

15 Rørleidningar og landanlegg



I transportkapasitetane er det lagt til grunn standardføresetnader for trykkforholda og energiinnhaldet i gassen, vedlikehaldsdagar og fleksibilitet i drifta.

Gassled-rørleidningar

Operatør: Gassco AS

Rettskavarar:

Petoro AS ¹	38,459 %
StatoilHydro ASA	20,474 %
StatoilHydro Petroleum AS	11,628 %
Total E&P Norge AS	7,783 %
ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	5,286 %
Mobil Development Norway AS	4,142 %
Norske Shell Pipelines AS	3,974 %
Norsea Gas AS	2,726 %
ConocoPhillips Skandinavia AS	1,996 %
Eni Norge AS	1,525 %
A/S Norske Shell	1,345 %
DONG E&P Norge AS	0,662 %

¹ Petoro AS er rettskavarar for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Petoros deltakardel i Gassled skal aukast med om lag 8 prosent med verknad frå 01.01.2011, og deltakardelane til dei andre partane skal justerast med verknad frå same dato.

Regjeringa bad våren 2001 dei aktuelle selskapa om å etablere ein heilskapleg eigarstruktur for gasseksport. I Gassled er eigargrupperingane i ni gasstransportanlegg slått saman til eitt interessentskap. Gassled-eigaravtalen blei underskriven 20.12.2002 med verknad frå 01.01.2003. Konsesjonsperioden for Gassled varer til 2028.

Gassled omfattar: Europipe I, Europipe II, Franpipe, Norpipe, Oseberg Gasstransport, Statpipe, Tampen Link, Vesterled, Zeepipe, Åsgard Transport, Langeled, Norne Gasstransportsystem, Kvitebjørn gassrør, Kollsnes gassbehandlingsanlegg og Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg. Gassled er organisert i ulike soner for tilgjenge og tariffing. Gassco koordinerer og styrer gasstraumane gjennom eit nettverk på om lag 7800 kilometer rørleidningar, og handterer all transport av norsk gass til marknadene.

Europipe I

Europipe I startar ved stigerørinnretninga Draupner E og endar i Emden i Tyskland. Europipe I blei sett i drift i 1995. Rørleidningen har ein diameter på 40 tommar, han er 620 kilometer lang og har ein kapasitet på 45–54 millionar Sm³ per dag, avhengig av driftsmodusen. Europipe I er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 22,7 milliardar 2009-kroner. Investeringane inkluderer, i tillegg til rørleidningen, terminalen i Dornum og Europipe Metering Station (EMS) i Emden.

(Avtale mellom Noreg og Tyskland om overføring av gass frå den norske kontinentalsokkelen og andre område gjennom ein rørleidning til Tyskland (Europipe-avtalen), referert i St.prp. nr. 60 (1992–93) og Innst. S. nr. 164 (1992–93).)

Europipe II

Europipe II startar på Kårstø og endar i Dornum i Tyskland, Europipe Receiving Facilities (ERF). Rørleidningen blei sett i drift i 1999. Europipe II har ein diameter på 42 tommar, er 658 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 74 millionar Sm³ per dag. Europipe II er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 10,2 milliardar 2009-kroner.

(Tilleggsavtale 19.05.1999 til Europipe-avtalen (referert i St.prp. nr. 60 (1992–93) og Innst. S. nr. 164 (1992–93)) om overføring av gass frå Noreg gjennom ein ny rørleidning (Europipe II) til Tyskland, ratifisert i samsvar med kgl.res. 14.09.2001.)

Franpipe

Franpipe startar ved stigerørinnretninga Draupner E i Nordsjøen og endar ved mottaksterminalen i Dunkerque i Frankrike. Gassled-interessentskapet eig 65 prosent av terminalen og GDF SUEZ 35 prosent. Rørleidningen blei sett i drift i 1998. Franpipe har ein diameter på 42 tommar, er 840 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 54 millionar Sm³ per dag. Franpipe er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 10,6 milliardar 2009-kroner.

(Avtale mellom Noreg og Frankrike om overføring av gass frå den norske kontinentalsokkelen og andre område gjennom ein rørleidning til Frankrike, referert i St.prp. nr. 44 (1996–97) og Innst. S. nr. 172 (1996–97).)

Norpipe Gassrør

Norpipe startar ved Ekofisk og endar ved Norse Gas-terminalen i Emden i Tyskland. Norse Gas-terminalen, som Gassled også eig, reinsar og måler gassen før han blir distribuert vidare. Rørleidningen blei sett i drift i 1977. Norpipe har ein diameter på 36 tommar og er 440 kilometer lang. To innretningar, H7 og B11, kvar med tre kompressorar, er plasserte på tysk kontinentalsokkel. I 2007 blei det bygt eit omløp ved H7, og H7 er no teken ut av drift. Transportkapasiteten er om lag 32 millionar Sm³ per dag utan bruk av kompressorkapasiteten på stigerørinnretninga B11. Kapasiteten aukar til 44 millionar Sm³ per dag når ein nyttar kompresjon på B11. Norpipe blei bygt for ei levetid på minimum 30 år. Ein søknad om forlenging av levetida for både Norpipe Gassrør og B11 er til vurdering hos styresmaktene. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 28,2 milliardar 2009-kroner.

(Avtale mellom Noreg og Tyskland om overføring av petroleum gjennom ein rørleidning frå Ekofiskfeltet og områda rundt til Tyskland (referert i St.prp. nr. 88 (1973–74) og Innst. S. nr. 250 (1973–74).)

Oseberg Gasstransport (OGT)

Oseberg Gasstransport startar ved Oseberg og endar ved stigerørinnretninga på Heimdal (HRP). Rørleidningen blei sett i drift i 2000. Oseberg Gasstransport har ein diameter på 36 tommar, er 109 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 40 millionar Sm³ per dag. Oseberg Gasstransport er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 2,1 milliardar 2009-kroner.

Statpipe

Statpipe omfattar eit 880 kilometer langt rørleidningssystem med ei stigerørinnretning og eit gassbehandlingsanlegg på Kårstø. Systemet blei sett i drift i 1985. Statpipe Rikgass startar ved Statfjord og endar på Kårstø. Rørleidningen har ein diameter på 30 tommar, er 308 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 24 millionar Sm³ per dag. Statpipe Tørrgass er tredelt. Ein del startar på Kårstø og endar på Draupner S. Denne rørleidningen har ein diameter på 28 tommar, er 228 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 20 millionar Sm³ per dag, avhengig av driftsmodusen. Den andre delen går ut frå hovudinnretninga på Heimdal (HMP) og endar på Draupner S. Rørleidningen har ein diameter på 36 tommar, er 155 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 30 millionar Sm³ per dag. Den tredje delen er rørleidningen frå Draupner S til Ekofisk Y. Han har ein diameter på 36 tommar, er 203 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 30 millionar Sm³ per dag. Rørleidningane frå Heimdal til Draupner S og frå Kårstø til Draupner S kan også bli brukt til reversert strøyming. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 48,7 milliardar 2009-kroner.

Tampen Link

Rørleidningen Tampen Link startar ved Statfjordfeltet og endar ved FLAGS-rørleidningen, 1,4 kilometer sør for Brent Alpha-innretninga. Om lag 15,5 kilometer av den nye gasseksportørleidningen ligg på britisk side av delelinja. Tampen Link blei inkludert i Gassled i 2007. Rørleidningen har ein diameter på 32 tommar, er 23 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 25 millionar Sm^3 per dag. Kapasiteten er avhengig av innløpsvilkåra ved tilknytingspunktene i Statfjordområdet. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 2,1 milliardar 2009-kroner. Investeringane inkluderer, i tillegg til rørleidningen, investeringar i samband med påkrevde modifikasjonar på Statfjord B. Tampen Link er bygt for ei levetid på 30 år. (Jf. plan for anlegg og drift referert i St.prp. nr. 53 (2004-2005))

Vesterled

Rørleidningen Vesterled startar på stigerørinnretninga på Heimdal (HRP) og endar på mottaksanlegget i St. Fergus i Skottland. Han blei sett i drift i 1978. Vesterled har ein diameter på 32 tommar, er 360 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 38 millionar Sm^3 per dag. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 34,4 milliardar 2009-kroner. Investeringane inkluderer, i tillegg til rørleidningen, investeringar i samband med bygginga av terminalen i St. Fergus.

(Avtale mellom Noreg og Storbritannia om endring av Frigg-avtalen av 10.05.1976, referert i St.prp. nr. 73 (1998–99) og Innst. S. nr. 219 (1998–99).)

Zeepipe

Zeepipe I startar på Sleipner (SLR) og endar ved mottaksterminalen i Zeebrugge, Belgia. Denne mottaksterminalen har egne eigarar der Gassled-interessentskapet eig 49 prosent og belgiske Fluxys 51 prosent. Rørleidningen blei sett i drift i 1993. Zeepipe I har ein diameter på 40 tommar, er 813 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 42 millionar Sm^3 per dag. Til Zeepipe I høyrer òg ein rørleidning på 30 tommar mellom Sleipner (SLR) og Draupner S.

Zeepipe II A startar på Kollsnes gassbehandlingsanlegg og endar på stigerørinnretninga på Sleipner. Rørleidningen blei sett i drift i 1996. Zeepipe II A har ein diameter på 40 tommar, er 299 kilometer lang og har ein kapasitet på 72 millionar Sm^3 per dag.

Zeepipe II B startar på Kollsnes gassbehandlingsanlegg og endar på Draupner E. Rørleidningen blei sett i drift i 1997. Zeepipe II B har ein diameter på 40 tommar, er 301 kilometer lang og har ein kapasitet på 71 millionar Sm^3 per dag. Zeepipe er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var 25,7 milliardar 2009-kroner.

(Avtale mellom Noreg og Belgia om transport av gass frå norsk kontinentalsokkel og andre område gjennom rørleidning til Belgia, referert i St.prp. nr. 148 (1987–88) og Innst. S. nr. 21 (1988–89).)

Åsgard Transport

Åsgard Transport startar ved Åsgardfeltet og endar på Kårstø. Rørleidningen blei sett i drift i 2000. Han har ein diameter på 42 tommar, er 707 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 69 millionar Sm^3 per dag. Åsgard Transport er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 11,2 milliardar 2009-kroner.

Langeled

Gasstransportsystemet Langeled transporterar gass frå landanlegget for Ormen Lange på Nyhamna, via eit tilknytingspunkt på stigerørinnretninga på Sleipner, til ein mottaksterminal i Easington på austkysten av England. Transportsystemet er ein 42 tommar rørleidning frå Nyhamna til stigerørinnretninga på Sleipner (nordleg rørleidning) og ein 44 tommar rørleidning vidare til Easington (sørleg rørleidning). Kapasiteten i den nordlege rørleidningen er rundt 80 millionar Sm^3 per dag, og kapasiteten i den sørlege rørleidningen er om lag 70 millionar Sm^3 per dag.

Transportsystemet har ei samla lengd på om lag 1200 kilometer. Den sørlege rørleidningen blei sett i drift i oktober 2006, den nordlege rørleidningen i oktober 2007. Hydro var operatør i utbyggingsfasen for den sørlege delen, medan Gassco er operatør for både utbyggingsfasen for den nordlege delen og i driftsfasen for heile transportsystemet. Langeled blei inkludert i Gassled hausten 2006. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 18,1 milliardar 2009-kroner.

Norne Gasstransportsystem (NGTS)

Rørleidningen Norne Gasstransportsystem knytter Nornefeltet til Åsgard Transport. Lengda er 126 kilometer, og diameteren er 16 tomnar. Kapasiteten til Norne Gasstransportsystem er om lag 3,6 milliardar Sm³ per år. Norne gasstransportsystem er bygt for ei levetid på 50 år. Rørleidningen kom i drift i februar 2001. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,3 milliardar 2009-kroner. Norne Gasstransportsystem blei inkludert i Gassled frå 01.01.2009.

Kvitebjørn Gassrør

Kvitebjørn Gassrør (KGR) transporterer rikgass frå Kvitebjørn og Visund til Kollsnes. KGR har ein diameter på 30 tomnar og ei lengd på 147 kilometer. Kapasiteten er om lag 26,5 millionar Sm³ per dag. Rørleidningen blei sett i drift samtidig med Kvitebjørnfeltet i 2004. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 954 millionar 2002-kroner. Rørleidningen er planlagt innlemma i Gassled våren 2009.

Kollsnes gassbehandlingsanlegg

Gassbehandlingsanlegget på Kollsnes er ein del av Gassled. På Kollsnes blir brønnstraumen separert i gass og kondensat. Gassen blir tørka og komprimert før han går til kontinentet via to rørleidningar til Sleipner og Draupner.

Kollsnes leverer òg ei mindre mengd gass til LNG-anlegget i Gasnor-Kollsnes Næringspark. Etter ein stabiliseringsprosess går kondensatet vidare til Vestprosess-anlegget på Mongstad. Anlegget blei i 2004 oppgradert med eit NGL-ekstraksjonsanlegg for å kunne behandla gass frå Kvitebjørn og Visund. Etter oppgraderinga er kapasiteten 143 millionar Sm³ tørrgass per dag og 9780 Sm³ kondensat per dag. For at anlegget skal kunna levera 143 millionar Sm³ tørrgass per dag, er ein ny eksportkompressor sett i drift frå 01.10.2006.

Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg

Inn til Kårstø kjem rikgass og ustabilisert kondensat. På prosessanlegget blir desse råstoffa separert til tørrgass samt seks ulike væskeprodukt. I tillegg til metan inneheld rikgassen komponentane etan, propan, normal-butan, isobutan og nafta. Desse blir separert ut og lagra for utskiping. Tørrgassen, som hovudsakleg inneheld metan og etan, blir transportert i to rørleidningar frå Kårstø, Europipe II til Tyskland og Statpipe til Draupner. Kårstø kondensatanlegg tek imot ustabilisert kondensat frå Sleipnerfeltet og stabiliserer kondensatet ved å ta ut dei lettaste komponentane. Etan, isobutan og normalbutan blir lagra nedkjølt på tankar, medan nafta og kondensat blir lagra på tankar med same temperatur som omgjevnadene. Propan blir lagra nedkjølt i store fjellhallar. Skip transporterer desse produkta i flytande form frå Kårstø.

Anlegga på Kårstø er fire ekstraksjons- og fraksjoneringslinjer for metan, etan, propan, butan og nafta, og ei fraksjoneringsline for stabilisering av kondensat. Kondensatanlegget har ein kapasitet på om lag 5,5 millionar tonn ikkje-stabilisert kondensat per år. Etter den siste utvidinga (Kårstø Expansion Project 2005) auka kapasiteten for attvinning av etan på Kårstø til 950 000 tonn i året. Gassbehandlingsanlegget blei samtidig oppgradert til å handtere 88 millionar Sm³ rikgass per dag.

Andre rørleidningar

Draugen Gasseksport

Operatør	A/S Norske Shell	
Rettskavarar	Petoro AS	47,88 %
	BP Norge AS	18,36 %
	A/S Norske Shell	26,20 %
	Chevron Norge AS	7,56 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,2 milliard 2009-kroner	
Levetid	Teknisk levetid er 50 år.	
Kapasitet	Om lag 2 milliardar Sm ³ per år	

Rørleidningen knytter Draugenfeltet til Åsgard Transport og gjer det mogleg å knyte til andre felt i området. Lengda er 78 kilometer, og dimensjonen er 16 tomnar. Rørleidningen blei sett i drift i november 2000.

Grane Gassrør

Operatør	StatoilHydro Petroleum AS	
Rettskavarar	Som for Granefeltet	
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 0,3 milliardar 2009-kroner	
Levetid	Teknisk levetid er 30 år	
Kapasitet	Om lag 3,6 milliardar Sm ³ per år	

Rørleidningen kom i drift i september 2003. Det er behov for gassinjeksjon for å produsere oljen frå Granefeltet. Denne gassen blir transportert til feltet via Grane Gassrør. Rørleidningen går frå stigerørinnretninga på Heimdal til Grane, er 50 kilometer lang med ein dimensjon på 18 tomnar.

Grane Oljerør

Operatør	StatoilHydro Petroleum AS	
Rettskavarar	Petoro AS	43,60 %
	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	25,60 %
	StatoilHydro Petroleum AS	24,40 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	6,40 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,7 milliardar 2009-kroner	
Levetid	Teknisk levetid er 30 år	
Kapasitet	34 000 Sm ³ olje per dag	

Rørleidningen kom i drift samtidig med Granefeltet, i september 2003. Han knytter Granefeltet til Stureterminalen. Grane Oljerør er 220 kilometer langt og har ein diameter på 29 tomnar.

Haltenpipe

Operatør	Gassco AS	
Rettsnavarar	Petoro AS	57,81 %
	StatoilHydro ASA	19,06 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	18,13 %
	Eni Norge AS	5,00 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 3,1 milliardar 2009-kroner i rørledning og terminal	
Levetid	Konsesjonstida varer til utgangen av år 2020	
Kapasitet	Om lag 2 milliardar Sm ³ gass per år	

Haltenpipe transporterer gass frå Heidrunfeltet i Norskehavet til Tjeldbergodden. Rørleidingen har ein diameter på 16 tommar og ei lengd på 250 kilometer. StatoilHydro ASA og ConocoPhillips Skandinavia AS har bygt ein metanol-fabrikk nær ilandføringsterminalen, der gassen frå Heidrun blir nytta til å framstille metanol. Gassleveransane til metanolanlegget utgjer kvart år om lag 0,7 milliardar Sm³.

Heidrun Gasseksport

Operatør	StatoilHydro ASA ¹	
Rettsnavarar	Petoro AS	58,16 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	24,31 %
	StatoilHydro ASA ¹	12,41 %
	Eni Norge AS	5,12 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,0 milliardar 2009-kroner	
Levetid	Teknisk levetid er 50 år	
Kapasitet	Om lag 4,0 milliardar Sm ³ per år	

¹ Etter planen skal operatørskapet overførast til Gassco AS.

Rørleidingen knyter Heidrunfeltet til Åsgard Transport. Lengda er 37 kilometer, og diameteren er 16 tommar. Rørleidingen kom i drift i februar 2001.

Kvitebjørn Oljerør (KOR)

Operatør	StatoilHydro ASA ¹	
Rettsnavarar	StatoilHydro ASA ¹	43,55 %
	Petoro AS	30,00 %
	StatoilHydro Petroleum AS	15,00 %
	Total E&P Norge AS	5,00 %
	Enterprise Oil Norge AS	6,45 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 0,5 milliardar 2009-kroner	
Levetid	Teknisk levetid er 25 år	
Kapasitet	Om lag 10 000 Sm ³ per år	

Kvitebjørn Oljerør (KOR) transporterer kondensatet frå Kvitebjørn til oljeterminalen på Mongstad. Rørleidningen er kopla inn på Y-koplinga på Troll Oljerør IL. Han har ein diameter på 16 tommar og ei lengd på 90 kilometer. Rørleidningen blei sett i drift i siste halvåret av 2004.

Norpipe Oljerørleidning

Eigar	Norpipe Oil AS	
Operatør	ConocoPhillips Skandinavia AS	
Eigarar i Norpipe Oil AS	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,05 %
	Total E&P Norge AS	34,93 %
	StatoilHydro ASA	15,00 %
	Eni Norge AS	6,52 %
	StatoilHydro Petroleum AS	3,50 %
	Petoro AS	5,00 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 17,4 milliardar 2009-kroner	
Levetid	Rørleidningen er bygt for ei levetid på minimum 30 år. Den tekniske levetida til leidningen blir jamleg vurdert.	
Kapasitet	Designkapasiteten for oljerørleidningen er om lag 53 millionar Sm ³ per år (900 000 fat per dag), inkludert bruk av friksjonsdempande kjemikal. Mottaksanlegga avgrensar kapasiteten til 128 776 Sm ³ per dag.	

Norpipe Oljerørleidning kryssar britisk kontinentalsokkel og kjem i land i Teesside i Storbritannia. Han er 354 kilometer lang og har ein diameter på 34 tommar. Utgangspunktet er Ekofisk feltsenter, der tre pumper er plasserte. Om lag 50 kilometer nedstrøms Ekofisk er det eit innkoplingspunkt for britiske felt. To stigerørinnretningar med tre pumper kvar har tidlegare blitt knytte til oljerørleidningen, men er kopla ut, den eine i 1991 og den andre i 1994.

To britiskregistrerte selskap (Norsea Pipeline Ltd. og Norpipe Petroleum UK Ltd.) eig oljeutskipingshamna i Teesside og fraksjoneringsanlegget for utskiljing av NGL. Rørleidningen transporterer olje frå dei fire Ekofiskfelta (Ekofisk, Eldfisk, Embla og Tor), frå feltet Valhall, Hod, Ula, Gyda og Tambar samt frå fleire britiske felt.

(Avtale mellom Noreg og Storbritannia om levering av petroleum gjennom ein rørleidning frå Ekofiskfeltet og områda rundt til Storbritannia (referert i St.prp. nr. 110 (1972-73) og Innst. S. nr. 262 (1972-73).)

Oseberg Transportsystem (OTS)

Operatør	StatoilHydro Petroleum AS	
Rettskavarar	Petoro AS	48,38 %
	StatoilHydro Petroleum AS	22,24 %
	StatoilHydro ASA	14,00 %
	Total E&P Norge AS	8,65 %
	Mobil Development Norway AS	4,33 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	2,40 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 10,2 milliardar 2009-kroner	
Levetid	Rørleidningen er bygt for ei levetid på 40 år	
Kapasitet	121 000 Sm ³ per dag (teknisk kapasitet), 990 000 Sm ³ (lagerkapasitet)	

Oljen frå Osebergfeltet blir transportert i ein 115 kilometer lang rørleidning frå Oseberg A-innretninga til råolje-terminalen på Stura i Øygarden kommune. Rørleidningen har ein dimensjon på 28 tommar. Rettskavarane til Oseberg har oppretta eit eige interessentskap som er ansvarleg for drifta av rørleidningen.

Sleipner Øst kondensatrørleidning

Operatør	StatoilHydro ASA	
Rettskavarar	StatoilHydro ASA	49,60 %
	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	30,40 %
	StatoilHydro Petroleum AS	10,00 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,7 milliardar 2009-kroner	
Kapasitet	32 000 Sm ³ olje per dag	

Rørleidningen transporterer ustabilisert kondensat frå Sleipner A til Kårstø. Han har ein diameter på 20 tommar.

Troll Oljerør I

Operatør	StatoilHydro ASA	
Rettskavarar	Petoro AS	55,77 %
	StatoilHydro ASA	20,85 %
	StatoilHydro Petroleum AS	9,73 %
	A/S Norske Shell	8,29 %
	Total E&P Norge AS	3,71 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	1,66 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,3 milliardar 2009-kroner	
Levetid	Troll Oljerør I er bygt for ei levetid på 35 år	
Kapasitet	42 500 Sm ³ olje per dag med bruk av flytforbetrar	

Troll Oljerør I er bygt for å transportere oljen frå Troll B til oljeterminalen på Mongstad. Rørleidningen har ein diameter på 16 tommar og ei lengd på 85 kilometer. Eigargruppa i Troll har oppretta eit eige interessentskap som er ansvarleg for drifta av rørleidningen. Troll Oljerør I stod klar då oljeproduksjonen frå Troll B tok til i september 1995.

Troll Oljerør II

Operatør	StatoilHydro ASA	
Rettskavalar	Petoro AS	55,77 %
	StatoilHydro ASA	20,85 %
	StatoilHydro Petroleum AS	9,73 %
	A/S Norske Shell	8,29 %
	Total E&P Norge AS	3,71 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	1,66 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,2 milliardar 2009-kroner	
Levetid	Troll Oljerør II er bygt for ei levetid på 35 år	
Kapasitet	Dagens kapasitet er 40 000 Sm ³ olje per dag. Hydraulisk kapasitet i røra er 47 500 Sm ³ olje per dag (utan flytforbetrar)	

Troll Oljerør II er bygt for å transportere oljen frå Troll C til oljeterminalen på Mongstad. PAD for rørleidningen blei godkjent i mars 1998. Rørleidningen har ein diameter på 20 tommar og ei lengd på 80 kilometer. Han stod ferdig til oppstarten av Troll C 01.11.1999. Olje frå Fram og Kvitebjørn blir transportert gjennom Troll Oljerør II. Konesjonsperioden for rørleidningen varer til 2023. Oljerøret frå Gjøa vil bli knytt til Troll Oljerør II og olje frå Gjøa, Vega og Vega Sør vil nytte ledig kapasitet i rørleidningen.

Landanlegg

Mongstadterminalen

Eigarar	StatoilHydro ASA	65,00 %
	Petoro AS	35,00 %

Mongstadterminalen har tre kaianlegg som kan ta imot skip på inntil 440 000 tonn, og dessutan seks kaverner som er sprengde ut i fjellet 50 meter under bakken. Kavernene har ein lagringskapasitet på til saman 1,5 millionar m³ råolje. Råoljeterminalen blei bygt for å sikre avsetjing av bøyelasta råolje. Råoljen frå felt med bøyelasting (mellom anna Gullfaks, Statfjord, Draugen, Norne, Åsgard og Heidrun) blir lasta til havs på bøyelastarskip. Seglingsområdet for bøyelastarskip er avgrensa til Nordvest-Europa, men ved å lagre og omlaste på Mongstad kan Statoil omsetje oljen i fjernare område. Mongstad er også ilandføringsterminal for oljerørleidningane frå Troll B, Troll C, Troll Blend (Fram), Kvitebjørn og bøyelastarar frå Heidrun.

Ormen Lange-landanlegg

Eigarar	Som for Ormen Lange-feltet
---------	----------------------------

Prosessanlegget for Ormen Lange på Nyhamna er eit konvensjonelt anlegg for gasstørking, komprimering, gasseksport, kondensatutskilling/stabilisering/lagring samt fiskal måling av gass og kondensat. Kondensatet blir eksportert med skip frå Nyhamna. Anlegget kom i drift i september 2007. Landanlegget er bygt for ei levetid på 30 år, mens delar av hovudinfrastrukturen er bygt for 50 år. Anlegget har ein kapasitet på 70 millionar Sm³ tørrgass per dag ved eit mottakstrykk på 90 bar.

Snøhvit landanlegg

Eigarar	Som for Snøhvitfeltet
---------	-----------------------

Den ubehandla brønnstraumen frå Snøhvitfeltet blir ført gjennom eit 143 kilometer langt rør til anlegget på Melkøya for behandling og utskipping. På landanlegget blir kondensat, vatn og CO₂ skilt frå brønnstraumen før naturgassen blir kjølt ned til flytande form (LNG) og lagra i dedikerte tankar. Røret blei sett i drift i 2007 og har ein tilgjengeleg teknisk kapasitet på 7,7 millionar Sm³ per år. Kraftforsyninga kjem normalt frå fem gassturbinar på anlegget. Kondensat og LPG produkt blir sende til egne lagertankar for utskipping. CO₂ som blir skilt frå naturgassen, blir sendt i retur til Snøhvitfeltet der det blir injisert i ein eigen formasjon under oljen og gassen.

Stureterminalen

Eigarar	Stureanlegget er med i interessentskapet for Oseberg Transportsystem (OTS), og eigarane er dei same som i OTS. Unntaket er eksportanlegget for flytande gass (LPG) som StatoilHydro Petroleum AS eig (LPG-kjølelager og eksportanlegg til skip) og Vestprosess DA (eksportanlegg mot Vestprosess).
----------------	--

Stureterminalen tek imot olje og kondensat via rørleidningen frå Oseberg A, frå felta Oseberg, Veslefrikk, Brage, Oseberg Sør, Oseberg Øst, Tune og Huldra. Terminalen tek også imot olje frå Granefeltet via Grane oljerør. Terminalen kom i drift i desember 1988. Stureanlegget inkluderer to kaianlegg som kan ta imot oljetankarar på opptil 300 000 tonn, fem råoljekaverner med ein kapasitet på 1 million Sm³, ei LPG-kaverne på 60 000 Sm³ og ei ballastvatnkaverne på 200 000 m³. Eit anlegg for attvinning av flyktige organiske komponentar (VOC) er installert. Eit fraksjoneringsanlegg, som har vore i drift frå desember 1999, prosesserer ustabilisert råolje frå Osebergfeltet til stabil råolje og LPG-blanding. Produsert LPG-blanding kan både eksporterast med båt frå terminalen og leverast inn i Vestprosess-rørleidningen mellom Kollsnes, Stura og Mongstad.

Tjeldbergodden

Eigar	Statoil Metanol ANS	
Eigarar i Statoil Metanol ANS	StatoilHydro ASA	81,70 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	18,30 %

Metanolfabrikken på Tjeldbergodden kom i produksjon 05.06.1997. Gassleveransane gjennom Haltenpipe utgjør kvart år om lag 0,7 milliardar Sm³, som gir 830 000 tonn metanol. I tilknytning til metanolfabrikken er det bygt ein luftgassfabrikk. Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA har også eit mindre fraksjonerings- og LNG-anlegg med kapasitet på 35 millionar Sm³ per år.

Vestprosess

Eigarar	Petoro AS	41,00 %
	StatoilHydro ASA	17,00 %
	StatoilHydro Petroleum AS	17,00 %
	Mobil Exploration Norway Inc	10,00 %
	A/S Norske Shell	8,00 %
	Total E&P Norge AS	5,00 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	2,00 %

Selskapet Vestprosess DA eig og driv eit transportsystem og eit utskiljingsanlegg for våtgass (NGL). Vestprosess-anlegget kom i drift i desember 1999. Gjennom ein 56 kilometer lang rørleidning blir ustabilisert NGL skipa frå gass-terminalen på Kollsnes via oljeterminalen på Stura og vidare til Mongstad. På Mongstad blir det først skilt ut nafta og LPG. Naftaen blir nytta som råstoff i raffineriet, medan LPG blir fraksjonert i eit eige prosessanlegg. Fraksjoneringsprodukt, propan og butan, blir lagra i kaverne og seinare eksportert.