

Västra Götalandsregionen

Diarienummer: MN 2016-00348

Att: Tula Ekengren

Trafikverket Färjerederiet

Att: Fredrik Almlöv

RAPPORT

Datum

2018-10-24

SSPA Rapport nummer:

RE40178204-00-01-B

Projektledare:

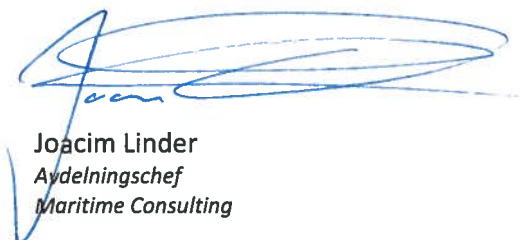
Joakim Lundman**+46 31 772 9130****Joakim.lundman@sspa.se**

Författares

Mathias Broman**Viktor Daun****Nelly Forsman****Olov Lundbäck****Biogasdriven färjeled - Hönöleden**

SSPA har med medel från Färjerederiet, Västra Götalandsregionen samt Fordonsgas genomfört en förstudie för en omställning till biogasdrift på Hönöleden i Göteborgs norra skärgård. Leden trafikeras av fyra färjor och studien utreder förutsättningarna för en konvertering av färjorna samt erforderlig infrastruktur för att kunna driva färjorna på biogas.

SSPA Sweden AB


Joacim Linder
Avdelningschef
Maritime Consulting

SSPA Sweden AB


Joakim Lundman
Projektledare
Maritime Consulting

SSPA Sweden AB

Head Office: P.O. Box 24001, SE-400 22 Göteborg, Sweden • Phone: +46 31 772 90 00 • Fax: +46 31 772 91 24

Visiting Address: Chalmers Tvärgata 10, SE-412 58 Göteborg, Sweden

Branch Office: Fiskargatan 8, SE-116 20 Stockholm, Sweden • Phone: +46 31 772 90 00 • Fax: +46 8 31 15 43

Web: www.sspa.se • E-mail: postmaster@sspa.se • Vat No: SE556224191801

Revisionshistorik

Rev.	Datum	Beskrivning	Uppgjord av
A	2018-07-06	Utgiven till kund för kommentarer	Nelly Forsman
B	2018-10-24	Slutversion	Nelly Forsman

Sammanfattning och rekommendationer

De svenska klimatmålen innefattar att växthusgasutsläppen för inrikes transporter, förutom luftfart, ska minska med 70% till 2030, jämfört med 2010. Med anledning av detta har Trafikverket fått i uppdrag av regeringen att analysera förutsättningarna för en omställning till fossilfrihet för statligt ägda fartyg, detta omfattar bland annat Färjerederiets vägfärjor. Som ett led i detta undersöker Färjerederiet nu flera åtgärder som kan leda till minskningar av växthusgasutsläpp. En åtgärd som undersöks är konvertering av färjor till biogasdrift.

Studien fokuserar på Hönöleden i Göteborgs norra skärgård. Leden, som är Färjerederiets största, trafikeras av fyra färjor och studien utreder förutsättningarna för en konvertering av färjorna samt erforderlig infrastruktur för att kunna driva färjorna på biogas. Syftet med studien är att bedöma de tekniska och kommersiella förutsättningarna, uppskatta potentialen för minskad miljöpåverkan samt identifiera och adressera utmaningar för övergång från diesel till biogasdrift på Hönöleden.

Utbudet av motorer i lämplig storlek är mycket begränsat. Utgångspunkten för studien var att konvertera färjan från dieselmekanisk framdrift till gasmekanisk eftersom detta skulle vara mest kostnadseffektivt. Det har dock konstaterats att det kommer att krävas konvertering till gaselektriskt maskineri eftersom det saknas motorer på marknaden för mekanisk framdrift. Två alternativa leverantörer av gensets för gaselektriskt maskineri på färjorna har identifierats; Sandfirden och Mitsubishi. Verkningsgraden för maskineriet kommer att bli lägre efter konvertering, för att kompensera för detta, och för att konverteringen inte ska leda till ökad bränsleförbrukningen, föreslås en hybridlösning som innefattar installation av batterier ombord.

Erfarenheter från bunkring av gas är liten då de flesta marina gasinstallationerna bunkrar flytande gas, LNG. Huvuddelen av de gasdrivna fordonen på land tankar dock gas, varför det finns etablerade standarder och beprövad teknik för detta. Tack vare de korta och regelbundna resorna ställer vägfärjor inte samma krav på bunkerkapacitet och låg bunkerfrekvens som andra fartygstyper. Detta gör det möjligt att använda liknande teknik som används vid gastankning på land även för bunkring av färjorna. För att få en effektiv distribution, och minska antalet tankbilstransporter, innebär den föreslagna lösningen att bränslet transporteras till Hönö i flytande form, dvs. som LBG. Vid färjeläget etableras en lagringstank för LBG. Den flytande gasen förångas sedan på med hjälp av en högtryckförångare som installeras i anslutning till tanken. Bunkeranläggningen inkluderar också lossningsplats för tankbil, pumpar, bunkringsrör, två bunkeranslutningar placerade på dykdalber för anslutning midskepps på färjorna.

Lagring av gas ombord kan ske i standardiserade gasflaskor. Dessa föreslås placeras i den passagerargång som finns på babordssida men som inte längre används. I detta utrymme bedöms det finnas plats för lagring av 18 m³ CBG, vilket medför att färjorna behöver bunkra högst varannan dag.

Sedan september 2017 drivs de fyra färjorna på biodieseln HVO, istället för som tidigare diesel MK1. Beräkningar av växthusgaser från färjorna visar att HVO-drift är att föredra ur klimatsynpunkt. Genom att använda en motor som är utrustad med en katalysator, likt de som används för

gasmotorer för fordon, kan dock utsläppen av metan vid förbränningen elimineras. På så vis minskas växthusgasutsläppen för CBG-drift avsevärt och detta alternativ medför då lägre utsläpp än HVO.

Konverteringen till CBG-drift på Hönöleden är förenad med höga investeringskostnader, ca 72 miljoner kronor för de fyra färjorna, förutsatt att konverteringen genomförs istället för ett byte av maskinerna ombord. Även underhållskostnaderna förväntas öka efter konvertering. De årliga bränslekostnaderna för CBG uppskattas vara likvärdiga med dagens kostnader för HVO.

Sammantaget bedöms det tekniskt möjligt att konvertera färjorna för CBG-drift. Även en försörjningskedja för bunkring av gas på Hönö är möjlig att etablera. Dock innebär de föreslagna lösningarna att det i vissa fall kommer krävas jämförande analyser eller riskanalyser för att säkerställa och påvisa att färjorna konstrueras och opereras på ett för användningsområdet lämpligt och säkert sätt. Konvertering av färjor till biogas kan då utgöra en möjlighet i arbetet med att skapa en fossilfri flotta för Trafikverket.

Innehåll

Förkortningar	5
1 Inledning	6
1.1 Bakgrund	6
1.1.1 Metangas	6
1.2 Syfte och målsättning	7
1.3 Omfattning	7
1.3.1 Avgränsningar och förutsättningar	7
1.4 Styrande regelverk	8
2 Hönöleden	9
2.1 Färjelägen	9
2.2 Färjorna	11
3 Maskinsystem	12
3.1 Existerande maskinsystem	12
3.2 Operationsprofil och krav	12
3.3 Maskinsystem för biogasdrift	13
3.3.1 Tillgängliga motorer för biogasdrift	13
3.3.2 Verkningsgrad vid användning av gas-elektriskt maskineri	14
3.3.3 Hybridlösning	14
3.3.4 Påverkan i maskinrummets utformning	15
3.4 Gällande regelverk vid konvertering till biogas	15
3.4.1 Klassning av maskineriinstallation	15
3.4.2 Utformande av maskinrum	15
4 Gas ombord	17
4.1 Inledning	17
4.1.1 CBG eller LBG	17
4.2 Kapacitet	18
4.2.1 CBG-flaskor	18
4.3 Valt utrymme	18
4.4 Bunkerstation	19
4.5 Från bunkerstation	20
4.6 Brandsläckning	20
4.7 Från tank till maskinrum	20

4.7.1	Gas detekteringssystem	21
5	Bunkring.....	22
5.1	Energibehov.....	22
5.2	Alternativa bunkringsmetoder	24
5.3	Bunkring från tank på kaj	25
5.3.1	Transport till Hönö	26
5.3.2	Lossning till tank.....	27
5.3.3	Lagring på kaj.....	27
5.3.4	Bunkring till färja	28
5.3.5	Säkerhetssystem.....	29
6	Klimat- och miljöpåverkan	31
6.1	Emissionsberäkningar.....	31
6.2	Utsläpp och övrig miljöpåverkan.....	33
7	Kostnadsuppskattning	35
7.1	Investeringskostnader	35
7.2	Service- och underhållskostnader	36
7.3	Bränslekostnader.....	37
8	Slutsatser och rekommendationer	38
9	Referenser.....	40

Appendix 1 GAP-analys TSFS 2017:26

Appendix 2 Kostnadsuppskattningar

Förkortningar

CBG	Compressed biogas, komprimerad och trycksatt biogas
Diesel MK1	Diesel Miljöklass 1, svensk standarddiesel som fordonsbränsle av högsta miljöklass
ESD	Emergency Shut Down, nödavstängning för bunkeranläggningen
Hazid	Hazard identification, riskidentifiering
Hazop	Hazard and operability study, analys av risk och driftbetingelser
HVO	Hydrotreated vegetable oil, hydrerad vegetabilisk olja, syntetisk biodiesel
LBG	Liquidied biogas, flytande biogas
LEL	Lower Explosive Level, undre explosionsgräns
LNG	Liquified naturalgas, flytande naturgas
MGO	Marine gas oil, marin gasolja, marin diesel
PNF	Projekt nationella föreskrifter, Transportstyrelsens nya funktionsbaserade regelverk för nationell sjöfart som gäller sedan juni 2017
SECA	Sulphur emission control area, område med begränsningar för svavelutsläpp från sjöfart

1 Inledning

De svenska klimatmålen innefattar att växthusgasutsläppen för inrikes transporter, förutom luftfart, ska minska med 70% till 2030, jämfört med 2010. Med anledning av detta har Trafikverket fått i uppdrag av regeringen att analysera förutsättningarna för en omställning till fossilfrihet för statligt ägda fartyg, detta omfattar bland annat Färjerederiets vägfärjor. Som ett led i detta studerar Färjerederiet nu flera åtgärder som kan leda till minskningar av växthusgasutsläpp. En åtgärd som undersöks är konvertering av färjor till biogasdrift.

Hönöleden, mellan Lilla Varholmen och Hönö i Göteborgs norra skärgård, är Färjerederiets största led och därmed även den led med högst energiförbrukning. Baserat på detta, och med anledning av ledens strategiska läge, fokuserar studien på att utreda förutsättningar och tekniska möjligheter för konvertering till biogasdrift av de fyra färjorna som idag trafikerar leden.

1.1 Bakgrund

Som ett led i att nå uppsatta klimat- och energimål lät Färjerederiet under 2015 SSPA genomföra en studie för att kartlägga koldioxidutsläpp samt energiförbrukning i Färjerederiets verksamhet. I denna studie sammanställdes kostnader (anskaffning, och drift) och potential för besparingar för ett urval av möjliga bränsle- och teknikval. Slutsatsen av studien var att klimat- och energimålen var fullt realiserbara och nås kostnadseffektivast genom en kombination av tekniska åtgärder för att minska energiförbrukningen, samt genom byte till alternativa bränslen med lägre koldioxidbelastning. Här identifierades metan som ett möjligt sådant bränsle med god potential till en stor emissionsreduktion.

Under 2016 fick SSPA uppdraget att genomföra en inledande förstudie kring konvertering av färjor till biogasdrift. Denna studie visade att det finns stor potential för gasdrift på vägfärjor men också flera ekonomiska och tekniska utmaningar. Aktuell studie är en fortsättning och fördjupning av föregående förstudie, där de tekniska förutsättningarna samt de ekonomiska förutsättningarna utreds mer i detalj. Studien genomförs av SSPA i samarbete med Färjerederiet, Fordonsgas samt Västra Götalandsregionen.

I september 2017 slutade konventionell marindiesel att användas på färjorna på leden. Nu drivs istället samtliga fyra färjor på biodieseln HVO (Hydrotreated Vegetable Oil). Detta medför att klimatnyttan för konverteringen till biogasdrift blir mer begränsad jämfört med tidigare. Det bedöms dock inte troligt att i framtiden kunna driva alla Färjerederiets färjor på HVO och Färjerederiet är därmed intresserade att utreda alternativa fossilfria lösningar. Med anledning av den nya infrastruktur som krävs för gastillförsel antas det mest fördelaktigt att implementera biogasteknik på större leder såsom Hönöleden, medans HVO i framtiden kan vara en möjlighet för fossilfri drift på mindre leder med sämre förutsättningar för effektiv gasdistribution.

1.1.1 Metangas

Naturgas och biogas består båda huvudsakligen av metan, CH₄, vilket innebär att de har samma fysikaliska egenskaper. Skillnaden mellan naturgas och biogas är begränsad till framställningen; medan naturgas är ett fossilt bränsle så är biogas förnyelsebart och utvinns ur biologiskt material genom rötning, termisk förgasning eller från deponi. Biogasen ingår därmed i ett kretslopp vilket gör att förbränning av gasen, i exempelvis en motor, inte ger upphov till några nettoutsläpp av koldioxid till atmosfären.

Metangas som komprimerats och trycksatts; CBG (Compressed biogas) och CNG (Compressed naturalgas), används som bränsle för så väl bilar, lastbilar som bussar. Med ett gemensamt namn kallas detta ofta fordonsgas och kan bestå av varierande andel biogas.

Vid nerkyllning till -162°C vid atmosfärstryck övergår metangasen till vätskefas och volymen minskar då ca 600 gånger. Naturgas i flytande form, LNG (Liquified Natural Gas), används bl. a. som bränsle för fartyg. Det finns även tunga fordon som tankar flytande gas.

I Sverige produceras årligen ca 2 TWh biogas (Energimyndigheten, 2017), av detta är det bara ca 50 GWh som förvätskas och blir LBG (Liquified Biogas). För att försörja de fyra färjorna på Hönöleden krävs ca 16 GWh biogas, dvs. ca en tredjedel av den svenska LBG-produktionen.

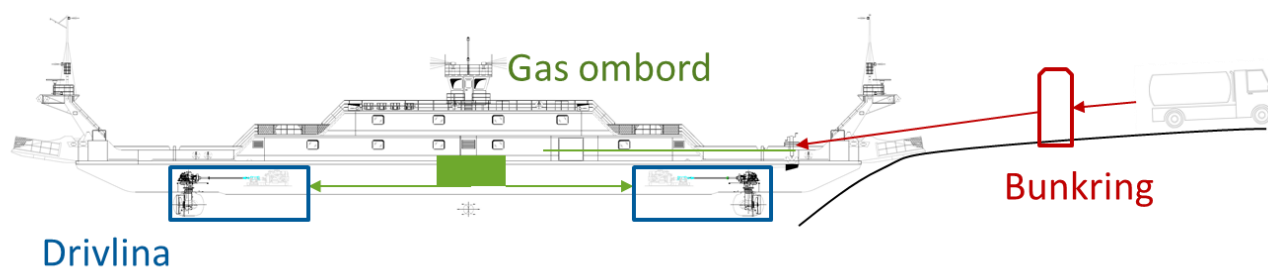
1.2 Syfte och målsättning

Syftet med studien är att bedöma de tekniska och kommersiella förutsättningarna, uppskatta potentialen för minskad miljöpåverkan samt identifiera och adressera utmaningar för övergång från diesel till biogasdrift på Hönöleden.

Målet med förstudien är att ta fram underlag för att eventuellt kunna driva färjorna på biogas i framtiden, detta innefattar såväl tekniska lösningar för konvertering av drivlina, lagring av biogas ombord samt lösningar för distribution och bunkring av biogas på Hönö.

1.3 Omfattning

Studien omfattar tekniska lösningar för konvertering av drivlina till gasdrift, lösningar för lagring av gas ombord samt distribution och bunkring av biogas vid färjeläget Pinan på Hönö, se Figur 1.1. Även uppskattningar av kostnader förenade med en övergång till gasdrift på Hönöleden omfattas. Utsläpp av växthusgaser vid biogasdrift uppskattas och jämförs med drift på andra bränslen.



Figur 1.1 Schematisk skiss av ingående delar för studien.

1.3.1 Avgränsningar och förutsättningar

Projektet avser endast konvertering av befintliga färjor, lösningar och kostnadsuppskattningar för nybyggnation omfattas inte.

Färjorna som trafikerar leden har dieselmekaniskt maskineri. Initialt antas därför konvertering till gasmekaniskt som mest kostnadseffektivt. Bristande tillgänglighet på lämpligt gasmekaniskt maskineri medför dock att gaselektriskt maskineri utreds.

Bunkring måste ske på Hönö, då det på fastlandssidan saknas utrymme och för att kajlägen för färjorna som inte är i drift endast finns på Hönösidan. I samband med den inledande förstudien konstaterades att det inte går att skapa en effektiv och bra distributionskedja för transport av biogas i gasform till Hönö eftersom det kräver en omfattande trafik med tankbilar. Det ansåg därför som en bättre lösning av bränslet transporteras, och lagras, i flytande form på Hönö. Studien omfattar därför inte distributionslösningar för gasformigt bränsle.

Det konstaterades också det föreligger stora tekniska och regelmässiga hinder för att kunna lagra gasen i flytande form ombord. Studien utreder därför i huvudsak lösningar där bränslet förångats på land och lagring ombord sker i gasform.

Med anledning av att färjorna skulle bli de första fartygen i Sverige som bunkrar och lagrar komprimerad metangas ombord saknas det praxis och regler för detta. Det finns gällande regelverk för LNG och LBG men dessa regler är inte tillämpliga i sin helhet och avsteg från dessa kommer att erfordras för att möjliggöra gasdrift. Transportstyrelsens nya funktionsbaserade regelverk gör det dock möjligt att få dispens om motsvarande, eller högre, säkerhetsnivå kan uppvisas. Riskanalyser för att visa att säkerhetsnivån upprätthålls med föreslagna lösningar omfattas inte av föreliggande studie.

1.4 Styrande regelverk

För en vägfärja som endast går i svensk inre fart gäller sedan den 15 maj 2017 *TSFS 2017:26 Transportstyrelsens föreskrifter och allmänna råd om fartyg i nationell sjöfart*. Detta är ett funktionsbaserat regelverk som ålägger redaren ett stort ansvar att fartyget konstrueras och opereras på ett för användningsområdet lämpligt och säkert sätt.

14 § i denna föreskrift lyder

14 § Överensstämmelse med tillämpliga krav verifieras enligt någon av följande punkter eller genom en kombination av dessa:

- 1. Ett etablerat och sammanhållet regelverk eller en vedertagen teknisk standard.*
- 2. Jämförande analys eller riskanalys i enlighet med etablerade veten-skapliga metoder.*
- 3. Empiriska data.*

Verifiering enligt första stycket behöver inte göras i den utsträckning och i de delar som en behörig myndighet eller organisation sedan tidigare har utfärdat ett relevant godkännande för den avsedda användningen som visar att en säkerhetsnivå som är likvärdig med dessa föreskrifter uppnås.

Som etablerat och sammanhållet regelverk rekommenderas *TSFS 2017:89 Transportstyrelsen föreskrifter och allmänna råd om säkerhet på SOLAS-fartyg som använder gaser eller andra bränslen med låg flampunkt (IGF-koden)* att används när färjorna byggs om till biogasdrift.

Detta regelverk är dock utvecklat med hänsyn till flytande gas vilket är förenat med större risker än komprimerad gas. På grund av att projektet tar sin utgångspunkt i befintliga fartyg samt den svenska vägfärjans typiska konstitution är det inte praktiskt möjligt att uppfylla alla krav i detta regelverk. Appendix 1 redovisar en sammanställning av de krav i regelverket som är identifierade som omöjliga eller utmanade att uppfylla. För dessa krav kan då punkt två eller tre i *TSFS 2017:26 14 §* tillämpas för att visa att fartyget konstrueras och opereras på ett för användningsområdet lämpligt och säkert sätt.

2 Hönöleden

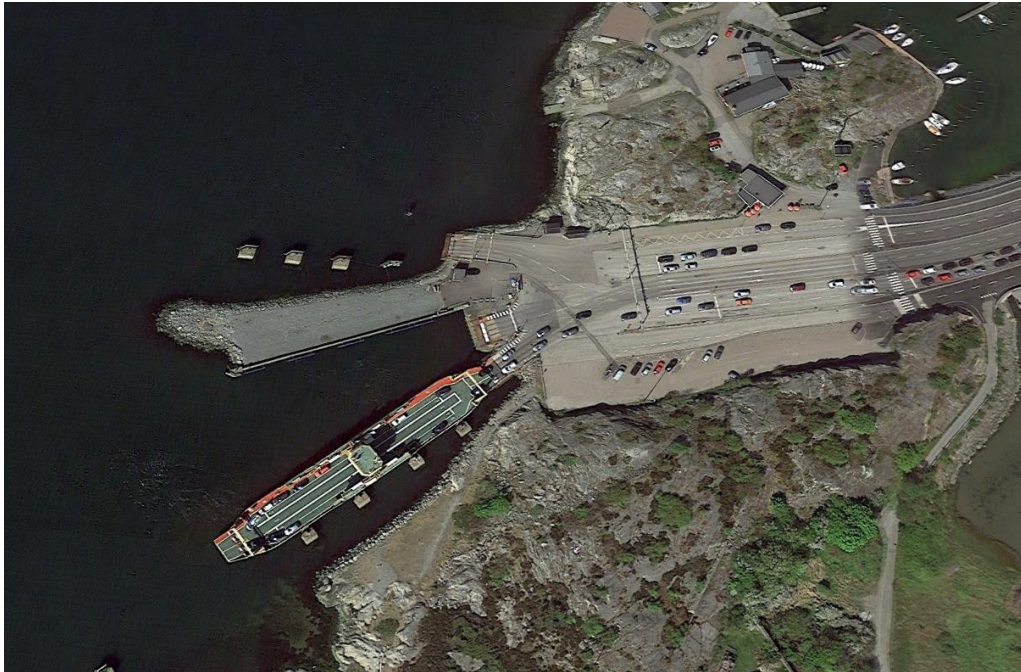
Hönöleden, mellan Hönö i Göteborgs norra skärgård och Lilla Varholmen på Hisingen, är den största och mest trafikerade färjeleden i Sverige, se Figur 2.1. Leden är 2 500 m lång och överfarten tar ca 12 min. Leden trafikeras av fyra frigående färjor; Ada, Beda, Göta och Marie. Vid behov används även den mindre färjan Svanhild. Årligen genomförs ca 27 000 tur-och retur resor på leden.



Figur 2.1 Hönöleden mellan färjeläget Pinan på Hönö och Lilla Varholmen på Hisingen.

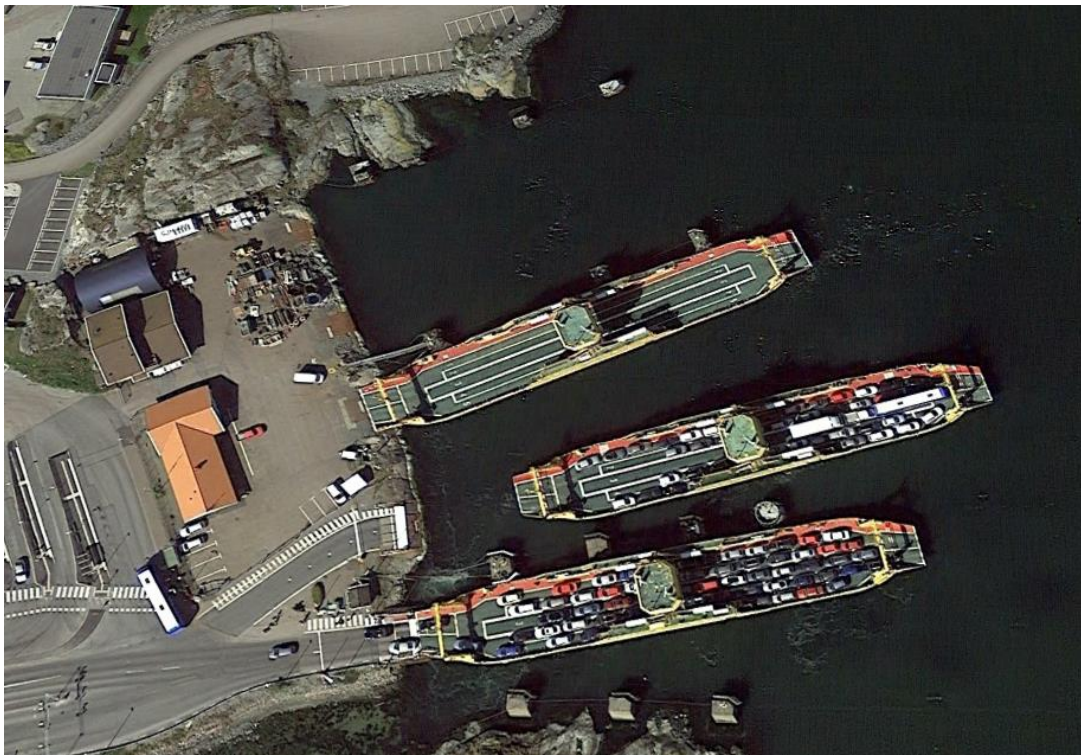
2.1 Färjelägen

Från Lilla Varholmen går även färjor till Björkö och färjeläget trafikeras frekvent. Totalt finns tre kajlägen, varav de två södra trafikeras av Hönöfärjorna, se Figur 2.2. Vid Lilla Varholmen finns inga kajlägen för förtöjning av färjor som inte är i drift. Utrymmet på land är också begränsat och det mesta av utrymmet upptas av trafiken till och från färjorna. På grund av detta bedöms det inte finnas utrymme för bunkeranläggning på denna sida av färjeleden.



Figur 2.2 Färjelägen vid Lilla Varholmen.

På Hönö-sidan finns två färjelägen för färjor i drift. Norr om dessa finns ytterligare tre kajlägen för förtöjning av färjorna när dessa inte är i drift, se Figur 2.3. I anslutning till dessa har Färjerederiet även utrymme på kajen med reparationsverkstad. Detta område är redan idag inhägnat och avspärrat för obehöriga och det bedöms finnas plats för att kunna anlägga en bunkeranläggning för gas, inklusive lossningsplats för tankbilar.



Figur 2.3 Färjeläget Hönö-Pinan med två lägen för färjor i drift och tre extra kajlägen.

2.2 Färjorna

De fyra färjorna som i första hand trafikerar leden är alla av samma storlek. Tabell 1 visar en sammanställning av data för färjorna.

Tabell 1 Huvuddata för Ada, Beda, Göta och Marie.

Längd öa	91 m
Största bredd	15 m
Djupgående	4,3 m
Bruttodräktighet	735 - 781
Maskineri	4 x Scania DI 16
Effekt	1 980 hk, 1 456 kW
Toppfart	11 knop
Antal passagerare	397
Antal fordon	75 personbilar

Färjorna är byggda mellan 1980 och 1987 och bedöms kunna vara i drift ytterligare ca 20 år. För framdrift är färjorna utrustade med två redundanta maskinrum med två maskiner i varje.

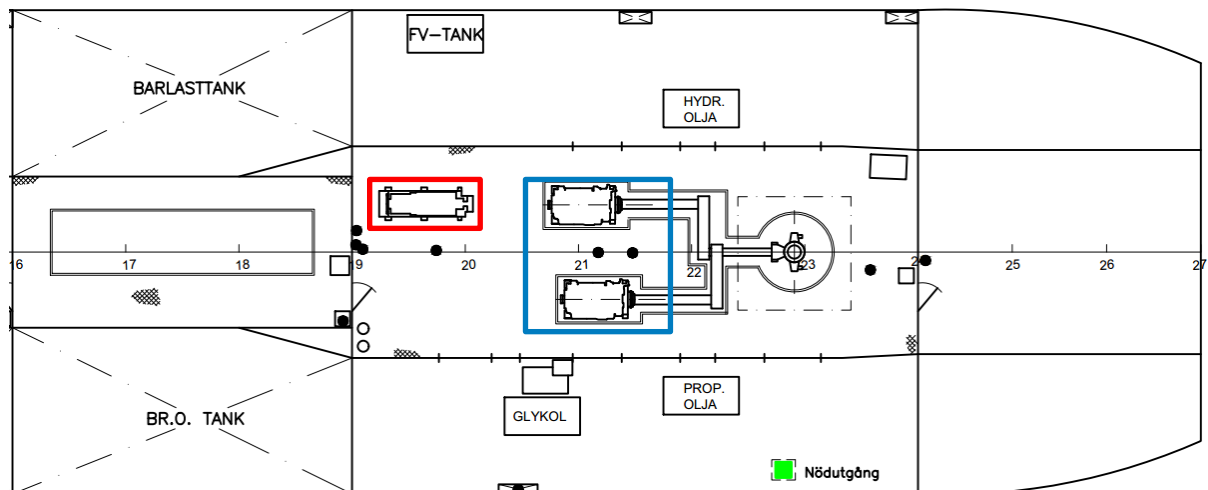


Figur 2.4 Beda vid överfart på Hönöleden.

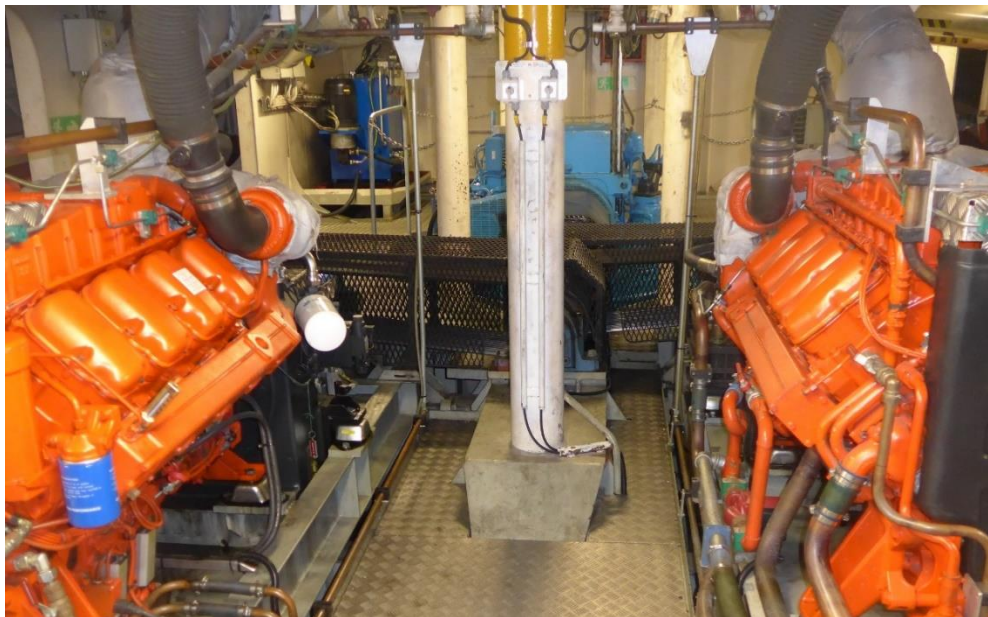
3 Maskinsystem

3.1 Existerande maskinsystem

Det existerande maskineriet på de fyra färjorna på Hönöleden består idag av 4 huvudmotorer, två i varje maskinrum som via en remväxel driver roderpropellern, se Figur 3.1 och Figur 3.2. Huvudmotorerna är dieseldrivna Scania DI16 på vardera 368 kW. I varje maskinrum finns också ett generatoraggregat för produktion av den el som krävs för övriga system.



Figur 3.1 - Generalarrangemang för motorrum, med generator aggregat i röd fyrkant och huvudmaskiner i blåfyrkant.



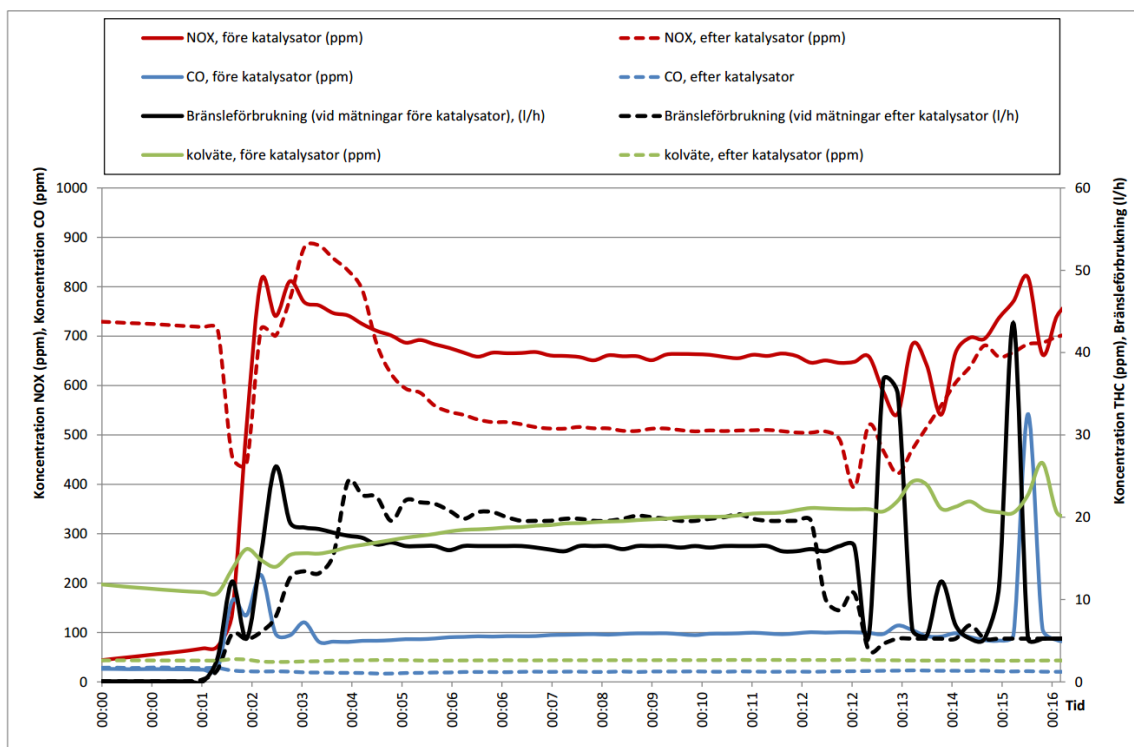
Figur 3.2 Scania huvudmaskiner till vänster och höger, remväxel i mitten bakom pelaren och roderpropellerns styrmaskin i blått bakom pelaren.

3.2 Operationsprofil och krav

Av de fyra färjor som trafikerar Hönöleden är tre i drift och den fjärde ligger vid kaj som reservkapacitet. Driften cirkuleras mellan de fyra färjorna där de är i drift i intervaller; 24h, 16h, 8h per färja (Andersson & Widborg, 2017).

Operationsprofilen för färjorna innebär att det vid avgång från kaj krävs en kortvarig hög effekt för att accelerera till ca 11 knop. Därefter är effekten lägre i ca 10 min för att bibehålla hastigheten. Vid ankomst till kaj används åter en högre effekt för att bromsa ned fartyget och angöra. Den stora lastvariationen som operationsprofilen innebär medför att motorernas förbränning ej blir fullständig, vilket resulterar i högre bränsleförbrukning och högre utsläpp av partiklar än en jämnare lastprofil skulle ha.

Partikelutsläppens variation har påvisats i mätningar från 2012 (IVL, 2012) och exempel på detta redovisas i Figur 3.3 nedan, där utsläpp snabbt efter uppstart är momentant högre, för att under överfart ligga något lägre.



Figur 3.3 - Partikelmätning ombord Göta (IVL, 2012)

3.3 Maskinsystem för biogasdrift

3.3.1 Tillgängliga motorer för biogasdrift

En marknadsundersökning visar på begränsad tillgång på maringodkända huvudmaskiner i storleken 350-700 kW. Det finns ingen tillverkare som har motorer för direktverkande maskineri, de motorer som finns är gas-elektriska (generatoraggregat).

Det finns flertalet tillverkare av gasmotorer för lastbilar. Dessa skulle i princip kunna användas för färjorna. Inga lastbilmotortillverkare är dock villiga att leverera endast en motor för installation ombord.

De generatoraggregat som bedöms lämpliga levereras av Sanfirden och Mitsubishi.

Sanfirden

Sanfirden levererar gasdrivna generatoraggregat där gas-motorn är en Scaniamotor, med en effekt på upp till 329 kW. Scantias motor går i en Ottocykel, vilket ger en lägre verkningsgrad än en diesels-cykel, men utan bildning av kväveoxider vid förbränningen. Den lägre verkningsgraden med otto-

cykeln, i kombination med konverteringen till gaselektriskt förväntas innebära en försämrad verkningsgrad på ca 12% jämfört med nuvarande maskineri.

Tabell 2 Gasdrivna gensets från Sandfirden i aktuell storleksklass.

		Effekt (kw)		Dimensioner (mm)			Vikt
Typ	Motor	50 Hz	60 Hz	L	B	H	(kg)
GLA 821 B	Scania	236	282	3000	1286	2060	3860
GLA 821 C	Scania	283	329	3000	1286	2060	3860

Mitsubishi

Mitsubishi levererar gasdrivna generatoraggregat från 315 till 1563 kW. Mitsubishis motorer drivs genom en Millercykel, vilken har möjlighet till högre effektivitet, jämfört med Ottocykeln, och utan bildning av kväveoxider vid förbränningen. Jämfört med nuvarande maskineri förväntas verkningsgraden försämrats med ca 6% med miller-motorer i ett gaselektriskt maskineri. Mitsubishi motorerna är dock förknippade med högre inköpskostnader jämfört med Sanfirdens.

Tabell 3 Gasdrivna gensets från Mitsubishi

		Effekt (kw)		Dimensioner (enbart motor [mm])			Vikt (enbart motor)
Typ		50 Hz	60 Hz	L	B	H	(kg)
GS6R-MPTK		368	315	1797	1088	1638	2400
GS6R2-MPTK		-	394	1864	1063	1718	2650
GS12R-MPTK		722	632	2371	1820	2137	5375
GS16R-MPTK		959	845	2841	1820	2137	6770
GS16R2-MPTK		1563	1250	3423	2164	2164	8105

3.3.2 Verkningsgrad vid användning av gas-elektriskt maskineri

Ett gaselektriskt maskineri kommer att innebära att verkningsgraden blir lägre jämfört med dagens dieselmekaniska. Ett maskineri med elmotorer och gensets antas ge ca 2% lägre systemverkningsgrad jämfört med ett mekaniskt direktverkande maskineri.

3.3.3 Hybridlösning

Installation av batterier kan reducera bränsleförbrukningen genom att motorerna kan arbeta vid en jämnare belastning. Operatörsprofilen för färjorna med ett högt effektuttag i samband avgång från kaj och vid inbromsning vid ankomst till kaj, och där emellan ett lägre effektuttag, gör att batterier kan laddas när effektuttaget är lågt, och användas när ett högre effektuttag behövs. Erfarenheter från liknande projekt visar en potential på mellan 5-15%, beroende på operationsprofil och storlek på installerad batteribank.

Den lösning som föreslagits av Sanfirden, med batteriinstallation på ca 100 kWh, bedöms kunna kompensera för den lägre verkningsgraden så att bränsleförbrukningen efter konvertering av färjorna blir i nivå med nuvarande förbrukning. Denna batteriinstallation får emellertid anses vara i

minsta laget, med större batteriinstallationer höjs verkningsgraden internt i batteriet samtidigt som utrymme för att ha färre huvudmaskiner igång skapas.

En ytterligare fördel som en batteriinstallation ger vid användning av gas är att metanslipet, som ofta fås vid snabba lastvariationer, minimeras.

3.3.4 Påverkan i maskinrummets utformning

Då de enda tillgängliga motorerna för biogasdrift är av gas-elektriskt typ innebär detta att remväxel avlägsnas och ersätts med en elmotor som driver roderpropellern. Fördelen med detta är att placeringen av huvudmaskinerna kan göras fritt i fartyget, även om det mest lämpliga får anses vara att behålla huvudmaskinerna i nuvarande maskinrum.

De existerande generatoraggregaten kan avlägsnas då el-behovet för fartygets kringssystem kan ges av de insatta gas-elektriska huvudmaskinerna.

Då fartygets elsystem blir mer omfattande behöver elsystemets huvudtavla uppgraderas. Placering för huvudtavlan rekommenderas till utrymmet under bildäck mellan de bägge maskinrummen.

3.4 Gällande regelverk vid konvertering till biogas

3.4.1 Klassning av maskineriinstallation

Maskinsystemet måste inte uppfylla kraven från något klassificeringssällskap, men då trafiken går på nationellt vatten skall fartyget i sin helhet vara godkänt av Transportstyrelsen (Almlöv, 2018).

Av de föreskrifter gällande konstruktion och operation av fartyg är TSFS 2017:26, Transportstyrelsens föreskrifter och allmänna råd om fartyg i nationell sjöfart, mest lämplig. TSFS 2017:26 adresserar dock inte specifikt framdrivning med trycksatt gas eller framdrivning med biogas, men ger utrymme för godkännande av bruk av denna teknologi genom att utföra en riskanalys för att visa på att systemet är säkert. Därför föreslås av Transportstyrelsen att Hazid och Hazop genomförs vid ett tvådagarsmöte (Mohebbi, 2018). Detta för att kunna tillse att maskineriet uppfyller Transportstyrelsens föreskrifter och allmänna råd om fartyg i nationell sjöfart och att de risker som inte täcks av föreskrifterna är väl utvärderade. Krav på Hazid och Hazop är att samtliga parter som är inblandade i fartygets ombyggnation och operation involveras (t.ex. rederi, designfirma, varv, systemleverantörer samt Transportstyrelsen), samt att Hazid- och Hazop-arbetet leds av experter på riskanalys. Inför Hazid och Hazop möten måste ritningar på fartyg och maskininstallation finnas tillgängliga.

Som brukligt kan Transportstyrelsen godkänna maskininstallation som är godkänd enligt sammanhållet regelverk, t.ex. krav enligt klassnings-sällskap. Det finns idag ett intresse för biogasdrift för marina tillämpningar och om Färjerederiet ska ha biogasdrift på flera färjor kan det vara kostnadseffektivt att låta klassningssällskap godkänna maskineri av viss modell för användande i flera färjor (Mohebbi, 2018).

3.4.2 Utformande av maskinrum

Enligt IGF-koden skall maskinrummet vara utformat enligt ett av de följande två alternativen:

1. Gas-säkert maskinrum – Detta innebär att maskinrummet och bränslesystemet är utformat på ett sådant sätt att det anses gasfritt under alla förhållanden. I ett gas-säkert maskinrum kan ett enskilt haveri ej orsaka utsläpp av gas till maskinrummet.
2. Nödstopps-skyddat maskinrum – Detta innebär att maskinrummet är sådant att utrymmet under normala förhållanden anses icke-farligt, men har under vissa missförhållanden möjlighet att bli farliga. Vid sådana missförhållanden, exempelvis vid läckage i

bränslesystemet, skall ett automatiskt nödstopp av samtliga potentiella tändkällor finnas. I ett nödstoppsskyddat maskinrum kan ett enskilt fel orsaka gasläckage till maskinrummet.

Mitsubishi levererar kapslade motorer som uppfyller kraven på gas-säkert maskinrum. Sanfirdens lösning uppfyller inte kraven på gassäkra maskinrum, och kräver enligt IGF-koden därmed ett nödstoppsskyddat maskinrum. Sanfirden har dock levererat gas-drivna generatoraggregat till projekt där lokal forcerad ventilation används för att få godkännade att segla, utan att använda nödstoppsskyddat maskinrum.

4 Gas ombord

4.1 Inledning

Detta avsnitt hanterar hur biogasen skall förvaras och hanteras ombord och är uppdelat på fyra specifika delar enligt följande figur.



Biogasen kan levereras antingen som CBG eller LBG.

4.1.1 CBG eller LBG

CBG levereras och förvaras i gasfas, normalt vid ett tryck på upp till 250 bar och i stort med samma temperatur som omgivande luft. Det finns dock en utveckling mot hantering av CBG med ännu högre tryck vilket ökar energitätheten i förvaringen ombord. Här pågår utveckling mot tryck på upp till 400 bar.

Gasen kan förvaras i gasflaskor, i antingen stål eller kompositmaterial, vilka i princip är standardprodukter som tillhandahålls från många olika leverantörer i ett stort antal olika storlekar. Jämfört med LBG förvaring är dock egenvikten i relation till förvaringskapaciteten hög pga av de höga trycken. Detta accentueras tydligt vid förvaring av större energimängder.

Att bunkra CBG är i grunden relativt enkelt och bygger på känd teknik som används tex för bussar eller personbilar. Baserat på diskussioner med både Fordonsgas och Transportstyrelsen är bedömningen att CBG bunkring kan ske mer eller mindre oöverskådligt vilket gör att bunkringstiden inte är kritisk. Detta gör det möjligt att ha en relativt liten förvaringskapacitet ombord då täta bunkringsintervall är acceptabelt tack vare det enkla bunkringsförfarandet och den korta överfarten.

LBG levereras i flytande form normalt vid några få bars tryck och en temperatur på runt -160°C. Energitätheten för LBG är betydligt högre än för CBG samtidigt som trycket är betydligt lägre. Samtidigt ställer de låga temperaturerna krav på isolering samt speciella material i de system som hanterar LBG:n.

Den låga temperaturen gör också att hanteringen blir mer komplex för LBG jämfört med CBG. LBG-hantering är förenat med risker relaterade till den låga temperaturen samt till risker avseende inestängda volymer som skapa explosionsliknade förlopp i tank, rör och ventilsystem om dessa inte är korrekt designade eller används felaktigt. Med anledning av de högre riskerna sker LBG-bunkring inte oöverskådligt. Den högre energitätheten och den mindre volymen gör dock att bunkringen kan genomföras snabbare.

LBG skapar också även större utmaningar om fartyget tas ur drift eller ska gå på varv eftersom LBG i tank alltid måste övervakas och hanteras för att bibehålla erforderligt tryck och temperatur på gasen.

Med anledning av den enklare hanteringen och tack vare att en låg bunkringsfrekvens inte är kritiskt för färjorna har CBG valts som primärlösning för bunkring samt lagring ombord.

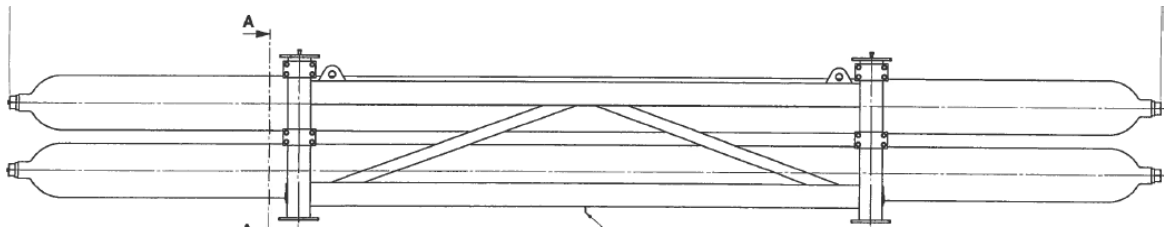
4.2 Kapacitet

För att klara tre dygns normaldrift behövs ca 3 ton CBG vilket motsvarar 18 m³ CBG vid 200 bar alternativt 7 m³ LBG. Med denna kapacitet antas nuvarande tidtabell och driftschema för färjorna kunna upprätthållas eftersom bunkring krävs högst varannan dag. På grund av det begränsade utrymmet ombord bedöms det svårt att kunna lagra större kvantiteter LBG.

4.2.1 CBG-flaskor

Lagring av bränsle ombord sker i särskilda flaskor avsedda för lagring av CBG/CNG. Tillgängligheten på flaskor är god och tillhandahålls av flera återförsäljare i olika storlekar och utförande.

För lagring av 18 m³ CNG kan 40 flaskor med en kapacitet på 450 l/flaska användas. Dessa flaskor är 3 m långa och har en diameter på 600 mm, se Figur 4.1.



Figur 4.1 Flaskor för lagring av CBG ombord.

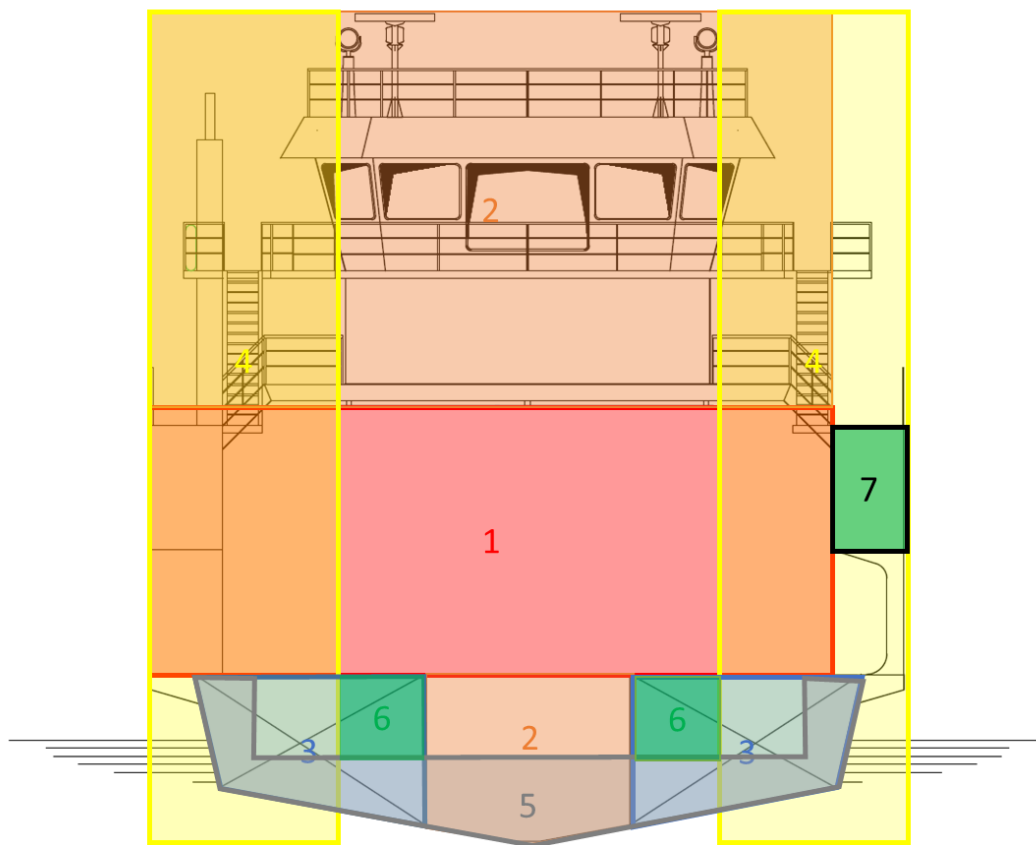
Flaskor finns i såväl stål som kompositmaterial. Kompositmaterial är att föredra med hänvisning till vikt. Dessa är dock förenade med en högre kostnad, 4000 EUR/flaska(450 l) jämfört med 1500 EUR för motsvarande flaskor i stål.

Bränsleförsörjningen till huvudmaskinerna ska enligt TSFS 2017:89, kap 9.3 arrangeras med full redundans och segregation hela vägen från bränsletankarna till förbrukarna, på ett sådant sätt att läckage i ena systemet ej leder till oacceptabel förlust av propulsionskraft.

4.3 Valt utrymme

För lagring av CBG ombord har flera utrymmen utretts. Det kunde tidigt konstateras att det tillgängliga utrymmet ombord är mycket begränsat. Lagring på däck är inte möjligt eftersom detta skulle minska lastutrymmena för fordon och passagerare. Utöver detta finns utrymmen som upptas av besättning och utrustning varför de därmed inte är tillgängliga för installation av bränsletankar. Det finns också flera regelverk som styr var bränsletankar får placeras. Figur 4.2 visar schematiskt förutsättningarna för inrymmandet av bränsletankar. Rutorna i olika färger och siffror i figuren hänvisar till olika typer av begränsningar:

1. Last fordon och passagerare
2. Besättning och utrustning
3. Regelverk – Ventilation
4. Regelverk – Kollision
5. Regelverk – Grundstötning
6. Utrymmesbegränsningar
7. Valt utrymme - Passagerargång



Figur 4.2 Alternativa utrymmen ombord samt begränsningar för förvaring av gas ombord samt begränsningar för lagring av gas.

Av figuren framgår att det inte finns något utrymme som inte står i strid med varken regelverk eller funktions- och driftskrav. Utrymmen 6 och 7 är de enda som bara överlappas av en av begränsningarna. I utrymmena markerade med 6 finns dock redan en del fasta konstruktioner vilket gör det svårt att inrymma gasflaskor i dessa utrymmen. Utrymme 7 är en passagerargång som inte längre används och som därmed är outnyttjad i dagsläget. Detta bedöms vara det mest lämpliga utrymmet för inrymmandet av gasflaskor. Detta står dock i strid med generella regler avseende tankarnas skydd vid kollision. I föreliggande fall bör det dock gå att styrka att kollisionsrisken är låg så att avsteg från detta regelverk kan accepteras. Färjorna trafikerar endast Hönöleden där övrig sjötrafik utgörs av fritidsbåtar vilket gör att skadorna vid en eventuell kollision blir mycket begränsade. Tankarnas placering, ca tre meter vanför vattenlinjen, gör att mindre båtar inte riskerar att skada tankarna vid en kollision. Färjorna har under lång tid opererat på leden och det finns därmed omfattande statistik avseende kollisionssannolikheter. Driften, eller omfattning av trafiken på leden kommer inte att förändras vid en konvertering och den historiska statistiken bör därmed kunna användas för att påvisa att riskerna är låga.

4.4 Bunkerstation

För att minska rördragningen ombord kan bunkerporten placeras i anslutning till gasflaskorna, dvs. midskepps på babordssida. Placeringen midskepps gör också att det går att utnyttja samma rördragning från tank fram till bunkerstation för två bunkeranslutningar. Två färjor kan då ligga och bunkra parallellt, på var sida om rördragningen, den ena med fören mot kaj och den andra med aktern mot kaj.

I varje bunkerstation finns anslutning för CBG av busstyp. Bunkerstationen placeras i skåp med låsbar dörr. Skåpet skall konstrueras för att tåla mindre påkörning från personbil utan att gasrören påverkas.

4.5 Från bunkerstation

Från bunkerstationen till tankarna måste systemet kunna hantera upp till 250 bar. Dragningen och design av bränsleledningar mellan bunkerstation och tankar skall vara utförda på ett sådant sätt att inget läckage kan orsaka skada till personal, passagerare, miljö eller fartyg. Det skall finnas en manuell ventil för avstängning av bunkeroperation ombord fartyget, samt en fjärrstyrd ventil vid en, för operationen, säker plats på fartyget.

För LNG-fartyg gäller att bunkerledningen ombord måste inertas efter genomförd bunkring. Vid gasbunkring finns ingen risk för övertryck och mängderna är betydligt mindre vilket gör att riskerna förenade med att det finns gas kvar i rören efter avslutad bunkring är betydligt mindre, jämfört med vid LNG-bunkring. För gasbussar finns inget liknande krav på inertning. System för inertning på färjorna bedöms därför inte nödvändigt och skulle komplicera installationen ombord. Genom att rören utformas så att de är skyddade mot så väl påsegling som påkörning är risken för skada på rören liten. Baserat på detta, och med hänvisning till kraven på bussar, bör dispens från kravet på inertning kunna erhållas.

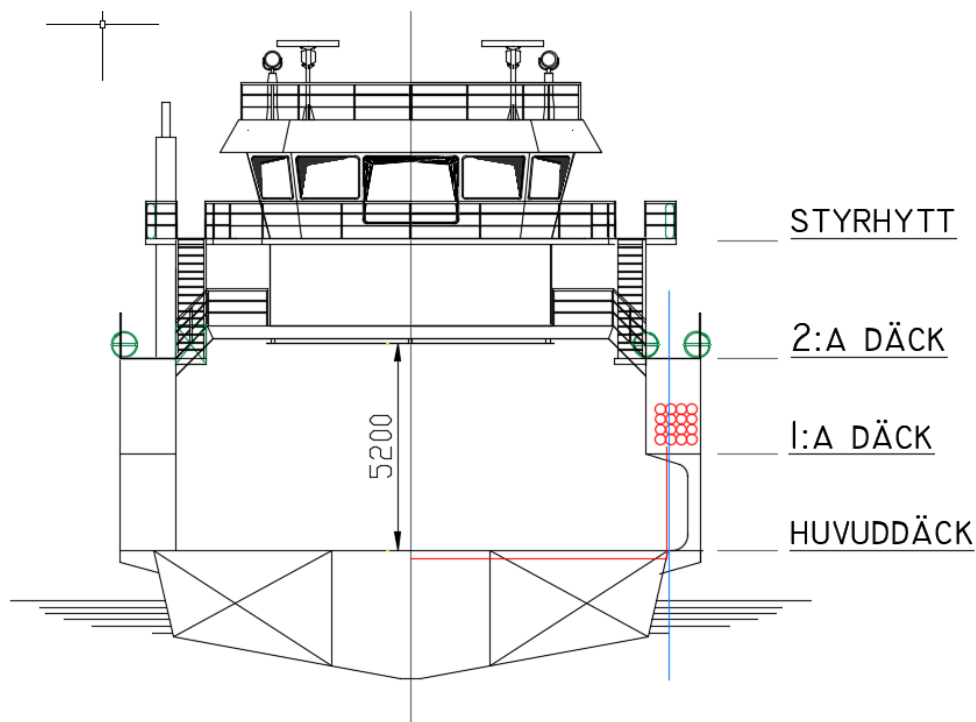
4.6 Brandsläckning

Utifrån hur arrangemanget kring bränsletankar och bunkringsledningar ser ut gentemot bildäck kan brandsläckning behövas i enlighet med IGF 11.5. För att demonstrera säkerheten i vald placering av bränsletankar krävs att en riskanalys genomförs. Denna rekommenderas även behandla brandsläckning.

4.7 Från tank till maskinrum

Bränsleledningarna skall vara dragna inuti i en ventilerad ledning eller kanal, för att undvika att ett enskilt fel leder till läckage. Det rekommenderas att bränsleledningarna från tank till maskinrum har ett tryck på upp till 10 bar. Högre tryck är tillåtet men innebär högre krav på säkerhetssystem kring bränslet.

Ledningarna skall dras minst 800 mm från bordläggning. Dessa föreslås dras från tankarna, midskepps, genom bildäck och vidare under däck till maskinrum. Det rekommenderas att undersöka möjligheten att frånga kravet att dra ledningarna 800 mm från bordläggning, och i stället dra ledningarna vid insidan av spant, då föreslagen lösning innebär att ledningarna antingen blir exponerade, eller att spant på babord sida måste förlängas mot mittlinjen och därmed inkräktar på lastkapacitet.



Figur 4.3- Förslag till ledningsdragning från tank till maskinrum, markerat i rött, blå linje indikerar 800 mm från bordläggning.

4.7.1 Gas detekteringssystem

Färjan måste utrustas med ett gasdetekteringssystem i enlighet med IGF 15.8. Detta innebär att gasdetektorer skall finnas i samtliga utrymmen där gasläckage kan uppstå, däribland kanaler kring bränsleledningar, anslutningar till tankar och i maskinrum.

Ett larmsystem skall anslutas till gasdetekteringssystemet och ljuda då gaskoncentrationen i luft uppgår till 20% av LEL (Lower Explosive Level).

5 Bunkring

Erfarenheter från bunkring av gas är liten då de flesta marina gasinstallationerna bunkrar flytande gas, LNG. De flesta gasdrivna fordonen på land tankar dock gas, varför det finns etablerade standarder och beprövad teknik för detta. Tack vare de korta och regelbundna resorna ställer vägfärjor inte samma krav på bunkerkapacitet och låg bunkerfrekvens som andra fartygstyper. Detta gör det möjligt att använda liknande teknik som används vid gastankning på land även för bunkring av färjorna.

5.1 Energibehov

Beroende på vilken maskinlösning som används kommer verkningsgraden, och därmed energibehovet att variera. Med en otto-motor, likt Sanfirdens, minskar verkningsgraden. Genom en hybridlösning kan dock bränslebehovet antas vara konstant före och efter konvertering till gasdrift, tack vare att batteridriften reducerar bränsleförbrukningen. Förväntad bränsleförbrukning kan då beräknas baserat på nuvarande förbrukning av diesel där energibehovet antas vara konstant före och efter konvertering till gasdrift, se Tabell 4.

Värdena i tabellen motsvarar bränsleförbrukningen under 2015 då totalt 26 921 T/R resor genomfördes. Sedan september 2017 drivs dock samtliga fyra färjor på HVO, istället för Diesel MK1. Någon förändring i bränsleförbrukning till följd av bränslebytet har dock inte konstaterats och några förändringar i turtidtabellen har inte heller genomförts sedan 2015 varför värdena i Tabell 4 fortfarande antas relevanta.

Tabell 4 Bränsleförbrukning av diesel för 2015 samt omräkning till uppskattat bränslebehov vid gasdrift.

Bränsle	Enhet	Diesel MK1	LBG	CBG
Värmevärde	kWh/kg	11,9	13,5	13,3
Förbrukning				
1 färja, 1 månad	Volym [m3]	40	67	184
	Vikt [ton]	32,80	29,0	29,4
	Energi [MWh]	391 ->	391	391
4 färjor, 1 år	Volym [m3]	1 646	2 771	7 558
	Vikt [ton]	1 350	1 191	1 209
	Energi [MWh]	16 097 ->	16 097	16 097

En överfart på leden som är 2 500 m (1,35 nm) tar ca 12 min. Detta innebär att en färja kan göra upp till två stycken tur-och-retur (T/R) resor på en timme. Av de fyra färjor som trafikerar leden är det alltid en färja som är drift under hela dygnet. Nattetid (kl 23 till 05) görs endast en T/R-resa per timma. Under resterande tid körs 2 eller fler T/R-resor, se Figur 5.1.

Hönöleden, Hönö-Lilla Varholmen-Hönö

måndag-fredag												
Hönö-Lilla Varholmen							Lilla Varholmen-Hönö					
00	25 ^A	50					10	40 ^A				
01	50						10					
02	50						10					
03	50						10					
04	50						10					
05	10	20	30	40	50		05	25	35	45	55	
06	00	10	20	30	40	50	05	15	25	35	45	55
07	00	10	20	30	40	50	05	15	25	35	45	55
08	00	10	20	35	50		05	15	25	40	55	
09	05	20	35	50			10	25	40	55		
10	05	20	35	50			10	25	40	55		
11	05	20	35	50			10	25	40	55		
12	05	20	35	50			10	25	40	55		
13	05	20	35	50			10	25	40	55		
14	05	20	35	50			10	25	40	55		
15	05	15	25	35	45	55	10	20	30	40	50	
16	05	15	25	35	45	55	00	10	20	30	40	50
17	05	15	25	35	45	55	00	10	20	30	40	50
18	05	15	25	35	45	55	00	10	20	30	40	50
19	05	20	50				00	10	25	40		
20	20	50					10	40				
21	20	50					10	40				
22	20	50					10	40				
23	50						10					

A - Går endast tisdag-fredag.

B - Går endast lördag (ej helgdag).

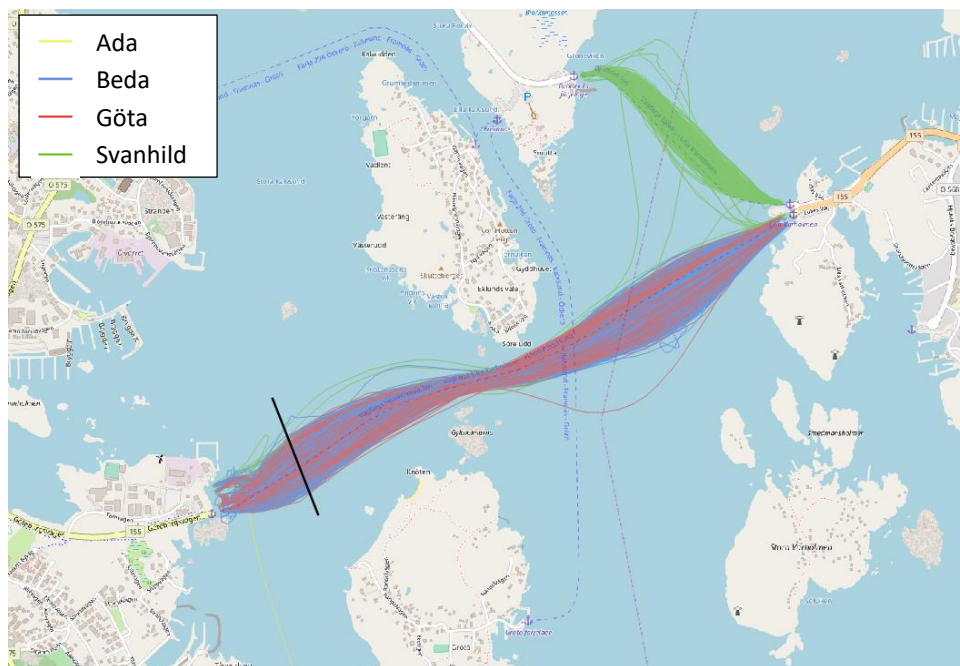
C - Går ej 1/1, 24, 25 och 31/12

D - Går ej 24/12

E - Går ej 24, 25 och 31/12

Figur 5.1 Tidtabell Hönöleden. En färja kör ca 70 enkelresor(35 T/R) på ett dygn (gråmarkerade turer i tabellen)

Analys av AIS-data för de fyra färjorna från maj 2017 visar att en av färjorna under en dag genomförde 36 T/R resor, dvs 72 passager över den svarta linjen i Figur 5.2. Tabell 5 visar en sammanställning av antalet passager under maj 2017.



Figur 5.2 AIS-spår registrerade under maj 2017 för de fyra färjorna på Hönöleden.

Tabell 5 Antalet passager på Hönöleden under maj 2017.

	Antal passager		
	Maj 2017	2017-05-09	medel/dag maj
Ada	74	0	2,4
Beda	1562	48	50,4
Göta	1678	72	54,1
Svanhild	37	0	1,2

Energiförbrukningen per tur är 0,59 MWh baserat på data från 2015. Baserat på detta blir förbrukningen på ett dygn vid 36 T/R-resor 1,59 ton CBG (8,84 m³). Detta antas vara den maximala dagsförbrukningen för färjorna.

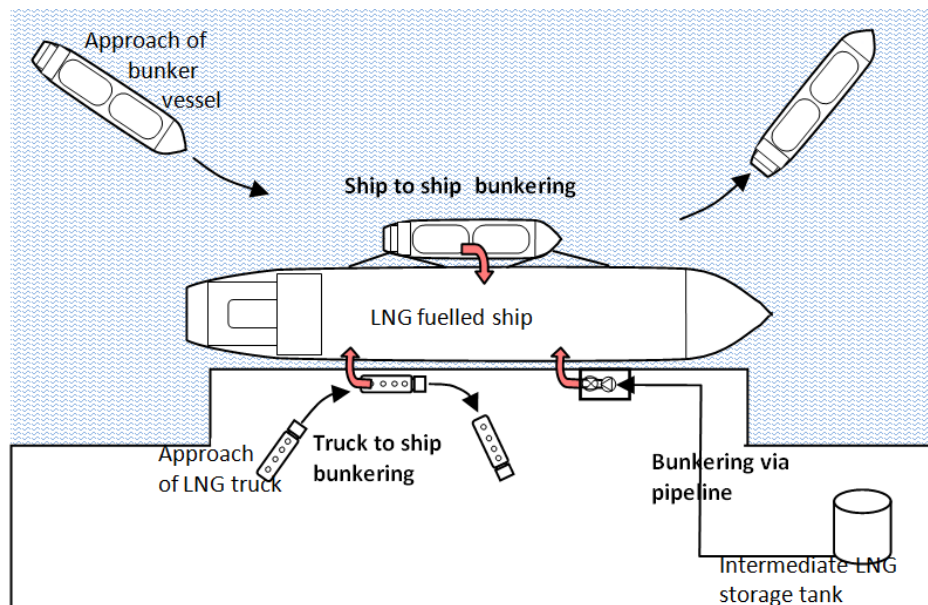
Med en tankkapacitet ombord på 18 m³ CBG innebär detta att bunkring behöver genomföras varannan till var tredje dag beroende om färjan opererar dygnet runt eller bara trafikerar ruten under högtrafik.

5.2 Alternativa bunkringsmetoder

För bunkring finns i huvudsak tre olika metoder;

- Truck-to-ship - Överföring direkt från tankbil till fartyg
- Ship-to-ship - Överföring från en bunkerbåt till fartyg
- Tank-to-ship - Bunkring via slangar/ledning från en närliggande lagringstank

Figur 5.3 visar schematisk de olika metoderna för bunkring av ett LNG-drivet fartyg.



Figur 5.3 Alternativa metoder för bunkring av LNG.

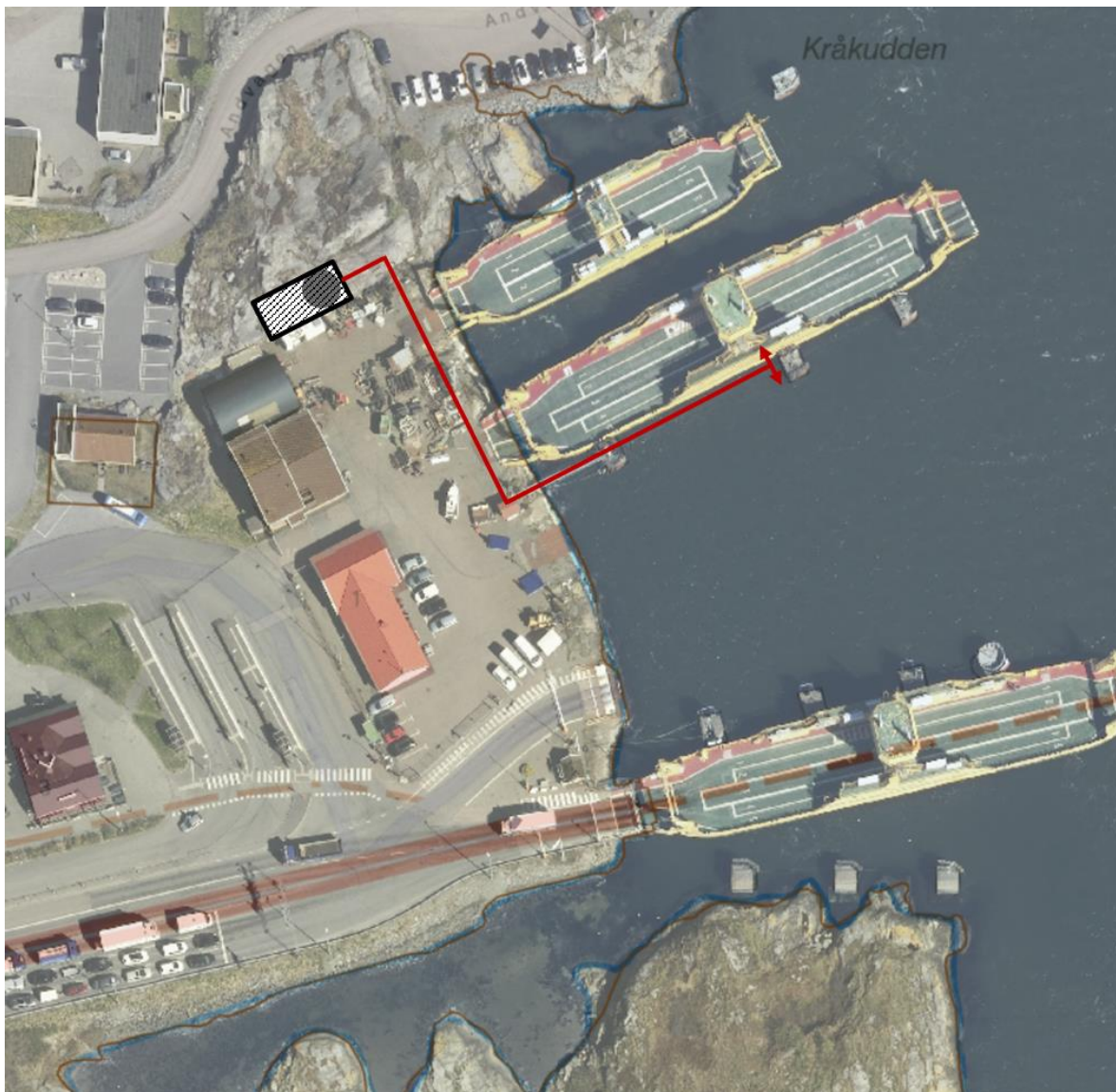
Truck-to-ship bedöms inte vara en lämplig metod för överföring av CBG till färjorna eftersom de trailers som används för transport av CBG har begränsad kapacitet vilket gör att det skulle krävas flera stycken per dag för att tillgodose färjornas bränslebehov. Redan i den inledande förstudien, (SSPA, 2016) konstaterades att transport av CBG med trailers till färjorna skulle innebära ett för stort antal transporter och en ineffektiv distribution.

Ship-to-ship bedöms inte heller vara en framkomlig lösning för bunkring av CBG eftersom det inte finns några bunkerbåtar för detta. Med anledning av detta bedöms den bästa lösningen vara att en lagringstank etableras på kajen från vilken bunkring kan ske, dvs. tank-to-ship.

5.3 Bunkring från tank på kaj

Fordonsgas som är leverantör av gas har föreslagit en bunkerlösning som liknar den som används för tankning av gasbussar. Denna lösning innefattar etablering av lagringstank för LBG på kajen samt tillhörande utrustning i form av högtrycksförångare, pumpar samt bunkerrör och slanganslutningar. Principerna och tekniken är välbeprövad i bussammanhang och har använts under flera år.

Figur 5.4 visar en principiell skiss av hur bunkeranläggning kan utformas med hänsyn till dagens verksamhet vid färjeläget på Hönö. I samband med etablering kan eventuellt övrig verksamhet ses över för att möjliggöra annan placering av tank och lossningsplats.



Figur 5.4 Föreslagen bunkeranläggning med tank (grå) och plats för tillhörande utrustning samt bunkerör (röda).

I Sverige byggs tankstationer för gasdrivna fordon enligt Energigas Sveriges Anvisningar för tankstationer, TSA 2015. Anvisningarna är framtagna av fordonsgasbranschen och har granskats av berörda myndigheter för att säkerställa att anvisningarna uppfyller lagstiftningens krav. Eftersom bunkeranläggningen utformas på liknande sätt som tankstationer för bussar är TSA 2015 applicerbar även på stora delar av den aktuella anläggningen. Energigas Sverige har även tagit fram anvisningar för anläggningar för flytande metan (LNGA, 2015), dessa är tillämpliga för utformning av lagringstanken av LBG och lossning av LBG till tanken.

5.3.1 Transport till Hönö

För att minska antalet transporter och för att få en effektivare distribution, transporteras bränslet i flytande form, dvs. som LBG. I dagsläget finns bara en produktionsanläggning för LBG; Kartåsens i Lidköpings kommun. Transporten på 16 mil till Hönö sker med trailers som rymmer vardera 17,5 ton (40 m³). För att försörja samtliga fyra färjor på Hönöleden krävs därmed ca två transporter per vecka.

Biogas klassas som brandfarlig vara (klass 2) och en trailer med LBG kräver att färjeturen över till Hönö sker som en s.k. anpassad tur enligt SJÖFS 2007:21. Anpassad tur innebär att antalet

passagerare ombord måste begränsas till max 25 och att trailern måste placeras i fören eller aktern av färjan, samt att en separationszon på 3 m mellan övriga fordon och trailern måste upprätthållas. Även färjeturen tillbaka, när trailern är i det närmaste tom, måste genomföras som en anpassad tur.

5.3.2 Lossning till tank

Lossningen från trailer till den fasta tanken sker inom färjerederiets område på Hönö som är avspärrat för obehöriga. På området finns tillräckligt med plats för att lossningsplatsen ska kunna utformas så att trailern kan köra från platsen utan att behöva backa i enlighet med anvisningar i LPGA (LPGA, 2015). Tankbilschauffören har relevant utbildning och är den som är ansvarig för, och genomför, lossningen av LBG från bilens tank till den fasta tanken. Överföringen sker med bilens slangar samt bilens pump. Hela lossningsoperationen, inklusive inkoppling och kontroller, tar ca en timme och tankbilen kan efter detta lämna området och ta färjan tillbaka till fastlandet. Operationen är den samma som genomförts sedan 2010 vid tankstationen vid Stigs center, Göteborg.

5.3.3 Lagring på kaj

Lagringstanken som anläggs på Hönö kommer att vara av samma typ som den som finns vid Stigs center, se Figur 5.5. Den trycksatta tanken utformas enligt standarden SS-EN 13458 och är dubbelmantald samt vacuumisolerad.



Figur 5.5 Fordonsgas tankstation för LNG vid Stigs Center, Göteborg.

Lagringstanken kommer att rymma 30 ton flytande gas (68 m^3), vilket motsvarar knappt två tankbilar. För att minska värmeinstrålningen, och på så vis hålla nere trycket i tanken, bör en liten mantelarea på tanken eftersträvas. Tanken föreslås därför bli 18 m hög. Gällande planer kan dock medföra att bygglov inte ges för en tank högre än 12 m, vilket i så fall innebär att tanken får en större diameter för att rymma samma volym. Tack vare en regelbunden och relativt hög omsättning bedöms dock inte den ökade värmeinstrålningen orsaka något problem i form av tryckökning eller likande i det aktuella fallet. Enligt anvisningar i LPGA ska ett avstånd på 12 m upprätthållas till närmaste byggnad

och till närmaste anslutningspunkt för fyllning av tanken ska ett avstånd på 6 m upprätthållas (LNGA, 2015).

Tankens fundament ska vara av obrännbart material och för tankar på mindre än 300 m³ krävs ingen fångdamm. Dock ska anläggningen utformas med ett fall bort från tanken mot ett avrinningsområde där ett mindre läckage av flytande metan kan förångas skyddat mot antändning (LNGA, 2015).

5.3.4 Bunkring till färja

Baserat på det beräknade energibehovet och en bränslekapacitet på 3 ton ombord så bedöms bunkring behöva genomföras varannan till var tredje dag, beroende på hur mycket färjan är i drift under det aktuella bunkringsintervallet. I dagsläget opererar en färja under hela dygnet, med minst en tur per timme, två dygn i sträck. Med föreslagen bunkerkapacitet ombord kommer denna typ av drift även fortsättningsvis vara möjlig.

I anslutning till lagringstanken installeras en högtrycksförångare där den flytande gasen övergår till gasfas med ett tryck på ca 250 bar. För överföring av gas till färjan installeras två stycken pumpar med en kapacitet på ca 700 kg/h. Gasen överförs sedan via rör med en ytterdiameter på 20 mm. För att undvika påkörningsrisker förläggs röret i en ränna med ventilerat lock i marken fram till kajkanten, se Figur 5.6, detta i enlighet med MSBs vägledning för tankstationer för metangasdrivna fordon (MSB, 2011). Rörsträckningen fram till kaj med placering av tank enligt Figur 5.6 är ca 60 m.



Figur 5.6 Rördragning under mark från tankområdet fram till kajkanten samt rördragning på botten fram till midskepps på färjorna.

Från kajen och ut till midskepps på färjorna förläggs sedan röret på botten, en sträcka på ca 40 m. Förläggning på botten bedöms mest fördelaktigt med hänsyn till påseglingsrisker samt kostnader. En ny dykdalb eller liknande kommer att behöva anläggas för att möjliggöra rördragning från botten upp till bunkerporten på färjorna som är placerad vid den före detta passagerargången. Alternativt kan förläggning av röret ovanför vattnet ske genom anläggandet av en påseglingssäkrad rörbrygga på befintliga dykdalber.

Röret utformas med två bunkeranslutningar för att möjliggöra bunkring av två färjor samtidigt. Genom placeringen av bunkerport på färjorna vid passagerargången minimeras rördragningen ombord och genom placering midskepps kan samma rör utnyttjas till två bunkeranslutningar genom att en färja ligger med aktern till kaj och en med fören mot kaj. Anslutningen från rör till bunkerport sker med en slang och koppling av samma typ som används för snabbtankning av lastbilar, se Figur 5.7.



Figur 5.7 Tankning av gasdrivna bussar.

Bunkring kommer företrädesvis att ske nattetid och i dessa fall kan bunkringen tillåtas ta flera timmar. Med en total pumpkapacitet på ca 1400 kg/h kan dock bunkring av en färja genomföras på drygt två timmar. Vid parallell bunkring av två färjor samtidigt tar dock bunkringen längre tid eftersom kapaciteten delas och gasen kommer då först att pumpas till färjan med lägst tryck i bunkerflaskorna. De två pumparna medför också att det finns redundans eftersom bunkring kan genomföras med endast en pump vid behov.

5.3.5 Säkerhetssystem

Anläggningen konstrueras för att inte medföra några operationella metanutsläpp till luft. För att säkerställa detta finns det vid kritiska anläggningsdelar, med potentiella utsläppspunkter, gasdetektorer för att ett eventuellt läckage ska kunna upptäckas. I samtliga delar av anläggning finns säkerhetssystem med ESD-funktioner, dvs. Emergency Shut Down funktioner, och varningsfunktioner. Tankbilarna är utrustade med flertalet funktioner för att förhindra att utsläpp sker samt för att begränsa ett eventuellt utsläpp om fel uppstår. Lossning av LBG från tankbil till tank genomförs och övervakas av tankbilschauffören som har utbildning och vana av dessa operationer. För detta finns flertalet checklistor och särskilda säkerhetsrutiner för att säkerställa att samtliga moment genomförs på föreskrivet sätt. Jämfört med hantering av biogas eller naturgas, är hanteringen av flytande biogas är förenat med mer omfattande säkerhetsrutiner med anledning av dess kryogena egenskaper samt för att större mängder riskerar läcka ut. Även risken för tryckökningar i inneslutningar till följd av uppvärmning och förgasning av vätskan bidrar till den högre säkerhetsnivån.

I rörledningen för bunkring finns isoleringsventiler för att kunna begränsa utsläppet vid en eventuell skada på röret. ESD-systemet för bunkringsanläggningen är också integrerat i fartygets bunkerstation och säkerhetssystem.

För bunkringsoperationen finns ESD-funktioner, som vid avvikelser från de normala förfaranden eller vid en detektion av läckage automatiskt stänger ventilerna och avbryter pumpning.

Tankning av gasbussar sker oövervakat nattetid, även bunkring av färjorna bör därför kunna ske utan att någon finns på plats och övervakar operationen. På samma sätt som busschaufförerna kopplar in slangen på kvällen kan besättningen ombord ansluta bunkerslagen innan de lämnar färjan.

Till skillnad från bussar kan färjorna under bunkring komma att röra sig på grund av vågor eller potentiell påsegling. Detta kan leda till stora relativ rörelser och s.k. drift-off för färjorna. En sådan händelse, när färjan rör sig så pass mycket att slangen belastas, kommer leda till att kopplingen till bunkerporten ombord bryts och ESD utlöses. Samma funktion finns implementerad för bil- och busstankning för att kunna utlösas om tex. handbromsen inte dragits och fordonet skulle börja rulla.

Hela området, inklusive tank och lossningsplats, kommer att vara inhägnat och avspärrat för obehöriga och området kan även videoövervakas på distans.

6 Klimat- och miljöpåverkan

Trafikverket, och därmed Färjerederiet, ska reducera sina växthusgasutsläpp med 70% mellan 2010 och 2030. Trafikverket har också fått i uppdrag att analysera hur de statligt ägda fartygen kan bli fossilfria. Som ett led i denna omställning har de fyra färjorna på Hönöleden redan ställts om för att drivas på den fossilfria biodieseln HVO. Hönöleden är den största och mest trafikerade färjeleden i Sverige och står därför den största bränsleförbrukningen. Med anledning av detta har Hönöleden varit en prioriterad led för omställning till fossilfritt bränsle.

Färjerederiet undersöker och utvärderar flera möjligheter och alternativa bränslen för att kunna reducera utsläppen samt bli fossilfria.

6.1 Emissionsberäkningar

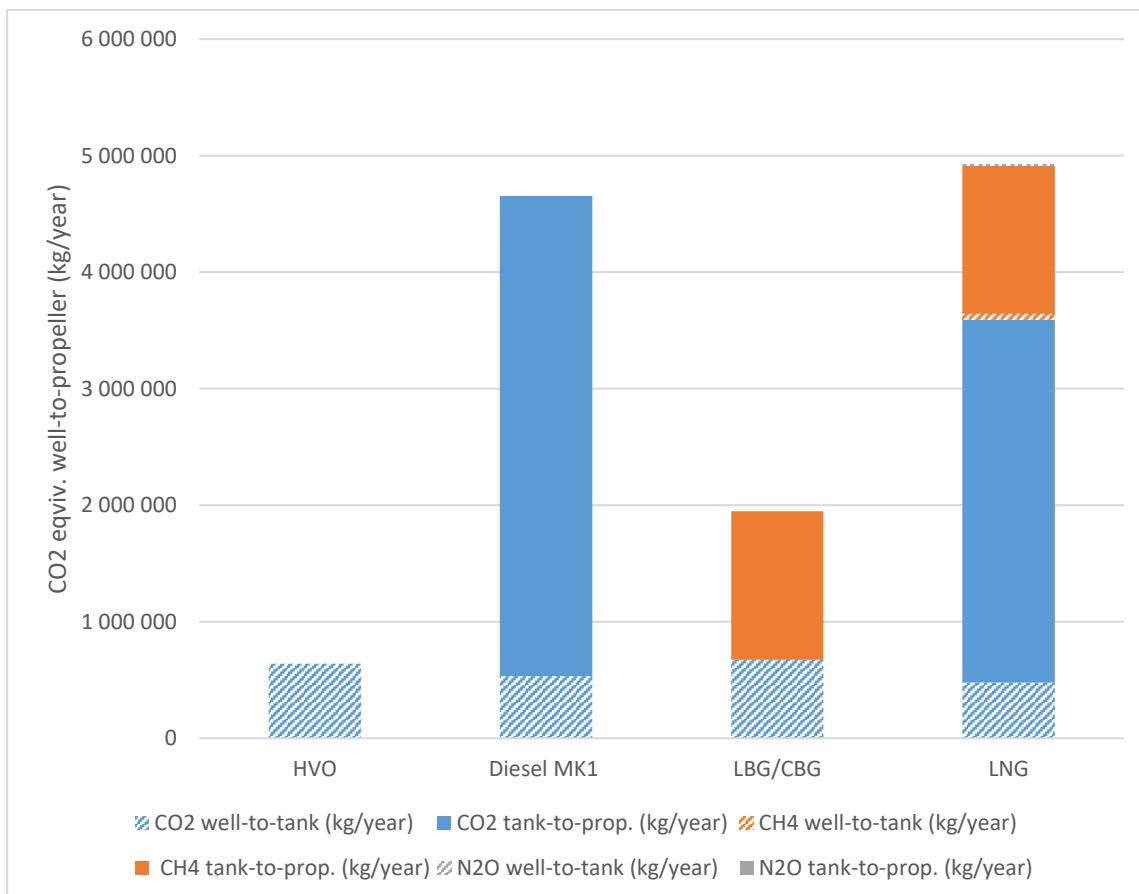
Baserat på bränsleförbrukningen på Hönöleden för 2015, och motsvarande energiförbrukning, har årliga emissioner av växthusgaser ur ett så kallat "*well-to-propeller*"-perspektiv för alternativa bränslen beräknats. Tabell 6 redovisar emissionsfaktorer som används för beräkningarna. Well-to-tank innefattar emissioner som uppstår under utvinning, transport och omvandling. Tank-to-prop. (propeller) motsvarar utsläpp som uppstår under förbränning ombord. För förnyelsebara bränslen, såsom HVO och LBG/CBG, ansätts CO₂-emissionerna vid förbränning till noll eftersom dessa bränslen inte kommer från fossila källor och därmed inte ger upphov till några nettoutsläpp av CO₂ till atmosfären vid förbränning. Förutom CBG och HVO, inkluderar beräkningarna även Diesel MK1 och LNG som referens. För drift på CBG används siffror för LBG eftersom gasen som kommer att användas har genomgått en förvätskningsprocess innan den transporterats till Hönö. Denna process kräver energi och orsakar därför emissioner till luft, vilket ska återspeglas i beräkningarna. Förutom emissioner av CO₂, ger bränsleförbrukningen även upphov till emissioner av de mycket potenta växthusgaserna metan (CH₄) och lustgas (N₂O). Metan har en växthusgaseffekt som är 28 gånger starkare än CO₂ (Global Warming Potential GWP=28) och motsvarande siffra för lustgas är 265 (GWP=265). Dock är emissionsmängderna av dessa gaser betydligt lägre än för CO₂. Utifrån emissionsfaktorerna och GWP för respektive gas kan den sammanlagda klimatpåverkan för respektive bränsle kvantifieras i termer av CO₂-ekvivalenter. Beräkningarna för well-to-tank för LBG/CBG är baserade på växthusgasutsläpp rapporterade i enlighet med Drivmedelslagen (2011:319) specifikt för LBG-produktionen i Lidköping. Beräkningarna av HVO är baserade på medelvärdet av växthusgaser för HVO-produktion i Sverige 2017 rapporterade enligt Drivmedelslagen (2011:319)

Tabell 6 Emissionsfaktorer för well-to-propeller-perspektiv (g/MJ bränsle) för alternativa bränslen. (LNG (Brynolf, 2014), Diesel MK1 well-to-tank (Ahlvik & Eriksson, 2012), Diesel MK1 tank-to-prop (Winnes & Peterson, 2012) HVO (Energimyndigheten, 2018), LBG/CBG (FordonsGas, 2018)) ¹.

	g/MJ	HVO	Diesel MK1	LBG/CBG	LNG
CO ₂	well-to-tank	11,1	9,25	11,7	8,3
	tank-to-prop.	0	71,5	0	54
	Totalt	11,1	80,75	11,7	62,3
CH ₄	well-to-tank	-	-	-	0,033
	tank-to-prop.	0	0	0,79	0,79
	Totalt	-	-	7,90E-01	8,23E-01
N ₂ O	well-to-tank	-	-	-	1,70E-04
	tank-to-prop.	0		0	0
	Totalt	-	-	-	1,70E-04
CO ₂ -ekv. Well-to-prop (total)		11,1	80,8	33,8	85,4

Figur 6.1 redovisar årliga emissioner av CO₂-ekvivalenter på Hönöleden för de alternativa bränslena. För biogas och naturgas, som båda består av metangas blir emissionerna av metan betydande (*CH₄ tank-to-prop* i Figur 6.1), på grund av att det vid förbränning i motorn uppstår ett så kallat *metan slip*, dvs. ett utsläpp. Värdena i tabellen är baserade på marina dual-fuel motorer för gas där metan slipet antas uppgå till 4% av bränsletillförseln (Brynolf, 2014). Detta kan antas vara något konservativt då utvecklingen av gasmotorer har gått framåt sedan 2014 vilket kan medföra att lägre metan-slip kan uppnås med en ny gasmotor. Metanslipet varierar dock beroende på driftprofil vilket gör att det värde som specificeras av motortillverkare ofta avser en optimal driftprofil och är betydligt lägre än det som kan förväntas vid verklig drift. Även i jämförelse med en del andra studier för marina gasmotorer är det använda värdet för metanutsläpp vid förbränning av biogas och naturgas (*CH₄ tank-to-prop*) något högre, 0,79 g/MJ jämfört med ca 0,50 g/MJ i andra studier. Skillnaderna mellan olika studier kan dock även delvis förklaras med skillnader i systemavgränsningar samt naturgasens ursprung etc.

¹ I redovisningen av rapporteringen enligt drivmedelslagen framgår endast g CO₂-ekvivalenter/MJ, dvs. utsläpp av CO₂ och CH₄ rapporteras inte separat varför utsläppen av CH₄ i dessa fall markeras med –.



Figur 6.1 Växthusgasutsläpp (kg CO2-ekvivalenter) per år för alternativa bränslen på Hönöleden

Figur 6.1 visar att användningen av HVO genererar mindre växthusgasutsläpp än vad användning av LBG som bränsle till färjorna skulle göra. Om bidraget från utsläppen av metan vid förbränning av CBG ombord (metan slipet) kan reduceras kan dock utsläppen av växthusgaser bli i samma nivå som vid HVO-drift. På bilar och lastbilar med gasmotorer finns katalysatorer som eliminerar utsläppen av metan genom förbränning av alla kolväten, samma teknik bör gå att applicera för en marinmotor. En sådan katalysator sänker dock verkningsgraden för motorn något genom att processen kräver energi. Med anledning av detta ingår inte katalysator i Sandfirdens normala utförande för den aktuella motortypen.

6.2 Utsläpp och övrig miljöpåverkan

Förbränningen i motorn ger även upphov till andra miljöpåverkande utsläpp till luft. För sjöfart är det främst emissioner av svaveldioxid (SO₂), kväveoxider (NO_x) samt partikelutsläpp (PM) som antas vara av stort betydelse. Sedan införandet av SECA för Östersjön och Nordsjön januari 2015 är det dock inte tillåtet att använda bränsle med mer än 0,1% svavelhalt, alternativt måste en scubber användas. Detta medför att svavelutsläppen nu mer är mycket begränsade och såväl naturgas, biogas och HVO kan anses vara i det närmaste svavelfritt, även Diesel MK1 är nästan svavelfritt medan MGO innehåller ca 0,05% svavel.

Partikelutsläppen är kopplade till svavelinnehållet i bränslet, vilket gör att även dessa emissioner har minskat genom införandet av SECA-regler. Förbränning av metangas är förenat med mycket låga partikelutsläpp, lägre än diesel och HVO. Begränsningar för utsläpp av NO_x har införts och sänkts stegvis för nya fartyg. De högsta kraven för NO_x-emissioner kallas Tier III och vid förbränning av biogas eller naturgas enligt Otto-principen uppfylls dessa krav. För att klara Tier III vid förbränning av

HVO eller diesel skulle det krävs antingen en s.k. SCR (selektiv katalytisk reduktion) alternativt system för avgasåterledning.

HVO är ett biobränsle och är därmed att betrakta som fossilfritt när ren HVO används. Hur stor reduktionen av växthusgaser blir när HVO används istället för petroleumdiesel beror på till stor del på vilken råvara som använts vid framställningen. Preem som producerar HVO vid sitt raffinaderi Göteborg använder bara tallolja som råvara, detta bedöms ge en reduktion på av växthusgaser på 80-95% jämfört med petroleumdiesel (Börjesson P, 2016). Andra producenter i Sverige använder blandade råvaror. I vissa fall, och i stor uträkning internationellt sett, används palmolja som råvara. Användningen av palmolja är starkt ifrågasatt eftersom palmoljeindustrin driver regnskogsskövling i Sydostasien. Den HVO som Neste distribuerar under namnet NEXBTL är delvis baserad på PFAD vilket är en fettsyra som uppstår vid tillverkningen av ätbar palmolja (Neste, 2018). År 2016 utgjorde PFAB råvara för 23% av HVO:n på den svenska marknaden (SPBI, 2018).

Efterfrågan och produktionen av HVO har på senare år ökat mycket kraftigt, i första hand som drop in-bränsle för fordonsflottan, dvs som inblandning i petroleumdiesel. Under de senaste åren har även försäljning av ren HVO ökat. Efterfrågan på HVO kommer troligen att öka även under kommande år när användningen av biodrivmedel ökar för att minska koldioxidutsläppen från transportsektorn. Tillgången på tallolja är begränsad och under slutet av 2016 var det flera svenska HVO-producenter som rapporterade om brist på tallolja och andra råvaror i Sverige (Sveriges Natur, 2016). En ökad efterfrågan och begränsade råvaror skulle i framtiden kunna leda till högre priser på HVO. Denna utveckling kan också antas öka importen av HVO producerad från palmolja som är en billig råvara.

Till skillnad från fossil diesel är HVO inte klassificerat som skadligt för vattenlevande organismer och är klassat som biologiskt nedbrytbart, därmed reduceras miljöpåverkan vid ett utsläpp jämfört med vid användning av petroleumdiesel. Biogas är lättare än luft och vid ett eventuellt utsläpp kommer gasen snabbt att stiga och kommer därmed inte orsaka några skador på närmiljön. Gasen är dock brandfarlig och kan, vid en viss blandning i luft, antändas med ett brandscenario som följd.

7 Kostnadsuppskattning

Uppskattningar av kostnader för konvertering till gasdrift har genomförts. Uppskattningarna innefattar kostnader i samband med investering för såväl material som arbete med installation samt ingenjörsarbete. Även underhållskostnaders uppskattas i jämförelse med nuvarande underhållskostnader. Bränslekostnaderna per år för gasdrift av fyra färjor jämförs med kostnaderna vid HVO-drift.

7.1 Investeringskostnader

Tabell 7 visar en sammanställning av identifierade kostnader förknippade med en omställning och investering för biogasdrift av de fyra färjorna på Hönöleden. En fullständig uppställning för kostnadsuppskattningarna finns i Appendix 2.

Tabell 7 Sammanställning av uppskattade investeringskostnader.

	Material (SEK/färja)	Installation (SEK/färja)	Ingenjörsarbete (SEK/färja)	Totalt (SEK/färja)	Totalt 4 färjor (SEK)
Drivlina					
Summa Sandfirden	16 320 800	560 000	384 000	17 264 800	67 907 200
Elmotorer	2 500 000	160 000	32 000	2 692 000	10 672 000
Gensets	8 000 000	160 000	32 000	8 192 000	32 672 000
Batterier	820 800	240 000	320 000	1 380 800	4 563 200
Styr- och kontrollsystem	5 000 000	0	0	5 000 000	20 000 000
Huvudtavla	3 000 000	120 000	320 000	3 440 000	12 800 000
Brandskydd	200 000	40 000	64 000	304 000	1 024 000
Ventilation	100 000	40 000	32 000	172 000	592 000
Broms för roderpropeller	0	20 000	160 000	180 000	240 000
Commissioning/Installation	0	40 000	32 000	72 000	192 000
Avinstallation	0	100 000	0	100 000	400 000
Gas ombord					
Tankar (flaskor)	1 600 000	80 000	32 000	1 712 000	6 752 000
Ombyggnation passgång	0	80 000	32 000	112 000	352 000
Bunkerstation	300 000	120 000	32 000	452 000	1 712 000
Bränslesystem	200 000	200 000	32 000	432 000	1 632 000
Övervakning och kontroll	100 000	100 000	16 000	216 000	816 000
Brandskydd	100 000	20 000	32 000	152 000	512 000
Ventilation	100 000	40 000	32 000	172 000	592 000

	Material (SEK/färja)	Installation (SEK/färja)	Ingenjörarbete (SEK/färja)	Totalt (SEK/färja)	Totalt 4 färjor (SEK)
Bunkring					
Tank	10 000 000			10 000 000	10 000 000
Pumpar					
Rör					
Högtrycksförångare					
Slanganslutningar 2 st					
Summa	22 020 800	1 560 000	1 200 000	24 780 800	95 523 200

Den största kostnadsposten står de fyra motorerna för. Sandfirden har lämnat ett budgetestimat för fyra gensets, elmotorer, batterier samt styr-och kontrollsystem på totalt 16 miljoner kr/färja. Denna post utgör den i särklass största kostnadsposten. Även kostanden för huvudtavla utgör en betydande kostnad, ca 3 000 000 kr. Gasflaskorna för lagring av gas ombord uppskattas kosta 1 600 000 kr baserat på uppgifter från Processkontroll.

Utöver materialkostnader har även kostnader för installationsarbeten och ingenjörarbeten i samband med en konvertering uppskattas. Kostnaderna är baserade på grova uppskattningar av tidsåtgången för respektive kostnadspost. Beräkningarna visar dock att dessa kostnader är förhållandevis små jämfört med kostnaderna för införskaffning.

Konvertering till gasdrift förutsätts genomföras istället för ett maskinbyte, vilket normalt sett sker efter 90 000 timmar, eller alternativt i stället för en helrenovering vilket sker efter 60 000 timmar. Nya motorer, som möter IMO Tier III kraven avseende kväveutsläpp, uppskattas kosta 700 000-800 000 SEK/motor, dvs. totalt ca 3 miljoner SEK/färja. Därtill kommer kostnader på ca 2 miljoner för installation med anpassning av avgasrör, elektriska anslutningar och inkoppling mot styrsystem (Peterberg, 2018). En helrenovering av dieselmotorerna uppskattas kosta 350 000 – 400 000 SEK. Den tillkommande investeringskostnaden för konvertering till gasdrift uppskattas därmed till ca 20 miljoner SEK (24 780 800 SEK - 5 000 000 SEK=19 780 800 SEK).

7.2 Service- och underhållskostnader

Metangas är ett mycket rent bränsle och innehåller varken svavel eller partiklar. Även förbränningsprocessen är renare vilket gör att sotbildningen minskar jämfört med vid förbränning av diesel. Detta bidrar till att slitaget på bränslesystemet blir mindre, och därmed kan även underhållsbehovet för dessa delar antas minska. En konvertering till gasdrift innebär dock ett mer avancerat system ombord och övergången till gaselektriskt maskineri, istället för dieselmekaniskt, innebär fler komponenter vilket generellt sett är förknippat med högre underhållskostnader.

Rutiner för utförande av service och underhåll kommer också behöva förändras vid övergång till gasdrift. Troligtvis kommer mer underhåll behöva genomföras av externa varv eftersom Färjerederiet inte har möjlighet att kunna serva denna typ av system i samma uträckning som görs för dieselsystemen. Dagligt underhåll bedöms kunna genomföras av besättningen efter genomgången utbildning avseende gasdrift och potentiella risker kring detta.

Nuvarande underhållskostnader ligger på ca 55 000 SEK/motor årligen, vilket innebär ca 220 000 SEK/färja. Med anledning av det låga antalet gasdrivna fartyg som finns är det svårt att

uppskatta underhållskostnaderna efter en konvertering av färjorna. Gas som bränsle för bussar är dock mer beprövat och för detta finns erfarenheter. Dessa erfarenheter visar att underhållsbehovet är relativt lika för gas- och dieselbussar men med skillnaden att det för gasbussar tillkommer behov av tändstifts- samt filterbyte för att undvika driftstörningar. Underhållskostnaderna för en gasbuss uppskattas vara ca 10-15% högre jämfört med för motsvarande dieselbuss (Elofsson, 2018).

Baserat på erfarenheterna från gasbussar och LNG-drivna fartyg uppskattas underhållsbehovet för gasdrivna färjor vara i nivå med nuvarande behov, eventuellt något lägre. Dock kan kostnaderna för underhåll och service förväntas öka med anledning av mer specialistkrävande underhåll samt med anledning av de mer avancerade systemen ombord.

7.3 Bränslekostnader

Bränslebehovet, beräknat på energibasis, antas vara konstant före och efter konvertering med bibehållen turtäthet. Vid beräkningarna antas Fordonsgas äga bunkeranläggningen, samt ansvara för distribution av bränsle. Investeringskostnaden samt driftkostnaderna för anläggningen betalas därmed av Fordonsgas. Kostnaden för detta åläggs dock Färjerederiet som betalar priset för att få gasen levererad till bunkerporten på färjorna. Med den anläggning som föreslås av Fordonsgas och som beskrivs i avsnitt 5.3 antas priset för biogasen uppgå till 1,3 – 1,7 kr/kWh. Baserat på ett energibehov på 16 097 MWh/år för de fyra färjorna blir den årliga bränslekostnaden 21 – 27 miljoner kr. Detta kan jämföras med de nuvarande bränslekostnaderna på ca 22 miljoner kr årligen för HVO (Peterberg, 2018). Innan övergång till fossilfri drift uppgick kostnaderna för marin diesel till ca 10 miljoner kr per år.

Prisutvecklingen för HVO är osäker men efterfrågan på HVO har ökat drastiskt de senaste åren och då tillgången på råvara för HVO-produktion är begränsad kan priset antas öka i framtiden i takt med den ökade efterfrågan. Prisutvecklingen för flytande biogas är också osäker, dock är råvaran för detta inte lika begränsad vilket gör att en ökad efterfråga istället kan leda till större och effektivare produktion, vilket i sin tur kan leda till sänkta kostnader på LBG i framtiden.

8 Slutsatser och rekommendationer

Det finns endast ett fåtal fartyg som bunkrar och drivs på gas vilket gör att erfarenheten av gas som marint bränsle är mycket begränsad. Detta gör också att det inte finns något regelverk specifikt för komprimerad gas som marint bränsle, istället hänvisas till regelverk utvecklat för LNG, i första hand TSFS 2017:89 (IGF-koden).

För att möjliggöra gasdrift av färjorna kommer överträdelser av TSFS 2017:89 att krävas. Genom Transportstyrelsens nya funktionsbaserade regelverk för nationell sjöfart anses det dock troligt att få acceptans från myndigheterna för de lösningar som föreslås. För detta krävs dock att riskanalyser tas fram som kan styrka att säkerhetsnivån är likvärdig.

Tekniken som används för gasbussar kan appliceras även på fartyg och för de aktuella färjorna skulle i teorin fyra gasmotorer för lastbilar kunna användas för att driva en färja. Dessa motorer är dock inte maringodkända och få lastbilsmotortillverkare är villiga att leverera endast en motor för installation ombord. Utbudet av motorer i lämplig storlek är därmed mycket begränsat. Utgångspunkten för studien var att konvertera färjorna från dieselmekanisk framdrift till gasmekanisk eftersom detta är mest kostnadseffektivt. Det har dock konstaterats att det kommer att krävas konvertering till gaselektriskt maskineri eftersom det saknas motorer på marknaden för mekanisk framdrift. Två alternativa leverantörer av gensets för gaselektriskt maskineri på färjorna har identifierats; Sandfirden och Mitsubishi. Sandfirdens motorer går i otto-cykel, medans Mitsubishis är miller-motorer. För att undvika en högre bränsleförbrukning efter konvertering krävs en hybridlösning. Den lösning som föreslagits av Sandfirden, och för vilken uppskattat pris erhållits, innefattar batterier vars kapacitet antas kunna kompensera för den lägre verkningsgraden med en otto-motor. Även färjornas driftprofil medför att en hybridlösning antas fördelaktigt.

Till skillnad från i många andra sjöfartssammanhang är det för färjorna möjligt att bunkra och lagra bränslet i gasform ombord, detta tack vare de regelbundna kajanlöpen som möjliggör frekvent bunkring. Användningen av CBG istället för LBG/LNG förenklar hanteringen av bränslet i flera avseenden, bland annat undviks kryogena applikationer och risker förknippade med tryckökningar till följd av avkokning. Tillgängliga utrymmen för lagring av gas ombord är dock mycket begränsade. Det alternativ som identifierats som mest lämpligt, den förre detta passagerargången, kan inrymma 18 m³ CBG i gasflaskor vilket medför en bunkringsfrekvens på 2-3 dagar. Denna lösning förutsätter dock att det kan styrkas att risken för skador på bränsletankarna på grund av kollision är mycket låg. Acceptans för denna lösning antas kunna erhållas genom hänvisning till historisk statistik för trafiken på leden och med hänvisning till att övrig sjötrafik utgörs av fritidsbåtar.

För att få en effektiv distribution av bränsle krävs att bränslet transporteras till Hönö i flytande form, dvs. som LBG. Föreslagna installationer på Hönö omfattar lagringstank för LBG, högtrycksförångare, pumpar, bunkringsrör och slangar samt lossningsplats för tankbil. Med denna lösning kommer Fordonsgas ansvara för anläggandet och driften av bunkeranläggningen och Färjerederiet betalar för att få gasen levererad till bunkerport ombord. Principerna för gasbunkring innebär att operationen genomförs oövervakat under ett par timmar, företrädesvis nattetid. Detta står i stor kontrast till LNG-bunkring som är förenat med omfattande säkerhetsåtgärder och att två personer övervakar operationen. Vid gasbunkring kommer dock flödet vara betydligt mindre vilket reducerar riskerna. Med hänvisningen till att samma principer används för busstankning, och har gjort så under flera år med gott resultat, bör det dock gå att få acceptans även för att bunkring till färjorna kan ske oövervakat.

Enligt beräkningarna av utsläpp av växthusgaser är dagens drift på HVO att föredra ur klimatsynpunkt. Detta beror till största del på de metanutsläpp som uppstår under förbränning av CBG i motorn. Genom att applicera samma teknik som på gasfordon med katalysator för att eliminera dessa utsläpp kan dock CBG bli ett likvärdigt alternativ med avseende på

växthusgasutsläpp. Vid konvertering bör därför en lösning där motorinstallationen innefattar en katalysator eftersträvas.

Konverteringen till CBG-drift på Hönöleden är förenad med höga investeringskostnader, ca 79 miljoner kronor för de fyra färjorna, förutsatt att konverteringen genomförs istället för ett byte av maskinerna ombord. Även underhållskostnaderna förväntas öka efter konvertering. De årliga bränslekostnaderna för CBG uppskattas vara likvärdiga med dagens kostnader för HVO.

HVO kan ersätta diesel, utan modifieringar på motorn. Detta gör det till ett attraktivt alternativ när kraven på minskade utsläpp ökar. Dock är tillgången på HVO begränsad och med anledning av detta kan priserna förväntas öka i framtiden. Prisutvecklingen för CBG är svår att förutspå men det bedöms finnas potential för utökad produktion av såväl LBG som biogas i framtiden.

Sammantaget bedöms det tekniskt möjligt att konvertera färjorna för CBG-drift. Även en försörjningskedja för bunkring av gas på Hönö är möjlig att etablera. Dock innebär de föreslagna lösningarna att det i vissa fall kommer krävas jämförande analyser eller riskanalyser för att säkerställa och påvisa att färjorna konstrueras och opereras på ett för användningsområdet lämpligt och säkert sätt. Konvertering av färjor till biogas kan då utgöra en möjlighet för Trafikverket i arbetet med att skapa en fossilfri flotta.

9 Referenser

- Ahlvik, P., & Eriksson, L. (2012). *Well to tank assessment – diesel fuel MK1 and EN 590*. Ecotraffic.
- Almlöv, F. (den 21 februari 2018). Teknik- och miljöchef Trafikverket - Färjerederiet. *Telefonsamtal*.
- Andersson, A., & Widborg, P. (2017). *Konvertering till biogasdrift på vägfärja, Fossilfria vägfärjor - Hönöleden*. Göteborg: Chalmers tekniska högskola.
- Brynnolf, S. (2014). *Environmental assessment of present and future marine fuels*. Chalmers University of Technology.
- Börjesson P, L. J. (2016). *Dagens och framtidens hållbara biodrivmedel - i sammandrag*. The Swedish Knowledge center for renewable transportation fuels f3.
- Elofsson, M. (den 13 juni 2018). VD KE's Bussar. (N. Forsman, Intervjuare)
- Energimyndigheten. (2017). *Produktion och användning av biogas och rötresten år 2016*. Energimyndigheten.
- Energimyndigheten. (2018). *Drivmedel 2017 redovisning av uppgifter enligt drivmedelslagen och hållbarhetslagen ER 2018:17*. Energimyndigheten.
- FordonsGas. (den 18 oktober 2018). Personlig kommunikation med Hanna Von Bahr .
- LNGA. (2015). *Anvisningar - anläggningar för flytande metan LNGA 2015*. Energigas Sverige.
- Mohebbi, S. (den 21 februari 2018). Ansvarig för maskinfrågor Transportstyrelsen. *Telefonsamtal*.
- MSB. (2011). *Tankstationer för metangasdrivna fordon - Vägledning vid tillståndsprövning*. Myndigheten för samhällsskydd och beredskap.
- Neste. (den 30 mars 2018). *Neste Renewable Diesel - Avfall och restprodukter som råvara*. Hämtat från Neste: <https://www.neste.com/se/sv/f%C3%B6r-kunder/produkter/neste-renewable-diesel-hvo/avfall-och-restprodukter-som-r%C3%A5vara>
- Peterberg, P. (den 24 april 2018). Mailkommunikation - Bränslekostnader Färjerederiet.
- Peterberg, P. (den 21 juni 2018). Miljösamordnare Teknik, Trafikverket Färjerederiet, mailkommunikation.
- SPBI. (2018). *SPBI Branschfakta 2018*. Svenska Petroleum & Biodrivmedel Institutet.
- SSPA. (2016). *Förstudie kring gasdrift på Hönöleden*.
- Svenska Petroleum och Biodrivmedel Institutet. (2016). *Branchfakta 2016*. SPBI.
- Sveriges Natur. (den 31 oktober 2016). *HVO-diesel utan palmolja på väg att ta slut*. Hämtat från Sveriges Natur: <http://www.sverigesnatur.org/aktuellt/hvo-diesel-utan-palmolja-pa-vag-att-ta-slut/>

TSA. (2015). *Anvisningar - Tankstationer för metangasdrivna fordon. TSA 2015*. Energigas Sverige.

Winnes, H., & Peterson, K. (2012). *Emissionsmätningar på Hönöleden*. IVL.

APPENDIX 1 – GAP-analys TSFS 2017:89 (IGF)

För en vägfärja som endast går i svensk inre fart gäller sedan den 15 maj 2017 Transportstyrelsens föreskrifter och allmänna råd om fartyg i nationell sjöfart TSFS 2017:26. Detta är ett funktionsbaserat regelverk som ålägger redaren ett stort ansvar att fartyget konstrueras och opereras på ett för användningsområdet lämpligt och säkert sätt.

14 § i denna föreskrift lyder

14 § Överensstämmelse med tillämpliga krav verifieras enligt någon av följande punkter eller genom en kombination av dessa:

- 1. Ett etablerat och sammanhållet regelverk eller en vedertagen teknisk standard.*
- 2. Jämförande analys eller riskanalys i enlighet med etablerade veten-skapliga metoder.*
- 3. Empiriska data.*

Verifiering enligt första stycket behöver inte göras i den utsträckning och i de delar som en behörig myndighet eller organisation sedan tidigare har utfärdat ett relevant godkännande för den avsedda användningen som visar att en säkerhetsnivå som är likvärdig med dessa föreskrifter uppnås.

Som etablerat och sammanhållet regelverk rekommenderas att TSFS 2017:89 Transportstyrelsen föreskrifter och allmänna råd om säkerhet på SOLAS-fartyg som använder gaser eller andra bränslen med låg flampunkt (IGF-koden) används när färjorna byggs om till biogasdrift. Pga. av att projektet tar sin utgångspunkt i befintliga fartyg samt den svenska vägfärjans typiska konstitution är det inte praktiskt möjligt att uppfylla alla krav i detta regelverk.

Krav i regelverket som är identifierade som omöjliga eller utmanade att uppfölja är sammanställda i denna tabell. För dessa krav finns då möjligheten att tillämpa andras eller tredje punkten i 14§ av TSFS 2017:26.

Var	Beskrivning	Utrymmen	Kommentar
5.3.3	Skydd av tankar vid kollision och grundstötning.	Svår att uppfylla i sin helhet samtidigt som man beaktar 6.4.4.	Vald placering av CBG tankarna är diskuterade med TS. Riskanalys baserad på verkligt operationsområde och operationshistorik bedöms som en framkomlig väg.
5.7.1	Bränsleledningars avstånd från bordläggning	Kan bli problem med tankar ovan däck	Om en lösning väljs med bränsleledningarna på babord sida måste lösningen hanteras såsom för 5.3.3.
5.8	Bränsleberedningsrum	Måste undersökas.	5.8 Regulations for fuel preparation room design: Jfr 2.2.17. För Sandfirdens lösning finns inga pumpar, kompressorer eller "vaporisers" för att mata motorn med bränsle från tank med CNG. För LNG går det nog inte att komma undan något sådant. Räknas ledningar o

Var	Beskrivning	Utrymmen	Kommentar
			reduceringsventiler till något eller bägge av Tank connection spaces eller Fuel containment system? Tank connection spaces: 6.3.4; 6.7.1; 9.3.3; 12.5.2; 15.8.1; 18.5.1; M.f.l paragrafer.
5.7.2	Dragning av bränsleledningar	Bör undersökas	När bränsleören dras sig i denna typ av utrymme måste de ductas in i ventilerade ductar (Ej maskinrum). Finns möjlighet att undvika detta. Krav finns i 9.5och 9.8.
5.9.1	Angående uppdelning av länssystem	Bör undersökas med Färjederiet.	
5.9.2	Dragning av ledningar för länssystem	Bör beaktas	
5.11	Öppningar till stängda utrymmen.	Beror på maskinrumstyp. Olov Mathias måste fundera.	Sandfirdens lösning möjliggör maskinrum typ .2 som bäst. Ev. PNFA:s eller genom regelverk från Lloyds(då måste dock hela systemet certifieras av Lloyds. ESD spaces räknas normalt som Non-hazardous.
6.3.7	Temperaturtålighet (neråt) för skrov nära tankar	-	Inga problem vid CNG
6.6.4	Lagring av CNG i stängda utrymmen	Måste beaktas om CNG tankarna placeras under däck	Med tankplacering i passgången kan man bortse från kravet.
6.3.12	Total tömning av tankar och bränslesystem.	Bränslesystemet	Detta måste antagligen PNFA:s
6.14	Inert gasproduktion och lagring	Att beakta	
8.3.2.2	Trycktålighet på bränsleslangar	Detta skulle innebära ett designtryck på slangar om 5 x 250 bar.	
8.5	Bunkringssystem	Bunkringssystem, land och skepp	Mycket att beakta
9.6	Bränsleförsörjnings till maskinutrymmen	Maskinutrymmen	Val av säkringssystem till bränsleledningar, jfr maskinrum.

Var	Beskrivning	Utrymmen	Kommentar
9.7	Reglering i bränsleförsörjning till förbrukare i ESD-skyddade maskinutrymmen	Maskinutrymmen	
9.8	Regulering för design av ventilerade kanaler	Bränslesystem	Begränsar tryck i ledning
11.3	Brandskydd		Måste hanteras i enlighet med riskanalys enligt 14 § pkt 2 i TSFS 2017:26. Category A?
11.3.1	Definition av Machinery room cat A	Samtliga där utrustning relaterad till bränslesystem finns	A-60, brandsläckningssystem etc. krävs.
11.6.1	Släckning vid bunkerstation	Bunkerstation	Detta borde vi kunna bortse ifrån om vi inte väljer LBG
12.5.3.3		Beror på hur gasrummet utformas, kräver mer undersökning.	Måste hanteras i enlighet med riskanalys enligt 14 § pkt 2 i TSFS 2017:26.

Appendix 2

Investeringskostnader	Material (kr)			Installation (h)			Ingenjörarbete (h)			Summa	Kommentar
	Lågt	Trolig	Högt	Lågt	Trolig	Högt	Lågt	Trolig	Högt	Trolig	
Drivlina											Kostnader per färja
Summa Sandfirden*	16 320 800	16 320 800	16 320 800	840	1 120	1 400		480		17 264 800	*Sandfirden + Libherr har lämnat budgetestimat som en klumpsumma på ca 16MSEK
Elmotorer	2 500 000	2 500 000	2 500 000	240	320	400	30	40	50	2 692 000	
Gensets	8 000 000	8 000 000	8 000 000	240	320	400	30	40	50	8 192 000	Sandfirden - inte inkapslad -> kräver ESD. Ingenjörarbete (IA): Nya motorbäddar
Batterier	820 800	820 800	820 800	360	480	600	300	400	500	1 380 800	
Styr- och kontrollsystem	5 000 000	5 000 000	5 000 000	-		-	-		-	5 000 000	IA: dimensionering, utrymme, bransäkringsdesign
				-		-	-		-		
Huvudtavla	2 500 000	3 000 000	4 000 000	180	240	300	300	400	500	3 440 000	Material: Från Callenberg och liknande projekt. Inkl. batteristyrning, annars lägre siffran.
Brandskydd	100 000	200 000	1 000 000	60	80	100	60	80	100	304 000	IA: Ny elritningar för skeppet, placering av kabelkanaler etc.
Ventilation	75 000	100 000	125 000	60	80	100	30	40	50	172 000	Från prisuppgifter Västtrafik, beror på vilken typ av brandsystem som kan krävas. Aerosol = billigt, vattenbaserat = dyrt.
Broms för roderpropeller	-	-	-	-		-	-		-		IA: Dimensionering av system och nya ritningar
Commissioning/Installation	-	-	-	30	40	50	150	200	250	180 000	IA: Design och dimensionering av system i förhållande till HT/resistor.
Avinstallation	-	-	-	60	80	100	30	40	50	72 000	
	-	-	-	150	200	250	-		-	100 000	
	-	-	-	-		-	-		-	-	
	-	-	-	-		-	-		-	-	
	-	-	-	-		-	-		-	-	
Gas ombord				-		-	-		-	-	
Tankar (flaskor)	1 000 000	1 600 000	2 000 000	120	160	200	30	40	50	1 712 000	
Ombyggnation passgång	-	-	-	120	160	200	30	40	50	112 000	
Bunkerstation	225 000	300 000	375 000	180	240	300	30	40	50	452 000	
Bränslesystem	150 000	200 000	250 000	300	400	500	30	40	50	432 000	
Övervakning och kontroll	75 000	100 000	125 000	150	200	250	15	20	25	216 000	
Brandskydd	75 000	100 000	125 000	30	40	50	30	40	50	152 000	
Ventilation	75 000	100 000	125 000	60	80	100	30	40	50	172 000	
										-	
Bunkring										-	
Tank											Fordonsgas står för investeringen, kostanden belastar pris på bränslet
Pumpar											
Rör	8 000 000	10 000 000	12 000 000							10 000 000	
Högtrycksförångare											
Slanganslutningar 2 st											
Kostnad/h		-			500			800			
Summa timmar		-		3180	3 120	5300		1500			
Kostnad arbeten		-			1 560 000			1200000			
Kostnad material	20 595 800	22 020 800	24 445 800			0		0			
Total kostnad		22 020 800			1 560 000			1 200 000		24 780 800	
Marginal (+20%)		26 424 960			1 872 000			1 440 000		29 736 960	

	Material	Installation	Ingenjörarbete	Totalt 1 färja	Totalt 4 färjor
Drivlina					
Summa Sandfirden*	16 320 800	560 000	384 000	17 264 800	67 907 200
Elmotorer	2 500 000	160 000	32 000	2 692 000	10 672 000
Gensets	8 000 000	160 000	32 000	8 192 000	32 672 000
Batterier	820 800	240 000	320 000	1 380 800	4 563 200
Styr- och kontrollsystem	5 000 000	0	0	5 000 000	20 000 000
Huvudtavla	3 000 000	120 000	320 000	3 440 000	12 800 000
Brandskydd	200 000	40 000	64 000	304 000	1 024 000
Ventilation	100 000	40 000	32 000	172 000	592 000
Broms för roderpropeller	0	20 000	160 000	180 000	240 000
Commissioning/Installation	0	40 000	32 000	72 000	192 000
Avinstallation	0	100 000	0	100 000	400 000
Gas ombord					
Tankar (flaskor)	1 600 000	80 000	32 000	1 712 000	6 752 000
Ombyggnation passgång	0	80 000	32 000	112 000	352 000
Bunkerstation	300 000	120 000	32 000	452 000	1 712 000
Bränslesystem	200 000	200 000	32 000	432 000	1 632 000
Övervakning och kontroll	100 000	100 000	16 000	216 000	816 000
Brandskydd	100 000	20 000	32 000	152 000	512 000
Ventilation	100 000	40 000	32 000	172 000	592 000
Bunkring					
Tank					
Pumpar					
Rör			10 000 000	10 000 000	10 000 000
Högtrycksförångare					
Slanganslutningar 2 st					
Summa	22 020 800	1 560 000	1 200 000	24 780 800	95 523 200
Kostnad/h	0	500	800		
Summa timmar	0	3 120	1500		
Kostnad arbeten	0	1560000	1200000		
Kostnad material	22020800	0	0		
Oförutsedda kostnader (kr)	0				
Total kostnad	22020800	1 560 000	1 200 000		
	0				
Marginal (+20%)	26424960	1 872 000	1 440 000		