

ÖVERSKOTTSEL PÅ GOTLAND

Utredning av förutsättningarna – historisk, idag och möjligheter för framtiden



2026-04-21



Uppdragsinformation

Uppdragsnamn	Region Gotland – elreglering
Uppdragsnummer	10380133
Författare	Martin Andersen, Marcus Gyllemalm, Johan Bernhardsson
Datum	2026-04-21
Ändringsdatum	2026-06-08
Granskad av	Anders Månsson
Godkänd av	Anders Månsson

Kund

Region Gotland

Konsult

WSP

WSP Sverige AB

Org nr: 556057-4880

wsp.com

Kontaktpersoner

MARTIN ANDERSEN	MARTIN.ANDERSEN@WSP.COM	+46 10 721 20 45
MARCUS GYLLEMALM	MARCUS.GYLLEMALM@WSP.COM	+46 10 721 27 78
JOHAN BERNHARDSSON	JOHAN.BERNHARDSSON@WSP.COM	+46 10 722 72 81
ANDERS MÅNSSON	ANDERS.MANSSON@WSP.COM	+46 10 722 90 88

Innehåll

1.	BAKGRUND	1
1.1	UPPDRAGSBESKRIVNING	1
1.1.1	<i>Inledning</i>	2
1.1.2	<i>Beskrivning av uppdrag/tjänst</i>	3
1.1.3	<i>Tolkning och avgränsning av uppdraget</i>	4
1.2	TIDIGARE ARBETE	6
1.2.1	<i>Gemensamt om överskotts-el</i>	6
1.2.2	<i>Fjärrvärme</i>	6
1.2.3	<i>Pumpkraft</i>	7
1.3	HISTORISK ANVÄNDNING AV ÖVERSKOTTSEL	9
1.3.1	<i>Intervjun</i>	9
1.3.2	<i>Lag om skatt på energi</i>	9
1.3.3	<i>Skattebefrielsen i praktiken</i>	11
1.3.4	<i>Arkivhandlingar</i>	12
1.3.5	<i>Elnätsavgifter</i>	14
1.3.6	<i>Utvecklingen i elanvändning i fjärrvärmeproduktionen</i>	15
1.3.7	<i>Sammanfattning</i>	16
2.	METOD	17
2.1	ENERGISYSTEMET	17
2.1.1	<i>Fastlandsförbindelse</i>	17
2.1.2	<i>Vindkraftverk</i>	18
2.1.3	<i>Elnätsprofil</i>	19
2.1.4	<i>Beräknad överskottskapacitet vindkraft</i>	20
2.1.5	<i>Elhandelssystemet, vindkraft och överskott</i>	21
2.2	FJÄRRVÄRME	25
2.2.1	<i>Fjärrvärmeproduktion med överskottsel</i>	25
2.2.2	<i>Teknisk analys fjärrvärmeproduktion</i>	26
2.2.3	<i>Ekonomisk analys</i>	26
2.3	PUMPKRAFT	27
2.3.1	<i>Teknisk analys</i>	27
2.3.2	<i>Ekonomisk analys</i>	31
3	RESULTAT OCH DISKUSSION	35
3.1	FJÄRRVÄRME	35
3.1.1	<i>Analys fjärrvärmeproduktion</i>	35

3.1.2	<i>Sammanfattning fjärrvärmeproduktion</i>	36
3.1.3	<i>Skatteregler för fjärrvärme</i>	36
3.2	PUMPKRAFT	38
3.2.1	<i>Ekonomisk analys</i>	38
3.2.2	<i>Skatteregler för pumpkraft</i>	40
3.3	PRAKTISK HANTERING AV ÖVERSKOTTSEL	41
3.3.1	<i>Regel- och avgiftsförändringar</i>	41
3.3.2	<i>Praktiska aspekt</i>	41
3.3.3	<i>Påverkan av avgiftsförändringar</i>	45
4	FÖRSLAG TILL VIDARE ARBETE	47

SAMMANFATTNING

Denna rapport utgör en genomförbarhetsstudie för hur så kallad överskottsel – främst från vindkraft som inte utnyttjas vid låga eller negativa elpriser – kan användas på Gotland. Uppdraget har genomförts av WSP på uppdrag av Region Gotland och fokuserar på två tekniska lösningar: fjärrvärmeproduktion med el samt pumpkraftverk som energilagring och reglerkraft. Studien behandlar både tekniska, ekonomiska samt regel- och skattemässiga förutsättningar.

Bakgrund och behov

Gotland har idag ett stabilt elsystem med sjökablar till fastlandet och cirka 50 % lokal elproduktion, huvudsakligen från vindkraft. Samtidigt har situationen förändrats kraftigt sedan 2024 då omkring 20 % av vindkraftsproduktionen inte tas tillvara, motsvarande cirka 100 GWh per år. Detta beror bland annat på låga elpriser i kombination med överföringsavgifter till fastlandet. Parallellt väntas Gotlands elbehov öka kraftigt under kommande decennier till följd av bland annat CCS-anläggning och planerad produktion av e-bränslen. För att stärka både resiliens och framtida ö-driftsförmåga behövs därför lösningar som bättre tar tillvara lokal elproduktion.

Fjärrvärme med överskottsel

Analysen visar att fjärrvärmesystemet på Gotland, särskilt i Visby, tekniskt har goda förutsättningar att använda överskottsel via befintlig 20 MW elpanna och värmeackumulator. Den tekniska effektiviteten är hög och potential finns att minska användningen av biobränsle.

Ekonomiskt är dock resultatet starkt beroende av energiskatten på el och elnätsavgifter. Med dagens energiskatt (36 öre/kWh) är lönsamheten låg och begränsad till relativt få timmar per år. Vid en sänkt energiskatt till 0,6 öre/kWh – vilket är föremål för pågående regeringsberedning – fördubblas antalet lönsamma drifttimmar och besparingen ökar väsentligt. Rapporten pekar samtidigt på att värmepumpar, tack vare högre verkningsgrad, sannolikt är ett mer robust och långsiktigt alternativ än elpannor för att nyttja överskottsel.

Pumpkraft

Pumpkraft bedöms tekniskt möjlig på Gotland, med föreslagen lokalisering söder om Visby och en effekt kring 15 MW. Ett sådant verk kan bidra till energilagring, reglerkraft, stödtjänster och ökad beredskap vid störningar i fastlandsförbindelsen.

Den ekonomiska analysen visar dock att lönsamheten är svag vid nuvarande skatte- och avgiftsstruktur. Investeringskostnaden är hög och återbetalningstiden lång (30–60 år även vid låg energiskatt).

Lönsamheten är mycket känslig för hur el beskattas vid lagring och återleverans, samt om pumpkraft kan behandlas skattemässigt likt batterilager. Större anläggningar (50–100 MW) skulle kunna ge skalfördelar, men kräver ytterligare utredning.

Regelverk och styrmedel

Rapporten konstaterar att nuvarande marknads- och regelverk inte ger tillräckliga incitament att använda överskottsel lokalt. Ett nyckelförslag är därför att införa utökad tidsdifferentiering av elnätsavgifter på Gotland, med lägre avgifter vid låg nätbelastning. Detta skulle kunna fungera som en lokal styrsignal utan att strida mot diskrimineringsprinciper i ellagen och kan införas relativt snabbt utan extern påverkan.

Slutsats

Studien visar att det finns betydande teknisk potential att använda överskottsel på Gotland, särskilt inom fjärrvärme. För att realisera denna potential krävs dock förändringar i skatter, elnätsavgifter och styrning. Ett nyckelförslag är utökad tidsdifferentiering av elnätsavgifter på Gotland, som snabbt kan införas. Fjärrvärme – och särskilt värmepumpar – framstår som den mest kostnadseffektiva åtgärden på kort till medellång sikt, medan pumpkraft främst bidrar till systemnytta och resiliens snarare än god ekonomi.

1. BAKGRUND

Bakgrunden för denna utredning är uppdelad i en del relaterat till uppdragsbeskrivning, en del till tidigare arbete på området och en del om historisk användning av överskottsel i fjärrvärmesystem.

1.1 UPPDRAGSBESKRIVNING

I januari 2026 fick WSP i uppdrag av region Gotland att utföra en genomförbarhetsstudie för användning av överskottsel i fjärrvärmesystemet och/eller till ett pumpkraftverk. Detta efter FKU mot ett ramavtal med avtals-ID 1651409 i december 2025.

Detta underkapitel inkluderar texten från upphandlingsdokumentet som användes för avrop av ramavtal ”Konsulttjänster inom miljö och hållbarhet 2024, SLL 1651, avtalsområde 9” mellan Region Gotland och WSP. Texten återges i sin helhet i sektion 1.1.1 och 1.1.2.

Vidare innehåller uppdragsbeskrivningen en tolkning och avgränsning av uppdraget under uppdragets gång i sektion 1.1.3, för att bättre kunna förstå valet av metodik och presentationen av resultat.

Utredningen har utförts av fyra personer vid WSP, den så kallade ”arbetsgruppen”, med följande roller:

Tabell 1: Översikt över personer som ingick i arbetsgruppen och deras roller med tillhörande ansvar.

NAMN	ROLL	ANSVAR
Anders Månsson	WSP Ombud	Koordination/projektledning
Marcus Gyllenmalm	Expertstöd, fjärrvärme	Produktionsanalys fjärrvärme, ekonomisk analys, platsbesök.
Martin Andersen	Expertstöd, fjärrvärme	Huvudförfattare. Forskning på skattejuridik, lag underlag och förslag till praktisk hantering av lokal överskottsel. Analys av vindkraftsproduktion. Analys arbitrage, pumpkraft.
Johan Bernhardtsson	Expertstöd, pumpkraft	Produktionsanalys, ekonomisk analys. Information om pumpkraft.

Styrgruppen för utredningen bestod av fem personer för beställaren:

Tabell 2: Översikt över personer som ingick i styrgruppen och deras roller med organisationstillhörighet.

NAMN	ROLL
Lars Thomsson	Samordnare, Region Gotland
Helena Andersson	Ekostrateg, Region Gotland
Magnus Jennerholm	Teknisk projektledare, Energicentrum Gotland
Tenny Larsson	Värmechef, Gotlands Energi AB
Mikael Hanell	Driftsstrateg, Gotlands Elnät AB

1.1.1 Inledning

Att Gotland är en förebild i energi- och klimatomställningen, är ett av Gotlands tre mål i den regionala utvecklingsstrategi Vårt Gotland 2040.

Idag har Gotland ett stabilt elsystem som bygger på fungerande elkablar till fastlandet. Därtill finns det lokal produktion av vindkraftsel och solel huvudsakligen. Den lokala produktionen står för ca 50 % av Gotlands elförbrukning. Elförbrukningen varierar mellan 850–1000 GWh per år de senaste 10 åren, där Heidelberg Materials förbrukar ca 350 GWh.

Framöver pekar scenarier på att vi kommer att öka behovet av el, från dagens 1 TWh till 3–5 TWh på Gotland. Det blir två tydliga steg som ökar behovet framöver, första steget är en ny CCS anläggning på Heidelberg Materials som kommer behöva 1–1.2 TWh. Andra steget är en e-bränsleanläggning för att lokalt kunna producera bränsle till färjetrafiken, det ökar behovet med 1–1.5 TWh ytterligare. För att möta denna utveckling så kommer fokus framöver att ligga på att öka den lokala produktionen av el, främst via vindkraft på land och till havs nära Gotland, samt bygga ut solelproduktion. I kombination med ökad lagringsförmåga av energi.

Säkerhetsläget gör att vi behöver tillskapa en ö-driftförmåga, där Gotlands elförsörjning fungerar utan kablar till omvärlden. Därför behövs det olika former av lagring och reglering av elsystemet, samt för att maximalt utnyttja de förnyelsebara energikällornas produktionskapacitet. Vi är långt ifrån ö-driftförmåga idag, men dessa två utredningsområden kan bidra med viktiga pusselbitar på resan mot ö-drift.

För att klara fullständig ö-drift så behövs egen förmåga till att frekvenshållning av nätet, lagringskapacitet och troligen gasturbiner för baslast. Detta ingår inte i uppdraget, utan endast nedan områden ingår.

Sedan 2024 har Gotland en situation att ca 20 % av vindkraftselen "blåser förbi", det vill säga att befintliga vindkraftverk på Gotland stängs av på grund av för låga eller negativa elpriser, dvs lägre än 10,5 öre per KWh. Effekten blir att när det blåser bra så står de stora vindkraftverken stilla. Denna produktionsförlust motsvarade under 2024 ca 100 GWh på ön! Detta nya fenomen skapar stora ekonomiska förluster för vindkraftsägarna, samtidigt som öns resiliens försämras¹.

Vad tänker vi ingår i utredningen?

Denna förfrågan består av två olika delar, både med syftena att bidra med ö-driftförmåga och ökad andel lokal elproduktion i Gotlands elsystem. Fokuset ligger på att reglera elsystemet här och nu, men också för framtida större regleringsbehov. De två delarna är Fjärrvärme driven av överskottsel och Pumpkraftverk som reglerande kraft i elsystemet.

Det finns en 17 sidig förstudie gjord som belyser ett upplägg med ett pumpkraftverk vid Ygne, se [Bilaga 1](#). Den utgör huvudidén för pumpkraftverks lokalisering, dock utan att vara låst till den studiens övriga dimensionering.

¹ Detta var en arbetshypotes som föll under utredningens gång genom analys av elnätsprofilen för Gotland, se kap. 1.1.3 och kap. 2.1.3.

1.1.2 Beskrivning av uppdrag/tjänst

Beskrivning av uppdrag/tjänst:

1. Fjärrvärme driven av överskottsel

- Utredningen omfattar att göra en teknisk- och ekonomisk genomförbarhetsstudie för att belysa möjligheten att volatilt nyttja "överskottsel" för att värma fjärrvärmeanläggningar med befintliga elpannor som värmekälla.
- Beskriva maximal möjlig effekterreglering beroende på säsongs-data för värmebehovet och effekt på elpannor, vilka fjärrvärmeanläggningar som kan bli aktuella, eventuella investeringsbehov, berörda aktörer, lämpligt organisatoriskt upplägg, lönsamhetsaspekter, besparing biobränsle. Samt beskriva möjligheten till eventuell tillkommande produktion, tekniska lösningar och dess ekonomiska aspekter som utkommer under utredningen.
- Beskriva det skattesystem som fanns på 1970–90 talet som hette Avbrytbar el. Det systemet skapade en skattebefrielse för att nyttja de elöverskott som kärnkraftsutbyggnaden skapade.
- Beskriva behovet av eventuella regel- och skatteförändringar som behövs för att få denna el-reglering att fungera praktiskt och ekonomiskt.

2. Pumpkraftverk som reglerande kraft i elsystemet

- Utredningen omfattar att göra en teknisk- och ekonomisk genomförbarhetsstudie för att belysa möjligheten att genom ett pumpkraftverk, enligt grundprinciperna i den bilagda förstudien, nyttja "överskottsel" för att reglera tillgång och efterfrågan i elsystemet.
- Beskriva markförhållanden och markägarförhållanden, lämpliga storlekar på möjliga anläggningar, investeringsbehov, lämplig elanslutning, möjlig effekterreglering, CAPEX och OPEX, berörda aktörer, lämpligt organisatoriskt upplägg, samt övriga tekniska och ekonomiska aspekter som utkommer under utredningen.
- Beskriva behovet av eventuella regel- och skatteförändringar som behövs för att få denna el-reglering att fungera praktiskt och ekonomiskt.

Metod

Metod för framtagande av uppdraget är platsbesök, intervjuer med relevanta personer, dialog med kontaktperson mm. Kontaktpersonen hjälper till att hitta rätt personer att intervjua. Det rör sig om ca 6 platsbesök och ca 6 - 10 intervjuer.

1.1.3 Tolkning och avgränsning av uppdraget

Under uppdragets gång har det förekommit regelbundna möten för avstämning mot styrgruppen för uppdraget och utredning avseende uppdragets innehåll och val av metodik.

Denna sektion innehåller en beskrivning av teman som har varit föremål för diskussion och följaktigt har avgränsat studiens omfattning metodiskt.

Skattesystem för avkopplingsbar el

Diskussioner har förts runt bristen på tillgänglig information om detta system.

Lars Thomsson bidrog i detta fall med kontaktuppgifter till ett intervjuobjekt för information om detta.

Intervjun ledde till att mera djupgående utredningsarbete inleddes i förbindelse med informationsinhämtning om detta tema. Arbetet inkluderade kontakt med regionala och nationella arkiv för att ta del av äldre dokument som kunde belysa skattessystemet. Utöver detta inkluderades en del juridiskt underlag i form av propositioner eller antagna sådana i form av lag, där beskattningen av avkopplingsbara elpannor ingick som en del av innehållet.

Mikael Hanell från GEAB bidrog i sammanhanget med underlag på den historiska avgiftsstrukturen för elpannor.

Pumpkraft; fokus för utredning – redundans eller ekonomi?

Diskussioner har förts runt vad utredningen egentligen skall fokusera på i relation till pumpkraften.

Detta då uppdragsbeskrivningen är något vagt formulerad och möten i tidigt skede av utredningen fokuserade på ekonomiska aspekter. Under utredningens gång blev mera fokus lagt på redundansfrågor och önskan om ö-driftsförmåga, varför det framstod oklart vad det huvudsakliga syftet med studien var. Under ett möte blev detta tydligt diskuterat och WSP presenterade sin åsikt om att ett pumpkraftverk skulle ha begränsad möjlighet att försörja öns el-behov av olika skäl. På grund av detta enades WSP och styrgruppen om två parametrar:

- | | |
|------------------------------------|-------------------------------|
| 1. Produktionskapacitet pumpkraft: | 10 MW och 100 MW. |
| 2. Redundans/autonomi: | 24 timmar vid full kapacitet. |

Avseende punkt 1 blev produktionskapaciteten senare specificerad till 15 MW

Pumpkraft; anslutningspunkt för detta

Diskussioner har förts runt var på ön ett evt. pumpkraftverk skall anslutas.

Inspel från GEAB har tydliggjort att det är området i Ygne som är av intresse, eftersom det där finns en produktionsenhet och nätinфраstruktur, då detta är anslutningspunkt mot fastlandet. Det har dock varit oklart på vilken sida av produktionsenheten man skall ansluta (primär/sekundär) och detta har varit föremål för utredning, men som inte utretts färdigt.

Vindkraft som "blåser förbi"

Diskussioner har förts runt hur man metodiskt skall estimerar mängderna vindenergi som inte utnyttjas till produktion av el i vindturbiner.

Mikael Hanell i GEAB bidrog i februari 2026 med en sammanställning av last, produktion och export/import för åren 2023/2024. Detta täckte grundbehovet av information om energiomsättningen på ön för analys av utnyttjade potentialen i vindkraften, vid att WSP fick tillgång till när vindturbinerna producerade och inte. Det var dock oklart om produktionen kunde länkas till att givna förutsättningar var på plats eller inte.

Ett av grundantaganden för utredningen ingick i inledningen till uppdragsbeskrivningen som gjordes i utlysningen av uppdraget (sektion 0). Där framgår det att vindturbinerna står stilla när överföringsavgiften är under 10.5 öre/kWh. Analysen av produktionsdata utredde huruvida detta stämde och kom fram till att antagandet var fel. Med utgångspunkt i detta fanns ingen klar korrelation mellan produktionen av vindkraft och överföringsavgiften, varför uppskattning av outnyttjad effekt blev svårare.

Vidare diskussioner fördes därefter, varpå ett förslag från styrgruppen var att använda sig av data från den ideella föreningen Gotlands Vindelproducenter (GVP). Lars Thomsson gav inspel på att sådana data med säkerhet fanns, där det framgår när turbinerna står still och hur mycket produktion man går miste om, då detta utgjorde bakgrunden för att nuvarande utredning inleddes. Kontaktuppgifter till GVP överlämnades till arbetsgruppen från Lars Thomsson, men trots flera försök från arbetsgruppen lyckades det inte att upprätta kontakt. Styrgruppen försökte då själv en gång att upprätta kontakt, men utan att detta lyckades heller.

Slutligen utarbetade arbetsgruppen en produktionsprofil baserad på teoretiskt sammanhang mellan vindhastighet och teoretisk installerad produktionskapacitet i vindturbinerna på ön, för att använda detta som en utgångspunkt för utvärderingen av outnyttjad produktionskapacitet till användning lokalt. Metodiken diskuterades på ett styrgruppsmöte och blev utvärderat som den bästa tillgängliga utifrån den data som finns att tillgå. Förbättring av precisionen i resultaten avseende outnyttjad produktionskapacitet får bli föremål för efterföljande utredningar, om önskvärt.

Platsbesök

En del av utredningen skulle enligt plan innehålla platsbesök för utvärdering av praktiska förutsättningar för pumpkraft, men även för att kunna utvärdera praktiska förhållanden runt fjärrvärmeproduktionen på Gotland.

Området som varit aktuellt för pumpkraften, enligt tidigare förstudie, ligger i ett område som används av försvarsmakten till träningsområde. Kontakt med försvarsmakten vid G17/G18 för att komma överens om en besökstid och åtkomst till området inleddes tidigt i utredningen, men det tog tid att få svar på om och evt. När man skulle kunna utföra en besiktning av området. Slutligen fick arbetsgruppen besked från försvarsmakten att en besiktning av området inte kom på tal, varför ett platsbesök dit inte blir aktuellt. Styrgruppen uppmanas att reda ut om en möjlig satsning på ett pumpkraftverk i detta området överhuvudtaget kommer vara möjligt, med svårigheten med åtkomst till området tagit i beaktande.

Platsbesök i samband med utredningen kommer därför vara begränsad till praktiska förhållanden runt fjärrvärmeproduktionen.

Stödtjänster exkluderade från ekonomisk analys

Under utredningens gång har styrgruppen lyft frågan om ekonomisk analys av lönsamhet för utförande av stödtjänster. Enligt uppdragsbeskrivningen och WSP sin tolkning av denna är huvudfokus för utredningen användning av överskottsel från vindkraft. Detta betyder att utredningen inte skall undersöka hur fjärrvärmen eller pumpkraft skall kunna användas till frekvensreglering, reservkapacitet, spänningsreglering eller annat.

För att kunna göra en ekonomisk analys av lönsamheten vid utförande av stödtjänster måste lämpliga stödtjänster utredas samt lämplig ersättningsnivå fastställas. Detta anses vara utanför omfattningen för förstudien då det kräver en högre detaljnivå än specificerad i omfattningen för nuvarande utredning.

I denna utredning råder osäkerhet runt kostnaderna för pumpkraft och detta påverkar den ekonomiska kalkylens precision, även om slutsatserna kan påvisa genomförbarhet. En ekonomisk analys av lönsamheten i stödtjänster borde utgå ifrån högre grad av precision i kostnader och i högre grad ta hänsyn till olika scenarier för utveckling av ersättning för stödtjänster/elproduktion, innan detaljerade kalkyler för lönsamhet relaterade till driftsoptimering (så som produktion för elförsäljning kontra stödtjänster) utförs.

Utredningen tar upp lönsamhetsanalys relaterad till stödtjänster i Kap. 4 som förslag till vidare arbete.

1.2 TIDIGARE ARBETE

Detta kapitel beskriver kort litteratursöket som gjordes i förbindelse med utredningen och sammanfattar relaterat informationsunderlag som kan läsas i anslutning till denna utredning för bättre förståelse av Gotlands energiförsörjning.

1.2.1 *Gemensamt om överskotts-el*

Rapporter

Scenarier för Gotlands energibehov 2040 (Länsstyrelsen i Gotlands län, 2026)

En rapport framtagen inom projektet Framtida energisystem, som analyserar framtida energi- och elbehov, samt energiinfrastruktur för produktion, distribution och lagring. Denna typ av scenarioplanering är direkt relevant för frågor om överskottsel och dess möjliga användningsområden.

Relevans:

- Energibalans och framtida elproduktion.
- Planeringsunderlag för energiinfrastruktur.
- Möjlig relation till hur överskottsel kan nyttjas lokalt (t.ex. industri, lagring, vätgas).

Mastersarbeten

Energy Transition Gotland (Uppsala universitet, 2018).

Relevans: Behandlar Gotlands framtida energisystem, inklusive:

- Variationer i vind- och solkraft.
- Systemeffekter vid hög andel förnybar elproduktion.
- Indirekt relevant: analyserar hur överskottsel påverkar energisystemet.
- Scenarioanalys som inkluderar energibalans.

Studien berör systemeffekter som kan skapa överskottsel och kan vara relevanta för koppling mot fjärrvärme och/eller pumpkraft.

1.2.2 *Fjärrvärme*

I sökandet efter information om underlag på användningen av el i fjärrvärmesystemet på Gotland har utredningen hittat några källor som kan vara relevanta för att sätta utredningen i sammanhang med det övriga informationsunderlaget runt el på Gotland.

Elektricitet på Gotland

En del av sökningen efter information inkluderade kontakt med olika arkiv (se även sektion 1.3.4) varav ett sådant var Regionarkivet Gotland. Arkivarien vid detta arkiv kunde tyvärr meddela att det kanske fanns något tillhörande tidigare GEAB, men att handlingarna inte var katalogiserade. Ett besök kunde vara på sin plats menade arkivarien, men detta bedömdes vara utanför utredningens omfattning. Arkivarien gav dock ett tips om en bok som kunde vara till hjälp och uppgav då boken "Elektricitet på Gotland".

Boken av Torgny Rosvall beskriver elens utveckling från 1904 och fram mot slutet av 1970-talet. Den beskriver elektrifieringen och utbyggnaden av produktionsverksamhet, samt olika aspekter av vardagslivet i de olika epokerna. Författaren arbetade i föregångaren till GEAB och senare i GEAB när bolaget bytte namn, vilket är beskrivet i ett eget kapitel.

Boken innehöll tyvärr inte specifika referenser till användning av el i fjärrvärmesystemet. Det finns ett kapitel om kraftvärmeverket vid Skrubbs i Visby och hur detta är tänkt att försörja fjärrvärmenätet, men inget specifikt om el till värme för användning i fjärrvärmeverket.

Ett kapitel berättar dock om information av relevans för pumpkraften och/eller vindturbinerna och exportkapaciteten. Denna information beskrev sjökabeln till fastlandet som kom år 1954 och hur denna uppgraderades på 80-talet till en kapacitet om först 130 MW och senare utökades med en till kabel med samma kapacitet för att ge 260 MW totalt. Tidvis (vid låga temperaturer) kunde kablarna öka sin kapacitet med 30 MW vardera under en kortare period, vilket skulle kunna ge en kortsiktig kapacitet på 320 MW vid behov. Boken beskriver hur kablarna drevs med olika polaritet för att undvika behov av återledare, men att man kunde driva dessa med samma polaritet om man använde havet som återledare.

Masterarbeten

Spillvärmeåtervinning på Gotland (Uppsala universitet, 2023).

Relevans:

Detta är det enda examensarbete i DiVA som direkt analyserar processer kopplade till överskottsvärme/överskottsel på Gotland;

- Identifierar källor och användare av spillvärme på Gotland.
- Analyserar tekniska, ekonomiska och miljömässiga möjligheter.
- Studerar fall som datahallar, elektrolysörer, reningsprocesser.
- Inkluderar värmeprofilering och matchning.

1.2.3 Pumpkraft

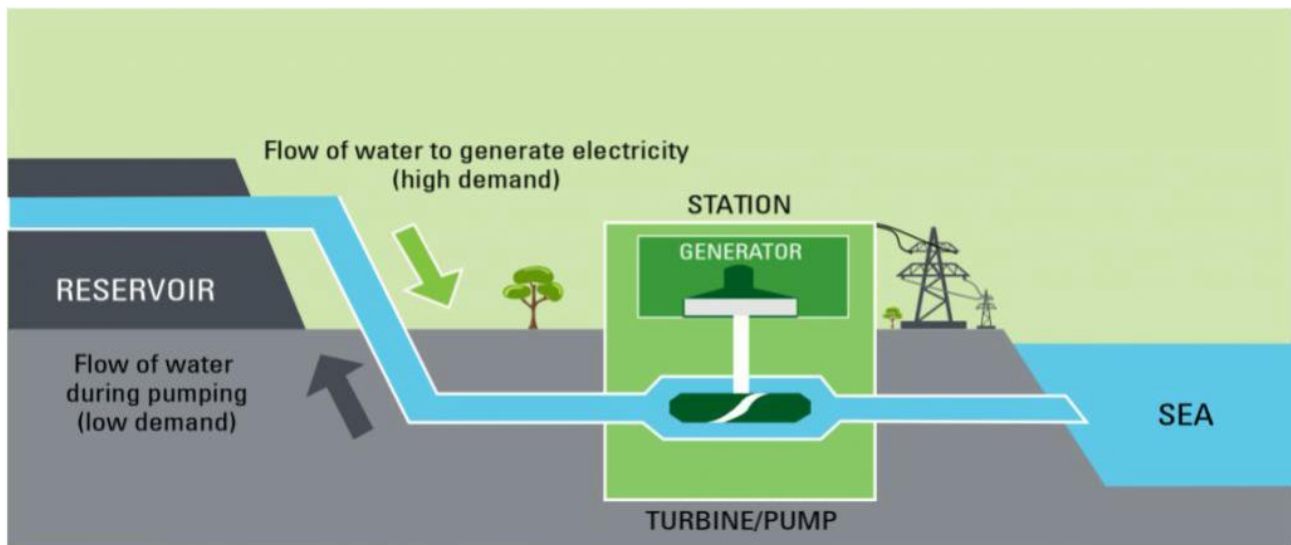
En tidigare förstudie är utförd (se [Bilaga 1](#)) om pumpkraft på Gotland. Förstudien, framtagen av BluEnergy Revolution inom ramen för *Clean Energy for EU Islands*, analyserar möjligheten att etablera ett havsvattenbaserat pumpkraftverk (Pumped Hydro Storage, PHS) på Gotland, med fokus på området kring Ygne söder om Visby. Bakgrunden är Gotlands begränsade elförbindelse till fastlandet, ökande andel förnybar elproduktion samt behov av lokal lagring, reglerkraft och ökad systemresiliens.

Studien identifierar Ygneområdet som den mest lämpade platsen för pumpkraft på Gotland, främst på grund av närhet till fastlandsförbindelsen, tillgänglig infrastruktur och en maximal fallhöjd om cirka 75 meter. Enligt Figur 1 nedan föreslår tidigare förstudie att man pumpar upp vatten från Östersjön till en övre reservoar. Den begränsade höjdskillnaden innebär att ett pumpkraftverk skulle kräva stora vattenvolymer, uppskattningsvis 7 200–10 000 m³ per lagrad MWh, vilket leder till behov av en stor övre reservoar, i storleksordningen 500–600 meters diameter för cirka 100 MWh lagring. Figur 2 visar en kartbild med en möjlig placering av pumpkraftverk och reservoar.

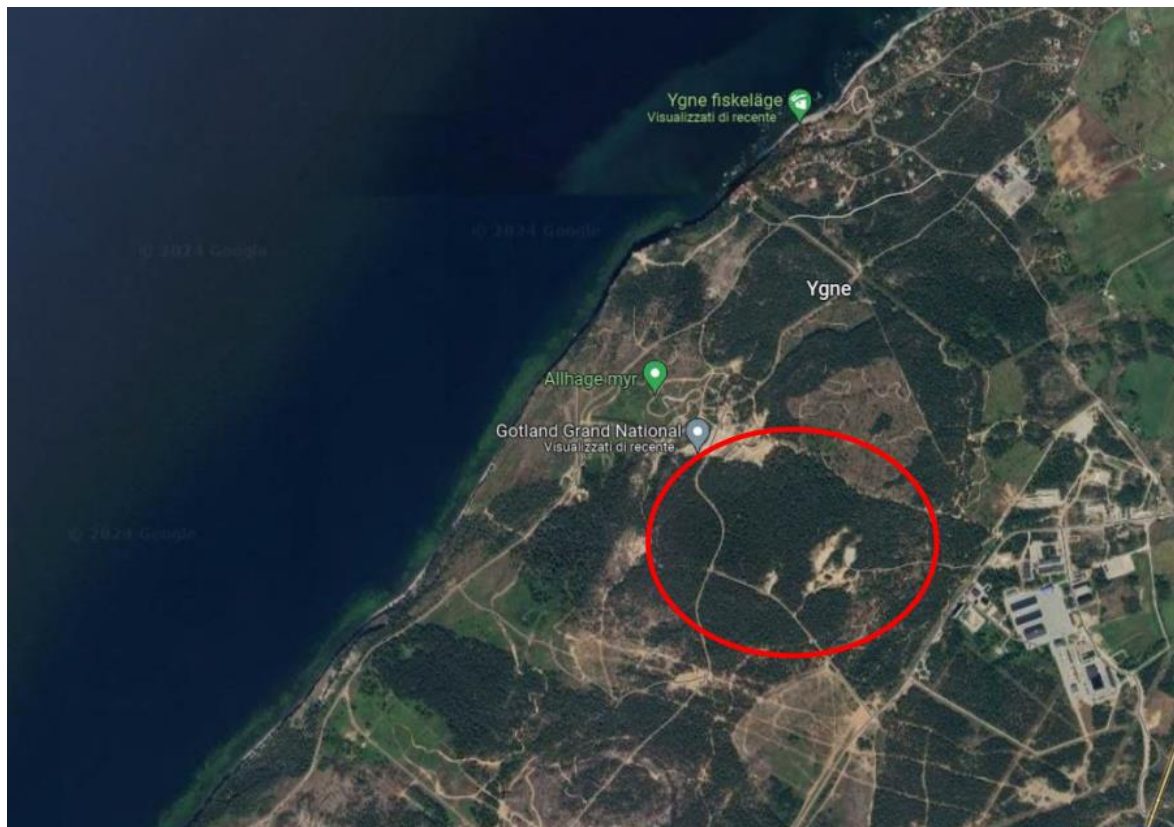
Förstudien bedömer att en installerad effekt om cirka 10–15 MW och en energilagring kring 100 MWh utgör en rimlig miniminivå för att hantera daglig och veckovis reglering samt minska bortreglering av vindkraft (curtailment). Syftet är inte säsongslagring, utan främst att hantera överskott i systemet och fungera som lokal lagrings- och balansresurs vid interkonnektionspunkten.

Inga större mark- eller infrastrukturhinder identifieras, men geologiska förhållanden bedöms osäkra och kräver vidare undersökningar. Förstudien pekar även på erfarenheter från internationella exempel, där havsbaserade pumpkraftverk visat både teknisk potential och ekonomiska utmaningar.

Sammanfattningsvis konstaterar förstudien att pumpkraft vid Ygne är tekniskt möjlig, men att genomförbarhet och optimal dimensionering är starkt beroende av faktisk omfattning av vindkraftsbortreglering, framtida systembehov samt fortsatta tekniska, geologiska och ekonomiska analyser.



Figur 1: Principbild för ett möjligt pumpkraftverk på Gotland enligt tidigare förstudie (bilaga 1).



Figur 2: Kartbild med möjlig placering av ett pumpkraftverk och reservoar vid Ygne på Gotland.

1.3 HISTORISK ANVÄNDNING AV ÖVERSKOTTSEL

Denna sektion innehåller information relaterat till hur överskottsel har använts historisk. Sektionerna 1.3.1 – 1.3.6 innehåller information relaterat specifikt för fjärrvärme. Utredningen har inte inkluderat information relaterat till den historiska användningen i pumpkraftverk, då det inte ingick i uppdraget.

1.3.1 Intervjun

En intervju utfördes på telefon 2026-02-13, med tidigare vice VD för GEAB, Per Knudsen. Syftet med intervjun var att inhämta information i förbindelse med utredning av skattesystemet som tillät avkopplingsbara elpannor i fjärrvärmeproduktion och som ingår i uppdraget beskrivit i sektion 1.1.2.

Intervjuns innehåll var i huvudsak som följer:

- "Skattesystemet" som gällde avkopplingsbara elpannor var i verkligheten ett undantag från skattereglerna som tillverkningsindustrin haft sedan 1954 och där skatt utgår med 6 kr/MWh.
- Undantaget inkluderade att värmeverken skulle jämsställas med tillverkningsindustrin och betala den samma låga skatten.
- Från värmeverkets sida skulle man helt enkelt kunna betala en differentierad (lägre) elnätsavgift på energi man använde till fjärrvärmeproduktion och denna skulle representera nätförlusterna för överföringen av överskottsel. Detta var alltså lite av en "gentlemans agreement".
- Per Knudsen hade själv varit i kontakt med Skatteverket för att hitta underlag på hur systemet med undantag från energibeskattningen fungerade, men hade inte lyckats. Visserligen kunde några äldre anställda bekräfta att systemet funnits, men kunde inte få själva underlaget eftersom det inte fanns att tillgå.
- Rekommendationen från Per Knudsen var att leta vidare hos Skatteverket och evt. Se genom gamla lagar för att hitta underlag. Om de gamla lagarna inte beskriver systemet kunde det vara lämpligt att hitta underlag från Statens Vattenfallsverk, eftersom det fanns avtal mellan alla värmeverk och staten vid denna tid avseende användandet av avkopplingsbara elpannor. Det borde således ingå i arkiverade handlingar.

1.3.2 Lag om skatt på energi

Lagen om allmän energiskatt utfärdades för första gången 1957 som SFS nr. 1957:262. Denna upphävdes genom SFS 1994:1776 i och med inträdet i EG (EU). Den 3. December 2025 ändrades lagen om skatt på energi (SFS 1994:1776) så att elskatten sänktes från 43.9 öre/kWh till 36 öre/kWh. Den senaste versionen är SFS 2026:33 som träder i kraft 1. April 2026, men denna ändring medför inga ändringar för beskattningen av el.

Historisk utveckling

Denna sammanfattning beskriver utvecklingen av energiskatter, användning av elpannor och styrmedel från 1980-talet till idag.

1980–1984: Elsystemets övergångsperiod:

- Sveriges elsystem befann sig i snabb förändring på grund av utbyggnaden av kärnkraften.
- Detta skapade perioder av betydande överskottsproduktion vilket var problematiskt då överskottsel inte kunde exporteras i dagens omfattning.
- Elpannor erbjöd en lösning genom att omvandla elöverskott till värme – en form av sektorskoppling tidigt i svensk energihistoria.
- Avkopplingsbara elpannor var särskilt viktiga eftersom de kunde kopplas bort om effekthalansen försämrades snabbt.

1984–1991: Skattebefrielsen som styrmedel;

- Prop. 1983/84:28 utformade ett regelverk där elpannor över 1 MW kunde få skattebefrielse vid uppfyllda villkor. Vilket togs i bruk 1 januari 1984.
- Villkoren var tekniskt och systemmässigt motiverade: avbrottsavtal, reservpanna, mätkrav och att oljeeldad elproduktion inte fick ha förekommit de senaste 5 dyggen.
- Systemet minskade användningen av fossila bränslen i fjärrvärmen och stabiliserade samtidigt elsystemet.
- Elpannor blev en del av effektbalansen i elsystemet.
- Perioden ledde till kraftigt ökad användning av elpannor under låglastperioder.

1991: Skattereformen och dess betydelse;

- 1991 års skattereform var ett systemskifte där staten ville förenkla, bredda, miljöanpassa, och göra energiskattesystemet mer konkurrensneutralt.
- Nollskatten på elpannor ansågs ge fel styrsignal eftersom den trängde undan biobränslen som regeringen ville främja.
- Prop. 1990/91:88 betonade att Sverige måste börja anpassa sig till EG:s regler, särskilt inom energibeskattnings.
- Reformen påverkade fjärrvärmemarknaden genom att göra biobränslen relativt sett mer konkurrenskraftiga.

1996–1998: Avreglering, marknadspriser och vinterskatt

- Elmarknaden avreglerades 1996 vilket ledde till rörliga priser och större prisskillnader mellan säsonger.
- Trots högre vinterpriser ansåg regeringen att styrningen inte var tillräcklig för att minimera elanvändningen i fjärrvärmesektorn.
- Prop. 1997/98:140 införde därför en förhöjd vinterskatt för att undvika att elpannor drevs under höglasttimmar.
- Effektgränsen höjdes från 1 MW till 2 MW eftersom mindre pannor ofta saknade alternativ värmekälla och därmed inte var styrbara.

2003: SOU 2003:38 – Svåra skatter i ett förändrat energilandskap.

- Vid början av 2000-talet hade energiskattesystemet blivit svåröverskådligt med många undantag och nedsättningar.
- Regeringen anlät då en kommitté för att analysera hur energiskatter påverkade konkurrensneutralitet, miljöstyrning och EU-anpassning.
- Kommittén tar i kapitel 7 fram ett förslag om en enhetlig energibeskattnings på 0,5 öre/kWh för näringslivet, då det skulle ta ett steg mot ett enhetligt system i linje med EG:s minimiskattenivå. Bland annat om att slopa den särskilda skattesatsen för el som förbrukas i el-, gas-, värme- eller vattenförsörjning. (kapitel 7.5)
- Kommittén konstaterade i kapitel 7.6 att vinterskatten på elpannor stred mot principen om två skattenivåer i EU.
 - Genom SFS 2003:810 avskaffades därför vinterskatten från 1 januari 2004.

Nutid: Nya motiv för effektivisering och systemnytta

- Efter 2022 steg biobränslepriser kraftigt, delvis på grund av minskad import från Ryssland och Belarus efter invasionen mot Ukraina.
- Samtidigt har Sverige allt oftare perioder med låga eller negativa elpriser, vilket ger möjlighet att använda elpannor som flexibel last.

- En skriftlig fråga (2024/25:1231) till nuvarande finansminister Elisabeth Svantesson i Sveriges Riksdag bereder en grund för behandling av en tillfällig skattenedsättning på elpannor och värmepumpar inom fjärrvärmeverksamhet i Regeringskansliet. [Se bilaga 2.](#)
- Den skriftliga frågan och förslaget om sänkning av skatten för elpannor och värmepumpar kom från Energiföretagen, branschorganisationen för Sveriges Energiföretag. En artikel i tidningen Energi publicerad 2. Juni 2025 beskriver förslaget i detalj och föreslår att skattenivån sänks från dåtidens 43.9 öre/kWh till 0.6 öre/kWh för el som används i fjärrvärmeverksamhet. [Se bilaga 3.](#)
Som beskrivit inledningsvis reducerades skattenivån ett halvår senare för alla konsumenter, men förslaget om reduktion för fjärrvärmeverksamhet ligger fortfarande till behandling.
- Förslaget om 0,6 öre/kWh syftar till att aktivera 2,4 GW elpanna- och värmepumpskapacitet fördelat enligt 1240 MW driftklara elpannor och cirka 1230 installerad värmeeffekt på storskaliga värmepumpar. Sänkningen föreslås gälla i perioden 2026 – 2031.
- Detta skulle minska användningen av dyrt biobränsle, stabilisera elsystemet och ge fjärrvärmekunder lägre priser.
- Förslaget kräver EU-godkännande eftersom nedsättning räknas som statsstöd.
- Liknande låga skattesatser för fjärrvärmeproduktion finns redan i de övriga nordiska länderna, vilket ger det goda förutsättningar att det blir godkänt även i Sverige.
- Riksrevisionen publicerade 7. November 2025 nyheten om att de granskar ordningen med rabatt på elskatten för el som används inom industrin, för att utvärdera effektiviteten i energiskatten som styrmedel och bedöma måluppfyllelse. Rapporten förväntas publicerad i oktober 2026. [Se bilaga 4.](#)

1.3.3 Skattebefrielsen i praktiken

I prop. 1983/84:28 läggs ett förslag fram om ändring i lagen (1974:992) om nedsättning av allmän energiskatt, med förslag om riktlinjer till vad som är skattebefriat och vilka kriterier som gäller i ansökan till Riksskatteverket.

Lagtexten lyder:

” 4§ Riksskatteverket får på ansökan medge återbetalning av energiskatt på elektrisk kraft som förbrukats i en elektrisk panna för produktion av hetvatten eller ånga underförutsättning att

1. Elpannans effekt överstiger en megawatt,
2. Ingen oljebaserad produktion av elektrisk kraft har förekommit inom landet av energibalansskäl under en sammanhängande period om minst 5 dygn dessförinnan,
3. Värmebehovet under de tider då en elektrisk panna inle utnyttas kan tillgodoses på annat sätt,
4. Mätaravläsning har gjorts i början och slutet av den period som återbetalningen avser, och
5. I fråga om inköpt kraft, särskilt avtal har träffats som innebär att leveransen kan avbrytas av leverantören när så erfodras av kraftsystemskäl.

Denna lag träder i kraft 1 januari 1984 ”.

Innan [SOU 2003:38 – Svåra skatter!](#) hanterades alltså den sänkte energiskatten genom ett återbetalningssystem. Företag som hade rätt till nedsatt eller slopad energiskatt behövde ändå betala full energiskatt på all elanvändning, och därefter kvartalsvis ansöka om återbetalning hos Riksskatteverket (RSV). Endast delar av elanvändningen var skattebefriade, vilket innebar att företagen måtte:

- dela upp elanvändningen per användningsområde,
- använda mätningar eller schablonvärden,
- lämna in underlag till RSV varje kvartal.

Systemet var administrativt tungt både för företagen och myndigheten.

SOU 2003:38 föreslog därför att företag i stället skulle debiteras korrekt skattenivå direkt. Utredningen introducerade en generell näringslivsnivå (0,5 öre/kWh) för all yrkesmässig verksamhet, vilket innebar att särskilda nedsättningsregler inte längre behövdes.

För att detta skulle fungera skulle nätägaren debitera rätt skattesats från början, baserat på kundens avtal och verksamhetstyp. Om återbetalning ändå behövdes skulle den i fortsättningen hanteras i företagets ordinarie skattedeklaration, vilket ersatte den tidigare kvartalsvisa administrationen.

RSV behövde inte särskilja olika verksamheter i det nya systemet utan det skedde automatiskt via nätägaren. Detta var introduktionen till dagens system för debitering av energiskatt på el.

1.3.4 Arkivhandlingar

Uppdraget har ställt krav på utredning av ett skattesystem som var aktivt när samhället fortfarande i hög grad var analogt. Utredningen av hur skattesystemet har fungerat avseende användning av överskottsel har av därför av naturliga orsaker fått fokusera på handlingar som inte har varit digitaliserade. Detta medför också att det underlaget varit begränsat tillgängligt och beroende av tredje part för inhämtning.

Under utredningen har kontakt förts med olika arkiv:

Västerviks stadsarkiv

Västervik är kommunen där sjökablarna till Gotland är installerade på fastlandet. Eftersom Gotland är beroende av dessa kablar för överföring av el, så kunde handlingar från Västervik avslöja hur överföringsavgifterna differentierades över tid. Ingen kontakt kunde tyvärr upprättas med arkivet och insyn i överföringsavgifternas utveckling över tid har inte kunna studeras.

Regionarkivet Gotland

Antagen förvaltare av arkiverade handlingar från GEAB. Kontakt med arkivarien vid arkivet bekräftade att handlingar från GEAB fanns på plats, men dessa var inte katalogiserade och det var ovisst vad dessa innehöll. Utredningen bedömde att det inte fanns tillräckliga skäl för att besöka arkivet på plats.

GEABs privata arkiv

I möten med styrgruppen är det framkommit uppgifter om att arkiverade handlingar gick förlorade när GEAB bytte kontor på 1980-talet. Enligt uppgift sågs ingen anledning att spara pärmar med underlag på hur verksamheten styrdes, varför dessa slängdes.

Mikael Hanell vid styrgruppen har dock kunnat bidra med underlag från 2000 – 2005 där differentierade överföringsavgifter specifikt för avkopplingsbara elpannor ingick (se [bilaga 5](#)). Tariffstrukturen var samma för GEAB som för Oskarshamn (se nedan) men med olika storlek på avgifterna.

Oskarshamns stadsarkiv

Oskarshamn hade kärnreaktorer från 1972 och därför borde överskottsproblematik varit naturligt förekommande i denna kommun. Kontakt med arkivet resulterade i handlingar för perioden 1968 – 1975 och perioden 1980 – 1995. Handlingarna var av typen årsberättningar och sammanfattade utvecklingen inom el- och värmeverksamheten i de nämnde perioderna. Underlaget innehöll:

- Elnätstariffer.
- Antal och typ av kunder (abonnemang).
- Beskattnig av elnätskunder med en viss årsförbrukning/effekt.
- Investeringar och utbyggnad av elnätet.
- Annat relaterat till driften.

Oskarshamns historiska överföringsavgifter från 1980 talets mitt ger en mycket tydlig bild av hur elnäten på den tiden arbetade aktivt med att styra förbrukning, särskilt för stora el användare som elpannor och industri (se [bilaga 5](#)). Det fanns tydliga tariffstrukturer för användning i vintersäsong (november – mars), mellansäsong (april, september och oktober) och sommarsäsong (maj – augusti). Beroende på storleken och spänningen på abonnemanget varierades den rörliga energiavgiften enligt höglast (måndag – fredag kl.06 – 22) och låglast (övrig tid). Dessa tariffer visar på hur avgifter användes i praktiken för styra förbrukning under olika tider på dygnet och olika tider på året.

Riksarkivet – Nationell arkivdatabas (NAD)

Statens Vattenfallsverk hade hand om elförsörjningen i Sverige fram till privatiseringen i 1996. Arkiverade handlingar från verksamheten antogs därför kunna besvara hur avkopplingsbara elpannor ingick i laststyrning på nationell nivå.

Ett besök gjordes till Riksarkivet i Täby den 18. Februari 2026. Besöket inkluderade ett mindre antal handlingar (se [bilaga 6](#)) än det som var beställd, då vissa delar begränsades av en sekretessprövning. Ansökan om att få del av sekretessbelagda handlingar blev inte godkänd i tid för att möjliggöra undersökning av underlaget.

Besöket undersökte:

- Underlag för stamnätsavräkning 1981 - 1982, avgiftsnivån för stamlinjenätet.
- Försäljningsstatistik 1988, detaljdistribution, regioner
- Försäljningsstatistik, månadsrapporter 1989 – 1991.
- Tariffutskottets handlingar 1990 – 1991.

Från det undersökta underlaget kunde följande identifieras:

- Det fanns i försäljningsstatistiken klara uppgifter på hur stora årliga volym el som omsattes i avkopplingsbara elpannor.
- Det fanns försäljningsstatistik på regionnivå som visade på differentierade avgifter mellan olika delar av landet, men även för olika användningsområden som värme.
- Det fanns inte underlag från försäljningsstatistiken som visade på specifika tariffer för avkopplingsbara elpannor, utom bara årliga intäkter och försäljningsvolym.
- Det fanns i tariffutskottets underlag information som behandlade avregleringen av elmarknaden, där prognoser för elanvändningen i elpannor ingick. Prognoserna visade på en utplanande kurva från 1985 och framåt pga. Höga skatter.
- Det fanns i tariffutskottets underlag förslag på utformning av 1992 års tariffer och särskilt utformning av så kallade "långa avtal". Detta beskrivs i detalj nedan.

Långa avtal

Vattenfalls Tariffutskott tog fram riktlinjer för de långa avtalen som användes för att göra större elkunder mer styrbara. Detta skulle hjälpa till att hantera effektbrist på vintertid.

Kunder som tecknade långa avtal erbjöds en premie, alltså en rabatt på baspriset. Premien kunde vara fast eller öka successivt över åren. Avtalen indexerades, pga. Inflation, också via en prisnivå som justerades årligen utifrån ett valt prisindex. Idén är att abonnemanget startar på nuvarande prisindexnivå och sedan prisindexjustera priset där startnivån multipliceras med förhållandet mellan aktuell nivå och startnivån.

För att skapa faktisk flexibilitet i nätet utvecklades tre avtalsmodeller:

- **ÅTERKÖP AV EFFEKT**

Kunden säljer tillbaka en del av sin abonnerade effekt när nätet är hårt belastat.

Det frigör kapacitet och hjälper till att jämna ut effekttoppar, samtidigt som kunden ersätts för sin minskade elanvändning.

- **REDUKTION**

Kunden ska på begäran kunna minska sitt effektuttag med minst 10 % under begränsade perioder. I utbyte får kunden lägre effektagifter eftersom avtalet stärker nätets förmåga att hantera höglast.

- **PLUS-tariffen**

Kunden får en permanent rabatt mot att vara fullt styrbar och kunna reducera sin förbrukning med kort varsel.

Det gav lägre effektagifter, lägre energiavgifter vissa perioder och lägre fasta avgifter – särskilt för verksamheter som enkelt kunde växla bränsle, som fjärrvärmebolag.

1.3.5 Elnätsavgifter

Elnätsavgifter har varit en naturlig del av kostnaden för användandet av elkraft sedan utbyggnaden av elsystemet började i Sverige. Innan elmarknadsreformen i 1996 där elmarknaden avreglerades fanns det elnätsavgift, men den togs inte ut separat och var i praktiken i hopslagen med energiavgiften. Detta eftersom produktion, handel och distribution drevs av samma bolag. Se bilaga 7.

Efter elmarknadsreformen infördes ellagen (1997:857) som reglerar elnätsverksamheten och avgifternas kriterier för utformning (skäliga, objektiva och icke-diskriminerande), samt ger intäktsramar för intäkterna i nätbolag. Den stränga regleringen följer av verksamhetens naturliga monopolställning. Skäligheten i utformningen av elnätsavgiften har normalt utvärderats baserat på elnätsföretagets kostnader för överföring:

- En fast del (abonnemangsavgift).
- En rörlig del (överföringsavgift).
- En effektagift (vissa företag). Denna del har varit beroende av nätens kapacitet säsongvis.

Elnätsavgifterna skall alltså ha en klar kostnadsbaserad förankring och inte vara marknadsbaserade, eftersom verksamheten är ett reglerat monopol.

Själva utformningen av elnätsavgifterna har varit fritt för elnätsföretagen, men har varit under kontroll av Energimarknadsinspektionen (Ei).

Energimarknadsinspektionen (Ei) utgav 24. Mars 2022 en föreskrift EIFS 2022:1;

Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet. Se bilaga 8.

- Nättarifferna skall enligt denna bestå av fyra olika delar, varav två är rörliga och relaterat till använd energi respektive effekt;
- Enligt föreskriften *kan* den rörliga energiavgiften tidsdifferentieras, medan effektagiften *skall* differentieras.
- Tidsdifferentieringen måste ha timmesupplösning och det är inte tillräckligt med enbart säsongsbaserade priser. Detta kallas utökad tidsdifferentiering.
- Effektagiften föreslogs av Ei att baseras på ett antal effekttoppar under en månad [1], för att ge en rättvis bild av hög-last användningen för konsumenterna under tider där nätbelastningen var hög.
- Föreskriften mötte stort motstånd i samhället, bland annat pga. Hur effektagifterna verkade motverka de fördelar man ville uppnå vid att förlägga hög förbrukning till tider med lågt spot pris, då

effekttopparna som användes för beräkning av effektaavgiften uppstod under just dessa tider. Detta framgår av en skriftlig fråga till Energi- och näringsminister Ebba Busch i Riksdagen.

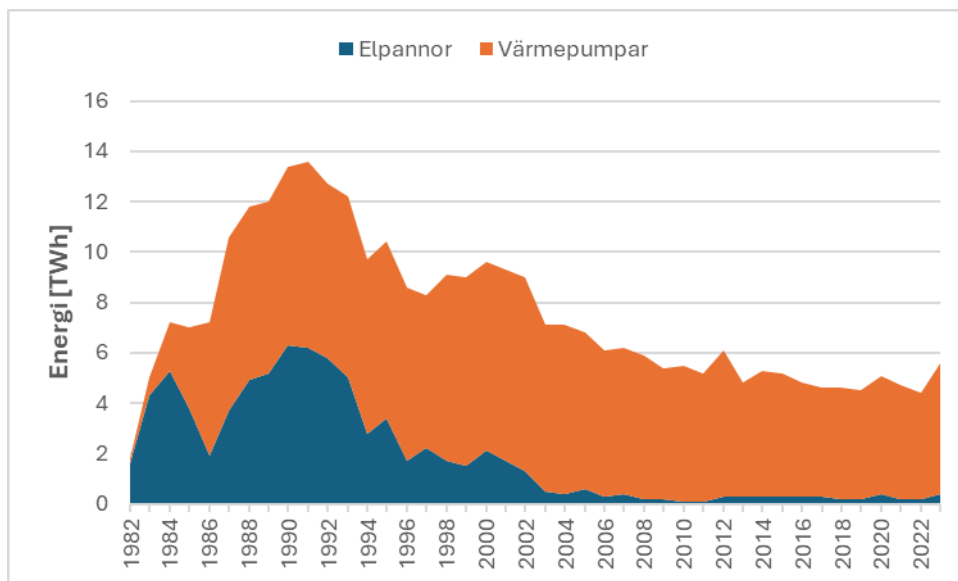
Se bilaga 9.

- Ei ska upphäva föreskrifterna (EIFS 2022:1) senast den 30 juni 2026. Ei fick också i uppdrag att ta fram förslag till en ny modell för utformning av effektaavgifter. Denna del ska Ei redovisa till regeringen senast den 12 april 2027.

1.3.6 Utvecklingen i elanvändning i fjärrvärmeproduktionen

I relation till det undersökte underlaget har det bedömts av intresse för utredningen att kunna påvisa hur styrmedlen i form av skattebefrielse har påverkat användandet av el i fjärrvärmeproduktionen. Figur 3 visar hur elanvändningen har utvecklats för elpannor och storskaliga värmepumpar i fjärrvärmeverksamhet för perioden 1982 – 2023. Av figuren framgår tydligt att användningen av både elpannor och värmepumpar ökade markant från ungefär 1986 och fram till 1990, varefter elanvändningen stabiliserades och sen började sjunka. Detta sammanfaller med skattereformen i 1991 där det beslutades att harmonisera regelverket med Eus regelverk och att slopa skattebefrielsen för elpannorna.

För elpannor sjönk elanvändningen sedan kontinuerligt fram mot början av 2000-talen och har sedan legat stabilt. Det tog fram till ungefär 2010 innan elanvändningen stabiliserades för värmepumpar, men denna har sedan legat rätt stabilt. Eftersom värmepumpar har en högre verkningsgrad så antas en relativt stabil andel ha blivit kvar i värmeproduktionen och kunnat baseras på att drivas som bas-last med långa avtal och stabila produktionspriser, alternativt med delar av året på variabla avtal för att nyttja fördelarna med låga eller negativa spot-priser.



Figur 3: Översikt över utvecklingen av elanvändning för fjärrvärmeproduktion i perioden 1982 – 2023.
Källa: Årlig Energistatistik (el, gas och fjärrvärme; SCB)

1.3.7 Sammanfattning

Under 1980-talet skapade utbyggnaden av kärnkraften stora mängder överskottsel, vilket ledde till att elpannor började användas som flexibel last för att omvandla el till värme. Avkopplingsbara elpannor fick en central roll och erhöll skattebefrielse från 1984, vilket kraftigt ökade användningen under låglastperioder.

1991 års stora skattereform innebar ett systemskifte där skattebefrielsen togs bort för att främja biobränslen och harmonisera med EU:s regelverk. Detta ledde till en markant minskning i användningen av elpannor från 1990-talet och framåt. Ytterligare styrmedel infördes, bland annat den förhöjda vinterskatten 1997 för att undvika elpannedrift under höglast, vilken senare avskaffades 2004.

I praktiken var skattebefrielsen före 2003 administrativt tung. Företag behövde först betala full energiskatt på all elanvändning och därefter kvartalsvis ansöka om återbetalning hos Riksskatteverket. Endast vissa delar av elanvändningen var skattebefriade, vilket krävde uppdelning av förbrukning per användningsområde och omfattande rapportering. SOU 2003:38 föreslog därför att skatten skulle hanteras direkt via nätägaren, vilket förenklade systemet och avskaffade behovet av separata nedsättningsregler.

Oskarshamns och Vattenfalls historiska handlingar visar att elnäten tidigare arbetade aktivt med styrning via säsongs- och dygnsdifferentierade tariffer samt "långa avtal" som gav rabatter i utbyte mot styrbarhet.

I nutiden har höga biobränslepriser och återkommande låga elpriser åter gjort elpannor och stora värmepumpar attraktiva som flexibilitetsresurser. Energiföretagen driver därför ett förslag om att sänka elskatten för fjärrvärmeproduktion till 0.6 öre/kWh, vilket skulle kunna aktivera cirka 2.4 GW kapacitet och minska användningen av dyra bränslen. Förslaget behandlas fortsatt av regeringen och kräver EU-godkännande.

2. METOD

2.1 ENERGISYSTEMET

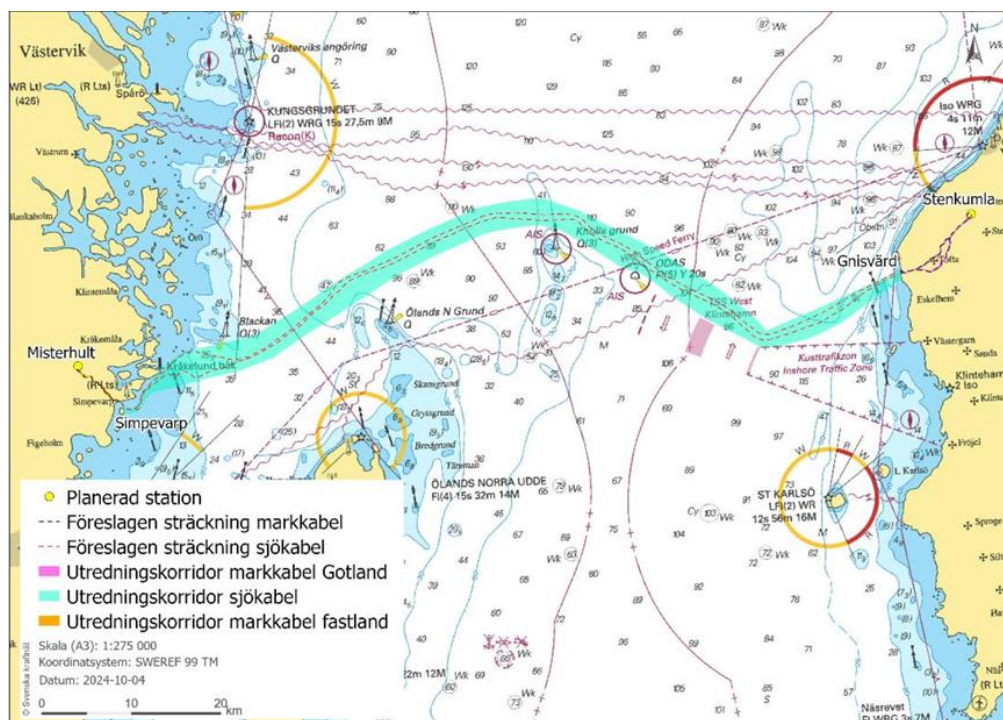
Detta underkapitel behandlar relevant information relaterad till energisystemet i anslutning till Gotland för en förbättrad förståelse för innehållet i denna rapport.

2.1.1 Fastlandsförbindelse

Gotland är anslutit mot stamnätet via sjökablar som går mellan Västervik på fastlandet och Ygne på Gotland. Elförsörjningen sker via två förbindelser om 130 MW vardera som byggdes på 1980-talet. Förbindelserna ingår i Vattenfalls regionnät och är inte en del av stamnätet. Idag utgör förbindelserna en begränsning för ökad förbrukning och för etablering av mera elproduktion med vindkraft.

En ny sjökabelförbindelse är under planering och inbjudan till kompletterande samråd gjordes av Svenska Kraftnät i maj 2025. Detta samråd pågår nu med planerad färdigställning av förbindelsen i 2030.

Figur 4 visar en kartbild med föreslagna sträckning och utslagskorridor för nya sjökabelförbindelsen mellan Gnisvård på Gotland och Misterhult på fastlandet.

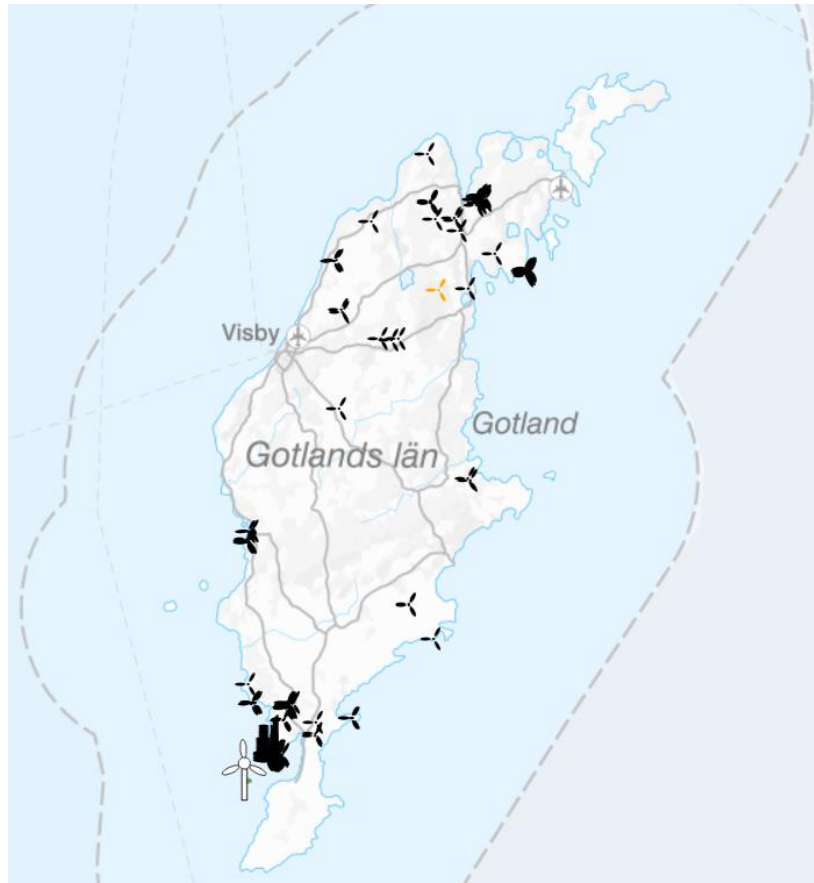


Figur 4: Översikt över föreslagna sträckningar för ny sjökabelförbindelse mellan Gotland och fastlandet. Förbindelsen mellan Västervik och Ygne kan ses i också, men anslutning norr om Stenkumla, Gotland på kartan.

2.1.2 Vindkraftverk

På och i havet runt Gotland finns vindturbiner med en installerad effekt på ungefär 170 MW. Denna siffra lämnades från GEAB till arbetsgruppen och är inte verifierad. Enligt överifierade uppgifter för 2023 var den installerade effekten² på 179 MW [1], vilket betyder att osäkerheten i siffran ligger på ungefär 5 %.

Figur 5 visar en kartbild med placeringen av vindkraftverk på Gotland eller i närliggande havsområden.

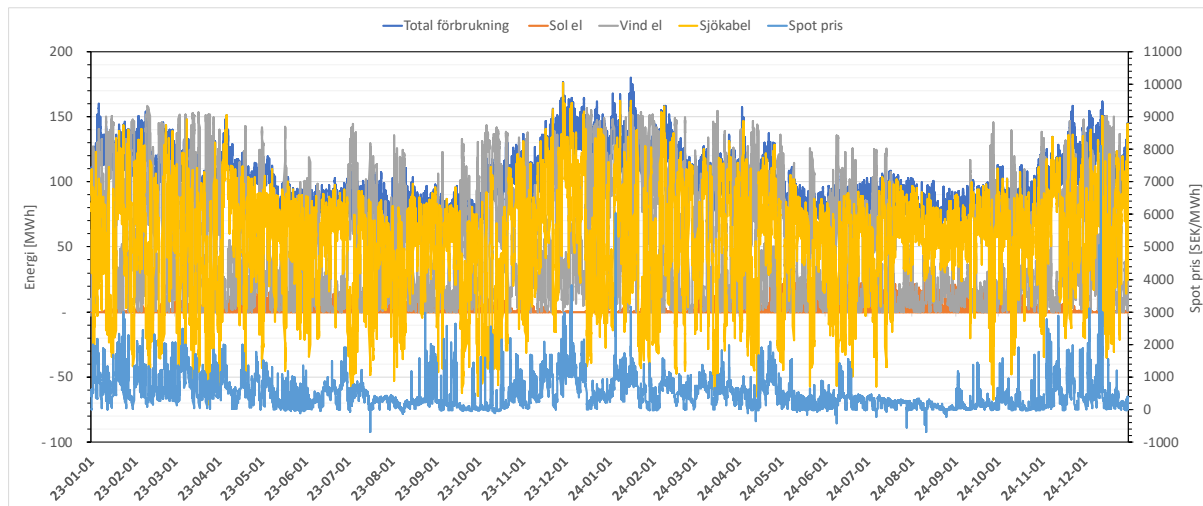


Figur 5: Kartbild från siten vindbrukskollen[2] med översikt över placeringen på vindkraftverk på eller i området runt Gotland.

² Enligt utbetalat stöd från Energimyndigheten år 2026 var installerad kapacitet på 177 MW.

2.1.3 Elnätsprofil

På förfrågan supplerade GEAB utredningen med elnätsprofil för Gotland för perioden 2023 – 2024. Denna visas i Figur 6 nedan. Profilen inkluderade total förbrukning för ön, men även produktion från sol-el och vindkraften. Spot priser är inkluderade i efterhand av WSP för att kunna studera korrelation mellan produktion och elpriser.



Figur 6: Elnätsprofil för Gotland för 2023 – 2024. På primäraxeln (vänster) visas total förbrukning för Gotland, produktion från sol-el, produktion från vind el och import/export via sjökabel. Negativa värden betyder export. Spot pris visas på sekundäraxeln (höger).

Ett grundantagande som ingick i uppdragsbeskrivningen för denna utredning (se kapitel 1.1) var att vindkraftverken stod stilla när spot priset var lägre än överföringsavgiften på 105 kr/MWh. Vid närmre analys av elnätsprofilen visades detta sig att inte stämma.

Enligt Tabell 3 så är den olönsamma delen av all exporterad vindkraft för åren 2023 - 2024 på runt 40 %. Annat (sol-el) utgör en väldigt liten del av produktionen, så denna är försumbar i sammanhanget.

Enligt dessa data överförs alltså en stor del av all producerad energi till fastlandet, även när det inte är lönsamt för producenterna. Och det är även innan den fulla potentialen (installerad nominell effekt) är utnyttjad, det som alltså tidigare nämnts som "blåser förbi". Detta framgår av Figur 6, där man kan se att vindkraften aldrig når upp till 170 MW. Detta tyder på att det finns andra saker som styr produktionen än enbart spotpris. Vad är detta? Är det PPA, arbitrage gentemot SE4, etc.?

Vi har inte svar på detta i nuläget och uppfattar inte att det ingår i utredningen. Dock så vet vi att det finns ett överskott som skulle kunna användas lokalt och möjligt till bättre betingelser för producenter och konsumenter än i dagsläget.

Tabell 3: Beräknad andel av olönsam export av all export av vindkraft och andel lokal förnybar produktion i elförbrukningen för Gotland baserad på elnätsprofilen för 2023 – 2024.

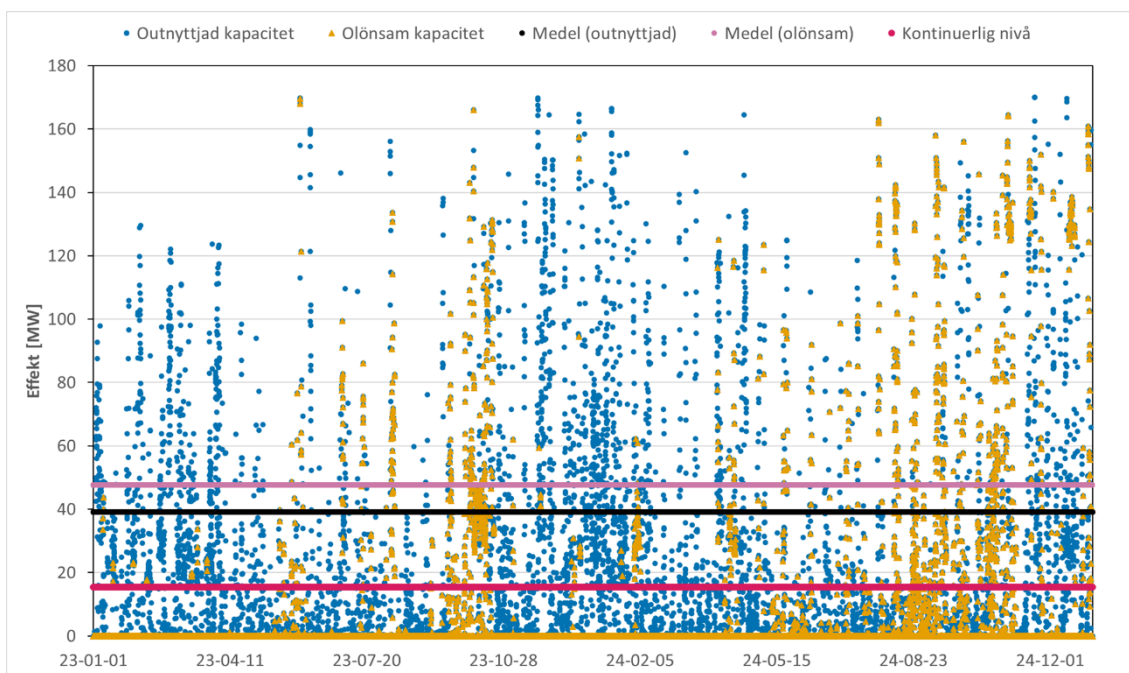
	Andel olönsam vindexport av all vindexport	Andel olönsam vindexport av total export (vind + annat)	Andel lokal förnybar produktion av förbrukning
2023 – 2024	0.40	0.40	0.45
2023	0.43	0.42	0.47

2.1.4 Beräknad överskottskapacitet vindkraft

Arbetsgruppen har varit i kontakt med Gotlands Vindelsproducenter (GVP) avseende aktiveringstider för vindkraftverken på Gotland och tillgänglig överskottskapacitet för aktuella driftstimmar enligt deras egna prognoser. Det lyckades dock inte att få in detta underlag inom tidsramen för utredningen.

För att kunna göra en egen prognos för tillgänglig överskottskapacitet bestämdes det att istället utgå ifrån uppmätt vindhastighet på Gotland och teoretiska samband mellan vindhastighet och möjlig produktion i vindturbinerna. Detta betyder att överskottskapaciteten estimerades och att tillförlitligheten i beräkningarna kan ifrågasättas. Metoden antas dock åtminstone kunna ge en indikation på hur överskottsel skulle kunna användas på Gotland, även om mängden användbar el möjligen inte blir helt rätt. Metodiken som användes för att beräkna överskottskapacitet i vindkraften på Gotland redovisas i [bilaga 11](#).

Figur 7 visar den beräknade outnyttjade kapaciteten i vindkraften på Gotland enligt ekvation (5) – [bilaga 11](#) – i blå, samt den outnyttjad olönsamma kapaciteten i orange (spot pris < överföringsavgift 105 kr/MWh). Medeleffekten för outnyttjad kapacitet visas för samma serier i svart respektive lila och exkluderar timmar utan överskott. Den kontinuerliga medeleffekten av outnyttjad kapacitet visas i stark rosa (magenta) och inkluderar timmar utan överskott.



Figur 7: Diagram med teoretisk beräknad outnyttjad kapacitet och olönsam outnyttjad kapacitet under randvillkoret att spot priset är under överföringsavgiften på 105 kr/MWh. Medel för båda dessa serier visas i svart respektive grått.

Notera; Medeleffekten för outnyttjade timmar är högre för olönsam outnyttjad kapacitet, vilket indikerar att mer effekt (i snitt) är outnyttjad när det är olönsamt att producera. Detta verkar logiskt och i linje med det man kan förvänta. På samma sätt framstår det logiskt att medeleffekten för outnyttjad effekt över lag är något lägre, eftersom mindre effekt (i snitt) borde vara outnyttjad när man tar med lönsamma timmar. Viktigt dock att notera att volymerna för olönsam och lönsam effekt skiljer sig åt avsevärt för de två serierna.

Notera också att medeleffekten för tillgängliga timmar inte är det samma som den kontinuerliga medeleffekten över året, där timmar utan överskott är inkluderade. Denna medeleffekt indikerar tillgänglig kontinuerlig effekt, t.ex. vid produktion med ett pumpkraftverk.

Tabell 4 visar hur stort överskottet av el-energi är för vindkraften på Gotland för år 2023, 2024 och perioden 2023 – 2024. Det teoretiska överskottet är utan inräknade begränsningar i behov som slår ut i låga spot

priser och därför gör det olönsamt att producera. Volymen sjunker när den beräknas under randvillkoret att spot priset måste vara under överföringsavgiften innan överskottet räknas in som faktiskt överskott.

Medelvärde av de två beräknade serierna med teoretisk överskott (høgt anslag) och lågt spotpris (långt anslag) visar på ett överskott runt 100 GWh för 2024, vilket är ungefär det som angavs ha "blåst förbi" på Gotland i 2024.

Tabell 4: Översikt över teoretisk beräknad överskottsenergi i vindparken på Gotland för perioden 2023 – 2024 och vardera åren 2023/2024 för sig. Beräkningar för när spot pris är lägre än överföringsavgiften till fastlandet och medel för de två serierna är också beräknad och presenterad.

Tidperiod	Överskott [GWh]	Kommentar
2023 - 2024	270	Teoretiskt överskott.
2023	116	Teoretiskt överskott.
2024	154	Teoretiskt överskott.
2023 - 2024	87	Vid spot < överföringsavgift.
2023	24	Vid spot < överföringsavgift.
2024	63	Vid spot < överföringsavgift.
2023 - 2024	178	Medel
2023	70	Medel
2024	108	Medel

2.1.5 Elhandelssystemet, vindkraft och överskott

Denna sektion avser att ge en kort sammanfattning av hur elhandelssystemet fungerar, som bakgrund för de förslag till förändringar i systemet som kan göra användning av överskottskapacitet i vindkraftsparken möjlig.

Elhandel

I elhandelssystemet lämnar producenter och elhandelsbolag in bud om hur mycket de vill sälja/köpa varje timme. Detta lämnas in dagen innan drift (varje timme för kommande dygn) till elhandelsplattformen (Nord-Pool i Norden och delar nord-Europa) i det som kallas "day-ahead" (DA) marknaden.

Nord-Pool matchar bud på köp och försäljning av elkraft och sätter ett pris per timme (spot pris). Volymen som varje producent/förbrukare (elhandelsbolag etc.) har anmält blir bindande vid prissättning.

Från tidpunkten att de lämnade buden blir bindande för producenter/förbrukare och fram till driftstiden/driftstimmen där volymen av energi skall produceras/förbrukas kan producenterna/förbrukarna justera sina bud vid köp i "intra day" (ID) marknaden.

Här kan aktörer:

- köpa mer el om det blir mindre vind än väntat.
- sälja mer el om det blir mer vind än väntat.
- korrigera fel från DA-buden.

Varje producent/handlare måste ha en balansansvarig part som ansvarar för att deras timvisa plan stämmer med verklig produktion/förbrukning.

Balansansvarig ansvarar för:

- att summera alla DA + ID-volymer till planerad produktion/förbrukning.
- att hålla balansen i sin portfölj (alla bud).

- att betala kostnaden om verklig produktion skiljer sig från planerad produktion (obligatoriska obalanskostnader).

Systemoperatören (t.ex. Svenska kraftnät):

- håller koll på obalanser per balansansvarig.
- säkerställer att systemet alltid är i balans (via balanstjänster och frekvenshållning).

Överskottskapacitet för vindkraft

För varje tidsperiod (t.ex. 15 min eller 1 h) kan man definiera:

Överskottskapacitet = Tillgänglig effekt – Planerad produktion;

- **Tillgänglig effekt ($P_{tillgänglig}$)** = Maximal möjlig produktion baserat på vindförhållanden.
- **Planerad produktion ($P_{planerad}$)** = Den produktion som producenten redan har sålt/åtagit sig att leverera i marknaden dvs. "day-ahead" (DA) + "intra-day" (ID).

Om:

- $P_{tillgänglig}$ är större $P_{planerad}$ så finns **överskottskapacitet**.
- $P_{tillgänglig}$ är mindre än $P_{planerad}$ så finns underskott (risk för obalanser).

Prognos för tillgänglig effekt

Producenterna gör produktionsprognoser för möjlig produktion timme för timme i 24–72 h framåt.

Tillvägagångssättet är som följer:

Steg 1 – Vindprognos

Man använder numeriska väderprognoser som innehåller:

- Vindhastighet på 10 m och 100 m
- Vindriktning
- Temperatur
- Luftdensitet

Steg 2 – Vind → effektkurva

Varje turbin har en effektkurva som översätter vindhastighet till effekt.

Exempel (Se kap. 2.1.4 och Bilaga 11 för mera information):

- 3 m/s; 0 kW.
- 8 m/s; ca. 50 % av maxeffekt.
- 12 m/s; 100 % av maxeffekt.
- 25 m/s → 0 kW (cut-out).

Steg 3 – Justeringar

- Wake-effekter (turbiner i grupp)
- Begränsningar från nätägare (curtailment)
- Tillgänglighet (fel, service)

Prognos för planerad effekt

Den planerade produktionen styrs av de sålda volymerna i DA och ID marknaderna, dvs. $P_{planerad}(DA + ID)$.

$P_{planerad}(DA)$ är volymen som säljs i DA-marknaden och utgör basvolymen i produktionsprognosen och lämnas dagen innan driftsdygnet, för varje timme av driftsdygnet. Nord-Pool matchar budet med köpsbud och priset/volymen blir bindande, som beskrivit inledningsvis i detta kapitel.

Under det aktuella driftsdygnet kan vindprognosen ändras löpande enligt de aktuella väderprognoserna och detta kan påverka den aktuella produktionsprognosen. Vindkraftsproducenten får justera sin anmälda volym i DA marknaden genom köp/försäljning i ID-marknaden.

$P_{planerad}(DA + ID)$ består alltså av en basvolym (DA) och en rörlig volym (ID). Denna volym anpassas löpande för att undvika obalanser.

Balansansvarig summerar efter driftstimmen den planerade produktionen (DA-volym) och alla ändringar (ID-volym) i ett "final traded schedule".

Prognos för överskottskapacitet

Med det ovan beskrivna för tillgänglig och planerad effekt, kan vi göra följande ekvation (6) för överskottseffekten³ ($P_{överskott}$):

$$P_{överskott}(t) = P_{tillgänglig}(t) - P_{planerad}(t) \quad (6)$$

Där $P_{tillgänglig}$ är prognos för tillgänglig vindkraft och $P_{planerad}$ är prognos för planerad produktion (DA+ID), vid tiden t.

Ut ifrån detta får man tre scenarier:

1. "Blåsigare än väntat" → Överskott finns;
 - $P_{tillgänglig}$ stiger när nya vindprognoser kommer
 - Producenten behöver sälja mer i ID-marknaden.
 - Om det inte går (lågt pris, ingen likviditet) så finns faktisk överskottskapacitet.
 - Denna kan användas för styrbar last, t.ex. elpannor eller pumpkraft.
2. "Mindre vind än väntat" → Underskott finns;
 - Producenten måste köpa i ID-marknaden för att undvika obalans i produktionsprognos.
 - Ingen överskottskapacitet betyder ingen styrbar last.
3. "Strypning av nätägaren" (Engelska: "curtailment");
 - Inträffar när $P_{tillgänglig}$ är tekniskt hög, men tillåten effekt är begränsad (flaskhalsar).
 - Överskottet under strypning kan ibland användas lokalt om nätägaren (här: GEAB) tillåter.

I denna utredning ingår även ett fjärde scenario, som liknar det tredje. Detta inkluderar strypning av producenten, vilket är fallet när denna inte producerar pga. Av låga priser. För utredningens del görs ingen skillnad på om strypningen är från nätägarens eller producentens sida, då det är signalen mellan producent och konsument som är av vikt för praktisk hantering av överskottskapacitet, alltså scenario i 1 och 3. Lämplig ersättning för överskottskapacitet är en separat fråga som inte inkluderas i utredningen, även om de praktiska aspekten runt implementering av lokala prissignal (differentierat elnätsavgift) är inkluderade (se kap. 3.3.1 och kap. 3.3.2).

³ Notera att överskottseffekten i ekvation (6) skiljer sig från den i ekvation (5) – bilaga 11 – vid att den förra baserar sig på beräknad överskottseffekt från historiska data, medan den senare baserar sig på prognoser och utgör underlag för differentiering av elnätsavgiften.

Koppling till styrbar last

Styrning av last kan göras med utgångspunkt i det ovan beskrivna vid att göra preliminära aktiveringsscheman baserade på DA-prognosen (tillgänglig effekt). Dessa kan därefter förbättras löpande genom ID-prognosen som uppdateras löpande inför den aktuella driftstimmen och ge en mer precis prognos för planerad effekt $P_{planerad}$ ($DA + ID$) och slutligen överskottseffekten ($P_{överskott}$). Baserat på detta kan man avgöra när faktiskt överskott uppstår.

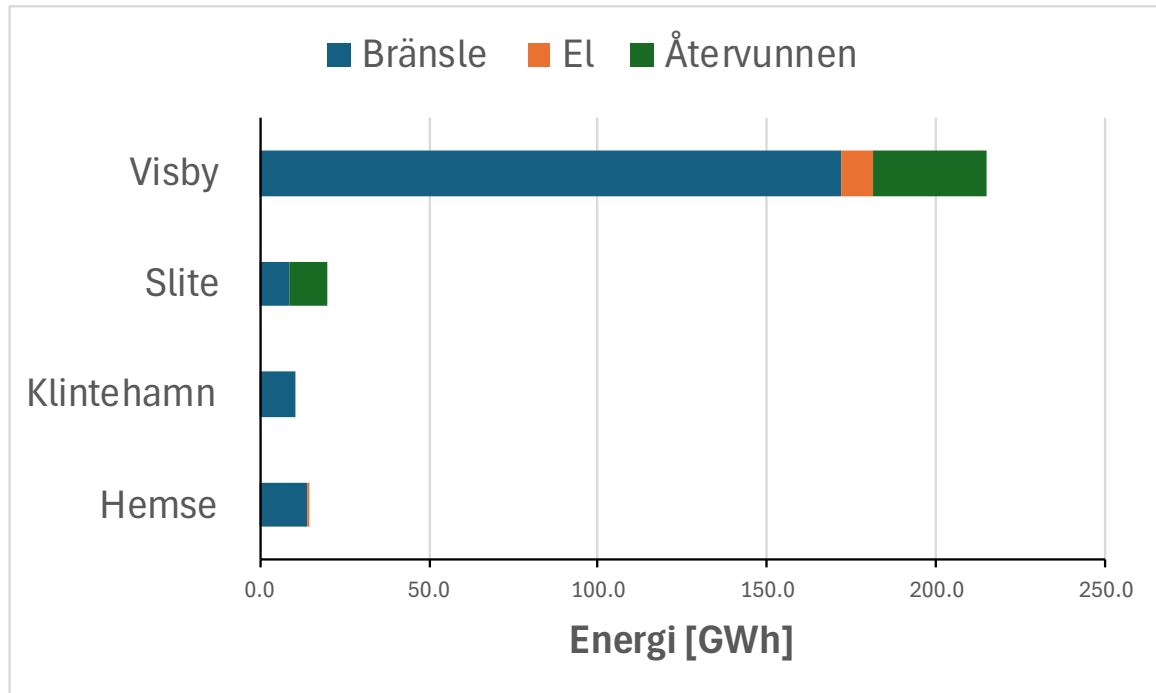
Styrningen av produktion/last baseras därför på:

1. *DA-prognosen för preliminära aktiveringsscheman.*
2. *ID-prognoser löpande för finjustering.*
3. *Realtidsvärden från SCADA system för exakt aktivering/deaktivering.*

Detta utgör underlaget för den praktiska hanteringen vid användning av överskotteffekt (se kap. 3.3).

2.2 FJÄRRVÄRME

Fjärrvärmesystemet på Gotland använder huvudsakligen biomassa i sin bränslemix. Ungefär 80 % utgörs av bränslen i form av biomassa eller bioolja. Ungefär en femtedel försörjs via återvunnen värme och el (se Figur 8). El utgör under 5 %, så det finns avsevärt potential för att ersätta biomassa och bioolja med överskottsel.



Figur 8: Översikt över beståndsdelarna i produktionsmixen för Gotland för 2024.

Källa: Energiföretagen; fjärrvärmens lokala miljövärden [3].

2.2.1 Fjärrvärmeproduktion med överskottsel

Energibolaget GEAB driver ett flertal olika produktionsanläggningar i flera orter på Gotland, för denna studie bedöms 1st elpanna på 20MW i Visbys fjärrvärmenät vara relevant för användning av fjärrvärmeproduktion vid låga elpriser, denna panna i kombination med lagring av överproduktion i befintlig fjärrvärmeackumulator på 230 MWh.

Med historik från GEAB samt vinddata enligt punkt 2.4.4, så har 2 fall analyserats, fjärrvärme-produktion av överskottsel vid 36 öre/kWh och 0.6öre/kWh. Detta har gjorts genom att i denna data filtrera ut aktuella timvärden när:

1. Det finns ett beräknat överskott av vindproducerad el.
2. Spotpris på el är lägre än för produktionskostnad ordinarie fjärrvärme-produktion, inklusive elskatt.
3. Det finns en fjärrvärme-last på minst 2 MW.

2.2.2 Teknisk analys fjärrvärmeproduktion

Det finns flertalet faktorer att ta hänsyn till vid produktion av fjärrvärme:

- Eventuella verkningsgradsförluster vid fjärrvärme-produktion med elpanna bedöms vara försumbar jämfört med fastbränsleeldad hetvattenpanna då en verkningsgrad på en elpanna är ca 98 – 99 %, att jämföra med verkningsgrad på fastbränsleeldad hetvattenpanna på ca 90 %.
- Minimilast på fjärrvärme-nät vid lågsäsong;
Under sommarperioden och låg förbrukning av fjärrvärme så är förbrukningen i Visby återkommande på ca 4 - 5 MW, minlast på elpannan bör vara ca 10 % av märkeffekt dvs 2 MW. Dock är minlast på hetvattenpannan ca 4 MW, så dessa kan inte långvarigt vara i drift samtidigt vid detta driftläge.
- Fjärrvärme-last och ev. lagringsutrymme i fjärrvärme-ackumulator;
För att kunna utnyttja överskottsel maximalt, dvs hög produktion och laddning av FV- ackumulator vid låga elpriser behöver operativ produktionsplanering löpande göras för att maximera potentiell energimängd.
- Uppstarttid/kostnad fasbränsle-anläggning;
Om fastbränsle-anläggningen stoppas för att bereda lastutrymme för elpanna (se punkt ovan), så måste hänsyn till uppstarttid tas, vilket enligt uppgift från GEAB är ca 18h vid kall panna. Potentialen för att använda överskottsel beror på möjligheterna för att ställa av fastbränslepannan eller att kunna ställa om till laddning av ackumulator-tanker när det finns överskottsel att använda.
- Det finns idag en värmepump på 4 MW/11 MW el-/värmeeffekt installerad i Visbys fjärrvärmenät som hämtar värme från havsvatten. Denna kan potentiellt användas för fjärrvärmeproduktion vid liknande förhållanden. Denna ingår inte i nuvarande utredning.

2.2.3 Ekonomisk analys

Det finns flertalet faktorer att ta hänsyn till vid produktion av fjärrvärme:

- Produktionskostnad ordinarie FV-produktion – I dagsläget är produktionskostnad på fastbränsle-anläggningen i Visby ca. 400 kr/MWh.
- För att produktion ska vara ekonomiskt lönsam måste spotpris + ev. elskatt vara lägre än denna summa.
- Energiskatten som använts i den ekonomiska kalkylen är 36 öre/kWh och 0.6 öre/kWh.
- Den ekonomiska kalkylen beräknar därför värdet av besparingarna vid att;
 - Filtrera ut teoretisk möjliga produktionstimmar enligt kriterierna i kap. 2.2.1.
 - Beräkna marginal mellan produktionspriset vid användning av elpanna och produktionspriset vid användning av fastbränslepannan.

2.3 PUMPKRAFT

Idag finns det inga pumpkraftverk på Gotland.

Pumpkraftverk fungerar genom att vatten pumpas från en lägre reservoar (Östersjön) till en högre belägen reservoar när det finns överskott på el. När elbehov uppstår leds vattnet tillbaka genom en turbin till den lägre reservoaren, varvid elektricitet produceras. Tekniken möjliggör effektiv energilagring utan att förbruka vattenresurser.

Ett steg mot ett energisystem baserat på förnybar energi är att möjliggöra storskalig energilagring, särskilt under perioder då vind- och solproduktion är låg. Pumpkraftverk som lagrar överskott från vindkraft utgör ett robust och beprövat alternativ.

Ett pumpkraftverk kan styras dynamiskt utifrån:

- vindförhållanden,
- effektbehov i elnätet,
- elpriser på spotmarknaden.

Anläggningen kan även:

- fungera som reservkraft vid störningar i landförbindelser,
- leverera balanseringstjänster (stödtjänster) till Svenska kraftnät,
- bidra med svängmassa, vilket genom mekanisk tröghet stabiliserar frekvensen i elsystemet.

Den använda effekten i denna utredning är 15 MW under 24 timmar, motsvarande cirka 360 MWh lagrad energi. Den använda effekten blev identifierad från beräknade överskottseffekten i vindkraften, där medeleffekten över årets alla timmar är 15 MW. Se *kap. 2.1.4*.

En plats söder om Visby har identifierats som den mest lämpliga för ett pumpkraftverk på Gotland. Platsen har en fallhöjd på cirka 75 meter och tillgänglig yta för anläggande av en övre reservoar/damm. Figur 11 visar ett exempel på hur ett pumpkraftverk med låg fallhöjd.

2.3.1 Teknisk analys

Den tekniska analysen är uppdelad i relevanta sektioner enligt nedan.

Media – vattenkälla

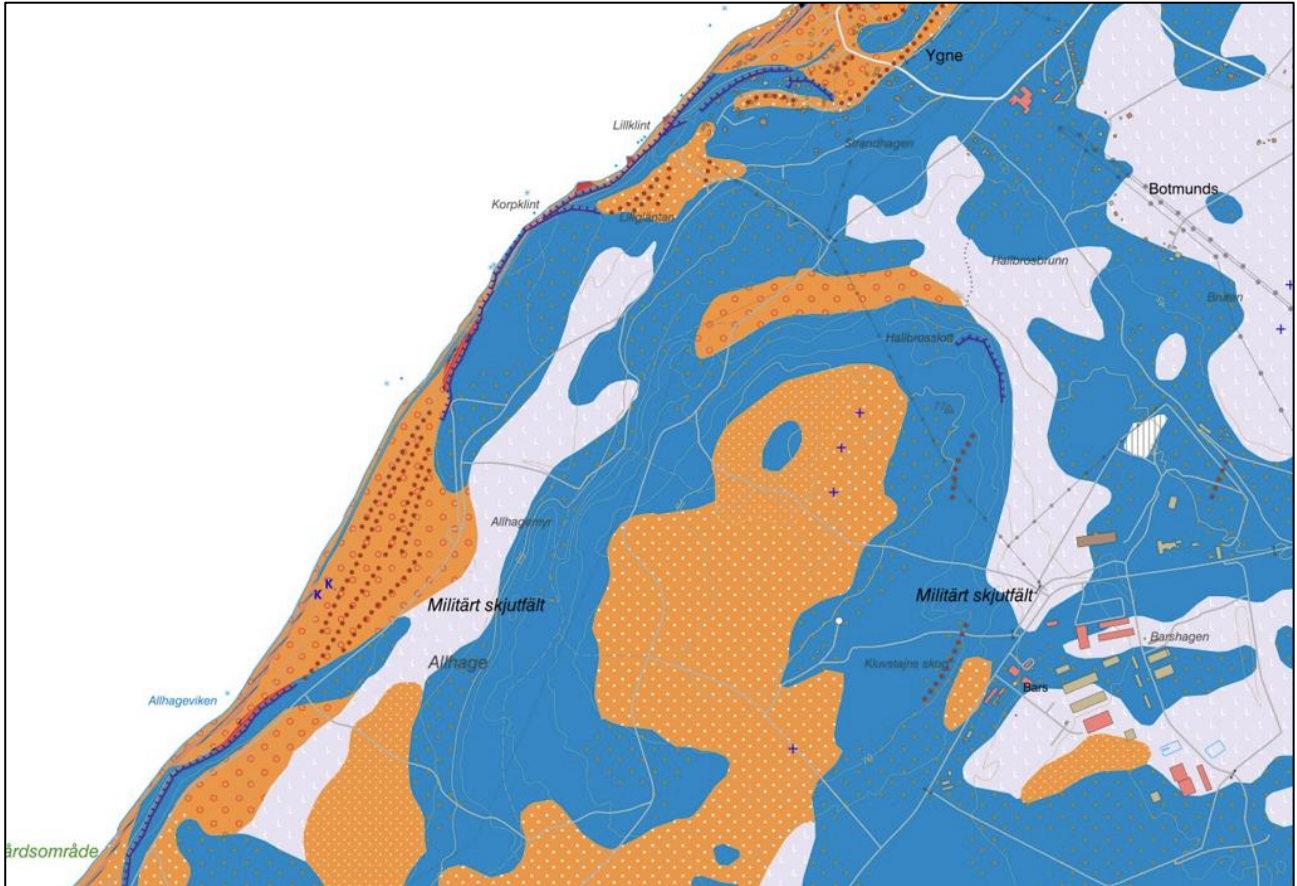
Det planerade pumpkraftverket avses använda vatten från Östersjön. Vattnet runt Gotland är bräckt, vilket innebär att salthalten:

- varierar med djup,
- generellt är högre på större djup,
- påverkas av inflöden från Nordsjön.

Placeringen av vattenintaget är kritisk för att minimera salthalten vilket minskar korrosionspåverkan på pumpar och turbiner, reducerar drift- och underhållskostnader, förlänger teknisk livslängd.

Salthalten innebär även en miljörisk vid eventuella läckage från dammen, då bräckt vatten kan påverka närliggande grundvatten.

Övre reservoaren



Figur 9: Översikt över jordarter i området runt Ygne där ett pumpkraftverk placeras.

Den tilltänkta platsen används idag som skjutfält. På grund av pågående verksamhet har platsbesök inte varit möjligt. Den långvariga användningen, som pågått i flera decennier, innebär:

- risk för markföroreningar,
- risk för odetonerad ammunition
- stora osäkerheter och potentiellt höga kostnader vid schaktning.

Vilket kan medföra betydande ekonomiska risker vid utgrävning för dammen, ett generellt antagande och vidare utredning och platsbesök krävs.

Jordarter vid den tilltänkta platsen för den övre reservoaren består av ca. 50 % sand och ca. 50 % kalksten. Se Figur 9 ovan. Kalkstenen påverkar kostnadsbilden på schaktning för övre reservoar.

Övre reservoaren/dammens storlek

För pumpkraftverk på 15 MW och 100 MWh har den tidigare förstudien föreslagit att den övre reservoaren (75 meters fallhöjd) behöver en diameter på cirka 500 meter och ett medeldjup på cirka 3 meter. Dammens storlek påverkas av vilken fallhöjd som kan uppnås, desto högre fallhöjd desto mindre damm med bibehållet energiinnehåll MWh.

Fallhöjd 75 m, pumpeffekt på 15 MW med 100 MWh tillgänglig vattenenergi, kräver en damm på 500 000 m³. Med ett djup på 3 meter blir diameter på dammen 450m

Fallhöjd 75 m, pumpeffekt på 15 MW och 24 timmars drift med full effekt ger 360 MWh, kräver en damm på ca. 2 miljoner m³. Med ett djup på 3 meter blir diameter på dammen ca 800 m.

Dammen bör förses med:

- dammduk eller motsvarande tätskikt,
- system för att detektera läckage

För att minska schaktkostnader bör schaktmassor placeras som vall runt dammen.

Anläggningen saknar naturligt inflöde av vatten, vilket innebär att all energi måste pumpas upp från Östersjön. Detta påverkar lönsamheten negativt jämfört med system med naturlig tillrinning.

En uppskalering av installerad effekt innebär en kraftigt ökad damm-volym. Det är mer fördelaktigt att öka dammens djup än yta, men detta sker på bekostnad av fallhöjd och därmed minskad verkningsgrad.

Platsen för dammen har goda vägförbindelser och bedöms inte innebära några större logistiska problem.

Rördragning

För en effekt på 15 MW krävs matarrör från övre reservoaren ner till turbinen med en diameter på cirka 2 meter. För att minska sårbarheten och skapa redundans, möjliggöra användning av standardrör. Föreslås två till tre parallella rör med mindre diameter istället för ett stort.

Rördragning ovan mark bedöms kunna minska investeringskostnader och förenkla service och inspektion.

Nackdelen är att förläggning ovan mark gör systemet mer sårbart för yttre påverkan jämfört med nedgrävda rör/ borrarade ledningar.

Pump/turbin

Den totala verkningsgraden för ett pumpkraftverk bedöms ligga i intervallet 75 – 85 %.

Det rekommenderas att använda en reversibel pump-turbin, det vill säga en sammansatt enhet som fungerar både som pump och turbin. Detta är tekniskt och ekonomiskt mer fördelaktigt än separata enheter.

För en effekt på 15 MW bedöms:

- två enheter på 7.5 MW inte vara ett optimalt tekniskt val,
- 15 MW vara en relativt liten turbin inom vattenkraftsbranschen.

Pump och turbin påverkas negativt av salthalten i vattnet, vilket ställer höga krav på materialval och korrosionsskydd.

Platsen för turbinhuset saknar idag närliggande vägförbindelser, vilket bedöms vara ett problem vid transporter av tunga komponenter.

Det finns betydande ekonomiska skalfördelar vid uppskalering till 50 – 100 MW. Vid dessa effektnivåer är två enheter tekniskt lämpliga och ger dessutom redundans i systemet.

Kraftanslutning

Anläggningen avses anslutas till befintligt elnät. Kraftanslutningen måste dimensioneras för:

- maximal effekt vid pumpdrift,
- maximal effekt vid turbindrift.

Anslutning till befintlig nätstation bedöms efter platsbesök med GEAB vara oproblematisk och enbart innebära en mindre kostnad. Sträckan uppskattas till ca 1 km.

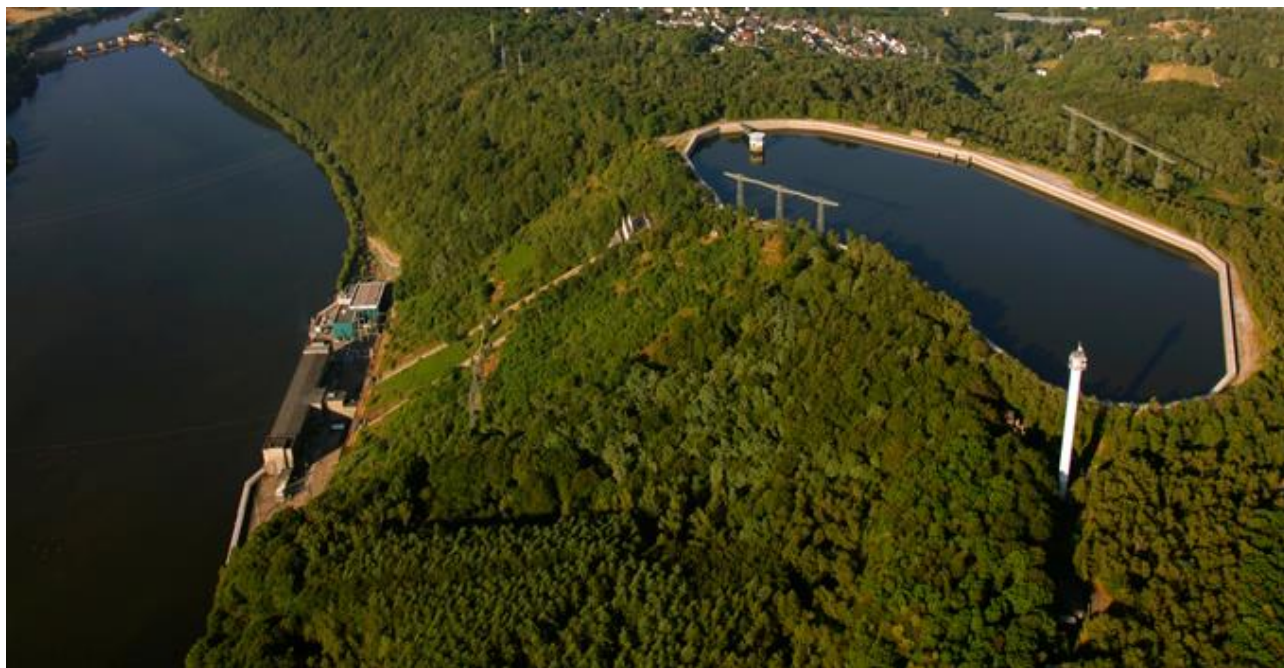
En kostnadsuppskattning kan ställas upp som följer;

- Effekt 15 MW och sträcka 1000 m.
 - 20 kV kabel (ca. 400 A)
 - Kabeltyp AXQJ 3x240 mm²
 - Specifik kostnad: 1000kr/m.
- 1000 m x 1000 kr/m = 1 000 000kr för kabel och schaktning ungefär samma kostnad (Figur 10).

Projekt: Markkabel Johan Bernhardsson P2 - Rev 1.0 Datum: 2026-05-06

Grupp	Version	Typ	Arbetskod	Arbetskodnamn	Nummer	Namn	Sträckningslängd (m)	Totalt Antal	Enhet	Totalt (h)	Totalt (sek)
EBR	2026	P2	137	Kabelgrav	09	N035-N055 > 0,7-0,9 m Schakt, återfyllning, Svår	1,0	1,0	km	372,4	439786
EBR	2026	P2	137	Kabelgrav	43	Sandning > 0,7-1,1 m, Svår	1,0	1,0	km	87,0	185457
EBR	2026	P2	140	Kabelförläggning	01	Utdragning kabel < 1 kg/m	1,0	1,0	km	12,4	13419
EBR	2026	P2	140	Kabelförläggning	04	Utdragning kabel >4,5 <= 7,0 kg/m	3,0	3,0	km	89,4	97210
EBR	2026	P2	140	Kabelförläggning	80	Utsättning kabelgrav	1,0	1,0	km	3,3	3283
EBR	2026	P2	140	Kabelförläggning	83	Inmätning kabelgrav, landsbygd	1,0	1,0	km	8,6	10063
EBR	2026	P2	411	Flyttning, etablering	20	Flyttning och etablering, 1 montör		1,0	st	7,0	6983
EBR	2026	P2	411	Flyttning, etablering	22	Flyttning och etablering av kabelschaktmaskin		1,0	st	7,2	8431
										587,2	764632

Figur 10: Utredning schaktning för kraftanslutning



Figur 11: Exempel bild från Genex Power's Kidston pumpkraftverk i North Queensland.

2.3.2 Ekonomisk analys

I den ekonomiska analysen ingår enbart arbitrage och inte beräkningar av lönsamhet vid utförande av stödtjänster (se kap. 1.1.3 för motivering).

Investeringskostnader

Tidigare utredningar från WSP anger investeringskostnader för pumpkraft på upp till 20 000 - 32 000 SEK/kW.

För ett pumpkraftverk på 15 MW innebär detta en total investeringskostnad på upp till cirka 300 - 480 miljoner SEK.

Uppdelat på stora poster, enligt tidigare förstudie [5]:

- | | |
|--|---------------------|
| • Miljötillstånd/övriga ansökningar; | 10 - 15 miljoner. |
| • Projektledning; | 10 - 15 miljoner. |
| • Damm (inkl. teknisk konstruktion); | 100 - 150 miljoner. |
| • Dammduk/tätskikt; | 20 - 30 miljoner. |
| • Rödrugning (inkl. teknisk konstruktion); | 20 - 30 miljoner. |
| • Pump/turbin inkl. subsystem; | 100 - 150 miljoner. |
| • Teknikhus & övrig anläggning; | 20 - 30 miljoner. |
| • Trafo & Elanslutningar; | 20 - 30 miljoner. |

Den tekniska livslängden för ett pumpkraftverk bedöms till 50 – 100 år, vilket är mycket lång jämfört med många andra energilagringstekniker.

Skalning av kostnader

Skalfaktor för ett pumpkraftverk ligger på ca 0,65⁴.

Exempelberäkning;

15 MW; 480 miljoner = 32 miljoner/MW

100 MW = 100 MW x 32 miljoner/MW x 0,65 = 2080 miljoner.

Drift, verkningsgrad och lönsamhet

Med antagen verkningsgrad, drift- och underhållskostnader har WSP kommit fram till en lönsamhetskvot på 1.3. Uppnås inte kvoten resulterar detta i minusresultat vid drift. Lönsamhetskvoten definieras som:

$$q_{Elpris} = \frac{Elpris\ inköp}{Elpris\ försäljning} \quad (7)$$

Där q_{Elpris} är en multipliceringsfaktor för inköpspris av el för att komma fram till marginalpris för att täcka driftskostnaderna. Lönsamhetskvoten innehåller inga krav till lönsamhet och tar inte med investeringskostnad, utan ser till att intäkter blir lika med kostnader. Eventuell profit kommer i tillägg.

Antal lönsamma dagar kan beräknas vid att ta utgångspunkt i antal dagar/timmar med:

- Spotprisskillnader större än lönsamhetskvoten.
- Överskott av vindkraft (se *sektion 2.1.5*).

⁴ Framtagen i kommunikation med leverantörer och WSP Schweiz. Exempel på pumpkraftverk använd för framtagande av faktorn är Nant de Drance i Schweiz [8].

Estimerad antal dagar per punkt ovan är 60 dagar, dvs. 120 dagar totalt.

Beroende på hur pumpning och produktion styrs kan man bedriva arbitrage baserat på fullastdygn eller vid dygnsvis arbitrage. I förstnämnda kan man köpa och sälja el i olika dygn, baserat på längre prognoser för kraftproduktion (vind, sol, etc.). Man måste då bestämma lägsta magasinnivå för att ha produktionskapacitet för en given period av autonomi. I sistnämnda bedriver man arbitrage på dygnsnivå och kan behålla magasinet fullt mesta av tiden, men 24 timmar produktionskapacitet i reserv, vilket höjer beredskapen.

Nedan följer exempelberäkningar för dessa två typer av arbitrage.

Exempel på intäktsberäkning med arbitrage vid fullastdygn

Intäkten beräknas som skillnaden mellan försäljningspriset på elen och summan av inköpspriset, elnätsavgift och elskatt.

Försäljningspriset beräknas som:

$$\begin{aligned}\text{Försäljningspris} &= \text{inköpspris} \times \text{lönsamhetskvot} + \text{profit} + \text{elnätsavgift} + \text{elskatt} \\ &= \text{marginalpris} + \text{profit} + \text{elnätsavgift} + \text{elskatt}.\end{aligned}$$

$$\rightarrow \text{Profit} = \text{Försäljningspris} - \text{marginalpris} - \text{elnätsavgift} - \text{elskatt}$$

Vid en profit/vinst på 0.20 SEK/kWh under 120 dagar, med en effekt på 15 MW, erhålls:

Daglig energi:

$$15 \text{ MW} \times 24 \text{ h} = 324 \text{ MWh}$$

Årlig vinst:

$$324 \text{ MWh/dag} \times 120 \text{ dagar} \times 0.20 \text{ SEK/kWh} = 7.78 \text{ miljoner SEK}.$$

Denna beräkning inkluderar inte intäkter från stödtjänster eller som reservkraft.

Baserad på investeringskostnaderna blir återbetalningstid ca. 39 - 62 år innan räntekostnader och övriga intäkter (stödtjänster, etc.) är räknat in. Detta betyder att antingen måste ersättningen öka eller investeringen subsidieras, om lönsamhetskravet medför krav till kortare återbetalningstid.

I exemplet på intäktsberäkning ovan bedrivs arbitrage i en 24 timmars period för att ge en lönsam dag, vilket betyder att man implicit tar hänsyn till fyllningsgraden i magasinet (state-of-charge – SOC).

Exempel på intäktsberäkning med dygnsarbitrage

Exempel på dagsdrift 2026-04-16 med styrning mot spotpriser.

Pumpverkningsgrad - 0.88.

Turbinverkningsgrad - 0.92.

Total rundverkningsgrad - 0.81.

Med utgångspunkt i rundverkningsgraden, så vill pumpning av 15.0 MWh betyda produktion av 12.1 MWh el.

6 tim inköp av energi (pumpdrift) med genomsnittspris 0.70 Kr;

- $6 \text{ h} \times 0.70 \text{ Kr} \times 1.3 \text{ (lönsamhetskvot)} \times 15 \text{ MW} = 81\,900 \text{ Kr}.$

6 tim försäljning av energi (turbindrif) genomsnittspris 1.50 Kr.

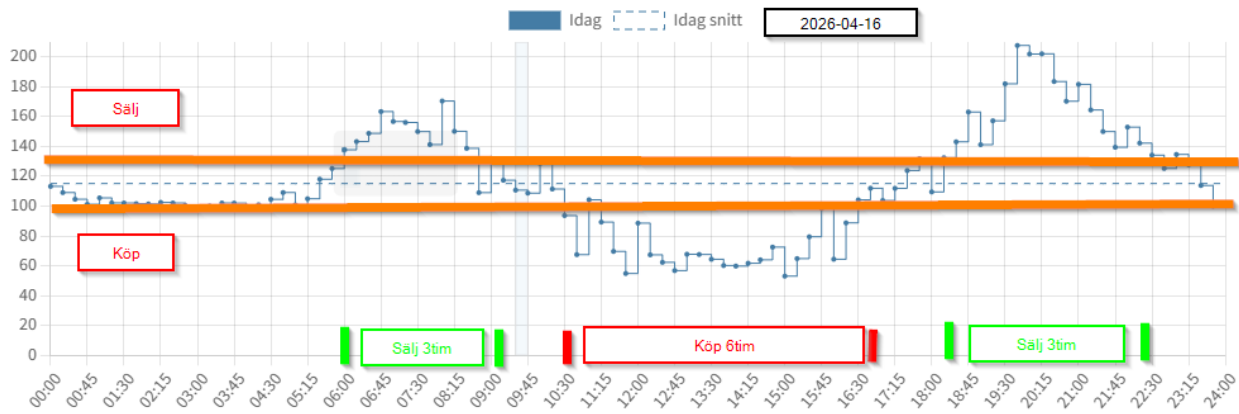
$$6 \text{ h} \times 1.50 \text{ Kr} \times 12.1 \text{ MW} = 108\,900 \text{ Kr}.$$

$$\text{Vinst } 2025-04-16 = 27\,000 \text{ Kr}.$$

Om varje dag har lika hög förtjänst:

Vinst per år = $365 \times 27\,000 = \text{ca } 10 \text{ miljoner}$.

Baserad på investeringskostnaderna blir återbetalningstid ca. 30 - 48 år innan räntekostnader och övriga intäkter (stöd tjänster, etc.) är räknat in.



Figur 12: Exempel på dygnsvis arbitrage med köp och försäljning inom samma dygn för beräkningsexemplet.

Lönsamhetsanalys med dygnsarbitrage för pumpkraft baserad på elnätsprofil

Utredningen har gjort en lönsamhetsanalys för arbitrage (elhandel) baserad på elnätsprofilen som är mottagit av GEAB, samt beräknad överskottseffekt från vindkraften (se kap. 2.1.4).

Analysen tar utgångspunkt i tre fall för arbitrage:

- A. Enbart med energi från regionnätet (spot pris för SE3).
- B. Enbart överskott från vindkraft (spotpris för SE3).
- C. Kombination av 1 och 2.

Lönsamhetsanalysen baserad på elnätsprofilen och beräkningen av överskottseffekt från vindkraft är gjord med utgångspunkt i arbitrage på dygnsnivå. Detta betyder att pumpkraftverket använder sig ut av day-ahead priser på el och identifierar de lägsta timmespriserna för pumpning och de högsta timmespriserna för produktion inom ett och samma dygn. Arbitraget försiggår enbart parvis, så att en energivolym använd till pumpning måste paras med en energivolym för produktion (båda korregerade för förluster för pumpning och produktion). Det betyder implicit att man inte räknar med fyllningsgraden i magasinet (SOC).

Lönsamhetsanalysen utvärderar lönsamheten i arbitrage för olika nivåer av energiskatt:

- 0 kr/MWh.
- 6 kr/MWh⁵.
- 360 kr/MWh.

Energiskatten för el appliceras i två olika skattebaser:

- I. Elskatt på all el (pumpel och producerad el).
- II. Enbart på pump-el (med avdrag för producerad el).

⁵ Denna skattenivå svarar till den som är föreslagit att gälla för fjärrvärme vid sektorkoppling. En sådan skattenivå skulle kunna motiveras inför även för vid andra former för användning av överskottsel, som t.ex. vid pumpkraft. Värdet är använd i ekonomiska kalkylen för att visa hur en låg skattenivå påverkar lönsamheten, eftersom detta är det enda dokumenterade värdet med underliggande motivering, även om motiveringen gäller ett annat applikationsområde (sektorkoppling – fjärrvärme).

Skattebas II är inkluderat för att visa hur lönsamheten utvecklas om ett pumpkraftverks skulle jämföras med batterilager. Se kap 3.3.4 för mera information om detta.

Lönsamhetsanalysen inkluderar inte elnätsavgifter. Hur detta påverkar lönsamheten diskuteras tillsammans med presentationen av resultaten (Se kap. 3.3.2).

Lönsamhetsanalysen är presenterad i sin helhet med beräkningar och annat i bilaga 13.

I analysen är en investeringskostnad på 32 000 kr/kW, använd för att presentera en konservativ uppskattning av lönsamheten.

Vid användning av en kostnad på 20 000 kr/kW förändras återbetalningstiderna presenterade i kap. 3.2.1 med en faktor $20\,000/32\,000 = 0.625$.

3 RESULTAT OCH DISKUSSION

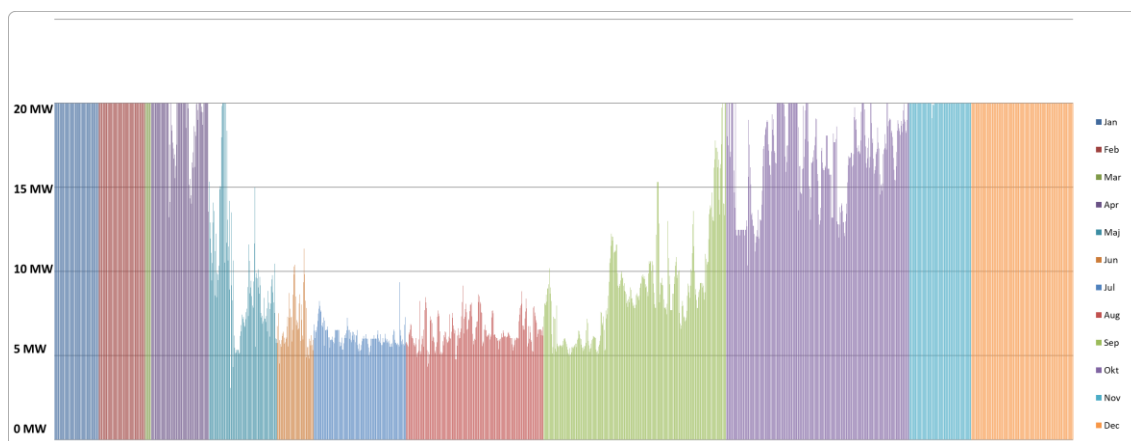
3.1 FJÄRRVÄRME

Denna sektion är indelad i en analys av möjlig användning av överskottsel i fjärrvärmeproduktionen, en sammanfattning av vad utredningens slutsatser från analysen är och slutligen en beskrivning av skattereglerna för fjärrvärme och hur dessa påverkar resultaten.

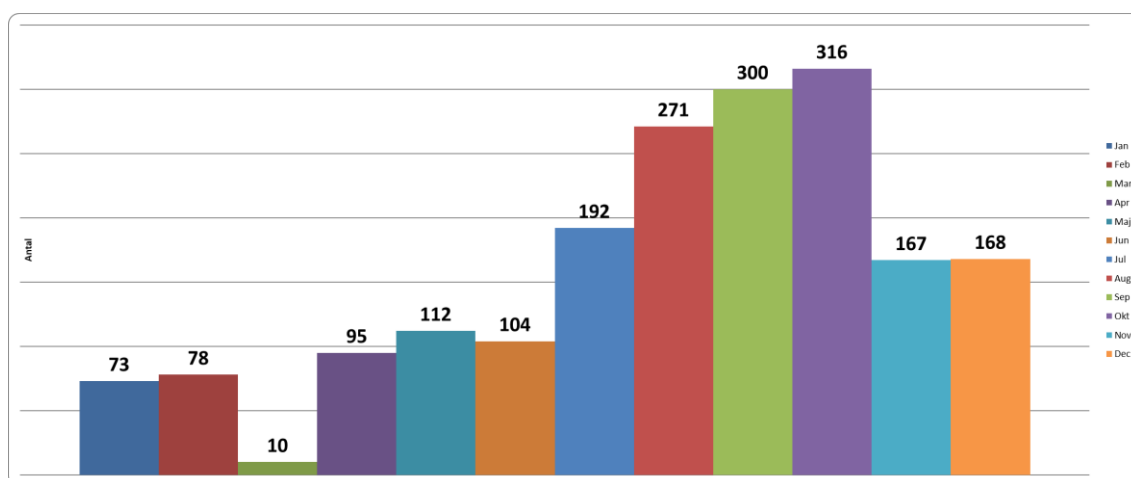
3.1.1 Analys fjärrvärmeproduktion

Enligt data från GEAB på historisk produktion/last och spotpriser är teoretisk lönsam produktion under 2024 763 timmar (ca. 32 dygn) under helåret och besparingen att producera dessa timmar med elpanna i stället för biobränsle är ca 790 000 kr vid en energiskatt på 36 öre/kWh. Detta bedöms inte vara tillräcklig drifttid eller ekonomisk besparing tillräcklig för att väga upp merarbete med driftoptimering och ökade underhållskostnader på produktionsanläggningen.

Enligt samma data som i punkten ovan är teoretisk lönsam produktion under 2024 vid en energiskatt på 0.6 öre/kWh på 1886 timmar (ca. 79 dygn) under helåret (se Figur 13/Figur 14) och besparingen att producera dessa timmar med elpanna istället för biobränsle är ca 1 900 000kr. En sänkt energiskatt leder alltså till ungefär en fördubbling i besparing.



Figur 13: Fördelning av teoretiska tillfällen och effekt för produktion med elpanna kalenderåret 2024 med reducerad energiskatt.



Figur 14: Antal teoretiska timmar med möjlig produktion elpanna per månad kalenderåret 2024 med reducerad energiskatt.

3.1.2 Sammanfattning fjärrvärmeproduktion

Det finns definitiva potentiella vinster att optimera elpannedrift med låga elpriser. Dock finns det också utmaningar, där den största kanske är aktiv produktionsoptimering för att löpande anpassa fjärrvärmeproduktionen mot elpris/elöverskott/fjärrvärmelast och innehåll i fjärrvärmeackumulator.

Något att ta hänsyn till här är, och som är svårbedömt, är ökade underhållskostnader över tid på främst fastbränsleanläggningen vid eventuella start/stopp och det temperatur och tryckförändringar som det innebär. Rekommendationen är en fördjupad analys av detta innan eventuellt införande.

Även ev. tillkommande pumpkraft kommer att vara en faktor att ta hänsyn till här i och med att under flertalet tillfällen finns inte tillräcklig effekt av överskottsel för att producera samtidigt i bägge anläggningarna.

Det bör potentiellt även göras en fördjupad analys med att köra värmepumpen istället för/i kombination med elpannan för att ytterligare optimera el användandet lokalt på Gotland.

3.1.3 Skatteregler för fjärrvärme

Enligt det som beskrevs i sektion 1.3 finns i dagsläget ett lagförslag till behandling hos Regeringskansliet om att tillfälligt reducera energiskatten för el i fjärrvärmeproduktion till 0.6 öre/kWh, från dagens skattesats om 36 öre/kWh. Till jämförelse ligger produktionskostnaden för fjärrvärme i Visby idag ligger på ungefär 0.40 kr/kWh vid produktion med fastbränsle (biomassa).

Energiskattens påverkan på produktionskostnaden

För användning av el i en elpanna för fjärrvärmeproduktion betyder detta att med enbart skatt och utan någon annan kostnad för användning kommer produktionskostnaden i dag vara ungefär 0.37 kr/kWh med en pannverkningsgrad på 98 %. Eftersom produktionskostnaden för fjärrvärme i Visby idag ligger på ungefär 0.40 kr/kWh, så betyder det att marginalen vid dagens skattesats ligger på 3 öre/kWh och att detta skall täcka både elpris och elnätsavgift. Det verkar med andra ord inte sannolikt att man skall kunna använda sig ut av överskott i vindkraftsparken, med mindre elnätsavgiften blir 0 kr/kWh i låg-last och vindkraftsproducenten väljer producera till ett väldigt lågt pris.

För en värmepump med medel COP på 3 kommer produktionskostnaden att bli ungefär 0.12 kr/kWh utan några andra förbruksrelaterade kostnader. Detta betyder att man har marginal på 0.28 kr/kWh för att täcka både ersättning till elnätsägaren och till vindkraftsproducenten. Om elnätsägaren godtar en låg elnätsavgift vid låg nyttjandegrad av nätet, så finns fortfarande marginal kvar för att betala vindkraftsproducenten eller köpa el i ID-marknaden, med samma eller lägre produktionskostnad till följd.

Vid en reduktion i energiskatten blir skattens inverkan på produktionskostnaden för båda dessa värmekällor försumbara. I praktiken vill elpannans produktionspris bli ungefär lika med summan av spot pris och elnätsavgiften, vilket betyder att elnätsavgiftens storlek får direkta betydelse för när elpannorna används. Enligt beräknad elnätsavgift i Tabell 6 (kap. 3.3.2) så kommer pannorna vid aktivering 50 % av tiden ha en kostnad på 0.21 kr/kWh, vilket lämnar en marginal om 0.19 kr/kWh för täckning av elpriset. Enligt elnätsprofilerna analyserad för perioden 2023 – 2024 (sektion 2.1.3/Figur 6) är detta tillfälle ungefär 30 % av tiden, vilket betyder att det inte är sannolikt med lönsamhet i användning av elpannor med en sådan elnätsavgift, då detta utgör en mindre tidsandel än det som behövs för aktivering av pannorna för att uppnå den låga elnätsavgiften.

Om däremot elnätsavgifterna reduceras till ett minimum (t.ex. 10 öre/kWh) i tider där det finns mycket kapacitet i elnätet, så finns en marginal om 0.3 kr/kWh för täckning av elpriset och enligt elnätsprofilen är 44 % av spot-priserna i perioden 2023 – 2024 under detta värde. Även om låga elnätspriser inte kan korreleras till låga spotpriser, så finns det en stor potential i att använda elnätspriser som verktyg för att sänka priset för fjärrvärmeproduktion genom styrbar last som elpanna. Men det är en förutsättning att elnätsavgifterna kan

sänkas tillräckligt för att ge marginal till täckning av elpriset. Än så länge är dock en differentiering av elnätsavgiften baserad på spot pris inte tillåten enligt *ellagen*⁶ och därför måste elnätsavgifterna räknas fram baserat på bland annat önskad utnyttjandegrad i nätet och, om marginalen som uppstår inte täcker spot priset, så måste något istället hända med marknadsbetingelserna eller så får man använda sig ut av teknologi med högre verkningsgrad, som t.ex. en värmepump.

För en värmepump blir marginalen en faktor lika med COP större än för elpanna. Detta betyder att man för en marginal på 0.19 kr/kWh kan acceptera ett elpris om 0.57 kr/kWh, vilket förekommer ungefär 66 % av tiden i elnätsprofilen för perioden 2023 – 2024. Med andra ord väl över den tidsandel som behövs för att komma ner i den lägsta låg-last elnätsavgiften om 0.21 kr/kWh i Tabell 6. Vid ännu lägre elnätsavgift blir marginalen ännu större och produktion med el lönsam en större del av tiden. Detta indikerar att värmepump sannolikt är vägen att gå, framför elpannor, om något.

Oavsett vad för värmekälla man avser att använda, så får vidare arbete fokusera på att ta fram en detaljerad lönsamhetskalkyl för att utvärdera om investeringen kan återbetalas inom rimlig tid. För fallet Visby där investeringarna redan är gjorda är lönsamheten sannolikt god med hänsyn till det beskrivna ovan, men då under förutsättning av en utökat differentiering av elnätsavgiften och reduktion från dagens nivå i låg-last tid.

Notera: Det är okänt om det är rimligt att anta att man har låg last i nätet i 50 % av tiden och detta måste redas ut vidare för att kunna ge rimliga uppskattningar av hur stort ett tidsfönster för låg-last tariff borde vara. Först då kan man göra mera precisa utvärderingar av lönsamhet vid användning av olika produktionsslag.

⁶ Enligt 4 kap. 1 § ellagen, tillsammans med intäktsram-regleringen i 5 kap. och artikel 18 i EU:s elmarknadsförordning, ska nättariffer vara kostnadsreflektiva, objektiva och icke-diskriminerande. Eftersom spotpris inte har någon direkt koppling till nätverksamhetens kostnader är en spotprisbaserad elnätsavgift inte förenlig med dessa krav.

3.2 PUMPKRAFT

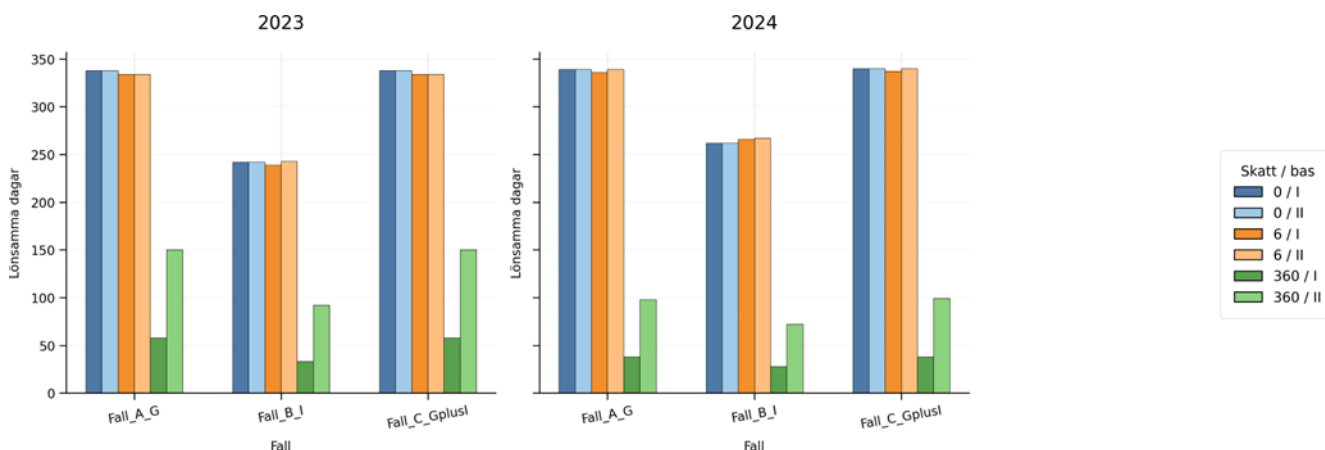
Denna sektion är indelad i en lönsamhetsanalys av möjlig användning av överskottsel i pumpkraftverk och en beskrivning av skattereglerna för fjärrvärme och hur dessa påverkar resultaten.

3.2.1 Ekonomisk analys

Den ekonomiska analysen är utförd baserad på dygnsvis arbitrage för ett pumpkraftverk eftersom detta ökar beredskapen för Gotland vid att behålla reservkapacitet för elproduktion.

Analysen är presenterad i sin helhet i [bilaga 13](#). Analysen visar att lönsamheten för pumpkraftbaserat arbitrage är starkt beroende av skattenivå, skattebas och – potentiellt – elnätsavgifter. Utfallet varierar mellan åren 2023 och 2024 samt mellan de studerade fallen (A, B och C), men tydliga och konsistenta mönster kan identifieras.

Figur 15 visar en översikt över antal lönsamma dagar för olika skattenivån (0, 6 och 360 Kr/MWh) och för två olika skattebaser (I och II). Skattebas I betyder skatt på både pump-el och på producerad el, medan skattebas II innebär skatteavdrag för producerad el. Antalet lönsamma dagar används i rapporten som ett mått på hur ofta anläggningen kan köras med positivt dygnsnetto (given lönsamhetskvot på minst 1.3).



Figur 15: Presentation av lönsamma dagar baserad på olika skattesatser (0, 6 och 360 Kr/MWh) och skattebaser (I och II).

För båda åren tillsammans visar resultaten följande ungefärliga intervall:

- 0 kr/MWh i energiskatt;**
 Antalet lönsamma dagar ligger typiskt i intervallet 250–340 dagar per år, beroende på fall och år. År 2023 uppvisar genomgående något fler lönsamma dagar än 2024, men skillnaden är måttlig. I denna skattesituation finns en bred uppsättning dygn där arbitragemarginalen räcker för att täcka verkningsgradsförluster och övriga kostnader.
- 6 kr/MWh i energiskatt;**
 Antalet lönsamma dagar reduceras till cirka 220–330 dagar per år. Minskningen är märkbar men relativt begränsad, särskilt vid användning av skattebas II. För många scenarier kvarstår en hög drifttillgänglighet.
- 360 kr/MWh i energiskatt;**
 Antalet lönsamma dagar faller kraftigt till ungefär 30–150 dagar per år, med stor spridning mellan fall. Endast dygn med mycket stora prisdifferenser kvarstår som lönsamma, och driften blir mer sporadisk och koncentrerad.

Skillnaden mellan skattebas I och II är tydlig i alla resultat. Skattebas II (skatt endast på pump-el) ger konsekvent 20–50 % fler lönsamma dagar jämfört med skattebas I vid samma skattenivå, särskilt vid hög skatt. Detta beror på att intäktssidan inte beskattas, vilket förbättrar marginalen per arbitragecykel.

En lönsam dag definieras som en dag där netto intäkt efter inköpskostnader och skatter är över 0 Kr. Det betyder att även dagar med 1 Kr i profit definieras som lönsam dag. Figuren kan på så sätt framstå lite missvisande i förhållande till exempelberäkningen för fullastdygn i kap. 2.3.2, där antagandet var 120 dagar.

Payback tid

Payback-tiden påverkas både av årsnetto och av hur ofta anläggningen kan köras lönsamt. Sett över 2023 och 2024 uppvisas följande ungefärliga intervall:

- **0 kr/MWh i energiskatt;**
Payback-tiden ligger typiskt i intervallet 35–50 år. Skillnader mellan fall förekommer, men samtliga scenarier uppvisar fortfarande långa återbetalningstider givet den höga investeringskostnaden.
- **6 kr/MWh i energiskatt;**
Payback-tiden förlängs generellt till cirka 40–60 år. Effekten är särskilt tydlig i skattebas I, medan skattebas II ofta ligger närmare den nedre delen av intervallet.
- **360 kr/MWh i energiskatt;**
Payback-tiden blir mycket lång och hamnar ofta i intervallet från 100 till över 350 år, eller når nivåer som i praktiken innebär att investeringen inte återbetalas inom teknisk livslängd

Även här är skattebasen avgörande: skattebas II reducerar payback-tiden jämfört med skattebas I, men det är främst skattenivån som styr. Viktigt att notera att internräntan (IRR) är på negativa nivåer för samtliga fall, skattenivå och skattebas.

Specifikt för fallen

Enligt figuren framgår det att i Fall A, som innebär begränsning i arbitrage baserad på tillgänglig effekt från regionnätet (via fastlandsförbindelsen), så finns 330 – 340 lönsamma dagar både i 2023 och 2024 när man har liten eller ingen energiskatt på el. Vid låg eller ingen skatt skiljer antalet lönsamma dagar väldigt litet, eftersom inverkan på arbitragevärdet är väldigt lågt. Vid hög skatt är det mycket stor inverkan på lönsamhet, då antal timmar med tillräckligt högt arbitragevärde för att täcka skatterna är mycket begränsad. Detta är speciellt tydligt för skattebas I, där antal lönsamma dagar är 58 jämfört med 150 i skattebas II. Skattesatsen har alltså mycket stor inverkan på lönsamhet, närmast skattebasen.

För Fall B, där begränsningen i tillgänglig effekt för pumpkraftverket utgörs av överskottskapaciteten i vindkraftsparken på Gotland, är effekten av applicerad skattesats ungefär lika för låg eller ingen skatt. Detta är som förväntat, då påverkan är så låg att den blir obefintlig. Men antalet lönsamma dagar sjunker över lag jämfört med samma fall och skattebas i fall A, eftersom tillgänglig effekt är mycket lägre än i regionnätet. Först vid hög skatt blir antal lönsamma dagar avsevärt färre, 30 – 40 dagar för skattebas I och 90 – 100 dagar för skattebas II, beroende på år.

För Fall C är resultaten för skattebas I och II nästan identiska för låg eller ingen skatt. Men vid full el-skatt som idag blir antal lönsamma dagar markant färre och ligger på 60 – 150 för 2023 och 30 – 100 för 2024. Det intressanta i sammanhanget är att antal dagar är nästintill identisk mellan fall C och fall A, vilket betyder att tillgänglig kapacitet i nätet inte är den begränsande faktorn i lönsamhet där skattenivån är låg. Detta tyder på att det i stället är pump- och produktionskapaciteten som är den begränsande faktorn och att det kan finnas skalfördelar vid att utöka denna kapacitet för att uppnå högre lönsamhet. Viktigt att notera dock är att antal lönsamma dagar redan är mycket högt (330 – 340 dagar) vid låg skattenivå, vilket betyder att det handlar om en ökning i omsatt energivolymer och inkomst, snarare än flera dagar med positiv dygnsnetto.

3.2.2 Skatteregler för pumpkraft

Enligt lagen om skatt på energi (1994:1776) är elektrisk kraft från vattenbaserad energi som är alstrad i vattenkraftverk skattepliktig. Därför framstår det naturligt att även energi producerad i ett pumpkraftverk, en typ av vattenkraftverk, är skattepliktig, enligt lagen.

Tolkning av skatteplikt för vattenkraftverk

För vattenkraftverk är den lagrättsliga situationen avseende pumpkraftverk något otydlig.

Skatteplikten för vattenkraftverk med magasin blev först diskuterat i förbindelse med proposition 2022/23:58 som låg till grund för lag (2023:75) om skatt på överintäkter från el, där "El som framställs med vattenkraftverk som saknar förmåga att lagra vatten i mer än 24 timmar är skattepliktig."

Vad som omfattas av skatteplikt kan enligt detta tolkas som om el producerad i ett vattenkraftverk har ett magasin som tillåter att lagra vatten längre än 24 timmar, är undantaget från skatt. Skatteverket har i sin rättsliga vägledning för 2024 i relation till lagens tillämpning i 2023, skrivit följande:

"Skatteverket bedömer att el som framställs med vattenkraftverk som saknar eget magasin, men som är del i en koordinerad produktionsoptimering med uppströms liggande kraftverk med magasin inte är skattepliktig."

I detta hänseende finns inga rättsliga fall där skatteundantag är provat, vilket betyder att tolkningen av lagutrymmet för skatteplikt inte är bedömd i domstol. Enligt lagen om energi och undantaget i lag (2023:75) finns ett undantag enbart för vattenkraftverk som inte har eget magasin men som drivs koordinerat med ett vattenkraftverk som har magasin. Under antagningen att ett pumpkraftverk i denna utredning är ett kraftverk med eget magasin, är det därför närliggande å tro att produktionen kommer vara skattepliktig enligt lagen om skatt på energi.

Lagring av energi och teknikneutralitet

Eftersom ett pumpkraftverk kan anses som en form av batteri, så skulle elektrokemisk energilagring som batterisystem rimligen också ha undantag från elskatt, om ett pumpkraftverk (vattenkraftverk med eget magasin) hade detta. Detta är dock inte tillfälle med gällande lag och därför borde det heller inte gälla för pumpkraft. Det är viktigt att notera att lagen om skatt på energi skall vara teknikneutral och därför måste undantag vara skäliga.

Frågan om teknikneutralitet för lagring av energi (2023/24:324) har redan varit lyft i Sveriges Riksdag (se bilaga 15). Eftersom batterier kan få skatteavdrag för el som förs tillbaka till nätet så borde lämpligen andra typer av energilagring ha möjlighet för samma skatteavdrag, även pumpkraftverk. Enligt svaret från finansminister Elisabeth Svantesson är detta dock en fråga om tolkning för Skatteverket och förvaltningsdomstolarna samt en fråga som diskuteras i förbindelse med utformningen av ett nytt energiskattedirektiv.

Praktisk tillämpning

Vattenkraft som produceras med ett pumpkraftverk bedöms vara fullt skattepliktig (skattebas I – kap. 3.2.1). Detta betyder skatt på både använd el (pumpning) och producerad el. Om ett undantag från skattskyldighet eller ett skatteavdrag för el som föras tillbaka till elnätet, skulle medges för pumpkraft, så vill detta påverka lönsamheten positivt i ett pumpkraftverk. Förslag till åtgärder för att driva frågorna:

- Efterfråga ett avklarande från Skatteverket på detta avseende undantag/avdrag för pumpkraft.
- Spela in ett förslag till lagändring hos Skatteverket som myndighet om behov för ändring i lagen, om undantag/avdrag inte medges.
- Ta upp frågan med branschorganisationer som Energiföretagen, Svensk Energi och Teknikföretagen. Branschorganisationerna deltar i dialoger med Regeringskansliet och formulerar problem för sina medlemmar, samt lämnar remissvar.

3.3 PRAKTISK HANTERING AV ÖVERSKOTTSEL

Denna sektion beskriver evt. nödvändiga regel- och skatteförändringar, samt praktiska aspekt för att kunna nyttja överskottsel i elpannor i fjärrvärmeverksamhet eller till pumpkraft.

3.3.1 Regel- och avgiftsförändringar

Som beskrevs i sektion 1.3 finns i dagsläget ett lagförslag till behandling hos Regeringskansliet om att tillfälligt reducera energiskatten för el i fjärrvärmeproduktion till 0.6 öre/kWh. I utgångspunkten anses detta som ett tillfredsställande politiskt styrmedel för att säkerställa ökat *konsumtion* av överskottsel och ökad grad av så kallad sektorkoppling. Detta styrmedel åtgärdar emellertid inte utmaningarna som denna utredning avser att hitta lösningar för, relaterade till att öka *produktionen* av el. Vidare gäller detta styrmedel bara för fjärrvärme, så det återstår att se hur styrmedlen kommer utformas för andra typer ut av sektorkoppling och pumpkraft specifikt. Som föreslagit i kap. 3.2.2 så kan en teknikneutral lagstiftning leda till ökad konsumtion och flytt av produktionstidspunkt, men detta är under politisk kontroll och svårare att påverka. Därför måste andra medel utprovas som är lättare att påverka.

Vindkraftsproducenterna på Gotland har en situation där överföringsavgiften för överföring av energi till fastlandet begränsar antalet lönsamma driftstimmar, till den grad att en signifikant andel av potentiella energin i ett givet år "blåser förbi". Den styrsignal som används för att incentivera produktion idag är spotpriset, vilket är samma för hela elprisområdet som Gotland är en del av (SE3). När spotpriset är för lågt, så att överföringsavgiften gör det till en olönsam affär att producera, så ställer vissa producenter av sina turbiner.

För att kunna stimulera till att den potentiella energin utnyttjas i tider där spotpriset anses som för lågt till att försvara överföringsavgiften, måste det uppstå incentiv för vindkraftsproducenterna att producera för lokal användning. Detta även i tider där spotpriset är så lågt att det inte är lönsamt med överföring till fastlandet och utan att GEAB kopplar detta till spot-priser (diskriminerande enligt ellagen). Med andra ord behövs en lokal styrsignal. Eftersom den överordnade styrsignalen är spot pris i kombination med överföringsavgift mot fastlandet, är det naturligt att en lokal styrsignal är en lokal prissättning av produktionen. Eftersom spot priset följer priset i elprisområdet som Gotland är en del av, så är lokal prissättning inte möjligt utan att skapa ett nytt prisområde. Om man bortser från en sådan åtgärd, så återstår bara elnätsavgiften som en möjlig mekanism för att styra användningen av el på Gotland.

Med bakgrund i detta föreslås en utökad differentierad elnätsavgift på Gotland, som aktiveras i perioder där nätanvändningen är låg, dvs. det finns överskottskapacitet i nätet *och* aktuell produktion är under den teoretisk möjliga. Avgiften behöver tas ut av GEAB vid samma typ av differentiering som med tidigare tariffer för elpannor eller liknande, alternativt differentieras utöver detta och i enlighet med de möjligheter som finns för differentiering med modern teknologi (timmesupplösning eller lägre). Denna utökade differentiering följer strukturen i den aktuella föreskriften EIFS 2022:1 från Ei och borde således vara möjlig att utföra inför de gällande regler i dagens energisystem.

Syftet för nätbolaget är som i övrigt att säkra en effektiv användning av nätinfrastrukturen och att utnyttja dennas kapacitet till fullo. Detta syfte kan möjligen kopplas till överskott av vind, om det kan göras utan att evt. Ta hänsyn till aktuella elpriser (bryter mot diskrimineringsprincipen för naturliga monopol).

3.3.2 Praktiska aspekt

Som beskrivit i kap. 2.1.5 hanteras produktionen av el genom day-ahead (DA) marknaden vid att vindkraftsproducenterna anmäler sin producerade effekt till aggregator (balansansvarig) och denna effekt stämmas av mot möjlig effekt för respektive turbin. Om producenten lämnat eller fått antagit ett bud på Nord-Pool som är lägre än tillgänglig effekt den aktuella driftstimmen (dvs. prognosen under-estimerade

produktionsvolymen eller tilldelad volym var lägre än offererat), så kan denna välja att utnyttja mera av sin tillgängliga produktionskapacitet för att producera el för försäljning i intra-day (ID) marknaden.

Först när förpliktelseerna till marknaden är uppfylla kan reellt överskott finnas, om den möjliga kapaciteten för en given turbin eller samling turbiner i en vindpark, inte är fullt utnyttjad. Enligt ekvation (5) – [bilaga 11](#) – handlar detta om en situation där tillgänglig effekt är större än planerad produktionseffekt ($P_{\text{tillgänglig}} > P_{\text{planerad}}$). Samtidigt betyder det att ID-marknaden sannolikt är mättad och att det inte finns ytterligare behov för produktion.

Ett system för differentiering av elnätsavgiften skulle därför behöva fungera under följande förutsättningar:

- Ett verkligt överskott ($P_{\text{överskott}}$) förmedlas i realtid från producent till balansansvarig.
- Balansansvarig offererar detta överskott i ID-marknaden, trots överskott i marknaden för övrigt.
- Den lokala offerten är tillräckligt låg prismsätt till att utkonkurrera övriga bud.
- En förbrukare väljer att köpa en volym i ID-marknaden motsvarande det lokala budet.

Utmaningen med detta system är att säkerställa att det "lokala budet" vinner. Så en grundförutsättning för att lyckas med lokal användning är att balansansvarig använder sig ut av en lokal indikator baserad på geografi, dvs. att energin som säljs matchas främst till lokala konsumenter. Problemet är att detta enligt EU-förordning om elmarknaden (2019/943) bara tillåts inom samma elprisområde. Det betyder att även om lokalt överskott finns på Gotland, så skulle det kunna vara överskott från fastlandet som används för att täcka lokala behov som uppstår i ID-marknaden.

Utökat differentiering i elnätsavgiften

En förutsättning för lyckad genomförande av en omläggning mot lägre elnätsavgifter vid låg belastning och hög kapacitet i nätet är att kunna skicka en prissignal till kunderna när Gotland själva producerar och/eller importerar el. I tider där ön har lägre utgifter i form av överföringsavgifter, dvs. där egenförsörjningen är högre, är det lämpligt att kunderna debiteras annorlunda än i fall där importen från fastlandet är större. En differentiering av elnätsavgifterna på generell nivå för hela kundmassan skulle kunna leda till mindre framförhållning för vissa kunder avseende storleken på deras elräkning, men skulle samtidigt öppna upp för att utnyttja potentialen i laststyrning i större utsträckning. En sådan diskriminering mellan importerad och egenproducerad el i prissättningen är däremot olaglig enligt ellagen och kan inte användas i realiteten. Istället måste tarifferna härledas till tider där det finns låg utnyttjandegrad i nätet och stimulera till produktion i dessa tider för att öka utnyttjandegraden.

I dagens tariff-struktur hos GEAB finns redan indelat en lägre tariff för tiden 06 – 22 i perioden november – mars, i de allra flesta avtal. Denna form för differentiering anses dock inte vara tillräcklig enligt Energimarknadsinspektionens syn på tidsdifferentiering, då signalen inte i tillräckligt stor grad styr förbrukningen [4]. En mera dynamisk prissättning verkar därför vara på sin plats, där dynamiska tidsfönster inom en och samma dag används i större utsträckning. Denna prissättning borde i större grad reflektera den aktuella graden av tillgänglig kapacitet i nätet (och överskott från vindkraften) och möjlighet för extra förbrukning i styrbar last. Eftersom låg nätbelastning ofta sammanfaller med lågt förbruk och är oberoende av tillgänglig effekt i vindkraften, vill det även förekomma överskott i tider med låg nätbelastning och förbruk och det är detta överskott vi avser att förbruka lokalt. Därför harmonierar en utökat differentiering med målsättningen om ökad förbrukning av överskott.

Enligt tarifferna för högspänning (N3) hos GEAB [5] har kommersiella producenter en lägre reell överföringsavgift på 8.5 öre/kWh i höglasttid pga. Förhöjd ersättning för inmatning i dessa tider, men 10 öre i övrig tid. Detta bekräftar att överföringsavgiften är högre när spot-priset sannolikt är lågt i låg-last tid. Utmaningen är att dessa tariffer inte stimulerar till ökad produktion i tider där det finns lokalt överskott för en högre utnyttjandegrad av nätet. En del av grunden för detta är att överföringsavgiften till fastlandet ingår i överföringsavgifterna och att det vid hög vindkraftsproduktion i låglasttid sannolikt kommer exporteras el till

fastlandet vilket leder till debiterad överföringsavgift för GEAB från Vattenfall – ägare av regionnätet. I framtiden kommer fastlandsförbindelsen ingå i stamnätet och avgiften debiteras från Svenska Kraftnät.

Tabell 5 visar en beräkning av elnätsavgiften för ett vindkraftverk på 20 MW med utgångspunkt i villkoren för kommersiell produktion högspänning N3 från GEAB. Enligt tabellen är varierar elnätsavgiften 0.10 - 0.12 kr/kWh beroende på antal driftstimmar i låglasttid, medan den varierar 0.09 – 1.16 kr/kWh beroende på driftstimmar i höglasttid. Det är tydligt att hög andel produktion i höglasttid är gynnsamt för producenten. Vid 128 timmar drifttid i månaden ligger kapacitetsfaktorn för vindturbinen på 17 – 18 %, vilket utgör ungefär hälften av normalen för landbaserad vindkraft. Med andra ord är det inte osannolikt att en vindkraftsproducent kommer upp i tillräckliga volym för att ge en låg elnätsavgift runt 10 öre/kWh. Notera att avgifterna är skalerbara och om effekten ökar så förblir elnätsavgiften konstant, då beräkningarna antar att man producerar 20 MW konstant i varje driftstimme. Detta kan vara felaktigt, men detaljerade utvärderingar av detta anses ligga utanför scope för utredningen.

Tabell 5: Beräkning av elnätsavgift för ett vindkraftverk på 20 MW installerad effekt med villkor för kommersiell produktion högspänning N3 enligt priser från GEAB [5].

			Låglast		Höglast	
Tid [h]	Effekt [kW]	Energi [kWh]	Kostnad [Kr]	Elnätsavgift [Kr/kWh]	Kostnad [Kr]	Elnätsavgift [Kr/kWh]
2	20000	40000	4940	0.12	46340	1.16
4	20000	80000	8940	0.11	49740	0.62
16	20000	320000	32940	0.10	70140	0.22
32	20000	640000	64940	0.10	97340	0.15
64	20000	1280000	128940	0.10	151740	0.12
128	20000	2560000	256940	0.10	260540	0.10
356	20000	7120000	712940	0.10	648140	0.09

Det finns en praktisk begränsning i överföringsavgiften om 10.5 öre/kWh för el från fastlandet (10 öre/kWh enligt GEABs högspänningstariff N3 för låglasttid). Denna marginal utgör således handlingsutrymmet för en tariffdifferentiering på lokala elnätsavgiften och formar indirekt utrymmet för prissättning för lokala producenterna i ID-marknaden. Priset för en lokal förbrukare i ID-marknaden (dynamisk prissättning vid elhandelsbolaget) måste därtill vara lägre än summan av aktuellt pris i elprisområdet (SE3) plus ordinarie överföringsavgift. För ett effektabonnemang (högspänning) hos GEAB är det främst högbelastningsavgiften som behöver differentieras, då energiavgiften är på 5.40 öre/kWh oberoende av last-tid och därmed inte ger några incentiv för styrning av lasten [5]. Men även en differentiering av ordinarie månadsavgiften kan vara lämplig.

Tabell 6 visar en beräkning av elnätsavgiften för en last på 20 MW (elpanna, värmepump eller pumpkraftverk) med utgångspunkt i villkoren för effektabonnemang högspänning från GEAB. Enligt tabellen är det svårt för en förbrukare att komma under 0.21 kr/kWh i låglast, även med en kapacitetsfaktor på ungefär 50 % svarande till 356 timmar. Detta betyder att det finns ett problem med tariffstrukturen som medför att styrbar last inte kan köras på ett kostnadseffektivt sätt, då det elnätsavgiften blir väldigt hög för få driftstimmar. Beroende typ av styrbar last och på hur energiskatten på el utformas i framtiden, kommer en styrbar last kunna ha svårt för att kunna använda el kostnadseffektivt. Mera om detta beskrivs i sektion 3.1.3/3.2.2.

Tabell 6: Beräkning av elnätsavgift för last på 20 MW effekt med villkor effektabonnemang högspänning enligt priser från GEAB [5].

			Låglast		Höglast	
Tid [h]	Effekt [kW]	Energi [kWh]	Kostnad [Kr]	Elnätsavgift [Kr/kWh]	Kostnad [Kr]	Elnätsavgift [Kr/kWh]
2	20000	40000	1103660	27.6	3263660	81.6
4	20000	80000	1105820	13.8	3265820	40.8
16	20000	320000	1118780	3.50	3278780	10.2
32	20000	640000	1136060	1.78	3296060	5.15
64	20000	1280000	1170620	0.91	3330620	2.60
128	20000	2560000	1239740	0.48	3399740	1.33
356	20000	7120000	1485980	0.21	3645980	0.51

Med utgångspunkt i det beskrivna ovan, framstår det tydligt att vid att differentiera elnätsavgiften för producenten och förbrukaren på likartade sätt kan båda använda sig ut av fördelarna vid låg last i nätet och öka utnyttjandegraden. Detta anses vara innanför lagutrymmet i lagtexten i ellagen (men måste bekräftas av Ei vid försök på implementering). Eftersom detta tidvis kommer sammanfalla med hög produktion, så finns indirekta fördelar för överskottsproduktion från vind vid att låta elnätsavgifterna vara differentierade och låga vid låg utnyttjandegrad av nätet, med speciella betingelser för styrbar last.

Som en minsta åtgärd föreslås att en differentiering i elnätsavgiften utförs åtminstone för de kunder som anses vara önskvärda att sektorkoppla i större utsträckning. För denna utrednings del är de naturliga kunderna de med elpannor installerade och evt. Ett framtida pumpkraftverk, förutom producenterna. Intäkterna som elnätsbolaget förlorar vid att göra detta borde lämpligen fördelas på övriga kunderna i elnätet.

Notera: Det är okänt om det är rimligt att anta att man har låg last i nätet i 50 % av tiden och detta måste redas ut vidare för att kunna ge rimliga uppskattningar av hur stort ett tidsfönster för låg-last tariff borde vara.

Tariffstruktur

Önskemålet är att uppnå högre förbrukning när elnätet har ledig kapacitet, för att jämna ut lastprofilen. Detta sammanfaller ofta med lägre spotpriser och även överskott från vindkraft. Belöningen för förbrukaren för att utvisa flexibilitet i förbruket är alltså låg elnätsavgift. För att uppnå detta kan elnätsbolaget (GEAB) införa:

- en reducerad energiavgift (kr/kWh) och/eller,
- reducerad eller borttagen effektagift.

Dessa reducerade (flex) tariffer gäller för en definierad kundkategori: styrbar, flexibel last.

Flex-tariffen borde vara mycket rimligare och minst lägre än den till varje tid gällande överföringsavgift, samt lägre än ordinarie tariff. Detta ger incitament till lokal förbrukning i låg-last perioder och skapar köp vid elhandelsbolag som leder till köp-bud i ID-marknaden. Men, det kräver flexibla/dynamiska avtal mellan kund och elhandelsbolag, samt mellan elnätsbolag och kund.

Flexibla kundavtal

Kunden (t.ex. fjärrvärmebolag med elpanna eller pumpkraftverk) skriver avtal där de:

- Tillåter automatisk styrning eller begränsning.
- Accepterar att lasten inte alltid får köra.
- Får ersättning i form av lägre elnätsavgift.

Avtalet måste vara långsiktigt och vara motiverat med fördelar för nätet.

Dessa avtal finns det historiska exempel på i förbindelse med avkopplingsbara elpannor och en liknande avtalsstruktur borde kunna implementeras utan större insatser.

Prognos och planering – dynamiska flexfönster

Elnätsbolaget kan via DA-marknaden göra en prognos av lokala nätbelastningen ett dygn innan drift. I denna prognos identifieras möjliga "flex fönster" där nätbelastningen är låg. Vid att undersöka ID-marknadens volymer och förfina prognoserna kan flex-fönstren ändras närmare aktuella driftstimmen och besluta om aktuella tidsperioder som blir aktiva flex-fönster den aktuella dagen.

Flex fönstren beslutas lämpligen baserad på relevanta nätparametrar, så som: aktuell lokal belastning, marginal till termiska gränser, spänning, samtidighet i nätet och annat av relevans. Vid att korrelera detta med tillgänglig information om överskottskapacitet från lokal produktion kan flex fönstren utformas på ett sätt som harmonierar med när det finns möjlighet att använda nätet mera effektivt.

Styrssystem

I dagens elsystem så har konsumenter smarta elmätare och en styrlogik kan därför differentiera mellan olika priser vid hjälp av mätning i realtid. Så länge mätarens tidskoder för aktuell förbrukning faller inför ett "flex fönster" kan priserna i det flexibla kundavtalet appliceras på förbrukningen enligt den överenskomna tariffstrukturen.

För att kunna styra förbrukningen till perioder med låg belastning behövs en styrsignal till kundens styrsystem:

- "Flex aktiv"; elpanna/pumpkraft får köra.
- "Flex inaktiv"; elpanna/pumpkraft stoppas eller går på normal tariff.

Styrningen kan vara av olika typer, t.ex.:

- Av/på.
- Effektbegränsning (stegvis/max uttag).

För att undvika pendling mellan aktivering/inaktivering måste flex-fönstren specificeras tillräckligt långa för att ge en hysteres-effekt. Detta betyder att det måste finnas minsta körtider för lasten och evt. Krav på upp-/nerkörning av effekten.

Om styrsignalen skulle fela av någon anledning måste systemet kunna stoppa lasten, annars kan lasten komma att köras på normal tariff utan kundens kännedom.

Notera: styrsystemet måste även ta hänsyn till elpriset för att kunna välja att köra. Det betyder att styrbeslutet för lasten tas på bakgrund av flera parametrar än enbart nätavgift, eftersom det är summan av avgift och elpris som avgör om det är lönsamt att köra lasten. En utökat differentiering av elnätavgiften kan med detta bidra till att avgöra huruvida utökat lokal produktion är mera lönsamt än import från fastlandet, så att smart styrning kan realisera styrbar last utifrån målsättningen om mera lokal produktion av el.

3.3.3 Påverkan av avgiftsförändringar

Här beskrivs påverkan av förändringar i elnätsavgiften för fjärrvärme och pumpkraft, i ljus av de presenterade resultaten.

Fjärrvärme

Påverkan av differentierad elnätsavgift framgår av det beskrivna i kap. 3.3.2. En utökad elnätsavgift skulle öka antal timmar med lönsam produktion av fjärrvärme, utöver det som är beräknad i kap. 3.1.1 och sannolikt öka besparingen i bränsle.

Om en värmepump används istället för en elpanna så skulle besparingen kunna bli ännu större, men beräkningar av detta är inte utförda då det ligger utanför utredningens omfattning.

Pumpkraft

I lönsamhetsanalysen för pumpkraft är elnätsavgifter inte behandlade, eftersom det ligger utanför utredningens omfattning, men resultaten och beräkningarna i Tabell 6 ger tydlig vägledning om deras potentiella effekt:

- Rörliga elnätsavgifter på uttag (pumpning) skulle fungera som en extra kostnad per MWh och därmed minska marginalen i varje arbitragecykel, liknande hur skillnad i skatt påverkar lönsamheten. Effekten blir främst att dygn nära lönsamhetsgränsen faller bort, vilket reducerar antalet lönsamma dagar ytterligare.
- Effektavgifter enligt N3-tariff kan få stor påverkan, eftersom de baseras på de högsta timvisa pumpeffekterna per månad snarare än på total årsenergi. Ett fåtal intensiva pumptimmar kan därmed generera betydande fasta kostnader.
- Nättnytta vid inmatning dämpar effekten något, men är normalt betydligt mindre än summan av uttags- och effektavgifter.

Sammantaget skulle införande av fullständiga elnätsavgifter sannolikt:

- minska antalet lönsamma dagar ytterligare, särskilt i scenarier med många pumptimmar på hög effekt,
- förlänga payback-tiden markant,
- förstärka skillnaderna mellan olika driftsfall och göra strategier med hög toppeffekt känsligare.

4 FÖRSLAG TILL VIDARE ARBETE

Gemensamt

Överskott vindproduktion;

- Hämta in verifierade produktionsdata från GVP och göra en detaljerad kalkyl av överskott.
- Beräkna andelen av denna produktion som finns tillgänglig vid tider för en evt. Låg-last elnätsavgift.

Ö-driftsförmåga;

- 1) I hur stor utsträckning vill man kunna försörja ön med el från lokala kraftverk, dvs. hur stora är behoven för kritiska samhällsfunktioner?
- 2) Relaterat till 2); Hur länge vill man kunna försörja dessa?
 - Dvs. Vad är lämplig grad av autonomi (kapacitet för ö-drift), dvs. tid utan anslutning mot fastlandet?

Stödtjänster;

- Utredda möjliga stödtjänster som kan offereras för fjärrvärme/pumpkraft.
- Utredda lönsamheten i de olika stödtjänsterna, var för sig och tillsammans.

Fjärrvärme

- Reda ut möjlig operationsplanering för värmeproduktionen med hänsyn till användning av låga elpriser eller överskottsel.
- Reda ut möjlig värmeproduktion med utgångspunkt i begränsningarna för start/stopp i fastbränslepannan i Visby.

Pumpkraft

- Ö-driftsförmåga; Beräkna lämplig magasinstorlek baserat på svaren i relation till önskat autonomi.
- Hämta in mera detaljerade prisuppgifter vid hjälp av RFI (informationsförfrågan) genom TED (EU's gemensamma upphandlingsplattform).
- Göra en detaljerad utredning av möjligheter för att öka lönsamheten vid pumpkraft, specifikt evt. Möjligheter för undantag i skatt eller även subsidier.
- Utredda skalbarheten från 15 MW till 100 MW där det finns ekonomiska fördelar.
- Styrning (AI) mot timmes-/kvart-timmes priser öppnar för mer avancerad styrning över dagen. Och med en ökade variationer på priserna över dygnet kan vinsten för ett pumpkraftverk med stor sannolikhet dubblas. Se räkneexempel för drift 2026-04-16
- Vid mer avancerad drift kan storleken på reservoaren minska då lagringsbehovet minskar. T.ex. vid användning till stödtjänster. Utredning av lämpliga stödtjänster och lönsamhet i dessa borde därför utredas.

Referenser

- [1] Energimarknadsinspektionen, "Energimarknadsinspektionen; Tidsdifferentiering - Lämpligt antal mätvärden för att beräkna effektaavgiften," [Online]. Available: <https://ei.se/bransch/tariffer-nattariffer/vagledning-for-utformning-av-nattariffer-enligt-eifs-20221/tidsdifferentiering>. [Använd 20 04 2026].
- [2] "www.gratistidning.com," [Online]. Available: <https://gratistidning.com/gotland/blog/2024/04/23/vindkraftsrekord-i-landet-men-inga-nya-verk-pa-gotland/>.
- [3] Energimyndigheten, "Vindbrukskollen," [Online]. Available: <https://ext-webbgis.lansstyrelsen.se/vbk/>.
- [4] Energiföretagen, "Miljövärdering av fjärrvärme," [Online]. Available: <https://www.energiforetagen.se/statistik/fjarvarmestatistik/miljovardering-av-fjarvarme/>.
- [5] R. E. Anna Nordling, "Energilagring - Teknik för lagring av el," Kung. Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA), 2023.
- [6] Energimarknadsinspektionen, "Tidsdifferentiering," [Online]. Available: <https://ei.se/bransch/tariffer-nattariffer/vagledning-for-utformning-av-nattariffer-enligt-eifs-20221/tidsdifferentiering>.
- [7] GEAB, "Elnätspriser och avtalsvillkor," [Online]. Available: <https://geab.se/elnat/avgift/elnatpriser/>.
- [8] N. d. Drance, "The pumped storage power plant," [Online]. Available: <https://www.nant-de-drance.ch/en/the-power-plant>. [Använd 08 06 2026].

BILAGOR

1	BluEnergy Revolution; Förstudie; Island of Gotland; Assessment of Energy Storage opportunities.
2	Skriftlig fråga till stadsråd 2024/25:1231 i Sveriges Riksdag.
3	Tidningen Energi; 2025-06-02; Sänkt elskatt på fjärrvärmeproduktion kan stärka energisystemet.
4	Utskrift från Riksrevisionen på internet; Nedsatt energiskatt på el inom industrin; Riksrevisionen.
5	Överföringsavgifter för GEAB och Oskarshamn ur arkivhandlingar.
6	Mejlutskrift 20260217; Godkänd beställning från Riksarkivet i Täby
7	Nätutbyggnad – från konkurrens till monopol; Vattenfalls historia och kulturarv.
8	EIFS 2022:1; Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet
9	Skriftlig fråga till stadsråd 2025/26:542 i Sveriges Riksdag.
10	WSP; Separerade diagram för elnätsprofilen.
11	WSP; Metod för beräkning av överskottskapacitet vind.
12	Elnätsprofil; underlag mottagit från GEAB; Sammanställning kompletterad med spot priser och beräkning av överskott från vind (Excel fil).
13	WSP; Metod för beräkning av arbitragevärde för pumpkraftverk om 15 MW.
14	Beräkningar av arbitrage för pumpkraftverk (Excel fil).
15	Skriftlig fråga till stadsråd 2023/24:324 i Sveriges Riksdag.



VI ÄR WSP

WSP är ett av världens ledande konsultbolag och rådgivare inom samhällsutveckling. Vi utvecklar allt ifrån städer och transportsystem till vattenförsörjning och höga hus. Med 67 000 medarbetare i över 40 länder samlar vi experter inom analys och teknik, för att framtidssäkra världen. I Sverige har vi omkring 4 000 medarbetare.

Tillsammans med våra kunder tar vi fram innovativa lösningar för en mänsklig, trygg och välfungerande morgondag. Vi planerar, projekterar, designar och projektleder olika uppdrag inom transport och infrastruktur, fastigheter och byggnader, hållbarhet och miljö, energi och industri samt urban utveckling. Så tar vi ansvar för framtiden.

wsp.com

WSP

WSP Sverige AB

Org. nr:556057-4880

wsp.com

