

StatoilHydro ASA, Mongstad
Forusbeen 50
4035 STAVANGER

Att: John Erik Skare

Statens forurensningstilsyn
Postboks 8100 Dep, 0032 Oslo
Besøksadresse: Strømsveien 96

Telefon: 22 57 34 00
Telefaks: 22 67 67 06
E-post: postmottak@sft.no
Internett: www.sft.no

Dato: 27.03.2009
Vår ref.: 2006/88 405.14
Deres ref.:
Saksbehandler: Fredrik Weidemann, telefon: 22573628

Vedtak om tildeling av klimakvoter til StatoilHydro ASA, Mongstad

SFT har i medhold av klimakvoteloven besluttet å tildele StatoilHydro ASA Mongstad 7 791 110 kvoter for perioden 2008 til 2012, noe som utgjør 1 558 222 kvoter per år. Den årlige utdelingen gjøres betinget av at virksomheten ikke er nedlagt og at den har tillatelse etter forurensningsloven § 11 andre ledd. Vedtaket kan påklages til Miljøverndepartementet. Virksomheten skal betale et gebyr for utdelingen av kvoter for 2008 og 2009 på kr 1 745 208,64.

Statens forurensningstilsyn (SFT) viser til deres søknader av 10. oktober 2008 og 4. mars 2009, om tildeling av vederlagsfrie kvoter for perioden 2008 til 2012, samt brev av 2. mars 2009.

Sakens bakgrunn

StatoilHydro ASA Mongstad raffinerer mineralolje. I raffineriet forbrennes fyrgasser, prosessgasser og oljeprodukter i ulike ovner og kjeler. Forbrenningen leverer termisk energi til ulike raffineriprosesser. Innfyrt effekt i kjeler, ovner, reformere etc. er ca 490 MW, og kapasiteten i hovedfakkell er ca 5800 MW. Bedriftens virksomhet faller inn under klimakvoteforskriften § 1-1 bokstav b, utslipp av CO₂ fra energiproduksjon der innfyrt effekt overstiger 20 MW. Bedriftens utslipp av CO₂ er derfor kvotepliktige.

Reglene for vederlagsfri tildeling av klimakvoter fremgår av lov av 17. desember 2004 nr 99 om kvoteplikt og handel med kvoter for utslipp av klimagasser (klimakvoteloven) §§ 7 og 8. Tildelingsreglene i loven ble endret 27. februar 2009, på bakgrunn av innvendinger fra EFTAs overvåkingsorgan (ESA) mot de opprinnelige norske tildelingsreglene. Hovedregelen er at kvoter tildeles på grunnlag av historiske utslippstall i basisårene 1998-2001, jfr klimakvoteloven § 8 annet ledd. I henhold til de endrede tildelingsreglene kan

det imidlertid tildeles kvoter på grunnlag av vesentlig økning i utslippene etter basisårene, men innen 28. mars 2008. Forutsetningen for dette er at økningen er skjedd som en følge av vesentlige endringer i virksomhetens art eller omfang, jfr klimakvoteloven § 8 sjuende ledd.

En forutsetning for å få tildelt vederlagsfrie kvoter er at bedriften har tillatelse til kvotepliktige utslipp etter forurensningsloven § 11 andre ledd, jf klimakvoteloven § 8 siste ledd. Bedriften har særskilt tillatelse til kvotepliktige utslipp datert 10. mars 2005, endret 19. januar 2009.

Bedriftens søknad

Bedriften søker om tildeling av vederlagsfrie kvoter basert på den kvotepliktige virksomheten beskrevet ovenfor.

Søknaden fra StatoilHydro ASA Mongstad tar utgangspunkt i gjennomsnittlig utslipp av CO₂ i perioden 2005-2007 etter at en vesentlig utvidelse av virksomheten fant sted i 2003 og 2004.

Vestprosess DA ble satt i produksjon høsten 1999. Formålet med virksomheten er å viderebehandle og fraksjonere våtgass som ilandføres på Kollsnes til propan, butan og nafta. I tillegg til selve prosessanlegget på Mongstad er Vestprosess DA også eier av rørledning fra Sture og Kollsnes, ilandføringsanlegg, bufferlager, fjellager og lasteutstyr for LPG på Mongstad.

Vestprosess DA er etablert på et eget prosessområde på Mongstad. Anlegget har ikke egen energiforsyning men er prosess- og energimessig integrert med raffineriet, og kjøper de fleste driftstjenestene herfra.

Ved oppstart i 1999 var prosesseringskapasiteten i Vestprosess DA ca 175 tonn våtgass per time. I 2004 ble kapasiteten i Vestprosess DA utvidet til prosessering av ca 335 tonn våtgass per time, for også å kunne prosessere gass fra nye felt som ble knyttet opp mot Kollsnes. Kapasitetsutvidelsen medførte økt energibehov på ca 113 MW (jf brev av 10. januar 2004), som måtte dekkes ved økt energiproduksjon i raffineriet. Økt energibehov i Vestprosess medførte derfor økt kvotepliktig utslipp av CO₂ fra raffineriet på Mongstad.

Samtidig med utvidelsen av Vestprosess DA ble det gjort tiltak i raffinerier for å øke prosesseringskapasiteten på nafta fra Vestprosess DA. For å dekke økningen i energibehov som denne utvidelsens medførte, ble det i 2004 installert ny gassfyrte kjelkapasitet på 85 MW, og tiltak for varmegjenvinning tilsvarende 28 MW.

I 2003 ble et nytt anlegg for avsvovling av bensin satt i drift. Prosessen krever tilførsel av ca 4 000 tonn hydrogen som hentes ut av raffineriets fygass. Gassen som går med til produksjon av denne mengden hydrogen medfører utslipp av 30 000 tonn CO₂.

Bedriften søker om 7 791 111 kvoter for perioden 2008 til 2012. Dette tilsvarer 1 558 222 kvoter per år i perioden 2008 til 2012.

SFTs vurdering

Tildelingsgrunnlaget

Reglene om vederlagsfri tildeling av klimakvoter fremgår av klimakvoteloven §§ 7 og 8. Hvilke tildelingsregler som skal anvendes for den enkelte virksomhet avhenger av når virksomheten ble igangsatt, eventuelt når virksomheten hadde en vesentlig endring som får betydning for tildelingen.

Dersom det foreligger en vesentlig utslippsøkning som følge av vesentlig endring av virksomhetens art eller omfang etter basisårene 1998 til 2001, og endringene har funnet sted mellom 1. januar 2002 og 31. desember 2006, skal tildeling av vederlagsfrie kvoter foretas på bakgrunn av historiske utslippstall i de årene virksomheten har vært i drift etter utvidelsen fant sted, jfr klimakvoteloven § 8 sjuende ledd.

Utvidelsen av Vestprosess DA i 2004 og installering av ny kjelkapasitet, samt etableringen av nytt anlegg for avsvovling av bensin, anses etter SFTs vurdering som vesentlige endringer i virksomheten. Samlet sett medfører endringene økning i det kvotepliktige utslippet av CO₂ for perioden 2005 – 2007 på 10 % i forhold til det historiske utslippet for perioden 1998 – 2001. SFT vurderer dette som en vesentlig økning av det kvotepliktige utslippet. SFT legger derfor utslippene i perioden 2005-2007 til grunn for beregning av vederlagsfrie kvoter for perioden 2008 – 2012.

Beregning av utslipp

Ved vurderingen av bedriftens utslipp i basisårene som danner grunnlaget for tildelingen, legger SFT vekt på metoder for beregning og måling av utslipp gitt i klimakvoteforskriften. Som hovedregel skal samme beregnings- og målemetodikk benyttes for de relevante basisårene som for perioden 2008 til 2012.

Endringer i CO₂-utslippet for perioden 1998-2001

I søknaden av 14. januar 2005 søkte StatoilHydro ASA Mongstad om tildeling av vederlagsfrie kvoter for utslippene i perioden 2005 – 2007, og det ble i søknaden redegjort for de historiske utslippene for basisperioden 1998 – 2001. I løpet av perioden 2005 – 2007 har virksomheten innhentet nye opplysninger om de historiske utslippene, og i søknaden av 10. oktober 2007 er nye opplysninger benyttet for tilbakeregning av de historiske utslippene. De historiske utslippene som ligger til grunn for søknaden av 10. oktober 2007 er derfor endret i forhold til utslippene i søknad av 14. januar 2005. Det er identifisert noen nye utslippskilder. Forholdet mellom utslipp fra energiproduksjon og utslipp fra prosess er også endret.

SFT mener endringene i det historiske datamaterialet som er foretatt er i tråd med klimakvoteforskriftens intensjoner om at de til enhver tid beste data skal brukes for å bestemme utslippet.

I tabellen nedenfor er virksomhetens utslipp i basisårene 1998 til 2001 angitt.

Tabell 1. Utslipp i basisperioden 1998 til 2001

År	CO ₂ -utslipp i tonn	Gjennomsnittlig utslipp 1998-2001 i tonn
1998	1 435 723	1 515 846
1999	1 431 079	
2000	1 650 719	
2001	1 545 862	

Utslipp fra virksomheten i basisperioden og i årene etter utvidelsen i 2004

Bedriften har utslipp av kvotepliktige klimagasser fra forbrenning av fyrgass D-2102, fyrgass D-2104, spillgass, fakkeltgass, surgass, diesel, bensin og fyringsolje i raffineriets ovner og kjeler, samt i hovedfakkelt, surgassfakkelt, nødagregat, brannpumper og branntreningsfelt. Virksomheten har også kvotepliktige utslipp fra krakkeranlegg, kalsineringsanlegg, svovelgjenvinningsanleggene A-1000 og A-4100, reformer I og reformer II.

Kvotepliktige utslipp fra forbrenning av energivarer, herunder raffinerigasser og oljeprodukter, bestemmes i henhold til ligning (1) og (2) i vedlegg 2 til klimakvoteforskriften:

$$CO_2\text{-utslipp} = \text{aktivitetsdata} * \text{utslippsfaktor} * \text{oksidasjonsfaktor}$$

Aktivitetsdata er mengden raffinerigasser eller oljeprodukter som forbrennes. Den største andelen av energibærere til produksjon av termisk energi er raffinerigasser, eller fyrgasser som dannes fra håndtering, raffinering og krakking av mineralolje.

De største strømmene av fyrgasser blir målt over måleskiver, samt en Venturimåler. Dette er volumetriske målinger, og massen av gassene blir beregnet på bakgrunn av fyrgassenes tetthet. Kontinuerlige analysatorer bestemmer tettheten i de store fyrgasstrømmene. De fleste fyrgassmålerne blir trykk- og temperaturkompensert ut fra faste verdier som ligger i programvaren (Bailey), men en del av målerne blir korrigert av trykk- og temperaturmålere ved målepunktet. I fyrgasstrømmen er det også installert to Coriolismålere og en ultralydmåler. Noen få mindre strømmer blir estimert. I usikkerhetsberegningene for bestemmelsen av aktivitetsdata blir det tatt hensyn til hvordan tetthet, trykk og temperatur blir bestemt for de ulike målepunktene.

Alle utslippsfaktorene for gassene er bedriftsspesifikke. Utslippsfaktorene er fremkommet ved jevnlige analyser av gassenes karboninnhold. På bakgrunn av analysene lages det månedlige utslippsfaktorer som er representative for de ulike fyrgassene. For fyringsolje, bensin og diesel brukes standard utslippsfaktorer, jfr. klimakvoteforskriftens vedlegg 1, C3.

I beregningen av kvotepliktige utslipp i henhold til ligningen (1) og (2) benyttes oksidasjonsfaktor lik 1.

Prosessutslipp av CO₂ og CO fra avbrenning av koks på katalysatormasse fra krakkeren og fra kalsinering av koks måles med kontinuerlige analysatorer i skorsteinene hvor røykgassene fra krakkeren og kalsineringsovnen føres ut. Utslipet av CO₂ beregnes etter ligningen:

$$CO_2\text{-utslipp}(kg/time) = (røykgassmengde(Nm^3/time) * CO_2\text{-konsentrasjon(vol \%)} / 100 * (Molvekt CO_2/Molvolum CO_2))$$

der CO₂ har molvekt 44(g/mol) og molvolum 22,414 (l).

Utslippene av CO blir beregnet på samme måte som utslippene av CO₂, og CO-mengdene blir omregnet og rapportert som CO₂. Utslipet av CO er små og defineres som de-minimis kilder.

Røykgassene fra krakker og kalsineringsanlegg som slippes ut gjennom skorsteinene SK-4802 og SK-702 inneholder CO og CO₂ fra krakker- og kalsineringsprosessene, og en betydelig andel CO₂ som kommer fra energi produksjon i fyringsenheter nedstrøms krakker og kalsineringsanlegg. Andelen av CO₂ fra denne energiproduksjonen er skilt fra prosessutslippene, og ført opp som kilde 11 og 13 i oversikten over utslipp fra energiproduksjon i tabell 2 - 4. Prosessutslippene av CO₂ fra krakker- og kalsineringsprosessene er ført opp som kilde 11 og 13 under regnskapet for utslipp fra prosesser i tabell 4 - 7. CO-utslippene fra krakker- og kalsineringsprosessene er i oversikten over utslipp fra prosesser ført opp som egne utslippskilder, kilde 12 og 14. Dette er også utslipp fra skorsteinene SK-4802 og SK-702.

Prosessutslipp fra svovelgjenvinningsanlegget A-1000 vil gå ut SK-101 sammen med utslipp fra andre kilder. Konsentrasjonen av CO₂ i røykgassen representeres av en fast verdi som er basert på GC-analyser av røykgassen. Mengden røykgass blir målt volumetrisk med måleskive, og volumet blir omregnet til masse. CO₂-utslippet beregnes etter samme ligning som utslippene fra krakker og kalsinering. Utslipet fra prosessen er lite og er en de-minimis kilde. Fra 2010 vil det dette anlegget (A-1000) erstattes av et nytt svovelgjenvinningsanlegg A-4200 der utslippene vil gå ut SK-4802 og bli målt ved kontinuerlige CO₂ målinger.

Skorsteinene SK-4801 og SK-701er nødskorsteiner knyttet til krakker og kalsineringsanlegget, og blir bare brukt i tilfeller der det oppstår spesielle problemer i anleggene. Utslippene blir beregnet på tilsvarende måte som utslippet fra SK-4802 og SK-

702. De samme røykgassmålerne blir brukt til å bestemme mengdene røykgass, og de samme verdiene for CO₂-konsentrasjon blir brukt i beregningene av utslipp. Ved problemer i CO-kjelene kan det være behov for å slippe ut noe røykgass gjennom nødskorstein SK-1531. Mengden CO₂ i dette utslippet blir estimert. Alle utslippene fra nødskorsteinene er små utslipp og defineres som de-minimis.

Utslipp av CO₂ fra avbrenning av koks på katalysatormasse fra reformer I og II beregnes ut fra mengden oksygen som forbrukes i prosessen. Oksygen tilføres prosessen med luft, og O₂-forbruket bestemmes ved å måle mengden luft som tilsettes ved avbrenningen. Utslippet fra prosessen er lite og er en de-minimis kilde. Utslippet bestemmes etter ligningen:

$$CO_2\text{-utslipp(tonn)} = O_2\text{-forbruk(kmol)} * 4/5 * \text{molvekt for } CO_2 \text{ (kg/kmol)} * 1000$$

Bedriftens opplysninger om kildestrømmer, aktivitetsdata og utslippsfaktorer som er grunnlag for beregning av CO₂-utslipp fra energiproduksjon i 2005, 2006 og 2007, er gitt i tabell 2 - 4. Perioden 2005-2007 representerer utslipp fra virksomheten etter utvidelsen som fant sted i 2004. Nummereringen av kildestrømmene er den samme som nummereringen i bedriftens tillatelse til kvotepliktige utslipp med program for beregning og måling av 19. januar 2009.

Tabell 2. Utslipp av CO₂ fra energiproduksjon i 2005

2005				
Kildestrøm	Type aktivitetsdata (tonn)	Mengde energivare (tonn)	Utslippsfaktor (tonn CO ₂ /tonn energibærer)	Utslipp av CO ₂ (tonn)
1	Fyrgass (D-2102)	190 258	2,499	475 505
2	Fyrgass (D-2104)	68 268	2,409	164 447
3	Spillgass	1 991	2,787	5 548
4	Fakkeltgass	20 077	2,629	52 791
5	Surgass	27	0,254	7
6 og 7	Fyrgass (D-2102 og D-2104) til fakkelt og surgassfakkelt	2 957	2,410	7 126
8	Diesel	8	3,17	25
9	Bensin	3,8	3,13	12
10	Fyringsolje (KLGGO)	0	3,17	0
11	Utslipp fra energiproduksjon i SK-4802 Krakkeranlegg	41 940	2,410	101 076
13	Utslipp fra energiproduksjon i SK-702 Kalsineringsanlegg	1 411	2,499	3 522
Sum				810 059

Tabell 3. Utslipp av CO₂ fra energiproduksjon i 2006

2006				
Kildestrøm	Type aktivitetsdata (tonn)	Mengde energivare (tonn)	Utslippsfaktor (tonn CO ₂ /tonn energibærer)	Utslipp av CO ₂ (tonn)
1	Fyrgass (D-2102)	206 990	2,494	516 266
2	Fyrgass (D-2104)	70 569	2,390	168 628
3	Spillgass	2 195	2,750	6 036
4	Fakkeltgass	20 663	2,602	53 757
5	Surgass	29	0,249	7
6 og 7	Fyrgass (D-2102 og D-2104) til fakkelt og surgassfakkelt	3 019	2,390	7 215
8	Diesel	8	3,17	25
9	Bensin	4	3,13	12
10	Fyringsolje (KLGO)	0	3,17	0
11	Utslipp fra energiproduksjon i SK-4802 Krakkeranlegg	40 901	2,390	97 750
13	Utslipp fra energiproduksjon i SK-702 Kalsineringsanlegg	1 648	2,494	4 109
Sum				853 805

Tabell 4. Utslipp av CO₂ fra energiproduksjon i 2007

2007				
Kildestrøm	Type aktivitetsdata (tonn)	Mengde energivare (tonn)	Utslippsfaktor (tonn CO ₂ /tonn energibærer)	Utslipp av CO ₂ (tonn)
1	Fyrgass (D-2102)	216 837	2,534	549 384
2	Fyrgass (D-2104)	65 102	2,449	159 429
3	Spillgass	1 711	2,764	4 729
4	Fakkeltgass	15 892	2,584	41 070
5	Surgass	276	1,75	482
6 og 7	Fyrgass (D-2102 og D-2104) til fakkelt og surgassfakkelt	3 557	2,449	8 711
8	Diesel	8	3,17	25
9	Bensin	4	3,13	12
10	Fyringsolje (KLGO)	8	3,17	25
11	Utslipp fra energiproduksjon i SK-4802 Krakkeranlegg	39 714	2,448	97 230
13	Utslipp fra energiproduksjon i SK-702 Kalsineringsanlegg	1 679	2,534	4 255
Sum				865 353

Bedriftens opplysninger om utslippskilder, røykgassmengder, CO₂-konsentrasjoner og oksygenforbruk som er lagt til grunn for beregning av CO₂-utslipp fra raffineriprosesser i perioden 2005–2007, er gitt i tabell 5-7. Perioden 2005-2007 representerer utslipp fra virksomheten etter utvidelsen som fant sted i 2004. Nummereringen av utslippskildene er de samme som er gitt i bedriftens program for beregning og måling av kvotepliktige utslipp.

CO₂-utslippene som er angitt for kildene 11 og 13 representer andelen CO₂ i skorsteinene SK-4802 og SK-702 som kommer fra krakker- og kalsineringsprosessene. Sammen med røykgassene fra krakker og kalsineringsanlegg som slippes ut gjennom disse skorsteinene, følger det også med noe CO₂ som kommer fra energiproduksjon i anlegg nedstrøms krakker og kalsineringsanlegg. CO₂ som kommer fra denne energiproduksjonen er trukket fra i tallene for prosessutslipp fra kilde 11 og 13 i tabell 5 - 7, og ført opp som kilde 11 og 13 i regnskapet for utslipp fra energiproduksjon i tabell 2 - 4.

CO-utslippene fra krakker- og kalsineringsprosessene er i oversikten over utslipp fra prosesser ført opp som egne utslippskilder, kilde 12 og 14. Dette er også utslipp fra skorsteinene SK-4802 og SK-702.

Tabell 5. Utslipp fra prosesser i 2005

2005				
Utslippskilde	Utslipp fra prosesser	Mengde våt røykgass (Nm ³)	CO ₂ -konsentrasjon (vol %)	Utslipp av CO ₂ (tonn)
11	Prosessutslipp fra krakkeranlegg CO ₂ -utslipp fra SK-4802	3 911 396 226	11,13	754 053
12	Prosessutslipp fra krakkeranlegg CO-utslipp fra SK-4802			
13	Prosessutslipp fra kalsineringsanlegg CO ₂ -utslipp fra SK-702	506 428 552	6,75	63 625
14	Prosessutslipp fra kalsineringsanlegg CO ₂ -utslipp fra SK-702			
15	Svovelgjenvinningsanlegg A-1000. SK-101	42 296 970	3,6	2 991
18	Nødskorstein SK-4801 *	5 328 759	11,3	1 165
19	Nødskorstein SK-701 *	1 764 848	6,75	235
20	Nødskorstein SK-1531 *			
		Koks på katalysator	Tonn CO₂ / tonn koks	
16	Reformer I			
17	Reformer II *	30	3,667	111
Sum				822 180

* Aktivitetsdata og utslippsfaktorer er hentet fra godkjent rapport for kvotepliktige utslipp i 2005 av 7. april 2006.

Tabell 6. Utslipp fra prosesser i 2006

2006				
Utslippskilde	Utslipp fra prosesser	Mengde våt røykgass (Nm ³)	CO ₂ -konsentrasjon (vol %)	Utslipp av CO ₂ (tonn)
11	Prosessutslipp fra krakkeranlegg CO ₂ -utslipp fra SK-4802	3 672 500 715	12,9	834 278
12	Prosessutslipp fra krakkeranlegg CO-utslipp fra SK-4802	3 672 500 715	0,0013	94
13	Prosessutslipp fra kalsineringsanlegg CO ₂ -utslipp fra SK-702	535 557 798	3,73	35 130
14	Prosessutslipp fra kalsineringsanlegg CO ₂ -utslipp fra SK-702	535 557 798	0,0016	17
15	Svovelgjenvinningsanlegg A-1000. SK-101	36 833 919	3,6	2 605
18	Nødskorstein SK-4801 *	7 594 990	12,92	1 928
19	Nødskorstein SK-701 *	3 252 995	3,73	238
20	Nødskorstein SK-1531 *	41 768	12,92	11
		Koks på katalysator	Tonn CO₂ / tonn koks	
16	Reformer I			
17	Reformer II	42	3,667	154
Sum				874 455

* Aktivitetsdata og utslippsfaktorer er hentet fra godkjent rapport for kvotepliktige utslipp i 2006 av 30. mars 2007.

Tabell 7. Utslipp fra prosesser i 2007

2007				
Utslippskilde	Utslipp fra prosesser	Mengde våt røykgass (Nm ³)	CO ₂ -konsentrasjon (vol %)	Utslipp av CO ₂ (tonn)
11	Prosessutslipp fra krakkeranlegg CO ₂ -utslipp fra SK-4802	3 404 761 393	12,35	729 055
12	Prosessutslipp fra krakkeranlegg CO-utslipp fra SK-4802	3 404 761 393	0,0013	85
13	Prosessutslipp fra kalsineringsanlegg CO ₂ -utslipp fra SK-702	611 128 333	3,16	39 076
14	Prosessutslipp fra kalsineringsanlegg CO ₂ -utslipp fra SK-702	611 128 333	0,0015	18
15	Svovelgjenvinningsanlegg A-1000. SK-101	35 135 919	3,6	2 485
18	Nødskorstein SK-4801 *	26 299 062	12,4	6 406
19	Nødskorstein SK-701 *	4 971 346	3,5	342
20	Nødskorstein SK-1531 *	49 431	12,4	12
		Koks på katalysator	Tonn CO₂ / tonn koks	
16	Reformer I	4,9	3,667	18
17	Reformer II	31,47	3,667	115
Sum				777 613

* Aktivitetsdata og utslippsfaktorer er hentet fra godkjent rapport for kvotepliktige utslipp i 2007 av 2. april 2008.

SFT finner å kunne legge ovennevnte aktivitetsdata og faktorer til grunn ved beregning av utslipp i perioden 2005-2007. De kvotepliktige utslippene som framkommer ved å multiplisere aktivitetsdata med utslippsfaktorene i tabell 2-7 vil i enkelte tilfeller avvike noe fra utslippene som er angitt i tabellene. Dette skyldes i noen tilfeller avrunding av utslippsfaktorene, og i noen tilfeller ny oppsplitting og /eller aggregering av kildestrømmer fra opprinnelig rapporteringsformat for perioden 2005-2007, over til formatet angitt i bedriftens tillatelse til kvotepliktige utslipp med program for beregning og måling av 19. januar 2009.

Bedriften har med dette hatt et utslipp på 5 003 465 tonn CO₂ i perioden 2005-2007. Dette gir et gjennomsnittlig utslipp på 1 667 822 tonn CO₂ per år.

Det følger av klimakvoteloven § 8 sjuende ledd at de kvotepliktige landbaserte virksomhetene skal tildeles vederlagsfrie kvoter tilsvarende 100 prosent av sine prosessutslipp og 87 prosent av sine utslipp fra energiproduksjon. En kvote gir rett til utslipp av ett tonn CO₂. Dette gir følgende beregning av tildelte vederlagsfrie kvoter for perioden 2008 til 2012:

	Utslipp fra energiproduksjon	Utslipp fra prosess	Totalt
Gjennomsnittlig årlig utslipp i perioden 2005 til 2007	843 072 tonn CO ₂	824 749 tonn CO ₂	1 667 822 tonn CO ₂
Tidelingsandel	87 %	100 %	
Tildelt kvotemengde per år i perioden 2008 til 2012	733 473 kvoter	824 749 kvoter	1 558 222 kvoter
Tildelt kvotemengde for perioden 2008 til 2012	3 667 365 kvoter	4 123 745 kvoter	7 791 110 kvoter

SFT tildeler StatoilHydro ASA Mongstad 1 kvote mindre enn det bedriften søker om. Dette skyldes at bedriften tildeles et helt antall kvoter per år og at totalen for perioden 2008-2012 er den årlige tildelingen ganget med 5.

Konklusjon

SFT tildeler med dette StatoilHydro ASA Mongstad 7 791 110 kvoter for perioden 2008 til 2012. Dette innebærer en årlig utdeling av 1 558 222 kvoter.

Den årlige utdelingen gjøres betinget av at den kvotepliktige virksomheten ikke er nedlagt og at den har tillatelse etter forurensningsloven § 11, jf. klimakvoteloven § 8 siste ledd.

SFT gjør for øvrig oppmerksom på plikten til å gi melding til SFT dersom virksomheten forventer å ha eller har hatt lengre driftsstans eller er besluttet nedlagt, jf klimakvoteloven § 10.

Utdeling av kvoter og informasjon om gebyr

Kvotene for 2008 vil, i tillegg til kvotene for 2009, bli utdelt i månedsskiftet mars/april 2009. Kvotene vil bli utdelt på bedriftens konto i kvoteregisteret.

Det gjøres oppmerksom på krav om gebyr for utdeling av kvoter. I henhold til klimakvoteforskriften § 5-1 skal det betales et gebyr på 56 øre pr. kvote til statskassen. Bedriften skal betale et gebyr på kr 1 745 208,64 for kvoter for 2008 og 2009.

Faktura vil bli ettersendt.

Klage

Vedtaket om tildeling av kvoter kan påklages til Miljøverndepartementet av sakens parter eller andre med rettslig klageinteresse innen 3 uker fra underretning om vedtak er kommet fram eller fra vedkommende fikk eller burde skaffet seg kjennskap til vedtaket. En eventuell klage skal angi hva det klages over og den eller de endringer som ønskes. Klagen bør begrunnes, og andre opplysninger av betydning for saken bør nevnes. Klagen skal sendes til SFT.

En eventuell klage fører ikke automatisk til at gjennomføringen av vedtaket utsettes. SFT eller Miljøverndepartementet kan etter anmodning eller av eget tiltak beslutte at vedtaket ikke skal gjennomføres før klagefristen er ute eller klagen er avgjort. Avgjørelsen av spørsmålet om gjennomføring kan ikke påklages.

Med visse begrensninger har partene rett til å se sakens dokumenter. Nærmere opplysninger om dette fås ved henvendelse til SFT. Øvrige opplysninger om saksbehandlingsregler og andre regler av betydning for saken vil SFT også kunne gi på forespørsel.

Med hilsen

Erling Espolin Johnson
Prosjektleder

Fredrik Weidemann
seniorrådgiver

Kopi til:

Austerheim kommune, 5943 AUSTERHEIM.

Lindås kommune, 5955 ISDALSTØ.

Fylkesmannen i Hordaland, Miljøvernavdelingen, Postboks 106, 5020 BERGEN.

Petroleumstilsynet, Postboks 599 Sentrum, 4003 STAVANGER