Marknad och systemutveckling

2017-04-25 Dnr: 2016/177 RAPPORT

Samhällsekonomisk analys inför BP1

Gotlandsförbindelse

Projektnummer:

300329

UPPRÄTTAD AV

Erik Böhlmark

SAMRÅD

Jonas Alterbeck, Magnus Danielsson

GODKÄNT/FASTSTÄLLT

Hilda Dahlsten

Sammanfattning

I denna rapport anlyseras de samhällsekonomiska effekterna av att bygga en AC-Kabel från fastlandet till Gotland med en kapacitet om 300 MW. Förbindelsen har nyttovärden främst i form av att mer tillkommande vindkraft kan lokaliseras i södra Sverige vilket medför elmarknadsnytta samt minskade transmissionsförluster.

Även försörjningstryggheten förväntas öka på Gotland med en ny förbindelse. Dock är försörjningstryggheten redan på en tillfredställande nivå med dagens två länkar och reservproduktion. Ett stort värde med den ökade försörjningstryggheten vore om gasturbinerna kunde avvecklas när den nya förbindelsen blir klar men det är långt ifrån säkert om det är möjligt.

Sammantaget visar analysen att kostnaderna vida överstiger nyttorna med förbindelsen i så länge nuvarande förbindelser är i drift. Dessutom finns stora osäkerheter i form av framtida behov av investeringen samt osäkerhet om möjligheten till ökad vindkraftutbyggnad faktiskt kommer att utnyttjas.

Innehåll

Sammanfattning 2

1 Bakgrund 5

2 Åtgärdsalternativ 5

2.1 Avförda alternativ 5

3 Analysförutsättningar 6

4 Samhällsekonomiska effekter 6

4.1 Effekter som analyserats 6
4.2 Elmarknadsnytta 6
4.3 Påverkan på nätförluster 7
4.4 Påverkan på kostnader för mothandel/produktionsfrånkoppling 7
4.5 Påverkan på leveranssäkerheten 7
4.5.1 Nätdriftsäkerhet 7
4.5.2 Effektbalans 7
4.6 Påverkan på kostnader för reservhållning 8
4.7 Påverkan på möjligheten till integration av förnybar elproduktion 9
4.8 Drift och Underhållskostnader 9
4.9 Global miljöpåverkan 9
4.10 Lokal miljöpåverkan/intrångseffekter 10
4.11 Osäkert behov av framtida kapacitet och teknisk utveckling 10

5 Kostnader för nätåtgärder 11

6 Lönsamhetskalkyl 11

6.1 Ingående värden 11
6.2 Nettonuvärde 12

7 Effektmålsrisker 12

7.1 Teknikutveckling 12

7.2 Utnyttjande av vindkraftsutbyggnad 12

8 Samlad bedömning 13

1 Bakgrund

Gotland är idag inte synkront kopplat till det svenska stamnätet utan är anslutet med två HVDC förbindelser på regionnätsnivå. De nuvarande förbindelserna har en kapacitet om 130 MW vardera. Dock kan endast en av förbindelserna användas för export mot fastlandet då en måste köra effekt i riktning mot Gotland[1]. Maximal effekt i riktning till fastlandet är alltså max knappt 130 MW och mot Gotland max 260 MW. Detta innebär att ytterligare vindkraft inte kan anslutas på Gotland trots de goda vindlägena. En ny förbindelse skulle ur ett nätperspektiv göra det möjligt med ytterligare vindkraft på Gotland samtidigt som försörjningstryggheten ökar med ytterligare en koppling till fastlandet.

2 Åtgärdsalternativ

I detta fall är nollalternativet, att inte bygga någon ny förbindelse till Gotland förrän nuvarande förbindelser är avvecklade. Nollalternativet benämns H0.

Det investeringsalternativ som föreslås är att enligt beskrivningen i den tekniska förstudien (Svk 2016/177) bygga en AC-kabelförbindelse mellan Ekhyddan (Fastlandet, SE3) och Ygne (Gotland). AC-kabeln kommer att kunna överföra en effekt om 300 MW och kommer även innebära att befintliga DC förbindelser kan köras fullt i bägge riktningar. Med AC förbindelsen kommer alltså en effekt om 460 MW kunna överföras i bägge riktningar. Alternativet benämns som H1.

I den samhällsekonomiska analysen antas att H1 är nödvändig i ett senare skede (ca år2035) när de befintliga förbindelserna avvecklats. Strikt formellt innebär alltså H0 att en ny förbindelse byggs senare men i praktiken innebär det att man avvaktar och tar ett beslut senare huruvida en ny förbindelse är nödvändig.

2.1 Avförda alternativ

Alternativet att bygga en ny HVDC förbindelse har avfärdats i utredningsskedet då kostnaderna var likvärdiga men alternativet med växelströmskabel bedöms som betydligt mer robust.

[1] Detta då de existerande länkarna är av äldre typ där effektriktningen inte kan ändras tillräckligt snabbt för att klara frekvenshållningen vid ett fel.

3 Analysförutsättningar

Analyser har genomförts i Svenska Kraftnäts huvudscenario[2] i stadium 2030. Eftersom effekterna av investeringen då förväntas vara fullt utvecklade då vindkraftsutbyggnaden som förväntas i nästa fas av elcertifikatsystemet då är fullföljd.

4 Samhällsekonomiska effekter

4.1 Effekter som analyserats

Ingen samhällsekonomisk analys genomfördes inför BP0 för Gotlandsfördindelsen. I denna samhällsekonomiska analys analyseras följande effekter:

- Elmarknadsnytta
- Stamnätsförluster
- Leveranssäkerhet
- Kostnader för reservhållning
- Miljöpåverkan

4.2 Elmarknadsnytta

Elmarknadsnyttan har beräknats med EMPS (Samkörningsmodellen) , modellen har körts med 33 olika väderår och resultaten som presenteras i den här rapporten är medelvärdet från alla simulerade år.

De tänka åtgärdena kommer inte att påverka varken interna eller externa snittkapaciteter. Förbindelsen förväntas heller inte påverka den totala mängden vindkraft i Sverige eftersom detta styrs av subventionssystem fram till och med 2030. Dock bör förbindelsen leda till att större en andel av tillkommande vindkraft byggs söder om snitt 2 jämfört med nollalternativet. I studien antas att de extra möjligheter för vindkraft som uppstår på Gotland utnyttjas fullt ut på bekostnad av motsvarande mängd i SE2. Vindkraftsutbyggnaden på Gottland förväntas ske linjärt med start 2021 och nå sin fulla kapacitet år 2030.

Den beräknade elmarknadsnyttan beräknas uppgå till 4,5 MSEK/År i år 2030. I kalkylen antas att elmarknadsnyttan är noll vid drifttagning och att den sedan växer linjärt

[2] Svk 2015/2028

med vindkraftsutbyggnaden till och med 2030 och därefter är konstant då ingen ytterligare vindkraft kan ansluta.

4.3 Påverkan på nätförluster

Då en större andel av tillkommande vindkraft installeras söder om snitt 2 minskar överföringsbehovet från norra till södra Sverige vilket leder till minskade stamnätsförluster då sträckan från producent till förbrukningscentrum blir mindre. Total sett beräknas förlusterna minska med ca 107 GWh/år vilket motsvarar ca 50 MSEK/År i år 2030. Den beräknade minskade förlusterna är troligtvis en överskattning men på grund av det entydiga resultatet i lönsamhetsbedömningen se avsnitt 6 har det inte bedömts meningsfullt att genomföra en noggrannare beräkning. I kalkylen antas att de minskade förlusterna är noll vid drifttagning och att den sedan växer linjärt med vindkraftsutbyggnaden till och med 2030 och därefter är konstant då ingen ytterligare vindkraft kan ansluta.

4.4 Påverkan på kostnader för mothandel/produktionsfrånkoppling

Förbindelsen förväntas inte ha någon större inverkan på detta. En marginell minskning av mothandelskostnader kan tänkas ske då mer vindkraft hamnar söder om snitt 2. Denna effekt har inte kvantifierats då den dels bedöms som marginell i detta fall och ingen metod finns tillgänglig i dagsläget.

4.5 Påverkan på leveranssäkerheten

4.5.1 Nätdriftsäkerhet

En förbindelse förväntas bidra till ett mer robust nät på Gotland när ytterligare en matningsväg öppnas. Däremot försämras frekvenskvalitén något då nuvarande lösning håller frekvensen på exakt 50 Hz och framtiden skulle frekvens på Gotland få samma svängningar som det övriga Nordiska kraftsystemet. Denna effekt har inte kunnat kvantifieras i ekonomiska termer.

4.5.2 Effektbalans

En ny AC-förbindelse ökar effekttillgängligheten på Gotland då redundansen ökar. Ingen ökning av effekttillgängligheten i övriga delar av landet förväntas som ett resultat av H1. Men effekterna är ganska marginella även på Gotland då Gotland redan med nuvarande lösning har en god effekttillgänglighet med två länkar med hög tillgänglighet och 120 MW gasturbinder som reserv. Simuleringar har genomförts med antaganden som redovisas i Tabell 1 nedan. Resultaten från simuleringarna visas i Tabell 2 nedan.

Tabell 1 -Antaganden om tillgänghet etc.

Otillgänglighet pga. fel AC[3]	0.50%
Otillgänglighet pga. underhåll AC[4]	0 %
Otillgänglighet pga. fel DC[5]	0.52%
Otillgänglighet pga. underhåll DC[6]	0.59%
Otillgänglighet pga. fel GT[7]	10 %
Otillgänglighet pga. underhåll GT[8]	10 %
Planerade revisioner tidigast start vecka[9]	20
Planerade revisioner senast start vecka	40

Tabell 2 - Resultat effekttillgänglighet

	H0	H1	H1-Inga GT
Icke levererad Energi (MWh/År)	1.03	0.00	0.05
Kostnad (kkr./År)[10]	113	0.0	22
Minskad kostnad mot H0 (kkr./År)	-	113	91

4.6 Påverkan på kostnader för reservhållning

Eventuellt så kan de befintliga gasturbinerna på Gotland avvecklas med en ny AC-förbindelse vilket skulle innebära minskade kostnader. Med den föreslagna AC-förbindelsen skulle effekttillgängligheten bli högre jämfört med dagsläget även om gasturbinerna avvecklas se avsnitt 4.5.2 ovan. Det finns dock vissa implikationer med att avveckla gasturbinerna. Främst att samtliga förbindelser med fastlandet vid en

[3] Baserat på data från STRI R16-1195
[4] Baserat på data från STRI R16-1195
[5] Baserat på data från Vattenfalls CIGRE-rapportering för Gotland 2&3
[6] Baserat på data från Vattenfalls CIGRE-rapportering för Gotland 2&3
[7] Uppskattning baserat på driftrapport för Svenska Kraftnäts gasturbiner
[8] Uppskattning baserat på driftrapport för Svenska Kraftnäts gasturbiner
[9] Antagande om att planerade revisioner sker utanför höglastperioden
[10] Kostnaden har värderats enligt till 66 kr/kWh för icke levererad energi och 24 kr/kW för icke levererad effekt.

delsträckning inte skulle vara geografiskt separerade vilket innebär att en enskild händelse skulle kunna slå ut samtliga förbindelser.

Reserver i form av gasturbiner antas ha en totalkostnad över tid på 200 kSEK/MW/år[11] vilket skulle innebära en minskning på totalt 24 MSEK/år om de befintliga gasturbinerna med en kapacitet om totalt 120 MW kunde avvecklas. Denna minskade kostnad tas av ovan nämnda skäl inte upp i huvudscenariots lönsamhetskalkyl utan redovisas separat som en möjlig uppsida på nyttan.

4.7 Påverkan på möjligheten till integration av förnybar elproduktion

En ny AC-förbindelse innebär att cirka 400 MW vindkraftsproduktion kan anslutas på Gotland. Totalt sett bedöms inte projektet innebära att den totala framtida vindkraftsproduktionen varken ökar i Sverige eller globalt då den totala mängden vindkraft begränsas av den politiskt bestämda ambitionsnivån i elcertifikatsystemet.

4.8 Drift och Underhållskostnader

Drift och underhållskostnaderna för en ny förbindelse förväntas uppgå till ca 1,5 MSEK/År.

4.9 Global miljöpåverkan

Den miljöpåverkan som uppstår på grund av de planerade åtgärderna redovisas i Tabell 3 nedan. Miljöpåverkan redovisas ur ett livscykelperspektiv där inkluderas utsläpp som orsakas av byggnation, underhåll, drift och avveckling av anläggningen. Förändringen av produktionsmixen är i princip obefintlig. H1 är troligen är nödvändig i ett senare skede då befintliga förbindelser avvecklats och utsläppen och miljökostnaden uppstår oavsett. Därför används inte dessa värden i kalkylen utan redovisas bara för kännedom.

[11] Nyckeltal som används inom Svenska Kraftnäts gasturbinbolag

Tabell 3 - Miljöpåverkan av H1 ur ett livscykelperspektiv

Miljöeffekt	**Klimatförändring**	**Övergödning**	**Partikelformering**	**Försurning**
Enhet	[kton CO2-eq]	[ton P-eq]	[ton PM10-eq]	[ton SO2 -eq]
Material	35	37	141	295
Byggnation	8	0.4	29	55
Drift	0.4	0.02	1	3
Avveckling	9	0.2	18	35
Totalt	**52**	**38**	**189**	**388**

4.10 Lokal miljöpåverkan/intrångseffekter

Den lokala miljöpåverkan är mycket liten då det rör sig om till största del kabel samt de nya anläggningarna uppförs i direkt anslutning till befintliga. Dessa effekter har inte kvantifierats i ekonomiska termer och kommer dessutom uppkomma i ett senare skede i enlighet med resonemanget i föregående avsnitt.

4.11 Osäkert behov av framtida kapacitet och teknisk utveckling

Idag går utvecklingen snabbt inom mikroproduktion och smarta elnät, energilager osv. Då Gotland ligger så pass långt från fastlandet så är det ingen omöjlighet att då de befintliga länkarna når sin tekniska livslängd omkring år 2035 så är lokal produktion och lagring en mer effektiv lösning än transmission. Detta skulle innebära att kalkylen blir sämre då grundantagandet är att H1 kommer att vara nödvändig när nuvarande förbindelser avvecklas och därför belastas kostnadsdelen enbart med den extra kapitalkostnad som uppstår att tidigarelägga investeringen.

5 Kostnader för nätåtgärder

Den totala investeringen har inom ramen för den tekniska förstudien beräknats uppgå till 1830 MSEK med 15 % sannolikhet beräknas investeringen till maximalt 1 400 mnkr och med 85 % sannolikhet beräknas investeringen till maximalt 2 260 mnkr.

6 Lönsamhetskalkyl

Med stor sannolikhet kommer åtgärdsalternativet H1 behövas senast då de befintliga DC-länkarna avvecklas. Denna lönsamhetskalkyl inkluderar de nyttor som uppkommer tillföljd av investeringen under perioden (ca2022-2035) och den extra kapitalkostnad som uppstår till följd av att tidigarelägga investeringen.

Detta är det mest sannolika men det kan inte uteslutas att denna investering inte längre är nödvändig när de befintliga förbindelserna avvecklats, se avsnitt 4.11.

6.1 Ingående värden

Ingående kvantifierade årliga kvantifierade effekter redovisas i nedan

Tabell 4 - Ingående årliga kvantifierade effekter

	Base	Inga GT
Elmarknadsnytta 2021 (MSEK/År)	0	0
Elmarknadsnytta 2030 (MSEK/År)	4,5	4,5
Minskade förluster 2021 (MSEK/År)	0	0
Minskade förluster 2030 (MSEK/År)	48	48
Ökad försörjningstrygghet (MSEK/År)	0,11	0,09
Minskade reservkostnader (MSEK/År)	0	24
DoU-kostnader(MSEK/År)	-1,5	-1,5
Summa nyttor år 2021 (MSEK/År)	-1,4	22,6
Summa nyttor år 2030-2035 (MSEK/År)	51	76

6.2 Nettonuvärde

Beräknade nettonuvärden för en ny förbindelse jämfört med H0 redovisas i Tabell 5 nedan. Nettonuvärdet är alltså kraftigt negativt i även i det optimistiska antagandet att gasturbinerna kan avvecklas efter att H1 har genomförts.

Tabell 5 - Beräknade nettonuvärden (skillnad jämfört med H0)

	H1 -Ref	H1-inga GT
Nuvärde(PV) kvantifierade effekter 2021-2035	174	378
Nuvärde (PV) tidigarelagd investering	-601	-601
Nettonuvärde (NPV)	-427	-222

7 Effektmålsrisker

7.1 Teknikutveckling

Den största effektmålsrisken bedöms vara att teknikutvecklingen inom lokal produktion och lagring innebär att en ny förbindelse inte är nödvändig när befintliga förbindelser har avvecklats. Exempelvis så stödjer Svenska Kraftnät ett FoU projekt där vindkraftsel används för produktion av vätgas som kan användas som bränsle. Vidare går utvecklingen snabbt inom energilager som skulle kunna vara ett alternativ till transmission när det inte blåser. Det skulle innebära att de bedömda nyttorna skulle behöva vägas mot hela projektets kostnad eller skillnaden mot en potentiellt billigare lösning och inte enbart kostnaden för tidigareläggning av investeringen.

Anledningen till att denna risk bedöms som relevant för detta projekt är de stora investeringar i förhållande till lasten som krävs för att ansluta till fastlandet. Gotland är troligtvis ett av de första fallen i det svenska kraftsystemet där lagring blir effektivare än transmission om kostnaderna för lagring fortsätter att sjunka.

7.2 Utnyttjande av vindkraftsutbyggnad

En annan risk är att möjligheten att bygga ny vindkraft på Gotland inte utnyttjas fullt ut detta då elcertifikatsystemet inte pekar ut var vindkraften ska byggas ut. Även om

vindlägena på Gotland bedöms som goda så har förutsättningarna för vindkraft ändrats jämfört med när den befintliga gotska vindkraften byggdes ut. Vindförhållandana i norra Sverige har visat sig goda för dagens höga vindkraftverk samt möjligheten att bygga stora parker driver ned kostnaderna för dessa projekt. Det går därmed inte att med säkerhet säga att projekt på Gotland ekonomiskt skulle konkurrera ut projekt i norra Sverige. Om vindkraften på Gotland inte skulle byggas ut i den antagna takten skulle det innebära att elmarknadsnyttan och de reducerade förlusterna skulle minska i omfattning.

8 Samlad bedömning

Det föreslagna alternativet med en ny AC-förbindelse ger visserligen påvisbara nyttovärden men jämfört med den relativt stora investeringen går projektet inte att motivera ur ett samhällsekonomiskt perspektiv i nuläget. Det finns dessutom stora osäkerheter som ytterligare kan försämra den samhällsekonomiska lönsamhetskalkylen.