предположи, че необходимите данни вече са налични за целите на MRR (т.е. за определяне на емисионния фактор и коефициента на преобразуване).
  + Подинсталация на топлофикационна мрежа: Количеството на отведената топлинна енергия трябва да се определя на годишна база.
  + Подинсталация с горивен показател с изместване на въглеродни емисии: Общата вложена енергия за тази подинсталация (изразена като тераджаули, т.е. количеството гориво, умножено по нейната долна топлина на изгаряне), трябва да бъде подложена на мониторинг. Вж. „разделяне на природен газ“ по-долу.
  + Подинсталация с технологични емисии с изместване на въглеродни емисии: Както бе споменато по-горе, емисиите могат да бъдат взети директно от данните за MRR, тъй като магнезитът се задава изцяло на тази подинсталация.
* **Разделяне на природен газ**: В този пример природният газ се използва в две физически съоръжения (пещ за производство на вар и сушилня), принадлежащи към две различни подинсталации (подинсталация с горивен показател и подинсталация с показател за вар). За задаване на правилното количество природен газ за всяка подинсталация, от операторът се изискват поне две мерки:
  + Необходим е поне един уред за индивидуално измерване за разграничаване на количеството газ, постъпващо в сушилнята на инсталацията за смилане на цимент и газа, използван в пещта за производство на вар. Поради другото изискване по-долу, за предпочитане е този газомер да се монтира в пещта за производство на вар. Ако вече не е бил монтиран подходящ измервателен уред, историческите данни ще трябва да се определят въз основа на косвен метод (корелация или оценка).
  + Показанията на газомера в пещта за производство на вар се изискват всеки път, когато се извършва превключване между производството на вар и изгарянето на магнезиев оксид. В случай, че такъв измервателен уред не е [наличен, ще се изисква друг метод, както е описано в раздел 6.5.](#_bookmark112)
* **Производствени показатели**: За резервните подинсталации съществува необходимост от извършване на мониторинг на свързаните с тях продукти, въпреки че те не установяват равнище на дейност, уместно за разпределение. Компетентният орган обаче изисква информацията за качеството (съответните кодове по PRODCOM), както и за количеството (нива на производство) за проверка на правдоподобността. Освен това, верификаторът ще вземе предвид информацията, която е необходима за извършване на проверки. В тази примерна инсталация операторът ще трябва да извършва мониторинг на:
  + Количествата цимент: Най-малко двете категории по PRODCOM цимент тип „Портланд“ и „други хидравлични цименти“, но могат да се прилагат и други категории.
  + Магнезиев оксид: Количеството ще бъде извлечено от данните за MRR
  + Топлофикационна мрежа: Тъй като беше споменато в описанието на инсталацията, че има не само частни домакинства като потребители, операторът ще трябва да провери дали промишления потребител остава под прага от 5%, за да остане включен в подинсталацията на топлофикационна мрежа и дали други промишлени потребители (включително такива, които са потенциално изложени на изместване на въглеродни емисии) са добавени към мрежата.

## Термини, използвани в Регламента относно мониторинга и докладването (MRR) и в Регламента относно акредитацията и верификацията (РАВ) (мониторинг на емисиите)

За мониторинг на данните по FAR се използват концепции, които са познати на операторите, верификаторите и компетентните органи от MRR и РАВ. За да се избегне дублирането на ръководните документи, тук се предполага, че читателят е запознат с тези концепции, или [ще се позове на съответния ръководен документ за MRR и РАВ (за преглед виж раздел 1.2](#_bookmark2) от настоящия документ).

Тъй като съществуват няколко специфични разлики между концепциите за MRR, РАВ и FAR, тук се обсъждат някои от най-важните сходства и различия. За допълнителна информация относно подходите за мониторинг на емисиите, читателят се насочва към MRR РД 1 (общи насоки за инсталациите), освен ако не са споменати други документи:

* **Основни принципи** (Раздел 4.1 от MRR РД 1): Пълнота, последователност и съпоставимост, прозрачност, точност, цялостност на методиката, непрекъснато подобряване. Въпреки че не е изрично споменато в FAR, прилагането на тези принципи трябва да се счита най-малко за добра практика. Неспазването на тези принципи ще направи докладите по FAR отнемащи много време и трудни за проверка.
* **Подходи, основани на изчисления** (стандартен метод и метод на масов баланс): Съответните термини включват
  + „**Пораждащи емисии потоци**“ означава горива, съдържащи въглерод, или материали, които трябва да бъдат подложени на мониторинг; Отбележете, че изискването от FAR за мониторинг на емисиите на равнище подинсталация води до термина „**вътрешни пораждащи емисии потоци**“, използван в образеца за базовите данни и образеца за ПММ от Комисията. Това се отнася за пораждащи емисии потоци, които се произвеждат от една подинсталация и се консумират от друга в рамките на същата инсталация, така че на равнище инсталация те отдават нетни нулеви емисии.
  + „**Данни за дейността**“ означава количеството материал или гориво, които не трябва да се бърка с понятието „равнище на дейност“, използвано за подинсталации в FAR ;
  + „**Изчислителни коефициенти**“, включително долна топлина на изгаряне (NCV), емисионен фактор, коефициент на окисление, коефициент на преобразуване, въглеродно съдържание, фракция от биомасата/фракция от изкопаеми;
* **Подходи, основани на измерване** чрез използване на СНИЕ (Системи за непрекъснато измерване на емисиите), прилагани към „**източници на емисии**“;
* **Подходи, при които не се използват подреждания**, когато операторът не може да достигне дори подреждане 1 за поне един пораждащ емисии поток или източник на емисии. Те се наричат „**непряка** методика“. Въпреки това, за MRR този термин се отнася само до емисиите на равнище инсталация и не трябва да се бърка с понятието „алтернативен подход“ или „резервна подинсталация“, използван в контекста на правилата за безплатно разпределение. Последният термин означава един от топлинните показатели, горивните показатели или [подинсталациите с технологични емисии (вж. също раздел 7.2](#_bookmark176) от настоящия документ).
* „**Горивни емисии**“ и „**технологични емисии**“: От гледна точка на MRR тези два термина се различават главно с цел да се определи кои изчислителни коефициенти са релевантни. За горивните емисии е задължително извършването на мониторинг на стойността на долната топлина на изгаряне и на коефициента на окисление, докато за технологичните емисии се прилага коефициент на преобразуване (разграничението е по-малко ясно в рамките на даден подход на масов баланс). За FAR трябва да се отбележат важни разлики:
  + Технологични емисии, зададени на една от подинсталациите с технологични емисии, са ясно определени в Член 3, буква й) от FAR. Определението се прилага само за технологични емисии, които не се задават на всеки друг тип подинсталация и съдържа корекция за отпадни газове, при което се задават по-малко от общите преки емисии (за подробности вж. раздели [4.3](#_bookmark46) и [7.3](#_bookmark178)).
  + Технологичните емисии от очистване на димни газове (десулфуризация, deNOx) се считат за част от горивния микс за определяне на емисионния фактор както на измеримата, така и на неизмеримата топлинна енергия.
* Емисии от **биомаса**: Те се отчитат като нулеви съгласно MRR, при условие че са спазени критериите за устойчивост, определени от Директивата за ВЕИ[32](#_bookmark59), където е приложимо. Ръководен документ № 3 за MRR предоставя допълнителни подробности относно биомасата. FAR изцяло следва този подход.
* **Минимални изисквания** за мониторинг (на базата на дадена модулна система, чрез използване на „**равнища**“): макар това да е централен инструмент на MRR за балансиране на потребностите от точност за операторите с най-големи емисии срещу административната тежест в случай на оператори с по-малки емисии, концепцията няма голямо значение съгласно FAR, която използва концепция „йерархия на точността“.

32 Директива за възобновяеми източници на енергия.

* „**Необосновани разходи**“ и „**техническа осъществимост**“ се използват като критерий за отклонение от минимално допустимите подреждания. Концепциите са приложими и съгласно FAR във връзка с „йерархията на точност“, въпреки че за „необосновани разходи“ някои от допусканията [се различават. За повече подробности вижте раздел 6.6.2](#_bookmark124).
* „**Неопределеност**“ като систематично средство за преценка дали един метод за мониторинг е „по-добър“ [от друг, е приложимо съгласно FAR (вж. раздел 6.6.3](#_bookmark131)). Въпреки това, необходимостта от извършване на (опростена) оценка на неопределеността ще бъде по-скоро изключение, отколкото правило съгласно FAR, докато за целите на MRR оценката на неопределеността обикновено е задължителна. Ръководен документ № 4 за MRR е посветен на темата за оценка на неопределеността и също ще бъде полезен за целите на FAR.
* „**Процедури**“ се използват в контекста на MRR като средство да не се претоварва ПМ с твърде много подробности и по-специално да се запази броят на актуализациите на ПМ на разумно ниво. MRR изисква при няколко задачи за мониторинг (като например осигуряване на пълнота на списъка на пораждащи емисии потоци, за вземане на проби и анализ, за целите на системата за контрол и др.) операторът „въвежда, документира, прилага и поддържа процедури за дейности по плана за мониторинг, в зависимост от ситуацията”. Тези процедури формално не се считат за част от плана за мониторинг. Същият подход се използва в FAR (член 8, параграф 3) за ПММ, въпреки че броят на изрично споменатите процедури е малък. Раздел 5.4 от РД 1 за MRR е добра отправна точка, за да научите повече за такива процедури.
* „**Стойности по подразбиране“**, т.е. различни типове фиксирани стойности или литературни стойности, които се използват за изчислителни коефициенти, за да се избегне необходимостта от извършване на вземане на проби и анализи. Концепцията се разпростира върху други видове свойства на материалите във FAR, по-специално за установяване на качеството на продуктите, където е необходимо.
* **Вземане на проби и анализи**, в съответствие с необходимостта за определяне на коефициентите на изчисление в MRR, или свойствата на материалите като цяло съгласно FAR: Изискванията, посочени в MRR, включват необходимостта от наличие на план за вземане на проби и използване на лаборатория, акредитирана за специфичния метод на анализ. Ако това не е възможно, лабораторията трябва да демонстрира еквивалентна компетентност. Подробности са разработени в Ръководен документ № 5 на MRR.
* „**Процедури за управление на потоци от данни**“ и „**система за контрол**“, включително „**оценката на риска**“: Подробности в контекста на MRR са предоставени в ръководен документ № 6 на MRR. Някои данни в [контекста на FAR са предоставени в раздел 5.5](#_bookmark88) от настоящия документ.
* **Верификация**: За годишните емисии е наличен широк набор от указания. За начало на четенето се препоръчва ОРД I („Обяснителен ръководен документ I“). За верификация, свързана с FAR, всички важни аспекти са обхванати от РД 4 от поредицата ръководни документи на FAR, включително подробни насоки по теми като например процеса на верификация, изискванията за компетентност на верификаторите, правилата за акредитация и др.

## Термини, въведени от FAR, които са важни за мониторинга

Много важни понятия от FAR са обяснени в други ръководни документа от тази поредица. По-специално за следните теми читателят е поканен да се запознае с посочените документи:

* Кратък преглед на методологията за безплатно разпределение на квоти е предоставен в Ръководен документ № 1. Едно приложение обобщава и обяснява много важни определения, използвани от FAR.
* Ръководен документ № 2 разяснява подробно как се използват данните от подинсталацията за определяне на окончателното разпределение на инсталацията (прилагане на актуализираните показатели, коефициента на риска от изтичане на въглерода, коефициента за междусекторна корекция или коефициента на линейно намаление и т.н.). Разделяне на инсталацията на подинсталации се обсъжда подробно.

Въпреки това, тези документи обаче не се концентрират върху практическите въпроси, свързани с мониторинга на необходимите данни. За да се запълнят пропуските, някои термини, необходими за мониторинга и докладването, са обяснени накратко тук:

* **Методика за определяне**[**33**](#_bookmark62): Това е всеобхватният термин, който обхваща както *мониторинга*, ориентиран към бъдещето, така и *събирането на данни*, насочено към миналото. ПММ трябва да определи методиките за определяне на всички съответни набори от данни. Това предполага, че трябва да бъдат обхванати и двата аспекта (въпреки че те могат по принцип да се съдържат в отделни версии на ПММ, в зависимост от изискванията на държавите-членки). Следователно понякога може да е необходимо да се споменат два различни подхода за един и същ набор от данни в рамките на ПММ: Един за първия доклад с базови данни, който изисква събиране на вече съществуващи данни и втори за бъдещ мониторинг. Това се основава на допускането, че даден оператор понякога може да разполага само с налични данни с по-ниско качество за исторически данни, но обикновено ще може да използва „най-прецизните налични източници на данни“ в съответствие с раздел 4 от Приложение VII на FAR за бъдещ мониторинг, тъй като той ще може да инсталира необходимите измервателни уреди и т.н.

Обърнете внимание, че за опростеност настоящия ръководен документ обикновено прави препратки само към „**исторически данни**“, където това означава вече съществуващи данни (т.е. произтичащи от периода „преди одобрение на ПММ“). Необходимо е да се изясни, че когато се има предвид само данни, които са подложени на мониторинг в бъдеще (след одобрение на ПММ), настоящия документ използва термина „**данни от мониторинга**“. Когато не е предоставена такава спецификация, се подразбират и двата типа данни.

* **Набор от данни**: Този термин означава „един тип данни на равнище инсталация или на равнище подинсталация“. В сравнение с терминологията на MRR, даден набор от данни може да бъде данни за дейността (количество гориво или материали) или единен изчисляващ коефициент (например NCV или емисионен фактор). Поради по-широкия характер на данните, които са релевантни за определяне на показателите или за разпределение, даден набор от данни може също да бъде количество електроенергия, измерима топлинна енергия, отпадъчен газ или параметър, който е релевантен за определяне на такива количества, напр. потока от пара, температурата и налягането на парата и т.н. Освен това, наборите от данни не са ограничени до равнището на инсталация. Може да има и пренос на топлинна енергия или материали между подинсталации, които изискват мониторинг и които следователно трябва да се считат за „набори от данни“. Даден набор от данни може да означава и информация

33 Раздел 2 от Приложение VII на FAR дефинира: „Методика за определяне“ означава едно от следните:

* + 1. методика за идентифициране, събиране и обработване на данни, които вече са налични в инсталацията, за набори от данни от исторически данни или;
    2. методика за мониторинг за конкретен набор от данни, основана на даден одобрен план относно методиката за мониторинг.

за качеството, която трябва да бъде подложена на мониторинг, като например дали даден продукт или даден потребител на топлинна енергия попада в рамките на даден отрасъл с риск от изместване на въглеродни емисии, дали дадено количество пулп е пуснато на пазара или дали измеримата топлинна енергия произтича от източник по СТЕ на ЕС. И накрая, индивидуалните параметри, които също се изискват за определяне на равнището на дейност на някои специални продуктови показатели, се считат за „набори от данни“, като например равнището на дейност на всяка отделна CWT функция (приложение II на FAR) и корекционните коефициенти, необходими за изчисляване на равнищата на дейност в съответствие с Приложение III към FAR.

* **Методики за пряко и непряко определяне**[: За обяснение вж. раздел 6.4](#_bookmark110).
* **Източници на данни**: Това е друг всеобхватен термин, който обхваща методики за мониторинг, като например избрания(те) измервателен(ни) уред(и) и (лабораторни) анализи, но също така и стойности по подразбиране и методи за оценка, както и източници за исторически данни, като например бази данни или писмени документи за методи за мониторинг и данни, получени в миналото.
* **Източници на данни с възможно най-висока точност**: Член 7 от FAR изисква от оператора да *„използва източници на данни с възможно най-висока точност съгласно раздел 4 от Приложение VII“*. Използването на други източници на данни е позволено в случаите, когато използването на източници на данни с най-висока точност е технически неосъществимо, би довело до необосновани разходи или когато операторът може да предостави доказателства, че друг избран метод показва по-ниска неопределеност. Раздел 4 на Приложение VII на FAR предоставя йерархия на предпочитаните източници на данни според точността. Повече подробности [са разгледани в раздел 6.5](#_bookmark112) от настоящия документ.
* **Източниците на първични данни, Източници на потвърждаващи данни**: FAR изисква операторът да избере източника на данни с най-висока точност за всеки набор от данни. Това се нарича „източник на първични данни“. Това е източникът, който трябва да се използва за доклада с базови данни. Въпреки това, като средство за контрол на качеството, FAR изискват от оператора - доколкото е възможно, без да понесе неразумно големи разходи - също да избере, ако има такъв, втори източник на данни за всеки набор от данни, който може да бъде по-ниско в йерархията на предпочитаните източници на данни съгласно раздел 4 от Приложение VІІ на FAR. Тези втори източници се наричат „източници на потвърждаващи данни“. Те изпълняват две цели: На първо място, за потвърждаване на източника на първични данни,

т.е. за извършване на кръстосани проверки, и на второ място, за попълване на пропуски в данните, където липсват данни от източниците на първични данни. Ако например измервателният уред, използван като първичен източник, се провали, трябва да се използва методът на корелация, избран като потвърждаващ източник. По този начин се избягва произволно използване на неодобрени методи за попълване на пропуски в данните и в същото време [„принуждава“ операторите да осигурят ефективна система за контрол (вж. раздел 5.5](#_bookmark88)).

* **Историческо равнище на дейност** (ИРД): ИРД е параметърът, който трябва да се умножи със съответния показател за определяне на предварителния годишен брой квоти за емисии, разпределени безплатно за всяка подинсталация. Съгласно Член 15 от FAR това обикновено е средноаритметичната стойност от всички годишни равнища на дейност в базовия период, като се вземат предвид всички години, през които инсталацията е работила поне един ден. В случаите, когато подинсталацията е работила за по-малко от две календарни години през съответния базов период, ИРД представлява годишното равнище на дейност за първата календарна година на експлоатация след началото на нормалната експлоатация. Ако това начало е по-късно от края на базовия период, ИРД се определя въз основа на първата пълна година на експлоатация (член 15, параграф 7).
* **(Годишно) равнище на дейност** (ГРД или ГР): Член 15, параграфи 3-6 непряко определят различните равнища на дейност.
  + За продуктови показатели годишното равнище на дейност е количеството продукт, както е определено в Приложение I на FAR за този показател, произведено през календарната година. В някои случаи (определени в Приложение III от FAR) са необходими допълнителни коригиращи параметри, за да се определи [ГР за всяка година, както и ИРД. Раздел 6.8](#_bookmark137) от настоящия документ предоставя повече информация (включително указания стъпка по стъпка).
  + За подинсталациите с топлинен показател и подинсталациите на топлофикационна мрежа ГРД представлява количеството [допустима измерима топлинна енергия. Раздел 6.12](#_bookmark149) от настоящия документ предоставя указания стъпка по стъпка за определяне на допустимите количества.
  + За подинсталации с горивен показател годишното енергийно съдържание на допустимите [количества гориво определя ГРД. Указания стъпка по стъпка са предоставени в раздел 6.13](#_bookmark155).
  + За подинсталациите с технологични емисии годишните допустими емисии са идентични с [ГРД. Указания стъпка по стъпка са предоставени в раздел 6.14](#_bookmark156).
* **Топлинна енергия, измерима топлинна енергия, нетна измерима топлинна енергия**: В FAR топлинната енергия обикновено се счита за "продукт", който може да бъде сравним. Обаче, единствено топлинната енергия, която е „измерима“, е от значение от гледна точка на мониторинга, тъй като други видове топлинна енергия се обработват въз основа на енергийното съдържание на съответните горива. „Измерима топлинна енергия“ е дефинирана в FAR (Член 2, параграф 7) като „нетен пренос на топлинна енергия по установими тръбопроводи или газоходи, като се използва топлоносител — например (по-специално) пара, горещ въздух, вода, масла, течни метали или соли — на чийто поток е инсталиран или може да бъде инсталиран топломер“; Поради изискването, че преноса на топлинна енергия трябва да се определи като "нетно" количество, мониторингът трябва да отчете енталпията на топлоносителя, доставен от топлопроизводственото съоръжение (котелна инсталация, агрегат за КПТЕ, топлообменник за оползотворяване на топлинната енергия и др.) към потребителя на топлинна енергия[34](#_bookmark63) минус енталпията, съдържаща се в топлоносителя, върнат към генератора на топлинна енергия. Ако топлоносителя не е напълно върнат към генератора на топлинна енергия, трябва да се направят подходящи допускания, за да може процесът на потребление на топлинна енергия да бъде съпоставим. Повече информация за изискванията за мониторинг на измеримата топлинна енергия е предоставена в раздел [6.9](#_bookmark142). Насоки относно правилата за разпределение, свързани с потоци топлинна енергия извън границите на инсталациите, са предоставени в Ръководен документ № 6.

**Забележка**: Тази поредица от ръководни документи използва термините „топлинна енергия“, „измерима топлинна енергия“ и „нетна измерима топлинна енергия“ като синоними, т.е. различните фрази се използват само за по-добра четливост. Не е предвидено да се прави разлика между „нетна“ и „друга“ измерима топлинна енергия.

* **Топлофикационна мрежа**: Член 2, параграф 4 от FAR дефинира: *„топлофикационна мрежа“ означава разпределянето на измерима топлинна енергия за отопление или охлаждане на помещения или за производство на топла вода за битови нужди, посредством мрежа, до сгради или обекти, които не са в обхвата на СТЕ на ЕС, с изключение на измеримата топлинна енергия, използвана за производството на продукти и свързаните с тях дейности, или за производството на електроенергия“.* Тази дефиниция се изисква, за да се разграничи това използване на топлинна енергия от други видове използвания на топлинна енергия без изместване на въглеродни емисии, тъй като член 10б, параграф 4 от Директивата за СТЕ на ЕС предвижда различен множител за разпределение на тази топлинна енергия, започвайки през 2026 г.
* **Охлаждане**: Топлинната енергия като цяло може да се използва за задвижване на процесите на абсорбционно охлаждане, а охлаждането може да се разпространява чрез мрежи точно както топлинната енергия, включително в мрежи за централизирано охлаждане. Следвайки логиката измеримата топлинна енергия да се разглежда като разликата на енталпията между доставения и върнатия топлоносител, охлаждането трябва да се разглежда като пренос на отрицателна топлинна енергия. Въпреки това, има

34 В зависимост от ситуацията, „потребителят“ може да бъде процес в рамките на инсталацията, в същата или друга подинсталация, или извън инсталацията.

много трудности, свързани с такъв подход. Следователно FAR включват ясно правило в раздел 7.1 от Приложение VII: “*Когато се използва топлинна енергия за охлаждане чрез процес на абсорбция, този процес на охлаждане се счита за процес на потребление на топлинна енергия.*” Това означава, че няма нужда от допълнително разглеждане на топлинна енергия или охлаждане, предоставяно на потребителите по направление на процеса на охлаждане. Следователно, настоящият ръководен документ не се занимава с охлаждане в частност. Въпреки това, читателят трябва да има предвид, че производството на охлаждане трябва да се разглежда като самостоятелен процес за потребление на топлинна енергия и такова потребление на топлинна енергия може да изисква мониторинг.

* „**Подаване**“ и „**отделяне**“ на материали и горива, топлинна енергия, електроенергия или отпадни газове са термини, широко използвани в FAR, както и настоящия документ и могат да се отнасят както до равнище инсталация, така и до равнище подинсталация. Тъй като няма допълнително обяснение, предоставено в FAR, най-добре е да се разберат [тези термини възможно най-непосредствено: В раздел 4.1 е било обсъдено,](#_bookmark25) че подинсталациите представляват граници на системата на даден масов и енергиен баланс. Следователно, подаване по същество е всичко, което влиза в тези граници на системата, а отделяне е всичко, което напуска границите на системата. Раздели [4.2](#_bookmark32) и [7.3](#_bookmark178) предоставят допълнителна информация за уместността на различни видове входящи потоци и изходящи потоци с цел разпределяне на емисиите на подинсталации. Тази цел също обяснява защо практически всяко подаване и отделяне от дадена подинсталация може да изисква мониторинг. Обърнете внимание, че в случай на подаване и отделяне на топлинна енергия съществува допълнителна необходимост да се разграничи статутът по СТЕ на ЕС на свързаните инсталации, а в случая на отделяне също да се разграничат употребата за топлофикационна мрежа, с изместване на въглеродни емисии и без изместване на въглеродни емисии.
* **Отпадни газове**[**35**](#_bookmark64)**:** Някои газове, за които се прилагат специфични правила за разпределение. Това са газове, които съдържат горим въглерод и следователно представляват граничен случай, които проявяват определени свойства на горивата, но също така и на технологичните емисии и често се прехвърлят между (под)инсталации. Това е термин, използван изключително от FAR за разграничаване на тези газове от всички други видове димни газове или отпадни газове. Раздели [4.2](#_bookmark32) и [7.3](#_bookmark178) предоставят известна информация за третирането на отпадни газове. Повече информация е предоставена в ръководния документ № 8.
* **Изгаряне във факел, необходимо за безопасността изгаряне във факел**: Изгарянето във факел означава процес, при който (газообразни или течни) горива или технологични газове се изхвърлят чрез изгаряне без използване на съдържащата се енергия. Има две цели за изгаряне във факел: Или няма друго използване на горивото или енергията, или би имало проблем с безопасността (например опасност от експлозии), ако горивото или газът не се изгарят възможно най-бързо. Последната цел е „необходимо за безопасността изгаряне във факел“[36](#_bookmark65). Тъй като се прилагат различни правила за разпределение към необходимото за безопасността изгаряне във факел, отколкото за други видове изгаряне, операторите ще трябва да определят кой вид изгаряне се извършва в техните инсталации, ако има такова, и ще трябва да извършват мониторинг отделно на съответните емисии на отпадни газове.

35 Член 2, параграф 11 от FAR: “*„отпаден газ“ означава газ, съдържащ недоокислен въглерод в газообразно състояние при стандартни условия, който е резултат на някой от процесите, изброени в точка 10, като „стандартни условия“ означава температура 273,15 K и налягане 101 325 Pa, използвани при дефинирането на нормалните кубични метри (Nm3) съгласно член 3, параграф 50 от Регламент (ЕС) № 601/2012.”*

Посочената точка (10) представлява определението на подинсталацията с технологични емисии и изброява процеси като например редукцията на метални съединения или руди, карбонатно разлагане, химически синтези, различни от първоначалната цел за генериране на топлинна енергия и др.

36 TFAR дефинират в член 2, параграф 13: “*„необходимо за безопасността изгаряне във факел“ („safety flaring“) означава изгарянето на факелни горива (pilot fuels) и силно променливи количества технологични или остатъчни газове в открито за атмосферни въздействия устройство, което изрично се изисква от съответните разрешения за инсталацията по причини за осигуряване на безопасността.”*

# Планът относно методиката за мониторинг (ПММ)

## Съдържание на ПММ

Одобреният план относно методиката за мониторинг е най-важният документ за всяка инсталация, участваща в СТЕ на ЕС и кандидатстваща за безплатно разпределение съгласно член 10а от Директивата. Подобно на плана за мониторинг по Разпоредбата за Мониторинг и докладване, той трябва да създаде „ръководството за потребителя“ за задачите на оператора за мониторинг и събиране на данни. Ето защо той трябва да бъде написан по начин, който позволява на всички, особено на новите служители, незабавно да следват инструкциите. Той трябва също така да позволи на КО бързо да разбере дейностите на оператора за мониторинг. И накрая, ПММ представлява ръководството за верификатора, спрямо което трябва да бъде сравнен доклада с базови данни на оператора.

За да служи като такъв източник на разбиране, член 8, параграф 1 от FAR изисква по-специално ПММ да съдържа “*описание на инсталацията и нейните подинсталации, производствените процеси и подробно описание на методиките за мониторинг и източниците на данни. Планът относно методиката за мониторинг съдържа подробна, пълна и прозрачна документация за всички съответни стъпки за събиране на данни*”. Това изискване се допълва от приложение VI, точка 1, буква в), която изисква „*диаграма на потоците и план на инсталацията, които позволяват да се разберат основните потоци от материали и енергия*“. Препоръчително е такива диаграми да използват уникални обозначители (имена, съкращения) за всяко съответно физическо съоръжение и измервателен уред или точка за вземане на проби, така че останалата част от ПММ да може ясно да се позовава на тях[37](#_bookmark68).

ПММ трябва да гарантира, че за всеки информационен елемент, който се изисква в доклада с базови данни, ПММ [е обяснил как се получават данните. Както е посочено в глава 4.7](#_bookmark60), основно трябва да бъдат обхванати две групи данни: Първо „всичко, което е необходимо, за да се определят годишните равнища на дейност на всяка подинсталация“ и второ „всичко, което е необходимо, за да се определят емисиите, зададени на всяка подинсталация“. Необходимо е да се предоставят и общите данни на равнище инсталация. Комбинацията от тези изисквания може да бъде изразена като „всичко, което е необходимо за извършване на мониторинг на всеки индивидуален набор от данни, изброени в Приложение IV на FAR“.

Типичните елементи на ПММ включват инструкции за следните дейности на оператора (приложимостта зависи от конкретните обстоятелства на инсталацията):

* Събиране на данни (данни от измервания, фактури, производствени протоколи и др.);
* Вземане на проби от материали и горива;
* Лабораторни анализи на горива и материали;

37 Точка 1, буква г) от Приложение VI на FAR изисква: “*диаграма, която съдържа най-малко следната информация:*

* *техническите елементи на инсталацията, като се посочват източниците на емисии, както и производствените единици и единиците, консумиращи топлинна енергия;*
* *всички енергийни и материални потоци, по-специално пораждащите емисии потоци, измеримата и неизмерима топлинна енергия, електричеството, електроенергията, когато е уместно, и отпадните газове;*
* *точките за измерване и измервателните уреди;*
* *границите на подинсталациите, включително разделянето между подинсталации, използвани в отрасли, за които се счита, че са изложени на значителен риск от изместване на въглеродни емисии, и подинсталации, използвани в други отрасли, въз основа на NACE Rev. 2 или PRODCOM”.*
* Поддръжка и калибриране на измервателни уреди;
* Описание на изчисленията и формулите, които трябва да се използват, включително за корелации и други методи за оценка, където е приложимо;
* Дейности по вътрешен контрол за контрол на качеството и осигуряване на качеството;
* Архивиране на данни (включително защита срещу манипулиране и запазване за определени периоди от време);
* Редовно идентифициране на възможностите за подобряване.

Въпреки това, ПММ трябва да бъдат изготвени внимателно, така че административната тежест да бъде сведена до минимум. Тъй като ПММ трябва да бъде одобрен от компетентния орган, от само себе си се разбира, че промените в ПММ са разрешени само със съгласието на КО. FAR намаляват административните усилия тук, като следват вече познатия от подход от MRR:

* Само промените, които са „значителни“, се нуждаят от одобрението от страна на КО (Член 9 от FAR, вж. [раздел 5.4](#_bookmark83) от настоящия документ);
* Дейностите по събиране на данни, които не са от решаващо значение във всички подробности и които по своето естество са често изменяни според необходимостта, могат да бъдат включени в „писмени процедури“, които са упоменати и описани[38]( \l"_bookmark71") накратко в ПММ (вж. Член 8, параграф 3) от FAR), но подробностите за които не се считат за част от одобрения ПММ. Връзката между ПММ и писмените процедури е същата като за целите на MRR. За съответните насоки, моля вж. раздел 5.4 на Ръководния документ № 1 на MRR.

Поради важността на ПММ Комисията е предоставила електронни образци. Някои държави-членки предоставят персонализирани образци въз основа на образците на Комисията, а други държави-членки използват специално предназначена (обикновено уеб-базирана) система за електронно докладване. Поради това, преди разработването на ПММ, на операторите се препоръчва да проверят уебсайта на компетентния им орган или да осъществят директен контакт с КО, за да открият специфичните изисквания за подаване на ПММ. Националното законодателство може също така да посочва специфични изисквания, като например необходимостта от получаване на одобрение за ПММ преди подаване на първия доклад с базови данни по НМИ.

## Разработване на ПММ

Когато разработват план относно методиката за мониторинг, операторите трябва да следват някои ръководни принципи:

* Знаейки подробно ситуацията в собствената си инсталация, операторът трябва да направи методиката за мониторинг възможно най-опростена. Това се постига чрез опит за използване на

38 За да се ограничи административната тежест, FAR изисква съгласно член 8, параграф 3 само операторът да включи „позоваване“ на процедурата в ПММ, докато MRR изисква „описание“ на процедурата в ПМ. Въпреки това, образецът за ПММ съдържа също опцията за включване на описание за процедурите. Това би трябвало да помогне да се избегне ситуацията, в която КО трябва да поиска пълна документация за процедурата в твърде много случаи. Поради това на операторите се препоръчва да използват тези полета за описание в ПММ.

най-надеждните налични източници на данни, надеждни инструменти за измерване, кратки потоци данни и ефективни процедури за контрол[39](#_bookmark72).

* Операторите трябва да си представят техния доклад с базови данни от гледна точка на верификатора. Какво би могъл да попита един верификатор за това как са събрани данните? Как може да се постигне прозрачност на движението на данни? Кои средства за контрол предотвратяват грешки, невярно представяне, пропуски?
* Тъй като инсталациите могат да претърпят технически промени през годините, ПММ трябва да се разглеждат в известна степен като динамични документи. За да се сведе до минимум административната тежест, операторите следва да внимават кои елементи трябва да бъдат зададени в самия ПММ и какво може да бъде въведено в писмени процедури, допълващи ПММ[40](#_bookmark73).

Докладът за методиката, използван за подаването на данни по НМИ от третата фаза, е полезна отправна точка за избиране на източници на данни за всеки набор от данни на този етап. Ако държавата-членка е поискала от оператора да има установена процедура за извършване на мониторинг на равнищата на дейност на подинсталациите за целите на промените в разпределението през третата фаза[41](#_bookmark74), тази процедура може да предостави допълнителни източници на данни. Въпреки това операторите трябва да имат предвид, че тези два по-ранни подхода имат ограничения: На първо място, в третата фаза на СТЕ на ЕС зададените емисии не трябва да се докладват на КО. На второ място, инсталацията може да се е променила междувременно и дори по-добри източници на данни може да са станали налични. Освен това някои правила за разпределение са се променили и могат да изискват различни данни, отколкото в третата фаза (например новата подинсталация на топлофикационна мрежа). И накрая, за разлика от третата фаза, законодателството вече съдържа правила, по отношение на които източниците на данни са допустими (и когато те се считат че участват в йерархията на точността, вж. Раздел 4 от Приложение VII на FAR) и тези правила трябва да бъдат взети предвид.

Разработването на даден ПММ обикновено е по-взискателно от разработването на ПМ съгласно MRR, тъй като броя на наборите от данни, които трябва да бъдат подложени на мониторинг, е по-висок. Поради необходимостта да се раздели инсталацията на подинсталации, възможният брой ситуации, които се нуждаят от решения, също е по-висок. Затова тук е невъзможно да се осигури универсален подход за разработване на ПММ. Може обаче да се предоставят някои общи съвети. На първо място, систематичният (на високо равнище) подход е:

* Определете кои подинсталации са релевантни:
  + Проверете продуктите на инсталацията спрямо Приложение I на FAR, за да разберете кои продуктови показатели се прилагат;
  + [Следвайте системния подход, описан в раздели 6.12](#_bookmark149) до [6.14](#_bookmark156) от настоящия документ, за да идентифицирате допълнителни подинсталации.
* [Определете кои набори от данни се нуждаят от мониторинг и докладване (за пример вижте раздел 4.5](#_bookmark49)). Първият преглед следва по-специално да включва въпросите:
  + Измеримите топлинни потоци релевантни ли са изобщо?

39 Член 8, параграф 2 от FAR: “*Въз основа на оценката на риска в съответствие с член 11, параграф 1 и на процедурите за контрол, посочени в член 11, параграф 2, при избора на методи за мониторинг операторът отдава предпочитание на методите за мониторинг, които дават най-надеждни резултати, свеждат до минимум риска от пропуски в данните и e най-малко вероятно да доведат до присъщи рискове, включително до контролни рискове*.”

40 Следва да се отбележи, че верификаторът ще преразгледа както ПММ, така и всички допълнителни процедури по време на верификацията.

41 Такава процедура не беше задължителна съгласно член 12, параграф 3 от MRR и Член 24 от правилата за разпределяне на третата фаза („ОМИ“, Решение 2011/278/ЕС).

* + Релевантни ли са отпадните газове или прехвърлянето на CO2 (независимо дали е чист или съдържащ се в горивото CO2 по смисъла на MRR)?
  + Релевантно ли е изгарянето във факел, и ако е така, изгаряне във факел, което не е необходимо за безопасността?
  + Релевантен ли е мониторинга на електроенергията? (Има ли производство на електроенергия? Съществуват ли подинсталации с възможност за взаимозаменимост на горивата и електроенергията в съответствие с Приложение I от FAR?)

Колкото по-негативни отговори на горните въпроси, толкова по-опростен ще бъде ПММ.

* Определете за всеки съответен набор от данни източниците, които ще бъдат използвани (следователно правилата са обяснени [в глава 6](#_bookmark97)):
  + Източникът на данни за исторически данни;
  + Източникът на първични данни за мониторинг на данни; и
  + Източникът на потвърждаващи данни.
* Изградете системата за вътрешен контрол (оценка на риска, мерки и процедури за контрол) и допълнителните изисквани процедури, включително по-специално определяне на отговорностите за МиД, мерките за осигуряване на качеството/контрол на качеството, за подаване на документи, за ИТ системи и др.

Тъй като не винаги е лесно да вземе решение кои набори от данни са релевантни, операторът може да започне, като се опита да попълни образеца на доклада с базови данни на Комисията и да запише всяко въвеждане на данни:

* Какви източници са налични за историческите данни?
* Какви източници на данни са налични в бъдеще за този набор от данни?

Като алтернативна възможност, операторът може да използва образеца за ПММ на Комисията като контролен списък за задаване на тези два въпроса. Въпреки това, за по-сложни инсталации е препоръчително първо да се следват инструкциите стъпка по стъпка за идентифициране на съответните подинсталации и нужди от данни, както е [посочено в раздели от 6.12](#_bookmark149) до [6.14](#_bookmark156) от настоящия документ.

Следващата стъпка е след това да се изберат източниците, представляващи най-високата точност, както е описано в [раздел 6.6](#_bookmark115). След като е избрал източниците на данни, операторът трябва да ги опише, както и тяхната употреба (т.е. формулите, които трябва да се използват).

След като вече е описал всички източници на данни, които трябва да се използват, операторът трябва да запише в писмен вид движението на данни от първични данни до окончателни (агрегирани на годишна база) данни в доклада с базови данни за всеки набор от данни. Това обикновено се прави в съответните процедури. Заедно с движението на данни [трябва да се дефинира системата за вътрешен контрол (вж. Раздел 5.5](#_bookmark88)). За да се запознаете с процедурите като цяло, раздел 5.4 на MRR РД 1 е добра отправна точка. Този РД 1 също обяснява накратко ролята на движението на данни и процедурите за контрол в неговия раздел 5.5 (MRR РД 6 предоставя още повече информация и примери).

И накрая, операторът може да поиска да извърши проверка на качеството на ПММ. За тази цел последният параграф от приложение VI към FAR може да бъде ръководния принцип: “*Описанията на методите, използвани за количествено определяне на параметрите, на които се извършва мониторинг и се докладват, включват, когато е уместно, съответните изчислителни стъпки, източниците на данни, формулите за изчисление, съответните изчислителни коефициенти, включително мерната единица, хоризонталните и вертикалните проверки за потвърждаване на данните, процедурите в подкрепа на плановете за вземане на проби, измервателното оборудване, използвано по отношение на съответната диаграма, и описание на начина, по който то се инсталира и поддържа, както и списък на лабораториите, ангажирани с провеждането на съответните аналитични процедури. Когато е уместно, описанието*

*включва резултата от опростената оценка на неопределеността, посочена в член 7, параграф 2, буква в). За всяка съответна изчислителна формула в плана се съдържа пример с използване на реални данни.*”

Полезно е да имате предвид горното изискване, когато попълвате образеца за ПММ. За да поддържа размера си управляем, полетата за описание в образеца се запазват общи и кратки. Въпреки това, цялата горепосочена информация трябва да бъде добавена или в полетата за свободен текст, или в отделни прикачени файлове.

## Одобрение на ПММ

Тъй като ПММ е най-важният инструмент за осигуряване на съгласуваност и качество на данните, свързани с ПММ, той трябва да бъде одобрен от компетентния орган. КО ще го провери спрямо критерии като например:

* Попълнен ли е ПММ? Приложени ли са необходимите описания и диаграми? Изискват ли се всички набори от данни за обхванатия доклад с базови данни (включително, когато е уместно, описание на различните източници на данни за исторически данни и данни от мониторинга)?
* Прозрачност: Дали описанието на инсталацията, нейните процеси и подинсталации и приложените диаграми са достатъчно ясни за разбиране?
* Отговаря ли ПММ на изискванията, определени от FAR? По-специално, дали се използват източници на данни с най-висока налична точност и ако не, дали са обяснени в достатъчна степен отклоненията и дали са приложени съответните доказателства (доказателства за необосновани разходи, техническа осъществимост или опростени оценки на неопределеността, както е уместно)?

### Синхронизация

Съгласно член 4 от FAR задължението на оператора да наблюдава съответните данни започва незабавно с влизането в сила на FAR (*поле за попълване на датата*). Въпреки това, по това време операторите няма да разполагат с окончателните си ПММ, тъй като някои може да са изчаквали приемането на FAR, както и за преведената им версия на образеца на ПММ на Комисията или на техните държави-членки. Следователно, операторите може да се наложи да третират първата част на 2019 г. както събирането на исторически данни и да документират този факт в съответните доклади за данни.

ПММ следва да бъде одобрен от КО във възможно най-кратък срок, за да се гарантира възможно най-високо качество на данните, използвани за бъдещо подаване на данни за разпределението. Следователно операторите следва да представят своите ПММ на КО възможно най-бързо. Крайните срокове, предвидени от FAR, са както следва:

* Като общо правило ПММ следва да бъде представен за одобрение заедно с първия доклад с базисни данни. Член 4, параграф 1 от FAR определя като краен срок 30 май 2019 г. и държавите-членки могат да решат да дадат друг краен срок, който може да бъде между 30 април и 30 юни същата година).
* Въпреки това, съгласно член 8, параграф 4 от FAR, държавите-членки могат да изискват ПММ да бъде одобрен *преди* представянето на първия доклад с базови данни. В тези държави-членки ще се прилага много по-строг краен срок. Поради това операторите следва да гарантират, че те знаят крайния срок, приложим в техните държави-членки.
* Съгласно член 5, параграф 2 от FAR, новите участници представят своите ПММ заедно със заявлението си за безплатно разпределение. Последното може да бъде финализирано само след първата календарна година след началото на нормалната експлоатация. Например, ако инсталацията започне нормална експлоатация на 3 март 2020 г., първата пълна календарна година е 2021, а заявлението може да бъде подадено през 2022 г. Въпреки това член 6 се прилага за всички инсталации, т.е. изискването за мониторинг въз основа на даден ПММ се прилага за нови участници от първия ден на експлоатация на инсталацията и ПММ трябва да бъде одобрен до 31 декември 2020 г. или - ако това не е възможно - възможно най-скоро след това.
* Ако даден оператор се е отказал от безплатно разпределение за по-ранен период на разпределение, но реши да кандидатства отново за безплатно разпределение за следващия период на разпределение, член 8, параграф 5 изисква ПММ да бъде представен за одобрение най-малко 6 месеца преди крайния срок за подаване на заявлението за безплатно разпределение. По този начин, ако даден оператор се откаже от безплатно разпределение за периода 2021-25 г., но иска да кандидатства отново за периода 2026-2030 г., данните трябва да бъдат представени до 30 май 2024 г. (± 1 месец), а ПММ трябва да бъде подаден до 30 ноември 2023 г. (± 1 месец).

### Различен фокус на ПММ в първите НМИ и след това

Поради факта, че разработването и одобряването на ПММ се случва по-късно, отколкото когато се генерират някои от съответните данни, могат да възникнат следните ситуации[42](#_bookmark78):

1. Генериране на данни, след като ПММ е бил одобрен от КО. В този случай може със сигурност да се предположи, че методиката за мониторинг се основава на данни с най-висока точност в съответствие с изискванията на FAR или че поне използваните източници на данни са обосновани[43](#_bookmark79) и приети от КО. Освен това може да се предположи, че в тази ситуация операторът разполага с достатъчно налични предпазни мерки за избягване на пропуски в данните и методи за разумно попълване на пропуските с заместващи данни, ако възникнат пропуски в данните.

В тази ситуация операторът трябва да се придържа към одобрения ПММ.

1. Генериране на данни, при които операторът вече има ПММ, но все още не е одобрен. Ситуацията е подобна, когато е необходима дадена актуализация на ПММ или вече е представена на КО, но все още не е одобрена.

В първата ситуация (т.е. преди първото одобрение на ПММ от КО) операторът трябва да приложи ПММ, като предположи, че той ще бъде одобрен. Ако КО стигне до заключението, че трябва да се използват други, по-прецизни източници на данни, операторът ще промени подхода за мониторинг, за да отговаря на изискванията на одобрения ПММ. Въпреки това, за периода преди одобрението на ПММ, данните, подложени на мониторинг ще се превърнат в „исторически данни“ и следва да бъдат третирани, както е посочено в [точка 3](#_bookmark80) по-долу, освен ако няма налични и по-добри източници на данни. Операторът трябва винаги да гарантира, че ПММ е ясен относно това кои източници на данни се използват за кои периоди от време.

[За втората ситуация (актуализация на ПММ) вж. раздел 5.4](#_bookmark83) по-долу.

42 За термините „исторически данни“ и „данни от мониторинга“, моля вижте полето на страница [33.](#_bookmark61)

43 Обърнете внимание, че в съответствие с принципа за подобрение (член 9, параграф 1 от FAR), операторът трябва редовно да проверява дали могат да се използват по-добри източници на данни, т.е. ако не са направени необосновани разходи в случай на по-добър метод. „По-добри“ тук означава „по-високо в йерархията, представена в раздел 4 от Приложение VІІ на FAR“.

1. Данните са „исторически данни“, т.е. генерирани в момент, когато операторът все още не разполага с ПММ, но поради познанията си за изискванията за данни в третата фаза на СТЕ на ЕС вече е извършвал мониторинг на някои или всички необходими данни. Такъв може да бъде случаят, ако операторът е разполагал с утвърдена процедура съгласно член 12, параграф 3 от MRR за мониторинг на данните за равнището на дейност. Като основно допускане, такъв метод за мониторинг ще бъде продължение на установеното в доклада за методиката за НМИ от третата фаза или се основава на по-добри (по-надеждни) методики. Въпреки това, тези данни не е задължително да отговарят на изискването на FAR за налични източници на данни с най-висока точност.

[Тази ситуация е подобна на чисто историческите данни (вж. точка 4](#_bookmark81)). Въпреки това, тъй като операторът активно е извършвал мониторинг поне на някои от необходимите набори от данни (по-специално равнищата на дейност), генерираните по този начин данни са в повечето случаи „по-добри“ (по-надеждни, по-високо в йерархията в съответствие с раздел 4 от Приложение VII на FAR), отколкото други видове исторически данни. Следователно такива данни ще бъдат предпочитани за исторически данни.

1. „Чисто исторически“ данни: Този термин се отнася до данни, които са били генерирани, докато операторът не е очаквал, че такива данни ще се изискват за целите на докладване на FAR. Т.е. това са данни, които са били събрани за някакви други цели, напр. контрол на процеса, управление на качеството на различни видове, технически причини (например оптимизиране на процеса) или фактуриране или други финансови цели (например разпределяне на количества топлинна енергия за производствени разходи за бизнес подразделения или за отделни продукти за вътрешно счетоводство). В тази ситуация точките за вземане на проби или измервателните уреди често няма да отговарят на изискванията на FAR (например, те няма да бъдат поставени в съответствие с границите на подинсталацията) или изобщо няма налични измервателни уреди. Често такива данни ще се основават на методи за оценка. Тъй като тези данни са били генерирани в миналото, операторът не може да събира по-добри данни (например чрез инсталиране на по-добри измервателни уреди), но трябва да използва наличните данни. Въпреки това, когато има повече от един източник на данни, операторите трябва да преценят кои от съществуващите данни са най-прецизни, най-надеждни, имат най-малко пропуски в данните, накратко: на кои може да се разчита най-много.
2. Напълно липсващи данни: Не може да бъде напълно изключено, че в някои ситуации даден оператор не намира във файловете на инсталацията никакви данни за конкретен набор от данни, изискван от FAR (например, ако никога не е било необходимо да бъдат подлагани на мониторинг вътрешни пораждащи емисии потоци, или ако никога не е имало нужда от разграничаване на необходимото за безопасността изгаряне във факел от други видове изгаряне във факел и т.н.).

В такива ситуации операторът ще трябва да разработи разумен метод за оценка за попълване на празнината за исторически данни и - ако тази оценка не отговаря на изискването за източници на данни с най-висока точност за бъдещ мониторинг - ще трябва да разработи и/или приложи подходящ друг метод за мониторинг на необходимите данни за в бъдеще (например чрез инсталиране на подходящи измервателни уреди на подходящи места в инсталацията).

Обърнете внимание, че някои държави-членки могат да решат да изискват от операторите да третират частите, ориентирани към бъдещето и частите, ориентирани към миналото като отделни версии на ПММ, въпреки че тук се предполага, че и двата аспекта могат да се манипулират в рамките само на един документ, особено когато източниците на данни не се различават силно за двата случая: Като се има предвид горната категоризация на данните, ПММ ще се развиват във времето. Първият проблем, който даден оператор трябва да реши, е да установи напълно частта, която се отнася само до исторически данни, т.е. първия базов период, обхванат от FAR (2014—2018 г.). След това, в момента, в който ПММ се подава на КО за одобрение (т.е. заедно със заявлението за безплатно разпределение, или по-рано, ако държавата-членка го изисква), операторът трябва да е попълнил и частта, ориентирана към бъдещето. И накрая, веднага щом операторът може да бъде сигурен, че няма да се изискват повече исторически данни, той може да реши да актуализира ПММ, за да премахне всички (сега

нерелевантни) елементи, ориентирани към миналото на ПММ, за да го запази по-компактен и по-лесен за управление. Такъв би бил случаят след подаване на втория доклад с базови данни (през 2024 г.), който обхваща данни от 2019 г. нататък. Тъй като ПММ трябва да бъдат одобрени до 31 декември 2020 г., исторически данни не могат да бъдат от значение след тази дата[44](#_bookmark84). Нови участници - ако са представили своят ПММ за одобрение преди началото на експлоатацията - също няма да трябва да включват методи за исторически данни в своите ПММ.

### Верификация без одобрен ПММ

Ръководен документ 4 от тази поредица („Верификация на Докладите с базисни данни на FAR и валидиране на Плановете относно методиката за мониторинг“) обяснява в раздели 2.2 и 6.2, че верификаторът ще трябва да валидира ПММ по време на верификацията на доклада с базови данни, ако все още не е бил одобрен от КО. Това оказва влияние върху усилията на верификатора и следователно върху разходите за верификация. Въпреки това, акцентът на това валидиране ще бъде върху проверката на съответствието с FAR на тези елементи на ПММ, които се отнасят до данните в доклада с базови данни, които се верифицират, т.е. методиките и процедурите, свързани с историческите данни, ориентирани към миналото. Веднага след като КО е одобрил ПММ, ситуацията ще прилича на ежегодни верификации на данните за емисиите: Подобно на одобрения ПМ съгласно MRR, одобреният ПММ съгласно FAR е основа за верификация. Съответните изисквания са включени в РАВ[45](#_bookmark85).

За повече информация относно верификацията като цяло, читателят трябва да се прочете набора от ръководни документи за МДВА в уебсайта за МДВА на Комисията[46](#_bookmark86), и по-специално ОРД I („Обяснителен ръководен документ I“).

## Принципът на усъвършенстване - одобрение на актуализации на ПММ

Планът относно методиката за мониторинг трябва винаги да съответства на настоящия характер и функциониране на инсталацията. Когато практическата ситуация в инсталацията е модифицирана, напр. защото са променени (когато е уместно за мониторинга на FAR) продукти (подинсталации), технологии, процеси, горива, материали, измервателно оборудване, информационните системи или организационните структури (т.е. назначенията на персонала), методиката за мониторинг трябва да бъде актуализирана (член 9 FAR)[47](#_bookmark87). ПММ също трябва да се актуализира като следствие от изискването за

44 Изключение би било оператори, които са се отказали от безплатно разпределение, но са решили да кандидатстват за безплатно разпределение на квоти в по-късни фази.

45 *За справка вж. Приложение Б, раздел* [*8*](#_bookmark195) *от настоящия документ.*

46 Вж. бележка под линия № [1.](#_bookmark3)

47 В член 9, параграф 2 са изброени минимални ситуации, при които актуализирането на ММП е задължително:

*“(а) при поява на нови емисии или равнища на дейност, дължащи се на извършването на нови дейности или на използването на нови горива или материали, които още не са включени в плана относно методиката за мониторинг;*

1. *при използване на нови видове измервателни уреди, нови методи за вземане на проби или за анализ, или нови източници на данни, или поради други фактори, които водят до по-голяма точност при определянето на докладваните данни;*
2. *данните, получени в резултат на прилаганата по-рано методика за мониторинг, са установени като неправилни;*

непрекъснато подобряване на методиката за мониторинг и за да се вземат предвид препоръките на верификатора за подобряване.

В зависимост от естеството на промените може да възникне една от следните ситуации:

* Ако даден елемент от самия ПММ се нуждае от актуализиране, може да се прилага едно от следните:
  + Промяната в ПММ е значителна. Актуализираният ПММ трябва да бъде оповестен на КО без излишно забавяне и да бъде одобрен от КО. В случай на съмнение операторът трябва да приеме, че промяната е значителна.
  + Промяната в ПММ не е значителна. Тези промени трябва да бъдат оповестени на КО, но не и одобрени. За да се намали административната тежест, КО може да позволи на оператора да представи тези промени кумулативно до 31 декември на отчетната година.
* [Даден елемент от дадена писмена процедура трябва да бъде актуализиран. Ако това не засяга нито (незадължителното38](#_bookmark69)) описание на процедурата в ПММ, нито действителното качество на методиката за мониторинг или процедурите за контрол, операторът ще извърши актуализацията на своя отговорност, без да уведоми компетентния орган.

Счита се за най-добра практика операторът да използва „регистър на промените“, в който се записват всички промени, незначителни за ПММ и за процедурите, както и всички версии на подадения и одобрен ПММ. Операторът трябва да въведе писмена процедура за редовна оценка на това дали планът за мониторинг е актуален (член 9, параграф 1 от FAR и точка 1, буква ж) от Приложение VI).

За периода между актуализирането на ПММ и действителното одобрение от страна на КО, FAR не предоставят толкова подробни указания за справяне със ситуацията, както прави MRR. Въпреки това, на операторите се препоръчва да следват същите принципи (вж. също раздел 5.6 и 5.7 от ръководен документ № 1 на MRR):

* Операторите трябва да използват настоящия ПММ, като приемат, че той е в съответствие с FAR и че КО ще може да го одобри.
* Въпреки това, ако има алтернативни източници на данни (напр. в съответствие с предварително одобрен ПММ, както и тези, съдържащи се в новия), операторът следва да продължи да използва (т.е. да води регистър на) двата източника на данни, докато КО одобри актуализирания ПММ.
* След одобрението на актуализирания ПММ операторът може да отхвърли данните, които не съответстват на последния одобрен ПММ, ако паралелно са използвани различни източници на данни в резултат на актуализацията на ПММ.
* Операторът съхранява пълна документация за всички версии на подадения и одобрен ПММ, включително запис на датите на приложимост на всяка версия (член 9, параграф 6 от FAR). Това е необходимо, за да се предостави възможност за напълно прозрачен подробен одитен доклад, включително за целите на верификатора.

1. *планът относно методиката за мониторинг не е или вече не е в съответствие с изискванията на настоящия регламент*
2. *ако това е необходимо за изпълнението на препоръки за подобряване на плана относно методиката за мониторинг, съдържащи се в доклад от проверката.”*

## Системата за управление

Както РД 1 на MRR гласи: *„Мониторингът […] представлява нещо повече от отчитане на показания на инструменти или извършване на химически анализи. От изключителна важност е да се гарантира, че данните се произвеждат, събират, обработват и съхраняват по контролиран начин. Следователно операторът трябва да дефинира инструкции за това „кой взема данни от къде и какво прави с данните“. Тези „дейности по движението на данни“ […] са част от плана за мониторинг (или са установени в писмени процедури, където е уместно […]). Диаграма на движението на данни често е полезен инструмент за анализиране и/или създаване на процедури за движението на данни. Примерите за дейности по движението на данни включват четене от инструменти, изпращане на проби до лабораторията и получаване на резултатите, агрегиране на данни, изчисляване на емисиите от различни параметри и съхраняване на цялата необходима информация за последваща употреба.*

*Тъй като участват човешки същества (и често различни системи за информационни технологии), може да се очакват грешки в тези дейности."*

Това, което е казано тук относно ПМ, се отнася и за ПММ. Следователно не е изненадващо, че изискванията за ефективна система за вътрешен контрол за данни за разпределението, както е посочено в Член 11 от FAR, силно се придържат към това, което се изисква в Членове от[48](#_bookmark91) 57 до 64. Поради това не изглежда необходимо да се дублират тези насоки за тази цел. Читателят е поканен да научи повече за оценките на риска и контролните мерки за смекчаване на съответните рискове от следните източници[49](#_bookmark92):

* Ръководен документ за MRR № 1, раздел 5.5;
* Ръководен документ за MRR № 6 („Дейности по движението на данни и система за контрол“)
* Ръководен документ за MRR № 6а („Дейности за оценка и контрол на риска - примери“)
* Инструмент за оценка на риска, открит на същия уебсайт.

Тъй като изискванията на FAR са много сходни с тези на MRR, на операторите се препоръчва да използват същите процедури и контролни мерки, както са разработени за ПМ и да ги разширят до всички съответни набори от данни на ПММ, когато това е възможно. Такъв подход ще намали възможностите за грешки и ще запази системата за контрол сравнително опростена, свеждайки до минимум необходимостта от допълнително обучение и в крайна сметка опростявайки верификацията на данните от FAR от синергиите между ПМ и ПММ.

## Избягване и попълване на пропуски в данните

### Временни отклонения от одобрения ПММ

В член 12, параграф 1 се разглежда ситуацията, при която одобрената в ПММ методика за мониторинг не може да се използва *временно*. Това се прилага например ако даден измервателен уред се повреди и трябва да бъде подменен или поправен. В такъв случай се прилага следното:

48 Каталожните номера тук се отнасят до MRR във версията на Регламент(ЕС) 601/2012.

49 Вж. бележка под линия № [1](#_bookmark3) за това къде да намерите ръководните документи за MRR.

* Операторът предприема всички необходими мерки за възстановяване на ситуацията, както е одобрена в ОММ. Въпреки че не е изрично посочено в FAR, логиката на FAR би предполагала, че ако такова възстановяване е технически неосъществимо или би довело до необосновани разходи, операторът трябва да избере нов източник на данни в съответствие с йерархията, предвидена в раздел 4 от Приложение VII на FAR и да представи съответна актуализация на ПММ на КО за одобрение без ненужно забавяне.
* Тъй като (доколкото не поражда неразумно големи разходи), ПММ следва да съдържа „източник на потвърждаващи данни“ за всеки набор от данни (който е с по-ниска точност от източника на първични данни, но въпреки това вече е одобрен от КО), операторът трябва да използва този източник на потвърждаващи данни вместо източника на първични данни за периода на липсата на източник на първични данни.
* Ако няма одобрен източник на данни като част от ПММ, операторът трябва да избере друг наличен източник на данни според общата йерархия на източниците на данни.

В последния случай член 12, параграф 3 изисква операторът да модифицира ПММ (т.е. да включи нов източник на потвърждаващи данни) и да получи одобрението на КО. Освен това операторът оценява дали и как трябва да се актуализират контролните дейности и да включи процедура за избягване на такова отклонение в бъдеще.

### Липсващи данни

Когато даден пропуск в данните се дължи на липсващи данни от източника на първични данни, операторът следва да използва източника на потвърждаващи данни за периода на липсващи данни. Въпреки това, ако липсват дори тези данни или когато в одобрения ПММ не е бил дефиниран източник на потвърждаващи данни, Член 12, параграф 2 изисква от оператора да използва подходящ метод за оценка, чрез който да определи заместващи консервативни данни за съответния времеви период и липсващ параметър. Този Член позволява методи, „основани на най-добрата промишлена практика, последните научни и технически познания“. [Терминът "консервативни" е допълнително обяснен в раздел 5.6.3](#_bookmark95).

Пропуските в данните трябва да бъдат изброени в Приложение към доклада с базови данни[50](#_bookmark94) и трябва да бъде предоставена надлежна обосновка за всеки пропуск в данните.

По същия начин, както и за временни отклонения от ПММ, член 12, параграф 3 изисква операторът да модифицира ПММ, за да избегне пропуски в данните в бъдеще (например чрез избиране на по-надежден източник на първични данни или чрез подобряване на дейностите по движението на данни) и да получи одобрението на КО. Освен това операторът преценява дали и как трябва да се актуализират дейностите по вътрешен контрол.

50 За целите на историческите данни следва да се счита за достатъчно да се изброят в ПММ всички използвани източници на данни. Тъй като историческите данни като цяло трябва да използват „наличните данни“, могат да възникнат пропуски и често ще се изискват оценки. Въпреки това, тъй като в такъв случай самият метод за оценка се счита за „източник на данни“, едва ли ще се появят „незапълними“ пропуски в данните. Следователно обосновките, изисквани за пропуски в данните, могат да се предоставят чрез по-общо описание на наличността на данни, вместо да се предоставят отделни обосновки за отделни периоди от време или набори от данни. Също така всякакви граници на безопасност, добавени за гарантиране на консервативност на данните, могат да бъдат запазени умерени.

### Консервативни подходи

FAR не съдържат определение за „консервативни“. MRR дефинира: “„консервативни“ означава, че са дефинирани поредица от такива допускания, които осигуряват гаранции срещу евентуално подценяване при оценката на годишните емисии или надценяване при оценката на тонкилометрите”. Обърнете внимание, че тонкилометрите са равнищата на дейност за авиационни дейности, за които се прилага даден показател за разпределение. Следователно, в същия дух, определение за целите на FAR може да се тълкува, както следва:

„Консервативни“ означава, че са дефинирани поредица от такива допускания, които осигуряват гаранции срещу евентуално подценяване при оценката на зададените емисии на дадена подинсталация или надценяване при оценката на нейното равнище на дейност;

Не съществува опростен универсален подход за това как да се направи консервативно дадено допускане или метод за оценка. „Прекомерно консервативни“ данни следва да се избягват, тъй като принципът на точност означава, че трябва да се избягва систематичното докладване на прекалено много данни или на недостатъчно данни. Комисията е предоставила ръководен документ за целите на MRR и РАВ относно изготвянето на консервативни оценки за емисиите[51](#_bookmark96). Глава 4 от това ръководство съдържа „инструментариум“ за попълване на пропуски в данните (примери са дадени само за емисии), който по принцип предлага методи, които FAR трябва да считат за методи за корелация или методи за оценка като цяло. В инструментариума също се предлага да се добави „граница на безопасност“, за да се гарантира, че данните са наистина консервативни. Това може да бъде направено напр. чрез добавяне/изваждане на 2σ към средни стойности на корелирани стойности или чрез използване на максималната/минималната стойност на историческите измервания и т.н., както е уместно в съответствие с предложеното по-горе определение.

51 РД без номер относно „Извършване на консервативни оценки за емисии в съответствие с Член 70 от MRR”. За уебвръзката вижте бележка под линия № [1.](#_bookmark3)

# ПРАВИЛА ЗА МОНИТОРИНГ

## Преглед на правилата за мониторинг на FAR

Системата за МиД на FAR е по-взискателна, отколкото за годишните емисии съгласно MRR, тъй като съществуват множество различни видове данни (не само пораждащи емисии потоци или източници на емисии, но също и продукти (качество и количество), топлинна енергия (температура, налягане, насищане, количество на потока и обратен поток) и електрическата енергия трябва да бъдат подложени на мониторинг[52](#_bookmark99). Освен това мониторингът на равнище подинсталация изисква повече усилия, отколкото на равнище инсталация. Следователно операторите, верификаторите и компетентните органи трябва да придобият допълнителни знания.

За да се балансират тези допълнителни изисквания и да се запазят в приемливи граници усилията за мониторинг, правилата за мониторинг на FAR се поддържат по-опростени, отколкото за мониторинг на годишните емисии. Тези опростявания се отнасят по-специално до следните елементи:

* В FAR не са определени равнища (за разлика от MRR). Въпреки това, за стабилността на системата за мониторинг все още се изисква операторът да избере „източниците на данни с най-висока точност“. [За тази цел FAR предоставят набор от подходи (вж. раздел 6.6](#_bookmark115)) и йерархия, за това кой подход е за предпочитане, като по този начин се създава система от „редица равнища“.
* Не съществува категоризация на инсталациите (категории А, Б, В и инсталации с ниски емисии) или други набори от данни (като големи/малки/незначителни пораждащи емисии потоци). Следователно има по-малко правила, които трябва да се следват.
* За да се прецени качеството на подхода за мониторинг, няма задължителна оценка на неопределеността. Изключение се прилага само когато даден оператор иска да предостави доказателство, че отклонението от йерархията на подходите може да бъде обосновано въз основа на по-ниската неопределеност [на предложения подход (вж. раздел 6.6.3](#_bookmark131)).

Като цяло се прилага същият принцип на ефективност на разходите, както при MRR, т.е. на операторите е разрешено да използват колкото е възможно повече подходи за мониторинг, за които вече са въведени измервателните инструменти, методите за вземане на проби и анализ. Освен това същият принцип, както в MRR, се прилага за избягване на подходи, които технически не са осъществими или биха породили [необосновани разходи (вж. раздел 6.6.2](#_bookmark124)). Въпреки това, принципът на подобрение също е приложим (вж. раздел [5.4](#_bookmark83)), въпреки че той е по-малко строг поради липсата на определени минимални равнища.

За разработването на ПММ и за мониторинга и докладването на данни по FAR, Членове 6-12 от FAR са от съществено значение, заедно с Приложение VII („Методи за мониторинг на данните“), Приложение VI („Минимално съдържание на плана относно методиката за мониторинг“ ) и Приложение IV („Параметри за събиране на базови данни“, т.е. съдържанието на докладите с базови данни). Въпреки това, в много отношения в ПММ ще бъдат намерени съответни разпоредби (по-специално за данни за емисиите на равнище инсталация, но също и за общи подходи като оценка на риска, система за контрол, използване на инструменти, които не са под контрола на оператора, мерки за осигуряване/контрол на качеството и др.). Те следва да се прилагат “*като се вземат предвид съответните изменения*” в данните от FAR, когато самите FAR не предоставят разпоредби. Освен това трябва да се вземе предвид и РАВ за целите на верификация и решението относно Списъка на отраслите, в които съществува риск от изтичане на въглерод.

52 Тази сложност е причината, поради която терминът „набор от данни“ често се използва в FAR и настоящото ръководство, за да се обхванат всички видове различни данни.

[Член 6 от FAR (Задължение за мониторинг) вече е обсъден в раздел 5.3.1](#_bookmark76). Член 7 (Принципи на мониторинга) установява основата за „йерархията на подходите“, която е разгледана в раздел [6.6](#_bookmark115). Член 8 (Съдържание и представяне на ПММ) е обсъден подробно в раздели [5.1](#_bookmark67) до [5.3](#_bookmark75), а Член 9 (Промени в ПММ) е основата за раздел [5.4](#_bookmark83).

Член 10 (Разделяне на подинсталации) е от основно значение за цялата система за определяне на показателите [на СТЕ на ЕС. В този ръководен документ е обсъдено в глава 4](#_bookmark24) и в Приложение А (глава [7](#_bookmark164)). Насоки за Член 11 (Система за контрол) са дадени в раздел [5.5](#_bookmark88), а член 12 (Пропуски в данните) е разгледан в раздел [5.6](#_bookmark89).

[Ето защо, глава 6](#_bookmark97) се фокусира върху Приложение VІІ на FAR, за да се попълни информацията относно разпоредбите и изискванията за МиД на FAR.

## Важни принципи

В член 7, параграф 1 се определят принципите за мониторинг съгласно FAR: “*Операторите изготвят пълни и съответстващи данни и гарантират, че няма припокривания между подинсталациите и че няма двойно отчитане. Операторите прилагат методите за определяне, посочени в приложение VII, полагат необходимата грижа и използват източници на данни с възможно най-висока точност в съответствие с раздел 4 от приложение VII.*” По този начин два аспекта могат да се считат за крайъгълни камъни за мониторинга по FAR:

* Данните трябва да бъдат пълни (без двойно отчитане) и съответстващи, следователно настоящия документ предоставя достатъчно място на тази тема (по-специално подробните правила, представени в Приложение А, раздел 7.3 са важни в това отношение);
* Точността е от ключово значение. Операторите трябва да полагат необходимите усилия, за да постигнат тази цел.

Първата стъпка към спазването на тези принципи е, че FAR тук изискват от оператора да използва само методи за мониторинг, определени в Приложение VII. Въпреки това, в него се крие дилема. Подобно на всяко друго законодателство, FAR са написани с опит да бъдат запазени лесни за управление в сбита и кратка форма [. Следователно, много изисквания са формулирани с обща формулировка (вж. раздел 4.7](#_bookmark60)). Въпреки това, всеки от прибл. 10 000 инсталации в СТЕ на ЕС са различни и на практика е невъзможно да се предоставят подробни правила за мониторинг, обхващащи всички тези ситуации[53](#_bookmark101). Дилемата е решена с раздел 3.1 от Приложение VII на FAR. Той осигурява всеобхватен принцип (в съответствие с това, което е известно от MRR):

* Когато Приложение VII не предвижда изрично приложим метод за мониторинг, операторът трябва да приложи „подходящ метод“, одобрен от КО (т.е. операторът трябва да разработи метод и да поиска одобрението на КО).
* Такъв специално изготвен метод се счита за "подходящ" (т.е. може да бъде одобрен от КО), ако се извършва някакво измерване, анализи, вземане на проби, калибриране и валидиране за определянето на специфичния набор от данни чрез прилагане на методи

53 Ето защо операторът трябва да разработи ПМ и ПММ за тяхната специфична за инсталацията ситуация, тъй като „общите приложими правила“ в законодателството сами по себе са се оказали недостатъчни, по-специално за осигуряване на съгласуваност на времевите серии и за това да бъдат основа за верификация.

* + базирани на съответните стандарти EN;
  + В случаите, при които такива стандарти липсват, методите следва да се основават на подходящи стандарти на ISO или национални стандарти.
  + В случаите, при които липсват съответни публикувани стандарти следва да се използват подходящи проектостандарти, промишлени указания за най-добра практика или други научно доказани методики, водещи до ограничаване на систематичните грешки при вземането на проби и измерването (sampling and measurement bias).

Накратко, предпочитание се дава на стандартите EN или други „доказани най-добри практики“. Основният извод се изключва в това, че методите трябва да бъдат научно обосновани. За да се избегне произволно разработване на подходите за мониторинг, такива самостоятелно разработени методи се нареждат най-ниско в йерархията на [подходите за избор на източници на данни с най-висока възможна точност (вж. раздел 6.6](#_bookmark115)).

## Данни на равнище инсталация и разделяне на подинсталации

Един от най-фундаменталните проблеми при мониторинга и докладването на FAR е възлагането на данни на подинсталации, което по своята същност изисква мониторинг на равнище подинсталация. Това е по-взискателно от фокусирането само на равнище инсталация, както се извършва от ПММ. За последния често е необходима само една точка на измерване за пораждащи емисии потоци. Съгласно FAR броят на необходимите измервателни точки се увеличава с броя на подинсталациите, тоест поне *n* точки за измерване се изискват на параметър, като *n* е броят на подинсталациите, където разглежданият параметър е релевантен.

Приложение VII, раздел 3.2 от FAR съдържа основните правила за разделяне на данни на подинсталации. Точка 2 от този раздел съдържа правила за ситуации, в които са налични средства за измерване за извършване на разделяне на данните. Точка 1 от този раздел съдържа правилата за ситуации, в които няма налични измервателни уреди, или когато техните показания не дават директни резултати за [необходимия параметър. Това е допълнително обяснено в раздел 6.3.2](#_bookmark107).

### Използване на устройства за индивидуално измерване

Една от най-често срещаните ситуации в инсталациите по СТЕ на ЕС е, че дадено гориво се използва в няколко физически съоръжения на инсталацията. Тази ситуация е избрана поради нейната простота тук, за да илюстрира основните принципи за разделяне на данни на подинсталации. Подобни подходи обаче се прилагат за всички видове материали и енергийни потоци, напр. задаването на потреблението на топлинна енергия или електроенергия на подинсталации.

В примера консумацията на природен газ се определя с помощта на непрекъснато измерване. В инсталациите по СТЕ на ЕС често има едно централно измерване (главен газомер), където газът навлиза в инсталацията и допълнителни устройства за индивидуално измерване в отделните технологични съоръжения. Качеството на измервателните уреди може да се различава. Главният измервателен уред е от най-голямо значение поради икономически причини и както операторът, така и доставчикът на газ се интересуват от прецизни резултати от измерванията. В много държави-членки такива измервателни уреди подлежат на Национален законов метрологичен контрол (НЗМК). Но когато това не е така, собственикът на инструмента (често доставчика на газ или оператора на мрежата) ще осигури редовна поддръжка и калибриране на инструмента (включително инструментите за компенсация на температурата и налягането). От гледна точка на разходите, устройства за индивидуално измерване често са с по-ниска прецизност (по-голяма неопределеност). Освен това може да има някои съоръжения, които не разполагат с отделни измервателни уреди или

местоположението на измервателните уреди може да не съвпада с границите на подинсталациите. Приложение VII, раздел 3.2, точка 2 от FAR съдържа правилата, изисквани за такива случаи, както е обяснено с помощта на примера по-долу.

[Примерът (вж. Фигура 4](#_bookmark106)) се отнася до фиктивна инсталация, където природният газ се използва в три физически съоръжения, обслужващи две подинсталации. Блокове 1 и 2 принадлежат на подинсталация 1, а блок 3 - на подинсталация 2. Фигурата показва различни ситуации, които могат да бъдат намерени в типичните инсталации:

* Случай 1: В тази опростена и рентабилна ситуация общото количество газ се измерва от измервателния уред MItotal. Този инструмент се използва също и в одобрения ПМ съгласно [ПММ (както е обсъдено в раздел 6.5](#_bookmark112), тази ситуация се счита за най-високата налична точност за целите на FAR и следователно трябва да се използва също и от оператора за данните от FAR). Вторият измервателен уред (MI-1) се отнася пряко до подинсталация 1. Неговите резултати трябва да се използват за целите на FAR[54](#_bookmark104). Количеството газ за подинсталация 2 се изчислява просто като разлика между показанията на MItotal и MI-1[55](#_bookmark105).
* Случай 2: Това е друг опростен случай с два измервателни уреда за две подинсталации. Тъй като не съществува измервателен уред за общия обем на газа, постъпващ в инсталацията, трябва да се предположи, че одобреният ПМ съгласно MRR изисква операторът да определи консумацията на газ за изчисляване на емисиите на равнище инсталация като сума от показанията на тези два измервателни уреда. Следователно и двата измервателни уреда отговарят на изискванията на буква а) от раздел 4.4 от приложение VІІ на FAR и могат да се използват директно за целите на FAR.
* Случай 3: Въпреки че тук са намерени два измервателни уреда, те са разположени по начин, който не може да се използва за определяне на потреблението на газ на равнище подинсталация. Операторът ще трябва да установи ситуация, подобна на тази в случай 1, т.е. операторът трябва да монтира уред за индивидуално измерване или на позиция като MI-1 или като MI-2 в случай 2, и след това да продължи както в случай 1. Операторът трябва да приложи друг метод за определяне на потреблението на газ на подинсталацията за целите на историческите данни. Това могат да бъдат корелации или методи за оценка, както е [обсъдено в раздел 6.4](#_bookmark110). За (ориентирани към бъдещето) данни от мониторинга, операторът може да избегне монтирането на друг измервателен уред само ако може да докаже пред КО, че монтирането на друг измервателен уред би довело до необосновани разходи или не би било технически осъществимо.
* Случай 4: В този случай консумацията на газ е "прекомерно определена", т.е. има повече измервателни уреди, отколкото се изисква. В такава ситуация често се наблюдава, че сумата от показанията на устройствата за индивидуално измерване (MI-1a, MI-1b и MI-2) се различава от показанието на главния измервателен уред MItotal. Както е обяснено по-горе, обикновено се предполага, че резултатът от MItotal е най-надеждният, т.е. от гледна точка на MRR той съответства на най-високото равнище (показва най-ниската

54 Това важи по-специално за исторически данни. Въпреки това, за бъдещ мониторинг може да е необходимо операторът да представи обосновка за неговото използване, или може да се наложи да се сдобие с инструмент, който е по-високо в йерархията, предоставена в раздел 4.4 от приложение VІІ на FAR, ако настоящият уред не попада в категориите с най-висока точност. Повече информация е дадена в раздел [6.6.](#_bookmark115)

55 Точка 2, буква б) от раздел 3.2 от Приложение VII към FAR: “*Ако данните за само една подинсталация са неизвестни или са с по-ниско качество от данните за другите подинсталации, известните данни за подинсталациите могат да бъдат извадени от общите данни за инсталацията. Този метод се предпочита само за подинсталации, които допринасят с по-малки количества за разпределените квоти на инсталацията.”* Последното изречение показва, че FAR като цяло предпочитат прякото измерване вместо непреки методи като например това изваждане. Когато трябва да се измерва повече от дадено „по-малко количество“, следователно предпочитаният подход би включвал монтирането на допълнителен измервателен уред за подинсталация 2 и използване на подхода на коефициента на съгласуване, описан в случай 4.

неопределеност), и от гледна точка на FAR той представлява най-точните налични данни, тъй като попада в обхвата на буква а) от раздел 4.4 от Приложение VII (това е инструментът, използван в рамките на одобрения ПМ съгласно ПММ). Следователно данните от подинсталациите трябва да бъдат коригирани така, че сумата им да е идентична с данните на равнище инсталация. Това се постига чрез прилагане на точка 2, буква а) от приложение VІІ, раздел 3.2 от FAR: Изчислява се „коефициент на съгласуване“ (в този случай: Показанието на MItotal, разделено на сумата от показанията на трите устройства за индивидуално измерване). След това показанията на устройствата за индивидуално измерване се коригират, като се умножат с този коефициент на съгласуване.

Забележка: Случай 4 предполага, че очевидно MItotal е най-добрият инструмент, а другите са с по-ниско качество. Това не винаги е така. Може също така да бъде, че напр. MI-2 да е с значително по-високо качество от останалите две устройства за индивидуално измерване. В този случай би било оправдано вместо това да се използва методът, описан в случай 1. Инструментите MI-1a и MI-1b тогава ще бъдат използвани само като източник на потвърждаващи данни. Раздел 3.2, точка 2 от Приложение VII на FAR не свидетелства за предпочитание към който и да е от двата подхода, т.е. когато операторът разполага с достатъчно източници на данни, изборът трябва да се направи въз основа на Раздел 4.4 от Приложение VII.

Случай 1

**Граници на инсталацията**

Случай 2

**Граници на инсталацията**

**Подинст. 1**

**Подинст. 1**

**Блок 1**

**Блок 1**

**Гориво**

**MItotal** **MI-1**

**Изч. 2**

**Блок 2**

**Подинст. 2**

**Блок 3**

**Гориво**

**Изч. общо**

**MI-1**

**MI-2**

**Блок 2**

**Подинст. 2**

**Блок 3**

Случай 3

**Граници на инсталацията**

**MI-1**

**Подинст. 1**

**Блок 1**

Случай 4

**Граници на инсталацията**

**MI-1a**

**Подинст. 1**

**Блок 1**

**Гориво**

**MItotal**

**Блок 2**

**Подинст. 2**

**Гориво**

**MItotal** **MI-1b**

**MI-2**

**Блок 2**

**Подинст. 2**

**Блок 3**

**Блок 3**

*Фигура 4:* *Различни случаи на измерване на дадено гориво, което трябва да се разделя на подинсталации. За обяснение на различните случаи вижте основния текст.*

### Разделение на подинсталация без директно измерване

Както беше видяно в предишния пример (случай 3), понякога няма налични средства за измерване за разделяне на данни съгласно границите на подинсталацията. Може дори да има случаи, при които отделно измерване е невъзможно, тъй като процесите протичат [едновременно или в рамките на един и същ физически блок. Както е споменато в раздел 6.2](#_bookmark100), Приложение VII към FAR не съдържат подробни правила за всеки възможен случай. Въпреки това, за да се ограничи обхватът на възможните подходи извън принципа на обосновани научни подходи, точка 1 от Приложение VII, раздел 3.2 на FAR, съдържа следните две правила за работа при разделянето на подинсталации при липса на директни измервания:

* В буква а) от този раздел на FAR се разглежда ситуацията на последователното производство в рамките на една и съща „производствена линия“ (или физически блок) въз основа на времето на използване.

[Това правило важи например към пещта за производство на вар, описана в раздел 4.5](#_bookmark49), където един и същ газомер ще обслужва две различни подинсталации, а разделянето на данните трябва да се извършва по времеви периоди (т.е. показанията от газомера са необходими всеки път, когато се извършва превключване между подинсталациите)[56](#_bookmark108). Други често срещани примери са производството на химикали и някои хранителни индустрии, където се произвеждат различни продукти на партиди един след друг, използвайки едно и също оборудване, и където може да е необходимо да се зададе (измеримо) потребление на топлинна енергия за тези продукти, за да се разграничат подинсталациите с изместване на въглеродни емисии и тези без изместване на въглеродни емисии.

* Буква б) обхваща всички случаи, когато сроковете не са подходящи, т.е. ситуации, при които се произвеждат едновременно различни продукти. Това може дори да включва процес, при който данните по принцип не могат да бъдат измерени поотделно, като например консумацията на топлинна енергия от химични реакции, когато няколко продукта произтичат от един и същ процес[57](#_bookmark109). По-често срещаната ситуация е, че измеримата топлинна енергия трябва да се зададе на множество производствени процеси и физически блокове в дадена комплексна инсталация, където биха възникнали неразумно големи разходи за монтиране на подходящ брой топломери.

Правилото позволява на оператора да зададе параметъра, който трябва да бъде разпределен според границите на подинсталацията (например количеството измерима топлинна енергия и свързаните с него емисии) “*на база на масите или обемите на отделните произвеждани продукти или като се използват оценки на съотношението на стойностите на свободната енергия на Гибс (free reaction enthalpies) при съответните химични реакции, или на база на друг подходящ начин на разпределяне, базиращ се на обоснована научна методика.*”

[Раздел 6.5](#_bookmark112) предоставя примери за прилагането на тези правила.

Забележка: Възможно е да се случи така, че общите данни на инсталацията да се отклоняват от сумата на данните от подинсталациите, когато се използват различни методи. Правилата на Приложение VII, раздел 3.2 (използване на разлика или [коефициент на съгласуване, вж. раздел 6.3.1](#_bookmark103)) трябва да се използват, за да се гарантира, че общите суми се прибавят към същата стойност. Разбира се, трябва да се има предвид, че има някои параметри, които не са зададени на някоя подинсталация (вж. полето на страница [22](#_bookmark44)).

56 Също така може да се твърди, че часовникът е и измервателен уред. В този случай обаче часовникът е само половината от положението. Операторът трябва също така да установи методика за определяне на точното време на превключване между подинсталации,те т.е. може да се наложи да се зададе преходен период на двете подинсталации, като се използват разумно обосновани допускания.

57 Този пример обаче няма практическо значение, тъй като някои от продуктовите показатели за химикали се определят по такъв начин, че обхващат целия съответен продуктов микс (например „ценни химични вещества“, ароматни съединения и др.).

## Пряко спрямо непряко определяне на данни

FAR признава, че поради потенциално големия брой набори от данни, които трябва да бъдат определени, често няма да е възможно (според техническата осъществимост и/или неразумните разходи) да се монтират измервателни уреди на всички места, необходими в инсталацията. Същото се отнася и за подходящо вземане на проби и анализи за всички участващи материали. Следователно, FAR правят разграничение в Приложение VII:

* **Пряко определяне**: Това означава за определянето на количествата (горива, материали, измерима топлинна енергия, отпадни газове, електроенергия), че има наличен измервателен уред за мониторинг, чието показание може да се отчете, за да се предостави незабавно консумираното количество, като например m³ или тонове гориво, тераджаули или MWh и т.н.

Прякото определяне може освен това да означава използването на документи, съдържащи стойности, произтичащи от такива преки измервания, напр. фактури за горива въз основа на измервателни уреди, които не са под контрола на оператора, или исторически данни, съдържащи се в писмената документация или базите данни на оператора.

За целите на анализите прякото определяне означава, че се анализира самият аналитичен параметър, който представлява интерес (напр. съдържанието на въглерод в даден материал), а непрякото определяне би означавало, че съдържанието на други съставки се анализира и съдържанието на въглерод се определя чрез изчисляване на разликата от общото количество.

* **Непряко определяне**: Това означава изчисляване на стойности въз основа на други количества, които могат да бъдат директно определени. Пример за това би била ситуацията, описана в случай 1 [от примера в раздел 6.3.1](#_bookmark103), където разходът на гориво на подинсталация 2 се изчислява (т.е. индиректно се определя) като разликата между другите стойности, определени чрез директно измерване (разход на гориво на равнище инсталация и за подинсталация 1). Пример за анализ са данните за състава на негасената вар, където се определя съдържанието на свободен CaO и свободен MgO, както и на примесите, а нереагиралият CO2 се определя чрез разлика до 100%.

Като общо правило FAR предпочитат прякото определяне вместо непреките методи, както е ясно [изразено в йерархията на подходите, обсъдена в раздел 6.6](#_bookmark115) от настоящия документ.

Приложение VII, раздел 3.4 от FAR предоставя широк спектър от непреки методики, по-специално за задаването на измерима топлинна енергия на подинсталации, тъй като топломерите често не са налични в достатъчна степен, а процесите на потребление на топлинна енергия са много разнообразни (като например задвижване на (ендотермични) химични реакции, нагряване, сушене, дестилация на материали, отопление на помещения, дезинфекция и др.):

“*Когато не е налице подход на пряко измерване или анализ за даден изискван набор от данни, по-специално в случаите, когато нетната измерима топлинна енергия се използва в различни производствени процеси, операторът предлага използването на метод за непряко определяне, като например:*

1. *изчисляване на базата на известен химичен или физичен процес чрез използване на подходящи приети литературни стойности за химичните и физичните свойства на съответните вещества, подходящи стехиометрични коефициенти и термодинамични свойства, като например енталпии на реакция, по целесъобразност;*
2. *изчисляване на базата на проектните данни на инсталацията, като например енергийната ефективност на техническите възли или изчисленото потребление на енергия за единица продукт;*
3. *корелации на базата на емпирични тестове за определяне на стойностите на оценката за изисквания набор от данни с помощта на некалибрирано оборудване или данни, документирани в производствените протоколи. За тази цел операторът осигурява съответствие на корелационната зависимост с изискванията на добрата инженерна практика, и гарантира, че тя се използва само за определяне на стойности, които попадат в обхвата, за който е била определена. Операторът оценява валидността на тези корелации поне веднъж годишно.*“

След като е разработен подходящ метод за задаване на съответен параметър на подинсталации, съответно могат да бъдат зададени и други параметри (ако са корелирани)[58]( \l"_bookmark113"). Ако например една инсталация трябва да раздели общото количество измерима топлинна енергия, консумирана съгласно изместване на въглеродни емисии и без изместване на въглеродни емисии от производствените процеси, същият коефициент на потребление на топлинна енергия може да бъде приложен за разделяне на количествата гориво на инсталацията, вложената енергия и емисиите в съответствие с границите на подинсталацията.

Измерването на измеримата топлинна енергия може да бъде специален случай. Използването на един единствен топломер, в който са вградени всички необходими измервания на параметрите, ще се счита за пряко определяне. По същия начин, измерването на потока на топлоносителя, температурата и състоянието в една тръба на изхода на котела, в комбинация с едно място за измерването на потока/температурата в точката на връщане към котела, може да се счита за пряко определяне. От друга страна, отделното измерване на температурите и потока (и състоянието на насищане) на различни места потенциално би могло да се счита за непряко измерване, по-специално, ако не всички необходими количества са измерени във всички необходими точки. В случай на съмнение операторът трябва да потърси съгласието на компетентния орган при избора на източници на данни.

## Примери за методи и корелации за непряко определяне

**Пример 1 - подинсталации с горивен показател (химически вещества)**

В този пример измеримата топлинна енергия се произвежда в един агрегат за КПТЕ. След това се консумира в два производствени процеса, единият произвежда продукт, изложен на риск от изместване на въглеродни емисии, а другият е продукт, който не е изложен на риск от изместване на въглеродни емисии. Следователно разпределението на топлинната енергия (и съответния разход на гориво и емисии) следва да бъдат зададени на съответните подинсталации с топлинен показател. За примера се предполага, че са налични няколко преки измервания.

58 Приложение VII, раздел 10.1.1 от FAR последно тире: “*когато емисиите от пораждащи емисии потоци или от източници на емисии не могат да бъдат зададени в съответствие с други подходи, те се задават, като се използват параметри въз основа на данните за вече извършеното задаване на подинсталациите в съответствие с раздел 3.2. За тази цел операторът задава количествата пораждащи емисии потоци и съответните им емисии пропорционално на съотношението, при което тези параметри се задават на подинсталациите. Подходящите параметри включват масата на произведените продукти, масата или обема на консумираното гориво или материал, количеството произведена неизмерима топлинна енергия, работните часове или известните стойности на к.п.д. на оборудването.*”

Стъпка 1: Определяне на произведената измерима топлинна енергия: Минималната известна информация ще бъде вложеното гориво в агрегата за КПТЕ, както и проектния к.п.д. за производство на електроенергия и топлинна енергия. Вложеното гориво вече се изисква съгласно MRR и следователно е известно. Операторът може да определи количеството измерима топлинна енергия, произведена чрез използване на проектния к.п.д. и вложеното [гориво, с помощта на раздел 8 от Приложение VII на FAR (вж. раздел 6.10](#_bookmark144)). След като това стане известно, могат да се определят и емисиите, свързани с производството на топлинна енергия. Останалите емисии принадлежат към производството на електроенергия и следователно не се задават на каквато и да е подинсталация.

Стъпка 2: Определяне на разделянето между подинсталацията с топлинен показател с изместване на въглеродни емисии и подинсталацията с топлинен показател без изместване на въглеродни емисии: Операторът може да предложи да се направи това разделяне, като зададе общото количество топлинна енергия, пропорционална на масата на двата продукта, всеки от които се умножава с тегловен коефициент. В този случай масата на двата продукта се измерва директно и тегловните коефициенти се вземат от проектната документация на инсталацията (ако се приеме, че тази документация съдържа информация като „x тераджаула топлинна енергия, консумирана на тон продукт“, или „y тона наситена пара при 110°C “- минималното изискване тук би било, че информацията е налична за двата продукта и при използване на сравними мерни единици. В този случай, тераджаулите топлинна енергия и тоновете пара могат да бъдат сравнени с помощта на подходящи таблици за пара). ПММ трябва да съдържа описание и обосновка за начина, по който се определят и прилагат тегловните коефициенти.

В този пример би се приложило следното уравнение:

𝐻total = 𝐻CL + 𝐻nonCL = ℎCL ∙ 𝑀CL + ℎnonCL ∙ 𝑀nonCL

Където Htotal е общото количество измерима топлинна енергия, консумирана в инсталацията, HCL и HnonCL са променливите, които трябва да се определят, а h е специфичното потребление на топлинна енергия на тон продукт и M е масата на продукта в тонове. Тъй като има само два продукта, трябва да се знае само едно от двете специфични потребления на топлинна енергия, ако е известно общото количество топлинна енергия. Ако са известни и трите променливи, може да е необходим коефициент на съгласуване (вж. пример 4 в раздел [6.3.1](#_bookmark103)).

Вложеното гориво и емисиите от всяка подинсталация могат да бъдат определени от свързаните с топлинната енергия данни, определени в стъпка 1, като се използва съотношението HCL/HnonCL, определено в стъпка 2.

**Пример 2: Пещ за производство на вар с 2-ри продукт**

[Това се основава на инсталацията, описана в раздел 4.5](#_bookmark49): Ако се приеме, че в тази пещ няма измерване на газ, определянето на природния газ, принадлежащ на подинсталацията за производство на вар и на подинсталацията с горивен показател, изисква следната информация:

* Измерването на периода от време, през който се произвежда (подходяща за продажба) вар, и/или когато се произвежда магнезиев оксид, включително определение за това кога трябва да се направи разделянето (трябва да се предположи, че има период между който не се произвежда нито подходяща за продажба вар, нито подходящ за продажба магнезиев оксид, но потреблението на газ трябва да се зададе някъде). За последното, просто предположение би било, че решаващият момент във времето е винаги, когато е започнало подаването на новата суровина[59](#_bookmark114).

59 Ако са достатъчно обосновани, могат да се използват и по-сложни процедури. Ако напр. продукцията от междинния производствен период се подава към пещта за производство на циментов клинкер в този примерен обект, съответното потребление на газ, както и свързаните технологични емисии биха могли да се считат за част от подинсталацията за производство на клинкер.

* Тъй като горенето на магнезиев оксид и на вар се случва при различни температури на технологичния процес, малко вероятно е в двата случая да се консумира едно и също количество газ на час. За определяне на почасовото потребление на газ операторът има следните възможности:
  + Извършва изпитвания в даден момент, когато на инсталацията не работят други консуматори на газ,

например по време на поддръжката на други съоръжения в инсталацията;

* + Използва литературни стойности за специфичното потребление на енергия, необходимо за горене на вар и магнезиев оксид (и като се използват някои коефициенти за коригиране на топлинните загуби, за което трябва да се направят разумни допускания);
  + и т.н.

**Примери за корелации**

Други примери, в които корелациите могат да бъдат полезни: Съгласно раздел 9 от Приложение IV на MRR, количеството произведен клинкер може да бъде „обратно изчислено“, като се използва количеството на произведения цимент и съотношението клинкер/цимент от различните произведени видове цимент. Обратното изчисление може да се използва за определяне на необходимите количества цимент в примера, представен [в раздел 4.5](#_bookmark49).

MRR също така изрично позволява използването на „емпирични корелации“, напр. определянето на емисионни фактори въз основа на измерванията на плътността на специфични масла или газове, включително тези, които са общи за рафинерията или стоманодобивната промишленост (т.е. отпадни газове в смисъла на FAR), или емисионни фактори въз основа на долната топлина на изгаряне на специфични видове въглища. Тези корелации трябва да се определят, като се прилагат общите правила, заложени за лабораторни анализи.

## Избор на източника на данни с възможно най-висока точност

В член 7 от FAR се изисква от оператора да използва “*източници на данни с възможно най-висока точност в съответствие с раздел 4 от Приложение VII*”. Процесът на избор на тези източници на данни е обяснен в настоящия раздел.

В много случаи операторът има няколко възможности за определяне на определен набор от данни. Може да има например избор между добавяне на стойностите на няколко устройства за индивидуално измерване, за да се определи общото количество, или да се използва общият измервателен уред като източник на първични данни и да се използват устройствата за индивидуално измерване само за разделянето на подинсталации. Може да има и избор между измервателни уреди под собствения контрол на оператора и други измервателни уреди (например под контрола на доставчика на гориво). От друга страна, може да има и липса на измервателни уреди или анализи, а операторът може да се наложи да предложи един или повече непреки методи (включително оценки или корелации, където е необходимо) и да избере между тях.

За всеки набор от данни операторът трябва да избере методи за определяне както за исторически данни, така и за данни от мониторинга. Често това не се споменава по-нататък в FAR и в настоящия документ, тъй като може да се предположи, че има налични исторически данни в записите на измерванията, като се използват същите инструменти, както за бъдещия мониторинг. Въпреки това, поради принципа на подобрение (например инсталирането на нови допълнителни измервателни уреди), източниците на данни за исторически и нови данни могат (трябва) да се различават. Подходът при избора на източници на данни е най-вече един и същ за двата вида

данни, с единственото изключение, че за бъдещ мониторинг операторът може да се наложи да монтира измервателни уреди или да извършва анализи, които не са достъпни за исторически данни.

**Процес на подбор**[**60**](#_bookmark117): Както беше споменато в раздел [5.2](#_bookmark70) относно разработването на ПММ, операторите трябва първо да изброят всички налични източници на данни за всеки необходим параметър (набор от данни). Когато е необходимо да се използват непреки методи, обикновено е полезно да се вземат предвид няколко различни метода. Дори когато е възможно директно измерване, е важно да се помисли за допълнителни източници на данни с цел провеждане на потвърждаващи проверки. Когато операторът има повече от една възможност за мониторинг, Член 7 и Приложение VII, раздел 4.3 от FAR изискват от оператора да избере „най-добрия“ източник на данни като източник на първични данни (т.е. този, който предоставя данните, които в крайна сметка попадат в доклада с базови данни) и когато е възможно, „втори най-добър“ източник като източник на потвърждаващи данни. Значението на последния е очертано в раздели [5.5](#_bookmark88) и [5.6](#_bookmark89) от настоящия документ. Описанието на йерархията на източниците по-долу се отнася както за източници на първични данни, така и за източници на потвърждаващи данни.

“Най-добрите” източници на данни са първо тези, които се нареждат най-високо в йерархията на подходите (раздел [6.6.1](#_bookmark116) по-долу). Въпреки това операторите следва също така да вземат под внимание, че избраните източници трябва да “*осигуряват ясно движение на данните с най-нисък присъщ риск и контролен риск*”[61](#_bookmark118). Когато е уместно за избора на източник на данни, операторът следва да предостави съответна обосновка в ПММ за отклонение от йерархията на източниците на данни.

Забележка: За определяне на всички параметри се изискват годишните данни, които отговарят на границите между календарните години (полунощ на 31 декември), колкото е разумно възможно най-близко. Раздел 5 от Приложение VII към FAR съдържа съответните разпоредби за тази цел. Тъй като те са идентични с подобни разпоредби за MRR, тук не са дадени допълнителни указания. Раздел 6.1.2 от MRR РД 1 дава необходимата информация за мониторинг на емисиите, която може да се прилага като се вземат предвид съответните изменения за всички набори от данни на FAR.

### Йерархия на източниците на данни

FAR в раздели 4.4 до 4.6 от Приложение VII осигуряват йерархия за различните основни типове набори от данни. Това е „йерархия“, тъй като FAR ясно заявяват, че първата една или две изброени точки се считат за тези с „най-висока точност“, а другите са на второ място до най-лошото в низходящ ред. По този начин даден оператор може да определи за всеки източник на данни към коя категория се вписва и колкото по-високо в списъка се намира категорията, толкова по-добра ще бъде неговата употреба. В даден идеален свят биха били използвани само източници на данни, които са най-високо в йерархията (т.е. само източници на данни от първите две категории). Въпреки това, за ограничаване на разходите на операторите, Член 7 позволява следните отклонения:

* Източник на данни с по-ниска предполагаема точност може да бъде използван, ако операторът може да докаже, че източниците на данни с по-висока точност биха били технически неосъществими или биха довели до [необосновани разходи (вж. раздел 6.6.2](#_bookmark124)), или
* Ако се основава на (опростена) оценка на неопределеността, избраният източник на данни се класира по-високо в йерархията от [алтернативния (вж. раздел 6.6.3](#_bookmark131)).

60 Този процес се отнася както до историческите данни, така и до данните от мониторинга. Въпреки това, „наличният“ източник на данни включва и опцията за закупуване на нови измервателни инструменти, макар че тази опция очевидно е изключена.

61 Приложение VII, раздел 4.3.

Йерархията е обяснена по-долу с различни думи, отколкото в FAR, за да се направят основните допускания по-ясни. В случай на съмнение текстът на FAR е уместен.

1. **Количество материали и горива**

Раздел 4.4 от Приложение VII се прилага за всички видове входящи и изходящи материални потоци на равнищата на инсталация и подинсталации. Според терминологията на MRR разделът се отнася за „данни за дейността на пораждащи емисии потоци“. За целите на FAR той обхваща и данните за дейността на вътрешните пораждащи емисии потоци и отпадните газове, както и производствените нива на подинсталациите.

* Предпочитаният подход е да се следва логиката на MRR за пораждащи емисии потоци. Когато са необходими данни на равнище инсталация, следователно данните в съответствие с одобрения ПМ съгласно ПММ се считат за такива с най-добро качество и трябва винаги да се използват. Това избягва несъответствията в случай на избор на друг източник и намалява административната тежест, като се избягва необходимостта от друга обосновка за избора на източници на данни.

Въпреки това, за материалните потоци, които не са необходими съгласно MRR (т.е. само потоци между подинсталации, т.е. "вътрешни пораждащи емисии потоци"), в ПМ не са включени източници на данни и този "най-добър" източник не е наличен.

* За всички набори от данни, които все още не са включени в ПМ в рамките на MRR, изборът на източници на данни следва да бъде по-малко обременителен, отколкото съгласно MRR. Следователно няма определени равнища и изборът се основава на по-качествени критерии. За директно определяне на набори от данни се прилага следното:
  + Измервателни уреди, подлежащи на национален законов метрологичен контрол или отговарящи на изискванията на Директивата MID[62](#_bookmark119) или NAWI[63](#_bookmark120) се предпочитат пред други инструменти, независимо от техните характеристики на неопределеност. В този случай FAR не изразяват предпочитание дали инструментът е подложен на собствения контрол на оператора или не (това е така, защото законният метрологичен контрол често се прилага при търговски сделки и обикновено се ползва с доверие и от двамата търговски партньори)[64](#_bookmark121).
  + Следващите най-добри са други инструменти, подложени на контрола на оператора, независимо от техните характеристики на неопределеност. Причината за предпочитанието пред инструментите, които не са подложени на контрола на оператора, може да бъде фактът, че операторът разполага с цялата необходима информация и средства за извършване на съответното калибриране и поддръжка на инструментите.
  + Ако няма инструменти, които да са подложени на контрола на оператора, следващото най-добро решение е измервателните уреди, които не са под неговия контрол (например инструментите на доставчика на гориво).
* На следващо място в йерархията са инструменти за измерване за непряко определяне на набори от данни в [комбинация с подходящи корелации (вж. раздел 6.4](#_bookmark110)). Въпреки че не е изрично споменато в FAR, операторът може отново да има избор между инструменти за

62 Директива 2014/32/ЕС относно измервателните уреди (ДИУ)

63 Директива 2014/31/ЕС относно везни с неавтоматично действие (ДВНД)

64 Доказателствата за съответствие с ДИУ или ДВНД обикновено са подходящата маркировка CE върху инструментите. Съответствието с НЗМК може да бъде демонстрирано чрез различни форми на маркировки за проверка. Примери са предоставени в материалите за обучение относно оценката на неопределеността [**https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/monitoring/docs/uncertainty\_assessment\_training\_material\_en.pdf**](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/monitoring/docs/uncertainty_assessment_training_material_en.pdf)

непряко определяне на данни, и там отново би могла да се приложи йерархията по отношение на законовия метрологичен контрол и собствения контрол на оператора.

* Ако всичко друго се провали, FAR позволяват „други методи“, по-специално за исторически данни. Това би било сравнимо с „подходите, които не са основани на подреждания“ на MRR[65](#_bookmark122).

1. **Количествено определяне на енергийните потоци**

Раздел 4.5 от Приложение VII на FAR се прилага за „енергийни потоци“, т.е. (нетни) потоци на измерима топлинна енергия и електроенергия. Той не се прилага за неизмерима топлинна енергия, тъй като в този случай количеството на съответните горива трябва да бъде подложено на мониторинг (вж. предходното подзаглавие и раздел 4.4 от Приложение VІІ на FAR).

Йерархията е доста сходна с тази съгласно точка 1 по-горе (количества на материалите), но няма позоваване на одобрени ПМ (тъй като такива енергийни потоци не са релевантни съгласно MRR). Най-високото ниво, предвидено в раздел 4.4 от Приложение VII на FAR, се отнася следователно само до „показанията на измервателни уреди, които подлежат на НЗМК или измервателни уреди, съответстващи на изискванията на ДИУ или ДВНД за пряко определяне на набор от данни“. Трябва да се признае, че по това време ДИУ не обхваща топломерите за пара. Следователно - освен ако не съществуват разпоредби за НЗМК на равнище държави-членки - това най-високо ниво на практика не може да бъде достигнато в парни мрежи. С цел прагматично да се избегне ненужна прекомерна тежест (демонстриране на необосновани разходи и т.н.) в случай на парни мрежи, на КО се препоръчва да считат постигането на това най-високо ниво като „технически неосъществимо“, без да изискват допълнителни доказателства от операторите.

Освен това йерархията изяснява, че метод 3 за определяне на измерима топлинна енергия (въз основа [на дадена косвена стойност, вж. раздел 7.2 от приложение VІІ на FAR, обяснена в раздел 6.9](#_bookmark142) от настоящия документ) се счита за по-нискостоящ от другите методи, предвидени в този раздел 7.2 от Приложение VII.

Освен това последният параграф на раздел 4.5 от Приложение VІІ на FAR съдържа разпоредби за по-сложно определяне на измеримата топлинна енергия. В него се посочва, че в случаите, когато не са налице всички параметри, необходими за определяне на нетните топлинни потоци, трябва да се приложи раздел 7 от Приложение VII [(вж. раздел 6.9](#_bookmark142) от настоящия документ). За обосноваване на определен подход за мониторинг с помощта на дадена оценка на неопределеността трябва да бъде оценено влиянието на неопределеността върху данните за топлинния поток не само по един единствен параметър при определяне на топлинния поток (например не само температура или поток).

1. **Свойства на материалите**

Раздел 4.6 от Приложение VII на FAR предоставя йерархията на подходите за „свойствата на материалите“, което означава състава и други химически или физични свойства на материалите, доколкото те имат въздействие върху емисиите или данните за разпределението. Според терминологията на MRR това включва определянето на изчислителните коефициенти[66](#_bookmark123). Материалите включват всички горива, входящи и изходящи потоци на инсталацията и нейните подинсталации (включително отпадни газове), както и продуктите, за които се прилагат показателите.

65 Обърнете внимание обаче на това, че подходите, които не са основани на подреждания съгласно MRR, изискват пълна оценка на неопределеността, която не се изисква съгласно FAR.

66 Емисионен фактор, долна топлина на изгаряне, въглеродно съдържание, фракция от биомаса и др.

Прилага се следната йерархия:

* Най-добрите данни се определят в съответствие с одобрения ПМ съгласно MRR;
* Лабораторните анализи в съответствие с раздел 6.1 от Приложение VII на FAR се считат за еднакво “най-добри”, ако разглежданият параметър не е включен в ПМ. Раздел 6.1 по същество изисква да се прилагат Членове от 32 до 35 от MRR. Подходящата честота на анализите (т.е. размерът на партидата, от която ще се вземат представителни проби) трябва да бъде съгласувана с КО въз основа на хетерогенността на материала. За повече информация относно вземането на проби и анализите, моля вижте ръководен документ 5 за MRR.
* Следващите най-добри са опростените лабораторни анализи в съответствие с раздел 6.2 от FAR Приложение VII. Този раздел позволява опростяване на анализите по различни начини, напр. чрез допускане на методи, основаващи се на най-добрата промишлена практика вместо на европейски (CEN) или други стандарти, с по-ниска честота (най-малко веднъж годишно) и чрез използване на лаборатории, които не отговарят на изискванията на MRR.
* Константни стойности „тип II“ (стойности, използвани от държавата-членка в националната й инвентаризация на емисиите на ПГ, литературни стойности, съгласувани с КО, стойности, гарантирани от доставчика);
* Константни стойности „тип I“ (Стойности, установени в Приложение VI на MRR, други стандартни фактори, установени в ръководствата на Междуправителствения комитет по изменение на климата (IPCC), стойности, основани на анализи, извършени в миналото, други стойности, основани на научни доказателства).

Термините „тип I“ и „тип II“ са вдъхновени от MRR РД 1 (раздел 6.2.1) и се използват тук с цел по-лесна справка. Те не се намират в FAR.

1. **Допълнителни насоки за исторически данни**

Както бе споменато във въведението към настоящия раздел, FAR не разграничават исторически и (нови) данни, подложени на мониторинг, относно йерархията на източниците на данни. Въпреки това, операторите понякога могат да имат трудности при вземането на решение кои видове документи могат да бъдат най-добри за използване за исторически данни. Следователно следните указания могат да бъдат полезни за доказателства, въз основа на документи, когато няма налична информация за измервателните уреди, която би позволила класифициране на източниците на данни в съответствие с йерархиите, дадени в раздели от 4.4 до 4.6 от Приложение VII към FAR:

* Най-добри са документи или електронни данни, като например фактури, издадени в контекста на търговски сделки между два независими търговски партньора (защото се предполага, че търговските партньори упражняват взаимен контрол на качеството на своите данни);
* Също толкова полезни са документи или електронни данни, като например данни за продажби и части от производствени протоколи, които са преминали през одит (като например финансови одити за данъчно облагане или корпоративна отчетност);
* Следващите най-добри са документи като например задавания на вътрешни разходи или проформа фактури, използвани за разпределяне на разходите за енергия или суровини за различни продукти или бизнес подразделения в рамките на дадена инсталация, където търговските партньори не са независими организации, но все още имат интерес от данните и следователно извършват независими прегледи (принципа на двоен контрол);
* Най-малко точни данни се намират в документи или електронни данни, като например производствени протоколи, които не са преминали през одити или специализирани контролни дейности[67](#_bookmark125).

### Техническа осъществимост и неразумно големи разходи

Що се отнася до MRR и РАВ, ефективността на разходите е важен принцип, залегнал в FAR. Той е най-видим в правилата за избор на най-точни източници на данни, където двете понятия “техническа осъществимост” и “неразумно големи разходи” се използват, за да се даде възможност на оператора да оправдае избора на източници на данни, които се намират по-ниско в йерархията на подходите.

**Техническа осъществимост**

В раздел 4.1 от Приложение VII на FAR са изложени условията, при които операторът може да твърди, че определена методология за мониторинг е „технически неосъществима“: Той изисква от оператора да представи доказателства и КО да прецени дали твърдението е оправдано. Освен това този раздел изяснява, че „технически осъществимо“ означава, че операторът притежава “*технически ресурси, които отговарят на потребностите на предложената система или изискване и могат да бъдат използвани в изискваните срокове за целите на настоящия регламент. Тези технически ресурси включват наличност на необходимите техники и технологии.*” Това показва, че концепцията не се отнася до разходите, а дали дадена мярка е изобщо възможна (в рамките на разумен период от време). Типичните причини за техническа неосъществимост включват:

* Няма достатъчно налично пространство за монтажа на определен измервателен уред;
* Даден инструмент с по-ниска неосъществимост (или такъв, който попада под законен метрологичен контрол) понастоящем не се предлага на пазара;
* Инсталирането на необходимия инструмент ще изисква (продължително) спиране на инсталацията. Последната точка от списъка с водещи символи може също да бъде (и дори по-добре) оспорена, че води до понасяне на неразумно големи разходи.

Само за исторически данни, фактът, че данните от определен източник на данни не са били записани, може да се тълкува като „използването на този източник е технически неосъществимо“. Въпреки това, за данни от мониторинга такава ситуация трябва да се разглежда като пропуск в данните, т.е. операторът трябва да въведе мерки, за да го избегне.

**Неразумно големи разходи**

Операторът може да се стреми да избегне избора на източник на данни, който се намира по-високо в йерархията, описана [в раздел 6.6.1](#_bookmark116), по-специално монтиране на по-скъпо оборудване за измерване или извършване на по-чести анализи, ако такива мерки биха довели до неразумно големи разходи. Що се отнася до техническата неосъществимост, операторът трябва да предостави подходящи доказателства заедно с ПММ, за да може КО[68](#_bookmark126) да реши дали дерогацията е оправдана. Както при MRR, FAR (Приложение VII, раздел 4.2) съдържат ясни правила за определяне на това дали разходите са необосновано високи. Основното правило е да се сравнят разходите, причинени от „по-добрия” източник на данни, спрямо неговата „полза” в сравнение с друг източник на данни, който обикновено вече е наличен (и/или се използва) в инсталацията, или източник на данни, който операторът предлага да използва вместо източника на данни с най-висока точност съгласно

67 Тук може да има допълнителни критерии, ако документите изглеждат попълнени, прозрачни, отбелязани в момента, когато данните са били създадени и не са поправени по-късно и т.н.

68 В случаите, когато КО все още не е одобрил ПММ, верификаторът трябва да вземе решението.

йерархията на подходите. Когато разходите надхвърлят тази полза, разходите се считат за необосновано високи. Въпреки това съществува дефиниран *незначителен* праг. Ако всички разходи, както са определени по-долу, не превишават кумулативно прага, те се считат за разумни. Този праг е 2 000 EUR годишно за нормални инсталации и 500 € за „инсталации с ниски емисии“, както е определено от MRR, Член 47.

Разходи: Подобно на MRR, „разходи“ се отнасят само за *допълнителни* разходи в сравнение с алтернативния източник на данни. Всички съответни разходи трябва да бъдат взети под внимание, т.е. инвестиционни (годишна амортизация въз основа на разумен срок на експлоатация на оборудването), капиталови разходи въз основа на реалистичен лихвен процент, експлоатационни разходи, включително поддръжка, резервни части, разходи за персонал и т.н. В раздел 4.6 на MRR РД 1 е даден пример, а допълнителна информация може да бъде намерена в инструкциите за потребителя на инструмента Excel[69](#_bookmark127) за изчисляване на неразумно големи разходи съгласно MRR, предоставени от Комисията.

Полза: Ползата се изразява въз основа на допускането, че подобрената прецизност на мониторинга може да бъде изразена като финансова стойност на квотите. Подобно на MRR, цената на квотите е фиксирана[70](#_bookmark128) на 20 € за тази цел. Тази цена се умножава с „коефициент на подобрение“ (изразен като квоти или като тонове CO2 годишно). При все това подходът на MRR, основан на праговете на неопределеност за различните равнища, не е приложим съгласно FAR, тъй като не са дефинирани равнища. Коефициентът на подобрение може да се отнася до няколко различни вида набори от данни. Следователно разпоредбите на FAR са по-различни от тези на MRR:

* Правилото по подразбиране е, че коефициентът за подобрение е “*1 % от най-скоро определеното годишно безплатно разпределение на квоти на подинсталацията*”. Това е относително лесно да се определи въз основа на подаването на доклада с базови данни по НМИ от страна на оператора, или - ако е приложимо - на последното подаване относно промени в равнището на дейност.
* Тъй като стойността съгласно предходната точка може да бъде относително висока, операторите могат да избират други, по-специфични коефициенти на подобрение, основани на “*1 % от съответния CO2 еквивалент”:*
  + В случай на пораждащи емисии потоци (включително отпадни газове или други вътрешни пораждащи емисии потоци), коефициентът на подобрение е 1% от неговото „съдържание“ на CO2(т.е. съдържанието на въглерод, умножено по 3,664 [t CO2 / t C]).
  + За емисиите, определени чрез СНИЕ, коефициентът на подобрение е 1% от емисиите на съответния източник на емисии.
  + За измеримата топлинна енергия коефициентът на подобрение е 1% от топлинната енергия, умножена по топлинния показател[71](#_bookmark129);

69 [**https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/monitoring/docs/unreasonable\_costs\_tool\_en.xlsx**](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/monitoring/docs/unreasonable_costs_tool_en.xlsx)

70 Такава фиксирана сума намалява административната тежест за проверка на пазарните цени и осигурява сигурност с течение на времето относно това дали определен подход за мониторинг води до неразумно големи разходи: Ситуацията, дали мярката води до неразумно големи разходи, се променя с течение на времето само поради променящите се разходи на мярката, но не и поради ползата.

71 В този случай от практически съображения изглежда оправдано да се използва последната известна стойност на показателя, т.е. стойността, използвана за предходния период на разпределение, освен ако новата стойност вече не е била публикувана от Комисията. Това би било в съответствие с подхода, посочен за продуктовите показатели (вж. бележката под линия [73](#_bookmark130)).

* + За количества електроенергия, 1% от съответното годишно количество електроенергия, умножено по 0,376 t CO2 /MWh[72](#_bookmark133);
  + За равнища на дейност на подинсталации с продуктов показател (т.е. за количествата производство): 1% от равнището на дейност, умножено по продуктовия показател[73](#_bookmark134).

FAR не определят периода от време като основа за определяне на коефициента на подобрение. Въпреки това, за да направят данните представителни операторите са посъветвани да използват подхода на MRR (т.е. осреднени данни за последните три години, или - когато такива данни не са налични или не са представителни - консервативна оценка на тях).

### Опростена оценка на неопределеността

Концепцията за определяне на неопределеността на измервателния уред се е превърнала в добре установена характеристика на мониторинга и докладването по СТЕ на ЕС, поради съответствието с различните равнища, дефинирани чрез максимално допустими неопределености. Въпреки това темата за оценка на неопределеността често се възприема като една от най-сложните области на мониторинг съгласно MRR. Ето защо Комисията е публикувала няколко документа относно оценката на неопределеността на уебсайта за МДВА по СТЕ на ЕС[74]( \l"_bookmark135"), от които по-специално РД 4 на MRR предоставя добро въведение в темата.

Въпреки това, за FAR оценките на неопределеността са от по-малко значение, тъй като принципите за мониторинг не изискват да се постигне определено равнище, а да се зададе йерархия на различните подходи за мониторинг. Следователно оценка на неопределеността се изисква само ако даден оператор иска да убеди компетентния орган, че даден подход, който се намира по-ниско в йерархията на подходите (вж. [раздел 6.6.1](#_bookmark116)) е „по-добър“ от даден подход, който се намира по-високо в йерархията, където по-високият подход би бил технически осъществими, без да се правят неразумно големи разходи. „По-добър“ в този контекст наистина би означавало, че неопределеността би била по-ниска. Примери за такива ситуации могат да бъдат например:

* Операторът разполага с налични собствени измервателни инструменти и може да докаже, че този, който принадлежи на даден търговския партньор има по-ниска неопределеност;
* Операторът би желал да използва подход на непряко измерване, тъй като е известно, че съществуващите измервателни уреди за пряко определяне на набора от данни са ненадеждни (например изискват необичайно често регулиране);
* Операторът иска да използва инструмент, който позволява автоматично събиране на данни, докато на разположение е друг инструмент, който е подложен на национален законен метрологичен контрол.

В такива ситуации операторът трябва да извърши (опростена) оценка на неопределеността. Вече споменатият ръководен документ[74](#_bookmark132) трябва да се прегледа. FAR обаче не уточняват какво означава „опростена“. Следователно следните предложения могат да бъдат полезни:

72 Това е „коефициентът, посочен в Член 22, параграф 3“, споменат в раздел 4.2, буква д) от Приложение VІІ на FAR.

73 В FAR се уточнява, че в случай, че показателя все още не е бил актуализиран, следва да се използват стойностите на третата фаза (които се съдържат в Приложение I на FAR).

74 За връзката към уебсайта вж. бележка под линия [1.](#_bookmark3) Налице са следните документи относно оценката на неопределеността: MRR РД 4 “Ръководство за оценка на неопределеността”, РД 4а “Ръководство за оценка на неопределеността - пример”; и „Обучение по оценка на неопределеността - събитие за обучение по МиД от 31 май 2016 г.“.

* "Пълната" оценка на неопределеността трябва да вземе предвид:
  + Как се използват показанията на инструмента за изчисляване на разглеждания параметър (например как отделните измервания допринасят за неопределеността през цялата година на докладване). В случай на непряко определяне, законът за разпространение на грешките трябва да се прилага съответно за отделните измервания.
  + Уточнената неопределеност на инструмента (въз основа на максимално допустимата грешка (МДГ), предоставена в законодателството, или спецификациите на производителя, или взета от сертификат за калибриране и др.)
  + Фактори, които влияят на неопределеността при използване (напр. дали условията на употреба са в съответствие със спецификациите, дали стареенето, корозията или други системни източници на грешки играят роля и т.н.)
  + Други фактори, като например „граници на безопасност“ за неизвестни източници на грешки.

При извършване на *опростена* оценка на несигурността операторът следва да използва експертна преценка (напр. въз основа на опита, натрупан от оценките на неопределеността, които операторът вече е извършил за ПМ съгласно ПММ), за да реши кои от горните фактори, посочени в последните две точки от списъка с водещи символи, могат да бъде пренебрегнати, ако не са леснодостъпни. Например, когато има налична информация за „максимално допустимата грешка при работни условия“ (МДГРУ), последната може да бъде полезна като неопределеността на единичното измерване, тъй като вече съдържа граница на безопасност в сравнение с МДГ. Когато съществуват повече съмнения (например, условията на околната среда на инструмента са много по-нарушени, отколкото е позволено по спецификацията на инструмента), операторът трябва да положи разумни усилия, за да оцени поне някои по-важни влияещи фактори.

## Работа със съоръжения, използвани от няколко подинсталации

[Както вече беше споменато за примера, представен в раздел 4.5](#_bookmark49), физическите съоръжения не са *зададени* на отделни подинсталации по същия начин, както входящите потоци, изходящите потоци и емисиите. Задаването на физически съоръжения е само средство за по-добро разбиране на ПММ и следователно трябва да бъде описано в ПММ (като част от описанието на инсталацията и нейните процеси) и в съответните диаграми (напр. за идентифициране къде трябва да се определят данните за извършване на разделяне според подинсталациите).

Когато физическите съоръжения се използват от няколко подинсталации, задаването на данни на подинсталации - или поне начина, по който трябва да бъде попълнен доклада с базови данни - понякога може да бъде възможно по различни начини. Следователно образецът на доклада с базови данни по НМИ съдържа специална опция за обработка на съответните данни (по-специално топлинни потоци, но също и пораждащи емисии потоци / свързани емисионни фактори) отделно от данните, които могат да бъдат незабавно зададени на подинсталациите. Това обаче не трябва да води до разглеждане на такива съвместно използвани съоръжения като отделни от подинсталациите или дори като самостоятелни подинсталации.

[Пример MH-4 в Приложение А (раздел 7.3.3](#_bookmark191)) прави предположение за такъв случай, че първо измеримата топлинна енергия от съвместно използвания котел е зададена на подинсталацията, но съответното вложено гориво е зададено на 0 в образеца за докладване за всяка подинсталация. Това е необходимо само за проверка за съгласуваност и за гарантиране, че всички оператори докладват за подобни ситуации по същия начин. Въпреки това, вложеното гориво и свързаните с това емисии могат да бъдат определени с помощта на подробния топлинен

баланс, предоставен за всяка подинсталация, където топлинната енергия, идваща от дадено съоръжение, обслужващо няколко подинсталации, ще се счита за „входящ поток“. Имайте предвид, че горепосоченото се отнася само за “*начина на попълване на образеца*”. Това не противоречи на факта, че горивата и техните емисии трябва да се задават на подинсталации.

На практика, по-специално за задаването на измерима топлинна енергия от един котел/агрегат за КПТЕ на няколко подинсталации, точното разделяне между различните подинсталации с топлинен показател се определя, като се използва топлинния баланс (раздел E.II от образеца), и свързаните с това емисии от вложеното гориво след това се определят пропорционално спрямо разделянето на топлинната енергия, [като се прилага последната точка от раздел 10.1.1 от Приложение VІІ към FAR (както е споменато в раздел 6.4](#_bookmark110) и бележка под линия [58](#_bookmark111)).

## Мониторинг на производствените нива

FAR не съдържа много правила, предназначени за мониторинг на производствените нива. Ясно е обаче, че производствените нива са в основата на мониторинга по FAR. За обобщаване на изискванията тук може да се каже следното:

* [Както вече беше обяснено в раздел 4.2](#_bookmark32) и в примера, представен в раздел [4.5](#_bookmark49), следните елементи трябва да бъдат подложени на мониторинг за всяка подинсталация:
  + Идентичността/качеството на продукта („какво е произведено?“, включително по-специално кой код по PRODCOM или друг параметър е приложим за гарантиране, че продуктът отговаря на определението на продукта за конкретната подинсталация[75]( \l"_bookmark139")) и
  + Количеството на продукта. В случай на продуктови показатели това се основава на референтното състояние, както е определено в Приложение I на FAR. Това може да изисква мониторинг на допълнителни параметри в съответствие с Приложения II и III на FAR. В случай на резервни подинсталации, продуктите трябва да се докладват най-малкото както са детайлизирани като съответния код по PRODCOM или NACE, използван в Списъка на отраслите, в които съществува риск от изтичане на въглерод.
* За избор на подходи за мониторинг се прилага йерархията за „материали и горива“ (вж. [раздел 6.6.1](#_bookmark116)); В много случаи фактури към клиенти или други данни, използвани за финансови цели (и също така одитирани; това може да включва данни за стоковите запаси), ще бъдат полезни източници на данни.

За продуктовите показатели следва да се вземе предвид следният подробен поетапен подход. Операторът трябва да:

* Идентифицира всички продукти, които са от значение за подинсталацията в съответствие с Приложение I към FAR;
* Определи годишните некоригирани количества продукти в тонове на година[76](#_bookmark140),[77](#_bookmark141);

75 FAR Приложение VI изисква за всяка подинсталация (т.е. включително резервните подинсталации) операторът да има *процедура* за проследяване на произведените продукти и техните кодове по PRODCOM. Подробни изисквания за тази процедура са очертани в Приложение VІІ, раздел 9.

76 Или друга подходяща мерна единица на година (напр. m3 и т.н.).

77 Раздел 5 от Приложение VII на FAR съдържа съответните разпоредби за тази цел. Тъй като те са идентични с подобни разпоредби за MRR, тук не са дадени допълнителни указания. Раздел 6.1.2 на MRR РД 1 може да бъде разгледан за повече информация.

* Когато Приложение I на FAR се отнася до специфично съдържание на влага, чистота, концентрация или друго специфично състояние,
  + [определи действителното състояние (вж. раздел 6.6.1](#_bookmark116), подзаглавие „Свойства на материалите“); и
  + определи коригираното количество на продукта, който трябва да се докладва като годишно ниво на дейност;
* Когато данните за няколко продукта, попадащи в рамките на една и съща подинсталация, се определят отделно в съответствие с предходните точки, добавя коригираните годишни производствени данни за докладване като годишно ниво на дейност;
* Когато в съответствие с Приложение II или III от FAR се изискват допълнителни параметри за определяне на годишното ниво на дейност на подинсталацията, определя годишните стойности или средните годишни стойности, както се изисква, за тези допълнителни параметри и изчислява годишните параметри, изисквани за доклада с базови данни.
* За избягване на двойно отчитане, операторът гарантира, че продуктите, върнати в производствения процес, се приспадат от годишните равнища на дейност, както е подходящо в съответствие с определенията на продуктите в съответствие с Приложение I на FAR.

## Мониторинг на измеримата топлинна енергия

[Както вече бе обяснено накратко в раздел 4.7](#_bookmark60), цялата измерима топлинна енергия съгласно FAR трябва да се разбира като „нетна топлинна енергия“, т.е. разликата между енталпията, постъпваща в процеса на потребление на топлинна енергия и енталпията, връщаща се от този процес[78](#_bookmark143). Следователно за прецизен мониторинг на такива количества топлинна енергия се изисква определянето на няколко параметъра:

* Дебитът на топлоносителя (най-подходящ е масовия дебит) към процеса
* Състояние на топлоносителя, постъпващ в процеса на потребление на топлинна енергия; където „състоянието“ включва всички параметри, които са от значение за определянето на специфичната енталпия на топлоносителя:
  + Вид на топлоносителя (гореща вода, пара, разтопена сол или метал, разтвори или дисперсии от различни материали и др.);
  + Температура;
  + Налягане (в случай на пара или други газове);
  + Информация за насищане/прегряване в случай на пара;
  + Концентрация за разтвори;
  + и т.н.
* Състояние на топлоносителя, напускащ процеса на потребление на топлинна енергия;
* Ако скоростта на потока на върнатия топлоносител е различна от предния поток или е неизвестна, са необходими подходящи допускания за неговата енталпия.

78 Както е споменато и в раздел [4.7,](#_bookmark60) потребителят на топлинна енергия може да бъде процес в рамките на инсталацията, в същата или друга подинсталация, или извън инсталацията. Също така производството на "енергия за охлаждане" (чрез използване на абсорбционна термопомпа) се счита за процес на потребление на топлинна енергия.

Такова определяне е трудна задача, по-специално защото промишлените инсталации понякога имат сложни топлинни мрежи с няколко топлинни източника и множество потребители.

Ето защо в раздел 7.2 от Приложение VII на FAR са дадени следните методологии за определяне на нетните количества на измеримата топлинна енергия[79](#_bookmark145):

* Метод 1: Чрез използване на измервания: В този метод са известни всички необходими параметри[80](#_bookmark146), както са изброени по-горе. В случай, че кондензатът не бъде върнат или дебита му е неизвестен, трябва да се използва еталонна температура от 90°C.
* Метод 2: Този метод е предназначен само за исторически данни, тъй като се отнася до *„документи, основани на методи за измерване или оценка*[“. Следва да се вземат предвид насоките, предвидени в раздел 6.6.1](#_bookmark116), подзаглавие 4 („Допълнителни указания за исторически данни“).
* Метод 3: Той се основава на вложената енергия от всички горива и определя нетния топлинен поток въз основа на известната ефективност на котела. Той се отнася до „измерена ефективност“, тъй като на оператора се препоръчва да го измерва *„за сравнително дълъг период“*. Като алтернативен вариант, ефективността може да бъде взета от документацията на производителя на котела (което очевидно е по-малко предпочитаният подход, като се има предвид общата йерархия на подходите). Метод 3 като [цяло се счита изрично за такъв с по-ниска точност от метод 1 (вж. раздел 6.6.1](#_bookmark116), подзаглавие 2 „Енергийни потоци“).
* Метод 4 е предназначен за ситуация, в която „всичко друго се проваля“: Той е същият като метод 3, но за неизвестни ефективности на котела. По-скоро консервативното допускане е, че ефективността би била 70%.

## Правила за Комбинирано производство на топлинна енергия и електроенергия (КПТЕ)

[В допълнение към правилата за мониторинг на топлинна енергия, обяснени в раздел 6.9](#_bookmark142), има още една тема, която изисква внимание, когато се използва КПТЕ (Комбинирано производство на топлинна енергия и електроенергия, наричано също когенерация). В този случай емисиите трябва да бъдат разделени на една част за топлинна енергия и една част за електроенергия. Тъй като това е един неделим процес, трябва да се направят допускания. За да се осигури съгласуваност с фаза 3 от СТЕ на ЕС и с насоките на Комисията, предвидени за възможността за преходно безплатно разпределение за модернизация на енергийния сектор (приложимо само в някои държави-членки) въз основа на член 10в от Директивата за СТЕ на ЕС[81](#_bookmark147), FAR изискват специална формула, която да се използва за извършване на разделянето (FAR Приложение VII, раздел 8) Формулата

79 Тъй като този раздел от FAR е написан на технически, а не на правен език, той би трябвало да е ясен без прекалено много допълнителни насоки. Следователно в настоящия документ той не е възпроизведен изцяло. Освен това се предполага, че операторите са запознати с изброените там методи, тъй както те са били предоставени в ръководен документ за фаза 3 преди това.

80 Съответните параметри са в частност температура, налягане, състояние (насищане или степен на прегряване) на предадения, както и върнатия топлоносител и (обемния) дебит на топлоносителя. Въз основа на измерените стойности операторът определя енталпията и специфичния обем на топлоносителя, като използва подходящи таблици за пара или инженерен софтуер.

81 Съобщение на Комисията от 29 март 2011 г. относно насоки за методологията за преходно разпределение на безплатни квоти за емисии на инсталации във връзка с производството на електроенергия в съответствие с член 10в, параграф 3 от Директива 2003/87/ЕО, С (2011) 1983 окончателен.

е в съответствие и с подхода за определяне дали КПТЕ може да се счита за „високоефективна когенерация“ в съответствие с Директивата за енергийна ефективност[82](#_bookmark150) и следователно се основава на съответните еталонни ефективности за отделно производство на топлинна енергия и електроенергия[83](#_bookmark151).

Тъй като този раздел от FAR е доста очевиден, той не се възпроизвежда изцяло тук. Въпреки това, за целите на МДВ операторът трябва да има предвид, че еталонните ефективности, която трябва да се използват за изчисленията, следва да бъдат изрично включени в ПММ.

## Правила за пренос на топлинни потоци извън границите на инсталациите

Преносът на измерима топлинна енергия през границите на инсталацията може да окаже значително въздействие върху свободното разпределение на инсталацията. Ръководен документ № 6 от тази поредица („Топлинни потоци извън границите на инсталациите“) предоставя обширна информация по тази тема.

От гледна точка на МДВ тези правила означават, че операторът трябва да гарантира, че ПММ съдържа всички необходими разпоредби за следното:

* Когато дадена инсталация получава измерима топлинна енергия, операторът определя *отделно* количеството топлинна енергия, получена от инсталации, които са в обхвата на СТЕ на ЕС, и топлинната енергия, получена от обекти извън СТЕ на ЕС като например районни топлофикационни мрежи.
* Когато дадена инсталация консумира измерима топлинна енергия, подадена от подинсталация с продуктов показател за азотна киселина[84](#_bookmark152), операторът определя това количество консумирана топлинна енергия отделно от другата измерима топлинна енергия.
* Когато дадена инсталация подава измерима топлинна енергия, операторът определя *отделно* количеството топлинна енергия, подавана към инсталации, които са в обхвата на СТЕ на ЕС, и топлинната енергия, подавана към обекти извън СТЕ на ЕС. (в последния случай се изисква разграничение за използването на подинсталация с топлинен показател с изместване на въглеродни емисии и подинсталация с топлинен показател без изместване на въглеродни емисии). Освен това операторът определя отделно количествата топлинна енергия, които са свързани с топлофикационна мрежа. Обърнете внимание на правилата, приложими за разграничаването на количествата подавана извън инсталацията топлинна енергия, както е [разгледано в раздел 6.12](#_bookmark149), подзаглавие 2.

## Подробен топлинен баланс

Забележка: Този раздел е релевантен само за

* инсталации, които имат потоци измерима топлинна енергия, които не са зададени на подинсталации с продуктови показатели;
* инсталации, при които има получаване или подаване на измерима топлинна енергия;

82 Директива 2012/27/ЕС

83 Тези референтни стойности са установени в Делегиран регламент (ЕС) 2015/2402 на Комисията, който също е цитиран в FAR.

84 Тази подинсталация може да бъде част от същата инсталация.

* инсталации, където измерима топлинна енергия се прехвърля между подинсталации; или
* инсталации, където се използва топлинна енергия от производството на азотна киселина.

Тъй като съгласно FAR някои видове получавания и подавания на измерима топлинна енергия не отговарят на изискванията за разпределяне, точното определяне на топлинната енергия, която отговаря на изискванията, може да бъде взискателно, както показва образеца на доклада с базови данни. Операторът трябва да се увери, че всеки параметър в следващия поетапен подход е подложен на мониторинг (и включен в ПММ по подходящ начин[85](#_bookmark153)), ако е от значение на равнището на инсталацията. Стъпките за определяне на границите и годишното ниво на дейност на подинсталациите с топлинен показател са:

1. **Топлинен баланс**

* Определяне на годишните количества на всички потоци измерима топлинна енергия, както се изисква за изчислението по-долу;
* Определяне на *Qprod* като общото годишно количество измерима топлинна енергия, произведена в рамките на инсталацията, с изключение на измеримата топлинна енергия, произведена в подинсталация с продуктов показател за азотна киселина;
* Определяне на *QETS\_import* като сумата от годишните количества измерима топлинна енергия, получавана от инсталации, включени в СТЕ на ЕС;
* Определяне на *QnonETS\_import* като сумата от годишните количества измерима топлинна енергия, получавана от обекти, които не са включени в СТЕ на ЕС. Когато измеримата топлинна енергия, произведена в подинсталация с продуктов показател за азотна киселина, се произвежда в инсталацията или се получава от инсталация, включена в СТЕ на ЕС, съответното количество топлинна енергия се включва в количеството *QnonETS\_import*;
* Изчисляване на общото количество налична измерима топлинна енергия *Qtotal* = *Qprod* + *QETS\_import* + *QnonETS\_import*
* Изчисляване на общото налично годишно количество “топлинна енергия от инсталация по СТЕ” *QETS* = *Qprod* + *QETS\_import* и общото налично годишно количество “топлинна енергия от инсталация извън СТЕ” *Qnon-ETS* = *QnonETS\_import*
* Изчисляване на съотношението между „топлинната енергия от инсталация по СТЕ“ към „общото количество топлинна енергия“ *RETS* = *QETS* / *Qtotal*
* Ако в инсталацията се произвежда електроенергия от измерима топлинна енергия, се изважда съответното количество измерима топлинна енергия *QEl.prod* от *Qtotal*, за да се получи *Qtotal,1* = *Qtotal* – *QEl.prod*.
* Ако количеството топлинна енергия *QEl.prod* може да се разграничи като „топлинна енергия от инсталация по СТЕ“ или „топлинна енергия от инсталация извън СТЕ“, въз основа на използвания топлоносител или неговите параметри (температура, налягане и т.н.), то трябва да се извади от съответното количество топлинна енергия, както е уместно:

*QETS,1* = *QETS* – *QEl.prod* или *Qnon-ETS,1* = *Qnon-ETS* – *QEl.prod*

Ако такова разграничение не е възможно, то „топлинната енергия от инсталация по СТЕ“ и „топлинната енергия от инсталация извън СТЕ“ се коригират, като се използва съотношението на топлинна енергия от инсталация по СТЕ, както следва:

*QETS,1* = *QETS* – *RETS* ∙ *QEl.prod* и *Qnon-ETS,1* = *Qnon-ETS* – (1 – *RETS*) ∙ *QEl.prod*

* Определяне на годишните количества измерима топлинна енергия, консумирана от подинсталации с продуктови показатели. Тъй като изчисляването на безплатното разпределение изисква идентифицирането на всякаква „топлинна енергия от инсталация извън СТЕ“, консумирана в подинсталации с продуктов показател, съответното изчисление се извършва, както следва:

*QETS,2* = *QETS,1* – ∑ *QETS,prodBM,j* и *Qnon-ETS,2* = *Qnon-ETS,1* – ∑ *Qnon-ETS,prodBM,j*

където *QETS,prodBM,j* са количествата „топлинна енергия от инсталация по СТЕ“, консумирана от инсталация с продуктов показател *j* и *Qnon-ETS,prodBM,j* са количествата „топлинна енергия от инсталация извън СТЕ“,

85 За необходимия брой точки на измерване и тяхното поставяне вж. раздел [6.3.](#_bookmark102)

консумирана от подинсталацията с продуктов показател *j*.

* Ако измеримата топлинна енергия се подава към инсталации, включени в обхвата на СТЕ на ЕС, съответното годишно количество измерима топлинна енергия трябва да се извади от „топлинна енергия от инсталация по СТЕ“, както следва:

*QETS,3* = *QETS,2* – ∑ *Qexport.ETS,n*

където *Qexport.ETS,n* са годишните количества измерима топлинна енергия, подавана към инсталация *n*.

* Коригираното „СТЕ съотношение“ се изчислява, както следва: *RETS,corr* = *QETS,3* / (*QETS,3* + *Qnon-ETS,2*)
* Годишното количество измерима топлинна енергия, консумирана в рамките на инсталацията, отговарящо на изискванията за топлинния показател, се определя като *Qcons.heatBM* = *Qcons.total* – *QEl.prod* – ∑ *QETS,prodBM,j* – *Qloss*, където *Qcons.total* е общото количество измерима топлинна енергия, консумирана в рамките на инсталацията и *Qloss* е стойността за оценените годишни топлинни загуби в рамките на инсталацията. Като алтернативна възможност, количеството *Qcons.heatBM* може да бъде определено въз основа на директни измервания и *Qloss* се определя въз основа на това уравнение с цел проверка на правдоподобността.
* Сумата от годишните количества измерима топлинна енергия, подавана към обекти извън СТЕ *m* се определя като *Qexport.nonETS* = ∑ *Qexport.nonETS,m*
* Общото годишно количество измерима топлинна енергия, което отговаря на изискванията за разпределяне съобразно подинсталацията с топлинен показател с изместване на въглеродни емисии, подинсталацията с топлинен показател без изместване на въглеродни емисии или подинсталацията на топлофикационна мрежа, *QheatBM*, като входни данни за разделянето, се определя, както следва: *QheatBM* = *RETS,corr* ∙ (*Qcons.heatBM* + *Qexport.nonETS*)

Когато количеството топлинна енергия Q е изчислено като отрицателна стойност във всеки момент по-горе, то се задава на нула, за да се избегнат отрицателните стойности на разпределение. След това разделянето на подинсталация с топлинен показател с изместване на въглеродни емисии, подинсталация с топлинен показател без изместване на въглеродни емисии или подинсталация на топлофикационна мрежа, може да се извърши, както следва.

1. **Разделяне на измеримата топлинна енергия на подходящите подинсталации**

[Когато оператора не използва „правилото за 95%“ като дерогация (вж. раздел 4.4](#_bookmark47)), операторът следва да раздели отговарящото на изискванията годишно количество измерима топлинна енергия QheatBM, за да определи годишните равнища на дейност на подинсталацията с топлинен показател с изместване на въглеродни емисии, подинсталацията с топлинен показател без изместване на въглеродни емисии и подинсталацията на топлофикационна мрежа, като отчита следния процес, както се изисква в член 10, параграф 4 от FAR:

* Операторът следва да идентифицира съответната част от измеримата топлинна енергия, подавана за целите на централизирано отопление и да я зададе на подинсталацията на топлофикационна мрежа само дотолкова, доколкото операторът може да предостави доказателство на КО, че използването на топлинна енергия съответства на [определението за топлофикационна мрежа, предоставено от FAR (вж. раздел 4.7](#_bookmark60) за определението). Такива доказателства могат да бъдат напр. фактури към потребителите на топлинна енергия, от които може да се заключи, че използването на топлинна енергия е за отопление на помещения и за производство на топла вода, но не и за промишлени цели[86](#_bookmark154);

86 РД 2 уточнява следния прагматичен подход за предоставяне на подходящи доказателства:

* *В случаи на топлинна енергия с ниска температура (с проектна температура под 130 °C в точката на входа на генератора на топлинна енергия към топлофикационната мрежа), подадена към дадена топлофикационна мрежа, може да се предположи, че условията на определението за районно отопление са изпълнени.*
* *В случай на проектна температура от 130°C и повече, топлинната енергия ще се счита за доставена към топлофикационната мрежа само в случай, че генераторът на топлинна енергия предостави подходящи доказателства, напр. чрез данни за годишни продажби*
* За други количествата подавана извън инсталацията топлинна енергия към обекти, които са извън обхвата на СТЕ, операторът следва да предположи, че те принадлежат към подинсталацията с топлинен показател без изместване на въглеродни емисии, с изключение на количествата измерима топлинна енергия, за които операторът предоставя доказателства, удовлетворяващи компетентния орган, че потребителят на измеримата топлинна енергия принадлежи към даден отрасъл или подотрастъл, за който се счита, че е изложен на значителен риск от изместване на въглеродни емисии (т.е. отрасъл, намерен в Списъка на отраслите, в които съществува риск от изтичане на въглерод (CLL)).
* За измеримата топлинна енергия, консумирана в рамките на инсталацията, операторът следва да определи дали процесите, консумиращи топлинна енергия, обслужват отрасли, намерени в CLL, като използва кодовете по PRODCOM, определени чрез прилагане на съответната процедура, описана в ПММ[75](#_bookmark138).

## Определяне на границите на подинсталациите с горивен показател

**Стъпка 1: Определяне на допустимите количества гориво**

За определяне на границите и годишните равнища на дейност на подинсталациите с горивен показател, преди да се извърши разделянето в съответствие с риска от изместване на въглеродни емисии, операторът следва да определи „допустимото“ количество неизмерима топлинна енергия, изразено в тераджаули, както следва:

* Отправната точка е общата вложена енергия в инсталацията под формата на горива (включително отпадни газове, подавани от други инсталации), определена на базата на долната топлина на изгаряне, както е подложена на мониторинг въз основа на одобрения ПМ съгласно ПММ, минус енергията, която се съдържа в пораждащите емисии потоци, които напускат инсталациите, ако се прилага подхода на масовия баланс;
* Общата вложена енергия, както е определена по предходната точка, се намалява (без двойно отчитане) с
  + енергийното съдържание на горивата, използвани за производството на електроенергия;
  + енергийното съдържание на горивата, използвани за производството на измерима топлинна енергия;
  + енергийното съдържание на всички горива, зададени на подинсталациите с продуктови показатели;
* когато се извършва изгаряне във факел *различно от необходимото за безопасността изгаряне във факел* извън дадена подинсталация с продуктов показател, енергийното съдържание, определено в предходната точка, се намалява допълнително от енергийното съдържание на изгорелите във факел газове и свързаните с тях поддържащи горива, използвани за изгарянето;

За целите на потвърждаването операторът следва да гарантира, че енергийното съдържание на идентифицираните горива се използва само за следните цели:

* + за производството на продукти, които не са обхванати от даден продуктов показател;
  + за производство на механична енергия, различна от използваната за производство на електроенергия; или

*(за целия базов период) ясно посочващо количеството продадена топлинна енергия за отопление или охлаждане на помещения или за производство на топла вода за битови нужди.*

*И в двата случая генераторът на топлинна енергия трябва да потвърди, че топлинната енергия, докладвана като за топлофикационна мрежа, не подлежи на безплатно разпределение към други инсталации от СТЕ.*

* + за отопление[87](#_bookmark157) или охлаждане (включително отопление или охлаждане на помещения, нагряване на вода, технологично отопление и др.).

Други употреби на гориво (например за третиране на отпадъци без оползотворяване на топлинната енергия) няма да отговарят на изискванията за подинсталации с горивен показател.

Освен това операторът гарантира, че - за да се избегне двойно отчитане -

* + Горивата, използвани като редуциращ агент или за химически синтез, не трябва да се считат за вложено гориво в дадена подинсталация с горивен показател;
  + Всяко гориво, което в крайна сметка ще попадне в отпаден газ, не е включено.

Когато измеримата топлинна енергия се оползотворява от димните газове след използването на неизмерима топлинна енергия, за да се избегне двойно отчитане, операторът изважда съответното количество нетна измерима топлинна енергия (т.е. топлинната енергия, получена от този процес на оползотворяване), разделена на еталонна ефективност от 90% от вложеното гориво (член 10, параграф 5, буква к)).

Получената вложена енергия се счита за годишното производство на неизмерима топлинна енергия, отговаряща на изискванията за разпределение съобразно подинсталациите с горивен показател.

**Стъпка 2: Разделяне на горивния показател в подинсталации с изместване на въглеродни емисии и подинсталации без изместване на въглеродни емисии**

[Когато операторът не използва „правилото за 95%“ като дерогация (вж. раздел 4.4](#_bookmark47)), операторът следва да раздели допустимото годишно количество неизмерима топлинна енергия, определено по-горе, в съответствие с експозицията на изместване на въглеродни емисии на процесите, при които се консумира топлинната енергия с помощта на кодовете на PRODCOM, които са определение чрез прилагане на съответната процедура, посочена в ПММ[75](#_bookmark138).

**Стъпка 3: Определяне на нуждите от мониторинг**

След извършване на стъпки 1 и 2, операторът трябва да определи кои горива се нуждаят от допълнителен мониторинг в сравнение с ПМ съгласно ПММ. Имайте предвид, че изчислителните коефициенти рядко се нуждаят от отделно определяне. Това би било необходимо, ако напр. два различни вида въглища бяха използвани във физически съоръжения, зададени на различни подинсталации, в малко вероятния случай, че в ПМ тези два вида въглища бяха третирани като един единствен пораждащ емисии поток (състоящ се от смес от двата вида въглища). Следователно, обикновено само количествата горива трябва да се разделят на подинсталация, и всяко гориво се нуждае от отделен мониторинг на равнище подинсталация само ако е релевантно за повече от една подинсталация.

## Определяне на границите на подинсталациите с технологични емисии

**Стъпка 1: Граници на системата**

За определяне на границите на системата и годишните равнища на дейност на подинсталациите с технологични емисии преди извършването на разделянето в съответствие с експозицията на изместване на въглеродни емисии, операторът следва да определи допустимото количество емисии, изразено в t CO2 (e), както следва:

87 Предварителното загряване на горивата се счита за част от процеса на генериране на топлинна енергия, т.е. преброяването му тук отделно като “отопление” би довело до двойно отчитане на това количество топлинна енергия.

* Отправната точка са общото количество емисии на инсталацията, както са подложени на мониторинг въз основа на одобрения ПМ съгласно ПММ, с изключение на емисиите от изгарянето на отпадни газове;
* Тези емисии се намаляват с всички емисии, зададени на подинсталациите с продуктов показател, подинсталациите с топлинен показател и подинсталациите с горивен показател, включително емисиите, предизвикани от пораждащи емисии потоци, използвани за очистване на димни газове от горивни дейности в рамките на тези подинсталации;
* Получените в резултат на това емисии се намаляват допълнително с емисии, произтичащи от производството на електроенергия, емисии, свързани с оползотворяването на измерима топлинна енергия (в съответствие с [член 10, параграф 5, буква к) от FAR, вж. раздел 4.4](#_bookmark47)), емисии, свързани с производството на измерима топлинна енергия, подавана към инсталации, включени в СТЕ на ЕС и емисии, произтичащи от изгаряне във факел, различно от необходимото за безопасността изгаряне във факел, което не е включено в подинсталациите с продуктови показатели;
* Получените в резултат на това емисии се вземат предвид при следващата стъпка, при условие че операторът предостави доказателства, удовлетворяващи компетентния орган, че емисиите отговарят на поне един от следните критерии:
  + Емисиите се състоят от парникови газове, различни от CO2; или
  + Емисиите са породени от процесите, изброени в член 2, параграф 10 от FAR, и не са породени от процесите на очистване на димните газове;
* Когато инсталацията произвежда отпадни газове[88](#_bookmark158),[89](#_bookmark159) които не се произвеждат в рамките на дадена подинсталация с продуктов показател, се добавя количество емисиите *EmWG* [90](#_bookmark160), към емисиите, определени съгласно предходните точки. *EmWG* се изчислява, както следва:

*EmWG = VWG NCVWG (EFWG-EFNG Corr*𝜂*)*

Където *VWG* е обемът на произвеждания отпаден газ (който не е изгорен във факел), изразен като Nm3 или

t, *NCVWG* е долната топлина на изгаряне на отпадния газ, изразена като TJ/Nm3 или TJ/t, *EFWG* е емисионния фактор на отпадния газ, изразен като t CO2/TJ, *EFNG* е емисионния фактор на природния газ (56.1 t CO2/TJ) и *Corrη* е коефициент, който отчита разликата в к.п.д. между използването на отпадния газ и използването на еталонното гориво природен газ Стойността по подразбиране за този коефициент е 0,667.

Получените в резултат на това емисии се считат за годишните технологични емисии, които отговарят на изискванията за разпределение съобразно подинсталациите с технологични емисии.

**Стъпка 2: Разделяне на технологичните емисии на подинсталации с изместване на въглеродни емисии и подинсталации без изместване на въглеродни емисии**

[Когато операторът не използва „правилото за 95%“ като дерогация (вж. раздел 4.4](#_bookmark47)), операторът следва да раздели отговарящите на изискванията годишни технологични емисии, определени по-горе, в съответствие с

88 Когато емисионният фактор на отпадния газ е по-нисък от емисионния фактор на природния газ, умножен по коефициента за корекция на к.п.д., тази формула би довела до добавяне на отрицателна стойност. Следователно такива отпадни газове трябва да се третират като нормални горива.

89 Прилага се специално правило, при което не се използват отпадни газове, възникващи извън границите на продуктовите показатели, главно в случаи на отворени пещи (член 10, параграф 5, точка и) от FAR). Повече информация е представена в РД 8 („Отпадни газове и подинсталации с технологични емисии“).

90 Отбележете, че подходът е представен по различен начин, отколкото в раздел [7.3](#_bookmark178) относно зададените емисии. Тук отпадните газове се добавят сравнително късно (в първата точка от списъка с водещи символи се казва „с изключение на емисиите от отпадни газове“). Въпреки това, в раздел [7.3](#_bookmark178) логиката е да се започне от емисиите в съответствие с ПМ съгласно ПММ, след което се прави корекция за *отвеждане* на отпадни газове. И двата подхода са напълно съвместими.

експозицията на изместване на въглеродни емисии на процесите, при които топлинната енергия се консумира с помощта на кодовете по PRODCOM, определени чрез прилагане на съответната процедура, посочена в ПММ[75](#_bookmark138).

**Стъпка 3: Определяне на нуждите от мониторинг**

След извършване на стъпки 1 и 2, операторът трябва да определи кои пораждащи емисии потоци се нуждаят от допълнителен мониторинг в сравнение с ПМ съгласно ПММ. Що се отнася до подинсталацията с горивен показател, рядко ще е необходимо да се определят изчислителните коефициенти поотделно на подинсталация. Обикновено трябва да се разделят само количествата на пораждащите емисии потоци и само ако са релевантни за повече от една подинсталация.

## Правила за Отпадни газове

Значението на отпадните газове поради някои специфични правила за разпределение е обяснено в настоящия [документ в раздели 4.2](#_bookmark32), [7.3](#_bookmark178) и [6.14](#_bookmark156). Допълнителни подробности за тяхното третиране по отношение на правилата за разпределение са дадени в РД 8 („Отпадни газове и инсталация с технологични емисии“). От гледна точка на МДВ може да се обобщи следното:

* Отпадните газове представляват пораждащи емисии потоци като другите горива и следователно могат да бъдат подлагани на мониторинг, като се използват правилата, предоставени в MRR (обърнете внимание по-специално на правилото за „присъщия CO2“, т.е. , CO2, който вече се съдържа в пораждащия емисии поток, се отчита чрез включване в емисионния му фактор). Въпреки това, когато отпадните газове са релевантни за повече от една подинсталация, трябва да се определят съответните разделяния.
* Отпадните газове могат да възникнат като „вътрешни пораждащи емисии потоци“, които не са споменати в ПМ съгласно ПММ. В този случай не се прилагат изисквания за равнище на MRR. Прилага се обаче йерархията [на подходите (вж. раздел 6.6.1](#_bookmark116)) по отношение на източниците на данни с най-висока точност.

## Мониторинг на електроенергията

Има две причини, поради които количествата електроенергия трябва да бъдат подложени на мониторинг за FAR:

* Ако в инсталацията има производство на електроенергия, се изисква баланс на цялата получавана, произведена, консумирана и подавана електроенергия на равнище инсталация. Това е за потвърждаване на пълнотата на данните за горивото и топлинната енергия в инсталацията, тъй като в този случай по-малко от 100% от входящите потоци, изходящите потоци и емисиите са зададени на подинсталациите (вж. също полето на страница [22](#_bookmark44)).
* Ако дадена подинсталация с продуктов показател е от значение на равнището на инсталацията, за която в Приложение I на FAR е посочено, че е от значение „взаимозаменяемостта между електроенергията и горивата“, трябва да се подложи на мониторинг съответното количество взаимозаменяема електроенергия.

За целите на МДВ това има следните последици:

* Електромерите трябва да бъдат монтирани в съответните точки за измерване. При липсата на измервателни уреди най-подходящият метод за оценка е комбинация от работните часове с номинална ефективност (за производство на електроенергия) или номинална мощност на потребителите (за потребление на електроенергия).
* Въпреки че не е уточнено от FAR, изглежда логично измерването да се прилага за ефективна мощност, а не за пълна мощност (комплексна мощност). Т.е. трябва да се измерва само компонента на активната мощност, а реактивната мощност трябва да се пренебрегва[91](#_bookmark163).
* По отношение на подинсталациите, при които е от значение взаимозаменяемостта на електроенергията и горивата, операторът следва да гарантира:
  + точките на измерване се отнасят само до специфични части от подинсталацията, които са посочени в Приложение I към FAR; и че
  + операторът установява, документира, прилага и поддържа процедура за редовна проверка дали инсталацията е била променена, така че съответните части, консумиращи електроенергия, са били добавени или премахнати от инсталацията, и съответно, ако е уместно, за изменение на ПММ.

91 Ако много високо фазово изместване доведе оператора до заключението, че мониторинга на комплексната мощност би било по-подходящо, на КО следва да се предостави обосновка. Ако КО се съгласи, това следва да бъде посочено в ПММ, а пълният баланс на електроенергията трябва последователно да се базира на този вид измервания.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А - ЦЕНТРАЛНИ КОНЦЕПЦИИ

## Какви са показателите и подинсталациите в СТЕ на ЕС?

**Показателите** са средство за сравняване на производителността на аналогични предприятия с референтна стойност, която се нарича показател[92](#_bookmark167). Поради ограничението за „аналогични предприятия” е важно да се гарантира, че само подобни неща се сравняват помежду си. Например, не е полезно да се сравнява потреблението на енергия при производство на хартия с това при производство на цимент. За целите на СТЕ на ЕС показателите са свързани с ефективността по отношение на емисиите на парникови газове от производствените процеси, изразена като интензивност на емисиите на парникови газове (ПГ), по-специално като „преки емисии [t CO2(e)] на тон продукт“, като показателя е зададен като средната ефективността по отношение на емисиите на парникови газове от 10% от най-добрите инсталации в сектора в ЕС (Член 10а, параграф 2 от Директивата за СТЕ на ЕС), както е показано на [Фигура 5](#_bookmark166). Поради тази дефиниция няма разграничение по размер на инсталацията (т.е. всички линии в графиката са с еднаква ширина). Освен това продуктите са в основата на показателите и не се предвижда разграничаване за фактори като например различни технологии, суровини, горива или топлинни източници, продължителността на експлоатация на инсталацията, географски или климатични условия и др.[93](#_bookmark168). Такъв подход изисква надежден метод за гарантиране на еднакво третиране на инсталациите в широк спектър от обстоятелства, който е очертан в този раздел.

120



100

80

**Емисии / тон продукт**

СТЕ на ЕС: Показател (10% най-добри)

**Средна стойност**

60

40

20

0

**Брой на докладваните инсталации**

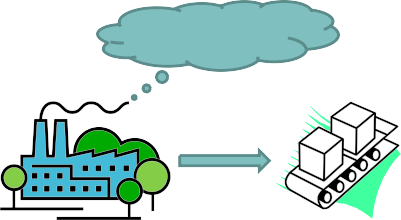
*Фигура 5:* *Илюстрация на това как се определя даден показател за целите на СТЕ на ЕС (въз основа на член 10а, параграф 2 от Директивата за СТЕ на ЕС). Тази диаграма се нарича още „крива на показателите“.*

92 За целите на СТЕ на ЕС трябва да се има предвид, че даден показател *не* представлява пределно допустима стойност за емисии, която трябва да бъде постигната чрез дадена инсталация. Показателят е само една от няколкото входни стойности, необходими за споделяне на общото налично количество квоти между участниците в СТЕ на ЕС.

93 Тези принципи са разработени в проучване на Ecofys и Fraunhofer ISI относно принципите за определяне на показателите за Комисията, вж. [**https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/allowances/docs/benchm\_co2emiss\_en.pdf**](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/allowances/docs/benchm_co2emiss_en.pdf)

Когато в дадена инсталация се произвежда само един продукт (или хомогенна група продукти), [сравнително лесно е да се определи такава ефективност по отношение на емисиите на парникови газове, каквато е показана на Фигура 6](#_bookmark169). Необходимо е само да се провежда мониторинг на емисиите (когато се използва „стандартната методология“ на MRR това означава мониторинг на количествата и качеството на вложените материали и горива), както и на количеството (продаваем) продукт. За да бъдем сигурни в правилния подход, мониторингът трябва да включва редовно потвърждение дали качеството на продукта все още отговаря на първоначалното определение на продукта. Това се изисква, тъй като показателят се прилага само докато се сравнява при равни други условия.

Емисии



Горива, технологични ресурси

Продукт

Изображение от

*Ефективност =t емисии*

*t продукт*

*Фигура 6:* *Подход към определяне на показателите на даден опростен производствен процес в дадена инсталация, произвеждаща само един вид продукт.*

Емисии



Горива, технологични ресурси

Продукт 1

Продукт 2

и

Където

*x*… е част от емисиите, зададени на продукт 1

Изображение от

*Фигура 7:* *За определяне на показателите на дадена инсталация с два продукта е необходим подход за разделяне на емисиите според двата продукта. (Eff…ефективност; Em…емисии)*

Въпреки това, типичната инсталация в СТЕ на ЕС произвежда повече от един продукт. В този контекст („измерима“) топлинна енергия[94](#_bookmark171), използвана за други процеси, различни от производството на основния продукт и електроенергията, също трябва да се счита за „продукти“. В такъв случай, както е показано на [Фигура 7](#_bookmark170), е необходимо да се разделят емисиите чрез извършване на значими измервания или допускания, преди да може да се изчисли ефективността по отношение на емисиите на парникови газове (емисии/производство).

94 За повече информация относно термина „измерима топлинна енергия“ вж. раздели [4.7](#_bookmark60) и [6.9.](#_bookmark142)

В СТЕ на ЕС концепцията, даваща възможност за такива разделения на емисиите се нарича “**подинсталации**”. Тя е била създадена, за да направи много различни ситуации на инсталации сравними в рамките на един единствен показател, като например:

* Инсталации, които произвеждат само един продукт (който има само една подинсталация) в сравнение с инсталации с няколко подинсталации;
* Инсталации, които използват горива директно в процеса, в сравнение с инсталации, които използват горива за производство на измерима топлинна енергия, или получават топлинна енергия от други инсталации, преди топлинната енергия да се използва в производствения процес;

Освен това концепцията позволява разделянето на свързаните с продукта емисии в следните две ситуации:

* Производствените процеси протичат последователно, т.е. продукт А се използва за производство на продукт В;
* Производствени процеси, които се случват едновременно, напр. където една химична реакция води до два отделни продукта, но поне един от тези продукти може също да бъде произведен отделно (например от други суровини).

От гореизложеното се демонстрира, че подинсталациите представляват различна концепция само от задаване на физически съоръжения в рамките на една инсталация, въпреки че има някои припокривания между тези концепции. Най-краткото възможно описание на дадена подинсталация ще бъде:

Една **подинсталация** се описва с границите на системата на даден масов и енергиен баланс, обхващащи входящите потоци, изходящите потоци и емисиите с цел да се гарантира, че показателите могат да бъдат определени за даден продукт или група от продукти, независимо от това кои други продукти (включително топлинна или електроенергия) са произведени в една и съща инсталация, ако има такава.

Същата концепция е доразвита и за FAR „алтернативни подходи“, т.е. правила за разпределение на части от инсталации, които не са обхванати от продуктови показатели (вж. [раздел 7.2](#_bookmark176)).

Горната дефиниция подсказва за абстракция от други концепции за разделяне на инсталации, по-специално разделяне на базата на физически съоръжения като например котли, пещи, дестилационни колони, инсталации за КПТЕ[95](#_bookmark172). Разликата може да бъде една в пространството (една подинсталация може да обхваща няколко съоръжения[96](#_bookmark173), но също така едно физическо съоръжение може да обслужва няколко подинсталации[97](#_bookmark174)), но също и по отношение на времевото измерение (едно и също физическо съоръжение може да се използва последователно за различни подинсталации[98](#_bookmark175). Подробен пример за разделянето на дадена инсталация на подинсталации е представен в раздел [4.5](#_bookmark49). Други примери (включително по-нататъшни стъпки за изчисляване на разпределението) могат да бъдат намерени в ръководен документ № 2.

95 Комбинирано производство на топлинна и електроенергия, наричано също когенерация.

96 Напр. показателят за нефтохимическа рафинерия може да обхваща десетина или повече съоръжения, разположени на площадка от няколко km².

97 Напр. когато един котел произвежда пара, която се използва за отопление на няколко производствени процеса, принадлежащи към различни други подинсталации.

98 Напр. когато в един реактор се произвеждат различни химикали през цялата година или когато една машина за хартия може да се превключва между различни категории хартия.

## Продуктови показатели и „резервни“ подинсталации

Директивата за СТЕ на ЕС изисква в член 10а, параграф 1, че Комисията *„доколкото е възможно трябва да определи предварително зададени показатели (ex-ante benchmarks), валидни за целия Съюз“* за продуктите. Въвеждането „доколкото е възможно“ отчита, че от началото на дискусията относно разпределението, базирано на показатели, се очакваше, че има твърде много различни продукти, произведени в инсталациите, обхванати от СТЕ на ЕС, за да се установят показатели в разумна степен за всички тях. И наистина, списъкът от 52 продуктови показателя, който се намира в FAR (както и по-рано в ОМИ), както е бил съгласуван със съответните отраслови асоциации, е обхванал само две трети от разпределенията в третата фаза. В останалата част бяха разработени и други прагматични подходи (алтернативни подходи).

За да се разбере защо FAR създават ясна йерархия между различните подходи, трябва да се припомни, че продуктовите показатели са концепцията, която сравнява ефективността по отношение на емисиите на парникови газове в най-голяма степен: Те отчитат ефективността на потреблението на енергия в производствения процес, ефективността на преобразуването на енергия от гориво в топлинна енергия, както и интензивността на ПГ на използваните горива.

“Алтернативните” подходи вземат под внимание по-малко елементи на ефективността по отношение на емисиите на парникови газове, както е [обобщено в таблица 2](#_bookmark177):

* Тъй като повечето енергоемки промишлени процеси (основният фокус на СТЕ на ЕС) консумират топлинна енергия (под формата на пара, гореща вода и т.н.), за такива процеси може да се приложи „**топлинен показател**“. Това не осигурява пълен показател за ефективността по отношение на крайния продукт, тъй като елементът „количество топлинна енергия, консумирана на тон продукт“ не попада в рамките на обхвата му. Той обаче е благоприятен относно ефективността при генерирането на топлинна енергия, както и емисионния фактор на парникови газове на горивната смес.
* В много случаи топлинната енергия се консумира като основния процес, който е от значение за ефективността, но без първо да се генерира „измерима топлинна енергия “ в даден топлоносител. Вместо това, топлинната енергия се осигурява директно в процеса, напр. от горелка, разположена директно в пещ, фурна, сушилня и т.н. Тази “неизмерима топлинна енергия” се отчита в “**горивния показател**”. Той взема предвид интензитета на ПГ на използваните горива, но не е благоприятен относно ефективността на преобразуването на енергия или специфичните нива на потребление на енергия.
* И накрая, за **технологичните емисии**, които не са свързани с потреблението на енергия, а с химични реакции, различни от горене, не се прилага критерий за ефективността.

В съответствие с горепосоченото най-предпочитан е продуктовият показател, който трябва да се приложи в правилата за разпределение като първи вариант, предоставящ най-пълна реализация на концепцията за определяне на показателите. След това следва топлинният показател, следван от горивния показател, докато технологичните емисии следва да се използват само за запълване на пропуските, ако всички други възможности са изчерпани.

*Таблица 2:* *Сравнение на продуктовия показател и алтернативните подходи относно това кои елементи на ефективността по отношение на емисиите на парникови газове те вземат предвид*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | **Крайно потребление на енергия** | **Ефективност на преобразуването на енергия** | **Избор на гориво** |
| Продуктов показател | **** | **** | **** |
| Топлинен показател | **** | **** | **** |
| Горивен показател | **** | **** | **** |
| Исторически емисии | **** | **** | **** |

## Зададени емисии

За целите на актуализиране на стойностите на показателите (т.е. за генериране на нови криви на показателите), трябва да се вземат предвид не само преките емисии на дадена подинсталация. Това е така, защото целта е да се сравнят „реалните емисии“ (доколкото те са известни) за цялостния производствен процес с неговите аналогични предприятия, но само за производството на този единствен продукт. Целта е че специфичните емисии на парникови газове на тон продукт от всяка инсталация трябва да се направят сравними една с друга, т.е. границите на системата трябва да бъдат строго съвместими, а свързаните правила трябва да се спазват от операторите.

Методиката за задаване на емисии на подинсталацията (т.е. на обхванатия от показателя продукт) трябва да гарантира, че мерките за ефективност се отразяват по подходящ начин. Това означава, че дадена по-ефективната инсталация има по-ниска стойност за t ПГ / t продукт. За тази цел, напр. подаването на топлинна енергия води до приспадане от зададените емисии на съответната подинсталация, тъй като топлинната енергия е втори продукт, който получава собственото си разпределение съобразно даден топлинен показател, или като част от друга подинсталация с продуктов показател, където топлинната енергия се получава и консумира и към която се добавя еквивалент на емисиите за тази получена топлинна енергия. Правилата са последователни в това, че общото количество зададени емисии на подинсталации се добавя към общото количество емисии на инсталацията (с изключенията, посочени [в полето на страница 22](#_bookmark44)).

Освен това методиката трябва да може да сравнява различни ситуации, като например производството в самостоятелна инсталация (където се произвежда само един продукт) и производството в по-интегрирана инсталация. Производството на топлинна енергия трябва да се отчита по същия начин, ако се осигурява чрез пряко отопление с горива или ако се доставя чрез даден топлоносител („измерима топлинна енергия“), без значение дали последния се произвежда в инсталацията чрез котел или процес на КПТЕ, или ако топлинната енергия се получава от друга инсталация.

Тези методологични изисквания са приложени чрез изчисляване на „зададените емисии“ на всяка подинсталация, както следва (не всички термини са приложими за всички видове подинсталации):

***AttrEm = DirEm\* + EmH,import – EmH,export + WGCorr,import – WGcorr,export + Emel,exch – Emel,produced***

Променливите на това уравнение се обясняват както следва:

***AttrEm:*** Зададени емисии на подинсталацията.

***DirEm\**** Непосредствено зададени емисии[99](#_bookmark179) както са свързани с пораждащите емисии потоци на ПМ съгласно ПММ, със следните изключения:

* + - Измерима топлинна енергия: Когато се използват горива за производство на измерима топлинна енергия, която се консумира в повече от една подинсталация (което включва ситуации с получавания от и подавания към други инсталации), горивата не се включват в непосредствено зададените емисии на подинсталацията. Вместо това се прилага подходът, описан по-долу (съгласно “*EmH,import*”). Само в случаите, когато топлинната енергия се произвежда изключително за една подинсталация, емисиите могат да бъдат непосредствено зададени на подинсталациите чрез емисиите на горивото. Такъв е случаят, ако техническия възел[100](#_bookmark180), в който се генерира топлинната енергия, е очевидно в рамките на границите на само една подинсталация.
    - Отпадните газове, които се получават от други инсталации, обикновено се включват в ПМ. Обаче техните пълни емисии не могат да се зададат, а само „потребителската“ част, което се извършва с помощта на точка “*WGcorr,import*”, както е посочено по-долу. Следователно те следва да бъдат изключени от изчисляването на *DirEm\**. Обаче отпадните газове, които се произвеждат и се консумират изцяло в рамките на подинсталацията, са включени тук[101](#_bookmark181),[102](#_bookmark182). Емисиите от отпадните газове, които се произвеждат и подават извън подинсталацията, също са включени тук, но само като първа стъпка. Впоследствие те се коригират, използвайки термина “*WGcorr,export*” (вж. по-долу).
    - Следователно се прилага следното уравнение:

*DirEm\* = DirEmtotal – EmF,heatsuppl – EmWG,inst.import*

където *DirEmtotal* представлява общото количество непосредствено зададени емисии от пораждащи емисии

потоци (включително „вътрешни пораждащи емисии потоци“, ако е приложимо, вж. по-долу), *EmF,heat suppl* представлява емисиите от горива, използвани за подаване на измерима топлинна енергия, когато топлинната енергия не се консумира само от една подинсталация, и

99 Алтернативният термин „преки емисии“ може да се възприеме като объркващ, тъй като в FAR терминът се използва само в контекста на взаимозаменимостта на електроенергията. Трябва обаче да се има предвид, че терминът се използва в настоящия документ по много специфичен начин само за целите на тази формула. Това е причината, поради която той е обозначен със звездичка (\*), което показва, че на *DirEm\** е предоставено специфично значение.

100 Ако той е агрегат за КПТЕ, трябва да се спазват правилата за разделяне на неговите емисии на части, зададени на топлинна енергия и електроенергия, вж. раздел [6.10.](#_bookmark144)

101 Тъй като отпадните газове се произвеждат и консумират в рамките на същите граници на системата, преките емисии на отпадните газове са нетни нулеви. Това може да се илюстрира със следния пример: В един органичен химичен процес суровината R частично се окислява за получаване на продукт Р и отпаден газ W. W се изгаря за осигуряване на енергия за процеса. По този начин, масовият баланс съгласно MRR би предоставил:

Em = M(CO2)/M(C) × [C(R) – C(W) + C(W) – C(P)] = M(CO2)/M(C) × [C(R) – C(P)],

където M(CO2)/M(C) е съотношението на моларната маса съответно на CO2 и въглерода, а C(x) е въглеродът, съдържащ се в материала х. Както може да се види, отпадният газ W не трябва да се подлага на мониторинг.

102 В този конкретен случай няма значение дали отпадните газове се изгарят във факел или използват в рамките на процеса.

*EmWG,inst.import* са емисиите, свързани с отпадните газове, получавани на равнище инсталация.

Непосредствено зададените емисии се подлагат на мониторинг в съответствие с одобреният ПМ съгласно MRR, т.е. като се вземат предвид емисиите от методиките, основани на изчисления (използващи пораждащи емисии потоци), методиките, основани на измервания (СНИЕ), както и подходите, които не са основани на подреждания („алтернативни“). Когато произтичащите от това емисии трябва да бъдат разделени между няколко подинсталации, операторът трябва да използва допълнителни измервателни уреди за определяне на количествата от пораждащите емисии потоци, използвани във всяка подинсталация, или да установи методи за изчисление или оценка за извършване на това разделяне.

Необходим е допълнителен мониторинг за „вътрешни пораждащи емисии потоци“, т.е. пораждащи емисии потоци, които се произвеждат в рамките на една подинсталация и се използват в друга, с изключение на отпадните газове, които са коригирани, както е посочено по-долу. Такива пораждащи емисии потоци обикновено не се появяват в ПМ[103](#_bookmark183), като например кокса, произведен в подинсталацията за производство на кокс и се консумират в подинсталация за производство на течни черни метали в рамките на същата инсталация. За вътрешни пораждащи емисии потоци трябва да се включат адекватни методи за мониторинг в ПММ. Образецът за базовите данни също използва термина „вътрешни пораждащи емисии потоци“, със специфични полета за въвеждане за всяка подинсталация.

***EmH,import*** Емисии, свързани с задаването на измерима топлинна енергия, получена от подинсталацията. Това включва получаване от други инсталации, други подинсталации, както и топлинна енергия, получена от даден технически възел (напр. централна електрическа станция в инсталацията или по-сложна парна мрежа с няколко единици за производство на топлинна енергия), която подава топлинна енергия на повече от една подинсталация. Топлинната енергия от такива възли е включена в „получена“ за целите на прозрачността.

Емисиите от получената топлинна енергия се изчисляват, както е приложимо, по един от следните методи:

* + - Когато е известно количеството използвано гориво и емисионния фактор на горивната смес, използвани за производството на топлинна енергия (какъвто обикновено е случая, когато топлинната енергия се произвежда в рамките на инсталацията), съответните емисии се задават от оператора съобразно с това.

Същото се прилага, когато топлинната енергия се получава от други инсталации, но когато операторът на приемащата инсталация получава съответната информация за горивната смес от оператора на генератора на топлинна енергия.

* + - За топлинна енергия, получена отвън от инсталации извън СТЕ на ЕС и за топлинна енергия, оползотворена от други процеси (други подинсталации), реалните емисии могат да бъдат неизвестни, или да не са ясно определени, тъй като данните като например к.п.д. на генерирането и емисионен фактор на горивната смес често са неизвестни. Вместо това, в

103 В някои инсталации тези пораждащи емисии потоци вече са подложени на мониторинг, напр. където съществуват значителни запаси, което спомага за изравняване на различната продукция между отчетните години.

тези случаи FAR изискват от оператора да докладва само количеството топлинна енергия, без да задава емисиите[104](#_bookmark184).

Същото се отнася и за топлинната енергия, произведена в рамките на подинсталация за азотна киселина и топлинна енергия от електрически котли по отношение на актуализирането на показателя на приемащата инсталация. Имайте предвид обаче, че такава топлинна енергия се третира като топлинна енергия от инсталация извън СТЕ на ЕС за целите на разпределението, т.е. не отговаря на условията за разпределение.

***EmH,export*** Емисии, свързани с задаването на измерима топлинна енергия, подадена от подинсталацията. За разлика от това, което беше казано за *EmH,import*, емисиите, зададени на подадената навън топлинна енергия, винаги се определят въз основа на (актуализирания) топлинен показател. Подобно на казаното по-горе за *EmH,import*, за топлинната енергия, която е оползотворена и подадена от подинсталации с продуктов показател или с горивен показател, реалните емисии могат да бъдат или неизвестни, или да не са ясно определени. За тези случаи FAR изискват от оператора да докладва само количеството топлинна енергия, без да задава емисиите.

***WGcorr,import*** Корекция за получени отпадни газове: Съгласно MRR прекият оператор е изцяло отговорен за емисиите. Това означава, че даден възел, който изгаря отпаден газ, трябва да докладва за пълните емисии на отпадните газове. Въпреки това, за целите на FAR, емисиите на отпадните газове се разделят между производствената и консумиращата подинсталация. За получаването, т.е. използването на отпадния газ, съответните зададени емисии, не са включени в *DirEm\** по-горе, а са изчислени като

*WGcorr,import = VWG + NCVWG BMF*

където *VWG* е обемът на подавания отпаден газ, *NCVWG* е неговата долна топлина на изгаряне

и *BMF* (актуализирания) горивен показател. Обърнете внимание, че когато отпадният газ не се консумира директно в дадена подинсталация, а се използва за производство на измерима топлинна енергия като междинен продукт, това правило не се прилага. Вместо това се прилага правилото за задаване на емисии, свързани с получаване на измерима топлинна енергия (вж. по-горе “*EmH,import*”).

Обърнете внимание, че в случай на подинсталация с горивен показател, обемът на отпадните газове, които се изгарят за изгаряне във факел различно от необходимото за безопасността изгаряне във факел, *не* се взема предвид (т.е. той се изважда от получения обем).

***WGcorr,export*** Корекция за отведени отпадни газове: За целите на FAR, емисиите на отпадните газове се разделят между производствената и консумиращата подинсталация. Когато в подинсталацията се произвежда отпаден газ, неговите емисии вече са включени в зададените емисии на подинсталацията, вследствие на пораждащите емисии потоци, включени в *DirEm\**. Следователно се изисква само за корекция всеки отвеждан обем[105](#_bookmark185). За отвеждането на, т.е. използването на отпадните газове на друго място,

104 Обърнете внимание, че в такива случаи се извършва „качествено задаване“ на емисиите: Задължението да се извърши задаването на подинсталацията следва да се счита за изпълнено, независимо от факта, че те не са количествено определени.

105 Корекцията отчита, че потребителят на отпадния газ следва да бъде поставен на равна основа с други инсталации, използващи природен газ, и да коригира двете различни ефективности, характерни за използването на газовете.

съответните зададени емисии, които трябва да бъдат извадени, се изчисляват като

*EmWG = VWG,exported NCVWG EFNG Corr𝜂*

където *VWG,exported* е обемът на отпадния газ, отведен от подинсталацията,

изразен като Nm3 или t, *NCVWG* е долната топлина на изгаряне на отпадния газ, изразена като TJ/Nm3 или TJ/t в съответствие с използваната мерна единица за *V*, *EFNG* е емисионния фактор на природния газ (56.1 t CO2/TJ) и *Corrη* е коефициент, който отчита разликата в к.п.д. между използването на отпадния газ и използването на еталонното гориво природен газ. Стойността по подразбиране за този коефициент е 0,667.

***Emel,exch*** Емисии, равняващи се на “взаимозаменяемото” количество електроенергия. В СТЕ на ЕС има процеси, за които различните инсталации консумират топлинна енергия, произведена от гориво или произведена от електроенергия. Тази ситуация се нарича „възможност за взаимозаменимост на горивата и електроенергията“, а специфично правило за разпределение има за цел да третира тези ситуации еднакво (член 22 от FAR). Посочени са няколко продуктови показателя в Приложение I към FAR, които попадат в тази категория и са дадени границите по отношение на засегнатите процеси.

Количеството електроенергия, консумирана в рамките на тези последни граници, определени в FAR, трябва да бъде подложено на мониторинг и докладвано от оператора, за да се доставят съответните зададени емисии за актуализиране на стойностите на показателя. Зададените емисии *Emel,exch* (наричани „непреки емисии“ в FAR) се изчисляват, както следва:

*Emel,exch=Elcons,exch EFel*

Където *Elcons,exch* е консумираното количество взаимозаменяема електроенергия, изразено в MWh и *EFEl* е средният емисионен фактор за производството на електроенергия в рамките на целия ЕС, който се предоставя от FAR като *EFEl* = 0,376 t CO2 / MWh.

***Emel,produced*** Емисии, еквивалентни на електроенергията, произведена в дадена подинсталация. Трябва да се отбележи, че това обхваща само електроенергията, която се произвежда по различен начин от междинното производство на измерима топлинна енергия (например чрез пара). Това включва електроенергия, която се произвежда напр. от разширяване на сгъстени газове чрез разширителна турбина. Всяка електроенергия, произведена чрез измерима топлинна енергия, вече е била приспадната от *EmH,export* по-горе.

Зададените емисии *Emel,produced* се изчисляват, както следва:

*Emel,produced=Elproduced EFEL*

Където *Elproduced* е количеството произведена електроенергия, различно от електроенергията, произведена чрез измерима топлинна енергия, изразено в MWh и *EFEl* е средният емисионен фактор за производството на електроенергия в рамките на целия ЕС, който се предоставя от FAR като *EFEl* = 0,376 t CO2 / MWh.

### Примери: Общо въведение

Таблицата по-долу свързва всеки елемент от формулата AttrEm по-горе със съответните раздели в образците за събиране на базисни данни и на ПММ, както и със съответните примери, показани в настоящия раздел.

*Таблица 3:* *Зависимост между различните променливи на AttrEm и съответните раздели в образеца за събиране на базови данни на Комисията и образеца на ПММ. (Допълнителни параметри, включени в таблицата, се отнасят за записи, които се изискват да бъдат предоставени в раздела „Актуализация на показателя“ на образеца за събиране на базови данни за проверки за съгласуваност или за други цели, но нямат пряко въздействие върху AttrEm).*

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Зададени емисии** | **Съответен раздел в образеца за събиране на базови данни** | | **Съответен раздел в образеца на ПММ** | | **Съответни примери в този раздел** |
| **Продуктов показател** | **Резервен показател**[**106**](#_bookmark187) | **Продуктов показател** | **Резервен показател** |
| ***DirEm\* (пораждащи емисии потоци на ПМ)*** | Е.ж. | Ж.в | Е.д.i | Ж.в | Всички |
| ***DirEm\* (вътрешни пораждащи емисии потоци)*** | Е.i | – | Е.д.ii | – | WG-1 |
| ***DirEm\* (CO2 суровини)*** | Е.й | – | Е.д.iii | – | – |
| ***EmH,import*** | Е.к.i | Ж.1.е | Е.ж. | Ж.1.е | MH(всички), WG-3, Elec-2 |
| ***EmH,export*** | Е.к.v | Ж.4.д | Е.ж. | Ж.4.д | MH(всички) |
| ***WGcorr,import*** | Е.И.xx | Ж.4.г | Е.з | Ж.4.г | WG(всички) |
| ***WGcorr,export*** | Е.И.xxv | – | Е.з | – | WG(всички) |
| ***Emel,exch*** | Е.в | – | Е.в | – | Elec-1 |
| ***Emel,prod*** | Е.м | – | Е.в | – | Elec-2 |
| *Параметър: Вложено гориво* | Е.з | Ж.г.i | Е.е | Ж.г | Всички |
| *Параметър: Вложено гориво от отпадни газове (WG)* | Е.к | Ж.г.iii | Е.з | Ж.г | WG(всички) |
| *Параметър: Произведена топлинна енергия* | – | Ж. | – | Ж.д | MH-5 |
| *Параметър: Топлинна енергия от пулп* | Е.к.iii | Ж.1.е | Е.ж. | Ж.1.е | MH-3 |
| *Параметър: Топлинна енергия от азотна киселина* | Е.к.iv | – | – | – | MH-3 |
| *Параметър: Генерирани отпадни газове* | Е.И.v | – | Е.з | – | WG(всички) |
| *Параметър: Консумирани отпадни газове* | Е.к.x | – | Е.з | – | WG(всички) |
| *Параметър: Изгорени във факел отпадни газове* | Е.И.xv | – | Е.з | – | WG(всички) |
| *Параметър: Общо количество произведен пулп* | Е.н | – | Е.а | – | MH-3 |
| *Параметър: Междинни продукти* | Е.о | – | Е.а | – | - |

106 Когато се прави позоваване на специфичния тип резервен показател, съответните раздели се прилагат за всички подинсталации със същия показател, напр. „Ж.1.е“ означава, че това е съответният раздел за подинсталациите с топлинен показател и подинсталациите на топлофикационна мрежа; „Ж.4.г“ означава, че това е съответния раздел за подинсталациите с горивен показател.

Таблицата по-долу показва цветовото кодиране за всички горива, материали и топлинни потоци, използвани в примерите в настоящия раздел. Таблиците в примерите показват в кои раздели на образеца с базовите данни трябва да се въведат данните и какъв тип данни.

|  |  |
| --- | --- |
| **Тип стрелка** | **Описание** |
| **Гориво** | Зелени стрелки се използват за пораждащи емисии потоци[107](#_bookmark189), намерени в ПМ съгласно MRR ("пораждащи емисии потоци на ПМ"). |
| **Гориво** | Използват се сиви стрелки за горива, които се изгарят извън границите на системата на инсталацията, т.е. не са обхванати от ПМ съгласно MRR. |
| **Cinternal** | Светло червени стрелки се използват за „вътрешни пораждащи емисии потоци“, които не са обхванати от ПМ (например, защото се прилага масов баланс за цялата инсталация). |
| **Топлинна енергия** | За потоци измерима топлинна енергия се използват тъмносини стрелки. |
| **Продукт** | Сини стрелки се използват за продукти, напр. продуктови показатели. |
| **Електроенергия** | Червени стрелки се използват за потоци електроенергия. |

### Примери: Само за вложено гориво и материали (FM)

Фигурата и таблицата по-долу обясняват опростения и общия случай на дадена инсталация, която консумира директно горива (неизмерима топлинна енергия, с изключение на вложеното гориво от отпадни газове[108](#_bookmark190)) и как задаването на всяка подинсталация с цел определяне на зададените емисии трябва да бъде извършено в образеца с базови данни и как работи изчислението. Гориво тип 2 в примера (Fuel2) се използва в две различни подинсталации; съответните енергийни входящи потоци са Fuel2,1 и Fuel2,2.

Тази ситуация би възникнала в широк кръг отрасли, например в циментовата промишленост (напр. подинсталация A = клинкер, подинсталация B = под-инсталация с горивен показател (напр. циментов завод)), керамичната промишленост (напр. подинсталация A = тухли, настилъчни тухли или плочки), стъкларската промишленост (напр. подинсталация A = флоатно стъкло или оцветено/безцветно стъкло) и др.

107 Това включва всички пораждащи емисии потоци, т.е. независимо от това дали се прилага стандартна методика в съответствие с член 24 MRR (горивни и технологични материали) или масов баланс в съответствие с член 25 MRR.

108 Правила за измерими потоци на топлинна енергия и на отпадни газове са показани в примери MH и WG.

**Случай FM**

**Материал**

**Граници на инсталацията Подинсталация A**

**Гориво1**

**Продукт А**

**Гориво2,1**

**Гориво2,2**

**Подинсталация Б**

**Продукт Б**

*Фигура 8:* *Примерен случай FM*

*Таблица 4:* *Изчисляване на задаването на емисиите за случай FM*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Зададени емисии** | **Под. А** | **Под. Б** |
| ***DirEm\**** | Fuel1 x EFF1 + Fuel2,1 x EFF2 + Material x EFmaterial | Fuel2,2 x EFF2 |
| ***Всички други параметри*** | *0 или "не е от значение"* | *0 или "не е от значение"* |
| ***AttrEm*** | **Сума от горните** | – |
| *Параметър: Вложено гориво* | *Fuel1 + Fuel2,1* | *Гориво2,2* |
| *Параметър: Вложено гориво (претеглен ЕФ)* | *(Fuel1 x EFF1 + Fuel2,1 x EFF2) / “Вложено гориво”* | *EFF2* |

### Примери: Измерими топлинни потоци (MH)

**Правила за получаване и подаване на измерима топлинна енергия - Въведение**

Фигурите и таблиците по-долу обясняват за всеки случай как трябва да се извърши задаването на горивата и топлинната енергия на всяка подинсталация с цел определяне на зададените емисии в образеца за базовите данни и как работи изчислението. Във всеки случай подинсталациите консумират горива (неизмерима топлинна енергия) или (измерима) топлинна енергия. Случаите са както следва:

* **Случай MH-1**: Инсталацията има само една подинсталация. Топлинната енергия се получава от друга инсталация.
* **Случай MH-2**: Подобно на случай MH-1, но топлинната енергия се произвежда в рамките на разглежданата инсталация.
* **Случай MH-3**: Топлинната енергия се подава от една подинсталация (например оползотворяване на отпадна топлинна енергия) и се консумира от друга подинсталация в рамките на същата инсталация.
* **Случай MH-4**: Подобно на случай MH-2, но произведената топлинна енергия се консумира от две подинсталации.
* **Случай MH-5**: Подобно на случая MH-4, но показва подробности за това как да се отчитат топлинните загуби.
* **Случай MH-6**: Подобно на случая MH-2, но топлинната енергия се произвежда от агрегат за КПТЕ.

Тези ситуации биха възникнали за широк спектър от отрасли, например в целулозно-хартиената промишленост (напр. в случай MH-1 топлинната енергия, получена от свързана централа за КПТЕ за производство на хартия), газотротранспортната индустрия (например случай MH-3, подинсталация А = подинсталация с горивен показател за газокомпресорна станция, подинсталация Б = подинсталация на топлофикационна мрежа от оползотворена отпадна топлинна енергия) и др.

**Правила за получаване и подаване на измерима топлинна енергия - Случай MH-1**

**Случай MH-1**

**Граници на инсталацията**

**Гориво1**

**Подинсталация А**

**Продукт А**

**Гориво2**

**Котел**

**Топлинна енергия**

*Фигура 9:* *Примерен случай MH-1 за зададени емисии (измерима топлинна енергия).*

*Таблица 5:* *Изчисляване на задаването на емисиите за случай MH-1 (измерима топлинна енергия)*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Зададени емисии** | **Под. А** | **Под. Б** |
| ***DirEm\**** | Fuel1 x EFF1 | – |
| ***EmH,import*** | + Топлинна енергия x EFimported heat (†) | – |
| ***EmH,export*** | 0 | – |
| ***Всички други параметри*** | *0 или "не е от значение"* | *0 или "не е от значение"* |
| ***AttrEm*** | **Сума от горните** | – |
| *Параметър: Вложено гориво* | *Гориво1* | – |
| *Параметър: Вложено гориво (претеглен ЕФ)* | *EFF1* | – |

*†EFimported heat: тази информация трябва да бъде получена от доставчика. Ако тази информация не е предоставена или не е подкрепена в достатъчна степен от съответните доказателства, записите за емисионния фактор следва да останат празни. Такъв е и случаят, когато емисионния фактор (ЕФ) не може да бъде определен, напр. ако се отнася до измерима топлинна енергия, оползотворена от подинсталации с продуктови показатели. Имайте предвид, че информационните записи тук няма да се променят, ако доставчикът на топлинна енергия не е бил обхванат от СТЕ на ЕС или топлинната енергия е произлязла от производство на азотна киселина. Това би оказало въздействие само върху разпределението, но не и върху зададените емисии.*

**Правила за получаване и подаване на измерима топлинна енергия - Случай MH-2**

**Случай MH-2**

**Граници на инсталацията**

**Гориво1**

**Подинсталация А**

**Продукт А**

**Гориво2**

**Котел**

**Топлинна енергия**

*Фигура 10:* *Примерен случай MH-2 за зададени емисии (измерима топлинна енергия).*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Зададени емисии** | **Под. А** | **Под. Б** |
| ***DirEm\**** | Fuel1 x EFF1 + Fuel2 x EFF2 | – |
| ***EmH,import*** | 0 | – |
| ***EmH,export*** | 0 | – |
| ***Всички други параметри*** | *0 или "не е от значение"* | *0 или "не е от значение"* |
| ***AttrEm*** | **Сума от горните** | – |
| *Параметър: Вложено гориво* | *Fuel1 + Fuel2* | – |
| *Параметър: Вложено гориво (претеглен ЕФ)* | *(Fuel1 x EFF1 + Fuel2 x EFF2) / “Вложено гориво”* | – |

*Таблица 6:* *Изчисляване на задаването на емисиите за случай MH-2 (измерима топлинна енергия)*

**Правила за получаване и подаване на измерима топлинна енергия - Случай MH-3**

**Случай MH-3**

**Граници на инсталацията**

**Гориво1**

**Подинсталация А**

**Продукт А**

**Топлинна енергия**

**Продукт Б**

**Подинсталация Б**

*Фигура 11:* *Примерен случай MH-3 за зададени емисии (измерима топлинна енергия).*

*Таблица 7:* *Изчисляване на задаването на емисиите за случай MH-3 (измерима топлинна енергия)*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Зададени емисии** | **Под. А** | **Под. Б** |
| ***DirEm\**** | Fuel1 x EFF1 | 0 |
| ***EmH,import*** | 0 | + Топлинна енергия x EFexported heat(†) |
| ***EmH,export*** | – Топлинна енергия x EFexported heat (†) | 0 |
| ***Всички други параметри*** | *0 или "не е от значение"* | *0 или "не е от значение"* |
| ***AttrEm*** | **Сума от горните** | **Сума от горните** |
| *Параметър: Вложено гориво* | *Гориво1* | 0 |
| *Параметър: Вложено гориво (претеглен ЕФ)* | *EF1* | 0 |

*†EFexported heat: Има случаи, когато емисионният фактор, свързан с подаването на топлинна енергия, не е известен или не може да бъде определен, напр. ако се отнася до оползотворена топлинна енергия от димни газове от подинсталациите с продуктови показатели. В такива случаи полето за въвеждане на емисионния фактор трябва да остане празно. Ако подинсталация А е подинсталация с горивен показател, от която се оползотворява топлинна енергия за напр. топлофикационна мрежа (подинсталация Б), емисионният фактор трябва да се определи като се приеме виртуална ефективност на производството на топлинна енергия от 90% (ЕФподавана топлинна енергия = ЕФ1 / 90%).*

Допълнителни параметри: Ако подинсталация А е произвеждала пулп или азотна киселина, получените количества (топлинна енергия) също е трябвало да бъдат изброени за подинсталация Б в „Параметър: Топлинна енергия от пулп” или съответно „Параметър: Топлинна енергия от азотна киселина”. В случай на подинсталация А, произвеждаща пулп, е необходимо да се предостави „Параметър: Общо количество произведен пулп”.

**Правила за получаване и подаване на измерима топлинна енергия - Случай MH-4**

**Случай MH-4**

**Гориво1**

**Топл. енер1**

**Граници на инсталацията Подинсталация A**

**Продукт А**

**Гориво2**

**Котел**

**Топл.ен.2**

**Продукт Б**

**Подинсталация Б**

*Фигура 12:* *Примерен случай MH-4 за зададени емисии (измерима топлинна енергия).*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Зададени емисии** | **Под. А** | **Под. Б** |
| ***DirEm\**** | Fuel1 x EFF1 | 0 |
| ***EmH,import*** | + Heat1 x EFheat (†) | + Heat2 x EFheat (††) |
| ***EmH,export*** | 0 | 0 |
| ***Всички други параметри*** | *0 или "не е от значение"* | *0 или "не е от значение"* |
| ***AttrEm*** | **Сума от горните** | **Сума от горните** |
| *Параметър: Вложено гориво* | *Гориво1* | *0* |
| *Параметър: Вложено гориво (претеглен ЕФ)* | *EFF1* | *0* |

*Таблица 8:* *Изчисляване на задаването на емисиите за случай MH-4 (измерима топлинна енергия)*

*†С EFheat= EFF2 / ηH*

*††Същият EFheat се прилага за двете подинсталации, а Heat2 може да се изчисли като разлика от общото количество топлинна енергия. Следователно Heat2 x EFheat = (Fuel2 x ηH – Heat1) x EFheat*

**Правила за получаване и подаване на измерима топлинна енергия - Случай MH-5**

**Топлинни загуби**

**Случай MH-5**

**Под. Б**

**Гориво1**

**Котел**

**HeatP**

**Разпр. на топл. енергия HeatEx**

**Граници на инсталацията**

**Топ.1**

**Продукт А**

**Подинсталация А**

*Фигура 13:* *Примерен случай MH-5 за зададени емисии (измерима топлинна енергия)*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Зададени емисии** | **Под. А** | **Под. Б** |
| ***DirEm\**** | 0 | 0 |
| ***EmH,import*** | + Heat1 x EFheat,P x [HeatP/(Heat1+HeatEx)] (†) | + HeatEx x EFheat,P x [HeatP/(Heat1+HeatEx)] (††) |
| ***EmH,export*** | 0 | 0 |
| ***Всички други параметри*** | *0 или "не е от значение"* | *0 или "не е от значение"* |
| ***AttrEm*** | **Сума от горните** | **Сума от горните** |
| *Параметър: Вложено гориво* | *0* | *0* |
| *Параметър: Вложено гориво (претеглен ЕФ)* | *0* | *0* |
| *Параметър: Произведена топлинна енергия (†††)* | *Heat1 x [HeatP/(Heat1+HeatEx)]* | *HeatEx x [HeatP/(Heat1+HeatEx)]* |

*Таблица 9:* *Изчисляване на задаването на емисиите за случай MH-5 (измерима топлинна енергия)*

*†С EFheat,P= EFF1 / ηH.*

*††Същият EFheat,P се прилага и за двете подинсталации. Терминът HeatP/(Heat1+HeatEx) трябва да отчита загубите на топлинна енергия в съответствие с раздел 10.1.3 от Приложение VII на FAR.*

*†††За подинсталация А този параметър е валиден само ако се отнася до подинсталация с топлинен показател или подинсталация на топлофикационна мрежа. Подинсталация Б е по дефиниция винаги една от тези подинсталации*[*109*](#_bookmark192)*.*

109 Забележка: дори ако се подава навън измерима топлинна енергия, както в случая на подинсталацията на топлофикационна мрежа (което е отразено в равнището на дейност), за целите на задаването на емисиите, свързаните емисии трябва да се разглеждат като „входящ поток“ („получени“) в ***EmH,import*** след визуалното показване на границите на системата, както е изобразено в MH-5.

**Правила за получаване и подаване на измерима топлинна енергия - Случай MH-6**

**Случай MH-6**

**Граници на инсталацията**

**Гориво2**

**Обработка на отпадни газове**

**Електроенергия**

**Подинсталация А**

**Гориво1**

**КПТЕ**

**Топл. ен.**

**Продукт А**

*Фигура 14:* *Примерен случай MH-6 за зададени емисии (измерима топлинна енергия).*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Зададени емисии** | **Под. А** | **Под. Б** |
| ***DirEm\**** | EmCHP,heat (†) | – |
| ***EmH,import*** | 0 | – |
| ***EmH,export*** | 0 | – |
| ***Всички други параметри*** | *0 или "не е от значение"* | *–* |
| ***AttrEm*** | **Сума от горните** | **–** |
| *Параметър: Вложено гориво* | *FuelCHP,heat (††)* | – |
| *Параметър: Вложено гориво (претеглен ЕФ)* | *EmCHP,heat / FuelCHP,heat* | – |
| *Параметър: Произведена топлинна енергия* | *Топлинна енергия* | – |

*Таблица 10: Изчисляване на задаването на емисиите за случай MH-6 (измерима топлинна енергия)*

*†EmCHP,heat са емисиите, свързани с произведената топлинна енергия от КПТЕ и са определени в съответствие с* [*методиката, описана в раздел 6.10.*](#_bookmark144) *Тази цифра е един от основните резултати от „инструмента за КПТЕ“ в образеца за събиране на базисни данни (вж. примера по-долу).*

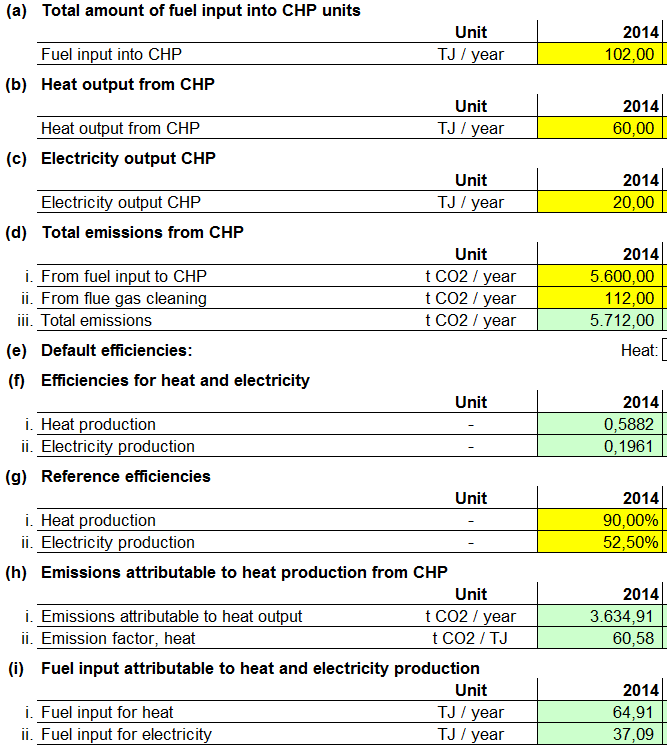
*††FuelCHP,heat е делът на вложеното гориво, който е зададен на производството на топлинна енергия (вж. примера по-долу).*

За да се изчислят правилно горепосочените параметри, са необходими правилата за разделяне на вложеното гориво и емисиите на производството на топло- и електроенергия в съответствие с глава 8 от Приложение VII [на FAR. Те са обяснени в раздел 6.10](#_bookmark144) и следващият пример ще помогне да се обясни какви данни трябва да бъдат въведени в „Инструмента за КПТЕ“ в образеца за събиране на базови данни, за да се получат съответните параметри.

Пример: Fuel1 и Fuel2 са природен газ, от които 100 TJ се изгарят във факел в агрегата за КПТЕ и 2 TJ се използват за очистване на димни газове. Годишното производство на топло- и електроенергия е съответно 60 TJ и 20 TJ. Общото количество емисии на горивото съответства на 5 712 t CO2 годишно, като се използва емисионният фактор на природния газ. На екранната снимка по-долу са показани резултатите, които трябва да бъдат въведени в горната таблица:

* *EmCHP,heat* би съответствала на стойността 3 634,91 t CO2 в съответствие с емисиите, зададени на производството на топлинна енергия съгласно (з).i.
* *FuelCHP,heat* би съответствала на стойността от 64,91 TJ при вложено гориво за топлинна енергия съгласно (и).i.

В случай на агрегат за КПТЕ извън инсталацията и получена топлинна енергия от него (както в случай MH-1), съответните емисии ще трябва да бъдат осигурени в съответствие с ***EmH,import*** с “Топлинна енергия x EFheat”. EFheat в този пример ще съответства на стойността от 60,58 t CO2 / TJ, както е предвидено съгласно (з).ii.



*Фигура 15: Примерната екранна снимка за “Инструмента за КПТЕ” в събирането на базисни данни за случай MH-6.*

### Примери: Отпадни газове (WG)

**Правила за получени и отведени отпадни газове - Въведение**

Фигурите и таблиците по-долу обясняват за всеки случай как трябва да се извърши задаването на пораждащи емисии потоци и отпадни газове на всяка подинсталация с цел определяне на зададените емисии в образеца за базовите данни и как работи изчислението. Случаите са както следва:

* **Случай WG-1**: Инсталацията се състои от две подинсталации. Подинсталация А отвежда част от отпадните си газове към подинсталация Б. За целите на докладването на годишните си емисии в съответствие с MRR инсталацията използва подход на масов баланс (Cinput и Coutput обозначават пораждащи емисии потоци, както се съдържат в ПМ съгласно MRR). Cinternal е пораждащ емисии поток, който не се съдържа в ПМ съгласно MRR. Това може да бъде всеки материал, съдържащ въглерод, който се прехвърля между подинсталациите преди да доведе до емисии.
* **Случай WG-2**: Подобно на случай 1, но всяка подинсталация е част от дадена отделна инсталация. Следователно материалът Cintern се счита за пораждащ емисии поток съгласно ПМ на двете инсталации, наричан Coutput,3 в настоящия документ.
* **Случай WG-3**: Подобно на случай 2, но потребителят на отпадния газ произвежда измерима топлинна енергия от отпадния газ, който впоследствие се консумира в подинсталация Б.

Тази ситуация би възникнала, например, в желязната и стоманодобивната промишленост (напр. подинсталация А = кокс, подинсталация Б = течни черни метали) или промишлеността за производство на органични химически вещества в насипно състояние, където се образуват отпадни газове и се емисиите се подлагат на мониторинг, като се използва масов баланс съгласно Член 25 от MRR.

**Правила за получени и отведени отпадни газове - Случай WG-1**

**Случай WG-1**

**WGproduced**

**Граници на инсталацията**

**WGexported**

**Подинсталация А** **Подинсталация Б**

**Cinput** **Coutput, 2**

**Cinternal**

**Coutput, 1**

*Фигура 16:* *Примерен случай WG-1 за зададени емисии (отпадни газове).*

*Таблица 11: Изчисляване на задаването на емисиите за случай WG-1 (отпадни газове)*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Зададени емисии** | **Под. А** | **Под. Б** |
| ***DirEm\**** *(пораждащи емисии потоци на ПМ)* | 3,664 x (Cinput – Coutput,1) | – 3,664 x Coutput,2 |
| ***DirEm\**** *(*вътрешни пораждащи емисии потоци) | – 3,664 x Cinternal | + 3,664 x Cinternal |
| ***WGcorr,import*** | 0 | + WGexported x **BMfuel** (††) |
| ***WGcorr,export*** | – WGexported x **EFNG** x **CorrF** (†) | 0 |
| ***Всички други параметри*** | *0 или "не е от значение"* | *0 или "не е от значение"* |
| ***AttrEm*** | **Сума от горните** | **Сума от горните** |
| *Параметър: Вложено гориво* | *FuelC,input* | *WGexported + FuelC,internal* |
| *Параметър: Вложено гориво (претеглен ЕФ)* | *EFC,input* | *(WGexported x EFWG,exported + FuelC,internal x EFC,internal) / “Вложено гориво”* |
| *Параметър: Вложено гориво от ОГ* | *0* | *WGexported* |
| *Параметър: Вложено гориво от ОГ (ЕФ)* | *0* | *EFWG,exported* |
| *Параметър: Генерирани отпадни газове* | *WGproduced* | *0* |
| *Параметър: Генерирани отпадни газове (ЕФ)* | *EFWG,produced = EFWG,exported* | *0* |
| *Параметър: Консумирани отпадни газове* | *WGproduced – WGexported* | *WGexported* |
| *Параметър: Консумирани отпадни газове (ЕФ)* | *EFWG,produced = EFWG,exported* | *EFWG,produced = EFWG,exported* |
| *Параметър: Изгорени във факел отпадни газове* | *0* | *0* |

*†EFNG и CorrF ще се прилагат автоматично и не е необходимо да се предоставят в образеца. Въпреки това, съответният емисионен фактор, EFWG,exported, трябва да бъде осигурен за проверка за съгласуваност.*

*††BMfuel ще се прилага автоматично и не е необходимо да се предоставя в образеца. Въпреки това, съответният емисионен фактор, EFWG,exported, трябва да бъде осигурен за проверка за съгласуваност.*

**Правила за получени и отведени отпадни газове - Случай WG-2**

**Случай WG-2**

**Инсталация 1**

**WGproduced**

**Инсталация 2**

**WGexported**

**Подинсталация А** **Подинсталация Б**

**Cinput** **Coutput, 2**

**Coutput, 3**

**Coutput, 1**

*Фигура 17:* *Примерен случай WG-2 за зададени емисии (отпадни газове).*

*Таблица 12: Изчисляване на задаването на емисиите за случай WG-2 (отпадни газове)*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Зададени емисии** | **Под. А** | **Под. Б** |
| ***DirEm\**** *(пораждащи емисии потоци на ПМ)* | 3,664 x (Cinput – Coutput,1  – Coutput,3) | 3,664 x (Coutput,3 – Coutput,2) |
| ***DirEm\**** *(*вътрешни пораждащи емисии потоци) | 0 | 0 |
| ***WGcorr,import*** | 0 | + WGexported x **BMfuel** (††) |
| ***WGcorr,export*** | – WGexported x **EFNG** x **CorrF** (†) | 0 |
| ***Всички други параметри*** | *0 или "не е от значение"* | *0 или "не е от значение"* |
| ***AttrEm*** | **Сума от горните** | **Сума от горните** |
| *Параметър: Вложено гориво* | *FuelC,input* | *WGexported + FuelC,output,3* |
| *Параметър: Вложено гориво (претеглен ЕФ)* | *EFC,input* | *(WGexported x EFWG,exported + FuelC,output,3 x EFC,output,3) / “Вложено гориво”* |
| *Параметър: Вложено гориво от ОГ* | *0* | *WGexported* |
| *Параметър: Вложено гориво от ОГ (ЕФ)* | *0* | *EFWG,exported* |
| *Параметър: Генерирани отпадни газове* | *WGproduced* | *0* |
| *Параметър: Генерирани отпадни газове (ЕФ)* | *EFWG,produced = EFWG,exported* | *0* |
| *Параметър: Консумирани отпадни газове* | *WGproduced – WGexported* | *WGexported* |
| *Параметър: Консумирани отпадни газове (ЕФ)* | *EFWG,produced = EFWG,exported* | *EFWG,produced = EFWG,exported* |
| *Параметър: Изгорени във факел отпадни газове* | *0* | *0* |

*†EFNG и CorrF ще се прилагат автоматично и не е необходимо да се предоставят в образеца. Въпреки това, съответният емисионен фактор, EFWG,exported, трябва да бъде осигурен за проверка за съгласуваност.*

*††BMfuel ще се прилага автоматично и не е необходимо да се предоставя в образеца. Въпреки това, съответният емисионен фактор, EFWG,exported, трябва да бъде осигурен за проверка за съгласуваност.*

**Правила за получени и отведени отпадни газове - Случай WG-3**

**Случай WG-3**

**Инсталация 1**

**WGproduced**

**Инсталация 2**

**WGexported**

**Cinput**

**Подинсталация А**

**Котел**

**Топл.ен**

**Продукт А**

**Coutput**

**Подинсталация Б**

*Фигура 18:* *Примерен случай WG-3 за зададени емисии (отпадни газове).*

*Таблица 13: Изчисляване на задаването на емисиите за случай WG-3 (отпадни газове)*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Зададени емисии** | **Под. А** | **Под. Б** |
| ***DirEm\**** *(пораждащи емисии потоци на ПМ)* | 3,664 x (Cinput – Coutput) | 0 |
| ***DirEm\**** (*вътрешни пораждащи емисии потоци)* | 0 | 0 |
| ***EmH,import*** | 0 | + Heat x **BMheat** (††) |
| ***WGcorr,import*** | 0 | 0 |
| ***WGcorr,export*** | – WGexported x **EFNG** x **CorrF** (†) | 0 |
| ***Всички други параметри*** | *0 или "не е от значение"* | *0 или "не е от значение"* |
| ***AttrEm*** | **Сума от горните** | **Сума от горните** |
| *Параметър: Вложено гориво* | *FuelC,input* | *WGexported* |
| *Параметър: Вложено гориво (претеглен ЕФ)* | *EFC,input* | *(WGexported x EFWG,exported) / “Вложено гориво”* |
| *Параметър: Вложено гориво от ОГ* | *0* | *WGexported* |
| *Параметър: Вложено гориво от ОГ (ЕФ)* | *0* | *EFWG,exported* |
| *Параметър: Генерирани отпадни газове* | *WGproduced* | *0* |
| *Параметър: Генерирани отпадни газове (ЕФ)* | *EFWG,produced = EFWG,exported* | *0* |
| *Параметър: Консумирани отпадни газове* | *WGproduced – WGexported* | *WGexported* |
| *Параметър: Консумирани отпадни газове (ЕФ)* | *EFWG,produced = EFWG,exported* | *EFWG,produced = EFWG,exported* |
| *Параметър: Изгорени във факел отпадни газове* | *0* | *0* |

*†EFNG и CorrF ще се прилагат автоматично и не е необходимо да се предоставят в образеца. Въпреки това, съответният емисионен фактор, EFWG,exported, трябва да бъде осигурен за проверка за съгласуваност.*

*††BMheat ще се прилага автоматично и не е необходимо да се предоставя в образеца. За да се получат точни резултати, полето за съответния емисионен фактор трябва да остане празно.*

### Примери: Електроенергия (Elec)

**Правила за консумирана и произведена електроенергия - Въведение**

Фигурите и таблиците по-долу обясняват за всеки случай как трябва да се извърши задаването на пораждащи емисии потоци и потоци електроенергия на всяка подинсталация с цел определяне на зададените емисии в образеца за базовите данни и как работи изчислението. Случаите са както следва:

* **Случай Elec-1**: Инсталацията произвежда един продукт с определен показател, за който е релевантна взаимозаменяемостта на горивото и електроенергията. Тя консумира гориво и електричество за производството. Този случай представлява общата концепция за всички подинсталации с продуктови показатели, изброени в Приложение I на FAR, за която е релевантна взаимозаменяемостта на горивата и електроенергията.
* **Случай Elec-2**: Тази инсталация има само една подинсталация, която консумира гориво за производството на продукти. Парата се оползотворява от отпадната топлинна енергия и се използва за производство на електроенергия. Електричеството се произвежда и директно от понижаване на налягането на газове в процеса чрез разширителна турбина без междинно производство на измерима топлинна енергия.

**Правила за консумирана електроенергия – Случай Elec-1**

**Случай Elec-1**

**Граници на инсталацията**

**Гориво1**

**Подинсталация А (взаимозаменяемостта е релевантна)**

**Продукт А**

**Електроенергия1**

*Фигура 19:* *Примерен случай Elec-1 за зададени емисии (електроенергия).*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Зададени емисии** | **Под. А** | **Под. Б** |
| ***DirEm\**** | Fuel1 x EFF1 | – |
| ***EmH,export*** | 0 | – |
| ***Emel,exch*** | + Electricity1 x **EFel** (†) | – |
| ***Emel,produced*** | 0 | – |
| ***Всички други параметри*** | *0 или "не е от значение"* | – |
| ***AttrEm*** | **Сума от горните** | – |
| *Параметър: Вложено гориво* | Гориво1 | – |
| *Параметър: Вложено гориво (претеглен ЕФ)* | EFF1 | – |

*Таблица 14: Изчисляване на задаването на емисиите за случай Elec-1 (електроенергия)*

*†EFel: ще се прилага автоматично и не е необходимо да се предоставя в образеца.*

**Правила за произведена електроенергия – Случай Elec-2**

**Случай Elec-2**

**Под. А**

**Продукт А**

**Гориво1**

**Електроенергия1**

**Топл. ен.**

**Котел**

**Електроенергия2**

**Граници на инсталацията**

*Фигура 20:* *Примерен случай Elec-2 за зададени емисии (електроенергия). Таблица 15: Изчисляване на задаването на емисиите за случай Elec-2 (електроенергия)*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Зададени емисии** | **Под. А** | **Под. Б** |
| ***DirEm\**** | Fuel1 x EFF1 | – |
| ***EmH,export*** | – Heat x EFheat (†) | – |
| ***Emel,exch*** | – | – |
| ***Emel,produced*** | – Electricity1 x **EFel** (††) | – |
| ***Всички други параметри*** | *0 или "не е от значение"* | – |
| ***AttrEm*** | **Сума от горните** | – |
| *Параметър: Вложено гориво* | Гориво1 | – |
| *Параметър: Вложено гориво (претеглен ЕФ)* | EFF1 | – |

*†EFheat: Има случаи, когато емисионният фактор, свързан с подаването на топлинна енергия, не е известен или не може да бъде определен, напр. ако се отнася до оползотворена топлинна енергия от димни газове от подинсталациите с продуктови показатели. В такива случаи полето за въвеждане на емисионния фактор трябва да остане празно.*

*††EFel: ще се прилага автоматично и не е необходимо да се предоставя в образеца.*

# ПРИЛОЖЕНИЕ Б - СЪКРАЩЕНИЯ

ПРД Акт за изпълнение на Промяна на равнището на дейност  
Adt Тонове въздушно изсушена маса

РАВ Регламент за акредитация и верификация (Регламент за изпълнение (ЕС) 2018/2067 на Комисията)

ВПГ Възпламеняващ пещен газ

ОКПГ Основен кислороден пещен газ

BM Показател

BMU Акт за изпълнение за актуализиране на показателите  
КО Компетентни органи

УСВД Улавяне и съхраняване на въглеродния двуокис

УИВД Улавяне и използване на въглеродния двуокис

СНИЕ Системи за непрекъснато измерване на емисиите  
CEN Европейски комитет по стандартизация  
КПТЕ Комбинирано производство на топлинна енергия и електроенергия

CIMs Обхващащи цялата Общност преходни и напълно хармонизирани приложни мерки по смисъла на член 10а, параграф 1 от Директивата за СТЕ на ЕС (Решение 2011/278/ЕС, приложими към безплатното разпределение във фаза 3)

CLL Списъка на отраслите, в които съществува риск от изтичане на въглерод, Делегирано решение на Комисията (ЕС)… /… от 15 февруари 2019 г., допълващо Директива 2003/87/ЕО на Европейския парламент и на Съвета относно определянето на отраслите и подотраслите, считани за изложени на риск от изместване на въглеродни емисии за периода 2021 г. до 2030 г.

КГ Коксов газ

CSCF Коефициент за междусекторна корекция

CWT Приведени по CO2 тонове

ЕК Европейска комисия

CLEF Коефициент на излагане на риск от изместване на въглеродни емисии

СТЕ Схема за търговия с емисии (в настоящия Ръководен документ тя винаги се отнася до СТЕ на ЕС)

СТЕ на ЕС Европейската схема за търговия с емисии, установена с Директива 2003/87/ЕО (Директива за СТЕ на ЕС)

FAR Правила за безплатно разпределение на квоти, т.е. „Валидни за целия Европейски съюз преходни правила за хармонизираното безплатно разпределение на квоти за емисии съгласно член 10а(1) от Директивата за СТЕ на ЕС“, Делегиран регламент на Комисията (ЕС)… /… от 19 декември 2018 г.

РД Ръководен документ

БВП Брутен вътрешен продукт

ПГ Парников газ

ИРД Историческо равнище на дейност

КПКЗ Комплексно предотвратяване и контрол на замърсяването  
ISO Международната организация по стандартизация  
КЛН Коефициента на линейно намаление

ДЧ Държави-членки

MRR Регламент за мониторинг и докладване (Регламент (ЕС) 601/2012, приложим за фаза 3; Регламент за изпълнение (ЕС) 2018/2066 на Комисията за фаза 4)

МДВ Мониторинг, докладване и верификация

МДВА МДВ и акредитация на верификатори; Когато става въпрос за „Разпоредби за МДВА“, се има предвид както MRR, така и РАВ.

NCV Долна топлина на изгаряне

НМИ Национални мерки за изпълнение  
НЗМК Национален законов метрологичен контрол  
КН Коефициента на намаление

QA/QC Осигуряване на качеството/Контрол на качеството

UCTE Съюз за координиране на преноса на електрическа енергия  
VCM Винилхлориден мономер