



Industriemissionsdirektivets konsekvenser för förbränningsanläggningars utsläppsnivåer till luft

Helene Nyberg

Examensarbete på Civilingenjörsnivå
Avdelningen för Energihushållning
Institutionen för Energivetenskaper
Lunds Tekniska Högskola | Lunds Universitet



Industriemissionsdirektivets konsekvenser för förbränningsanläggningars utsläppsnivåer till luft

Helene Nyberg

Mars 2015, Lund

Föreliggande examensarbete på civilingenjörsnivå har genomförts vid Avd. för Energihushållning, Inst för Energivetenskaper, Lunds Universitet - LTH samt vid Grontmij AB i Malmö.Handledare på Grontmij AB: Emma Ekdahl; handledare på LU-LTH: bitr. universitetslektor Kerstin Sernhed; examinator på LU-LTH: prof. Jens Klingmann.

Examensarbete på Civilingenjörsnivå

ISRN LUTMDN/TMHP-15/5329-SE

ISSN 0282-1990

© 2015 Helene Nyberg samt Energivetenskaper

Energihushållning

Institutionen för Energivetenskaper

Lunds Universitet - Lunds Tekniska Högskola

Box 118, 221 00 Lund

www.energy.lth.se

ABSTRACT

Pollutant emissions from industrial activities harm our environment and pose a health problem to humans. The European Union has an interest in minimizing these emissions, to protect people and environment, and has therefore adopted the Industrial Emissions Directive (IED). The Swedish implementation of the directive will implicate new emission regulations by 2016 for combustion plants of 50 MW or more. The purpose of this study is to investigate which consequences IED will have on existing combustion plants. The study will seek answers to whether the plants meet the new emission levels appearing in a Swedish regulation and BAT conclusions and if not, what flue gas cleaning equipment will be required to meet these emission levels.

The study began with collecting facts about boilers, emissions and flue gas cleaning equipment from the literature and on the Internet. IED was studied in a similar manner through a literature review. The study was then conducted as a case study in which three combustion plants with varying size were selected. The chosen plants were visited and semi-structured interviews were performed. Emission data from the previous years was also obtained. Results from the collected data were put together and for some data simple calculations were made to be able to compare them with the emission levels. The results were then analyzed based on the emission limits found in the literature study of IED. In some cases the analysis also included the study of extended flue gas cleaning equipment and its costs as well as the origin and relevance of emission levels.

The results of the study show that the Industrial Emissions Directive has consequences on existing combustion plants. This study identifies boilers with combustion techniques for NO_x reduction but no post-treatment techniques to capture NO_x in the flue gases and which have problems to meet the NO_x emission levels in the BAT conclusions. Whether they need to enlarge their flue gas cleaning equipment or not is uncertain, since the concept of normal operation, during which limit values apply, is not defined in the IED. Three natural gas boilers do not manage the regulation emission levels, which are higher than those in the BAT conclusions. The study also shows that wood chip fired boilers have high carbon monoxide emission levels compared to BAT associated emission levels. The low BAT associated emission is however not considered to be environmentally reasonable. Studied BAT conclusions are presented in a draft and the final emission levels may change which will determine whether the boilers are affected or not. The results of the study are considered to be generalized and applicable to other combustion plants in Sweden with similar conditions.

SAMMANFATTNING

Utsläpp av miljöfarliga ämnen från industriell verksamhet skadar vår miljö och utgör ett hälsoproblem för människor. Europeiska unionen har ett intresse i att minimera dessa utsläpp för att skydda människor och miljö inom unionens medlemsländer och har omarbetat ett antal olika direktiv till ett Industriemissionsdirektiv (IED) som antogs 2010. Det svenska genomförandet av direktivet kommer från och med 2016 innebära nya regler för utsläpp till luft för förbränningsanläggningar större än 50 MW och syftet med denna studie är att undersöka vilka konsekvenser IED får på anläggningsnivå. I studien söks svar på om berörda förbränningsanläggningar klarar de nya utsläppsgränserna som förekommer i en förordning och BAT-slutsatser och om de inte gör det, vilken rökgasreningsutrustning krävs i så fall.

Inledningsvis söktes fakta om förbränningsanläggningars pannor, emissioner och rökgasreningsutrustning i litteratur och på internet och därefter studerades IED på likande sätt genom en litteraturstudie. Studien genomfördes sedan som en fallstudie där tre förbränningsanläggningar med varierande anläggningseffekt valdes ut. Vid besök på anläggningar genomfördes semi-strukturerade intervjuer och mätdata över utsläpp till luft från tidigare verksamhetsår erhöles. För en del mätdata genomfördes enklare beräkningar för att kunna jämföra med begränsningsvärde och resultaten har sedan analyserats utifrån de utsläppsgränser som funnits vid litteraturstudien av IED. Analysen inkluderade i några fall en undersökning av utökad reningsutrustning och dess kostnader samt utredning av begränsningsvärdets ursprung och relevans.

Resultaten i studien visar att Industriemissionsdirektivets skärpta krav på utsläpp till luft får konsekvenser på anläggningsnivå. I fallstudien identifieras pannor som enbart har förbränningsteknisk NO_x-reduktion och inte avskiljning i rökgaser och som får problem att uppfylla BAT-slutsatsernas högsta begränsningsvärde för kväveoxider. Huruvida de behöver utöka sin reningsutrustning är osäkert då begreppet normal drift, under vilka begränsningsvärdena gäller, inte är definierat i IED. Tre naturgaspannor klarar inte heller förordningens utsläppsgränser som är högre än motsvarande i BAT-slutsatserna. Studien visar också att fliseldade pannor har förhöjda kolmonoxidutsläpp jämfört med BAT-slutsatserna men slutsatsernas låga begränsningsvärde anses inte vara miljömässigt rimliga. BAT-slutsatserna som än så länge är ett utkast kan komma att ändras och slutgiltig utsläppsnivå blir avgörande för om pannorna påverkas eller inte. Resultaten från studien anses kunna generaliseras och gälla för andra förbränningsanläggningar i Sverige med liknande förutsättningar.

FÖRORD

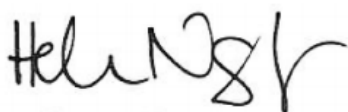
Denna rapport är resultatet av det examensarbete som jag genomfört för Grontmij AB i Malmö mellan november 2014 och mars 2015. Examensarbetet är den avslutande delen i min civilingenjörsutbildning i maskinteknik med inriktning på energiteknik vid Lunds Tekniska Högskola (LTH).

Jag vill rikta ett speciellt tack till mina handledare Emma Ekdahl (Grontmij AB) och Kerstin Sernhed (LTH) som bistått med både vägledning och inspiration.

Jag vill också tacka personal som jag haft kontakt med i samband med besök på Allöverket, Västhamnsverket och Oceanen. Utan er information hade det inte varit möjligt att genomföra detta arbete. Tack till: Ann-Mari Rihm och Jonas Andersson vid C4 Energi, Bengt Jönsson vid Öresundskraft och Linda Axelsson, Suzan Dilsiz och Slobodan Markovic vid Halmstad Energi och Miljö AB.

Tack till Fredrik Axby med personal på Grontmij AB som varit nyfikna på mitt arbete, berikat mig med sin kunskap och svarat på alla mina frågor.

Avslutningsvis vill jag tacka min familj som alltid finns där och stöttar mig.



Helene Nyberg, Malmö mars 2015

FÖRKORTNINGAR OCH FÖRKLARINGAR

BAT	Bästa tillgängliga teknik
BAT-AEL	Slutsatser med utsläppsvärden
BREF-dokument	BAT referensdokument, fastställer bästa tillgängliga teknik för olika industrisektorer
D1	Utkast av BREF-dokument (framtaget under IED) för stora förbränningsanläggningar, publicerat 2013-07-01
EU-direktiv	Direktiv innehåller mål som medlemsländer ska uppnå. Direktiv får implementeras valfritt i nationell lagstiftning så länge målen uppnås
FSF	Förordning om stora förbränningsanläggningar
Föreskrift	En allmänt gällande regel som beslutas av riksdagen, regeringen, en annan myndighet eller en kommun
Förordning	Bindande regler som kan beslutas av regeringen eller EU. Förordningar från EU blir direkt tillämpliga i nationella lagstiftningen och får inte omvandlas till andra bestämmelser
IED	Industriemissionsdirektivet, avser i sin användning Europaparlamentets och rådets direktiv 2010/75/EU, EUT L 63, 2.3.2012, s. 1–39
IUF	Industriutsläppsförordningen
Lag	Författning av generell karaktär som beslutas av riksdagen
NFS 2002:26	Naturvårdsverkets föreskrift om utsläpp till luft av svaveldioxid, kväveoxider och stoft från förbränningsanläggningar med en installerad tillförd effekt på 50 MW eller mer
SCR	Selective Catalytic Reduction
SNCR	Selective Non Catalytic Reduction
Miljötillstånd	Tillstånd enligt miljöbalken krävs för att verksamhetsutövare ska få bedriva miljöfarlig verksamhet
Tmv, dmv, mmv, åmv	Tim-, dygns, månads- och årsmedelvärde
TWG	Technical Working Group, arbetar med revidering av BREF-dokument
CO	Kolmonoxid
HCL	Väteklorid

HF

Vätefluorid

Hg

Kvicksilver

NO_x

Kväveoxider

SO_x

Svaveloxider

Innehållsförteckning

1	Inledning.....	1
1.1	Bakgrund	1
1.2	Problemställning	1
1.3	Syfte.....	2
1.3.1	Avgränsningar.....	2
1.4	Metod.....	2
1.4.1	Litteraturstudie.....	2
1.4.2	Fallstudie.....	3
1.4.3	Analysmetod	4
2	Litteraturstudie	5
2.1	Pannor.....	5
2.1.1	Rostpanna	5
2.1.2	Fluidiserad bäddpanna	6
2.1.3	Pulverpanna (brännare).....	6
2.2	Emissioner	7
2.2.1	Stoft.....	7
2.2.2	Svavel	8
2.2.3	Kväveoxider.....	8
2.2.4	Kolmonoxid	9
2.2.5	Ammoniak	9
2.2.6	Väteklorid	10
2.2.7	Vätefluorid.....	10
2.2.8	Kvicksilver.....	10
2.3	Rökgasreningsutrustning	11
2.3.1	Utrustning för avskiljning av stoft	11
2.3.2	Utrustning för avskiljning av svavel	13
2.3.3	Rökgaskondensering	13
2.3.4	Metoder och utrustning för att minska utsläpp av kväveoxider	13
2.3.5	Metoder för att minska utsläpp av kolmonoxid	15
2.3.6	Metoder och utrustning för att minska utsläpp av ammoniak	15
2.3.7	Metoder och utrustning för att minska utsläpp av väteklorid.....	16
2.3.8	Metoder och utrustning för att minska utsläpp av vätefluorid	16
2.3.9	Metoder och utrustning för att minska utsläpp av kvicksilver	16
2.4	Industriemissionsdirektivet.....	16
2.4.1	Bakgrund.....	16
2.4.2	Nyheter i IED.....	18
2.4.3	Implementering av IED i Sverige	18
2.4.4	IED:s tillämpningsområde	18

2.4.5	Förordning om stora förbränningsanläggningar	19
2.4.6	Tillstånd och prövning	21
2.4.7	BREF-dokumentet för stora förbränningsanläggningar	21
2.4.8	BAT-slutsatser, förordningar och individuella tillstånd	22
3	Anläggningsfakta.....	23
3.1	Allöverket, C4 Energi.....	23
3.2	Västhamsverket, Öresundskraft	24
3.3	Kraftvärmeverket Oceanen, HEM	25
4	Analys och resultat	29
4.1	Pannor.....	29
4.1.1	Allöverket	29
4.1.2	Västhamsverket.....	30
4.1.3	Oceanen	31
4.1.4	Jämförelse	31
4.2	Rökgasreningstrutning och utsläpp	32
4.2.1	Stoft.....	32
4.2.2	Svavel	36
4.2.3	Kväveoxider.....	39
4.2.4	Fördjupad analys kväveoxider	46
4.2.5	Kolmonoxid (CO)	53
4.2.6	Fördjupad analys av kolmonoxid	56
4.2.7	Ammoniak	66
4.2.8	Väteklorid, Vätefluorid och kvicksilver.....	67
4.3	Mätning och uppföljning av utsläpp till luft	68
4.3.1	Mätning av föroreningar	68
4.3.2	Uppföljning av utsläpp till luft.....	69
4.3.3	Normal drift	70
4.4	Metoddiskussion	72
4.5	Resultatens generaliserbarhet	73
5	Slutsatser	74
6	Källförteckning.....	76

Bilagor

Bilaga 1 – Faktaenkät

Bilaga 2 – Nyheter i FSF jämfört med NFS 2002:26

Bilaga 3 – Anläggningsbild Västhamsverket

Bilaga 4 – Begränsningsvärde

Bilaga 5 – Omräkningsfaktorer

1 INLEDNING

1.1 BAKGRUND

All energianvändning påverkar vår miljö. I vilken utsträckning miljön påverkas beror på vilket energislag som används, i vilken omfattning energislaget används och vilken teknik energislaget omvandlas med. Miljöpåverkan sker både vid utvinning och användning av energislag. Förnyelsebara källor som sol, vind och vatten har sin största miljöpåverkan vid tillverkning av material och utrustning. Många energikällor har störst miljöpåverkan under användning då de förbränns. All förbränning ger upphov till utsläpp som på olika sätt påverkar vår miljö. Vanliga föroreningar som släpps ut till luft vid förbränning är koldioxid – som bidrar till växthuseffekten, kväveoxider – som bidrar till försurning och övergödning samt svaveldioxid – som också bidrar till försurning.

Intresset för energi och miljö fortsätter att öka och miljöpåverkan från olika källor belyses allt mer. För att klara miljö- och klimatmål sätter politiker, både nationellt och internationellt, upp mål och utformar bestämmelser för att minska påverkan på miljö och klimat. Det är verksamhetsutövare som sedan ska se till att utsläppen från deras anläggningar är tillräckligt låga för att upprätthålla en bra skyddsnivå för miljö och människa.

1.2 PROBLEMSTÄLLNING

Industriemissionsdirektivet (IED) antogs av Europaparlamentet och Europeiska rådet den 24 november 2010. Direktivet syftar till att kontrollera och begränsa den europeiska industrins miljöfarliga utsläpp för att skydda miljö och människor. Naturvårdsverket skriver i sin rapport *Det svenska genomförandet av industriutsläppsbestämmelser med anledning av industriutsläppsdirektivet* att utsläppskraven till luft kommer att skärpas med det nya direktivet.

I IED föreskrivs regler för utsläpp till luft från stora förbränningsanläggningar som implementeras i en förordning och ersätter Naturvårdsverkets föreskrift NFS 2002:26. Med införandet av IED får de så kallade BAT-slutsatserna¹ en mer framträdande roll och det finns i dessa fler begränsningsvärden för förbränningsanläggningar att förhålla sig till. Medlemsländerna inom EU har tidigare använt BAT-slutsatserna väldigt olika vid tillståndsprovning och bedömningar. Ett syfte med IED är att länderna härnäst ska följa BAT-slutsatserna på samma sätt. Då BAT-slutsatserna är skrivna utifrån ett bredare miljöperspektiv och då det finns begränsningsvärden för utsläpp av fler ämnen än i tidigare förordning, är frågan om hur implementeringen av IED kommer att påverka förbränningsanläggningar i Sverige. Kommer de ökade kraven innebära att anläggningarna kommer att behöva investera i nya reningsprocesser, eller räcker de processer och den teknik som redan finns på anläggningarna för att uppfylla de nya kraven?

Följande frågeställningar avses undersökas i denna studie:

¹ BAT-slutsatser är slutsatser om bästa tillgängliga teknik och vilken miljöprestanda som kan uppnås med tekniken. Slutsatserna publiceras i ett referensdokument som fastställs av EU kommissionen.

- Uppfyller berörda förbränningsanläggningar begränsningsvärdena i förordningen som ersätter NFS 2002:26? Vilka förändringar krävs om de inte uppfyller kraven?
- Kommer de kommande BAT-slutsatserna som blir skarpa ställa högre krav på berörda förbränningsanläggningars reningsutrustning?
- Om konsekvensen av IED blir att förbränningsanläggningen behöver förändra sin reningsutrustning, vilka alternativ till utrustning är tänkbara och vilka blir de ekonomiska konsekvenserna av dessa. Hur påverkar det faktum att nya slutsatser som kan innehålla nya hårdare utsläppskrav publiceras om åtta år?

Studien avgränsas till en fallstudie med förbränningsanläggningar av olika storleksordning. Förbränningsanläggningarna undersöks och jämförs med avseende på ovanstående frågeställningar.

1.3 SYFTE

Syftet med studien är att göra en bedömning av hur förbränningsanläggningar kan komma att påverkas av de nya kraven som IED medför och vilka ekonomiska konsekvenser som detta i så fall kan få. Framförallt är det av intresse att undersöka effekten av BAT-slutsatsernas förändrade status.

Målet med studien är att ge verksamhetsutövare, konsulter som arbetar med rökgasrening och miljötillstånd samt övriga energiintresserade en bild av hur industriutsläppsdirektivet kan komma att påverka värmeproduktion på anläggningsnivå.

1.3.1 Avgränsningar

Industriemissionsdirektivet är ett EU-direktiv som gäller för alla medlemsländer, men denna studie utgår från det svenska genomförandet och anläggningar i Sverige. Direktivet omfattar all industriverksamhet och här har studien avgränsats till industrier inom energisektorn och anläggningar som förbränner bränsle med en installerad tillförd effekt på minst 50 MW. Studien avgränsas till ett urval av förbränningsanläggningar och det är deras utsläpp till luft som är av intresse. Ämnen som studeras är; NO_x, SO_x, stoft, NH₃, HCl, HF, kvicksilver och CO eftersom dessa finns med i BAT-slutsatserna.

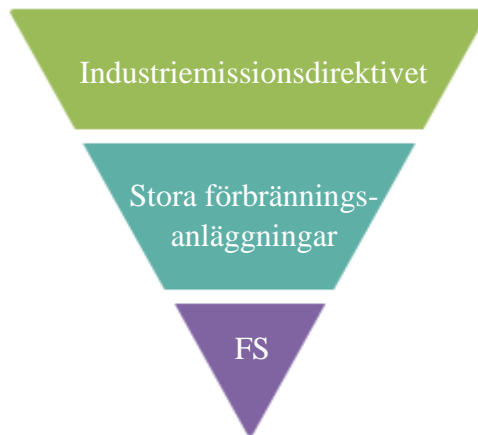
1.4 METOD

För att besvara frågorna i problemställningen samt uppfylla syftet har studien delats in i tre olika faser; litteraturstudie, fallstudie och analys/diskussion.

1.4.1 Litteraturstudie

I litteraturstudien har en genomgång av tekniker för pannor och rökgasreningsutrustning gjorts för att kartlägga vilka tekniker som finns och hur de fungerar. Vidare har litteratur om emissioner från förbränning studerats för att förstå vilka effekter de har på miljö och människor och varför deras utsläpp begränsas. Noggranna studier av Industriemissionsdirektivet har genomförts för att förstå den nya kravbildens för utsläppsbegränsningar. Industriemissionsdirektivet gäller för flera branscher och inledningsvis har direktivet studerats övergripande. Litteraturstudien har sedan fördjupats till de delar som omfattar stora

förbränningsanläggningar. I fallstudien (FS) har konsekvenserna av IED för stora förbränningsanläggningar studerats. Figur 1 visar fördjupningen i genomgången av IED.



Figur 1. Industriemissionsdirektivet omfattar flera branscher men litteraturstudien har avgränsats till stora förbränningsanläggningar. I fallstudien (FS) har slutligen ett mindre antal förbränningsanläggningar studerats.

1.4.2 Fallstudie

I syfte att undersöka vilken påverkan som Industriemissionsdirektivet får på stora förbränningsanläggningar har en fallstudie genomförts där tre förbränningsanläggningar studerats närmre.

Urval

Industriemissionsdirektivet omfattar förbränningsanläggningar större än 50 MW. Utsläppsbegränsningsvärden kategoriseras efter anläggningseffekt vanligtvis i tre kategorier; anläggningseffekt mindre eller lika med 100 MW, större än 100 MW men mindre eller lika med 300 MW och större än 300 MW. Med anledning av detta har avsikten varit att studera en anläggning ur var kategori.

För att identifiera förbränningsanläggningar som är större än 50 MW har den Svenska Miljörapporteringsdatabasen använts. Identifierade anläggningar har sedan matchats mot en lista över anläggningar som omfattats av IPPC-direktivet (föregångaren till IED) framtagen av Naturvårdsverket, eftersom dessa anläggningar även kan förväntas omfattas av IED. Förbränningsanläggningar i Skåne prioriterades av praktiska skäl och tre anläggningar av olika storlek valdes ut. Urvalsgruppen med Skåne som avgränsning var mycket liten och därför valdes en anläggning i Halland också ut för att de olika storlekskategorierna skulle bli representerade.

Genomförande av fallstudie

Utvalda anläggningar har studerats individuellt. Tillvägagångssättet för fallstudien arbetades fram vid undersökningen av den första anläggningen och användes sedan på de två följande anläggningarna. Samtliga anläggningar besöktes och vid besöket genomfördes en semi-strukturerad intervju med personal som arbetade med anläggningens miljöfrågor och vid två av anläggningarna även driftspersonal. Intervjun varade mellan en och en halv till två

timmar och spelades in vid två av tre tillfällen. En rundvandring på anläggningen för att få se anläggningen, speciellt rökgasreningsutrustningen, utfördes också under besökstillfället.

Som underlag för sammanställning av en intervjuguide användes företagets miljörapporter, samt data från enkätsvar från en enkät, se Bilaga 1, som togs fram inför intervjutillfället i syfte att samla in information om anläggningen och dess verksamhet. Intervjuguiden har haft samma struktur vid samtliga intervjuer men frågorna har anpassats för den enskilda anläggningen.

1.4.3 Analysmetod

Den metodik som har använts för att analysera anläggningarnas utsläpp kan beskrivas i två delar enligt följande: I den första delen av analysen har anläggningarnas verkliga utsläpp jämförts med begränsningsvärdena i BAT-utkastet, FSF och anläggningens villkor kring utsläpp enligt anläggningens miljötillstånd. Här har erhållen mätdata studerats och i vissa fall bearbetats (till exempel genom medelvärdesberäkningar och omräkning mellan enheter) för att avgöranden om hur anläggningarna förhåller sig till begränsningsvärdena i BAT-utkastet, FSF och tillståndsvillkoren skulle kunna göras.

I den andra delen av analysen har resultaten sedan analyserats utifrån kriterierna ifall den rökgasreningsutrustning som finns på anläggningen är tillräcklig för att klara kraven eller inte. I de fall där analysen har visat att det finns behov av utökad reningsutrustning har lämplig teknik för detta undersökts ur ett tekniskt och ekonomiskt perspektiv.

Förutom utsläpp till luft har följande information om anläggningarna samlats in för att kunna beskriva verksamheten vid anläggningarna:

- vilken typ av pannor som finns på respektive anläggning,
- vilket bränsle som eldas i anläggningar,
- strategi för driftordning av pannor på anläggning,
- vilken roll anläggningen har i förhållande till företagets övriga produktionsanläggningar,
- samt hur respektive anläggning mäter och följer upp sina utsläpp diskuterats. Normal drift, ett begrepp som förekommer i IED, har också diskuterats.

2 LITTERATURSTUDIE

2.1 PANNOR

I vardagligt tal beskriver ordet panna en enhet bestående av en förbränningsanordning, kallad eldstad där omvandling av bränsle sker, och själva pannan där värme från förbränningen överförs till vatten som ska förångas. Vanligen ger uppbyggnaden av eldstaden namn till panntypen, som t.ex. rostpannan där eldstaden utgörs av en rost (Värmeforsk 2011).

I nedanstående text (inom delkapitlet 2.1 Pannor) är informationen hämtad från *Förbrännings- och rökgasreningsteknik* av Wester (2006) och om inget annat anges.

Utformningen av pannor påverkas av ett antal faktorer som är betydande för god förbränning. Dessa kan sammanfattas under tre T; tid, temperatur och turbulens.

Tiden påverkar storleken på pannan och tiden vid förbränningen måste vara tillräcklig för att partiklar inte ska möta en kall yta innan de brunnit färdigt då de istället bildar sot. För god förbränning måste *temperaturen* i eldstaden vara tillräcklig, lämpligen över 850 °C men under 1200 °C. Temperaturen bör vara över 850 °C i eldstaden vid den punkt där processen förses med den slutgiltiga förbränningsluften för att erhålla fullständig förbränning. Temperaturen i sista förbränningszonen bör inte överstiga 1200 °C för att undvika bildning av kväveoxider. Inblandningen av förbränningsluft, som handlar om den sista faktorn *turbulens*, är också viktig för att erhålla god förbränning. För att erhålla optimal inblandning med brännbara gaser är det viktigt både att tillföra förbränningsluften på rätt position och på rätt sätt. För att få en god förbränning så tillförs förbränningsluften vid olika nivåer i pannan och det kallas att luften tillförs primärt, sekundärt och eventuellt tertiärt.

I Sverige är de vanligaste pannorna rostpanna, fluidiserade bäddpannor och pulverpannor - som också kan benämnas brännare - efter dess eldningsanordning (Sundblom 2004).

Begreppen, bas-, spets- och reservlastpanna förekommer vanligen när det talas om pannor. Baslastproduktion är den el- eller värmeproduktion som är igång under många timmar av året. Spetslastproduktion utgörs av el- eller värmeproduktion som produceras under få timmar om året då effektbehovet är stort, t.ex. en kall vinterdag. Reservlastproduktion behövs då det saknas effekt på grund av bortfall av annan produktion.

2.1.1 Rostpanna

I en rostpanna utgörs eldstaden av en rost som byggs upp av ett antal järnstavar. Rosten bär upp bädden av bränsle och avståndet mellan stavarna måste anpassas så att inte bränslet faller mellan dessa. Underifrån rosten blåses primär förbränningsluft upp mellan järnstavarna och genom bädden av bränsle. Förutom att förse processen med förbränningsluft fungerar luften även som kylsystem för järnstavarna.

Bränslet torkas, förgasas och förbränns på rosten och det som blir kvar av bränslet, bottenaskan, faller genom rosten eller först bort i slutet av rosten beroende på rostpannans utformning. Slutgiltig förbränning sker i utrymmet ovanför bränslebädden där sekundär (och eventuellt tertiär) förbränningsluft tillförs (Värmeforsk 2011).

Bränslets fördelning över rosten påverkar förbränningen och luften har lättare att ta sig igenom tunnare delar av bränslebädden vilket leder till lokala luftunderskott där bränslet blir dåligt utbränt. Liknande gäller där bränslebädden är tätt packad och lufttillförseln blir otillräcklig.

I en rostpanna kan rostens utformning och funktion variera och den kan vara plan, sned, fast eller rörlig i olika kombinationer. I den plana rosten kan bränsleinmatningen försvåra fördelningen av bränslet på bädden medan i den sneda rosten matas bränslet in i toppen av rosten och rör sig på grund av tyngdkraften nedåt längst rosten. I den rörliga snedrosten sker fördelningen av bränslet i rosten mekaniskt genom att stavarna rör sig fram och tillbaka och rosten behöver därför inte ha lika stor lutning.

2.1.2 Fluidiserad bäddpanna

Den fluidiserade bäddpannan är ett specialfall av rostpannan, men beskrivs här som en egen teknik eftersom det är en väl utbredd och använd teknik.

Eldstaden utgörs av en bädd som innehåller bränsle och ett bäddmaterial, t.ex. sand. Bäddmaterialet som är ett obrännbart material har som uppgift att ge en större bäddvolym för att bränslet ska hållas svävande under hela processen. Den primära lufttillförseln genom bränslebädden är så hög att partiklarna i bädden antar ett fluidliknande tillstånd och bränslebädden fluidiseras.

Vid en start av en fluidiserad bädd måste bäddmaterialet initialt värmas upp och detta sker vanligen med en gas- eller oljeeldad startbrännare. Torkning, förgasning och förbränning kan sedan ske i bädden och bränslet antänds av den stora termiska massan (Värmeforsk 2011). Bäddtemperaturen bör vara över 800 °C för god förbränning och under 900 °C för att undvika agglomerering².

Den största delen av förbränningsluften tillförs primärt genom bädden och om tillförseln blir för låg finns risk för att bädden kollapsar och fluidiseringen försvinner. Resterande förbränningsluft tillförs sekundärt för att styra förbränningskvaliteten. Fluidiseringen av bädden gör att större partiklar letar sig nedåt i bädden och i botten av eldstaden matas bottenaska blandat med bäddmaterial ut (Värmeforsk 2011).

Det finns två typer av fluidiserad bädd och det är hastigheten på den primära lufttillförseln som skiljer de båda åt. Bubblande fluidbädd, BFB, har en primär luftströmshastighet på ungefär 3 m/s jämfört med 5-6 m/s i cirkulerande fluidbädd, CFB. Den cirkulerande fluidbädden får sitt namn av att partiklar från oförbränt bränsle och bäddmaterial blåses ur eldstaden och måste återföras till bädden. En viss cirkulation i eldstaden förekommer också.

2.1.3 Pulverpanna (brännare)

Eldstaden i en pulverpanna består av en brännare i vilken bränslet förblandas med den största delen av förbränningsluften. Blandningen sprutas in i eldstaden och tänds med hjälp av en antändningsanordning, t.ex. en elektrod, och sedan kontrolleras flammans varaktighet med t.ex. en fotocell. Förbränningstemperaturen i en pulverpanna är omkring 1500 °C (Sundblom 2004).

Bränslet i en pulverpanna kan vara flytande (gas eller olja) och fast i pulverform (kol, torv eller trä). Eldning med pulver och gas kräver ingen integrerad finfördelning i brännaren men

² Klibbande aska och sandmaterial som bildar större klumpar i sandbädden.

inblandningen med förbränningsluft måste vara god och kontrollerad. För eldning med olja måste oljan finfördelas i små droppar innan den blandas med luft och sprutas in i eldstaden. För detta finns det ett antal olika tekniker t.ex. tryckoljebrännare, rotationsbrännare, pressluftbrännare och ångatomisering.

2.2 EMISSIONER

Vid förbränning erhålls ett antal restprodukter som utgör rökgaserna. Beståndsdelarna i rökgaserna kan vara mer eller mindre oönskade och lagstiftning gör att halterna för utsläpp till atmosfären begränsas. Det finns tre faktorer som påverkar utsläpp av olika ämnen; själva bränslet, vilken förbränningsteknik som används och vilken reningsutrustning som denna är utrustad med (Uppenberg, Almemark, Brandel, Lindfors, Marcus, Stripple, Wachtmeister & Zetterberg 2001). De emissionerna som tas upp i detta kapitel är sådana som får nya gränsvärden i Industriemissionsdirektivet och som därför är av intresse för studien.

Förutom IED som påverkar vilka utsläppsbegränsningar som sätts har Sverige också antagit ett miljömålssystem med ett generationsmål, 16 miljö kvalitetsmål och ett antal etappmål. Utgångspunkten för miljömålssystemet är att ”Vi ska lösa våra miljöproblem nu och inte lämna över dem till kommande generationer” (Naturvårdsverket 2012). För de olika miljö kvalitetsmålen finns preciseringar med mål för hur miljön ska se ut 2020. Under varje avsnitt presenteras även vilka miljömål som Sverige har satt upp för respektive förorening.

2.2.1 Stoff

Stoff är luftburna partiklar och vid förbränning består stoff i rökgaserna av aska eller ofullständigt förbrända partiklar, sot (Wester 2006). Partiklarnas storlek är avgörande för deras miljö- och hälsoeffekter och partiklarna delas därför in i olika grupper efter dess storlek, se Tabell 1. Stoff kan vara partiklar upp till 100 µm men är vanligen mycket mindre.

Tabell 1. Indelning av partiklar efter storlek (Källa: Gustavsson, Göransson-Modigh, Hammarström, Kodeda & Lindqvist 2004).

Beteckning	Partikelstorlek
PM10	≤ 10 µm
PM2,5	≤ 2,5 µm
PM1	≤ 1 µm

Partiklar större än 10 µm och PM10 partiklar når vanligen inte lungorna utan fastnar i våra flimmerhår respektive de övre luftvägarna. PM2,5 partiklar når däremot våra lungor och kan tränga in i lungblåsorna. De allra minsta partiklarna kan även tränga in i kärl. Kunskapen om partiklarnas hälsoeffekt är ofullständig, men kända effekter är till exempel luftvägssjukdomar, cancer och hjärt- och kärlsjukdomar. Partiklarna kan även binda tungmetaller, vilka inte kan brytas ner i naturen. Tungmetallerna är giftiga för levande organismer (Gustavsson et al. 2004). Tungmetallerna anrikas i näringskedjan och vid tillräckligt hög halt kan de påverka näringsupptaget i växter och orsaka nerv- och skelettsjukdomar hos människor (Wester 2006).

I miljö kvalitetsmålet *Frisk luft* finns mål om halter för både PM10 och PM2,5 och halten PM2,5/PM10 ska vara mindre eller lika med 10/15 mg/m³ luft mätt som årsmedelvärde eller 25/30 mg/m³ luft mätt som dygnsmedelvärde (Kyrklund 2013). Statistik från 2012 på utsläpp

av partiklar till luft visar att industriprocesser och el- och värmeproduktionen stod för 29 % av utsläppen av PM10 respektive 31 % av PM2,5 (Naturvårdsverket u.å.).

2.2.2 Svavel

Utsläpp av svavel i form av svaveldioxid (eller svaveltrioxid) beror på svavelmängden i det bränsle som förbränns och har inte så mycket att göra med vilken förbränningsteknik som används. Naturliga utsläpp av svavel kommer från vulkaner och hav, men dessa utsläpp är inte den främsta orsaken till de negativa miljö- och hälsoeffekter som uppstår från svavelutsläpp, utan det är framförallt energiproduktion och industriell verksamhet som står för dessa problem.

Svavelföreningar kan uppehålla sig i atmosfären allt från ett par dagar till några veckor, vilket gör att utsläpp från en anläggning kan ge effekter på helt andra platser än den där anläggningen finns.

Svavelsyra som orsakar försurning bildas då svaveldioxid reagerar med vattenånga i atmosfären. Svavelsyra når mark, vattendrag, växter och byggnader genom torrdeponering från partiklar eller våtdeponering genom regn eller dimma. Försurning i mark ger näringsobalans hos växter och gifthalterna i miljön ökar (Uppenberg et al. 2001).

För människor kan svaveldioxid orsaka skador på lungfunktionen och barn som vistas en längre tid i en miljö med hög svaveldioxidhalt kan få kroniska luftvägsproblem (Wester 2006).

Sveriges miljömål för svaveldioxid omfattas av miljökvalitetsmålet *Bara naturlig försurning*. Där preciseras målet som att ”Nedfallet av luftburna svavel- och kväveföreningar från svenska och internationella källor medför inte att den kritiska belastningen för försurning av mark och vatten överskrids i någon del av Sverige” (Bertills 2013). Statistik från 2012 på utsläpp av svaveldioxid till luft visar att industriprocesser och energiförsörjning stod för 96 % av utsläppen av svaveldioxid (Al-Hanbali 2013a).

2.2.3 Kväveoxider

Kväveoxider (NO_x) är en gemensam benämning på föreningar av syre och kväve. Inom området för luftföroreningar avser NO_x kväveoxid (NO) och kvävedioxid (NO_2) (Wester 2006). Halten NO i pannans utlopp är betydligt högre än NO_2 och mängden NO räknas oftast om med en faktor till NO_2 som sedan redovisas som utsläpp av kväveoxider. NO är i sig inte farligt för miljön men den oxideras och bildar farligt NO_2 menar sakkunnig på Grontmij (muntlig källa 1).

NO_x bidrar till försurning på liknande sätt som svaveldioxid, men bidrar även till övergödning, bildandet av marknära ozon och klimatförändringar genom ökad växthuseffekt(lustgas). Övergödning innebär ökad tillförsel av viktiga näringsämnen (kväve och fosfor) som initialt ger massförökning hos vissa växter och djur som i sin tur leder till att andra arter dör ut på grund av syrebrist som kan uppstå i vattendrag. Marknära ozon är skadligt för både människor och miljön. Ozon är en giftig gas som påverkar växters fotosyntes och ämnesomsättning negativt och hos människor påverkas luftvägar och slemhinnor i ögonen (Uppenberg et al. 2001).

Miljömål för kväveoxider finns i både målet *Frisk luft* och *Bara naturlig försurning* (se ovan under avsnitt 2.2.2). I *Frisk luft* preciseras att ”Riktvärdena sätts med hänsyn till känsliga grupper och innebär att halten av kvävedioxid inte överstiger 20 mikrogram per kubikmeter luft beräknat som ett årsmedelvärde, eller 60 mikrogram per kubikmeter luft beräknat som ett

timmedelvärde (98-percentil³)” (Kyrklund 2013). Statistik från 2012 på utsläpp av kväveoxider till luft visar att industriprocesser och energiförsörjning stod för 37 % av utsläppen av kväveoxid (Al-Hanbali 2013b).

I Sverige finns en kväveoxidavgift som tas ut vid utsläpp av kväveoxider vid energiproduktion. Avgiften betalas av verksamhetsutövare med en produktionsenhet som producerar elektrisk kraft eller värme som överstiger 25 gigawattimmar. Avgiften är 50 kr per kilogram kväveoxider (räknat som kvävedioxid) och betalas årsvis. Naturvårdsverket administrerar kväveoxidavgiften. De beräknar årligen den sammanlagda avgiften som betalts in och deras administrativa kostnader dras sedan ifrån. Från återstående summa beräknas ett återföringsbelopp som kronor per producerad megawattimme som återförs till anläggningarna beroende på hur mycket energi de producerat. Anläggningar med låga kväveoxidutsläpp i förhållande till sin energiproduktion premieras med systemet och får pengar tillbaka (Olsson 2015).

2.2.4 Kolmonoxid

Kolmonoxid, som ibland kallas koloxid, är en giftig gas utan smak och doft. Förekomsten i atmosfären kan framförallt härledas från mänskliga aktiviteter, dvs. är antropogen, och har sitt ursprung i avgaser från trafiken (ca 80 %) och resterande från industri- och energiproduktion. Kolmonoxid är farligt för människor vid inandning då gasen binds i hemoglobinet som ska transportera syre till cellerna och effekten blir syrebrist som kan orsaka skador på hjärna och hjärt-och kärlsystem (Naturvårdsverket 2010).

Kolmonoxid från termisk energiproduktion bildas när förbränningen är ofullständig, vilket inträffar när tillgången på syre i pannan är för låg. Uppkomsten av kolmonoxid i rökgaserna är därför starkt kopplat till förbränningstekniska egenskaper som förbränningstemperaturen, uppehållstiden i de olika förbränningszonerna och förhållande och inblandning mellan förbränningsluft och bränsle (European Commission 2006, s. 127).

2.2.5 Ammoniak

Ammoniak är en färglös och illaluktande gas som består av kväve och väte. Ammoniak finns inte naturligt i vår atmosfär och har därför sitt ursprung i mänskliga aktiviteter. Ammoniak förekommer mest på landsbygden då jordbruket står för de största utsläppen. Nedfall från atmosfären kan ske i gasform men vanligast i form av partiklar (Jacobsson 2013). Ammoniak som bildar ammonium (NH_4^+) bidrar till både övergödning och försurning av mark och vatten. Depositionshastigheten för ammoniak är mycket lägre än jämförelsevis kväveoxider vilket betyder att nedfall av ammoniak sker i den direkta närmiljön till utsläppskällan (Iverfeldt, Pleijel, Klemmedtson, Lövblad & Omstedt 1994). För människor är hälsoeffekterna av ammoniak skador på hud och slemhinnor, det senare på grund av ammoniakens löslighet i vatten (Arbetsmiljöverket 2012).

Utsläppen av ammoniak till luft från gruppen energi, transporter och avlopp stod 2012 för endast 9 % av de totala utsläppen till luft enligt Naturvårdsverkets statistik (Al-Hanbali 2013c).

I syfte att minska utsläpp av kväveoxider från förbränningsanläggningar, kan ett reduktionsmedel tillföras rökgaserna som då reagerar med kväveoxid och bildar vattenånga och

³ Kväveoxidhalten underskrids 98 % och överskrids 2 % av medelvärdetiden.

kvävgas. Vanliga reduktionsmedel är ammoniak (NH_3) och urea. Reduktionsmedlet kan tillföras vid närvaro av en katalysator och metoden kallas då selektiv katalytisk reduktion (SCR) eller utan katalysator som då kallas selektiv icke katalytisk reduktion (SNCR). Ammoniak finns naturligt i låga halter i rökgaserna, men när rökgasreningsutrustningen inkluderar SCR eller SNCR ökar halterna. Hur höga halterna blir beror på doseringsgraden, inblandning och om inblandningen sker vid rätt temperatur. I förbränningsanläggningar som använder denna metod för kväveoxidrening, kan halten ammoniak i rökgaserna öka på grund av att all ammoniak inte reagerar med rökgaserna, vilket kallas NH_3 -slip (Naturvårdsverket 2002).

Ammoniakutsläpp är en indikator i miljömålet *Ingen Övergödning* och delmålet för 2010 om att minska ammoniakutsläppen med 15 procent jämfört med 1995 har uppnåtts (Naturvårdsverket 2014a).

2.2.6 Väteklorid

Väteklorid är en färglös och giftig gas som kan lösa sig i slemhinnans fukt och bilda frätande saltsyra (Elding u.å.). Saltsyra bidrar till försurning av mark och vatten vilket påverkar växter och djur som i värsta fall kan dö ut på platsen (Miljöportalen 2006).

Vid förbränning av bränsle som innehåller klor frigörs klor och bildar väteklorid (HCl). Mängden klor varierar för olika bränslen och halten HCl i rökgaserna varierar därför vid förbränning (Samuelsson, Westlin, Rönnbäck, Österberg, & Johansson 2007). Vätekloriden följer med rökgaserna ut i atmosfären eller reagerar med flygaska. Klor som reagerar med flygaska har även en korrosiv effekt och kan orsaka problem i pannan och efterföljande steg (Gilbe u.å.).

2.2.7 Vätefluorid

Vätefluorid (HF) har kemiska likheter med väteklorid (National atmospheric emissions inventory u.å.). Vätefluorid är lösligt i vatten och bildar då fluorvätesyra som är frätande och kan orsaka skador i miljön då det sprids till mark och vatten. Vätefluorid kan ge frätskador på hud och ögon hos människor (Myndigheten för samhällsskydd och beredskap u.å.).

Vid förbränning påträffas den sura gasen vätefluorid i rökgaserna om bränslet som förbränns innehåller tillräckliga mängder fluorid.

2.2.8 Kvicksilver

Kvicksilver är ett grundämne som kallas tungmetall och som varken kan förstöras eller brytas ned. Tungmetaller är livsnödvändiga, men också giftiga om de förekommer i fel koncentration och i fel miljö (Grontmij 2011). Kvicksilver är flytande i rumstemperatur men är lättflyktig och har en lång uppehållstid i atmosfären, vilket betyder att ämnet kan spridas långa sträckor. Effekter från kvicksilver är skador på nervsystemets utveckling och funktion och i naturen kan kvicksilver påverka näringsomvandlingen i marken (Kemikalieinspektionen 2014).

Utsläpp av kvicksilver förekommer vid förbränning av fossila bränsle (Jensen 2004). Även biobränsle kan innehålla kvicksilver, som härstammar från deponering från atmosfären, som släpps ut vid förbränning. Vid förbränning förångas kvicksilvret som finns i bränslet och följer med rökgaserna ut genom skorstenen (Kindblom & Munthe 1998).

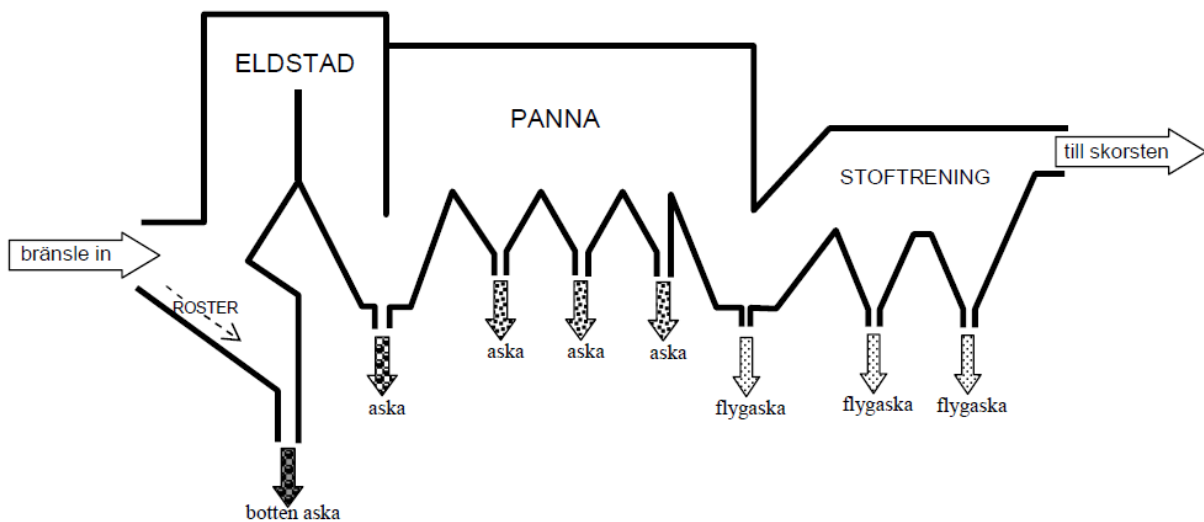
2.3 RÖKGASRENINGSUTRUSTNING

Det finns två metoder för att minska utsläpp av oönskade ämnen: antingen kan man minimera själva uppkomsten av ämnena eller skilja av de skadliga ämnena från rökgaserna så att de inte släpps ut, enligt Wester (2006).

Här beskrivs olika tekniker för det senare alternativet, så kallad rökgasrening. I delkapitel 2.3.1 till och med 2.3.4 är informationen hämtad från *Förbrännings- och rökgasreningsteknik* av Wester (2006) och om inget annat anges.

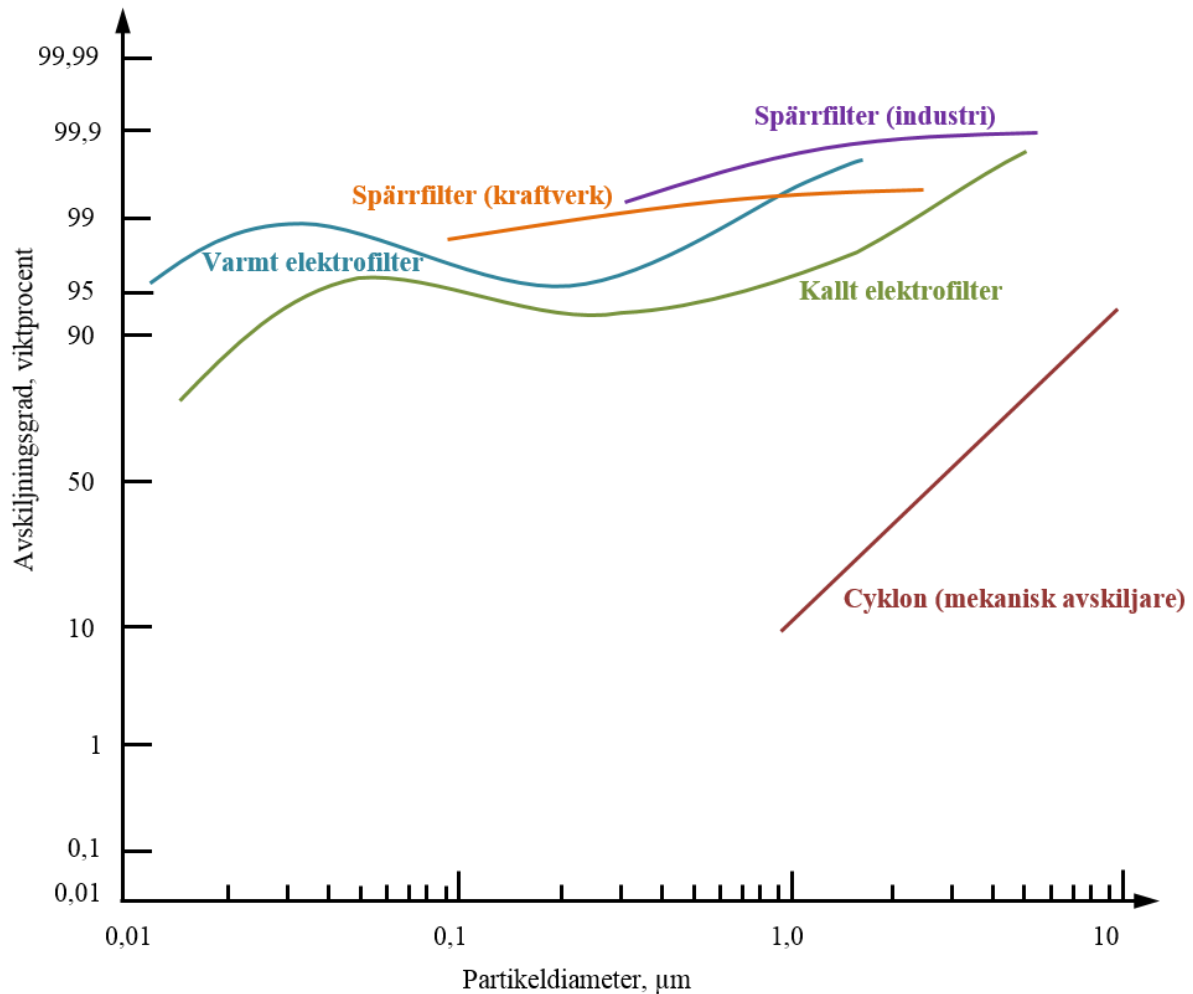
2.3.1 Utrustning för avskiljning av stoft

Det finns ett antal metoder för stoftavskiljning med varierande avskiljningsgrad och som även påverkas av storleken på partiklarna som ska avskiljas. Förutom fasta installationer för avskiljning kan pannans utformning även öka avskiljningen av partiklar. Aska avskiljs naturligt vid de lägsta punkterna i rökgasgången och där det finns hinder. I Figur 2 ses en schematisk bild av en rostpanna där de olika askutmatningspunkterna visas (Värmeforsk 2011).



Figur 2. Schematisk bild av rostpanna för avfallsförbränning med askutmatning (Källa: Värmeforsk 2011).

Vid stoftrening kan mekaniska avskiljare, elektrofilter eller spärrfilter användas. Metoderna har olika avskiljningsgrad och partikelstorleken påverkar också avskiljningsgraden för respektive metod vilket visas i Figur 3.



Figur 3. Avskiljningsgrad för olika stoftavskiljare (Källa: Wester 2006).

Mekaniska avskiljare utgörs ofta av cykloner där rökgaserna leds in i en cylinder och stoftet avskiljs med hjälp av tröghetskrafter. Stoft samlas i botten av cylindern och rökgaserna leds vidare i rökgasgången.

Spärrfilter innebär avskiljning genom ett filter. Filtren kan ha olika utformning och får då olika namn.

Ett slangfilter är ett rörformigt filter och rökgaserna kan passera genom filtret inifrån och ut eller omvänt. Partiklar fastnar i filtret och bildar en filterkaka och denna kan även samla upp kvicksilver som kondenserar på partiklarna.

I ett *elektrofilter*, även kallat elfilter, leds rökgaserna genom emissionselektroder och jordade utfällningselektroder. Emissionselektroden har en hög spänning, 30-50 kV, vilket gör att partiklarna får en negativ laddning och dras till utfällningselektroden där de stannar. Rökgasens sammansättning, temperatur, fukthalt och svavelhalt påverkar avskiljningsgraden genom en ökad ledningsförmåga hos partiklarna vilket gör att elfilter kan se väldigt olika ut. I Figur 3 visas bl.a. att ett varmt elfilter har högre avskiljningsgrad än ett kallt elfilter.

2.3.2 Utrustning för avskiljning av svavel

Avskiljning eller absorption av svavel sker genom tillsats av en fast absorbent till rökgaserna, vanligen kalk, där kalcium är det verksamma ämnet. Men ibland används även natriumvätekarbonat. Absorbenten kan sprutas in direkt i rökgaskanalen eller i en reaktor där den ges tid att reagera med rökgaserna innan resterande absorbent och övriga partiklar absorberas i stoftavskiljningen.

Det finns två varianter av avskiljning av svavel i en reaktor; torr eller våt. I en torr reaktor är reaktionsprodukten alltid torr men absorbenten kan tillföras både torr eller som vattenlösning. Restprodukten samlas upp i en efterföljande stoftavskiljare (Wester 2006). Den våta metoden är mer omfattande och renar inte bara rökgaserna från svavel utan även stoft, tungmetaller och ammoniak. I den våta reaktorn, skrubbern, sker avskiljningen i flera olika steg där rökgaserna renas med hjälp av vatten. Rökgaskondensering kan också förekomma i skrubbern, se avsnitt nedan (Goldschmidt, Olsson & Carlström 2011).

Genom olika varianter av svavelavskiljning erhålls restprodukter som antingen kan deponeras tillsammans med aska eller återanvändas genom bearbetning till en ny produkt, t.ex. gips eller svavelsyra. Vidarebehandlingen av restprodukten är en omfattande process, men resulterar i en produkt som kan säljas. Kostnaderna för detta är jämförbara med kostnaderna för deponering av restprodukterna.

2.3.3 Rökgaskondensering

Rökgaskondenseringsanläggningar används huvudsakligen för att ta tillvara den energi som frigörs när vattenånga i rökgaserna kondenserar, men dessa renar även rökgaserna från t.ex. svaveldioxid, saltsyra, tungmetaller, ammoniak och stoft (Westermark 1996). Fuktiga bränslen eller bränslen med hög andel väte genererar rökgaser med vattenånga där rökgaskondenseringstekniken är fördelaktig. Rökgaskondenseringsanläggningen kan utgöras enbart av en rökgaskondensator eller i kombination med en luftuppfuktare (Axby, Gustafsson, Nyström och Johansson 2000). Rökgaskondenseringen används företrädesvis till ett fjärrvärmesystem där returvattnet har en låg temperatur som får vattenånga att kondensera.

2.3.4 Metoder och utrustning för att minska utsläpp av kväveoxider

För att minimera utsläpp av kväveoxider finns ett stort antal förbränningstekniska metoder (primära åtgärder), som förebygger uppkomsten av kväveoxider, och ett mindre antal rökgasreningsmetoder (sekundära åtgärder). Här beskrivs framförallt metoderna för avskiljning av kväveoxider från rökgaserna men några förbränningstekniska metoder beskrivs kortfattat. Avsnittet om primära åtgärder bygger på referensdokumentet för stora förbränningsanläggningar (European Commission 2006, s. 94-116).

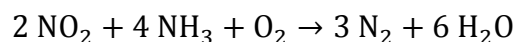
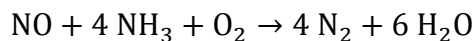
Primära åtgärder

Förbränningstekniska åtgärder som har till syfte att minska utsläpp av kväveoxider kan orsaka uppkomst av andra oönskade föroreningar och hänsyn måste tas till andra parametrar som rör förbränningen, t.ex. stabil förbränning. Nedan följer en beskrivning av olika primära åtgärder som kan minska utsläppen av kväveoxider:

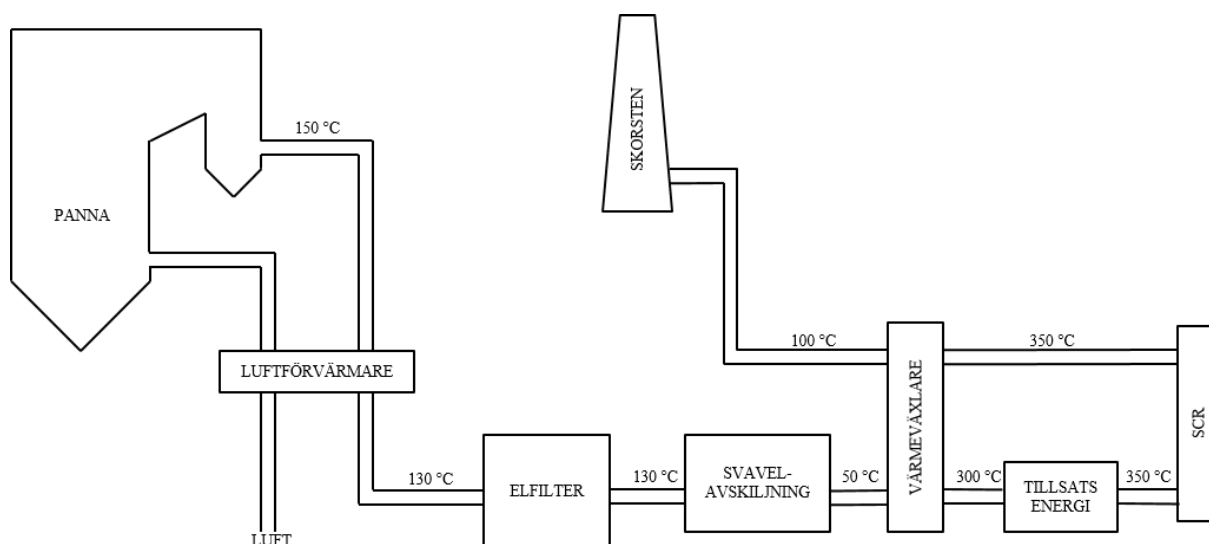
- Med ett *lågt luftöverskott* som ger fullständig förbränning minskar omvandling av kväve bundet i bränslet. Temperaturen hålls dessutom nere och till viss del minskar bildningen av termiskt NO_x.
- *Stegvis lufttillförsel*, dvs. varierande koncentration av syre i olika delar av pannan, är en annan metod för att få så kallade förbränningszoner så att fullständig förbränning erhålls.
- Genom *stegvis förbränning* i olika förbränningszoner kan förbränningen regleras med olika stora luft- och bränsleflöden. I den första förbränningszonen sker förbränningen med luftunderskott för att dämpa omvandling av bränslebundet kväve. Efter den sista förbränningszonen har fullständig förbränning åstadkommit.
- *Återföring av rökgaser* sänker flamtemperaturen och minskar mängden tillgängligt syre i förbränningszonen och minskar således både bildning av termisk NO_x och omvandling av bränslebundet kväve.
- Användning av *Låg-NO_x-brännare*. Detta är brännare vars tekniska egenskaper minskar omvandling av bränslebundet kväve och uppkomst av termisk NO_x vid förbränning.

Sekundära åtgärder

Avskiljning av kväveoxider från rökgaser kan ske genom insprutning av ett reduktionsmedel, ammoniak eller urea, som med eller utan inverkan av en katalysator reagerar med rökgaserna och reducerar kväveoxiderna till kvävgas och vatten. Se reaktionsformler för ammoniak som reduktionsmedel nedan (Grontmij 2011).



Vid selektiv katalytisk rening, SCR (Selective Catalytic Reduction), får ett reduktionsmedel reagera med rökgaserna i en reaktor som innehåller en katalysator, ett ämne som inte deltar i reaktionen men som hjälper processen. Denna typ av rökgasrening är beroende av ett visst temperaturintervall mellan 300-400 °C, eftersom lägre temperatur ger sämre verkningsgrad som en följd av lägre reaktionshastighet och högre temperaturer kan skada katalysatorn. Reaktorn kan därför inte placeras efter pannan där övrig rökgasrening finns utan måste förläggas i pannans senare del, där temperaturen ligger inom det önskvärda temperaturområdet. Om reaktorn placeras innan stoftavskiljningen, där temperaturen är optimal, uppstår problem med rening av reaktorn. Det finns konfigurationer där reaktorn placeras sist i rökgaskanalen, precis innan skorstenen, och värms upp för att få rätt temperatur, se i Figur 4.



Figur 4. Selektiv katalytisk rening placerad i slutet av rökgaskanalen (Källa: Wester 2006).

Vid selektiv icke katalytisk rening, SNCR (Selective Non Catalytic Reduction), används inte någon katalysator och reaktionen sker inte i någon speciell reaktor. Reduktionsmedlet, ammoniak eller urea, tillsätts istället i pannan där temperaturen är omkring 800 °C. För att möjliggöra god avskiljning utan katalysator måste temperaturen vara rätt och reduktionsmedlets inblandning med rökgaserna måste vara god.

För båda avskiljningsmetoderna gäller att om blandningen mellan rökgaser och reduktionsmedel inte är tillräcklig kommer oförbrukat reduktionsmedel att släppas ut i luften, så kallat NH_3 -slip, och leda till andra miljöproblem.

2.3.5 Metoder för att minska utsläpp av kolmonoxid

I avsnitt 2.2.4 beskrivs att uppkomsten av kolmonoxid beror på dåliga förbränningsförhållanden. Förbränningstekniska åtgärder så att fullständig förbränning erhålls är därför det enklaste sättet att motverka utsläpp av kolmonoxid. De tre T:na - tid, temperatur och turbulens – som tidigare nämnts är därför viktiga för att uppnå fullständig förbränning och de påverkar i sin tur utformningen av pannan.

Tillsatts av kalksten i bädden vid fluidiserad bäddpanna är en metod som kan användas för avskiljning av kolmonoxid (European Commission 2006, s. 127). I en Värmeforsk rapport påvisar Lindau och Skog (2003) genom experiment att CO-halten i en biobränsleldad fluidbäddspanna kan halveras vid svaveldosering (upp till 20 mgS/MJ) och samtidigt minskar NO_x -halten en aning om SNCR används.

2.3.6 Metoder och utrustning för att minska utsläpp av ammoniak

Ammoniak kan avskiljas i stoftavskiljning som salt då ammoniaken reagerat med en sur komponent, huvudsakligen saltsyra. Avskiljningsgraden av ammoniak vid stoftavskiljning beror således på halten sura komponenter i rökgaserna. En studie av ett antal anläggningar visade att 5-10 % av halten ammoniak i rökgaserna avskiljs som salter i stoftavskiljning.

Eftersom ammoniak är lösligt i vatten kan anläggningar med rökgaskondensering fånga upp 70-80 % av ammoniaken i rökgaserna. Ammoniaken återfinns i rökgaskondensatet där det med olika metoder kan återvinnas och alternativt tillföras i pannan igen (Naturvårdsverket 2002).

2.3.7 Metoder och utrustning för att minska utsläpp av väteklorid

Väteklorid kan avskiljas från rökgaserna i ett slangfilter där en absorbent tillsätts och reagerar med gasen. Vid avskiljning av väteklorid kan kalk eller bikarbonat användas som absorbent. Väteklorid kan också avskiljas genom våt rökgasrening, i en skrubber, där avskiljningen sker genom att lösa vätekloriden i vatten (Grontmij 2011).

2.3.8 Metoder och utrustning för att minska utsläpp av vätefluorid

Vätefluorid kan avlägsnas från rökgaserna genom torr rökgasrening eller våt rökgasrening. Den torra rökgasreningen kan antingen vara injektion av någon alkaliskt ämne direkt i rökgaskanalen eller så sprayas rökgaserna i ett speciellt rökgastorn med en lösning som reagerar med syrorna och bildar partiklar som samlas upp i ett filter i ett senare steg (European Commission u.å.). Den våta rökgasreningen sker på samma sätt som beskrivit för väteklorid i avsnitt 2.3.7.

2.3.9 Metoder och utrustning för att minska utsläpp av kvicksilver

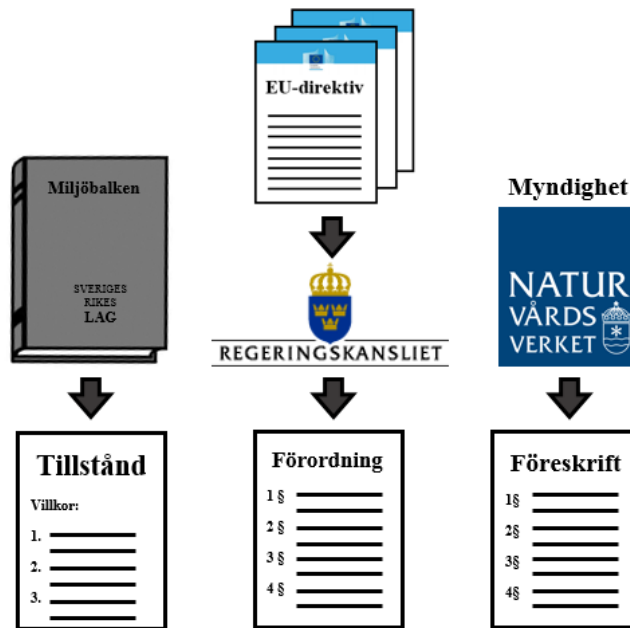
Kvicksilver kan avskiljas från rökgaserna genom injektion av aktivt kol som absorberar kvicksilvret i slangfilter eller i en våt rökgasreningsteknik, i en skrubber (Grontmij 2011).

2.4 INDUSTRIEMISSIONSDIREKTIVET

2.4.1 Bakgrund

Industrins utsläpp av miljöfarliga ämnen orsakar föroreningar i miljön genom utsläpp till luft, vatten och mark och det ligger i europeiska unionens (EU) intresse att kontrollera och begränsa dessa för att åstadkomma en hållbar levnadsmiljö för unionens medborgare. I olika direktiv har Europaparlamentet och rådet reglerat utsläpp från industriell verksamhet (Industriutsläppsutredningen 2011).

Anläggningar som bedriver miljöfarlig verksamhet i Sverige måste ansöka om tillstånd enligt miljöbalken för att få bedriva sin verksamhet. I tillståndet regleras verksamhetens miljöpåverkan genom olika villkor. Förutom tillståndet måste verksamheten följa övriga bestämmelser som kan finnas i förordningar och föreskrifter som verksamheten omfattas av. Dessa bestämmelser kan vara implementering av ett EU-direktiv. Se schematisk i Figur 5.



Figur 5. Tillstånd, förordningar och föreskrifters ursprung.

IPPC-direktivet (IPPC – en förkortning av engelskans ”Integrated pollution prevention and control”) antogs 1996 och inbegriper åtgärder som tillsammans ska förebygga och minska föroreningar. I IPPC behandlas ett samordnat synsätt på industriutsläpp inom EU och direktivet ska begränsa transport av föroreningar mellan olika områden. Direktivet bygger på att tillståndsgivning och tillåtna utsläpp ska baseras på utsläpp från bästa tillgängliga teknik (BAT står för ”Best Available Technique”). Det är upp till den enskilda prövningsmyndigheten att tolka BAT för respektive verksamhet och direktivet innebär inget krav att följa varken begränsningsvärde eller den teknik som anges som BAT (Industriutsläppsutredningen 2011).

Bästa tillgängliga teknik är den vedertagna teknik som har den minsta negativa påverkan på miljön och som är ekonomiskt och tekniskt genomförbar med avseende på nytta och kostnad. Tolkning av vad som kan anses utgöra bästa tillgängliga teknik görs i arbetsgrupper inom respektive bransch och presenteras i BREF-dokument (BAT-referensdokument). BREF-dokumenterna innehåller sammanfattning av vad som anses som bästa tillgängliga teknik och vilka utsläppsnivåer som de medför, slutsatserna benämns BAT-slutsatser. Det finns totalt 35 BREF-dokument, som tas fram av Europeiska IPPC-byrån, varav 27 är sektoriella och gäller för specifika branscher och sex är horisontella och gäller för alla branscher (Industriutsläppsutredningen 2011).

IPPC-direktivet har upplevts som komplext, det har funnits svårigheter att uppnå mål för utsläpp, och sammankopplingen mellan olika delar i lagstiftningen har varit otydlig. På grund av detta påbörjade EU-kommissionen arbetet med att se över regelverken i syfte att utveckla en mer miljö- och kostnadseffektiv lagstiftning för industriutsläpp. Syftet med arbetet är också att lagstiftningen ska bidra till teknisk utveckling inom den industriella verksamheten (Industriutsläppsutredningen 2011). Tillsammans med sex sektorsdirektiv omarbetades IPPC-direktivet till industriemissionsdirektivet (IED - en förkortning av engelskans ”Industrial Emissions Directive”) som antogs av Europaparlamentet och rådet den 24 november 2010 (Johansson, Hedelius Bruu, Asplind, Backudd & Törngren 2013).

2.4.2 Nyheter i IED

Det är framförallt två områden i det nya direktivet som skiljer sig jämfört med IPPC och sektorsdirektiven. Det första är att BAT får en mer framskjuten roll vid tillståndsgivningen vilket innebär att prövningsmyndigheter inte får fastställa begränsningsvärden som är mildare än utsläppsvärden för BAT. IED är ett så kallat minimidirektiv vilket betyder att prövningsmyndigheten däremot har rätt att besluta om strängare begränsningsvärde. Det andra är att verksamheters tillstånd ska ses över och vid behov omprövas inom fyra år från det att nya slutsatser om BAT publicerats för att säkerställa att eventuellt nya utsläppskrav följs. Andra nyheter i direktivet är att minimikrav för utsläpp till luft skärps för förbrännings- och avfallsanläggningar samt att alla verksamhetsutövare måste uppföra en statusrapport. Statusrapporten sammanfattar verksamhetens nuvarande föroreningsituation och ska användas vid eventuell nedläggning för att upprätthålla ett gott markskydd (Johansson et al. 2013).

2.4.3 Implementering av IED i Sverige

Naturvårdsverkets rapport *Det svenska genomförandet av industriutsläppsbestämmelser med anledning av industriutsläppsdirektivet* (Johansson et al. 2013) redogör för innehållet i IED och hur Sverige har valt att implementera direktivet i svensk lagstiftning. Avsnitt 2.4.3 och 2.4.4 refererar till texten i rapporten, om inget annat anges.

Enligt det nya direktivet ska genomförandet baseras på tillståndsprövning, men det ges också möjlighet att genomföra direktivet genom generella föreskrifter. I Sverige genomförs därför direktivet företrädesvis genom en förordning (industriutsläppsförordningen (2013:250), IUF) med bestämmelser för BAT-slutsatserna. I IUF finns regler för när och hur BAT-slutsatser ska användas och efterföljas. I 2 kap. IUF kommer BAT-slutsatser efter att de offentliggjorts läggas till som paragrafer och kommer att innehålla information om datum för offentliggörandet, berörda verksamheter samt slutsatser med utsläppsvärden. När BAT-slutsatserna tas in i IUF blir slutsatserna generella föreskrifter, vilket betyder att de blir gällande mot alla lagar och regler som förekommer. Än så länge har fyra BAT-slutsatser tagits in i IUF.

De avsnitt i IED som gäller för stora förbränningsanläggningar (kapitel III och bilaga V) genomförs huvudsakligen som en förordning. Naturvårdsverkets föreskrifter om utsläpp från stora förbränningsanläggningar (NFS 2002:26) som bygger på sektorsdirektivet 2001/80/EG upphör att gälla och ersätts av den nya förordningen, förordning om stora förbränningsanläggningar (SFS 2013:252).

2.4.4 IED:s tillämpningsområde

IED gäller för anläggningar vars verksamhet i hög grad bidrar till förorening av miljön. Industrier inom energisektorn, metall- och mineralindustri, kemisk industri, avfallshantering, massa- och pappersindustri, livsmedelsindustri och stora djurhållande verksamheter är verksamheter som faller in under direktivet.

I bilaga I till Europaparlamentets och rådets direktiv 2010/75/EU, EUT L 63, 2.3.2012, s. 1–39, redovisas de kategorier av verksamheter som omfattas av IED. Industrier inom energisektorn redovisas enligt nedanstående:

1. Industrier inom energisektorn

- 1.1. Förbränning av bränsle i anläggningar med en total installerad tillförd effekt på minst 50 MW.
- 1.2. Raffinering av olja och gas.
- 1.3. Produktion av koks.
- 1.4. Förgasning av
 - a) kol,
 - b) andra bränslen i anläggningar med en sammanlagd installerad tillförd effekt på minst 220 MW

En anläggning kan bedriva olika verksamheter och i IED skiljer man därför på huvudverksamhet och eventuella sidoverksamheter. Den huvudsakliga IED-verksamheten är den verksamhet som har störst miljöpåverkan och behöver inte vara den verksamhet som verksamhetsutövaren anser vara sin kärnverksamhet.

IED omfattar något fler verksamheter än IPPC. Två branscher har tillkommit (behandling av trä och träprodukter med träskyddsmedel samt tillverkning av träskivor) och definitionen av en del verksamheter har korrigerats (Johansson et al. 2013). ALTEA AB arbetar med tillstånd, tillsyn och miljökonsekvensbeskrivningar och presenterar på sin hemsida en lista över antalet IPPC-anläggningar som fanns i slutet av 2011 (ALTEA 2013). Listan har Naturvårdsverket tagit fram enligt intervju med representant på ALTEA AB (muntlig källa 2). Enligt listan var 131 industrier verksamma inom energisektorn och fördelade sig på kategorierna förbränningsanläggningar med installerad tillförd effekt över 50 MW (125 anläggningar), olje- och gasraffinaderier (5 anläggningar) och anläggningar för överföring av kol till gas- och vätskeformiga produkter (1 anläggning).

Naturvårdsverket uppskattar att ungefär 1100 anläggningar inom ett 30-tal branscher kommer att omfattas av de nya riktlinjerna i Industriemissionsdirektivet. Detta är en uppskattning som bygger på rapporteringen av verksamhetskoder som företag måste uppge i sin miljörapport⁴. Innan omklassning av verksamheter genomförts enligt det nya direktivet, finns det inga uppgifter på exakt hur många som berörs av bestämmelserna, enligt Naturvårdsverket (muntlig källa 3).

2.4.5 Förordning om stora förbränningsanläggningar

I förordningen om stora förbränningsanläggningar (SFS 2013:252) redovisas begränsningsvärden för utsläpp till luft av svaveldioxid, kväveoxider, kolmonoxid (vid gasformigt bränsle) och stoft. Förordningen gäller för förbränningsanläggningar vars totala installerade tillförda effekt är 50 MW eller mer. Begränsningsvärdena för anläggningar beror på vilket bränsle som används, anläggningseffekten och när anläggningen fick sitt första tillstånd enligt miljöbalken. Förordningen om stora förbränningsanläggningar (FSF) trädde i kraft den 18 juni 2013 för nya förbränningsanläggningar. För befintliga anläggningar gäller Naturvårdsverkets föreskrifter NFS 2002:26 under en övergångsperiod fram till och med 31 december 2015.

I Naturvårdsverkets (2014) rapport *Vägledning till förordningen (2013:252) om stora förbränningsanläggningar och förordningen (2013:253) om förbränning av avfall ges*

⁴ Industriutsläppsverksamheter (1 kap. 2 § IUF) ska i sin miljörapport uppge vilken verksamhetskod, enligt miljöprövningsförordningen (2013:251), huvudverksamheten omfattar och eventuella sidoverksamheter

vägledning till förändringar i regelverk på grund av införandet av industriemissionsdirektivet. Ur denna vägledning kan följande utläsas:

Begränsningsvärdena i FSF är minimikrav och prövningsmyndigheten kan enligt miljöbalkens allmänna hänsynsregler fastställa hårdare krav i det individuella tillståndet. Begränsningsvärdena för utsläpp till luft skärps i den nya förordningen jämfört med Naturvårdsverkets föreskrifter. Störst skillnad blir det för nya anläggningar, dvs. en anläggning som tagits i drift efter den 7 januari 2014, men även kraven för så kallade 2013-anläggningar (togs i drift innan den 7 januari 2014) skärps något.

Begränsningsvärdena i FSF bestäms av den totala anläggningseffekten. Detta är oförändrat från NFS 2002:26 men reglerna för vilka pannor som ingår vid beräkning av anläggningseffekten förändras. Pannor under 15 MW inkluderas inte vid beräkning av den totala anläggningseffekten men omfattas av de utsläppskrav som summan av pannor över 15 MW ger upphov till. Detta skiljer sig mot NFS 2002:26 som har räknat in alla pannor, och kan då få till följd att vissa anläggningar inte längre omfattas av reglerna alternativt får mildare krav då anläggningseffekten sänks.

Begränsningsvärdena gäller för hela anläggningen, dvs. utsläpp från förbränningsanläggningens skorsten eller sammanvägda utsläpp från flera skorstenar om produktionsenheterna tillsammans kan anses vara en förbränningsanläggning. Kraven i förordningen är uppfyllda om varje panna uppfyller sina begränsningsvärde. Denna bestämmelse har tillkommit för att verksamhetsutövare lättare ska förstå när kraven kan anses vara uppfyllda, utan att verksamhetsutövaren behöver ägna sig åt komplex datahantering och beräkningar.

Ett annat exempel på vad som är oförändrat mellan direktiven är att begränsningsvärdena inte gäller vid start- och stopp, dispensperiod, haveri eller driftstörning i reningsutrustningen. I kommissionens genomförandebeslut 2012/249/EU, EUT L 123, 9.5.2012, s. 44–47, finns bestämmelser för de start- och stopperioder som används i IED. Genomförandebeslutet är ännu inte infört i svensk lag, men förväntas enligt Naturvårdsverket hamna i FSF.

Medelvärdesbindningstiden ändras och blir nu samma för alla typer av anläggningar vilket skiljer sig mot NFS 2002:26 som varit olika för nya och befintliga anläggningar. Förordningen anger medelvärdesbindningstider för månad, dygn och timme. För timmedelvärdena måste minst 95 procent av de validerade mätvärdena understiga begränsningsvärdet. Nytt i FSF är också att alla anläggningar får göra mätosäkerhetsavdrag från sina mätvärde, validera mätvärde, se avsnitt nedan.

I bilaga 2 finns en sammanställning över de förändringar som FSF medför, samt vilka paragrafer i FSF de finns under och vilket avsnitt i *Vägledning till förordningen (2013:252) om stora förbränningsanläggningar och förordningen (2013:253) om förbränning av avfall* de finns närmare beskrivna under.

Validerade mätvärde

De faktiska utsläppen från en anläggning mäts med mätinstrument som kan ha mätfel. Begränsningsvärden som anläggningar ska förhålla sig till uttrycker alltid de faktiska utsläppen vilket betyder att det finns en skillnad, osäkerhet, mellan begränsningsvärde och mätvärde. I FSF finns regler för att hantera denna osäkerhet genom avdrag av ett högsta tillåtet rimligt mätfel, detta kallas att validera mätvärdena.

Ett schablonmässigt avdrag mellan 10 och 40 procent får göras och mätvärdena multipliceras med faktorerna i Tabell 2. Det är sedan de validerade värdena som jämförs med begränsningsvärdena för respektive kategori av utsläpp (Naturvårdsverket 2014).

Tabell 2. Mätfelsavdrag för utsläpp enligt schablonmässig faktor (Källa: Naturvårdsverket 2014).

Utsläpp	Schablonmässig faktor
Kolmonoxid	0,9
Svaveldioxid	0,8
Kväveoxider	0,8
Stoft	0,7

2.4.6 Tillstånd och prövning

Enligt svensk miljölagstiftning krävs anmälan eller tillstånd för att få anlägga och driva en verksamhet. Miljöfarliga verksamheter som utgör en risk för människor och miljö omfattas och anges i miljöprövningsförordningen (SFS 2013:251) och dessa prövar sitt tillstånd hos mark- och miljödomstol, miljöprövningsdelegationen eller kommunen. Verksamheter med tillståndsplikt A respektive B ansöker om tillstånd hos mark- och miljödomstolen respektive miljöprövningsdelegationen. Verksamheter som har anmälningsplikt C anmäler sin verksamhet till kommunen som är tillsynsmyndighet. Tillståndet innehåller information om var verksamheten är lokaliserad och vilken typ av verksamhet som får bedrivas, samt med vilken omfattning. I tillståndet finns också ett antal villkor, så kallade tillståndsvillkor, som anger tillåtna gränsvärden för olika utsläpp från verksamheten (Länsstyrelsen Skåne u.å.). I miljöbalken (SFS 1998:808, 26 kap.) föreskrivs att villkor av mindre betydelse får bestämmas av tillsynsmyndigheten efter överlåtande från mark- och miljödomstolen.

I miljöbalken föreskrivs också att verksamheter med tillståndsplikt årligen ska skicka in en miljörapport till tillsynsmyndigheten samt planera och kontrollera att verksamheten inte medför risker för människa och natur. I Naturvårdsverkets föreskrifter om miljörapport (NFS 2006:9) anges vad som ska ingå i miljörapporten som är uppdelad i tre olika delar; grunddel, textdel och emissionsdeklaration.

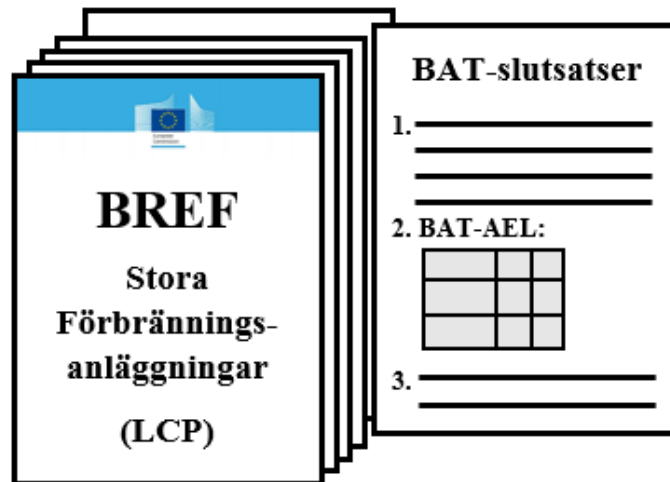
2.4.7 BREF-dokumentet för stora förbränningsanläggningar

För stora förbränningsanläggningar finns slutsatser om bästa tillgängliga teknik i BREF-dokumentet LCP (av engelskans "Large Combustion Plants"). BREF-dokumentet för LCP har inte offentliggjorts under det nya direktivet men ett utkast (D1, av engelskans Draft 1) publicerades den 1 juni 2013 av Europeiska IPPC-byrån (European Commission u.å.). Kommissionens avsikt är att nya dokument för varje sektor ska uppdateras vart åttonde år, men detta är inte något som anges i IED (Johansson et al. 2013). Arbetet med revidering av BREF-dokumenterna sker i tekniska arbetsgrupper, TWG (av engelskans "Technical Working Group"), som består av experter inom respektive område.

LCP gäller för anläggningar med en total installerad effekt på minst 50 MW eller av flera enheter (pannor) om minst 15 MW så att den gemensamma anläggningseffekten blir 50 MW. Till skillnad från FSF gäller begränsningsvärdena inte pannor med en installerad tillförd effekt under 15 MW.

BAT-slutsatser med utsläppsvärden

I ett av BREF-dokumentets kapitel presenteras BAT-slutsatserna, se Figur 6. Varje BAT har ett nummer och kan innehålla utsläppsvärden. Utsläppsvärdena benämns BAT-AEL, av engelskans "BAT Associated Emission Levels" och anges i intervall, där det lägre värdet motsvarar branschens lägsta utsläpp och det högre högsta tillåtna utsläpp.



Figur 6. Schematisk bild av BREF-dokument med BAT-slutsatser.

Utsläppsvärdena gäller under normal drift. Någon definition av vad som avses med normal drift ges inte i IED (Johansson et al. 2013). Vad gäller uppföljning och kontroll av att verksamheter följer utsläppsvärdena ser Naturvårdsverket (enligt Thörngren, muntlig källa 4) en svårighet kring uttrycket normal drift eftersom BAT gäller för olika specifika branscher och processer. Hur rapportering ska ske är därför ännu inte fastställt.

I D1 presenteras BAT-slutsatser och de innehåller både slutsatser med och utan begränsningsvärden. Slutsatser med begränsningsvärden finns för föroreningarna NO_x , NH_3 , CO , SO_x , HCl , HF , stoft och kvicksilver. Begränsningsvärdena delas upp i olika kategorier beroende på anläggningsstorlek och om anläggningen är ny eller befintlig. Alla begränsningsvärdena anges som massa substans per volymenhet torr rökgas vid temperaturen 273,15 kelvin och trycket 101,3 kilopascal (mg/Nm^3 torr rökgas).

2.4.8 BAT-slutsatser, förordningar och individuella tillstånd

Individuella tillstånd, förordningar och BAT-slutsatser kommer att gälla parallellt, vilket betyder att verksamhetsutövaren måste följa villkoren i det individuella tillståndet, förordningen om stora förbränningsanläggningar och slutsatser med utsläppsvärden för huvud- och sidoverksamheter som tas in i IUF. BAT-slutsatserna omfattar ett större miljöperspektiv än förordningarna och är framtagna för bedömning på en mer generell nivå då de vänder sig till en större grupp (t.ex. förbränningsanläggningar som eldar biomassa). Förordningarna tillåter inte någon dispens, vilket BAT-slutsatserna gör efter enskild bedömning. Vidare sätts villkoren i verksamhetsutövares tillstånd efter individuell granskning, till skillnad från förordningar och BAT-slutsatser (Johansson et al. 2013).

3 ANLÄGGNINGSAKTA

3.1 ALLÖVERKET, C4 ENERGI

C4 Energi i Kristianstad är ett helägt kommunalt bolag vars produktionsanläggningar i Kristianstad, Åhus, Vä och Fjälkinge förser kommunens invånare med fjärrvärme. På Allöverket som ligger i Kristianstad produceras även förnybar el från två stycken kraftvärmepannor. Allöverket är den största av C4 Energis produktionsanläggningar för fjärrvärme.

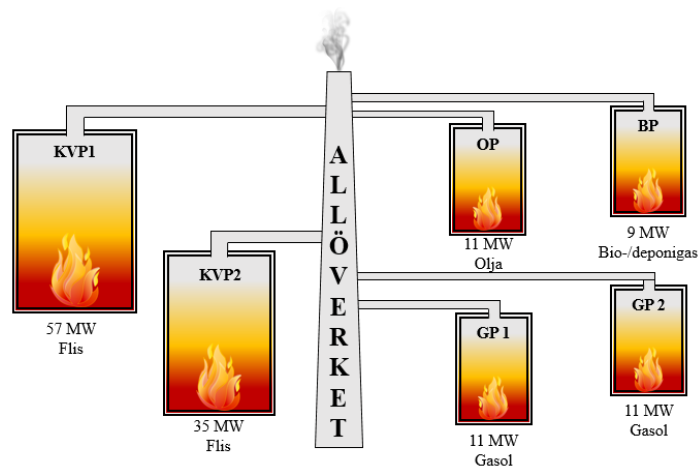
Allöverket fick sitt första tillstånd 1984 och fem år senare fanns totalt två gasolpannor och en bio-/deponigaspanna. 1994 utökades pannbeståndet med en biobränslepanna med tillhörande ångturbin på 15,3 MW. 2007 driftsattes ytterligare en biobränslepanna och 2013 kompletterades det gemensamma ångsystemet med en ångturbin på 8,7 MW för öka produktionen av el.

Idag finns det sex pannor på anläggningen som eldar flis, bio-/deponigas, gasol eller eldningsolja och som tillsammans har en installerad tillförd effekt på ca på 134 MW. De två biobränslepannorna är utrustade med rökgaskondensering som har en effekt på ca 11 respektive 6,4 MW. Under 2013 levererade Allöverket 399 GWh fjärrvärme och 74 GWh el. I Tabell 3 presenteras en sammanställning av pannorna på Allöverket, se också schematisk bild i Figur 7.

Tabell 3. Sammanställning av pannorna på Allöverket.

Panna	Installerad tillförd effekt	Driftsatt	Övrigt
P1	Ca 57 MW	1994	Rökgaskondensering, ca 11 MW
P2	Ca 35 MW	2007	Rökgaskondensering, ca 6,4 MW
BP	Ca 9 MW	1989	
OP 1	Ca 11 MW	2011	
GP 1	Ca 11 MW	1988	
GP 2	Ca 11 MW	1988	

Allöverket har tillståndsplikt B, dvs. ansöker om tillstånd hos miljöprövningsdelegationen vid Länsstyrelsen. 2005 fick C4 Energi förnyat tillstånd till verksamheten på Allöverket och inkluderade biobränslepanna P2 som senare installerades 2007. 16 villkor fastställdes i tillståndet och dessa har senare utökats till 21 gällande villkor. Fem av dessa villkor begränsar utsläpp till luft av stoft, kväveoxider, kolmonoxid och ammoniak, se Tabell 6 på sidan 27.



Figur 7. Schematisk bild över Allöverkets pannor.

3.2 VÄSTHAMNSVERKET, ÖRESUNDSKRAFT

Öresundskraft i Helsingborg säljer och distribuerar el, naturgas, fjärrvärme och fjärrkyla till regionens kunder. Företaget har egen produktion av värme, kyla och el från flera anläggningar i Helsingborg och även i Ängelholm. Helsingborgs fjärrvärmenät är sammankopplat med Landskrona i söder.

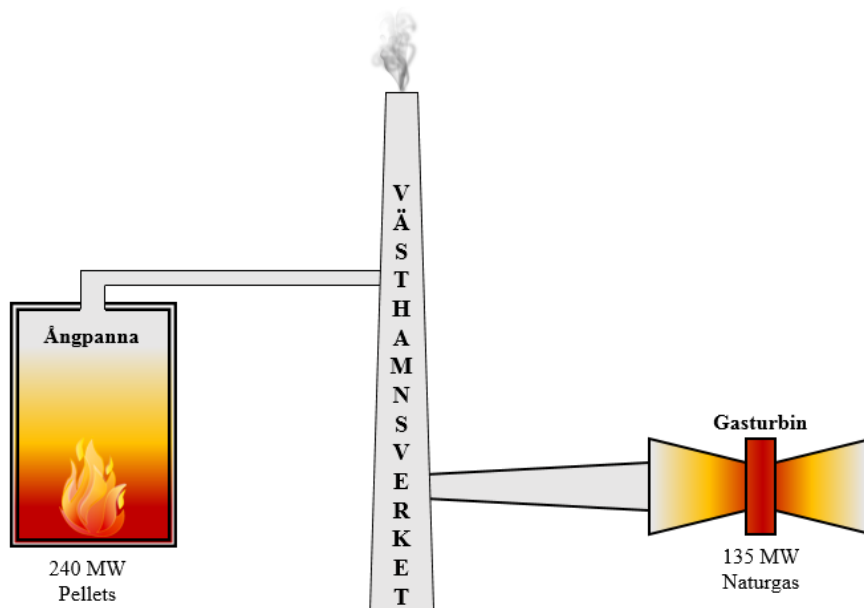
Västhamsverket togs i drift 1982. Vid denna tidpunkt bestod anläggningen av en ångpanna som eldade kol och som producerade både el och värme. 1995 uppfördes en värmepump som tog till vara energin i det renade vattnet från Helsingborgs avloppssystem och 1999 utökades produktionen med en gasturbin med tillhörande avgaspanna (gaskombi) som eldade naturgas. Både värmepump och gaskombi är fortfarande i drift.

Ångpannan har sedermera konverterats för eldning med pellets och eldning med kol har inte förekommit sedan 2006. Ångpanna och gaskombi har en installerad tillförd effekt på 375 MW. Under 2013 levererade Västhamsverket 431 GWh fjärrvärme (inklusive värme från värmepumpen) och 148 GWh el. I Tabell 4 presenteras en sammanställning av pannorna på Västhamsverket, se schematisk bild i Figur 8, och i Bilaga 3 finns en detaljerad bild över anläggningen.

Tabell 4. Sammanställning av pannorna på Västhamsverket.

Panna	Installerad tillförd effekt	Driftsatt
Ångpanna	240 MW	1982
Gasturbin	135 MW	1999

Västhamsverket som har tillståndsplikt A, dvs. ansöker om tillstånd hos Mark- och miljödomstolen, hade tidigare olika tillstånd för ångpanna, gaskombi och värmepump. 2012 gav Mark- och miljödomstolen vid Växjö tingsrätt ett gemensamt tillstånd till all verksamhet inom anläggningen. I tillståndet finns åtta villkor som rör utsläpp till luft av stoft, svaveldioxid, kolmonoxid och kväveoxider från ångpannan och gasturbinen, se Tabell 6 på sidan 27.



Figur 8. Schematisk bild över Västhamnsverkets panna och gasturbin.

3.3 KRAFTVÄRMEVERKET OCEANEN, HEM

Halmstad Energi och Miljö (HEM) ägs av Halmstads Kommun och erbjuder tjänster inom avfallshantering, el, fjärrvärme och fjärrkyla. HEM har fem produktionsenheter som levererar värme till fjärrvärmenätet i Halmstad. Vid de två största produktionsenheterna, Kristinehed och Oceanen, produceras också el från kraftvärmepannor.

Produktionen vid kraftvärmeverket Oceanen inleddes 1994 med tre stycken gas- och oljepannor som producerade hetvatten till fjärrvärmenätet. 2001 utökades pannbeståndet med en bibränslepanna som även den producerade hetvatten. 2008 togs ytterligare en bibränslepanna i drift som dessutom försågs med en ångturbin för samtidig produktion av värme och el.

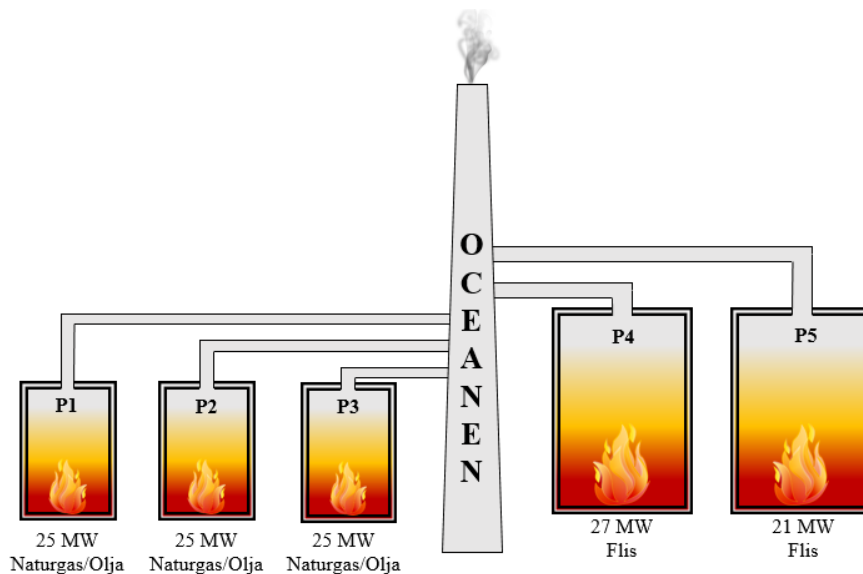
De fem pannorna på Oceanen eldar idag flis, naturgas eller olja och tillsammans har de en installerad tillförd effekt på 123 MW. De två bibränslepannorna är utrustade med rökgaskondensering som har en effekt på 8 respektive 5 MW. Under 2013 levererade Oceanen 207 GWh fjärrvärme och 15 GWh el. I Tabell 5 presenteras en sammanställning av pannorna på Oceanen, se schematisk bild i Figur 9.

Tabell 5. Sammanställning av pannorna på Oceanen.

Panna	Installerad tillförd effekt	Driftsatt	Övrigt
P1	25 MW	1994	
P2	25 MW	1994	
P3	25 MW	1994	
P4	27 MW	2001	Rökgaskondensator, 8MW
P5	21 MW	2008	Rökgaskondensator, 5 MW

Oceanen har tillståndsplikt B, dvs. ansöker om tillstånd hos miljöprövningsdelegationen vid Länsstyrelsen. 2007 meddelades Halmstad Energi och Miljö tillstånd av

miljöprövningsdelegationen till verksamheten på Oceanen inklusive tillstånd för en ny bibränslepanna som senare installerades 2008. 20 villkor fastställdes i tillståndet och dessa har senare utökats till 21 gällande villkor. Åtta villkor begränsar utsläpp till luft av stoft, kväveoxider och kolmonoxid, se Tabell 6 på nästa sida.



Figur 9. Schematisk bild över Oceanens pannor.

Tabell 6. Gällande villkor enligt tillstånd för produktionsenheterna på Allöverket, Västhamnsverket och Oceanen.

	Allöverket	Västhamnsverket	Oceanen																						
Stoft	<p>Utsläpp av stoft från KVP1 och KVP2 får inte överstiga 10 mg stoft/Nm³, vid 6 % O₂-halt, för timmedelvärde.</p> <p>Utsläpp av stoft från OP får inte överstiga 20 mg stoft/Nm³, vid 3 % O₂-halt, för timmedelvärde.</p>	<p>Utsläpp av stoft från ångpannan får inte överstiga 20 mg/m³ norm torr gas vid 6 % O₂ som månadsmedelvärde.</p> <p>Utsläppet av stoft i rökgaserna från gasturbinen får vid oljeeldning inte överstiga 12 mg stoft/m³ norm torr gas vid 15 % O₂.</p>	<p>Efter elfilter får stoftemissionen från P4 och P5 som riktvärde inte överstiga 20 mg/Nm³ torr gas vid 13 % CO₂-halt.</p>																						
Svavel	<p>Utsläpp av stoft från OP får inte överstiga 250 mg S/Nm³, vid 3 % O₂-halt, räknat som årsmedelvärde.</p>	<p>Utsläpp till luft av svaveloxider, mätt som SO₂, från ångpannan, får som medelvärde för ett kalenderår inte överstiga 120 mg SO₂/m³ norm torr gas vid 6 % O₂ och som månadsmedelvärde inte överstiga 150 mg SO₂/m³ norm torr gas vid 6 % O₂.</p>																							
Kväveoxider	<p>Utsläpp av kväveoxider från KVP1 och KVP2 får inte överstiga 250 mg NO_x/Nm³ (räknat som NO₂), vid 6 % O₂-halt, för dygns- och årsmedelvärde och 20 mg N₂O/Nm³, vid 6 % O₂-halt, för månadsmedelvärde.</p> <p>Utsläpp av kväveoxider från BP får inte överstiga 180 mg NO_x/Nm³ vid 3 % O₂ (räknat som NO₂). Värdet gäller som riktvärde för dygnsmedelvärde och som gränsvärde för årsmedelvärde.</p> <p>Utsläpp av kväveoxider från OP får inte överstiga 400 mg NO_x/Nm³ (räknat som NO₂), vid 3 % O₂-halt, för dygnsmedelvärde.</p> <p>Utsläpp av kväveoxider från GP1 och GP2 får inte överstiga 290 mg NO_x/Nm³ vid 3 % O₂ (räknat som NO₂). Värdet gäller som riktvärde för dygnsmedelvärden och som gränsvärde för årsmedelvärde.</p>	<p>Utsläpp av kväveoxider från ångpannan får som volymviktat årsmedelvärde inte överstiga 210 mg NO_x/ m³ norm torr gas vid 6 % O₂, mätt som NO₂. Under ett kalenderår (faktisk drifttid) får inte något volymviktat medelvärde för en kalendermånad överskrida 230 mg NO_x/m³ norm torr gas vid 6 % O₂, mätt som NO₂, och av samtliga 24-timmarsmedelvärden (volymviktade) får under ett kalenderår högst 2 % överskrida 275 mg NO_x/m³ norm torr gas vid 6 % O₂, mätt som NO₂.</p> <p>Utsläppet av kväveoxider från gasturbinen får inte överstiga följande värden:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Höglast > 22 MW_{EL}</th> <th colspan="2">Låglast < 22 MW_{EL}</th> <th rowspan="2">Enhet</th> <th rowspan="2"></th> </tr> <tr> <th>Naturgas</th> <th>Olja</th> <th>Naturgas</th> <th>Olja</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>30</td> <td>50</td> <td>80</td> <td>90</td> <td>mg/MJ</td> <td>Dmv, riktvärde</td> </tr> <tr> <td></td> <td>25</td> <td>45</td> <td></td> <td>mg/MJ</td> <td>Åmv, gränsvärde</td> </tr> </tbody> </table>	Höglast > 22 MW _{EL}		Låglast < 22 MW _{EL}		Enhet		Naturgas	Olja	Naturgas	Olja	30	50	80	90	mg/MJ	Dmv, riktvärde		25	45		mg/MJ	Åmv, gränsvärde	<p>Utsläppet av kväveoxider via rökgaser från P4 och P5 får som riktvärde inte överstiga 75 mg/MJ tillförd bränsle, räknat som NO₂ och som månadsmedelvärde.</p> <p>Utsläppet av kväveoxider via rökgaserna från P1, P2 och P3 vid naturgaseldning får som riktvärde inte överstiga 60 mg/MJ tillförd bränsleenergi, räknat som NO₂ och som månadsmedelvärde.</p>
Höglast > 22 MW _{EL}		Låglast < 22 MW _{EL}		Enhet																					
Naturgas	Olja	Naturgas	Olja																						
30	50	80	90	mg/MJ	Dmv, riktvärde																				
	25	45		mg/MJ	Åmv, gränsvärde																				

<p style="text-align: center;">Kolmonoxid</p>	<p>Utsläpp av kolmonoxid från KVP1 och KVP2 får inte överstiga 500 respektive 250 mg CO/Nm³, vid 6 % O₂-halt, för tim- respektive dygnsmedelvärden.</p> <p>Utsläpp av kolmonoxid från BP får inte överstiga 100 mg CO/Nm³ vid 3 % O₂. Värdet gäller som riktvärde för timmedelvärde.</p> <p>Utsläpp av kolmonoxid från OP får inte överstiga 50 mg CO/Nm³, vid 3 % O₂-halt, för timmedelvärden.</p>	<p>Utsläpp av kolmonoxid i rökgaserna från ångpannan får inte överstiga 250 mg CO/ m³ norm torr gas vid 6 % O₂.</p> <p>Utsläpp av kolmonoxid i rökgaserna från gasturbinen får inte överstiga 100 mg CO/m³ norm torr gas vid 15 % O₂.</p>	<p>Utsläppet av kolmonoxid (CO) via rökgaser från bibränslepannorna får som riktvärde inte överstiga 90 mg/MJ som dygnsmedelvärde och 180 mg/MJ som timmedelvärde.</p> <p>Utsläppet av kolmonoxid (CO) via rökgaser från P1, P2 och P3 vid naturgaseldning får som riktvärde inte överstiga 25 mg/MJ som dygnsmedelvärde och 50 mg/MJ som timmedelvärde, räknat på tillförd bränsleenergi.</p>
<p style="text-align: center;">Ammoniak</p>	<p>Utsläpp av ammoniak från KVP1 och KVP2 får inte överstiga 15 mg NH₃/Nm³, vid 6 % O₂-halt, för månadsmedelvärde.</p>		

4 ANALYS OCH RESULTAT

I detta kapitel redovisas resultaten från intervjuerna som genomförts vid besöken på anläggningarna och analys av material som respektive anläggning bistått med innan och efter intervjuerna. För varje avsnitt presenteras resultaten från respektive anläggning och därefter diskuteras resultaten och jämförelser mellan anläggningarna görs. Delkapitel 4.2 följer samma struktur som delkapitel 2.2 där olika skadliga emissioner tas upp, och för var och en av ämnena redovisas resultaten från anläggningarna, för att därefter diskuteras och jämföras. Fördjupade analyser förekommer för två emissioner då resultaten från anläggningarna visat på behov av en fördjupning inom området. Kapitlet innehåller också en metoddiskussion.

Alla resultat som presenteras med enheten mg/Nm^3 avser torr rökgas vid 3, 6 eller 15 % O_2 -halt beroende på om bränslet är flytande/gasformigt (och inte används i gasturbin), fast eller flytande/gasformigt och används i gasturbin. Resultaten från anläggningarna antas representera de faktiska utsläppen och här tas inte hänsyn till om anläggningarna gjort mätfelsavdrag eller inte. Mätfelsavdrag är inte behandlat i BAT och därför antas att alla erhållna värden motsvarar anläggningarnas faktiska utsläpp och dess jämförs med begränsningsvärdena i de olika regelverken. Begränsningsvärden i villkor, NFS 2002:26, FSF och BAT-slutsatser finns för varje anläggning i Bilaga 3.

Om inget annat anges kommer informationen i kapitlet från sammanställning av intervjuer med Ann-Mari Rihm och Jonas Andersson vid C4 Energi (muntlig källa 5), Bengt Jönsson vid Öresundskraft (muntlig källa 6) och Linda Axelsson, Suzan Dilsiz och Slobodan Markovic vid Halmstad Energi och Miljö AB (muntlig källa 7).

4.1 PANNOR

Detta delkapitel presenterar vilken typ av pannor som finns på respektive anläggning, vilka bränslen de eldar i respektive anläggning, vilken strategi för driftordning som finns, samt vilken roll anläggningen har i förhållande till företagets övriga produktionsanläggningar.

4.1.1 Allöverket

KVP1 och KVP2 vid Allöverket är bubblande fluidbäddspannor som huvudsakligen eldar flis. Eldningsolja 1 används som startbränsle för att värma upp bädden och via fyra lansar kan bio- och deponigas förbrännas några meter ovanför sandbädden. Biogaspannan är en eldrörspanna som eldar bio-/deponigas, gasolpannorna är eldrörspannor som eldar gasol och oljepannan är en rökrörspanna som eldar eldningsolja 1 men har även tillstånd att elda bioolja.

De två gasolpannorna har C4 Energi för avsikt att konvertera till eldningsolja/bioolja vilket görs i två steg eftersom det i nuläget endast finns tillstånd för Eo1 (inte bioolja) och man har därför ansökt hos länsstyrelsen om att ändra de två gasolpannornas NO_x -villkor.

Allöverket är C4 Energis största produktionsanläggning för värme och det är KVP1 och KVP2 som står för baslasten i fjärrvärmenätet. Övriga pannor vid Allöverket används som spets- och reservlast. Installerad tillförd effekt och antalet drifttimmar för verksamhetsår 2012 och 2013

redovisas i Tabell 7 för Allöverkets pannor, tillsammans med den turordning som pannorna tas i drift. Övriga av C4 Energis produktionsanläggningar utgör antingen spets- eller reservlast.

Tabell 7. Turordning och drifttimmar för pannorna på Allöverket.

Panna	Installerad tillförd effekt	Turordning	Drifttimmar	
			2012	2013
KVP1	Ca 57 MW	1 (bas)	6 875,2	6 759,4
KVP2	Ca 35 MW	1 (bas)	6 071,8	6 954,4
BP	Ca 9 MW	2 (spets eller reserv)	Ca 336,5	Ca 87,6
OP 1	Ca 11 MW	3 (reserv)	Ca 90,3	Ca 9,7
GP 1	Ca 11 MW	4 (reserv)	Ca 23,4	Ca 15,8
GP 2	Ca 11 MW	4 (reserv)	Ca 3,4	Ca 5,1

Anläggningens totala installerade effekt enligt FSF är ca 92 MW, vilket är mindre än summan av installerad tillförd effekt i Tabell 7 eftersom pannor under 15 MW inte inkluderas vid beräkning av anläggningseffekten enligt FSF.

4.1.2 Västhamnsverket

Ångpannan vid Västhamnsverket är en pulverpanna med brännare som eldar pellets. Gasturbinen får elda både olja och naturgas men oljeeldning har inte förekommit vid något av de tre senaste verksamhetsåren.

Det finns även tillstånd för att elda torv med upp till 20 procent av den tillförda bränsleeffekten i ångpannan, men reellt sett använder Öresundskraft torven endast som ett reservbränsle för träpellets och detta bränsle eldas därför inte på daglig basis. Detta beslut har Öresundskraft tagit då de inte anser att torveldningen lönar sig ekonomiskt och av miljömässiga skäl då torven inte klassas som förnybart bränsle.

Ångpannan startas upp med eldningsolja och enligt tillståndet från 2012 tillåts även start med bioolja vilket är ett miljöstrategiskt beslut av Öresundskraft som tagits i syfte för att vara förberedd för framtida krav på ersättning av fossila bränslen. Det krävs stora investeringar för att möjliggöra drift med bioolja i ångpannan, dvs. ersätta den eldningsolja som används som start- och reservbränsle. Eftersom oljan idag utgör endast 0,5 % av bränsletillförseln anser Öresundskraft att det i dagsläget inte är ekonomiskt försvarbart att genomföra en konvertering.

Öresundskraft har flera produktionsanläggningar som förser Helsingborgs stad med fjärrvärme. Filbornas avfallseldning (65 MW_{värme}) och spillvärme från Kemira AB (40 MW_{värme}) står för baslasten till Helsingborgs fjärrvärmenät. Därefter är turordningen mellan övriga produktionsanläggningar följande; värmepumpen vid Västhamnsverket (32 MW_{värme}) eller ångpannan Västhamnsverket (138 MW_{värme}) beroende på elpriser, FC Israel (300 MW_{värme}) och gaskombin vid Västhamnsverket (55 MW_{värme}). I Tabell 8 presenteras installerad tillförd effekt och drifttimmar för Västhamnsverkets pannor samt turordningen mellan produktionsenheterna.

I samband med att Filbornaverket togs i drift 2012 har produktionen vid Västhamnsverket minskat och för ångpannan upplever Öresundskraft att produktionen ungefär har halverats. Gaskombins produktion har minskats drastiskt och under 2014 kördes gaskombin inte alls. Öresundskraft avser inte att köra gasturbinen om inte någon annan produktionsenhet får

problem de närmaste åren eller om elpriserna blir väldigt höga. Gasturbinens framtid bedöms år för år och det är företagsledningen som fattar de strategiska besluten. Det kommer att behövas större reinvesteringar i framtiden för att hålla gasturbinen i rätt kondition vilket såklart påverkar beslut om dess framtid, speciellt när den körs så lite per år.

Tabell 8. Turordning och drifttimmar för pannorna på Västhamnsverket.

Panna	Installerad tillförd effekt	Turordning	Drifttimmar		
			2012	2013	2014
Ångpanna	240 MW	1 (Bas)	5047	3491	3118
Gasturbin	135 MW	2 (Reserv)	696	256	1

Anläggningens totala installerade effekt enligt FSF är ca 375 MW.

4.1.3 Oceanen

P4 på Oceanen är en fluidbäddspanna och P5 är en roterande snedroster. Båda pannorna eldar flis. Panna 1 till 3 kan elda både naturgas och olja men olja som både är dyrt och dåligt för miljön används som reservbränsle och har inte använts under hela 2014.

Halmstad Energi och Miljö's produktionsanläggningar för värme utgörs av anläggningarna Kristinehed, Oceanen, Bäckagård, Vapnöhöjden och PC Stena. De tre sista nämnda är topp- och reservlast medan Oceanen och Kristinehed utgör baslasten i fjärrvärmesystemet. På Oceanen är det P5 som används mest eftersom pannan har samtidig produktion av el och värme samt levererar värme till företaget Viking Malt AB. P4 körs också som baslast men efter P5 medan de tre naturgaspannor utgör spetslast, se turordning i Tabell 9. I tabellen anges också installerad tillförd effekt och antal drifttimmar under verksamhetsår 2012-2014.

Tabell 9. Turordning och drifttimmar för pannorna på Oceanen.

Panna	Installerad tillförd effekt	Turordning	Drifttimmar		
			2012	2013	2014
P1	25 MW	3 (reserv/spets)	753	391	392
P2	25 MW	3 ¹ (reserv/spets)	414	967	394
P3	25 MW	3 (reserv/spets)	980	1075	1160
P4	27 MW	2 (bas)	3964	3823	3566
P5	21 MW	1 (bas)	3826	7579	6107

¹ Turordning 4 om olja ska eldas.

Anläggningens totala installerade effekt enligt FSF är ca 123 MW.

4.1.4 Jämförelse

Pannorna som används för baslast vid de tre studerade anläggningarna utgörs av någon av de i Sverige vanligaste panntyperna enligt Sundblom (2004); fluidiserad bädd, roster eller pulverbrännare. Samtliga baslastpannor använder flis eller pellets som bränsle och på så vis kan anläggningarna leverera fjärrvärme och el med övervägande förnybart ursprung till sina kunder. Spets- och reservlastpannorna använder bränsle med fossilt ursprung, med undantag av

Allöverkets biogaspanna. Dessa pannor körs dock betydligt mindre än baslastpannorna. Oceanens P1, P2 och P3 är de spets- och reservlastpannor som används mest. Både Allöverket och Västhamnsverket har förberett eller håller på att förbereda för en övergång till mer biobränsle i produktionen och till viss del ersätta de fossila bränslena.

De tre besökta anläggningarna är alla en av flera produktionsanläggningar i respektive fjärrvärmenät. Allöverket står för den största produktionen i Kristianstads fjärrvärmenät medan Oceanen och Västhamnsverkets baslastpannor körs efter avfallseldade kraftvärmeverk, men trots detta har baslastpannorna en väsentlig roll i fjärrvärmenätet med stabil produktion under vintermånaderna. Västhamnsverkets ångpanna har t.ex. all sin produktion mellan november och april. På Oceanen gick P5 jämnt under hela 2014 (med undantag för april då produktionen var noll) medan P4 levererat mest mellan november till april.

4.2 RÖKGASRENINGSUTRUSTNING OCH UTSLÄPP

I detta delkapitel presenteras, för var och en av de emissioner som tas upp i kapitel 2.2, vilken rökgasreningsutrustning som finns på respektive anläggning, uppmätta verkliga utsläpp från anläggningarna och hur dessa förhåller sig till begränsningsvärdena i BAT-utkastet, FSF och anläggningens villkor från sitt tillstånd.

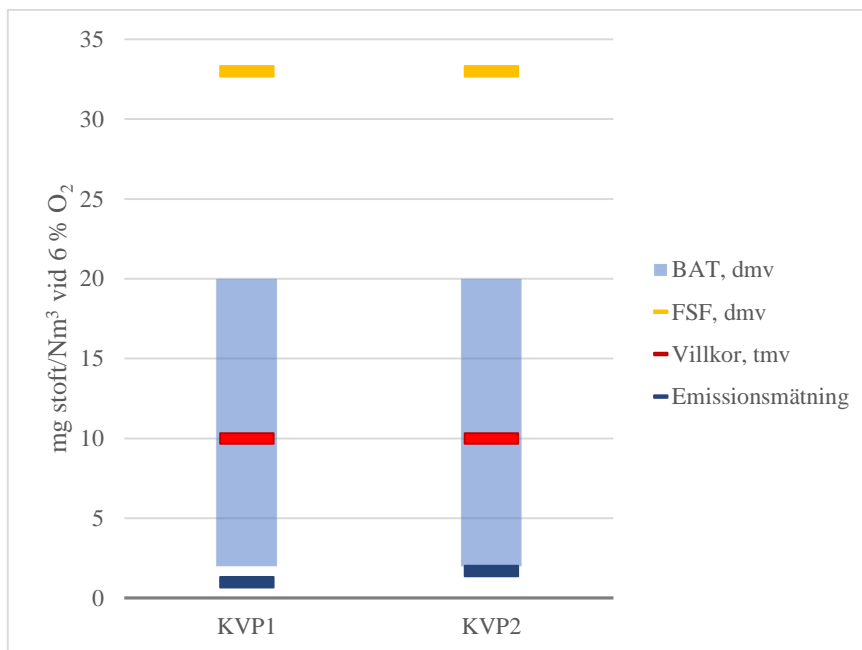
4.2.1 Stoft

Allöverket

KVP1 och KVP2 vid Allöverket har elektrofilter för avskiljning av stoft från rökgaserna. Dessa har funnits på respektive panna sedan pannorna togs i drift 1994 respektive 2007. Övriga pannor har ingen reningsutrustning för avskiljning av stoft.

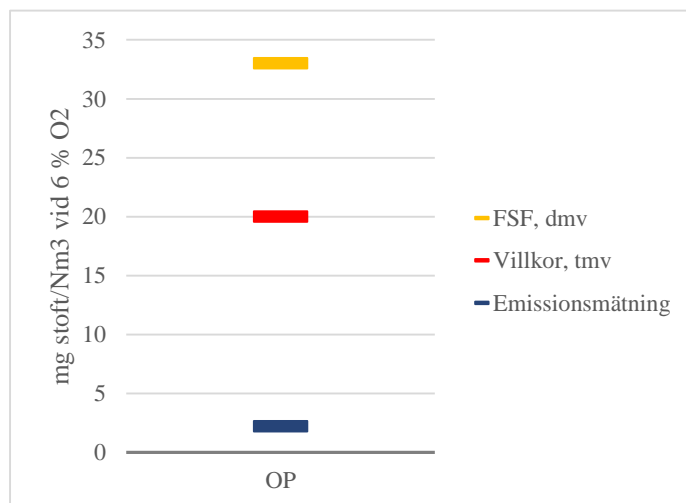
Vid emissionsmätningar⁵ 2013 på KVP1 är högsta uppmätta stofthalt 1,0 mg/Nm³ och från emissionsmätning 2012 på KVP2 är högsta uppmätta stofthalt 1,7 mg/Nm³. Begränsningsvärdet i FSF, som de uppmätta stofthalterna ska jämföras med, är mindre än hälften av motsvarande utsläppsvärdet i den gamla föreskriften NFS 2002:26. Trots detta är det för båda pannorna mycket god marginal till begränsningsvärdet, vilket syns tydligt i Figur 10. I figuren visas också BAT-slutsatsens begränsningsintervall, BAT-AEL, för utsläpp av stoft och de faktiska utsläppen ligger under detta intervall. Båda pannorna har också klarat tillståndets villkor för stoft som ligger precis mitt i BAT-AEL.

⁵ Mätning av utsläppen från en anläggning under en kort tidsperiod, t.ex. ett stoftprov på 2 timmar.



Figur 10. Begränsningsvärde och verkliga utsläpp för stoft från KVP1 och KVP2 vid Allöverket.

Av de övriga pannorna är det bara för oljepannan som det finns begränsningsvärde för i tillståndet, NFS 2002:26 och FSF. 2012 mättes stoftutsläppen på oljepannan vid emissionsmätning och dessa ligger under begränsningsvärdet i FSF som sänkts med 40 procent jämfört med NFS 2002:26, se Figur 11. Oljepannas installerade tillförda effekt är mindre än 15 MW och omfattas därför inte av BAT-slutsatserna.



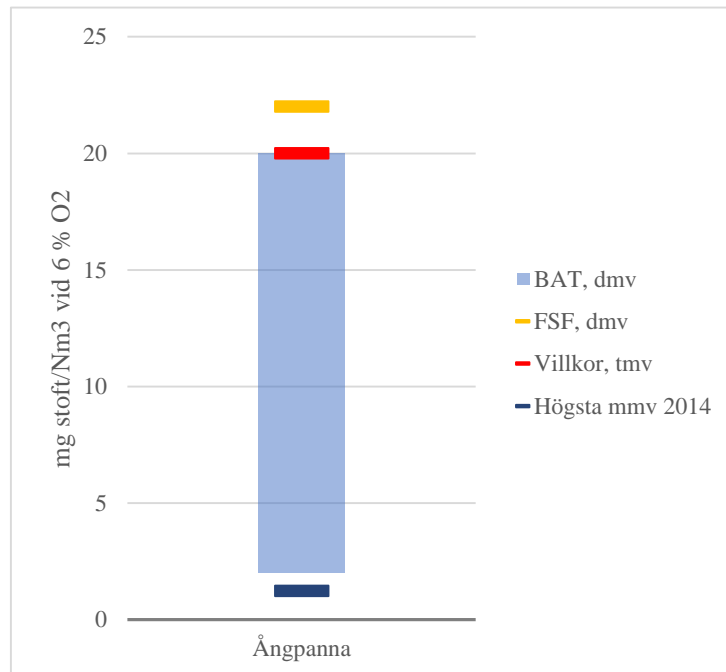
Figur 11. Begränsningsvärde och verkligt utsläpp för stoft från OP vid Allöverket.

Västhamsverket

Västhamsverkets ångpanna har elektrofilter som ursprungligen dimensionerades för förbränning av kol eftersom det har funnits sedan panna byggdes 1982. Ångpannan har även

ett slangfilter som är en del av avsvavlingsanläggningen, men installation av detta har endast resulterat i marginellt minskade stofthalter. Gaskombin har ingen stoftavskiljning.

De faktiska stoftutsläppen från ångpannan mäts kontinuerligt och det högsta månadsmedelvärdet under 2014 har uppmätts till 1,23 mg/Nm³. Kraven på stoftutsläpp för ångpannan skärps betydligt med i den nya förordningen då begränsningsvärdet går från 100 mg stoft/Nm³ till 20 mg stoft/Nm³ (månadsmedelvärde). Utsläppen från ångpannan är lägre än den nedre gränsen i BAT-AEL, se Figur 12.



Figur 12. Begränsningsvärde och faktiskt utsläpp för stoft från ångpannan vid Västhamnsverket.

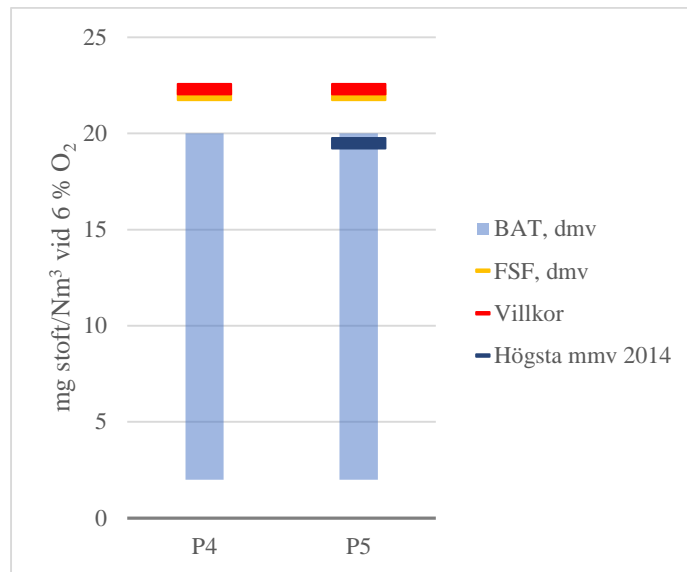
I NFS 2002:26 finns inga begränsningsvärden för befintliga gasturbiner (oavsett bränsle), dvs. gasturbiner som tagits i drift innan den 27 november 2003. I FSF regleras utsläpp av kväveoxider och kolmonoxid från gasturbiner, men inte stoft.

Oceanen

P4 och P5 på Oceanen har båda elektrofilter för stoftavskiljning och dessa har funnits sedan pannorna togs i drift. P1, P2 och P3 inte har någon stoftavskiljning.

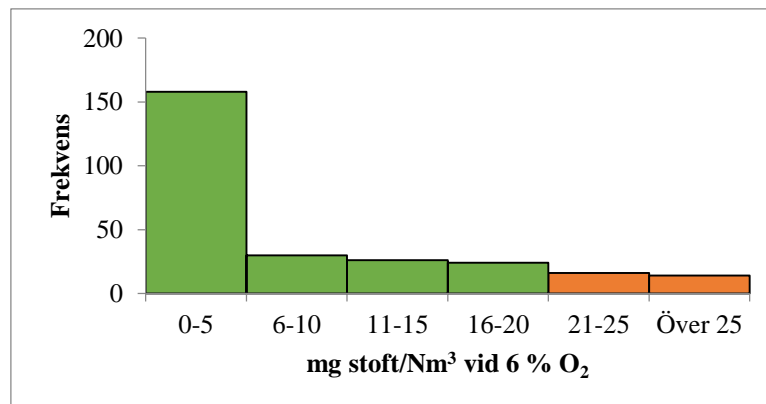
Det högsta månadsmedelvärdet för P5 uppmättes till 19,5 mg stoft/Nm³ under 2014. I Figur 13 presenteras hur de verkliga utsläppen på P5 är i förhållande till BAT-AEL och FSF. Begränsningsvärdet i FSF är endast en femtedel av motsvarande begränsningsvärde i NFS 2002:26 men trots det är utsläppen från P5 betydligt lägre.

Högsta månadsmedelvärde för P4 har inte erhållits inom ramen för denna studie men vid besök på anläggningen har det uppgetts att stoftutsläppen är stabila och låga. Tillåtet stoftutsläpp enligt villkoret är 22,3 mg/Nm³ vilket uppges innehållas med god marginal.



Figur 13. Begränsningsvärde och verkliga utsläpp för P4 och P5 vid Oceanen.

På Oceanen inkluderar de kontinuerliga mätningarna all drifttid. Det betyder att emissioner i samband med t.ex. start, stopp och lastförändringar, som är högre än vid normal drift, inkluderas i medelvärdesberäkningarna. Figur 14 visar fördelningen av de uppmätta dygnsmedelvärdena på P5 och där visas att nästan 90 % av alla mätvärden ligger under BAT-AELs övre gräns.



Figur 14. Fördelning av uppmätta dygnsmedelvärde på P5.

Under en kortare period har det i slutet av 2014 uppstått problem med elektrofilter på P5 vilket medfört förhöjda stofhalter. Orsaken till problemet är oklart och HEM har provat att justera slagverket, ökat spänningen och slagfrekvensen. Genom att minska paustiden så har man kommit tillrätta med de förhöjda stofhalterna, men den kortare paustiden skadar elektrofiltret och det är därför ingen långsiktig lösning på problemet. Hos driftpersonal förekommer spekulationer om att elektrofiltret skulle vara för litet i förhållande till rökgasmängden, men detta är inte något som har kunnat slås fast. HEM ska nu prova att öka paustiden för att försöka hitta en balans mellan fortsatt låga stofhalter och en slagfrekvens som inte skadar elektrofiltret.

När naturgas- och oljepannorna eldas med naturgas tillåts de släppa ut 5 mg stoft/Nm³ vilket är oförändrat jämfört med NFS 2002:26. Vid oljeeldning har tillåtna utsläppsvärden halverats jämfört med NFS 2002:26. Stofthalter från P1 till P3 är inte kända, varken från förbränning av naturgas eller olja och kan därför inte jämföras med begränsningsvärdena. Det finns ingen BAT-slutsats med utsläppsvärde för stoft vid förbränning av naturgas men som jämförelse kan nämnas att för olja och som dygnsmedelvärde tillåts de ligga mellan 7 och 15 mg stoft/Nm³.

Jämförelse och diskussion

De pannor som används för baslastproduktion vid samtliga tre anläggningar har elektrofilter för stoftrening, vilket anses vara bästa tillgängliga teknik för stoftavskiljning vid förbränning av biobränsle (European Commission u.å.). Stoftutsläppen är mycket låga och trots att begränsningsvärdena för stoftutsläpp från biobränsle i FSF skärps jämfört med NFS 2002:26 har samtliga pannor goda marginaler till dessa. Resultaten visar att elektrofilter, oavsett vilken storlek de är dimensionerade för, erhåller låga stofthalter i rökgaserna. Elektrofilter som kan varieras i storlek med olika antal sektioner, kan förklara de gemensamma resultaten för de olika pannstorlekarna.

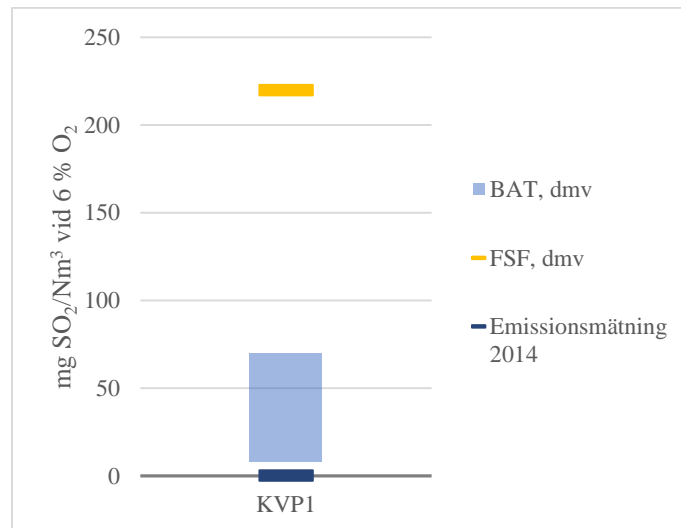
Problemen med elektrofiltret på P5 vid Oceanen tycks vara tillfälliga och behöver därmed inte betyda att BAT-AEL inte innehålls. Om HEM inte kommer tillrätta med de förhöjda värdena med ökad paustid för slagverket bör de undersöka om elektrofiltret är tillräckligt tilltaget för den rökgasmängd som förekommer, eftersom resultaten från studien visar att med fungerande elektrofilter blir stoftutsläppen mycket låga. Eftersom den totala anläggningseffekten överstiger 100 MW måste pannan dessutom förhålla sig till ett hårdare utsläppskrav i FSF än t.ex. KVP2 på Allöverket som är av liknande storlek, men medan BAT-AEL är samma för de båda anläggningarna.

Vad gäller övriga pannor vid de besökta anläggningarna som används som spets- eller reservlast varierar förekomsten av utsläppsvärden. Oljepannans utsläpp vid Allöverket är mycket låga och begränsningsvärdena i FSF innehålls med god marginal, vilket tydligt visas i Figur 11.

4.2.2 Svavel

Allöverket

På Allöverket finns det inte någon utrustning för avskiljning av svaveldioxid från någon av pannorna. Efter att svaveldosering införts vid KVP1 mättes SO₂-halten i rökgaserna vid emissionsmätning och vid mätning 2014 visade resultaten på 0,2 respektive < 0,1 mg SO₂/Nm³ vid 6 % O₂-halt efter rökgaskondensorn. Figur 15 visar hur de faktiska svaveldioxidutsläppen förhåller sig till begränsningsvärdet i FSF och BAT-AEL.



Figur 15. Begränsningsvärde och verkliga utsläpp för SO₂ från KVP1 vid Allöverket.

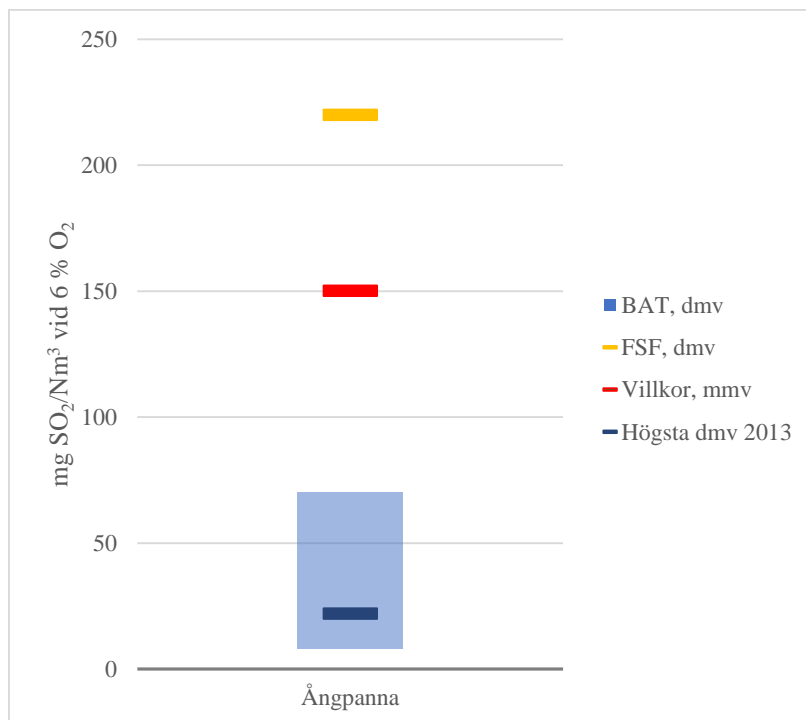
Oljepannans bränsle, eldningsolja 1, har uppgetts innehålla max 0,05 % svavel. För övriga pannor finns inga resultat.

Västhamnsverket

Ångpannan har en avsvavlingsanläggning som installerades fyra år efter att pannan togs i drift. Tekniken för avsvavling var inte tillräckligt utvecklad när pannan planerades och byggdes men eftersom pannan skulle eldas med kol med högt svavelinnehåll fick anläggningen från myndigheten krav på sig att införa avsvavling så snart tekniken tillät. Avsvavlingsanläggningen har fortsatt att användas även då ångpannan konverterats till förbränning av pellets vars svavelinnehåll är lägre.

Avsvavlingsanläggningen består av en skrubber som sprayar rökgaserna med en våt kalkslurry och ett efterföljande slangfilter som avskiljer den torra restprodukten. Slangfiltret består av fyra sektioner som normalt alltid är i drift. Vid underhåll, i samband med t.ex. slangbyte, kan en sektion kopplas ifrån med bibehållen drift.

Det högsta månadsmedelvärdet under 2013 uppmättes till 22 mg/Nm³ vilket är att jämföra med FSF begränsningsvärde på 200 mg/Nm³ (månadsmedelvärde). I NFS 2002:26 var månadsmedelvärdet mer än fyra gånger högre. I Figur 16 visas att ångpannans utsläpp av svaveldioxid är låga även jämfört med BAT-AEL och villkoret i tillståndet.



Figur 16. Begränsningsvärde och verkligt utsläpp av svaveldioxid för ångpannan vid Västhamnsverket.

Under driftsäsongen 2014/2015 utreds huruvida ångpannan kan köras utan avsvavlingsanläggning och om tillståndets villkor fortfarande innehålls. Svaveldioxidhalterna får inte heller ligga för nära gränsvärdena. Pellets innehåller inga höga halter svavel och om behovet av avsvavlingsanläggningen inte finns är det möjligt att på så sätt minska kostnaderna för anläggningens drift.

För gasturbinen finns inga begränsningsvärde för svaveldioxid, varken i FSF eller BAT-slutsatserna.

Oceanen

Utifrån intervjuerna med personal på Oceanen framkom att det inte finns någon utrustning för avskiljning av svavel vid någon av pannorna. I anläggningens tillstånd finns inte heller något villkor för utsläpp av svaveldioxid. Resultat från Oceanens emissionsmätningar av SO₂, som inte genomförs kontinuerligt, erhöles inte vid kontakten med anläggningspersonalen, men i miljörapporten för verksamhetsår 2013 uppgavs att utsläpp till luft från flis som används i P4 och P5 var 0,00 mg S/MJ. Resultat för naturgas- och oljepannor har heller inte varit möjliga att ta del av.

P4 och P5 har rökgaskondensering och där tillsätts lut för att neutralisera rökgaserna. Lut är, liksom kalcium och natriumvätekarbonat, en absorbent som tillsätts för att rena rökgaser från svavel.

Jämförelse och diskussion

Tekniken för avsvavling som används vid Västhamnsverket anses enligt IED vara bästa tillgängliga teknik och det framgår tydligt i Figur 16 att ångpannan inte uppvisar några problem att uppfylla kraven i både FSF och BAT-slutsatserna. Trots svaveldosering har inte heller Allöverkets KVP1 några svårigheter att klara dessa begränsningsvärde, se Figur 15.

Resultat från Allöverket och Oceanen visar att vid förbränning av flis är det möjligt att uppnå låga utsläpp av svaveldioxid utan avsvavlingsteknik. Svavelhalten i träbränsle (spån, flis, pulver, briketter och pellets) är endast 0-0,3 vikt-% torrsubstans enligt Bränslehandboken 2012 av Strömberg och Herstad Svärd (2012) vilket förklarar de låga svavelutsläppen från biobränslepannorna. I rökgaskondensorn är det möjligt att avskilja svaveldioxid och tillsatts av lut, som förekommer på Oceanen, kan också bidra till låga utsläpp av svaveldioxid. Erhållna resultat visar inte på att anläggningsstorleken skulle ha någon betydelse för utsläppen av SO₂-utsläpp, utan att detta snarare är relaterat till vilket bränsle som används.

Att använda ett bränsle med låg svavelhalt är bästa tillgängliga teknik. Även om Öresundskraft tar avsvavlingsanläggningen ur drift på ångpannan kan det fortfarande vara möjligt att ligga under det övre gränsvärdet i BAT-AEL och samtidigt minska produktionskostnader som är relaterade till avsvavlingsanläggningen.

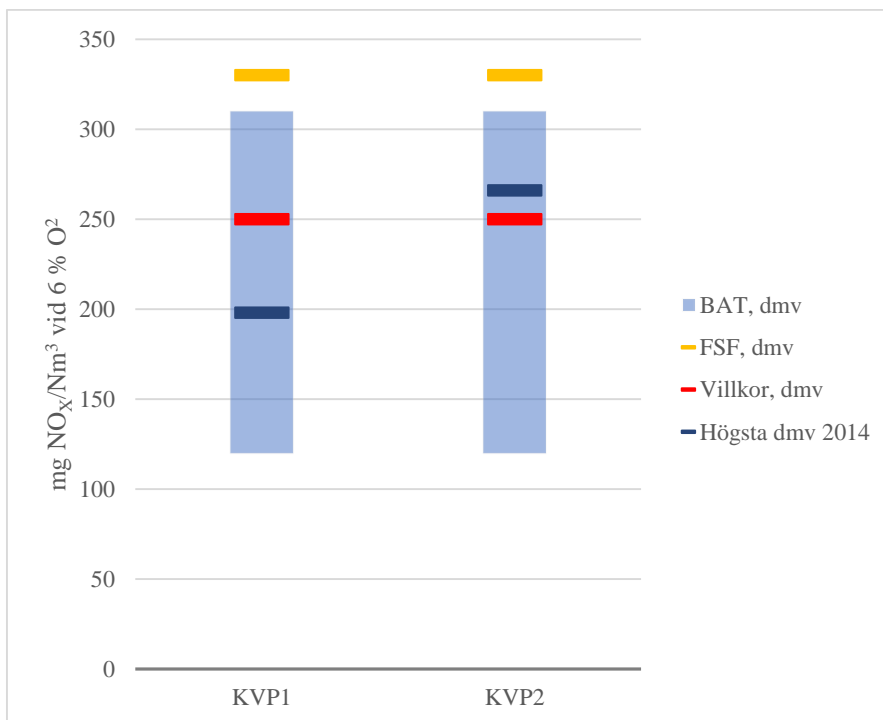
Naturgas, biogas och gasol, som eldas vid spets- och reservlastpannor på samtliga anläggningar, uppges enligt Gasföreningen (2008a, 2008b, 2009) ha mycket låga svavelhalter, för gasol och naturgas är svavelhalten näst intill noll. Mätvärden för utsläpp för dessa pannor har inte erhållits men med utgångspunkt från bränslets låga svavelinnehåll är höga svavelhalter i rökgaserna sannolikt inte något problem.

4.2.3 Kväveoxider

Allöverket

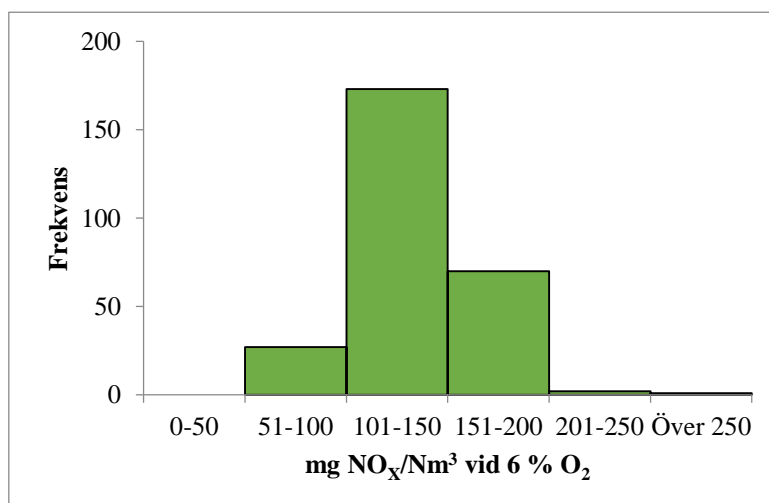
Av Allöverkets sex pannor finns teknik för kväveoxidavskiljning på de två biobränslepannorna, KVP1 och KVP2. Insprutning av ammoniak i pannan (SNCR) installerades 2008 på båda pannorna för att minska NO_x-utsläppen och på så sätt minska kostnaderna för kväveoxidavgiften. Några meter ovanför sandbädden i KVP1 och KVP2 kan bio-/deponigas sprutas in via fyra lansar vilket möjliggör stegvis förbränning. Biobränslepannorna har även stegvis lufttillförsel och återföring av rökgaser.

Högsta uppmätta dygnsmedelvärde under 2014 på KVP1 och KVP2 var 198 respektive 266 mg/Nm³. I Figur 17 visas att de värdena är lägre än begränsningsvärdet i FSF, vilket halverats jämfört med NFS 2002:26. De verkliga utsläppen ligger inom BAT-AEL-intervallet och KVP1 ligger på den nedre hälften.



Figur 17. Begränsningsvärde och verkliga utsläpp av NO_x för KVP1 och KVP2 vid Allöverket.

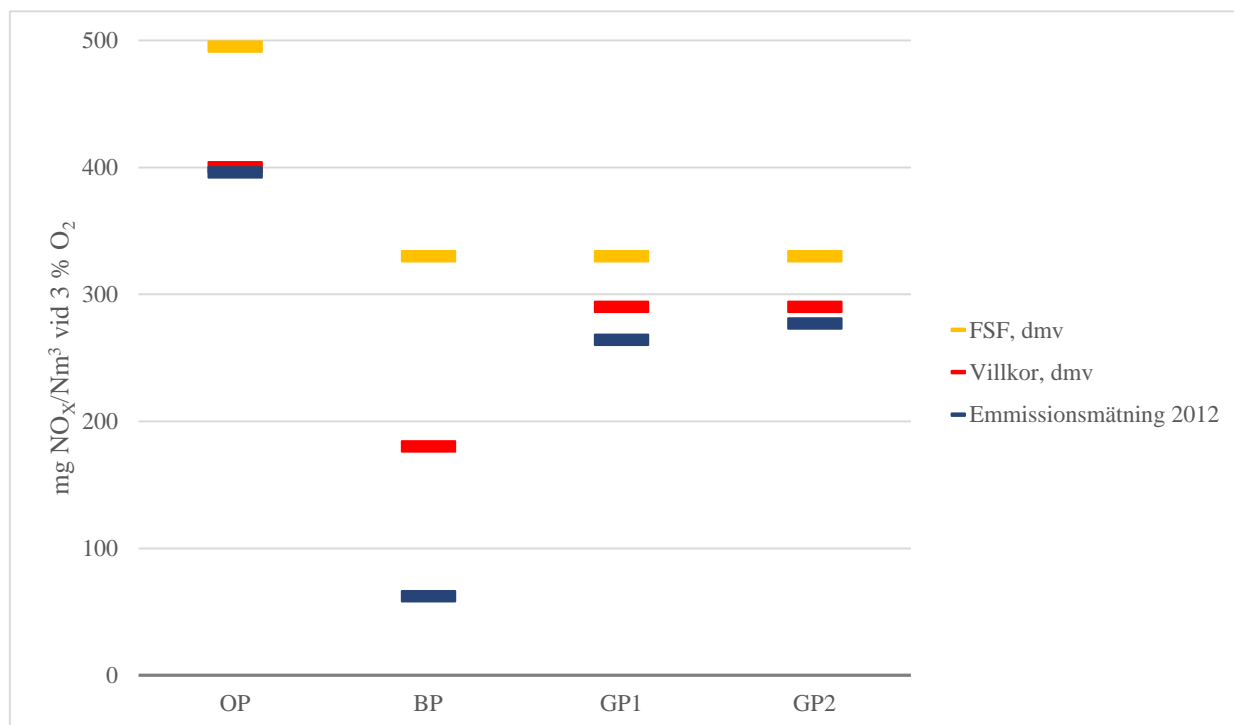
Det högsta dygnsmedelvärdet på KVP2 är högre än tillståndsvillkoret, men det är det enda värde som visat sig överstiga villkoret. Figur 18 visar fördelningen av uppmätta dygnsmedelvärden och majoriteten av mätvärdena ligger i den nedre hälften av BAT-AEL intervallet.



Figur 18. Fördelning av dygnsmedelvärden uppmätta vid KVP2 under 2014.

På övriga fyra pannor har emissionsmätningar utförts 2012 då utsläpp av NO_x mättes. Eftersom dessa pannor har en drifttid (räknat som ett rullande medelvärde på fem år) som är mindre än 1500 timmar tillåts lite högre utsläpp av kväveoxider enligt FSF, med undantag för oljepannan, och i Figur 19 kan utläsas att pannorna ligger under dessa begränsningsvärden. Pannorna har

var för sig en installerad tillförd effekt mindre än 15 MW och omfattas således inte av BAT-slutsatserna.



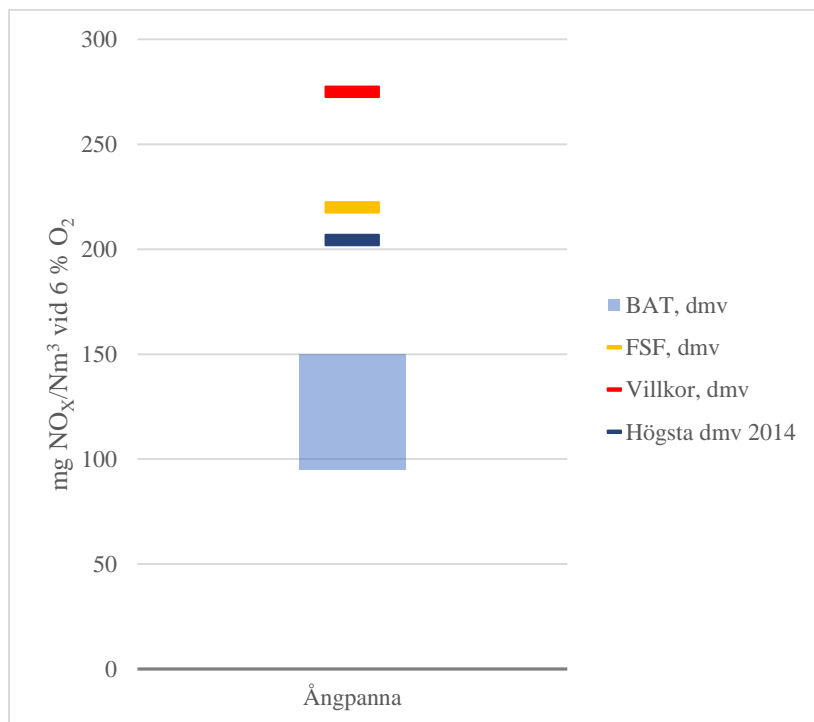
Figur 19. Begränsningsvärde och verkliga utsläpp av NO_x för anläggningarna OP, BP, GP1 och GP2 vid Allöverket.

Västhamsverket

Vid Västhamsverket finns teknik för kväveoxidrening på ångpannan, men inte på gaskombin. Ångpannan har pulverbrännare placerade i pannans vardera hörn vilket är så kallad tangentialplacering som är en teknik för att minska NO_x-bildningen vid förbränning. Totalt finns 12 låg-NO_x-brännare i tre rader där åtta brännare är i drift samtidigt.

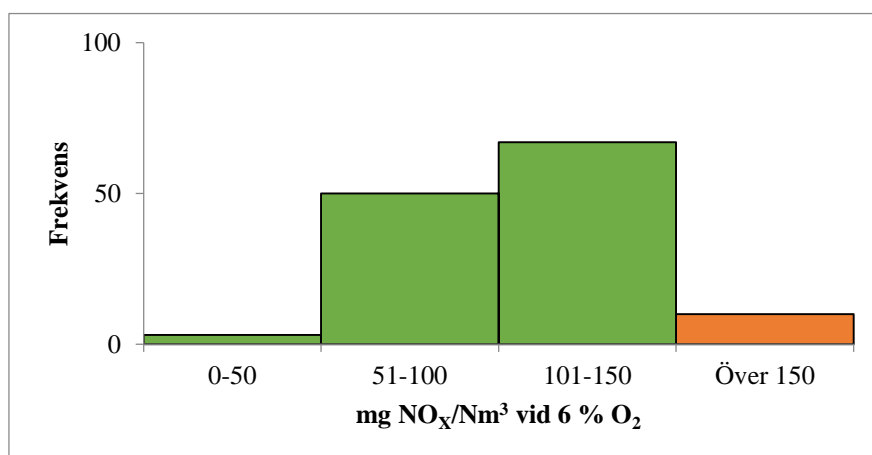
I samband med att kväveoxidavgiften infördes 1992 modifierades pulverbrännarna för att sänka NO_x-halterna i rökgaserna och en del förbränningstekniska åtgärder genomfördes också för att ytterligare sänka halterna.

Det högsta dygnsmedelvärdet under 2014 uppmättes till 204 mg NO_x/Nm³. I Figur 20 visas hur ångpannans högsta dygnsmedelvärde för NO_x-utsläpp förhåller sig till dygnsmedelvärde i BAT-utkastet, FSF och villkor. Jämfört med NFS 2002:26 har begränsningsvärdet i FSF sänkts med två tredjedelar. Det högsta dygnsmedelvärdet ligger över BAT-AEL på 95-150 mg NO_x/Nm³ som finns i BAT-slutsatsen i D1 (European Commission u.å.).



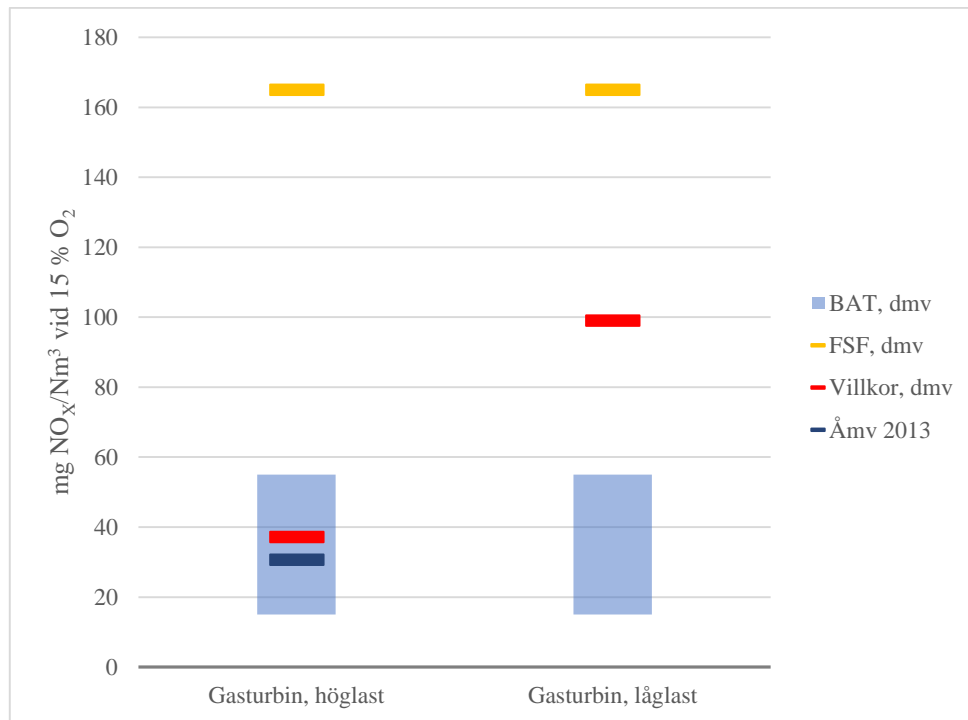
Figur 20. Begränsningsvärde och verkligt utsläpp av NO_x för ångpannan vid Västhamnsverket.

Figur 21 visar hur de uppmätta NO_x-halterna fördelar sig och av 131 uppmätta dygnsmedelvärden är endast 11 över 150 mg NO_x/Nm³.



Figur 21. Fördelning av dygnsmedelvärden uppmätta vid ångpannan under 2014.

För gasturbinen finns villkor för naturgas och olja uttryckta för hög- respektive låglast. I BAT-utkastet tas ingen hänsyn till vilken last gasturbinen körs på. Vid höglast klarar gasturbinen begränsningsvärdet i FSF och ligger inom BAT-AEL, se Figur 22. Utsläpp för låglast har inte registrerats på gasturbinen och det går därför inte att avgöra om man även här klarar BAT-AEL.

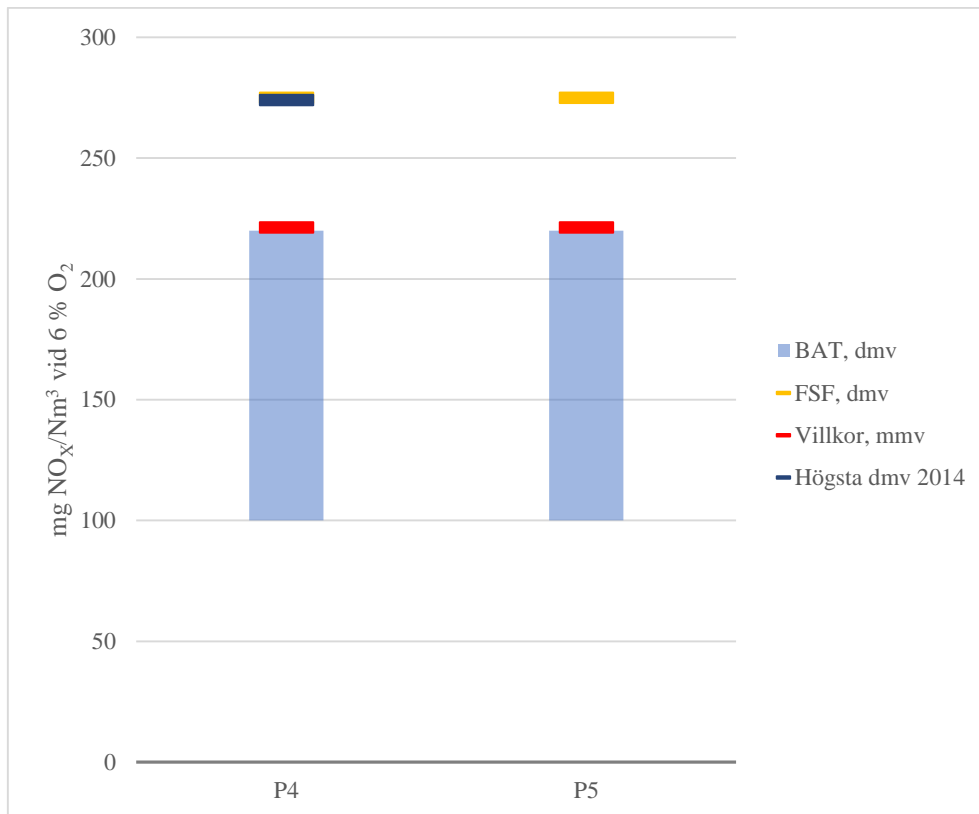


Figur 22. Begränsningsvärde och verkligt utsläpp av NO_x för gasturbinen vid Västhamnsverket.

Oceanen

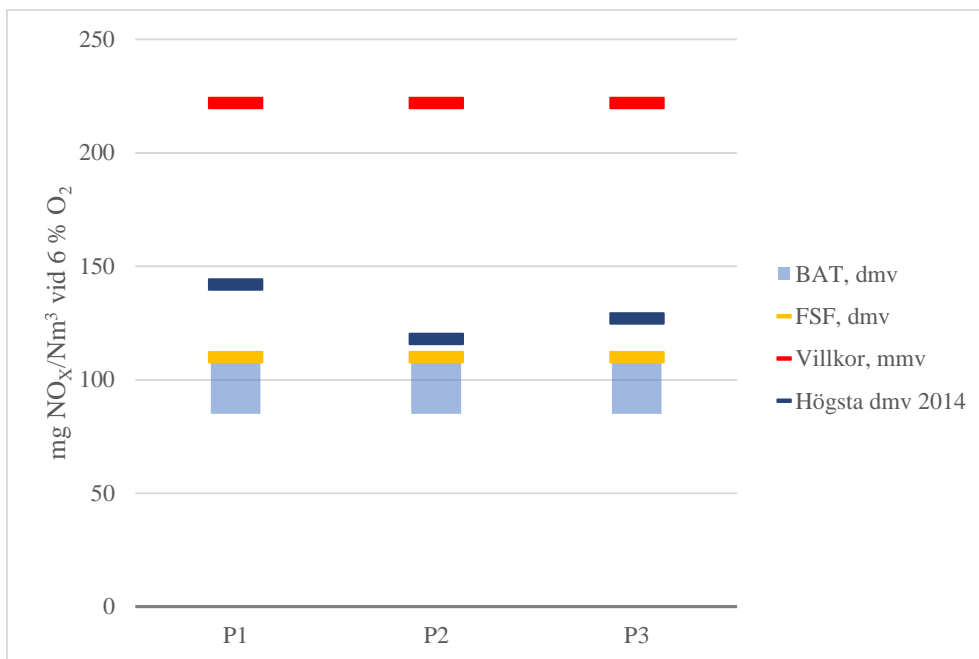
På Oceanen finns ingen utrustning (SCR/SNCR) för reducering av kväveoxider. På samtliga pannor används förbränningstekniska åtgärder i form av stegvis lufttillförsel och rökgasåterföring. Luft tillförs primärt, sekundärt och tertiärt vid P4 och P5 och driftpersonal följer manualer för att reglera dessa olika flöden för att minska CO respektive NO_x.

Högsta dygnsmedelvärdet på P4 och P5 under 2014 var 274 respektive 949 mg NO_x/Nm³. Begränsningsvärdet i FSF har mer än halverats jämfört med NFS 2002 och i Figur 23 visas att högsta dygnsmedelvärde för P4 ligger precis under begränsningsvärdet i FSF. BAT-AEL ligger mellan 100-220 mg NO_x/Nm³ (dygnsmedelvärde) och de högsta uppmätta dygnsmedelvärdena ligger klart över den övre gränsen. I Figur 23 redovisas inte högsta dygnsmedelvärdet för P5 på grund av sitt höga värde i förhållande till begränsningsvärdena.



Figur 23. Begränsningsvärde och faktiska utsläpp av NO_x från P4 och P5 vid Oceanen.

Naturgas- och oljepannorna har endast förbränt naturgas under 2014 och resultaten nedan avser därför endast förbränning av naturgas. Pannornas högsta dygnsmedelvärde under 2015 överstiger både begränsningsvärdet i FSF och den övre gränsen i BAT-AEL, se Figur 24. Tillåtet utsläpp av kväveoxider för pannorna har minskat från 300 mg/Nm³ i NFS 2002:26 till 100 mg/Nm³ i FSF (månadsmedelvärde), vilket innebär att pannornas högsta dygnsmedelvärde överstiger dygnsmedelvärdet i FSF som är 110 mg/Nm³.



Figur 24. Begränsningsvärde och faktiska utsläpp (för naturgas) av NO_x från P1, P2 och P3 vid Oceanen.

Jämförelse och diskussion

SNCR, stegvis förbränning, stegvis lufttillförsel och återföring av rökgaser anses alla utgöra bästa tillgängliga teknik för att förhindra och minska kväveoxidutsläpp till luft (European Commission u.å.) och det är därför rimligt att Allöverkets KVP1 och KVP2 klarar begränsningsvärdena i FSF och ligger inom intervallet i BAT. Enligt Goldschmidt, Olsson och Lindström (2010) är typiska kväveoxidhalter med SNCR-teknik 180-270 mg/Nm³ och båda pannornas uppmätta dygnsmedelvärde ligger under eller i nederkant av detta intervall. Trots att övriga pannor på Allöverket inte har någon teknik för NO_x-reduktion klarar pannorna begränsningsvärdena i FSF.

Västhamsnsverkets ångpanna har varken SCR eller SNCR men tangentialplacerade låg-NO_x-brännare vilket också är bästa tillgängliga teknik för NO_x-reduktion. Ångpannan uppfyller FSF begränsningsvärde men har ett mindre antal uppmätta dygnsmedelvärde som överstiger den övre gränsen i BAT-AEL.

Gasturbinen klarar vid höglast begränsningsvärdet i FSF med mycket god marginal och ligger inom BAT-AEL. Gasturbinens framtid är mycket osäker och provkörningar för att kontrollera utsläpp vid låglast är kostsamma. Detta tillsammans med det faktum att gasturbinen är effektivast vid höglast gör att ett alternativ för gasturbinen är att begränsa tillståndet så att gasturbinen endast tillåts köra på höglast.

Både Allöverket och Västhamsnsvirket har av ekonomiska skäl utökat sin rökgasreningsutrustning för att minska sina NO_x-utsläpp och på så sätt minskat sina årliga kväveoxidavgifter. Deras tidigare ekonomiska beslut medför idag att deras utsläpp av kväveoxider ligger på en nivå som motsvarar den för bästa tillgängliga teknik.

Tillåtna NO_x-utsläpp skärps för bibränsleeldade pannor i FSF jämfört med NFS 2002:26 och för de bibränslepannorna som inte har någon sekundär reningsmetod är de faktiska utsläppen inte långt ifrån gränsvärdena i studien. De faktiska utsläppen ligger också över BAT-AEL,

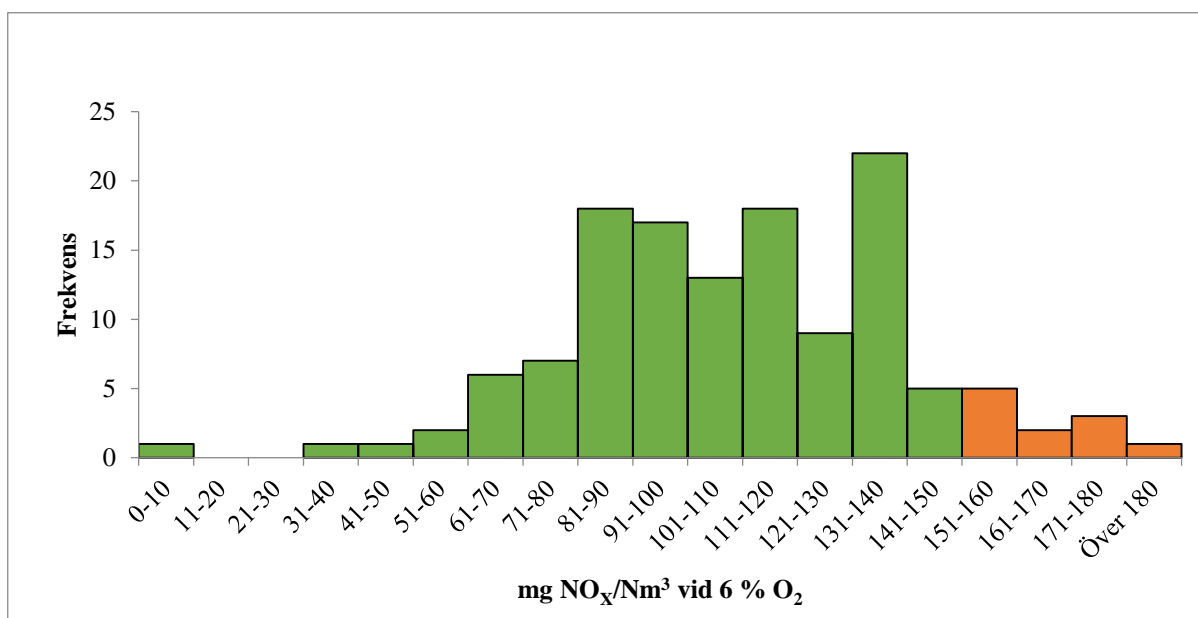
vilket indikerar att det kanske inte är tillräckligt med enbart primära NO_x-åtgärder utan att det behövs en kombination av primära och sekundära åtgärder för att åstadkomma låga utsläpp.

Resultaten för Oceanens pannor visar att det finns svårigheter att uppfylla begränsningsvärdena i både FSF och BAT-slutsatserna, trots att samtliga pannor har teknik för NO_x-reduktion som är bästa tillgängliga teknik, dvs. stegvis lufttillförsel och rökgasåterföring. En fördjupad analys av Oceanens samtliga pannor presenteras därför i avsnitt 4.2.4. Där diskuteras också de förhöjda utsläppen jämfört med BAT-AEL som Västhamnsverkets ångpanna redovisat.

4.2.4 Fördjupad analys av kväveoxider

Västhamnsverket

Västhamnsverkets ångpanna hade 11 stycken uppmätta dygnsmedelvärden under 2014 som överskred den övre gränsen i BAT-AEL. Figur 25 visar fördelningen av dygnsmedelvärden och med kortare delintervall än i Figur 21. De orangea staplarna visar dygnsmedelvärden som överstiger den övre gränsen i BAT-AEL.



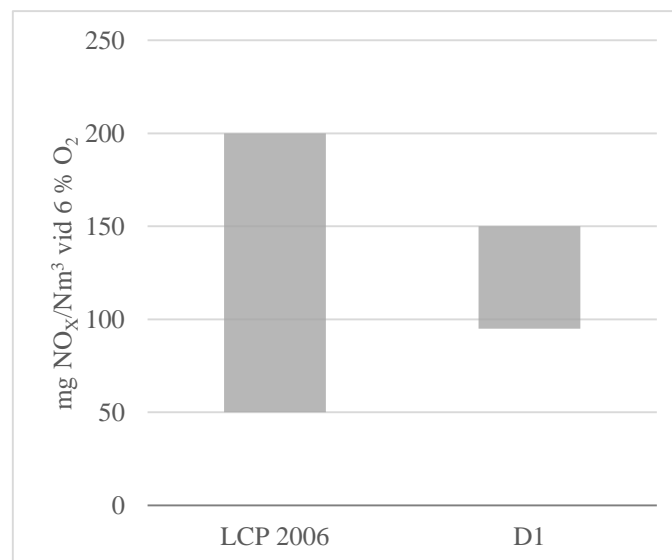
Figur 25. Fördelning av dygnsmedelvärde för NO_x uppmätta vid ångpannan 2014.

Stapeldiagrammet visar att en övervägande del av mätvärdena ligger mellan 81-140 mg NO_x/Nm³ och även om ett antal mätvärden ligger över 150 mg NO_x/Nm³ så är generellt NO_x-utsläppen från ångpannan låga.

Med anledning av prövotidsutredning begärd av Mark- och Miljöödomstolen undersökte Öresundskraft för några år sedan de tekniska och ekonomiska möjligheterna för NO_x-reduktion vid Västhamnsverket. Med utgångspunkt från resultatet i utredningen ansågs det inte rimligt att införa SCR- eller SNCR-reningsteknik eftersom reningskostnaden skulle uppgå till 330 kr/kg avskilt NO_x beräknat med en avskrivningstid på tio år och 6 % kalkylränta. Kostnaderna beräknades för tail-end-SCR eftersom ångpannans temperaturfönster inte passar för SNCR.

Eftersom BAT-slutsatserna gäller för normal drift, medan dygnsmedelvärdena är uppmätta under all drifttid med undantag av startperiod, så kan det ha förekommit perioder som inte ska inkluderas vid beräkning av de medelvärden som ska jämföras med BAT-slutsatserna. Detta, tillsammans med bilden av hur dygnsmedelvärdena fördelats under 2014, gör att det kan tänkas vara rimligt att anse att Västhamnsverket inte behöver installera SCR- eller SNCR-reningsteknik. Däremot kan det vara lämpligt att undersöka om det är möjligt att förbränningstekniskt sänka NO_x-utsläppen för att få en marginal till gränsen på 150 mg NO_x/Nm³. Prövningsmyndigheten som ska ha BAT-AEL som referens och inte få ett mildare villkor, skulle dock kunna tänkas välja ett riktvärde med marginal till den övre gränsen. Detta skulle i så fall kunna medföra att förbränningstekniska åtgärder därför kanske inte skulle vara tillräckliga.

BREF-dokument förväntas uppdateras vart åttonde år, vilket betyder att nya begränsningsvärden kan komma att offentliggöras två gånger under de närmaste tio åren. En jämförelse mellan befintligt BREF-dokument (LCP 2006) och D1 (European Commission u.å.) visar att högsta NO_x-utsläpp med bästa tillgängliga teknik för anläggningar som är större än 300 MW och som förbränner biomassa har sänkts från 200 till 150 mg NO_x/Nm³, se Figur 26.



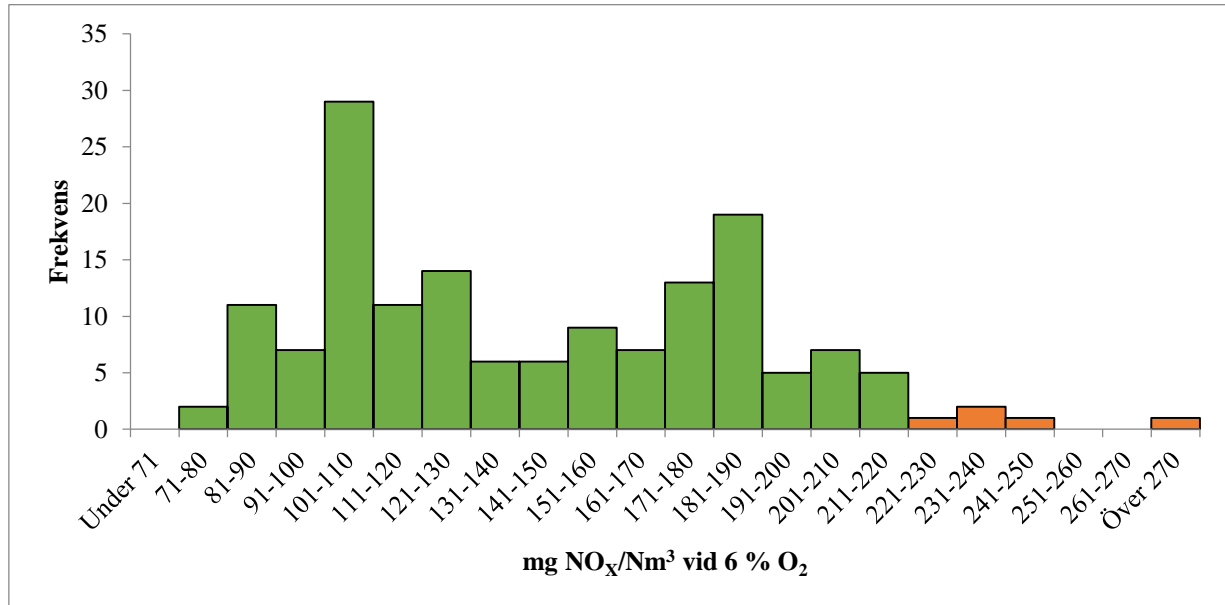
Figur 26. BAT-AEL för NO_x-utsläpp vid förbränning av biomassa i förbränningsanläggning större än 300 MW.

Om NO_x-reningstekniken utvecklas kan begränsningsvärden komma att sänkas ytterligare och då kommer Västhamnsverket behöva installera teknik för NO_x-reduktion. Om ångpannans återstående livslängd överstiger 10-15 år, så kan det redan nu vara aktuellt att planera för en investering i SCR, som vid tidigare utredning ansetts vara det tekniskt möjliga alternativet. De minskade utsläppen som installerad reningsteknik skulle medföra skulle utifrån avgiften på kväveoxidutsläpp bidra till att generera en lägre kväveoxidavgiftskostnad vilket skulle påverka kostnadskalkylen för investering i reningsteknik.

Oceanen

Resultaten från Oceanen visar att samtliga pannor har problem att innehålla de begränsningsvärde som finns i FSF och BAT-slutsatser. Väsentligt för dessa resultat är att mätresultaten omfattar all drifttid som respektive panna haft och exkluderar t.ex. inte perioder av start och stopp.

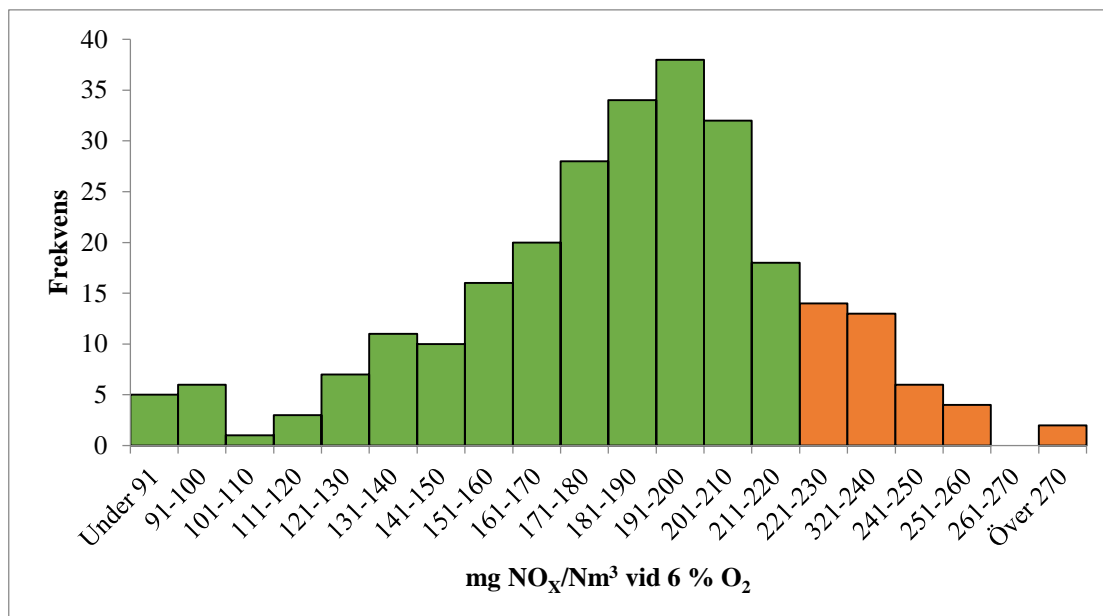
Figur 27 visar uppmätta dygnsmedelvärde under 2014 för NO_x-utsläpp från P4. De orangea staplarna är dygnsmedelvärden som överskrider den övre gränsen i BAT-AEL.



Figur 27. Fördelning av dygnsmedelvärde för NO_x uppmätta vid P4 under 2014.

I Figur 27 kan utläsas att det endast var ett mätvärde som var nära begränsningsvärdet i FSF på 275 mg/Nm³ och att pannan inte har några problem att innehålla begränsningsvärdet i övrigt. I figuren ses också att dygnsmedelvärdena är förhållandevis jämnt fördelade i området 81-220 mg NO_x/Nm³. Fem mätvärden av totalt 156 överskred 220 mg/Nm³, som är den övre gränsen i BAT-AEL.

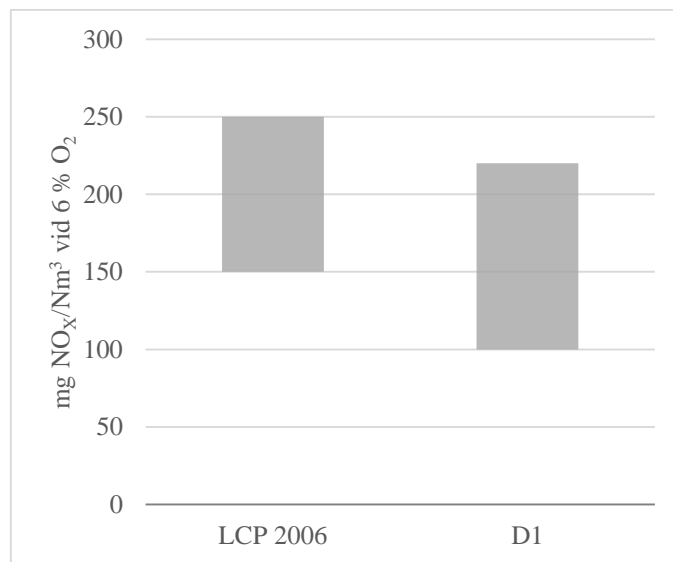
Figur 28 visar precis som Figur 27 uppmätta dygnsmedelvärden under 2014 för NO_x-utsläpp, men för P5 istället. De orangea staplarna markerar de dygnsmedelvärden som överskrider den övre gränsen i BAT-AEL.



Figur 28. Fördelning av dygnsmedelvärde för NO_x uppmätta vid P5 under 2014.

14 % av de uppmätta dygnsmedelvärdena överstiger 220 mg NO_x/Nm³. Av dessa är det endast två stycken som överskrider FSF begränsningsvärde på 275 mg NO_x/Nm³. Eftersom mätutrustningen inkluderar perioder med start, vilket inte omfattas i FSF, så innehåller P5 begränsningsvärdet för kväveoxider. Av de dygnsmedelvärden som ligger under BAT-AELs övre gräns (de gröna staplarna) så ligger hela 72 % på den övre halvan av intervallet, vilket syns tydligt i Figur 28.

Eftersom mätutrustningen vid P4 (och P5) mäter under perioder som eventuellt inte kan räknas till normal drift så är slutsatsen att P4 inte har några problem att innehålla BAT-slutsatsen för NO_x-utsläpp. Precis som för Västhamnsverket är det tänkbart att NO_x-villkoret för P4 sätts med marginal till den övre gränsen i BAT-AEL, men för P4 skulle det förmodligen med hänsyn till normal drift endast innebära en översyn av förbränningen för att kunna sänka NO_x-utsläppen något. För P5 är det också sannolikt att en del av de högre dygnsmedelvärdena faller bort då perioder av start och stopp exkluderas. Däremot är en mycket stor andel av dygnsmedelvärdena belägna i den övre delen av BAT-AEL-intervallet och ett villkor satt med marginal skulle troligen medföra att P5 behöver installera någon typ av NO_x-reningsteknik. Figur 29 visar utvecklingen av begränsningsvärden för NO_x-utsläpp från bästa tillgängliga teknik för förbränningsanläggningar som förbränner biomassa och som ligger mellan 100 och 300 MW.



Figur 29. BAT-AEL för NO_x-utsläpp vid förbränning av biomassa i förbränningsanläggning större än 100 MW men mindre eller lika med 300 MW.

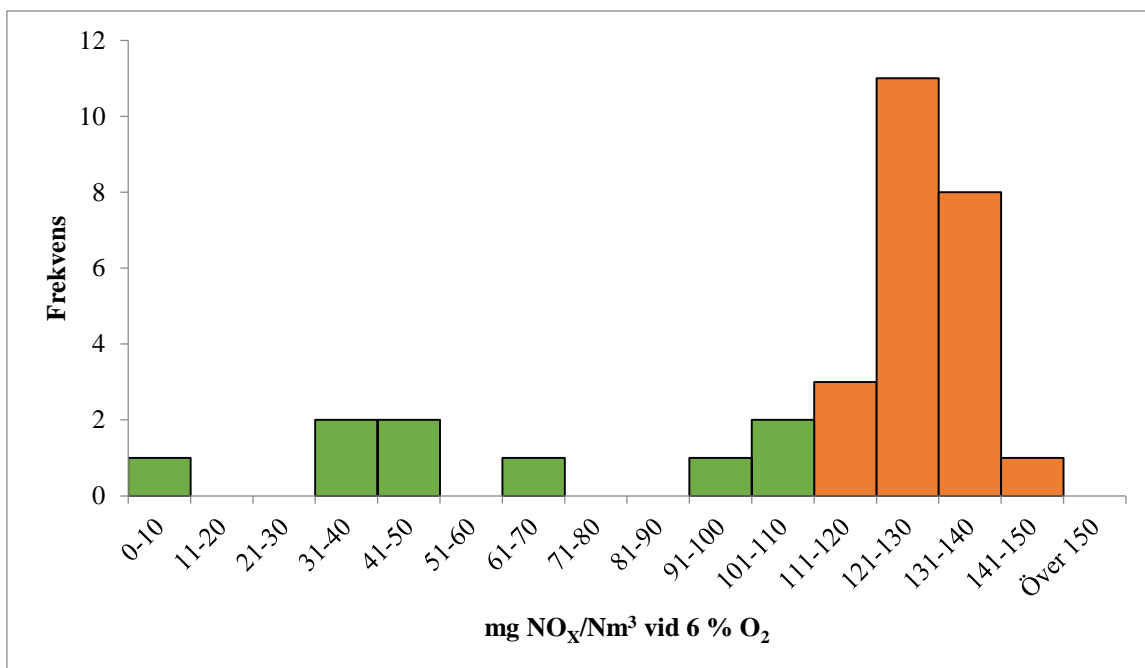
2009 utredde MIDROC Engineering på uppdrag av HEM tekniska och ekonomiska möjligheter för NO_x-reduktion för biobränslepannorna. Utredningen låg sedan till grund för fastställandet av det slutgiltiga NO_x-villkoret för P5. Utredningen visade att SNCR-teknik lämpade sig bättre än SCR för pannorna, men att tekniken dock inte var optimal för pannorna vars temperaturer ligger lägre än de 800 °C som tekniken kräver. Dessutom ansågs det inte vara ekonomiskt lönsamt att införa tekniken, eftersom kostanden per reducerad kg kväveoxid skulle uppgå till 110-140 kr (inklusive kväveoxidavgift på 50 kr/kg NO_x).

P4 och P5 är av olika panntyp, fluidiserad bädd, respektive snedroster. Personalen på Oceanen upplever att förbränningen är bättre och stabilare i den fluidiserade bäddpannan än i snedrostern. När P5 planerades inkom inget anbud som omfattade fluidiserad bäddteknik och vid val av teknik för P5 var detta därför en begränsande faktor. Drifterfarenheterna från P5 indikerar att det kan vara svårt att enbart förbränningstekniskt sänka NO_x-utsläppen från pannan. Däremot kanske en utredning kring pannans drift kan vara av intresse för att utreda problem med varierande utsläpp (både NO_x och CO) oberoende av de kommande begränsningsvärdena, då intrimning av pannan kanske kan innebära bättre förbränning och lägre utsläpp.

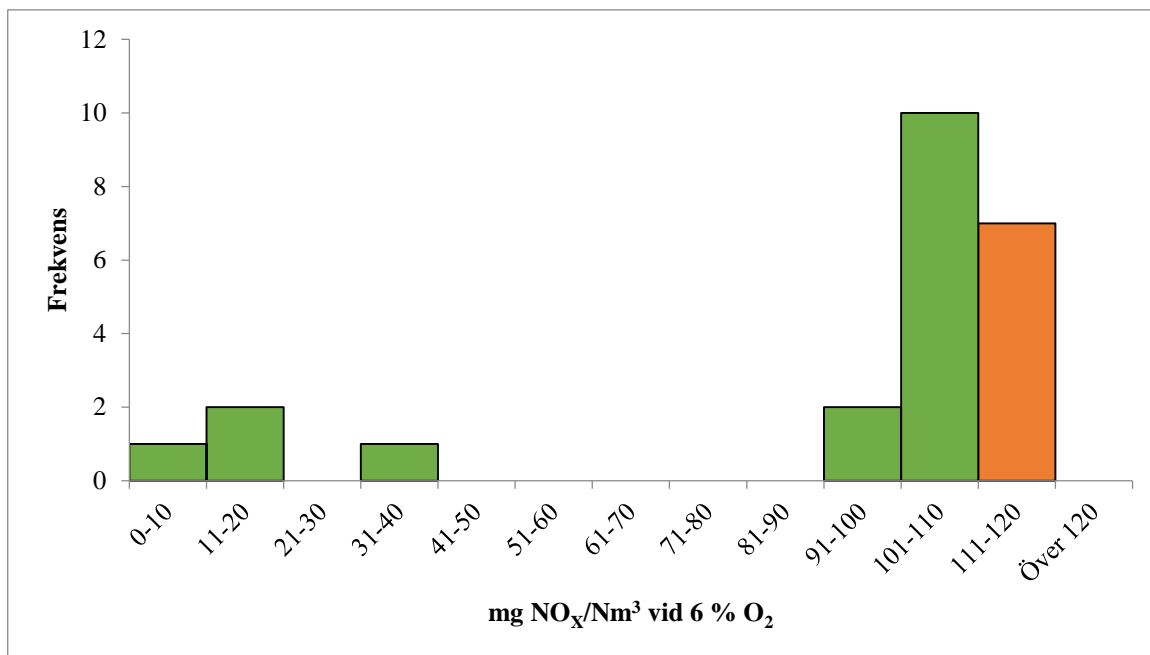
Om primära åtgärder för reduktion av kväveoxider inte är tillräckligt krävs SCR eller SNCR. SCR har högre avskiljningsgrad jämfört med SNCR, men investeringskostnaden är avsevärt högre. Val av teknik påverkas företrädesvis av NO_x-krav där utsläpp mindre än 120 mg/Nm³ huvudsakligen uppnås med SCR-teknik. Om kraven på NO_x-utsläpp inte är så låga som 120 mg/Nm³ påverkas valet främst av den ekonomiska aspekten. Investeringskostnaden för SCR-teknik är i storleksordningen från 50 MSEK (för anläggning på 75 MW) medan den för SNCR ungefär är en femtedel. Driftkostnaderna förefaller inte högre för någon av teknikerna då SNCR får kostnader för stor förbrukning av ammoniak medan SCR får kostnader för hög energianvändning till rökgasfläktar och återuppvärmning av rökgaser vid tail-end konfiguration (Goldschmidt, Olsson och Lindström 2010).

Enligt utredningen av SCR/SNCR genomförd 2009 är SNCR det bättre alternativet. Eftersom begränsningsvärdena inte kräver att 120 mg/Nm^3 uppnås är det inte nödvändigt med SCR. P5 har förberetts för SNCR-teknik (bockade tuber möjliggör instick av munstycken) medan på P4 behöver sådana justeringar genomföras för att möjliggöra SNCR om det blir aktuellt med NO_x -reduktion även där. Att pannorna inte har ett optimalt temperaturfönster för SNCR är bekymmersamt och det kan komma att krävas en utredning endast avseende SNCR för att avgöra vilka miljöeffekter som kan uppnås vid installation i pannorna eller om det behövs andra förbränningstekniska justeringar, för att öka förutsättningarna för tekniken.

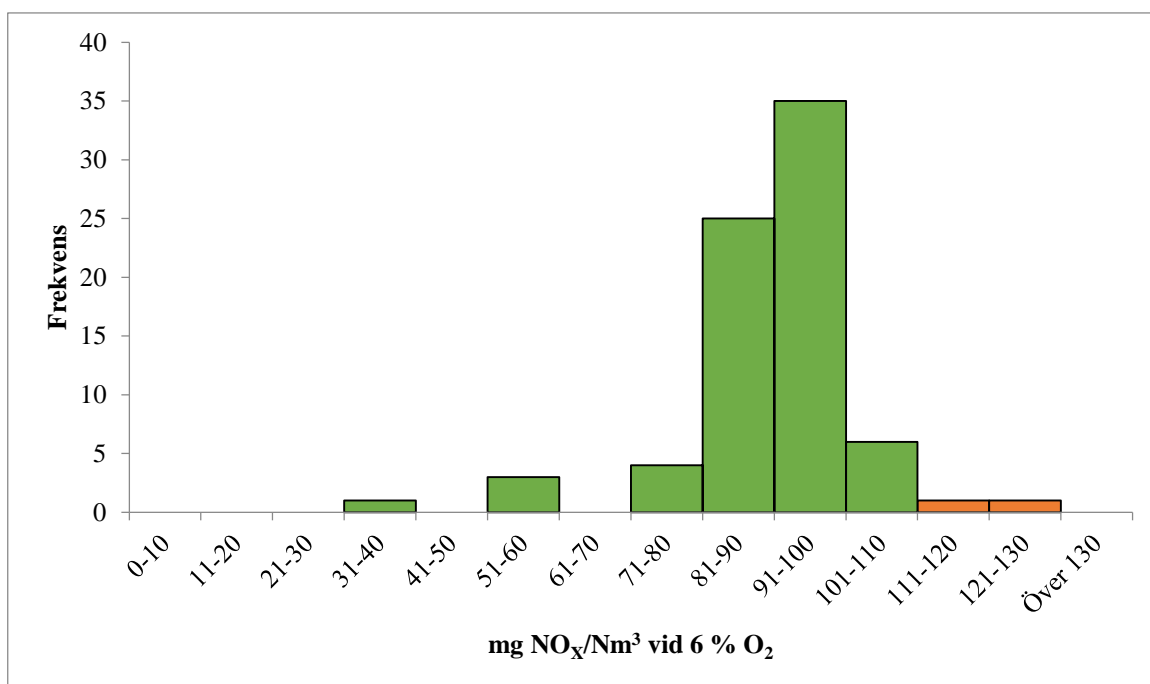
Fördelningen av dygnsmedelvärde uppmätta under 2014 redovisas för P1, P2 och P3 i Figur 30, Figur 31 och Figur 32. De orangea staplarna visar det dygnsmedelvärde som överstiger $110 \text{ mg NO}_x/\text{Nm}^3$ vilket är begränsningsvärdet i FSF (dygnsmedelvärde) och den övre gränsen i BAT-AEL.



Figur 30. Fördelning av dygnsmedelvärde för NO_x uppmätta vid P1 under 2014.



Figur 31. Fördelning av dygnsmedelvärde för NO_x uppmätta vid P2 under 2014.



Figur 32. Fördelning av dygnsmedelvärde för NO_x uppmätta vid P3 under 2014.

För P1 är 72 % av dygnsmedelvärdena över 110 mg/Nm³ vilket betyder att varken FSF begränsningsvärde eller BAT-slutsatsen för NO_x innehålls. Även om resultaten omfattar start och stopp så är det inte sannolikt att 72 % av dygnsmedelvärdena kommer kunna exkluderas. För P2 och P3 är 30 % respektive 2,6 % av mätvärdena över 110 mg/Nm³. P3 har således inget behov av utökad reningsteknik, medan det är mer oklart för P2. Enligt FSF får inget dygnsmedelvärde överstiga 110 mg/Nm³. Endast om samtliga sju överträdelser har uppstått i samband med start- eller stopperperiod, dispensperiod, haveri eller driftstörning i

reningsutrustningen innehålls begränsningsvärdet, vilket kanske inte är sannolikt. Det krävs historik kring driftdata för att kunna avgöra detta, vilket inte funnits tillgängligt vid analys.

Pannorna som uppförts samtidigt, uppges vara av samma typ och har eldats med naturgas, har väldigt varierande emissionsdata för 2014. Bauer (1993) redogör för tekniker för att minska NO_x-utsläpp vilka är tekniker som idag anses vara bästa tillgängliga teknik. Bauer anger också specifika åtgärder för olika förbränningsanläggningar och för brännarpannor är slutsatsen att förbränningstekniska åtgärder som optimering av förbränningstemperatur och lufttillförsel bör medföra rimliga NO_x-nivåer.

Om extern reningsteknik är nödvändig är både SCR- och SNCR-teknik tillämpbar på naturgaspannor och pannornas individuella förutsättningar är avgörande för val av teknik. För SNCR spelar de tre T:a (temperatur, tid och turbulens) stor roll för ett bra resultat och för SCR är temperaturen också viktig, men framförallt är tekniken platskrävande jämfört med SNCR som bara kräver några hål i pannväggen uppges sakkunnig på YARA, ett företag som arbetar med SCR/SNCR (muntlig källa 8). Uppskattningsvis är priset för SNCR-installation på en naturgaspanna 3 MSEK och 15 gånger högre för SCR enligt uppgifter från samma källa.

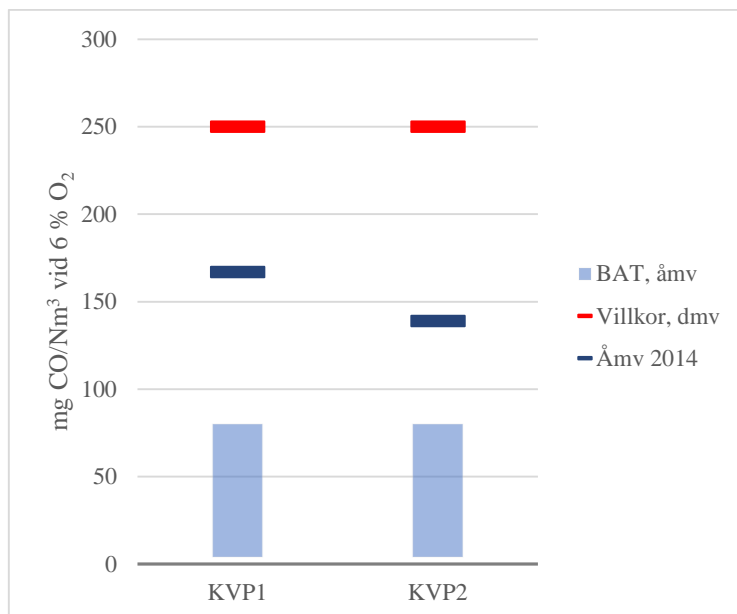
4.2.5 Kolmonoxid (CO)

I FSF finns begränsningsvärde för utsläpp av CO endast vid förbränning av gasformigt bränsle. I BAT-slutsatserna finns det begränsningsvärden att förhålla sig till även för fastbränslepannor, dock anges endast ett årsmedelvärde. Eftersom tekniker för att förebygga eller reducera CO är förbränningstekniska (och gemensamma för kväveoxidminskning) anges endast om någon specifik teknik för CO reduktion förekommer.

Allöverket

Vid KVP1 infördes svaveldosering 2013, företrädesvis för att minska beläggningar i pannan, men det kan också tänkas ha effekt på CO-halten i pannan.

Årsmedelvärdet för KVP1 och KVP2 har uppmätts till 167 respektive 139 mg CO/Nm³. I Figur 33 kan utläsas att årsmedelvärdet för både KVP1 och KVP2 är betydligt högre än vad som föreskrivs i BAT-AEL (4-80 mg/Nm³). Endast tre dygnsmedelvärden har överskridit tillståndsvillkoret på 250 mg/Nm³.

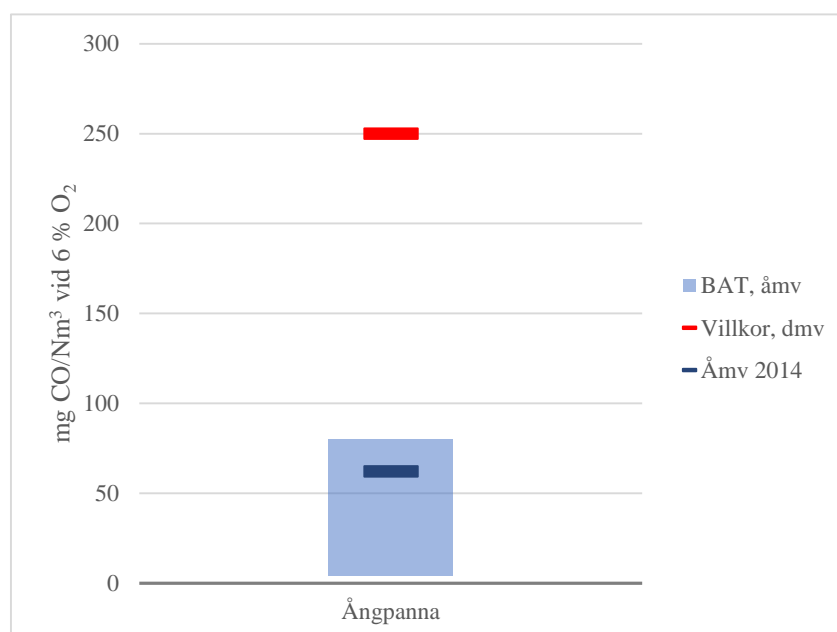


Figur 33. Begränsningsvärd och verkliga utsläpp av CO för KVP1 och KVP2 vid Allöverket.

För övriga pannor finns inga krav på utsläpp av CO i BAT-utkastet eller FSF trots att vissa har gasformiga bränslen. Enligt anläggningens tillstånd får biogaspannan som timmedelvärde släppa ut 100 mg CO/Nm³ och vid emissionsmätning 2012 uppmättes mindre än 3 mg CO/Nm³.

Västhamnsverket

Årsmedelvärdet för CO under 2014 var för ångpannan 62 mg CO/Nm³ vilket ligger inom BAT-AEL, se Figur 34. Dygnsmedelvärdena har under 2014 legat mellan 8 och 249 mg CO/Nm³ och villkoret för CO har därför innehållits.

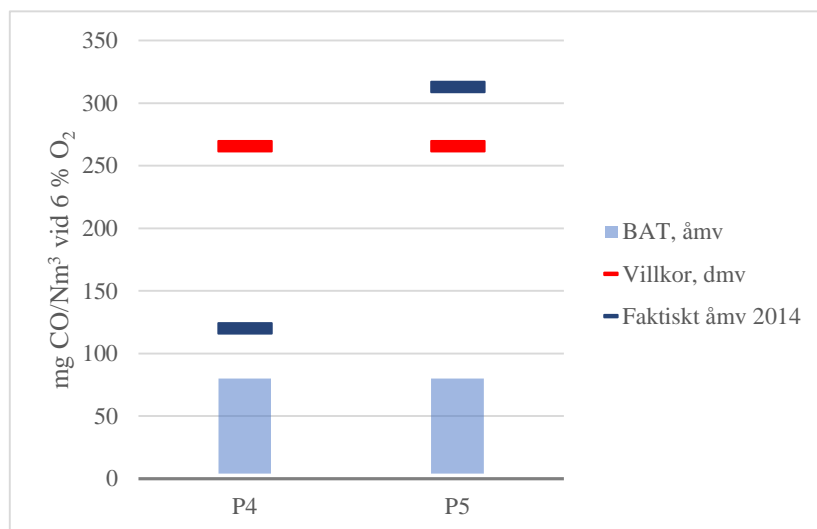


Figur 34. Begränsningsvärde och verkligt utsläpp av CO för ångpannan vid Västhamnsverket.

Enligt FSF får gasturbinen högst släppa ut 122 mg CO/Nm³ som dygnsmedelvärde och under 2013 överskred inget dygnsmedelvärde 100 mg CO/Nm³. Om perioder av start och stopp inte inkluderas är årsmedelvärdet mindre än 1 mg/Nm³ och då har man inga problem att uppfylla BAT-AEL som är 1-50 mg CO/Nm³.

Oceanen

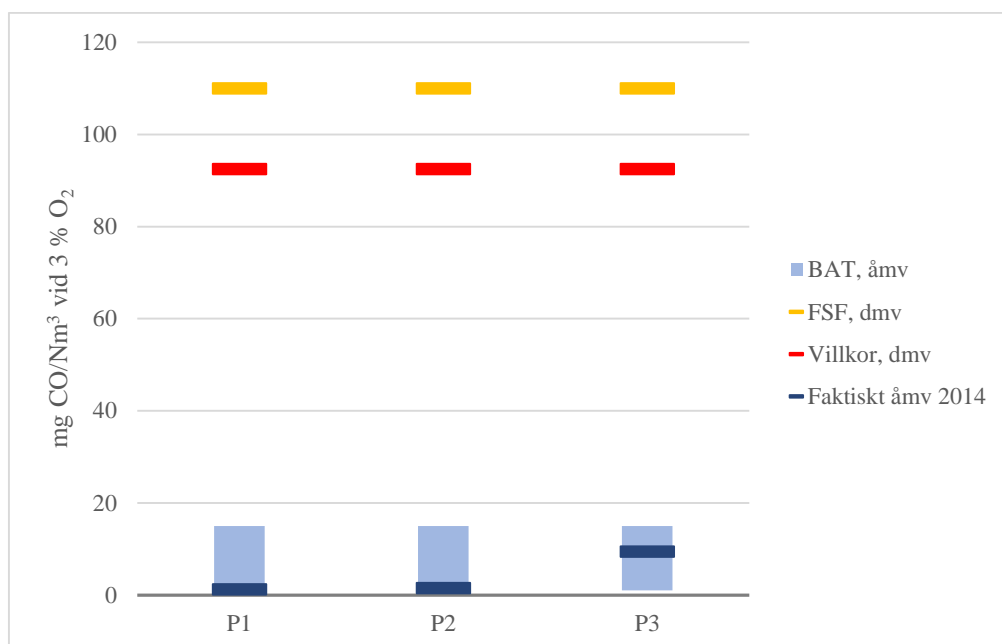
Uppmätta årsmedelvärden under 2014 var för P4 och P5 120 respektive 313 mg CO/Nm³. I Figur 35 kan utläsas att dessa värden är högre än den övre gränsen i BAT-AEL. P4 har inte haft några mätvärden över villkorsgränsen medan P5 haft totalt 63 mätvärden över villkorsgränsen.



Figur 35. Begränsningsvärde och faktiska utsläpp av CO från P4 och P5 vid Oceanen.

För att minska CO och NO_x-halterna har prov med svaveldosering utförts men har inte införts permanent trots goda testresultat.

Naturgas- och oljepannornas uppmätta CO-utsläpp ligger betydligt under begränsningsvärdet som finns i FSF och även inom intervallet i BAT-slutsatserna, se Figur 36.



Figur 36. Begränsningsvärde och faktiska utsläpp av CO från P1, P2 och P3 vid Oceanen.

Jämförelse och diskussion

Västhamnsvverkets ångpanna klarar årsmedelvärdet som föreskrivs i BAT-slutsatserna. God förbränning håller nere CO-halterna och en förklaring till att ångpannan klarar CO-gränsen kan vara att pellets, som förbränns i pannan, är en förädlad råvara. Enligt ett kvalitetstest på pellets som genomförts av Energimyndigheten (2009) är pelletskvaliteten generellt jämn och hög vilket underlättar för en stabil förbränning. Men bränslekvaliteten är inte det enda som påverkar förbränningen och ångpannans kraftigt varierande dygnsmedelvärden indikerar på att det finns svårigheter att hålla en jämn CO-nivå. Om BAT-slutsatsen vid kommande publicering även innehåller ett dygnsmedelvärde, kan emissioner från ångpannan komma att behöva åtgärdas.

Pannorna som eldar naturgas - gasturbinen vid Västhamnsvverket och P1 till P3 vid Oceanen - har inga problem att klara de krav som ställs på CO-utsläpp. Goda förbränningsförhållande tack vare homogent bränsle, är sannolikt förklaringen till de låga utsläppen.

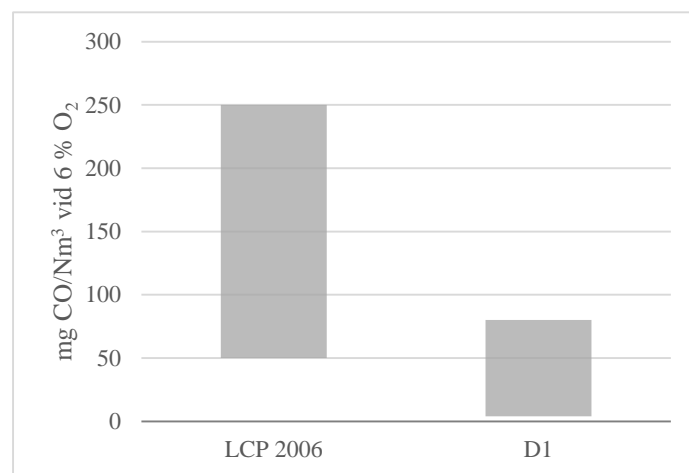
Allöverkrets och Oceanens bibränslepannor klarar inte det krav som ställs i BAT och i avsnitt 4.2.6 presenteras därför en fördjupad analys av kolmonoxidutsläppen från dessa anläggningar. Begränsningsvärdena som anläggningarnas utsläpp jämförs med kommer från det utkast till BREF-dokument som publicerats och analysen inkluderar också ett avsnitt kring begränsningsvärdets ursprung och relevans.

4.2.6 Fördjupad analys av kolmonoxid

I NFS 2002:26 som fram till den 31 december 2015 reglerar anläggningarnas utsläpp till luft förekommer inte begränsningsvärde för kolmonoxid vid förbränning av bibränsle. Båda anläggningarna har därför hittills endast kunnat förhålla sig till sina villkor. Villkor för utsläpp av kolmonoxid i svenska tillstånd härstammar från Tyskland och bygger på förbränning av kol och för pannor större än 10 MW är villkorsgränserna vanligtvis de samma (Svenska Fjärrvärmeföreningens Service AB 2000). Enligt den undersökning som Svenska

Fjärrvärmeföreningens Service AB har gjort förekommer överträdelse av utsläppsvillkor för CO, vilket skulle kunna tyda på att villkoren inte är anpassade för förbränning av biobränsle.

I BREF-dokumentet är tekniker och utsläppsvärden uppdelade på olika bränslen. Begränsningsvärdet för CO som föreskrivs i utkastet till LCP BREF-dokumentet (European Commission u.å.) är detsamma för Allöverkets och Oceanens biobränslepannor. 4-80 mg CO/Nm³ är årsmedelvärdet för biobränsleeldade förbränningsanläggningar, oberoende av anläggningsstorlek eller ålder (ny/befintlig). I det befintliga BREF-dokumentet för stora förbränningsanläggningar från 2006 anges att goda förbränningsförhållande och ett optimerat NO_x-reduktionssystem medför CO-utsläpp mellan 50-250 mg CO/Nm³. Figur 37 visar jämförelsen mellan dokumentens föreskrivna CO-utsläpp och det är tydligt att kravet skärps väsentligt.



Figur 37. BAT-AEL för CO-utsläpp vid förbränning av biomassa i förbränningsanläggningar.

Det som tidigare var det bästa tänkbara utsläppsnivå skulle nu ligga närmre högsta tänkbara och en bra bit ifrån bästa möjliga nivå. Utvecklingen av BAT-AEL för CO-utsläpp indikerar att bästa tillgängliga teknik har förändrats på ett sätt som medför lägre utsläpp. Det förefaller högst intressant om det har skett en så stor förändring sedan 2006 så att alla biobränsleeldade förbränningsanläggningar kan ligga under 80 mg CO/Nm³.

Tekniker som anses vara bästa tillgängliga teknik för att förhindra eller minska CO-utsläpp skiljer sig inte åt i befintligt BREF-dokument och utkast. Optimal förbränning, vilket specificeras tydligt med olika tekniker i D1 (European Commission u.å.) och mer generellt i befintlig BREF, och optimal förbränning i kombination med NO_x-reduktionssystem anges som bästa tillgängliga teknik. Vad val av BAT-AEL för CO i D1 baseras på framgår inte i utkastet. Under ett avsnitt i D1 som beskriver tekniker för att förhindra NO_x-, N₂O-, CO- och NH₃-utsläpp hänvisas till en datainsamling genomförd av TWG. Enligt resultaten från datainsamlingen är CO-utsläppen i storleksordningen 5-80 mg CO/Nm³ vilket kan tänkas vara den data som val av BAT-AEL bygger på. Henrik Lindståhl, utvecklingsingenjör vid Tekniska Verken i Linköping AB och medlem i LCP TWG för Euroheat & Power (muntlig källa 9), berättade att datainsamlingen som hänvisas till i D1 innehåller svar från enkäter som skickats ut till 650 anläggningar. Enkäten ger information om anläggningsuppgifter, karaktär på drift,

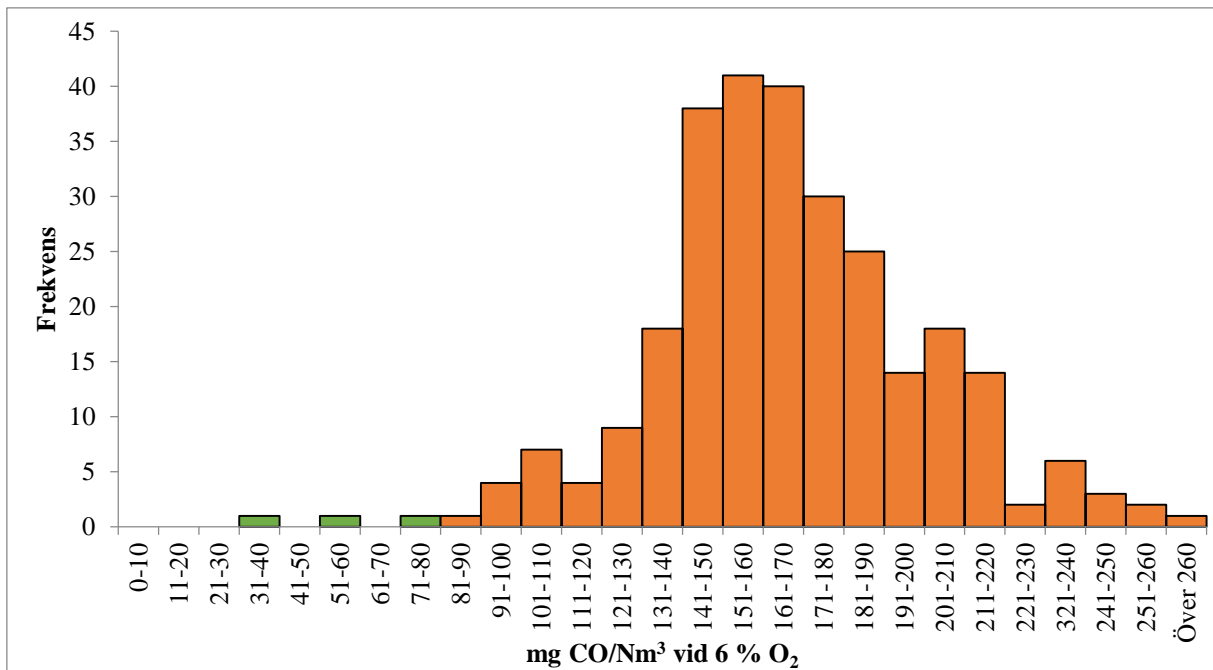
bränslen, verkningsgrad, förbränningsteknik, utsläpp till luft och vatten samt restprodukter. TWG bestämmer vilka referensanläggningar som får besvara enkäten. Det verkar rimligt att tro att BAT-AEL för CO bygger på datainsamlingen, men enligt Lindståhl så är det svårt att förstå vad metoden för framtagning av BAT och BAT-AEL bygger på.

Kolmonoxid är giftig och farlig för människor, men har inte samma effekter på miljön som svavel- och kväveoxider vilket kan bidra till att ifrågasätta det skärpta CO-kravet i D1. I en Värmeforskrappport av Robert Schuster (1992) undersöktes halten av CO- och kolväteemissioner när NO_x-halten minskades. Schuster visade den för branschen allmänt kända fakta om att det finns ett starkt samband mellan NO_x-halten och CO-halten vid förbränning - hög CO-halt medför låg NO_x-halt och omvänt. Hans slutsats var också att CO kan användas som en indikator för kolväten och vid ca 1250 mg CO/Nm³ har förekomsten av lätta och tunga kolväten samt PAH obetydlig påverkan på miljön. Henrik Lindståhl skickade i september 2013 in kommentarer till EIPPCB med förslag på förändring av BAT-AEL för CO med anledning av just detta. Det är de höga CO-halterna under kortare tidsperiod som är farliga för miljön och det är dessa som måste kontrolleras, vilket Lindståhl föreslog skulle göras med timmedelvärde på 500 mg CO/Nm³. Anläggningar som körs med ständigt varierande last bör också undantas begränsningsvärdet helt, menar Lindståhl.

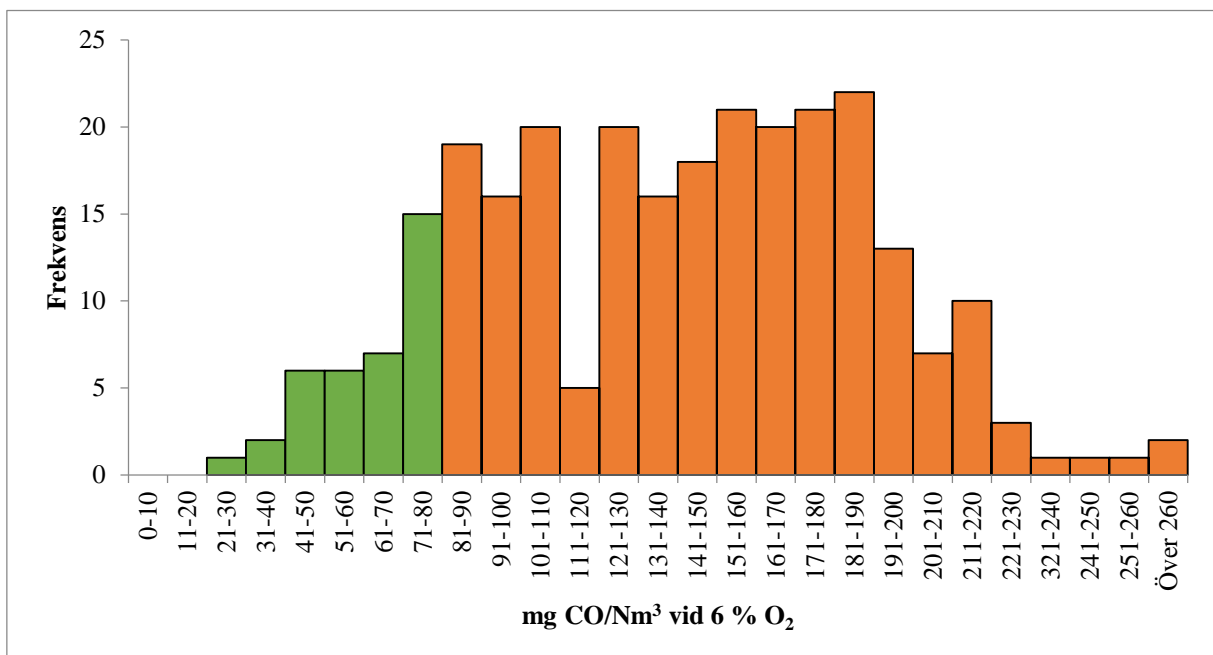
Om EIPPCB tar hänsyn till Lindståhls kommentarer och eventuella andra inkomna kommentarer är det möjligt att BAT-AEL för CO ser annorlunda ut när BREF-dokumentet offentliggörs. Om däremot BAT-AEL förblir 4-80 mg CO/Nm³ menar sakkunnig på Grontmij (muntlig källa 1) att det vid fullast är möjligt att klara 80 mg CO/Nm³. Även vid del-/minlast kan det vara möjligt, men problematiken är att det är CO-kravet som avgör pannans minlast. D.v.s. den lägsta last som pannan kan köras på är den last som fortfarande klarar de krav som finns på CO.

Allöverket

Fördelningen av dygnsmedelvärden för CO uppmätta under 2014 vid KVP1 och KVP2 presenteras i Figur 38 och Figur 39. De orangea staplarna visar dygnsmedelvärden som överstiger 80 mg CO/Nm³.



Figur 38. Fördelning av dygnsmedelvärden för CO uppmätta vid KVP1 under 2014.



Figur 39. Fördelning av dygnsmedelvärden för CO uppmätta vid KVP2 under 2014.

Resultaten för KVP1 och KVP2 är tydliga, 99 respektive 86 procent av dygnsmedelvärdena är över 80 mg CO/Nm³, vilket ger årsmedelvärde på 167 och 139 mg CO/Nm³. Det är inte ett fåtal höga dygnsmedelvärde som gör att årsmedelvärdet inte innehålls utan både Figur 38 och Figur 39 visar att utsläppen ligger jämnt fördelade över ett intervall högre än 80 mg CO/Nm³. I D1

anges endast årsmedelvärde för CO medan dygnsmedelvärdet står som ”*inte bestämt*”. Enligt TWG medlemmen Henrik Lindståhl (muntlig källa 9) är det inte självklart att det färdigställda BREF-dokumentet kommer att innehålla dygnsmedelvärde att förhålla sig till. CO-halten regleras inte på årsbasis utan följs företrädesvis på tim- och dygnsbasis. Att förhålla sig till enbart ett årsmedelvärde är därför problematiskt. Årsmedelvärdet talar om vilka utsläpp som är tillåtna på årsbasis men de talar inte om hur verksamhetsutövaren ska reglera sin panna dagligen för att klara de utsläppen.

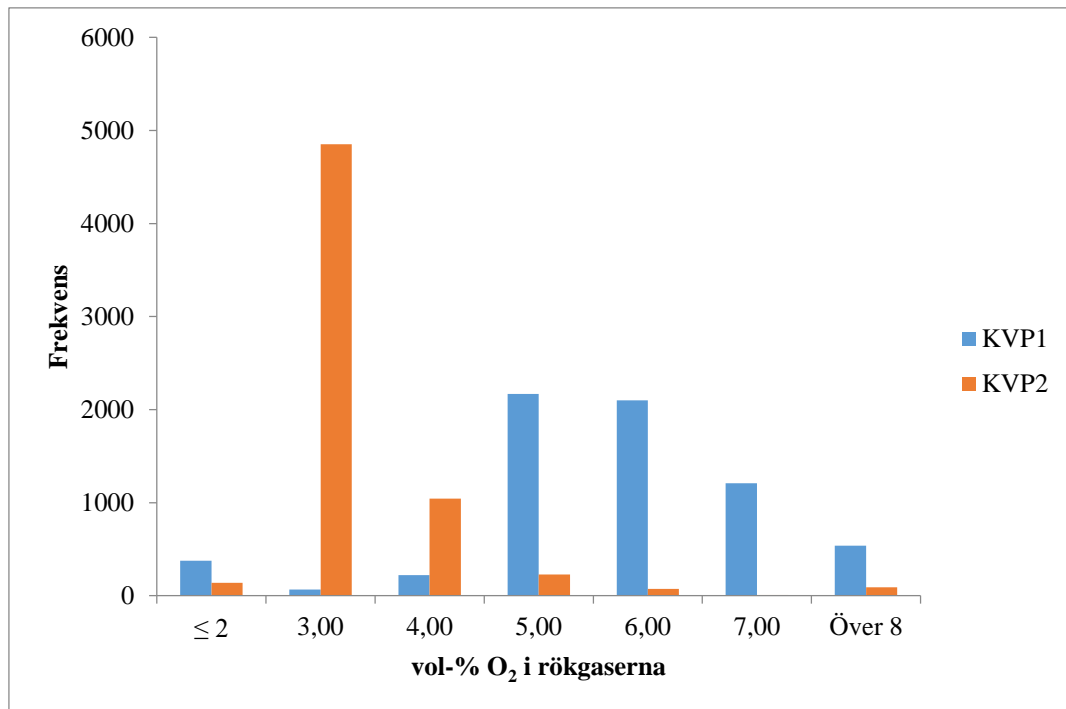
Sambandet som finns mellan NO_x och CO medför på anläggningsnivå att gemensamma tekniker används för att reglera föroreningarna. I Tabell 10 anges teknikerna som enligt D1 är bästa tillgängliga teknik för att förhindra eller minska kväveoxider och samtidigt begränsa CO- och NH₃-utsläpp samt om de förekommer på KVP1 eller KVP2.

Tabell 10. Sammanställning av NO_x-/CO- och NH₃-reglerande tekniker vid KVP1 och KVP2.

Teknik	KVP1	KVP2
Låg-NO _x -brännare	N/A	N/A
Stegvis lufttillförsel	X	X
Stegvis förbränning	X	X
Återföring av rökgaser	X	X
SCR		
SNCR	X	X

Det stegvisa luftflödet regleras med en huvudregulator med bestämda luftflöden och beräknat bränsleflöde med avseende på panneffekt. Med hjälp av huvudregulatorn kan luft- och bränsleflöde justeras samt om luften ska vara sekundär eller tertiär. Förbränning av bio-/deponigas via lansar en bit ovanför bädden möjliggör stegvis förbränning. Rökgasåterföringen reglerar temperaturen i bädden och insprutning av ammoniak vid varierande nivå beroende på last reglerar kväveoxidhalterna i rökgaserna. Det finns också en separat CO-regulator med ett börvärde för CO-halten i rökgaserna. CO-regulatorn förskjuter i sin tur O₂-regulatorns börvärde uppåt eller nedåt så att syrehalten i inkommande luftflöde förändras. Svaveldoseringen som förekommer på KVP1 har till viss del visat på lägre CO-halter, men kan inte redovisas i siffror menar personal vid C4 Energi.

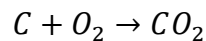
Både KVP1 och KVP2 har primära och sekundära åtgärder för att minimera NO_x och CO dvs. de har inte bara en av de bästa tillgängliga teknikerna utan även en kombination av dem och ändå innehåller de inte det årsmedelvärde som BAT-slutsatsen föreskriver. Vid analys av mätvärden för O₂- och CO-halt i rökgaserna som mätts under 2014 på pannorna återfanns några intressanta resultat. Figur 40 visas hur det uppmätta O₂-halterna i rökgaserna från KVP1 och KVP2 fördelar sig. Syrgashalten i rökgaserna var betydligt lägre i KVP2 än i KVP1.



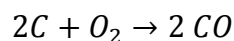
Figur 40. Fördelning av uppmätta O₂-halter i rökgaserna från KVP1 och KVP2.

Luftöverskottet påverkar förbränningen och för lite syre kommer ge CO i rökgaserna, jämför Ekvation 1 och Ekvation 2.

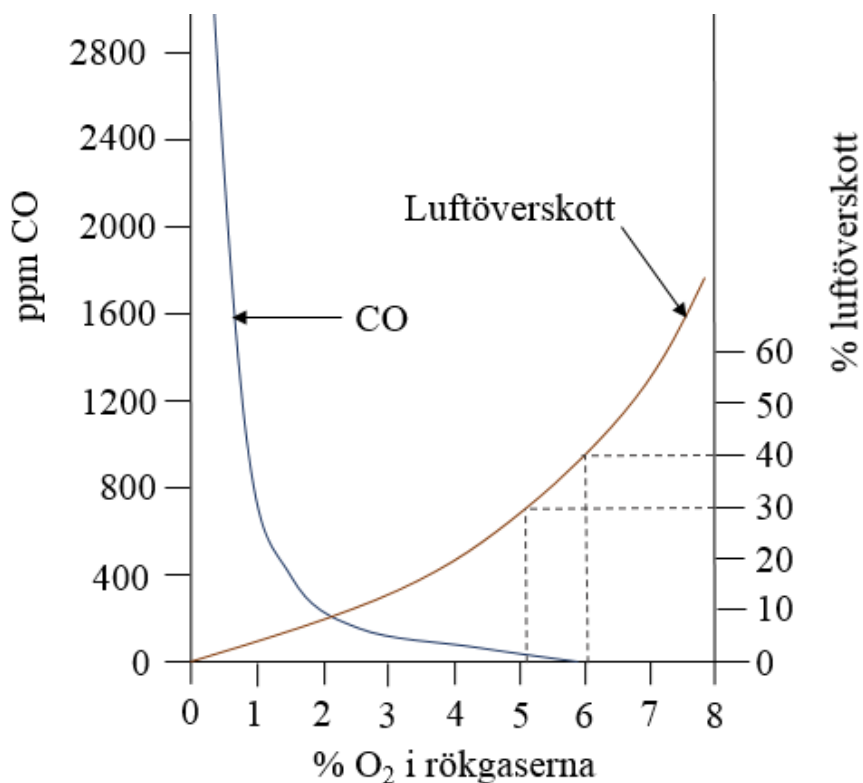
Ekvation 1. Fullständig förbränning (Wester 2006).



Ekvation 2. Ofullständig förbränning (Wester 2006).

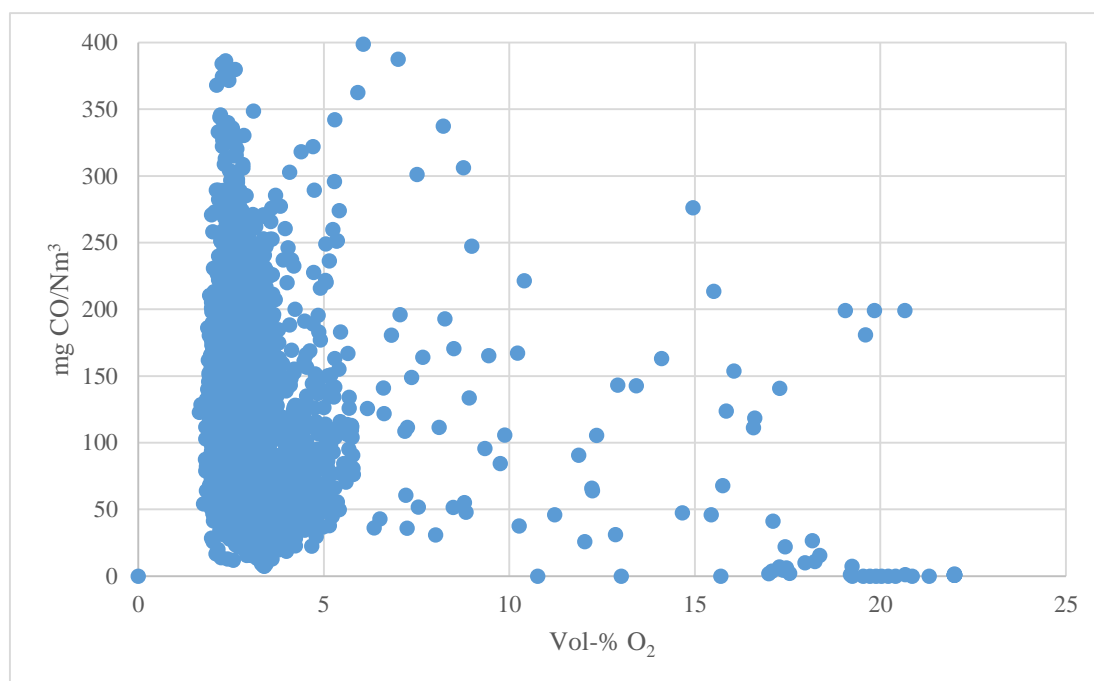


Det krävs ett visst luftöverskott för att allt bränsle ska hitta syrgas att reagera med (Wester 2006) och enligt Vos (2005) kan god förbränning fås med ett luftöverskott på 30 till 40 procent för bubblande fluidbäddspannor vilket enligt Figur 41 motsvarar ca 5-6 % O₂ i rökgaserna. Det innebär att luftöverskottet i KVP1 skulle vara tillräckligt för att ge god förbränning medan det lägre luftöverskottet vid KVP2 skulle innebära sämre förbränning.



Figur 41. CO-halt och luftöverskott som funktion av O₂-halten i rökgaserna (Biarnes u.å.).

CO-halten som funktion av O₂-halten för KVP2 visar dock inte att de lägre syrgashalterna specifikt medför de högsta CO-halterna, se Figur 42. Någon trendlinje som kan beskriva resultaten i figuren återfinns inte heller.



Figur 42. CO-halt som funktion av O₂-halt i rökgaserna vid KVP2.

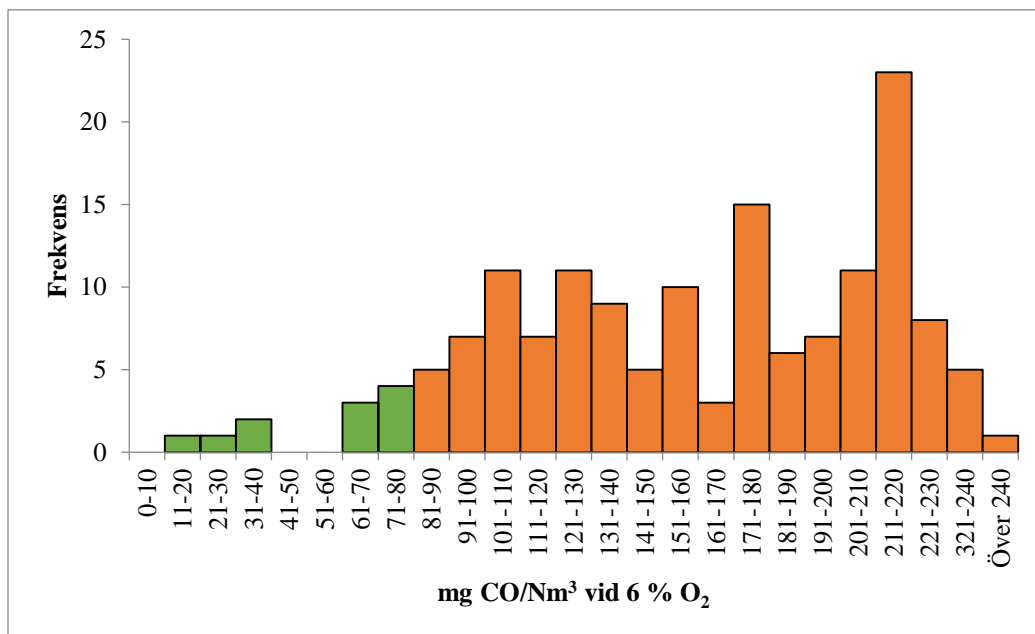
Lågt luftöverskott på KVP2 skulle kunna vara tecken på att det finns problem med förbränningen i pannan vilket i sin tur förklarar de höga årsmedelvärdena på CO. Sakkunnig på Grontmij med erfarenhet från Allöverket (muntlig källa 10) menar att eftersom pannan körs mer på höga laster så krävs inte ett lika stort luftöverskott.

Vid besöket på Allöverket framgick att KVP2 förhållandevis nyligen uppgraderats från 25 till 32 MW och ligger nära gränsvärdena i sitt villkor för CO vid fullast. Eftersom förbränningsförhållandena har stor betydelse för emissioner är frågan om uppgraderingen av KVP2 kan ha betydelse för de CO-utsläpp som inte är i nivå med BAT. Om pannan utformats för några givna förutsättningar och sedan uppgraderas för att klara av ett större bränsleflöde kan det vara möjligt att parametrar för goda förbränningsförhållande påverkats. Kjell Manhag menar att KVP1 som på pappret har en termisk effekt på 52 MW har en trång eldstad och förmodligen har bättre förbränningsförhållande vid en lägre effekt.

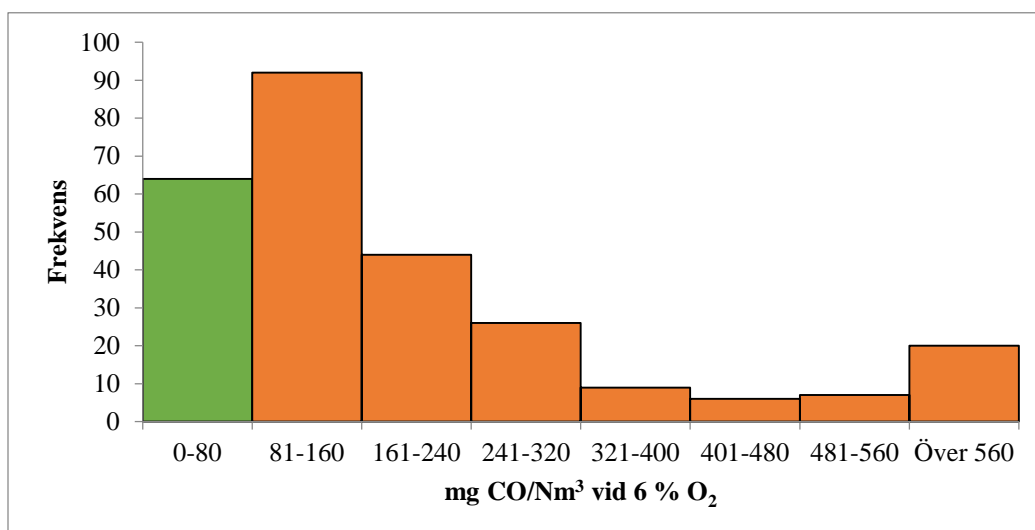
Jämfört med begränsningsvärdet i D1 så tyder pannornas höga CO-utsläpp på att det skulle vara något fel speciellt eftersom det förekommer både primära och sekundära åtgärder för att minimera CO- och NO_x-utsläpp och ändå är CO-årsmedelvärdena höga. Utan jämförelse med D1 är CO-utsläppen inte höga, de underskrider givna villkor, vilket är det man på anläggningsnivå hittills haft att förhålla sig till. Om Henrik Lindståhls (muntlig källa 9) förslag får verkan kommer Allöverket inte påverkas eftersom endast 1 respektive 5 av KVP1s och KVP2s timmedelvärden överstiger 500 mg CO/Nm³. Däremot kommer det innebära åtgärder för att få ned pannornas årsmedelvärde till 80 mg CO/Nm³ om årsmedelvärdet i D1 kvarstår. Eftersom det redan finns både primära och sekundära tekniker kommer det behövas en utredning som tittar på pannans helhet och detaljer för att ta fram vilka åtgärder som är möjliga och vilka ekonomiska konsekvenser de får. Om det inte är möjligt att förbränningstekniskt trimma in pannorna kan en ombyggnation av pannan istället vara nödvändig. För Allöverket kommer den slutgiltiga BAT-AEL för CO vara viktig, då den blir avgörande för vilka insatser som kommer att behöva genomföras.

Oceanen

Fördelningen av dygnsmedelvärden för CO uppmätta under 2014 vid P4 och P5 presenteras i Figur 43 och Figur 44. De orangea staplarna visar dygnsmedelvärden som överstiger 80 mg CO/Nm³.



Figur 43. Fördelning av dygnsmedelvärden för CO uppmätta vid P4 under 2014.



Figur 44. Fördelning av dygnsmedelvärden för CO uppmätta vid P5 under 2014.

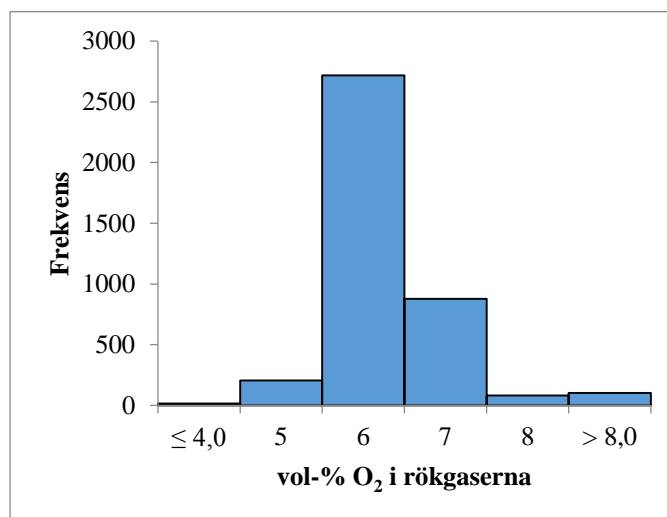
Resultaten visar samma mönster som för KVP1 och KVP2 vid Allöverket, endast ett mindre antal dygnsmedelvärden ligger under 80 mg CO/Nm³ vilket ger årsmedelvärde på 120 och 313 mg CO/Nm³. CO-halterna vid P5 är mycket mer varierande jämfört med P4 vilket inte är förvånande med tanke på de svårigheter som driftpersonalen haft med att uppnå en stabil och jämn drift vid P5.

Vid P4 och P5 justeras CO och NO_x med hjälp av varierande luftflöden och hur mycket luft som tillförs primärt, sekundärt och tertiärt. Båda pannorna har också rökgasåterföring och i Tabell 11 har av NO_x-/CO- och NH₃-reglerande tekniker som förekommer på P4 och P5 sammanställts.

Tabell 11. Sammanställning av NO_x/CO- och NH₃-reglerande tekniker vid P4 och P5.

Teknik	P4	P5
Låg-NO _x -brännare	N/A	N/A
Stegvis lufttillförsel	X	X
Stegvis förbränning		
Återföring av rökgaser	X	X
SCR		
SNCR		

För P4 har det inte erhållits någon mätdata att analysera och för P5 finns det mätdata för 2014-01-01 till 2014-08-11. Ur de mätdata som erhållits framkommer inte något som skulle kunna förklara de höga CO-halterna. I Figur 45 ses t.ex. att syrgashalten varit förhållandevis stabil och legat mellan 5 och 7 volymprocent.



Figur 45. Fördelning av uppmätta O₂-halter i rökgaserna från P5 2014-01-01 – 2014-08-11.

Bästa tillgängliga teknik för att reducera utsläpp av NO_x och CO är gemensamma i D1, vilket inte är förvånande eftersom det förbränningstekniskt finns ett samband mellan dem. Den fördjupade analysen av kväveoxider visar att P5 och eventuellt P4 kan komma att behöva SCR eller SNCR om man inte förbränningstekniskt kan sänka NO_x-halterna. Med SCR/SNCR är det kanske möjligt att även sänka CO-halterna eftersom högre NO_x (som kan renas med SCR/SNCR) kan ge lägre CO. Det är kanske därför av intresse att studera föroreningarna tillsammans för att erhålla önskvärda resultat.

Det slutgiltiga BAT-AEL kommer att avgöra vilka åtgärder som behövs vid Oceanens bibränslepannor. För P5 förekommer det redan problem med överträdelse av villkorsgränsen och en utredning för att förstå och komma till rätta med förhöjda CO-halter är sannolikt nödvändigt oberoende av det slutgiltiga begränsningsintervallet i BAT.

Jämförelse

Avsaknaden på data från Oceanen gör det svårt att upptäcka likheter och skillnader med Allöverkets bibränslepannor. Allöverket har mer omfattande teknik för NO_x- och

CO-reglering, jämför Tabell 10 och Tabell 11, men resultaten visar på CO-utsläpp i samma storleksordning som Oceanen.

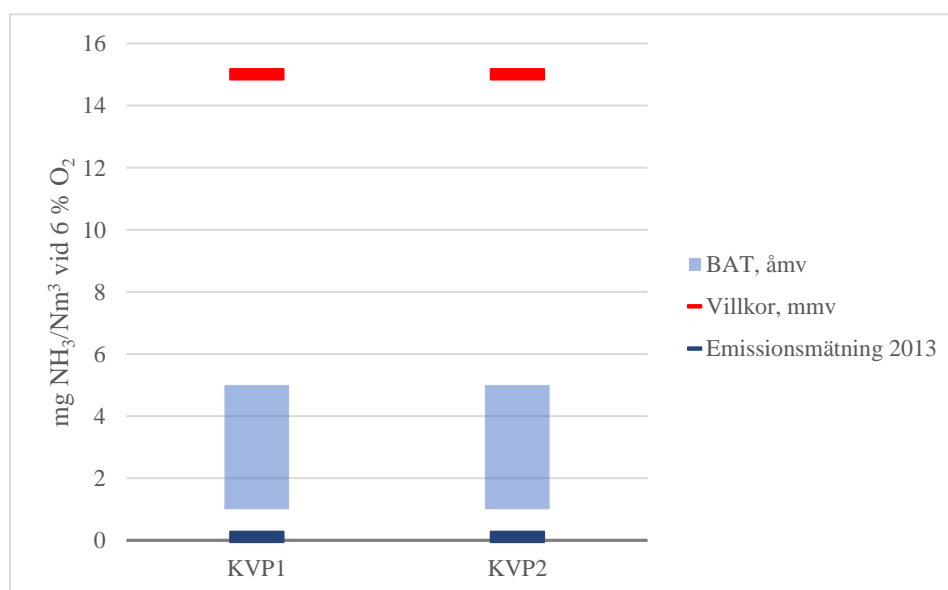
4.2.7 Ammoniak

Utsläpp av ammoniak till luft är förknippat med användning av SCR eller SNCR. Västhamnsverket och Oceanen har ingen SCR/SNCR och omfattas heller inte av några krav om vad de får lov att släppa ut. Allöverket har SNCR och deras resultat presenteras i nedanstående avsnitt.

Västhamnsverket doserar ammoniumsulfat i eldstaden för att minska korrosionen i pannan och har, när pannan inte körs på fullast, sett en viss sänkning av NO_x-halterna i rökgaserna. NH₃-slip i rökgaserna har inte detekterats vid genomförda stickprovsmätningar.

Allöverket

På KVP1 och KVP2 tillförs ammoniak i pannan via 21 lansar. Ammoniakhalten i rökgaserna mäts kontinuerligt innan rökgaskondensorn och årsmedelvärdet 2013 uppgick till 15,7 mg NH₃/Nm³ för KVP1 och 16,6 mg NH₃/Nm³ för KVP2. Vid emissionsmätning i slutet av 2013 mättes de faktiska NH₃- utsläppen till luft och mätningarna visade att endast 0,1 mg NH₃/Nm³ fanns i rökgaserna mellan rökgaskondensorn och skorsten. I Figur 46 ses att de verkliga utsläppen av ammoniak ligger under det intervall på 1-5 mg NH₃/Nm³ som finns i BAT-utkastet och att villkoret innehålls med mycket god marginal. FSF reglerar inte ammoniakutsläpp.



Figur 46. Begränsningsvärde och faktiska utsläpp av ammoniak för KVP1 och KVP2 vid Allöverket.

Jämförelse och diskussion

Begränsningsvärdet i BAT för utsläpp av ammoniak är förknippade med ammoniak- eller ureadosering och ska begränsa höga NH₃-slip. Det finns därför ingen anledning att misstänka att Oceanen och Västhamnsverket skulle ha för höga utsläpp i sina rökgaser eftersom deras pannor inte är försedda med SCR/SNCR. Det finns i Sverige inte riktlinjer för hur mycket

ammoniak/urea som tillåts släppas ut och därför avgörs riktvärden efter villkor och villkorsvärde i de enskilda fallen (Svenska Fjärrvärmeföreningens Service AB 2000). BAT kommer ge tillståndsmyndigheterna ett riktvärde för bedömning av ammoniakutsläpp, vilket framöver skulle undvika skillnader i tillståndsvillkor över landet, som kan ha förekommit tidigare.

Utan rökgaskondenseringen på KVP1 och KVP2 skulle utsläppen av ammoniak i rökgaserna överstiga de begränsningsvärde som föreskrivs i BAT-slutsatserna, men de faktiska utsläppen i skorstenen är låga jämfört med den nedre gränsen i BAT-AEL, se Figur 46.

Resultaten vid Allöverket visar att det finns ett NH₃-slip efter panna som inte går att försumma, men som tas om hand i rökgaskondenseringen. Istället för att släppa ut ammoniak till luft hamnar ammoniakerna i kondensatvattnet och som tas om hand för att inte föras vidare till recipient. Om en anläggning utan rökgaskondensering förses med SNCR/SCR-teknik blir således faktorer som doseringsgrad och inblandning viktigare för att klara de begränsningar som finns på NH₃-slip, om det inte finns efterföljande teknik som renar rökgaserna.

4.2.8 Väteklorid, Vätefluorid och kvicksilver

Ingen av de besökta anläggningarna uppger att de har någon specifik rökgasreningsutrustning för avskiljning av väteklorid, vätefluorid eller kvicksilver. Anläggningarna kan inte uppge vilka utsläpp de har av dessa föroreningar men uppskattar att de är små.

Västhamsverket uppger att halterna av väteklorid, vätefluorid och kvicksilver mättes i samband med övergången till pellets, men vid mätningarna påvisades inga väsentliga halter i rökgaserna. Eventuell förekomst av kvicksilver skiljs av i avsvavlingsanläggningens slangfilter i Västhamsverket.

Oceanens tillsats av lut i rökgaskondensorn kan avskilja väteklorid, men har inte uppgetts användas som en specifik åtgärd för att minska utsläpp av ämnet.

Jämförelse och diskussion

Gemensamt för samtliga tre anläggningar är att de inte uppger sig ha någon reningsutrustning för föroreningarna väteklorid, vätefluorid och kvicksilver, men att det inte borde finnas anledning till detta då utsläppen förmodas vara små. Med anledning av BAT som föreskriver tillåtna utsläpp av väteklorid, vätefluorid och kvicksilver kommer anläggningarna behöva rapportera vilka utsläpp de har av dessa ämnen och måste därför börja mäta sina utsläpp. Om föroreningarna mäts vid en emissionsmätning, som i dagsläget genomförs på anläggningarna årligen (då andra emissioner mäts), så uppskattar två tillfrågade företag som utför emissionsmätningar att merkostnaderna för att mäta HCl, HF och kvicksilver blir mellan 5000 och 17800 kr per gång (muntlig källa 11 och 12). Om mätningar ska göras enbart för HCl, HF och kvicksilver blir kostnaden betydligt högre.

Det är även tänkbart att resultat från ett bränsleprov kan vara tillräckligt för att visa på lägre utsläpp än begränsningsvärdena. Tre tillfrågade företag som utför bränsleanalyser uppger att kostnaden för analys av klor, fluor och kvicksilver inklusive provberedning varierar mellan 2250 och 3090 kr (muntlig källa 13, Belab (u.å.), Eurofins (u.å.)). De totala kostnaderna som uppkommer påverkas av föroreningarnas övervakningsintervall, vilket det i dagsläget inte finns någon bestämmelse för.

4.3 MÄTNING OCH UPPFÖLJNING AV UTSLÄPP TILL LUFT

I detta delkapitel presenteras hur respektive anläggning mäter och följer upp sina utsläpp. Vid intervju med anläggningarna fick alla svara på vad de ansåg vara normal drift vilket också presenteras i detta delkapitel.

4.3.1 Mätning av föroreningar

Allöverket

På Allöverket mäts miljöpåverkande faktorer enligt Tabell 12. Intervallet med vilka de periodiska mätningarna genomförs (vartannat år) är fastställda av tillsynsmyndigheten Kristianstads miljö- och hälsoskyddskontor. SO₂ ska enligt beslut från tillsynsmyndigheten mätas om svaveldoseringen förändras för att säkerställa att halterna inte är för höga.

Tabell 12. Mätfrekvens av miljöpåverkande faktorer vid Allöverket.

Panna	Miljöpåverkande faktor	Mätfrekvens
KVP1 och KVP2	NO _x CO NH ₃ Stoft – KVP1 Stoft – KVP2 SO ₂	Kontinuerligt Kontinuerligt Kontinuerligt 2 ggr/år Vartannat år Vid ökad dos
BP	NO _x CO	Vartannat år Vartannat år
OP	NO _x CO Stoft	Vartannat år Vartannat år Vartannat år
GP1 och GP2	NO _x	Vartannat år

Enligt NFS 2002:26 är Allöverkets anläggningseffekt ca 134 MW och uppfyller kravet om kontinuerlig mätning. Mätningen som förekommer på anläggningen stämmer inte överens med de krav som ställs på kontinuerlig mätning i föreskriften. Allöverkets tillsynsmyndighet utfärdade ett beslut till Allöverket om att alla pipor i den gemensamma inneslutningen (skorstenen) ansågs vara separata skorstenar. Med hänsyn till detta beslut omfattas endast KVP1, vars effekt överstiger 50 MW, av Naturvårdsverkets föreskrifter och följer de krav som ställs angående kontinuerlig mätning.

Enligt det förändrade sättet att beräkna anläggningseffekten i FSF är Allöverkets totala anläggningseffekt inte längre över 100 MW och anläggningen behöver endast uppfylla de krav som ställs för icke kontinuerlig mätning.

Västhamsverket

På Västhamsverket mäts SO₂, NO_x, CO och stoft kontinuerligt på ångpanna och gasturbin. Årligen tas entreprenör in för att genomföra emissionsmätningar på SO₂, NO_x, CO och stoft. Stickprov görs även på N₂O och NH₃.

Oceanen

NO_x, CO och stoft mäts kontinuerligt på panna 4 och 5 medan NO_x och CO mäts kontinuerligt men växelvis på panna 1 till 3. Mätutrustningen på panna 1 till 3 är gemensam men en sensor

mäter växelvis i de tre separata rökgaskanalerna när pannorna är i drift. Mätinstrumentet mäter ca två minuter på varje panna och rengörs därefter innan det påbörjar en ny mätning i nästa rökgaskanal.

På panna 1 till 3 görs stickprovsmätningar på stoft och SO₂ en gång per år vid en årlig drift på 200 timmar och 2 gånger per år vid drift på 400 timmar. SO₂ mäts inte på P4 och P5, varken kontinuerligt eller periodiskt. En gång om året görs jämförande mätningar av en extern entreprenör.

Jämförelse och diskussion

Ingen av anläggningarna går från krav på icke kontinuerlig mätning till kontinuerlig mätning då FSF träder i kraft 1 januari 2016, vilket skulle innebära mycket stora kostnader för installation av mätutrustning.

Icke kontinuerlig mätning innebär att svaveldioxid, kväveoxider och stoft ska mätas minst två gånger per år på samtliga pannor. I FSF ges möjlighet till dispens i fråga om svaveldioxid och kväveoxider, men inte för stoft. För Allöverket betyder det att emissionsmätningar för stoft från och med 1 januari 2016 måste genomföras på samtliga pannor minst två gånger per år. Stoftmätning och SO₂-mätning på KVP1 uppger Allöverket kostar ca 40 000 kr och den ökade mätfrekvensen av stoft kommer att innebära kostnader för anläggningen men dessa är svåra att uppskatta till storleken på. För Oceanen kommer stoftmätningar att behöva göras två gånger per år på P1 till P3. För SO₂ finns det dock möjlighet att söka dispens och behålla nuvarande mätfrekvens.

Pannorna som berörs av den ökade mätfrekvensen är spets- eller reservlastpannor vars årliga drifttid är kort. Syftet med begränsningsvärden är att skydda miljön. Att kräva att en panna startas upp endast för att göra emissionsmätningar känns inte miljömässigt korrekt och innebär dessutom extra kostnader för anläggningsägaren. Naturvårdsverket har lämnat förslag till regeringen om ändring av de icke kontinuerliga mätningarna enligt tillsynsmyndigheten i Kristianstad (muntlig källa 14) som själva påpekat problemen med den ökade mätfrekvensen. EU-direktivet är ett minimum och eftersom reglerna kring icke kontinuerlig mätning är tydligt i direktivet så är det svårt för Sverige att göra avsteg från dessa.

4.3.2 Uppföljning av utsläpp till luft

Allöverket

De kontinuerliga mätningarna på Allöverket presenteras på en separat skärm i kontrollrummet och driftpersonalen kan kontinuerligt följa emissionerna från anläggningen. Dygnsrappporter genereras automatisk och dessa kontrolleras av driftpersonalen. Månadsvis sammanställs mätvärden i rapporter och resultaten följs upp mot gällande villkor av miljösamordnare. Vid överträdelse görs analys av tidpunkten för överträdelse och det noteras vad som kan vara tänkbar orsak för överträdelsen.

Förutom den dagliga och månadsvisa kontrollen av hur utsläppen från anläggningen uppfyller villkor sätter företaget årligen upp ett antal olika mål, t.ex. för verkningsgrad och NO_x-utsläpp. Dessa mål gäller för all drifttid och tar inte hänsyn till perioder då emissioner kan vara förhöjda. Målen följs upp månadsvis och på årsbasis. För företaget är låga utsläpp till luft viktigt men det är en ständig balans mellan ekonomi, elproduktion och utsläpp till luft.

Västhamsverket

Resultaten från de kontinuerliga mätningarna presenteras på en skärm i kontrollrummet så att driftpersonalen kan följa utsläppen till luft. I systemet finns programmerade larm som med en viss marginal varnar för villkorsgränser. Månadsvis ses utsläppen till luft över av enheten som arbetar med miljöfrågor som följer upp och analyserar resultaten för att se trender som inte är normala. Kontroll mot värden i NFS 2002:26 görs först och främst i samband med den årliga miljörapporten men om något värde drar iväg under året så jämför miljösamordnare även med begränsningsvärdena i föreskriften.

Generellt när det gäller de egna utsläppen till luft från anläggningen så vill Öresundskraft hålla låga kväveoxidhalter för att få så låg kväveoxidavgift som möjligt. Det finns också ett incitament att hålla låga CO-halter i rökgaserna eftersom höga halter är en indikation på dålig förbränning, men för låga CO-halter medför högre NO_x-halter och det krävs en balans mellan dessa. Med avsvavlingsanläggningen har man på Västhamsverket möjlighet att hålla mycket låga utsläpp av svaveldioxid men fortfarande ha ett värde att reglera mot. Ekonomin är också viktigt när det gäller utsläppen till luft och det är med avsikten om att spara pengar som man undersöker om man klarar villkoren för svaveldioxid även om avsvavlingsanläggningen tas ur drift.

Oceanen

Driftpersonalen följer dagligen upp emissionsutsläpp och rapporterar till miljösamordnare om överträdelse av villkor förekommit och vad överträdelsen förmodas ha för bakomliggande orsak, t.ex. bränslerelaterat, förbränningstekniskt eller förhöjda halter pga. uppstart. Månadsvis sammanställs utsläppen till luft och om överträdelser förekommit rapporteras dessa till anläggningens tillsynsmyndighet, miljö- och hälsoskyddskontoret vid Halmstad kommun. Daglig och månadsvis kontroll görs mot tillståndets villkor som bygger på NFS 2002:26 medan kontroll mot föreskriftens utsläppsvärden görs årligen i samband med sammanställning av miljörapporten till Naturvårdsverket.

Jämförelse och diskussion

Uppföljningen av utsläppen vid anläggningarna är lika, uppföljning sker dagligen och månadsvis. På alla anläggningarna kontrollerar man utsläppen mot sina villkor och vid den årliga månadsrapporten mot NFS 2002:26 eftersom villkoren är hårdare än begränsningsvärdena i föreskriften. Allöverket och Västhamsverket upplevs se på sina utsläpp på ett annat sätt än Oceanen som enbart fokuserar på sina villkor något som bör vara en fördel i framtiden när nu BAT får en annan roll.

4.3.3 Normal drift

Begränsningsvärdena i BAT-slutsatserna gäller för normal drift och i detta delkapitel redovisas vad respektive anläggning anser är normal drift eller snarare vad som inte faller under normal drift.

Allöverket

Normal drift enligt Allöverket bör för anläggningens pannor inte inkludera perioder av start och stopp men all övrig drift. På KVP1 och KVP2 startar den kontinuerliga mätningen först när effekten överstiger 8 respektive 4 MW.

Västhamsverket

Normal drift för Västhamsverket (ångpannan) bör inte omfatta start- och stopperioder samt perioder med oönskade lastförändringar. På ångpannan uppstår det ibland störningar i bränsletillförseln eller problem med någon större komponent (t.ex. kvarnar) som orsakar högre emissioner än önskvärt. I Västhamsverkets tillstånd finns definierat vad som är startperiod och den kontinuerliga mätningen startas först när denna period passerats.

Oceanen

Normal drift för Oceanen bör inte omfatta start och stopp, perioder då driftpersonalen genomför lastförändringar samt kortare perioder med störningar i rökgasreningsutrustningen och andra haverier i driften. På Oceanen anser man att det kan vara rimligt att få räkna bort t.ex. fyra timmar med haverier på reningsutrustning men att man vid längre perioder måste se till de faktiska utsläppen till luft oavsett om det finns problem med reningsutrustning. På anläggningen finns inte definierat vad som är uppstartsperiod och mätinstrumenten mäter direkt vid start av pannorna. P4 klarar vid mineffekt på 8 MW sina villkor för utsläpp till luft och P5 detsamma vid sin mineffekt på 6,5 MW.

Jämförelse och diskussion

Anläggningarnas tolkning av vad som inte bör inkluderas i normal drift är väldigt lika. Oceanen, som är den enda anläggningen som haft problem med sin rökgasreningsutrustning, framhäver att haverier inte ska inkluderas. De menar dock att längre perioder med havererad rökgasreningsutrustning bör anses vara normal drift. Perioderna som anläggningarna inte anser vara normal drifttid är också perioder som inte ska inkluderas enligt FSF.

Normala driftförhållanden, som ska gälla för BAT-slutsatsernas begränsningsvärde, är inte definierat i IED. Däremot anges förhållande som anses vara onormala i direktivets art. 14.1f, 37 och 47. I Tabell 13, som anger förhållande som inte ska inkluderas vid bedömning av uppfyllda begränsningsvärde i villkor och FSF samt vad som i IED kan tolkas som onormala förhållande, ses att det finns likheter mellan FSF och IED.

Tabell 13. Förhållanden som inte inkluderas vid avgörande om krav uppfyllts.

Villkor	FSF	IED
	Start- och stopperiod Driftstörning och haveri i reningsutrustning Dispensperioder (avbrott i bränsleförsörjning)	Start- och stopperiod Driftstörning och haveri i reningsutrustning Driftstörning/tillfälliga avbrott

Både start- och stopperiod och driftstörning och haveri i reningsutrustning undantas som onormal drift i FSF och IED. Medan FSF exkluderar dispensperioder anses tillfälliga avbrott och driftstörningar också vara onormala förhållande enligt IED. Villkoren omfattar all drifttid ibland med undantag av t.ex. start- och stopperiod t.ex. vilket förekommer på Västhamsverket. FSF och BAT (gäller för normala förhållande enligt IED) kan anses gälla under liknande förhållande vilket skulle betyda att BAT-slutsatsernas begränsningsvärde kommer att ha betydligt större påverkan på anläggningsnivå eftersom de är lägre än begränsningsvärdena i FSF.

BAT-slutsatserna ska användas som referens för fastställande av tillståndsvillkoren, villkor och BAT-slutsatser ska sedan gälla parallellt (se avsnitt 2.4.8). Eftersom tillståndsprövning följer det svenska villkorssättningssystemet så omfattas även onormala driftförhållande. Detta kan innebära en svårighet då begränsningsvärde som gäller normal drift ska vara referens för villkor som inkluderar onormala driftförhållande.

4.4 METODDISKUSSION

Metoden som valts för denna studie har haft sin utgångspunkt i studiens problemställning och syfte. För att förstå Industriemissionsdirektivets påverkan på anläggningsnivå var det av intresse att vända sig till verksamhetsutövare på anläggningsnivå för att söka svar på frågeställningarna.

Intervjuer vid besök visar sig inte vara nödvändiga för att få fram de data som ligger till grund för jämförelsen med begränsningsvärde i regelverk då denna i samtliga fall erhållits i efterhand i form av mätresultat i rapporter. Besöken på anläggningarna har i sig inte heller gett något mervärde till resultatet då rundvandring på anläggningen mer gett generell erfarenhet av hur förbränningsanläggningar och speciellt rökgasreningsrustning ser ut. Däremot har framförallt intervjuerna bidragit till förståelse och förklaringar till de resultat som erhållits vilket kan påverka rapportens slutsatser. Det personliga mötet har gett ett mervärde till fallstudien som inneburit mycket kontakt innan och efter besök för att samla in material som ligger till grund för resultaten.

Det har till viss del varit en nackdel att den först studerade anläggningen utgjort mallen för de övriga då erfarenheterna från den bidrog till att förbättra framförallt intervjufrågor. Detta anses inte ha påverkat de slutgiltiga resultatet då kontaktpersonen på anläggningen varit förstående och mycket hjälpsam med kompletterande information. Efter besöken har ljudupptagning och anteckningar sammanställts och därefter har intervjupersoner fått godkänna materialet för att säkerställa att svar på frågor inte missuppfattats.

Efter utvärdering av den använda metoden är slutsatsen att det skulle vara möjligt att besvara studiens frågeställningar enbart genom att efterfråga mätvärden från anläggningar. Det skulle innebära mindre tidsåtgång och det skulle vara möjligt att omfatta ett större antal anläggningar. Metoden skulle inte ge samma helhetsbild av anläggningarna vilket skulle kunna påverka resultat och slutsatser.

En annan alternativ metod är att få fram data utan att behöva vända sig direkt till verksamhetsutövaren och på så sätt kunna studera ett ännu större antal anläggningar. Denna metod kräver att det finns tillgång till data som går att jämföra med begränsningsvärden och den information som påträffats i samband med val av anläggningar har inte haft den detaljnivån. Miljörapporter från anläggningarna har i vissa fall gett omfattande information som varit direkt jämförbart med begränsningsvärde i FSF och BAT-slutsatser och detta material är offentligt för allmänheten. Resultaten från anläggningars miljörapporter, hur mycket de släpper ut av olika ämne, finns tillgängliga på Svenska Miljörapporteringsportalen, men presenteras inte på ett sätt som går att använda för att jämföra med begränsningsvärde i föreskrifter och BAT-slutsatser.

4.5 RESULTATENS GENERALISERBARHET

Studien har utformats som en fallstudie där tre förbränningsanläggningar studerats. I detta avsnitt resoneras kring resultatens generaliserbarhet, dvs. om erhållna resultat kan beskriva ett större antal anläggningar.

Samtliga pannor är uppförda i modern tid och enligt uppgifter från anläggningarna om pannleverantörer är leverantörerna kända med kommersiell produktion. Bränslena som används på anläggningarna är också kommersiella och motsvarar vad som är vanligt förekommande i branschen; flis, pellets, naturgas, eldningsolja etc. Ingen av anläggningarna utmärker sig på något unikt sätt och de tros därför kunna representera de anläggningar för värme- och elproduktion som finns i Sverige. Val av anläggningar till fallstudien som fokuserades till Skåne anses med anledning av detta inte ha haft någon betydelse för resultatet. Avseende ålder, anläggningseffekt och bränsle torde anläggningarnas resultat också kunna representera liknande anläggningar i Europa.

Enligt den undersökning som Svenska Fjärrvärmeföreningens Service AB (2000) gjort har nästan alla biobränslepannor samma tillståndsvillkor för CO, dvs. 90 mg/MJ (dmv) och 180 mg/MJ (tmv). Precis dessa villkor finns på Allöverket och Oceanen och därför är det tänkbart att resultaten från denna studie, vad gäller CO, även gäller för andra biobränslepannor i Sverige. Eftersom det inte finns några bestämmelser som reglerar CO-utsläpp för biobränslepannor så kan det tänkas vara så att fler pannor har svårt att uppfylla de hårda CO-kraven. Avsaknaden på gränsvärde för CO förstärker också uppfattningen om att anläggningars CO-villkor generellt har samma utformning och bakgrund.

Även andra resultat som låga stoftutsläpp med elektrofilter och låga svavelutsläpp från biobränsle med lågt svavelinnehåll bör innebära att andra anläggningar med likande förutsättningar också kommer att klara de nya begränsningsvärdena för stoft och svavel. NO_x-utsläpp skärps för biobränsleeldade pannor i FSF jämfört med NFS 2002:26 och resultaten som visar att anläggningar med enbart primära reduceringstekniker riskerar att ligga nära gränserna kan komma att förekomma på fler anläggningar.

5 SLUTSATSER

Resultaten i studien visar att Industriemissionsdirektivets skärpta krav på utsläpp till luft får konsekvenser på anläggningsnivå. Oceanens tre naturgaspannor uppfyller inte föreskrivna kväveoxidutsläpp i förordningen om stora förbränningsanläggningar (FSF) och samtliga bibränslepannor vid Allöverket och Oceanen överstiger utsläppsnivåerna för kolmonoxid enligt kommande BAT-slutsatser.

Begränsningsvärde i BAT-slutsatser gäller för normal drift, vilket på anläggningsnivå blir avgörande för hur svåra kraven blir att uppfylla. I FSF inkluderas inte start- och stopperiod, haveri i reningsutrustning och avbrott i bränsleförsörjning, perioder som tillfrågade verksamhetsutövare också anser ska uteslutas vid kontroll av uppfyllda begränsningsvärde. I IED finns definitioner på onormal drift och tolkningen av dessa är att FSF och BAT-slutsatserna omfattar liknande perioder vilket betyder att BAT-slutsatsernas begränsningsvärde är betydligt hårdare då dessa är lägre än värdena i FSF. Resultaten i studien visar att det är BAT-slutsatsernas begränsningsvärde som är svårast att klara, med undantag för naturgaspannorna på Oceanen som inte klarar FSF begränsningsvärde för kväveoxider.

Trots att tillåtna stoftutsläpp för bibränsleeldade pannor skärps i FSF medför elektrofilter, som finns på anläggningarna, mycket låga utsläpp av stoft. Elektrofilter anses vara bästa tillgängliga teknik och alla studerade bibränslepannorna (KVP1, KVP2, ångpannan, P4 och P5) ligger under eller i nederkant av BAT-AEL vilket är ett resultat som överensstämmer med BAT-slutsatserna om att elektrofilter är bästa tillgängliga teknik oberoende av storlek.

Avsvavlingsteknik är inte vanligt förekommande vid de besökta anläggningarna, men trots detta är svaveldioxidutsläppen från pannorna som eldar flis näst intill obefintliga. Det visar att med bränsle med lågt svavelinnehåll, t.ex. trädbränsle, är det möjligt att uppfylla begränsningsvärdet i både BAT-slutsats och FSF utan avsvavlingsteknik.

För pannor som eldar bibränsle och naturgas sänks tillåtna NO_x-utsläpp med mellan 50-70 % och resultaten från studien visar att pannor som enbart har primära metoder för NO_x-reducering har uppmätta dygnsmedelvärde som är mycket nära begränsningsvärde i BAT-slutsatser och/eller FSF. Vid en omprövning av villkor, som kan komma att ske då nya BAT-slutsatser offentliggörs, kan ångpannan vid Västhamnsverket och samtliga pannor på Oceanen få villkor som de inte klarar av att innehålla med nuvarande rökgasreningsutrustning. Hur normal drift kan tolkas gör att det inte med säkerhet går att avgöra om dessa pannor klarar begränsningsvärdet eller inte. Ångpannan och P4 har endast några få medelvärden över den föreskrivna gränsen i BAT.

Allöverket som av ekonomiska skäl installerat SNCR på KVP1 och KVP2 klarar begränsningsvärdena medan resultaten från pannorna på Oceanen och ångpanna på Västhamnsverket visar en tendens till att det kan komma att krävas både primära och sekundära reningsmetoder för att uppfylla utsläppsnivåer. Eftersom det kommer att publiceras nya BAT-slutsatser ungefär vart åttonde år kan det redan nu blir aktuellt för berörda anläggningar att ta ställning till en investering i SCR eller SNCR. Utredning genomförd på Västhamnsverket visar att SCR tekniskt passar bättre än SNCR och innebär uppskattningsvis en investeringskostnad över 50 MSEK. Liknande utredning på Oceanen föreskriver SNCR på P4 och P5 som kan få en investeringskostnad som ligger runt 10 MSEK per panna. Tekniken anses

inte vara optimal på grund av ett för lågt temperaturfönster och det krävs vidare utredning för att avgöra bästa åtgärden för pannorna. Naturgaspannornas förhöjda utsläpp bör kunna justeras förbränningstekniskt men vid behov av extern reningsutrustning kan investeringskostnader mellan 3 och 45 MSEK per panna, beroende på om man väljer SNCR eller SCR, vara nödvändiga.

CO-utsläppen från KVP1, KVP2, P4 och P5 överstiger begränsningsintervallet i kommande BAT-slutsatser som skärpts kraftigt jämfört med existerande BREF-dokument. Det finns anledning att ifrågasätta det högsta tillåtna utsläppet eftersom bästa tillgängliga teknik är oförändrad men högsta begränsningsvärde sänkts från 250 till 80 mg CO/Nm³ vid 6 % O₂-halt och torr gas. Dessutom är det först vid höga CO-halter som höga halter PAH och kolväten förekommer och utsläppsnivå på 80 mg CO/Nm³ är därför inte miljömässigt motiverat. För berörda pannor blir det slutgiltiga begränsningsintervallet avgörande för om CO-reducerande åtgärder blir nödvändiga. Orsakerna till de höga (jämfört med BAT-AEL) CO-halterna behöver undersökas vidare och har inte kunnat fastställas i denna studie. Allöverkets höga CO-utsläpp kan vara relaterade till uppgraderingen av KVP2 och en trång eldstad på KVP2 vilket kan medföra att förbränningen inte är optimal.

Med anledning av BREF-dokumentets bredare miljöperspektiv kommer besökta anläggningar behöva ta reda på vilka utsläpp av HCl, HF och Hg som förekommer, vilket inte mäts idag. Detta kommer på anläggningsnivå medföra kostnader som påverkas av hur ofta föroreningarnas halt måste kontrolleras, vilket det i dagsläget inte finns några bestämmelser om. Om emissioner av ovannämnda föroreningar mäts i samband med en annan emissionsmätning kan uppsattas en merkostnad på mellan 5000 och 17800 kr. Eventuellt kan en bränsleanalys vara tillräcklig för att fastställa föroreningshalter och kostnaderna för en sådan varierar mellan 2000 – 3000 kr.

Ovanstående slutsatser omfattar huvudsakligen anläggningarnas baslastpannor vilka har högst drifttid per år och vilka utgör en viktig del i respektive kommuns fjärrvärmeförsörjning. För spets- och reservlastpannor på anläggningarna har tillgång till mätdata varierat men med undantag av P1, P2 och P3 på Oceanen så visar resultaten på att pannorna klarar begränsningsvärde i FSF och BAT-slutsatser. Vad resultaten dock visar kopplat till just pannorna med kortare drifttid är att emissionsmätningar av stoft måste göras mer frekvent, två gånger per år. För anläggningarna medför detta en merkostnad, då dessa mättjänster får köpas in, och för miljön medför det onödiga utsläpp eftersom pannor kommer behöva provköras för att mäta utsläpp vid perioder då de annars inte skulle köras. IED är ett minimidirektiv och Sverige kan inte kringgå dessa bestämmelser, men Naturvårdsverket har framfört förslag till regeringen om ändrade regler kring icke kontinuerlig mätfrekvens.

De studerade anläggningarna anses kunna representera andra anläggningar för värme- och elproduktion i Sverige med liknande förutsättningar utgående ifrån deras pannotyp och leverantör, bränsle och ålder. Det betyder att det kan finnas många anläggningar i Sverige som kommer att påverkas av Industriemissionsdirektivet. Den osäkerhet i fastställandet av BAT som framkommit är oroväckande speciellt då denna studie faktiskt visar på att BAT kan komma att medföra större investeringar på anläggningsnivå. Det borde därför vara av större intresse, än noterat på anläggningarna, att påverka processen för framtagning av BAT.

6 KÄLLFÖRTECKNING

- Al-Hanbali, H. (2013a). *Svaveldioxidutsläpp till luft*. <http://www.naturvardsverket.se/Sa-mar-miljon/Statistik-A-O/Svaveldioxid-till-luft> [2014-12-19].
- Al-Hanbali, H. (2013b). *Kväveoxidutsläpp till luft*. <http://www.naturvardsverket.se/Sa-mar-miljon/Statistik-A-O/Kvaveoxid-till-luft/> [2014-12-19].
- Al-Hanbali, H. (2013c). *Ammoniakutsläpp till luft*. <http://www.naturvardsverket.se/Sa-mar-miljon/Statistik-A-O/Ammoniak/> [2014-12-19].
- ALTEA. (2013). *Industriutsläppsdirektivet (IED)*. <http://altea.se/nyheter/2013/05/industriutslapps%C2%ADirektivet-ied/> [2014-11-27]
- Arbetsmiljöverket. (2012). *Konsekvensbeskrivning – till föreskrifterna om hygieniska gränsvärden, AFS 2011:18 (Rapport 2012:3)*. Stockholm: Arbetsmiljöverket.
- Axby, F., Gustafsson, J-O., Nyström, J., Johansson, K. (2000). *Studie av rögskondensering för biobränsleeldade kraftvärmelanläggningar* (Rapport 719). Stockholm: Värmeforsk Sverige AB.
- Bauer, A-C. (1993). *Minskning av NO_x- och svavelutsläpp från energianläggningar*. Stockholm: Värmeverks Föreningen.
- Belab. (u.å.). *Prislista*. <http://www.belab.nu/prislista/> [2015-03-04]
- Bertills, U. (2013). *Precisering av Bara naturlig försurning*. <http://www.naturvardsverket.se/Miljoarbete-i-samhallet/Sveriges-miljomal/Miljokvalitetsmalen/Bara-naturlig-forsurning/Precisering-av-Bara-naturlig-forsurning/> [2014-12-19]
- Biarnes, M. (u.å.). *Combustion*. <http://www.e-inst.com/docs/Combustion-Booklet-2013.pdf> [2015-03-11]
- Crawford, M. (2012). *Fluidized-Bed Combustors for Biomass Boilers*. <https://www.asme.org/engineering-topics/articles/boilers/fluidized-bed-combustors-for-biomass-boilers> [2015-03-11]
- Elding, L I. (u.å.) *Egenskaper: saltsyra*. <http://www.ne.se/uppslagsverk/encyklopedi/lång/saltsyra/egenskaper> [2015-01-07].
- Energimyndigheten. (2009). *Pelletsqualite*. <http://www.energimyndigheten.se/Hushall/Testerresultat/Testresultat/Pelletsqualitet/> [2015-03-06]
- Eurofins. (u.å.). *Prislista fasta bränslen och askor*. <http://www.eurofins.se/dokument/bransle/Prislista-Bransle-2014.pdf> [2015-03-04]
- European Commission. (u.å.). *Large Combustion Plants* (draft 1). <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/lcp.html> [2014-12-04].
- European Commission. (2006). *Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants* (Integrated Pollution Prevention and Control).
- Gasföreningen. (2008a). *Naturgasbroschyr*. Stockholm: Svenska Gasföreningen.
- Gasföreningen. (2008b). *Gasolbroschyr*. Stockholm: Svenska Gasföreningen.
- Gasföreningen. (2009). *Biogas – ett stort steg mot det hållbara samhället*. Stockholm: Svenska Gasföreningen.
- Gilbe, R. (u.å.). *Beläggnings-/slaggbildning och emissioner vid förbränning av olika pelletskvaliteter i pelletsbrännare*. Masteruppsats, Umeå tekniska högskola, Umeå universitet.
- Goldschmidt, B., Olsson, H. & Carlström, H. (2011). *Benchmarking of flue gas condensate cleaning technologies in waste-to-energy plants* (Rapport 1148). Stockholm: Värmeforsk Sverige AB.

- Goldschmidt, B., Olsson, H. & Lindström, E. (2001). *SCR i biobränsle- och avfallseldade anläggningar* (Rapport 1156). Stockholm: Värmeforsk Sverige AB.
- Grontmij AB. 2011. Utbildning rökgas- och vattenreningskemi. Malmö: Grontmij AB.
- Gustavsson, M., Göransson-Modigh, L., Hammarström, J., Kodeda, A. & Lindqvist, E. (2004). *Partiklar och stoft - en kunskapsöversikt* (Rapport 2004:56). Göteborg: Länsstyrelsen Västra Götalands län.
- Industriutsläppsutredningen (2011). *Bättre miljö – minskade utsläpp* (SOU 2011:86). Stockholm: Miljö- och energidepartementet.
- Iverfeldt, Å., Pleijel, H., Klemmedtson, L., Lövblad, G. & Omstedt, G. (1994). *Miljökonsekvenser av kväveoxid-, ammoniak och lustgasutsläpp* (RVF rapport 1995:1). Stockholm: Institutet för luftvårdsforskning.
- Jacobsson, G. (2013). *Ammoniak – ett miljöhot*. <http://www.slu.se/sv/institutioner/husdjurens-miljo-halsa/forskning/forskningsprojekt/life-ammoniak/life-ammoniak-miljohot/> [2015-01-08]
- Jensen, B. (2005). *Kvicksilver i den svenska miljön: förekomst, tillförsel och trender*. Stockholm: Länsstyrelsen i Stockholms län.
- Johansson, M., Hedelius Bruu, S., Asplind, S., Backkudd, I. & Törngren, A. (2013). *Det svenska genomförandet av industriutsläppsbestämmelser med anledning av industriutsläppsdirektivet*. Stockholm: Naturvårdsverket.
- Kemikalieinspektionen. (2014). *Kvicksilver*. <http://www.kemi.se/kvicksilver> [2015-01-12].
- Kindblom, K. & Munthe, J. (1998). *Hur påverkas kvicksilver i miljön av olika energialternativ? – En förstudie fokuserad på biobränslen*. Göteborg: IVL Svenska Miljöinstitutet AB.
- Kyrklund, T. (2013). *Precisering av Frisk luft*. <http://www.naturvardsverket.se/Miljoarbete-i-samhallet/Sveriges-miljomal/Miljokvalitetsmalen/Frisk-luft/Precisering-av-Frisk-luft/> [2014-12-19]
- Lindau, L. & Skog, E. (2003). *CO-reduktion i FB-panna via dosering av elementärt svavel*. (Rapport 812). Stockholm: Värmeforsk Sverige AB.
- Länsstyrelsen Skåne. (u.å). *Tillståndsprövning av miljöfarlig verksamhet*. http://www.lansstyrelsen.se/skane/Sv/miljo-och-klimat/verksamheter-med-miljopaverkan/miljofarliga-verksamheter/tillstand_provning/Pages/Tillstandsprovning_av_miljofarlig_verksamhet.aspx [2015-01-07]
- Miljöportalen. (2006). *Försumning*. <http://www.miljoportalen.se/ordlista/ploneglossary.2006-04-12.1575314775/ploneglossarydefinition.2006-08-09.8887965511> [2015-01-07].
- Myndigheten för samhällsskydd och beredskap. (u.å.). *Information för räddningstjänsten – Vätefluorid, vattenfri*. <http://rib.msb.se/Portal/template/pages/Kemi/Substance.aspx?id=4445> [2015-01-12].
- National atmospheric emissions inventory. (u.å). *About Hydrogen Fluoride*. http://naei.defra.gov.uk/overview/pollutants?pollutant_id=112 [2015-01-12].
- Naturvårdsverket (u.å). *Statistik A-Ö*. <http://www.naturvardsverket.se/Sa-mar-miljon/Statistik-A-O/?topic=19> [2014-12-19].
- Naturvårdsverket (2002). *Utsläpp av ammoniak och lustgas från förbränningsanläggningar med SNCR/SCR* (Fakta 8089-X). Stockholm: Naturvårdsverket.
- Naturvårdsverket. (2010). *Kolmonoxid (CO)*. <http://utslappisiffror.naturvardsverket.se/Amnen/Andra-gaser/Kolmonoxid-CO/> [2015-01-19].

- Naturvårdsverket. (2012). *De svenska miljömålen*. <http://www.naturvardsverket.se/Om-Naturvardsverket/Publikationer/ISBN/8600/978-91-620-8619-0/> [2014-12-19].
- Naturvårdsverket. (2014a). *Ingen övergödning*. <http://www.miljomal.se/Miljomalen/Alla-indikatorer/Indikatorsida/?iid=5&pl=1> [2015-01-09].
- Naturvårdsverket. (2014b). *Vägledning till förordningen (2013:252) om stora förbränningsanläggningar och förordningen (2013:253) om förbränning av avfall*. (Vägledning förbränning). Stockholm: Naturvårdsverket.
- Offentliglistan. (u.å). Kommunala bolag. <http://www.offentliglistan.se/kommunalabolag.php?lista=alla> [2015-03-18].
- Olsson, A. (2015). *Vägledning om kväveoxidavgiften*. <http://www.naturvardsverket.se/Stod-i-miljoarbetet/Vagledningar/Industri-och-forbranning/Kvaveoxidavgiften-sa-fungerar-den/> [2015-01-21]
- Schuster, R. (1992). *Kväveoxider kontra kolväteemissioner i medelstora fastbränslepannor* (Rapport 447). Stockholm: Värmeforsk Sverige AB.
- Strömberg, B., Herstad Svärd, S. (2012). *Bränslehandboken 2012* (Rapport 1234). Stockholm: Värmeforsk Sverige AB.
- Sundblom, H. (2004). *Användning av energiaskor som fillermaterial* (Rapport 848). Stockholm: Värmeforsk Sverige AB.
- Svenska Fjärrvärmeföreningens Service AB. (2000). *Miljö tillstånd och emissioner för biobränsleeldade anläggningar*. Stockholm: Svenska Fjärrvärmeföreningens Service AB.
- Uppenberg, S., Almemark, M., Brandel, M., Lindfors, L-G., Marcus, H-O., Stripple, H., Wachtmeister, A. & Zetterberg, L. (2001). *Miljöfaktaboken för bränsle* (IVL Rapport B 1334B-2). Stockholm: IVL Svenska Miljöinstitutet AB.
- Vos, J. (2005). *Biomass Energy for Heating and Hot Water Supply in Belarus*. <http://energoeffekt.gov.by/bioenergy/htdocs/en/practa.pdf> [2015-03-11]
- Värmeforsk. (2011). *Databas inom Värmeforsks delprogram Miljöriktig användning av askor*. <http://www.varmeforsk.se/forskningsprogram/askoprogrammet/allaska-sv> [2014-11-18]
- Wester, L. (2006). *Förbrännings- och rökgasreningsteknik. Förbrännings- och rökgasreningsteknik*. Västerås: Mälardalens högskola.
- Westermark, M. (1996). *Reningsteknik vid rökgaskondensering* (Rapport 576). Stockholm: Värmeforsk Sverige AB.
- Öresundskraft. (2012). *Västhamsverket*. <http://www.oresundskraft.se/om-oeresundskraft/produktion-och-distribution/produktionsanlaeggningar/helsingborg/vaesthamnsverket/> [2015-01-28]

Muntliga källor

- Muntlig källa 1 – Sören Hansson, Grontmij AB, olika samtal vid kontoret i Malmö.
- Muntlig källa 2 – David Börjesson, ALTEA AB, telefonsamtal den 26 november 2014.
- Muntlig källa 3 – Annika Månsson, Naturvårdsverket, e-post den 27 november 2014.
- Muntlig källa 4 – Anders Törngren, Naturvårdsverket, telefonsamtal den 9 januari 2015.
- Muntlig källa 5 – Ann-Mari Rihm och Jonas Andersson, C4 Energi AB, intervju vid studiebesök på Allöverket den 26 januari 2015.

Muntlig källa 6 – Bengt Jönsson, Öresundskraft AB, intervju vid studiebesök på Västhamnsverket den 5 februari 2015.

Muntlig källa 7 – Linda Axelsson, Suzan Dilsiz och Slobodan Markovic, Halmstad Energi och Miljö AB, intervju vid studiebesök på kraftvärmeverket Oceanen den 12 februari 2015.

Muntlig källa 8 – Lars Karlsson, YARA, e-post den 10 mars 2015.

Muntlig källa 9 – Henrik Lindståhl, Tekniska Verken i Linköping AB, telefonintervju den 4 mars 2015.

Muntlig källa 10 – Kjell Manhag, Grontmij AB, olika samtal vid kontoret i Malmö.

Muntlig källa 11 – Magnus Andreas Holmgren, SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut, e-post den 10 mars 2015.

Muntlig källa 12 – Lars Månsson, Metlab, e-post den 10 mars 2015.

Muntlig källa 13 – Mathias Berglund, SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut, e-post den 4 mars 2015.

Muntlig källa 14 – Anders Åkesson, Miljö- och hälsoskyddskontoret Kristianstad kommun, telefonintervju den 29 januari 2015.

Bilaga 1 - Faktaenkät

Faktaenkät

Bolaget och anläggningens namn:

1. Vilken av nedanstående anläggningstyper stämmer in på Er anläggning? Ringa in rätt alternativ.

- a. **2013-anläggning:** avser förbränningsanläggning som har tagits i drift före den 7 januari 2014, om anläggningen före den 7 januari 2013 omfattades av ett tillstånd eller av en fullgjord och fullständig ansökan om tillstånd.
- b. **2002-anläggning:** avser en 2013-anläggning som
 1. fick sitt första tillstånd före den 27 november 2002 och har tagits i drift före den 27 november 2003, eller
 2. omfattas av en komplett ansökan om tillstånd som gavs in till tillståndsmyndigheten före den 27 november 2002 och har tagits i drift före den 27 november 2003.
- c. **1987-anläggning:** avser en 2013-anläggning (se definition ovan) som fick sitt första tillstånd före den 1 juli 1987.
- d. **Ny förbränningsanläggning:** avser en förbränningsanläggning som inte är en 2013-anläggning.

2. Är anläggningen en flerbränsleanläggning? D.v.s. en förbränningsanläggning där två eller flera typer av bränslen används samtidigt eller växelvis.

3. Vilka produktionsenheter finns på anläggningen? Fyll i nedanstående tabell.

Produktionsenhet (beteckning)	Bränsle	Installerad tillförd effekt ¹ (MW)	Driftsättningsår	Turordning inom anläggningen ² (bas/reserv)

¹ Installerad tillförd effekt avser den *högsta bränsleeffekt som en panna är konstruerad för* att kunna köras på kontinuerligt, utan att skada pannan eller äventyra säkerheten. Under en kortare period kan ibland något högre bränsleeffekt matas in än vad som motsvarar den installerade tillförda effekten. Panntillverkaren brukar lämna uppgift om installerad tillförd effekt.

² Rangordna från 1 till n vilka produktionsenheter som körs först. Ange inom parentes om produktionsenheten utgör bas- eller spets/reservlast.

4. Vilken panntyp och tillverkare har anläggningens produktionsenheter (pannor)?

Produktionsenhet	Panntyp	Tillverkare

5. Har någon av pannorna rökgaskondensering? Om ja, fyll i tabellen nedan.

Produktionsenhet	Effekt från rökgaskondensator	Antal drifttimmar per år	Driftsättningsår

6. Hur många drifttimmar har produktionsenheterna haft de senaste tre verksamhetsåren?

Produktionsenhet	Antal drifttimmar 2014	Antal drifttimmar 2013	Antal drifttimmar 2012

7. Omfattas anläggningen av Naturvårdsverkets föreskrifter om utsläpp från stora förbränningsanläggningar (NFS 2002:26)?

--

8. Om ja på fråga 6, har någon dispens meddelats anläggningen under 2002:26? Om ja, ange kortfattat vad dispensen handlar om.

--

9. Vilka utsläpp till luft mäts på anläggningen? Hur ofta mäts dessa? Fyll i tabellen nedan.

Utsläpp	Övervakningsintervall (kontinuerligt/periodiskt)

10. Vilken metod/mätsystem används för att mäta utsläppen till luft? Om mätsystemet följer någon standard (CEN/ISO) vänligen ange denna.

11. Vilken rökgasreningsutrustning finns på anläggningen? Beskriv kedjan av reningsutrustning så ingående som möjligt och bifoga gärna en bild eller schema om sådant finns.

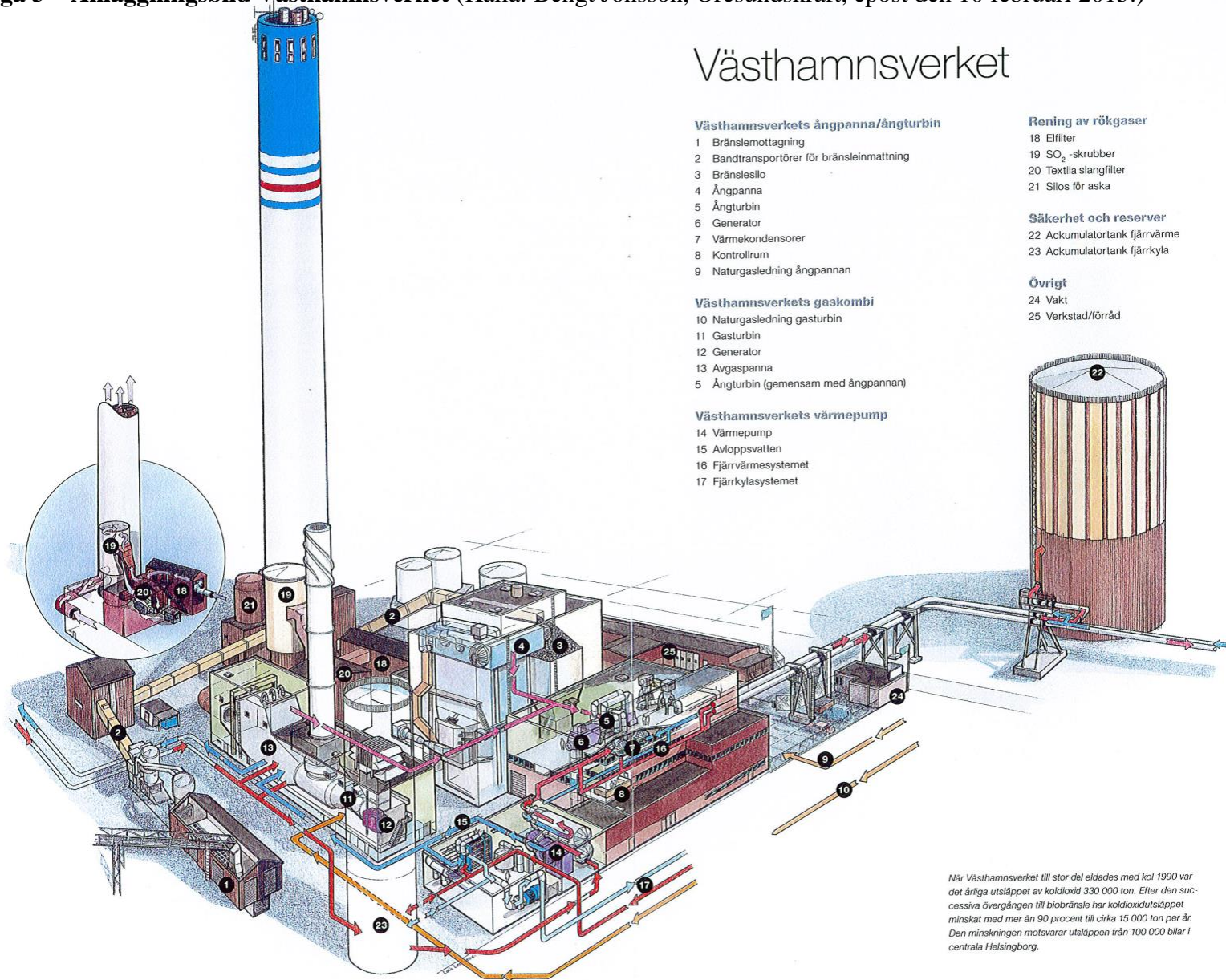
Bilaga 2 - Nyheter i FSF jämfört med NFS 2002:26

Förändringar i FSF	Skillnad mot NFS 2002:26	Lagrum	Avsnitt i NV Vägledning till FSF
Ny definition av ålderskategorier.	Förändring	8-11 §§	4.1.1
Begreppet <i>begränsningsvärde</i> ersätter <i>utsläppsgränsvärde</i> .	Förändring	-	4.1.2
Alla anläggningar ska göra mätfelsavdrag innan de jämförs med begränsningsvärde.	Förändring	30 §	4.4
Verksamhetsutövare kan få straffansvar eftersom FSF till stor del straffsanktionerad. Förordningen är till skillnad från NFS 2002:26 meddelad med stöd delar i miljöbalken.	Ny	1 § andra stycket	4.5
Tillståndet ska innehålla information om provtagnings- och mätpunkter ska vara placerade.	Ny	34 och 35 §§	4.6
FSF ger möjlighet till dispens <ul style="list-style-type: none"> • (Dispenser meddelade under NFS 2002:26 har inte fortsatt giltighet under FSF. Dispens måste sökas på nytt.) • Dispenser gäller bara under respektive regelverk (FSF, IUF) 	-	80-92 §§	4.8 och 5.2.9 (4.8.1) (4.8.2)
FSF får utvidgat tillämpningsområde (stationära förbränningsmotorer och återvinningspannor)	-	13 § tredje stycket, 15, 39, 66 och 67 §§	5.1.1
Skorstensregeln ändras, pannor äldre än 1987 ska endast inkluderas om rökgaskanalen leds genom samma skorsten (definition av skorsten har tillkommit).	Förändring	36 § (13 §)	5.1.2
Pannor under 15 MW medräknas inte för att avgöra anläggningens totala effekt och vilka utsläppskrav som kommer att gälla (över 50, 100 eller 300).	Förändring	36 §	5.2.3
Minimikrav för utsläpp till luft skärps. Mildare skärpning (NOX och SO2) för förbränningsanläggningar med kortare drifttid (< 1500 h).	Ny	44-79 §§	5.2.4
Medelvärdesbindningstider förändras <ul style="list-style-type: none"> • Alla anläggningstyper följer samma medelvärdesbindningstider (månad, dag och timme) 	Förändring	41 §	5.2.6
Begränsningsvärde för CO vid förbränning av gasformigt bränsle tillkommer	Ny	60, 62, 66 och 67 §§	5.2.8.1

Anläggningens begränsningsvärde bestäms av den totala anläggningseffekten. Anläggningens sammanlagda utsläpp får inte överskrida det för alla pannor sammanvägda begränsningsvärdet.	Omformulering	37 och 38 §§	5.2.1
Driftstörning och haveri i reningsutrustning både skärps och mildras <ul style="list-style-type: none"> • 120 timmar maximal drifttid gäller nu för både haveri och driftstörning • Vid haveri får verksamhetsutövaren fortsätta driften med bränsle med lågt föroreningsinnehåll. 	Förändring	18-20 §§	5.3
Några förändringar i övervakning berör nedanstående i övrigt är bestämmelserna i stort sett samma som för NFS 2002:26 <ul style="list-style-type: none"> • Övervakning av CO • Utsläpp av kvicksilver • Kontroll av automatiskt mätsystem • Undantag från krav för icke kontinuerlig mätning 	Förändring	22, 24, 28, 25 §§	5.4
Ändrade regler för ändring av en anläggning	Förändring	80-81 §§	5.4

Bilaga 3 – Anläggningsbild Västhamnsverket (Källa: Bengt Jönsson, Öresundskraft, epost den 10 februari 2015.)

Västhamnsverket



Västhamnsverkets ångpanna/ångturbin

- 1 Bränslemottagning
- 2 Bandtransportörer för bränsleinmatning
- 3 Bränslesilo
- 4 Ångpanna
- 5 Ångturbin
- 6 Generator
- 7 Värmekondensorer
- 8 Kontrollrum
- 9 Naturgasledning ångpannan

Västhamnsverkets gaskombi

- 10 Naturgasledning gasturbin
- 11 Gasturbin
- 12 Generator
- 13 Avgaspanna
- 5 Ångturbin (gemensam med ångpannan)

Västhamnsverkets värmepump

- 14 Värmepump
- 15 Avloppsvatten
- 16 Fjärrvärmesystemet
- 17 Fjärrkylasystemet

Rening av rökgaser

- 18 Elfilter
- 19 SO₂-skrubber
- 20 Textila slangfilter
- 21 Silos för aska

Säkerhet och reserver

- 22 Ackumulatortank fjärrvärme
- 23 Ackumulatortank fjärrkyla

Övrigt

- 24 Vakt
- 25 Verkstad/förråd

När Västhamnsverket till stor del eldades med kol 1990 var det årliga utsläppet av koldioxid 330 000 ton. Efter den successiva övergången till biobränsle har koldioxidutsläppet minskat med mer än 90 procent till cirka 15 000 ton per år. Den minskningen motsvarar utsläppen från 100 000 bilar i centrala Helsingborg.

Bilaga 4 – Begränsningsvärde

Allöverket, C4 Energi

Begränsningsvärde för KVP1 och KVP2

I Tabell 14 har begränsningsvärde för Allöverkets två fliseldade pannor enligt tillståndsvillkor sammanställts.

Tabell 14. Begränsningsvärde enligt Allöverkets tillstånd för KVP1 och KVP2 (dnr 551-67422-06 och 551-77648-09).

Krav för utsläpp till luft		NO _x (mg/Nm ³)	N ₂ O (mg/Nm ³)	Stoft (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)	NH ₃ (mg/Nm ³)
KVP1	Årsmedelvärde	250 ¹	-	-	-	-
	Månadsmedelvärde	-	20 ¹	-	-	15 ¹
	Dygnsmedelvärde	250 ¹	-	-	250	-
	Timmedelvärde	-	-	10	500	-
KVP2	Årsmedelvärde	250 ¹	-	-	-	-
	Månadsmedelvärde	-	20 ¹	-	-	15 ¹
	Dygnsmedelvärde	250 ¹	-	-	250 ¹	-
	Timmedelvärde	-	-	10 ¹	500 ¹	-

¹ Villkoret är uppfyllt när minst 90 % av tim- och dygnsmedelvärdena inte överskrids under ett kalenderår. Månads- och årsmedelvärdena ska alltid innehållas. Vid jämförelse av utsläpp till luft med haltbegränsningarna i villkoret ska perioder av start och stopp samt torkeldning inte räknas med.

Tabell 15 innehåller begränsningsvärde för KVP1 och KVP2 enligt NFS 2002:26.

Tabell 15. Utsläppskrav enligt NFS 2002:26 för en befintlig anläggning vid förbränning av fast bränsle (6 % O₂-innehåll).

Krav för utsläpp till luft	Svavel (g/MJ bränsle)	Kväveoxid (mg/Nm ³)	Stoft (mg/Nm ³)
Månadsmedelvärde (kalendermånad)	0,10 ¹	600	100
48-timmarsmedelvärden	0,11 ¹	-	110
48-timmarsmedelvärden	-	660	-

¹ Enligt Förordning (1998:946) om svavelhaltigt bränsle.

Tabell 16 innehåller begränsningsvärde för KVP1 och KVP2 enligt SFS 2013:252 (FSF).

Tabell 16. Utsläppskrav enligt SFS 2013:252 (FSF) för en 2013-anläggning vid förbränning av biomassa (6 % O₂-innehåll).

Krav för utsläpp till luft	Svaveldioxid (mg/Nm ³)	Kväveoxid (mg/Nm ³)	Stoft (mg/Nm ³)
Månadsmedelvärde	200	300	30
Dygnsmedelvärde	220	330	33
Timmedelvärde	400	600	60

Tabell 17 innehåller begränsningsvärde för KVP1 och KVP2 enligt D1 (European Commission u.å.).

Tabell 17. Utsläppskrav enligt BAT vid förbränning av biomassa för befintlig anläggning (6 % O₂-innehåll) (European Commission u.å.).

Krav för utsläpp till luft	NO _x (mg/Nm ³)	NH ₃ (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)	SO _x (mg/Nm ³)	HCl (mg/Nm ³)	HF (mg/Nm ³)	Stoft (mg/Nm ³)	hg (µg/Nm ³)
Årsmedelvärde	70-250	1-5	4-80	1-50	0,3-8	-	<1-10	-
Dygnsmedelvärde	120-310	I.B.	I.B.	8-70	< 14	-	2-20	-
Medelvärde av prover insamlade under ett år	-	-	-	-	-	<0,01-0,8	-	-
Periodisk: 1 ggr/år	-	-	-	-	-	-	-	< 1-5

Begränsningsvärde för biogaspanna

I Tabell 18 har begränsningsvärde för Allöverkets bio-/och deponigaspannan (BP) enligt tillståndsvillkor sammanställts.

Tabell 18. Begränsningsvärde enligt Allöverkets tillstånd för BP (dnr 551-25893-04).

Krav för utsläpp till luft	NO _x (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)
BP	Årsmedelvärde	180
	Dygnsmedelvärde	180
	Timmedelvärde	-
		100

Tabell 19 innehåller begränsningsvärde för BP enligt NFS 2002:26.

Tabell 19. Utsläppskrav enligt NFS 2002:26 för en befintlig anläggning vid förbränning av gasformigt bränsle (3 % O₂-innehåll).

Krav för utsläpp till luft vid förbränning av gas bränsle	Svaveldioxid (mg/Nm ³)	Kväveoxid (mg/Nm ³)	Stoft (mg/Nm ³)
Månadsmedelvärde (kalendermånad)	35	300	5
48-timmarsmedelvärden	38,5	-	5,5
48-timmarsmedelvärden	-	330	-

Tabell 20 innehåller begränsningsvärde för BP enligt SFS 2013:252 (FSF).

Tabell 20. Utsläppskrav enligt SFS 2013:252 (FSF) för en 2013-anläggning vid förbränning av gasformigt bränsle (3 % O₂-innehåll).

Krav för utsläpp till luft gas bränsle	Svaveldioxid (mg/Nm ³)	Kväveoxid (mg/Nm ³)	Stoft (mg/Nm ³)
Månadsmedelvärde	35	300 ¹	5
Dygnsmedelvärde	38,5	330 ¹	5,5
Timmedelvärde	70	600 ¹	10

¹ Biogaspannans drifttid (rullande medelvärde på fem år) är under 1500 timmar och utsläppen tillåts därför vara högre.

Begränsningsvärde för oljepanna

I Tabell 21 har begränsningsvärde för Allöverkets oljepanna (OP) enligt tillståndsvillkor sammanställts.

Tabell 21. Begränsningsvärde enligt Allöverkets tillstånd för OP (dnr 551-25893-04).

Krav för utsläpp till luft		Svavel (mg/Nm³)	Kväveoxid (mg/Nm³)	CO (mg/Nm³)	Stoft (mg/Nm³)
OP <i>Lättolja</i>	Årsmedelvärde	250	-	-	-
	Dygnsmedelvärde	-	400	-	-
	Timmedelvärde	-	-	50	20
OP <i>Vegetabilisk olja</i>	Årsmedelvärde	250	-	-	-
	Dygnsmedelvärde	-	400	-	-
	Timmedelvärde	-	-	100	30

Tabell 22 innehåller begränsningsvärde för OP enligt NFS 2002:26.

Tabell 22. Utsläppskrav enligt NFS 2002:26 för en befintlig anläggning vid förbränning av flytande bränsle (3 % O₂-innehåll).

Krav för utsläpp till luft vid förbränning av flytande bränsle	Svaveldioxid (mg/Nm³)	Kväveoxid (mg/Nm³)	Stoft (mg/Nm³)
Månadsmedelvärde (kalendermånad)	0	450	50
48-timmarsmedelvärdet	0	-	55
48-timmarsmedelvärdet	-	495	-

Tabell 23 innehåller begränsningsvärde för OP enligt SFS 2013:252 (FSF).

Tabell 23. Utsläppskrav enligt SFS 2013:252 (FSF) för en 2013-anläggning vid förbränning av flytande bränsle (3 % O₂-innehåll).

Krav för utsläpp till luft flytande bränsle	Svaveldioxid (mg/Nm³)	Kväveoxid (mg/Nm³)	Stoft (mg/Nm³)
Månadsmedelvärde	850 ¹	450	30
Dygnsmedelvärde	935 ¹	495	33
Timmedelvärde	1700 ¹	900	60

¹ Oljepannans drifttid (rullande medelvärde på fem år) är under 1500 timmar och utsläppen tillåts därför vara högre.

Tabell 24 innehåller begränsningsvärde för OP enligt D1 (European Commission u.å.).

Tabell 24. Utsläppskrav enligt BAT vid förbränning av lättolja (European Commission u.å.).

Krav för utsläpp till luft	SO_x (mg/Nm³)	NO_x (mg/Nm³)	Stoft (mg/Nm³)	CO (mg/Nm³)	NH₃ (mg/Nm³)
Årsmedelvärde	50-110	75-270	< 1-10	1-20	< 1-5
Dygnsmedelvärde	< 150-170	I.B	7-15	I.B	I.B

Begränsningsvärde för gasolpannor

I Tabell 25 har begränsningsvärde för Allöverkets två gasolpannor (GP1 och GP2) enligt tillståndsvillkor sammanställts.

Tabell 25. Begränsningsvärde enligt Allöverkets tillstånd för GP1 och GP2 (dnr 551-25893-04).

Krav för utsläpp till luft		NO _x (mg/Nm ³)
GP	Årsmedelvärde	290
	Dygnsmedelvärde	290

Tabell 26 innehåller begränsningsvärde för GP1 och GP2 enligt NFS 2002:26.

Tabell 26. Utsläppskrav enligt NFS 2002:26 för en befintlig anläggning vid förbränning av gasformigt bränsle (3 % O₂-innehåll).

Krav för utsläpp till luft vid förbränning av flytande bränsle	Svaveldioxid (mg/Nm ³)	Kväveoxid (mg/Nm ³)	Stoft (mg/Nm ³)
Månadsmedelvärde (kalendermånad)	35	300	5
48-timmarsmedelvärdet	38,5	-	5,5
48-timmarsmedelvärdet	-	330	-

Tabell 27 innehåller begränsningsvärde för GP1 och GP2 enligt SFS 2013:252 (FSF).

Tabell 27. Utsläppskrav enligt SFS 2013:252 (FSF) för en 2013-anläggning vid förbränning av gasformigt bränsle (3 % O₂-innehåll).

Krav för utsläpp till luft flytande bränsle	Svaveldioxid (mg/Nm ³)	Kväveoxid (mg/Nm ³)	Stoft (mg/Nm ³)
Månadsmedelvärde	35	300 ¹	5
Dygnsmedelvärde	38,5	330 ¹	5,5
Timmedelvärde	70	600 ¹	10

¹ Gasolpannornas drifttid (rullande medelvärde på fem år) är under 1500 timmar och utsläppen tillåts därför vara högre.

Västhamsverket, Öresundskraft

Begränsningsvärde för ångpanna

I Tabell 28 har begränsningsvärde för Västhamsverkets ångpanna enligt tillståndsvillkor sammanställts.

Tabell 28. Begränsningsvärde enligt Västhamsverkets tillstånd för ångpanna (M152-11).

Krav för utsläpp till luft		SO ₂ (mg/Nm ³)	Stoft (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)	NO _x (mg/Nm ³)
Fastbränsle-panna	Årsmedelvärde	120		250 ¹	210
	Månadsmedelvärde	150	20		230
	24-timmarsmedelvärde				275

¹ Under ett kalenderår (faktisk drifttid) får dock begränsningsvärdet överstigas under högst 10 % av driftsdygnen och det dubbla begränsningsvärdet får överstigas under högst 10 % av driftstimmarna.

² högst 2 % får överskrida begränsningsvärdet.

Tabell 29 innehåller begränsningsvärde för ångpanna enligt NFS 2002:26.

Tabell 29. Utsläppskrav enligt NFS 2002:26 för en befintlig anläggning vid förbränning av fast bränsle (6 % O₂-innehåll).

Krav för utsläpp till luft	Svaveldioxid (mg/Nm ³)	Kväveoxider (mg/Nm ³)	Stoft (mg/Nm ³)
Månadsmedelvärde (kalendermånad)	900	600	100
48-timmarsmedelvärden	990	-	110
48-timmarsmedelvärden	-	660	-

Tabell 30 innehåller begränsningsvärde för ångpanna enligt SFS 2013:252 (FSF).

Tabell 30. Utsläppskrav enligt SFS 2013:252 (FSF) för en 2013-anläggning vid förbränning av biomassa (6 % O₂-innehåll).

Krav för utsläpp till luft	Svaveldioxid (mg/Nm ³)	Kväveoxider (mg/Nm ³)	Stoft (mg/Nm ³)
Månadsmedelvärde	200	200	20
Dygnsmedelvärde	220	220	22
Timmedelvärde	400	400	40

Tabell 31 innehåller begränsningsvärde för ångpanna enligt D1 (European Commission u.å.).

Tabell 31. Utsläppskrav enligt BAT vid förbränning av biomassa för en befintlig anläggning (6 % O₂-innehåll) (European Commission u.å.).

Krav för utsläpp till luft	NO_x (mg/Nm ³)	NH₃ (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)	SO_x (mg/Nm ³)	HCl (mg/Nm ³)	HF (mg/Nm ³)	Stoft (mg/Nm ³)	hg (µg/Nm ³)
Årsmedelvärde	40-140	1-5	4-80	1-50	0,3-8	-	<1-10	-
Dygnsmedelvärde	95-150	I.B.	I.B.	8-70	< 14	-	2-20	-
Medelvärde av prover insamlade under ett år	-	-	-	-	-	<0,01-0,8	-	-
Periodisk: 1 ggr/år	-	-	-	-	-	-	-	< 1-5

Begränsningsvärde för gasturbin

I Tabell 32 har begränsningsvärde för Västhamnsverkets gasturbin enligt tillståndsvillkor sammanställts.

Tabell 32. Begränsningsvärde enligt Västhamnsverkets tillstånd för gasturbin (M152-11).

Krav för utsläpp till luft		Stoft (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)	NO _x (mg/MJ)			
				Höglast		Låglast	
				Olja	Naturgas	Olja	Naturgas
Fastbränsle- panna	Årsmedelvärde	12 (vid oljeeldning)	100 ¹	25			45
	Dygnsmedelvärde			50	30	90	80

¹ Dock får begränsningsvärdet överstigas under högst 10 % av driftsdygnet under ett kalenderår (faktisk drifttid) och under högst 10 % av driftstimmarna under ett kalenderår (faktisk drifttid) får det dubbla begränsningsvärdet överstigas.

NFS 2002:26 gäller inte för befintliga gasturbiner (oavsett bränsle), dvs. gasturbiner som tagits i drift innan den 27 november 2003. I FSF regleras utsläpp av kväveoxider och kolmonoxid från gasturbiner. Tabell 33 innehåller begränsningsvärde för gasturbinen enligt SFS 2013:252 (FSF).

Tabell 33. Utsläppskrav enligt SFS 2013:252 (FSF) för en 2013-anläggning vid förbränning av naturgas i gasturbin (15 % O₂-innehåll).

Krav för utsläpp till luft	Kväveoxider (mg/Nm ³)	Kolmonoxid (mg/Nm ³)
Månadsmedelvärde	150	100
Dygnsmedelvärde	165	110
Timmedelvärde	300	200

Tabell 34 innehåller begränsningsvärde för gasturbinen enligt D1 (European Commission u.å.).

Tabell 34. Utsläppskrav enligt BAT från gasturbin med naturgas som bränsle (15 % O₂-innehåll) (European Commission u.å.).

Krav för utsläpp till luft	NO _x (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)
Årsmedelvärde	10-50	1-50
Dygnsmedelvärde	15-55	-

Oceanen, Halmstad Energi och Miljö

Begränsningsvärde biobränslepannor

I Tabell 35 har begränsningsvärde för Oceanens två biobränslepannor (P4 och P5) enligt tillståndsvillkor sammanställts. Alla värden i tabellen är omräknade enligt ekvationer i Bilaga 5.

Tabell 35. Begränsningsvärde enligt Oceanens tillstånd för biobränslepannorna (dnr 551-9878-06).

Krav för utsläpp till luft		NO _x - räknat som NO ₂ (mg/Nm ³)	Stoft (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)
P4	Månadsmedelvärde	221,25	22,3	-
	Dygnsmedelvärde	-		265,5
	Timmedelvärde	-		531
P5	Månadsmedelvärde	221,25	22,3	-
	Dygnsmedelvärde	-		265,5
	Timmedelvärde	-		531

Tabell 36 innehåller begränsningsvärde för P4 och P5 enligt NFS 2002:26.

Tabell 36 Utsläppskrav enligt NFS 2002:26 för en befintlig anläggning vid förbränning av fast bränsle (6 % O₂-innehåll).

Krav för utsläpp till luft vid förbränning av fast bränsle	Svavel (g/MJ bränsle)	Kväveoxid (mg/Nm ³)	Stoft (mg/Nm ³)
Månadsmedelvärde (kalendermånad)	0,10 ¹	600	100
48-timmarsmedelvärden	0,11 ¹	-	110
48-timmarsmedelvärden	-	660	-

¹ Enligt Förordning (1998:946) om svavelhaltigt bränsle.

Tabell 37 innehåller begränsningsvärde för P4 och P5 enligt SFS 2013:252 (FSF).

Tabell 37. Utsläppskrav enligt SFS 2013:252 (FSF) för en 2013-anläggning vid förbränning av biomassa (6 % O₂-innehåll).

Krav för utsläpp till luft Biomassa (inkl. valid.)	Svaveldioxid (mg/Nm ³)	Kväveoxid (mg/Nm ³)	Stoft (mg/Nm ³)
Månadsmedelvärde	200	250	20
Dygnsmedelvärde	220	275	22
Timmedelvärde	400	500	40

Tabell 38 innehåller begränsningsvärde för P4 och P5 enligt D1 (European Commission u.å.).

Tabell 38. Utsläppskrav enligt BAT vid förbränning av biomassa för en befintlig anläggning (6 % O₂-innehåll) (European Commission u.å.).

Krav för utsläpp till luft	NO _x (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)	SO _x (mg/Nm ³)	HCl (mg/Nm ³)	HF (mg/Nm ³)	Stoft (mg/Nm ³)	hg (µg/Nm ³)
Årsmedelvärde	50-140	4-80	1-50	0,3-8	-	<1-10	-
Dygnsmedelvärde	100-220	I.B.	8-70	< 14	-	2-20	-
Medelvärde av prover insamlade under ett år	-	-	-	-	<0,01-0,8	-	-
Periodisk: 1 ggr/år	-	-	-	-	-	-	< 1-5

Begränsningsvärde för naturgas- och oljepannor

I Tabell 39 har begränsningsvärde för Oceanens tre naturgas- och oljepannor (P1, P2 och P3) enligt tillståndsvillkor sammanställts. Alla värden i tabellen är omräknade enligt ekvationer i Bilaga 5.

Tabell 39. Begränsningsvärde enligt Oceanens tillstånd för naturgas- och oljepannorna (dnr 551-9878-06).

Krav för utsläpp till luft		NO _x - räknat som NO ₂ (mg/Nm ³)	Stoft (g/kg olja)	CO (mg/Nm ³)
P1/P2/P3 (Naturgas)	Månadsmedelvärde	222	-	-
	Dygnsmedelvärde	-		92,5
	Timedelvärde	-		185
P1/P2/P3 (Olja)	Månadsmedelvärde	351	1 g/kg olja	-
	Dygnsmedelvärde	-		175,5
	Timedelvärde	-		351

Tabell 40 innehåller begränsningsvärde för P1, P2 och P3 enligt NFS 2002:26.

Tabell 40. Utsläppskrav enligt NFS 2002:26 för en befintlig anläggning vid förbränning av flytande (6 % O₂-innehåll) eller gasformigt (3 % O₂-innehåll) bränsle.

Krav för utsläpp till luft vid förbränning av		Svaveldioxid (mg/Nm ³)	Kväveoxid (mg/Nm ³)	Stoft (mg/Nm ³)
Naturgas	Månadsmedelvärde (kalendermånad)	35	300	5
	48-timmarsmedelvärden	38,5	-	5,5
	48-timmarsmedelvärden	-	330	-
Olja	Månadsmedelvärde (kalendermånad)		450	50
	48-timmarsmedelvärden		-	55
	48-timmarsmedelvärden	-	495	-

Tabell 41 innehåller begränsningsvärde för P1, P2 och P3 enligt SFS 2013:252 (FSF). Vid eldning med olja i naturgas- och oljepannorna tillåts lite högre utsläpp av svaveldioxid och kvävedioxid p.g.a. den kortare drifttiden per år. För naturgas är inte begränsningsvärdena mildare.

Tabell 41. Utsläppskrav enligt SFS 2013:252 (FSF) för en 2013-anläggning vid förbränning av gasformigt (3 % O₂-innehåll) eller flytande (6 % O₂-innehåll) bränsle.

Krav för utsläpp till luft vid förbränning av		Svaveldioxid (mg/Nm ³)	Kväveoxid (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)	Stoft (mg/Nm ³)
Naturgas	Månadsmedelvärde	35	100	100	5
	Dygnsmedelvärde	38,5	110	110	5,5
	Timedelvärde	70	200	200	10
Olja	Månadsmedelvärde	850 ¹	450 ¹		25
	Dygnsmedelvärde	935 ¹	495 ¹		27,5
	Timedelvärde	1700 ¹	900 ¹		50

Tabell 42 innehåller begränsningsvärde för P1, P2 och P3 enligt D1 (European Commission u.å.).

Tabell 42. Utsläppskrav enligt BAT vid förbränning av lättolja/tjockolja (6 % O₂-innehåll) och naturgas (3 % O₂-innehåll) för en befintlig anläggning (European Commission u.å.).

Krav för utsläpp till luft		NOX (mg/Nm³)	CO (mg/Nm³)	SO_x (mg/Nm³)	Stoft¹ (mg/Nm³)
Naturgas	Årsmedelvärde	50-100	1-15	-	-
	Dygnsmedelvärde	85-110	-		
Olja	Årsmedelvärde	45-110	1-20	50-110	< 1-10
	Dygnsmedelvärde	85-145	I.B.	< 150-170	7-15

¹ Gäller inte för anläggning med drift mindre än 500 h.

Bilaga 5 – Omräkningsfaktorer

1. Omräkning av luftöverskott från CO₂-halt till O₂-halt (Källa: http://www.afabinfo.com/pdf_doc/faktablad/artraknappn.pdf)

$$\frac{x - 20,4}{-0,977} = y$$

x är luftöverskottet i % CO₂

y är luftöverskottet i % O₂

Ex: 13 % CO₂-halt motsvarar 7,6 % O₂ enligt nedanstående uträkning

$$\frac{(13 - 20,4)}{-0,977} = 7,6$$

2. Omräkning mellan olika syreövs-kott (Källa: <http://www.naturvardsverket.se/Nerladdningssida/?fileType=pdf&downloadUrl=/Documents/publikationer/620-4438-9.pdf>)

$$\frac{21 - x}{21 - y} = z$$

x är syrekoncentrationen i % som man vill räkna om till

y är uppmätt syrekoncentrationen i %

z är erhållen faktor som uppmätt mätvärde ska multipliceras med för att erhålla mätvärdet vid x % O₂-halt

Ex: 20 mg/Nm³ stoft vid 7,6 % O₂-halt motsvarar 22,3 mg/Nm³ vid 6 % O₂-halt enligt nedanstående uträkning

$$\frac{21 - 6}{21 - 7,6} = 1,117$$

$$20 \cdot 1,117 = 22,3$$

3. Omräkning av enheter för olika bränsle (Källa: <http://www.naturvardsverket.se/Nerladdningssida/?fileType=pdf&downloadUrl=/Documents/publikationer/620-4438-9.pdf>)

x mg NO₂/MJ trädbänsle = x · 2,95 mg NO₂/ Nm³ i en förbränningsanläggning

x mg CO/MJ trädbänsle = x · 2,95 mg CO/ Nm³ i en förbränningsanläggning

x mg NO₂/MJ naturgas = x · 3,70 mg NO₂/ Nm³ i en förbränningsanläggning

x mg CO/MJ naturgas = x · 3,70 mg CO/ Nm³ i en förbränningsanläggning

$x \text{ mg NO}_2/\text{MJ Eo1} = x \cdot 3,51 \text{ mg NO}_2/\text{Nm}^3$ i en förbränningsanläggning

$x \text{ mg CO}/\text{MJ Eo1} = x \cdot 3,51 \text{ mg CO}/\text{Nm}^3$ i en förbränningsanläggning

$x \text{ mg NO}_2/\text{MJ naturgas} = x \cdot 1,24 \text{ mg NO}_2/\text{Nm}^3$ i en gasturbin