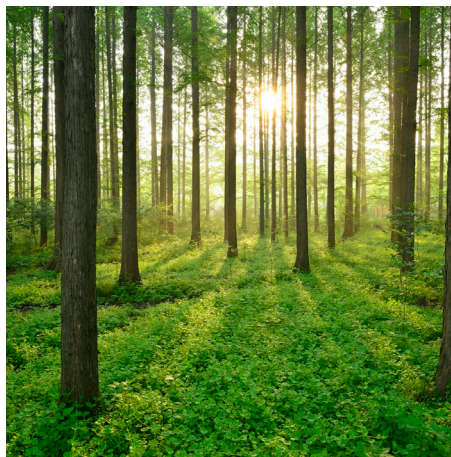


METODIK FÖR FLEXIBILITET I ELNÄTEN

REPORT 2025:1088



ELNÄTENS HÅLLBARA TEKNIK-
UTVECKLING OCH DIGITALISERING



Metodik för flexibilitet i elnäten

En pilotstudie på Värmlands elnät

DAVID OLSSON, LARS OLSSON

ISBN 978-91-89919-88-4 | © Energiforsk februari 2025

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Projektet *Metodik för flexibilitet i elnäten* ingår i programmet *Elnätens hållbara teknikutveckling och digitalisering*. Projektet har med hjälp av reella data och beräkningar byggt en metodik för att undersöka potentialen av flexibilitet i elnäten. Metoderna är tillämpbara för elnätsbolagens implementering av flexibilitet i nätutvecklingsplanerna.

David Olsson på Glava Energy Center har ansvarat för projektet tillsammans med Lars Olsson på SeniorIT. Rapporten kan ses som en guideline med svar på de vanligaste frågorna vid flexibilitetsarbete. Exempel på digitalisering och automatisering redovisas för att realisera flexibilitet.

Tack till referensgruppen som följt och bidragit med sin expertis; Lisa Gerdin från Ellevio, Malin Janols, Energimarknadsinspektionen och Olof Öberg, Teknik i Väst. Tack även till de personer som ställt upp med data, intervjuer och diskussioner.

Stort tack också till programstyrelsen för deras initiativ och stöd till projektet:

- Olle Bergström, Jämtkraft Elnät
- Hampus Bergquist, Svenska kraftnät
- Arne Berlin, Vattenfall Eldistribution
- Staffan Bjurulf, Sveriges Ingenjörer (MF)
- Magnus Brodin, Skellefteå Kraft Elnät (ordförande)
- Josefin Grundius, Ellevio
- Magnus Lindström, Grid Diagnoze
- Per-Olov Lundqvist, Gävle Energi / Elinorr
- Karl-Johan Mannerback, Jönköping Energi Nät
- Tilda Nordin, Mälarenergi Elnät
- Dennis Ossman, Göteborg Energi Elnät
- Johan Ribrant, Nacka Energi
- Göran Sandström, Umeå Energi Elnät
- Magnus Sjunnesson, Öresundskraft
- Matz Tapper, Energiföretagen Sverige
- Claes Wedén, Hitachi Energy Sweden

Följande bolag har deltagit som intressenter till projektet. Energiforsk framför ett stort tack till samtliga för värdefulla insatser.

Ellevio	Hitachi Energy Sweden
Vattenfall Eldistribution	Energiföretagen Sverige
Svenska kraftnät	Sveriges Ingenjörer, Miljöfonden
Göteborg Energi	GridDiagnoze
Statkraft Sverige	Elinorr ekonomisk förening;
Fortum	Bergs Tingslags Elektriska
Mälarenergi Elnät	Blåsjön Nät
Öresundskraft	Dala Energi Elnät
Tekniska Verken i Linköping	Elektra Nät
Skellefteå Kraft Elnät	Gävle Energi
Umeå Energi Elnät	Hamra Besparingsskog
Jämtkraft Elnät	Hofors Elverk
Jönköping Energi Nät	Härjeåns Nät
Eskilstuna Strängnäs Energi & Miljö	Härnösand Elnät
Karlstads El- och Stadsnät	Ljusdal Elnät
Borås Elnät	Malungs Elnät
Falu Energi & Vatten	Sandviken Energi Nät
Borlänge Energi	Sundsvall Elnät
Nacka Energi	Söderhamn Elnät,
C4 Energi	Åsele Elnät
PiteEnergi	Årsunda Kraft & Belysningsförening
Trollhättan Energi Elnät	och
Skövde Energi	Övik Energi Nät

Stockholm, januari 2025

Susanne Stjernfeldt, Energiforsk

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet.

Sammanfattning

Bristande elnätskapacitet är en växande utmaning i Sverige som hämmar samhällsutvecklingen och näringslivets konkurrenskraft. Elnätens långa ledtider för utbyggnationer utgör ett problem då samhällets nuvarande, och framför allt kommande, behov kräver mer nätkapacitet.

Elnätsföretagens nätutvecklingsplaner ska enligt ellagen numera omfattas av flexibilitet som alternativ till att bygga nya ledningar. Dock finns inga etablerade metoder för att undersöka flexibiliteten i elnäten, vilket försvårar arbetet med utvecklingsplanerna.

Det primära målet med projektet var att bygga en metodik som kan användas som handbok eller guide av elnätsägare för att implementera flexibilitet i deras verksamhet. Värmland användes som pilotområde för att utveckla metodiken och därigenom identifierades potentialen för faktiska flexresurser inom Värmlands elnät. Dessutom var målet att redovisa möjligheter med villkorade nätavtal samt möjligheter att realisera flexibilitet.

Ur en iterativ process utvecklades metodiken till fyra olika steg. Det första steget kartlägger flexbehov genom analyser på elnätets data. I det andra steget kartläggs genom dialog flexaktörer som besitter flexibla resurser. Sedan matchas flexbehovet mot den funna potentialen av flex i steg tre. Till sist realiseras flex utifrån de förutsättningar som finns inom elnätet. Det kan exempelvis ske genom marknadsbaserade metoder såsom lokala flexmarknader, eller om förutsättningar inte finns kan icke-marknadsbaserade metoder såsom villkorade avtal användas.

Genom dialog med aktörerna i Värmland kan det konstateras att kunskapen om flex är varierande och att mer kunskap behöver förmedlas till aktörer. Det kan även konstateras att många resurser är styrbara och flexibla, men att det i nuläget saknas incitament för att agera flexibelt mot lokala elnät. De segment som undersöktes för att hitta flexibla resurser var elproducenter, industrier, energilagrar, samt privatpersoner i villasegmentet bestående av elbilar, solceller och värmekällor.

Den totala tekniska flexpotentialen i Värmland uppgår sammanlagt till cirka 1 070 MW (megawatt), där vindkraften står för 47 %. Beroende på hur flexibiliteten realiseras påverkas den totalt möjliga volymen av flex som kan levereras vid tidpunkter då elnätet har ett flexbehov. De kartlagda flexibla resurserna kunde matchas mot elnätsföretaget Ellevios flexbehov en exempeldag bestående av reella data, vilket påvisar möjligheterna med integrationen av flexibilitet i elnät.

För framtida studier är det av stor vikt att undersöka fler segment för att hitta potential till flex, såsom exempelvis kyla och värme i större fastigheter samt elektrifieringen av personbilar, bussar och lastbilar. Sektorkopplingen mellan el, värme och kyla är även något som troligtvis kommer leda till mer flex i framtiden.

Nyckelord

Flexibilitet, metodik, elnät, nätutvecklingsplaner, dataanalyser

Summary

Lack of grid capacity is a growing challenge in Sweden, hampering societal development and the competitiveness of businesses. The long lead times for grid expansions pose a problem as society's current and above all, future needs, demand greater grid capacity. According to the Electricity Act, grid companies' grid development plans must now include flexibility as an alternative to building new grid lines. However, no established methods exist to analyze grid flexibility, which complicates the development of these plans.

The primary goal of the project was to develop a methodology that could serve as a handbook or guide for grid owners to implement flexibility in their operations. Värmland was used as a pilot region to develop the methodology and to identify the actual potential for flexible resources within the grid of Värmland. Additionally, the project aimed to present opportunities for conditional grid agreements and explore ways to realize flexibility.

Through an iterative process, the methodology was developed into four distinct steps. The first step maps the need for flexibility through analyses of grid data. In the second step, flexible actors with flexible resources are identified through dialogue. Then, in the third step, the flexibility needs are matched with the found flexibility potential. Finally, flexibility is realized based on the conditions within the grid. This can occur through market-based methods, such as local flexibility markets, or, if conditions are not favorable, through non-market-based methods, such as conditional agreements.

Through dialogue with stakeholders in Värmland, it can be concluded that knowledge about flexibility varies, and more information needs to be shared with stakeholders. It can also be concluded that many resources are controllable and flexible, but that there are currently no incentives to act flexibly toward local grids. The segments examined to identify flexible resources included larger electricity producers, industries, energy storage systems, as well as private households, consisting of electric vehicles, solar panels, and heating systems.

The total technical flexibility potential in Värmland amounts to approximately 1 070 MW (megawatt), with wind power accounting for 47 %. Depending on how flexibility is realized, the total volume of flexibility deliverable during times of grid needs may vary. The identified flexible resources were matched with Ellevio's flexibility needs on a sample day based on real data, demonstrating the possibilities of integrating flexibility into the grid.

For future studies, it is essential to explore additional segments to uncover further flexibility potential, such as cooling and heating in larger buildings and the electrification of passenger cars, buses, and trucks. The sector coupling between electricity, heating, and cooling is also likely to generate more flexibility in the future.

Innehåll

1	Introduktion	9
1.1	Bakgrund	9
1.2	Projektets mål	10
2	Flexibilitet i elsystem	11
2.1	Begreppet Flexibilitet	11
2.2	Nätutvecklingsplaner och flex	12
3	Generell metodbeskrivning	14
4	Analys och prognos för behov av flex	15
4.1	Dataanalys	15
4.1.1	Metod för dataanalys	16
4.1.2	Resultat av dataanalys	18
4.2	Värmlands behov av flex	20
5	Kartlägga flex och matcha behov	25
5.1	Större elkonsumenter	26
5.2	Större elproducenter	28
5.3	Privata Hushåll	30
5.3.1	Uppvärmning	31
5.3.2	Elbilsaddning	32
5.3.3	Prisstyrning	32
5.3.4	Solcellsinstallationer	32
5.3.5	Privatsegmentet på Värmlandsnivå	32
5.4	Värmlands potential till flex	34
5.5	Matchning av behov och potential	35
6	Realisering av flex	37
6.1	Lokala Flexmarknader	37
6.2	Villkorade avtal	39
6.2.1	Möjligheter med villkorade avtal	39
6.2.2	Exempel på utformning av villkorade avtal	39
6.3	Aggregatorer	40
7	Diskussion	42
8	Referenslista	44

1 Introduktion

Bristande elnätskapacitet är en växande utmaning som hämmar samhällsekonomin utveckling och kan minska näringslivets konkurrenskraft. Elnätens långa ledtider för utbyggnationer utgör ett problem då samhällets nuvarande, och framför allt kommande, behov kräver mer nätkapacitet. Elnätsföretagens nätutvecklingsplaner ska enligt ellagen numera omfattas av flexibilitet som alternativ till att bygga nya ledningar. Dock finns inga etablerade metoder för att undersöka flexibiliteten i elnäten, vilket försvårar arbetet med utvecklingsplanerna.

1.1 BAKGRUND

Bristande elnätskapacitet är en växande utmaning som hämmar samhällsekonomin utveckling och kan minska näringslivets konkurrenskraft. Flertalet regioner har i nuläget kapacitetsbegränsningar i elnäten. Elektrifieringen av samhället sker i en snabbare takt än elnätens utbyggnad. Elnätens långa ledtider för utbyggnationer utgör ett problem då samhällets nuvarande, och framför allt kommande, behov kräver mer nätkapacitet.

Problembilden i elnäten kan se olika ut beroende på geografisk placering i landet. Exempelvis har vi sett stora effektbrister under vintermånaderna i Stockholm, Göteborg och Malmö – elområde SE3 och SE4. De södra delarna av Sverige är beroende av att elproduktionen i norr transporteras ned via elnätet. Nätet i sig har sedan fysiska begränsningar på överföringsförmåga, vilket blir ett problem vintertid när de södra delarna konsumerar större mängder energi och är beroende av att importera el.

I andra områden kan problem vara utmatningen på nätet sommartid i stället för uttag vintertid. Exempelvis är Värmlands elnät i hög grad begränsat utifrån stamnätetskopplingen i Borgvik, vilket medför att större delar av Värmland har en begränsning på 1 MW nyinstallerade elproduktionskällor. Större etableringar av ny elproduktion har därmed svårigheter att hitta tillräckliga anslutningspunkter i nätet på grund av brist i överföringskapacitet söderut under vissa tillfällen på sommaren.

Enligt Glava Energy Centers el- och effektanalys¹, på uppdrag av Länsstyrelsen, importerar Värmland i nuläget 37 % av det totala årliga energibehovet. Samtidigt som regionen i nuläget inte kan förse sitt årliga elbehov med inhemsk produktion sker en hastig elektrifiering av hela samhället. Elnätens långa ledtider för utbyggnationer utgör ett problem då samhällets nuvarande, och framför allt kommande, behov kräver mer nätkapacitet. Brist på tillgången till billig el är ett hot för näringslivets konkurrenskraft. Energiomställningen kommer med största sannolikhet att kräva olika typer av flexibla lösningar för att inte hämma samhällets utveckling.

¹ Myrén Andersson och Olsson, "El- och effektanalys Värmlands län".

Elnätsföretagens nätutvecklingsplaner ska enligt ellagen numera även omfattas av flexibilitet som alternativ till att bygga nya ledningar. Flexibilitet är ett nytt arbets- och tankesätt för elnätsägarna jämfört mot de senaste decennierna då elbehovet varit relativt konstant. Det är i nuläget inte helt självklart hur man går till väga för att implementera flexibilitet i nätutvecklingsplanerna. En etablerad metod saknas både vid undersökning av potentialen för flexibilitet i lokala eller regionala elnät och för villkorliga avtal, vilket försvårar implementeringen av flexibilitet i utvecklingsplanerna.

1.2 PROJEKTETS MÅL

Studien görs inom Värmlands läns geografiska gränser trots att vissa koncessionsområden sträcker sig utanför till andra län. Målet med projektet delas in i flera delmål:

- Ta fram potentialen för faktiska flexresurser i Värmlands elnät.
- Bygga en metodik genom en enkätstudie för flexibel elproduktion och elkonsumention där konsumenter och producenter av el intervjuas.
- Redovisa möjligheter med villkorade nätavtal.
- Redovisa möjligheter att realisera flexibilitet i verksamheten.

Det övergripande målet med projektet är att skapa en tillämpbar metod som underlättar elnätsägarnas arbete med implementering av flexibilitet i nätutvecklingsplaner. Metodbygget drivs med en iterativ process för att undersöka vilket tillvägagångssätt som fungerar i verkligheten för att ta fram potential och behov av flexibilitet i ett elnät.

2 Flexibilitet i elsystem

2.1 BEGREPPET FLEXIBILITET

Flexibilitet är ett mångfacetterat begrepp som kan ha olika betydelser beroende på sammanhang. För att undvika missförstånd är det viktigt att tydligt definiera vilken typ av flexibilitet som diskuteras. I energisystem kan flexibilitet exempelvis innebära:

- **Stödtjänster** mot Svenska Kraftnät för att balansera elnätet vid störningar. Dessa tjänster bidrar främst med effekt över korta tidsperioder, från sekunder till en timme, för att balansera frekvensen i det nordiska synkronområdet.
- **Kapacitetsbristhantering** genom förändringar i konsumtions- eller produktionsmönster. Energi flyttas från en tidpunkt till en annan för att minska belastningen på lokala eller regionala nät.
- **Implicit flexibilitet** hos konsumenter och producenter, där beteendet påverkas av prissignaler såsom effekttariffer och elprisvariationer.

Därför är det viktigt att klargöra vad som menas med flexibilitet i projektet. Då metodiken byggs som ett hjälpmedel för elnätsägare ligger fokuset för studien på att hitta flexibilitetspotentialen för att flytta energi och hantera situationer med nätkapacitetsbrist. Kapacitetsbrist i elnätet påverkas av överföringsförmågan genom den effekt och spänning som gränspunkterna är dimensionerade för. Då ändring av avräkningsperiod kommer ske från timmes- till kvartsräkning i slutet av 2024² fokuserar projektet på flexibilitet från 15 minuter, timmar och upp till dygn.

Flexibilitetspotential varierar beroende på resurs och tidsperiod:

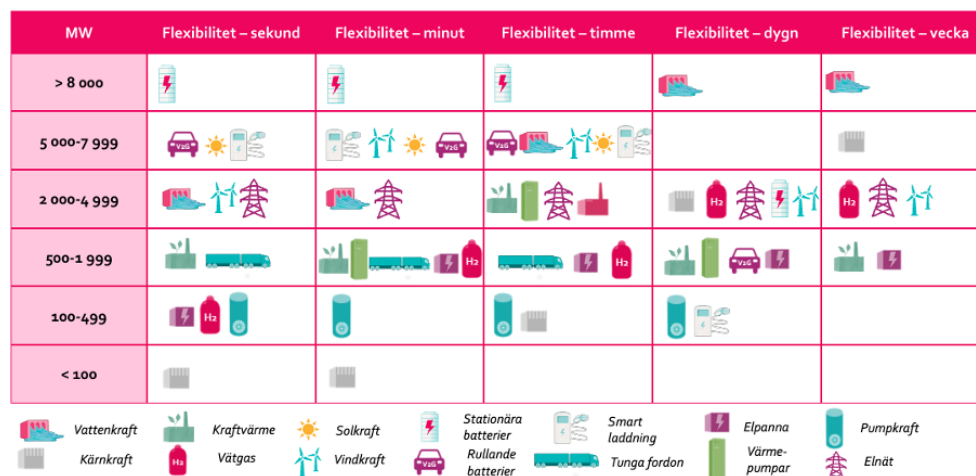
- **Snabba responser:** Batterilager och vissa typer av vattenkraft kan agera inom sekunder till timmar, även om uthålligheten för batterier ofta är begränsad.
- **Långsiktig flexibilitet:** Vattenkraften har betydande potential över längre tidshorisonter, från dagar till veckor.

Sveriges potential för flexibla resurser år 2030 har undersökts av Power Circle³ och sammanfattas i bild nedan, se Figur 1. De resurser som är intressanta att kartlägga för att hantera brist på nätkapacitet ligger då inom kolumnerna för minut, timme och eventuellt dygn.

Begreppet flexibilitet som ovan beskrivits kommer genomgående i rapporten nämnas som "**flex**".

² Energimarknadsinspektionen, "Vad innebär 15 minuters avräkning, mätperiod och handel för aktörer på grossistmarknaderna?"

³ Power Circle, "Initiala resultat: Flexibilitetspotentialer till år 2030".



Figur 1. Storleksordning på potentialer för olika resurser i Sverige år 2030 (Power Circle).

2.2 NÄTUTVECKLINGSPLANER OCH FLEX

Enligt Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om nätutvecklingsplaner, EIFS 2024:1, ska elnätsföretagen ta fram nya nätutvecklingsplaner minst vartannat år. Dessutom ska elnätsföretagen även **”redovisa sitt förväntade behov av flexibilitetstjänster och andra resurser i megawatt som kan användas som alternativ till utbyggnad av elnät på medellång och lång sikt.”**

Att redovisa sitt förväntade behov av flex kräver ordentligt underlag och tillförlitliga analyser och prognoser. Dessutom finns det även ett behov som elnätsägare av ett geografiskt område att kartlägga vilka olika typer av flexresurser som finns tillgängliga för att möta sitt estimerade framtida behov. Analyserna bör göras på en kontinuerlig basis för att uppdatera sina nätutvecklingsplaner gentemot den utveckling som faktiskt sker i framtiden. Det medför ett mer proaktivt och agilt arbetssätt mitt i ett ständigt skiftande energilandskap, där elektrifieringstakten ökar och nuvarande teknologier blir billigare samtidigt som nya teknologier introduceras. Den frekventa uppdateringen av prognoser minskar risken för framtida kapacitetsbrister och bidrar till en säker elleverans.

Trots att flex är ett nytt arbetssätt för många i branschen så öppnar det upp möjligheter att snabbt och effektivt lösa kapacitetsbrister i nätet i väntan på förstärkningar och utbyggnationer. Flex kan även ses som en permanent lösning om det finns goda och säkra tillgångar till flexibla resurser. Alternativet är även ofta kostnadseffektivt ur ett samhällsekonomiskt perspektiv då behovet för nätutbyggnad minskar, vilket även bidrar med minskad miljöpåverkan och ökad användandegrad av befintliga ledningar och stationer. Flex-tjänster som används kan inkludera laststyrning, energilagring och styrning av elproduktion. Dessa tjänster kan aktiveras vid behov för att balansera efterfrågan och belastning utan att fysiskt bygga ut nätet.

Implementeringen av flexibla resurser som en lösning möter både tekniska och regulatoriska osäkerheter, vilket bör undersökas för att garantera leveransen av flex. Vissa resurser kan exempelvis ha potential till flex, men att det finns

svårigheter vid integrationen av externa styrsignaler in till styrsystemet. De flexibla resurser som kartläggs bör även dokumenteras i ett typ av flexregister med specifikationer om geografisk plats och resursens egenskaper. Alla nätföretag har inte en bemannad driftcentral, men har någon typ av driftövervakning och beredskap. Det innebär att någon typ av samarbete med större nätföretag eller myndigheter kan behövas för att sätta rimliga arbetssätt för nätoperatörer.

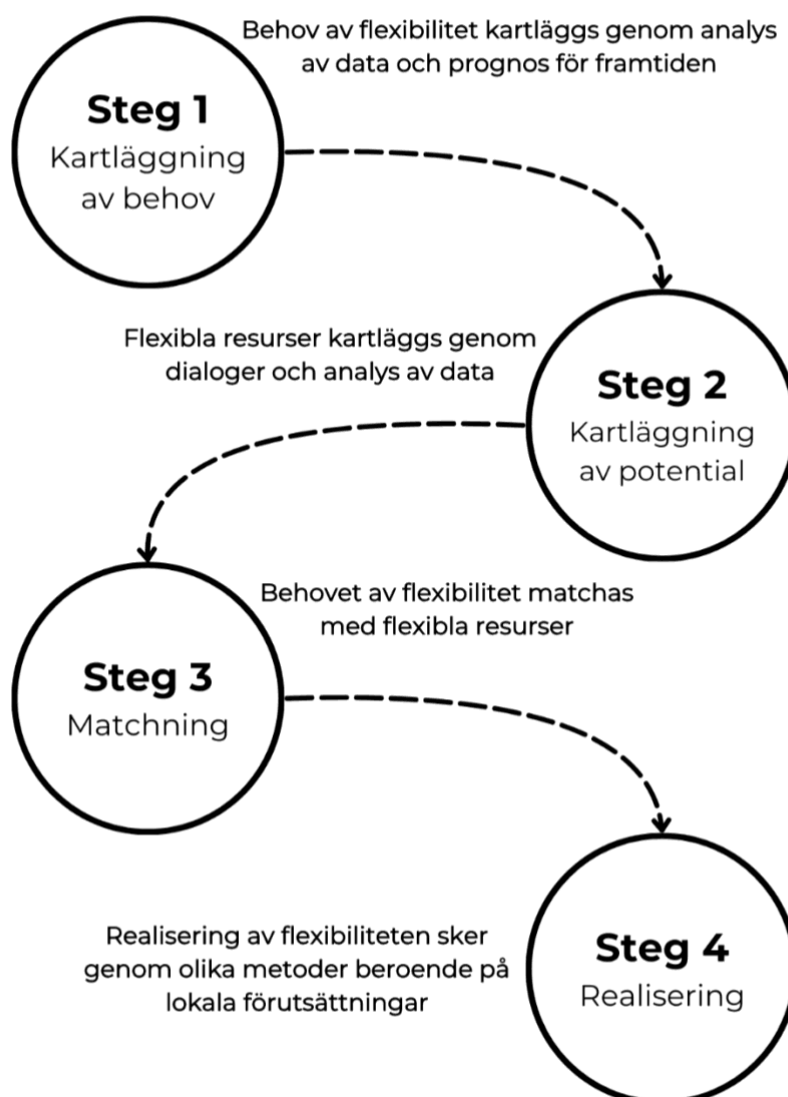
Om effektbristsituationen är temporär så är ett alternativ att kontakta överliggande nät. En möjlighet till ökat effektuttag eller ökad inmatning temporära perioder är tillfälligt abonnemang mot överliggande nät. Om till exempel ett regionnät, som har anslutningspunkt mot transmissionsnätet, är i behov av ökad kapacitet utöver det befintliga abonnemanget kan Svenska Kraftnät godkänna ett tillfälligt abonnemang om ledig kapacitet finns tillgängligt⁴. Det kan därav ses som en temporär flexibel lösning om det uppstår situationer där exempelvis elförbrukning eller elproduktion prognosticeras överskrida befintlig kapacitet. Men det kräver ofta planering och framförhållning då det kräver ett godkännande från den överliggande nätägaren.

⁴ Svenska Kraftnät, "Avtal om nyttjande av Transmissionsnätet 2024".

3 Generell metodbeskrivning

I kapitlet visualiseras metodiken på en generell nivå, se Figur 2, och beskrivs mer detaljerat i kommande avsnitt. Metodiken kan användas som handbok eller guide för elnätsföretag i deras arbete med implementering av flex i nätutvecklingsplanerna.

Området kring flex är under utveckling och nya tillämpningar kommer tillsammans med nya krav och behov från både aktörer och myndigheter. Metoden ligger då som en grund och användaren bör vara uppdaterad i flexområdet för att i senare steg av metoden förstå möjligheterna och utmaningarna att realisera flex i nätet.



Figur 2. Generell visualisering av metodiken.

4 Analys och prognos för behov av flex

Det första steget i metodiken är att analysera elnätets nuvarande läge och göra prognoser för framtida behov av flex. Genom att identifiera kritiska punkter i nätet kan potentiella flaskhalsar och lösningar kartläggas.

Det är viktigt att kartlägga punkter i nätet som ligger nära sin kapacitetsgräns, om det är kopplingspunkter mot överliggande nät eller punkter inom lokalnätet. Lösningen kan se annorlunda ut beroende på om man exempelvis närmar sig det högsta effektuttaget mot överliggande nät, eller om ett villaområde börjar uppleva höga spänningar på grund av hög andel solelsproduktion bakom den lokala transformatorn.

Att göra relevanta framtida prognoser är alltid en osäkerhet. Hur utvecklingen kommer ske fem till tio år framåt i tiden är beroende av flertalet faktorer, däribland faktorer som är starkt påverkade av omvärldshändelser, lag- och regeländringar samt skatter. Därav ligger det stor vikt på att uppdatera sitt elnäts prognoser med kontinuerliga intervall.

Faktorer som är viktigt att analysera och prognosticera är hur konsumtion och produktion i nätet ser ut idag och vad som förväntas i framtiden. Har de större företagen eller industrierna planer på att elektrifiera sina processer eller ska de expandera? Ligger det förändringar på bordet angående nya industrier, vindkraftsparker, solparker, eller batterilager? Det är frågor man bör ställa sig som elnätsägare samtidigt som en bedömning bör göras på hur trovärdig expanderingen av industrin eller förändringen kring den nya solparken verkligen är. Här krävs en bra dialog med befintliga eller eventuellt kommande elnätskunder för att göra trovärdiga prognoser på elnätet. Dessutom finns det ett värde i att föra dialog med andra aktörer som kan påverka kommande elbehov såsom exempelvis kommun och länsstyrelse.

Efter analyser och gjorda prognoser får elnätsföretaget en bra överblick över vilka punkter i nätet som troligtvis kommer överbelastas och vara flaskhalsar. Här krävs en bedömning om flaskhalsarna är kontinuerliga över året eller om det enbart är vissa timmar, dagar eller veckor som problemet uppstår. Är överbelastningen kontinuerlig kanske enda alternativet är utbyggnation, men sker belastningen enbart vid vissa perioder kan flex vara ett lämpligare och kostnadseffektivare alternativ. Ett exempel är för hög produktion vissa dagar på sommaren, eller för hög konsumtion några dagar under kallperioderna på vintern.

4.1 DATAANALYS

Att utföra dataanalyser som ger tillförlitliga resultat kräver verkliga data som även är validerade. Om det finns brister i datan kommer det även vara brister i resultatet. Utifrån diskussioner med olika elnätsföretag i studien kan det konstateras att det skiljer sig en hel del kring mätning och insamling av data. Vissa elnätsföretag har mätning på alla kopplingsstationer medan andra enbart kontinuerligt mäter ett fåtal. Det finns ofta även brister i datainhämtning och

validering, vilket försvårar digitaliseringen av elnäten som troligtvis kommer ha en stor påverkan på branschen framgent.

Flertalet elnätsföretag saknar resurser och ibland även viss kunskap för att på egen hand utföra avancerade analyser och prognoser. För att ta fram trovärdiga prognoser och därmed få fram mer relevanta nätutvecklingsplaner kan elnätsföretagen använda sig av extern dataanalys.

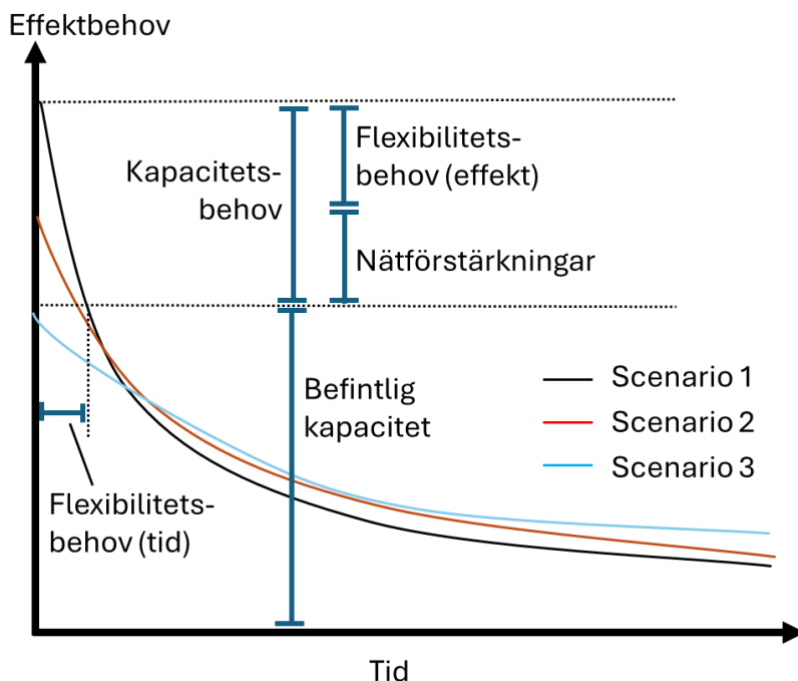
I piloten på Värmlands nät beprövades en relativt ny metod genom dataanalys för att hitta nuvarande och möjliga framtida flaskhalsar i nätet utifrån prognoser. Data samlades in från Karlstads och Arvikas elnät där analysen genomfördes av Endre Technologies.

4.1.1 Metod för dataanalys

Det finns många osäkerheter när det kommer till framtida effektbehov och flexbehov. Denna beskrivning ämnar inte ge en fullständig beskrivning av hur man går till väga, men ämnar vara en startposition för hur beräkning på effektbehov, och således flexbehov, kan utföras. Syftet med arbetsmetoden är tvåfaldig, dels att göra antaganden kring framtiden explicita, dels att uppskatta sannolikheter baserat på dessa antaganden.

Flexbehovet kan uppskattas genom att jämföra det förväntade effektbehovet med befintlig nätkapacitet och planerade förstärkningar. Eftersom kapacitetsbehovet varierar beroende på framtidsscenarier, bör resultaten presenteras med olika antaganden om tillväxt och beteendeförändringar. Detta ökar transparensen kring beslutsfattande och hjälper elnätsägare att jobba systematiskt med nätåtgärder.

Ett missförstånd som ofta dyker upp är att eftersom beteende är svårt att simulera så undviker man att göra det. Detta innebär dock att man gjort ett implicit antagandet att framtida beteende kommer vara samma som idag. Det vi idag vet kring prisstyrning av laddning, uppvärmning och tjänster som Tibber, så är det att beteende mönster ändras, dvs framtida beteende inte kommer vara som det historiskt varit. Kan beteende i stället modelleras med transparenta antaganden kan analysen av framtida effektbehov förbättras. Genom att presentera ett utfallsspektrum för behovet av nätkapacitet beroende på olika antagandena kan nätplanerare lättare förstå och själva bedöma de olika utfallen. Det gör det enklare för dem att ta affärsmässiga och tekniska beslut vid investeringar i flexresurser och nätförstärkningar.



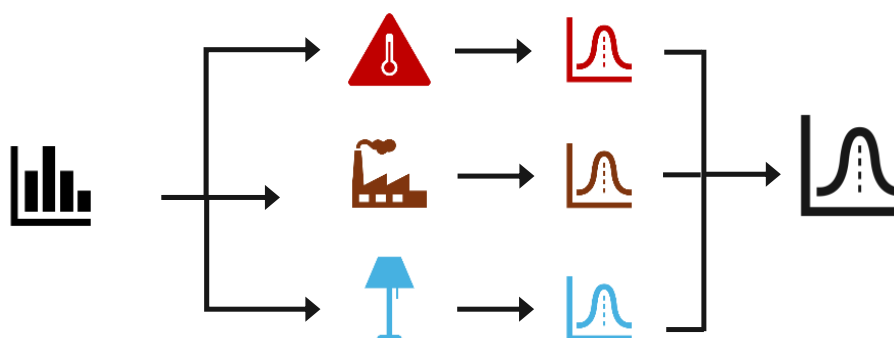
Figur 3. Schematisk bild av flexbehov utifrån ett varaktighetsdiagram.

Varaktighetsdiagrammet presenterar hur den förväntade elförbrukningen kan komma att se ut för tre olika scenarion, där varje scenario innefattar olika antaganden. Det resulterande flexbehovet blir skillnaden mellan det uppskattade behovet av nätkapacitet och befintlig nätkapacitet samt andra nätförstärkande åtgärder. I exemplet varierar behovet av flex mellan de olika scenariona både i kapacitet (MW) och tid (timmar), scenario 1 har ett relativt stort behov av flex medan scenario 3 inte har något behov av flex alls. För en flexleverantör kan det vara värdefullt att utöver behovet av effektbehov även veta under hur många timmar flexbehovet finns samt när under året behovet inträffar. Att utgå från typdagar kan vara tillräckligt för att uppskatta ett genomsnittligt effektbehov. Men för att indikera överbelastning och hur många timmar flexbehov finns, så behövs lastprofiler över hela året. Det är också bättre att utifrån helårsprofiler visa påverkan av lokal överproduktion från till exempel solceller, eller sammanlagring mellan olika tekniker.

Endre Technologies metod för att uppskatta sannolikheten för överbelastning, och således ett flexbehov. Denna utgår från två delar:

- Del 1 syftar till att dissaggregera timprofiler baserat på elanvändningstyp. Denna del av metoden segmenterar elanvändning upp till olika kategorier, till exempel uppvärmning/nedkylning, hushållslast, laddning eller industri.
- Del 2 syftar till att skapa sannolikhetsfördelningar hos de underliggande användningstyperna samt på den drivande datan för varje användningstyp. Exempelvis för uppvärmning/nedkylning är den underliggande datan väder. Med hjälp av dissaggregeringen av

lastprofilerna till olika segment, kan dessa underliggande fördelningar sedan kombineras till en ny sannolikhetsfördelning som beskriver risken för att få en överbelastning. Resultaten från metoden blir delvis ett mått på hur ofta man har ett behov av flex (t.ex. var tredje år), ett mått på hur mycket flex man har behov av (t.ex. 5 MW), under hur lång tid behovet finns (t.ex. 2 h). Segmenteringen och sammanfogningen som görs innebär att sammanlagring mellan de olika användningstyperna inkluderas, vilket har en stor påverkan på effektbehovet. Figur 4 visar en konceptuell skiss över metoden.



Figur 4. Konceptuell beskrivning av Endre Technologies statistiska metod för flexbehovsanalys.

4.1.2 Resultat av dataanalys

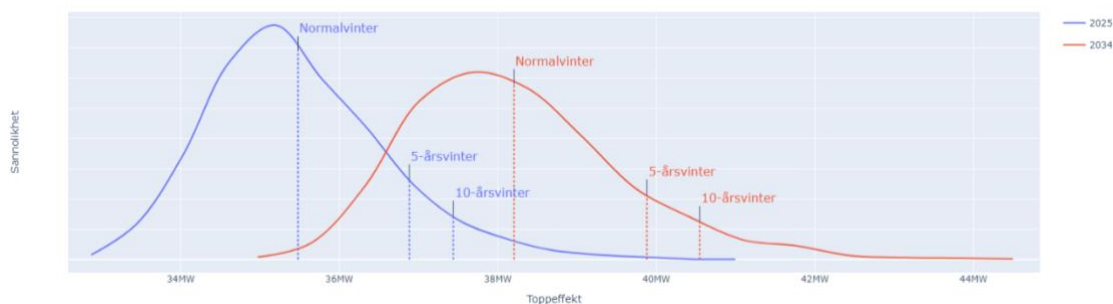
Metoden tillämpades på Arvika och Karlstads lokala elnät för att undersöka risken för överbelastning, och således flexbehoven. I analysen av överbelastningsrisken så har existerande last och produktion samt nytt behov från elfordonsladdning tagits med. Metoden ger elnätsbolag flera olika KPIer kopplat till flex, några av dessa visas i Tabell 1 nedan. Dessa kan till exempel användas i planering av flexmarknader och resurser, riskanalyser och optimering av regionnätskostnader. Analysen har gett elnätsbolagen en riskbedömning för att överbelastning av en transformator kan ske under normaldrift, samt behovet av flex i effekt för att undvika den potentiella överbelastningen. Behovet har sedan visualiserats i respektive elnätsbolags elnät för att identifiera vilka områden som har flexbehov.

Tabell 1. Beskrivning av olika KPIer från metoden. Nedan är det per exemplifierat per transformator station (fiktiva värden).

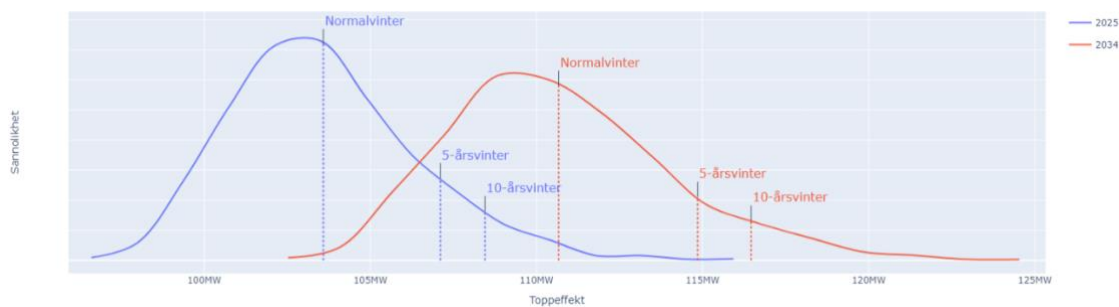
Station	Risk för överbelastning	Överbelastning (i procent)	Största flex-behovet (energi)	Årligt flex-behov (energi)	Tidpunkt
T001	Vart femte år	130%	2,5 MWh	32 MWh	November, höstlovsveckan
T002	Vartannat år	120%	1.8 MWh	15 MWh	April, en kall påskvecka med blåsigt väder.

För de två elnätsbolagen har analysen gjorts på enskilda nätstationer och kraftstationer. Resultatet av analyserna presenteras övergripande i rapporten då detaljerade resultat är begränsade till respektive elnätsföretag. Analysen har varit begränsad till överbelastning. En övergripande slutsats är att antaganden kring beteende för laddning av elfordon spelar en stor roll på flexbehovet, men det gör även den nivå av säkerhet nätbolag vill ha för sina beslut. Bilkörande, och således laddbehov, varierar mycket under ett år. Således finns det en risk att en period med mycket bilkörande sammanfaller med en period med stort uppvärmningsbehov, vilket orsakar en överbelastning. Behovet av flex skiljer sig därför mycket beroende på om man är villig att acceptera en överbelastning vart femte eller vart tionde år.

I Figur 5 nedan så visas effektbehovet, givet en uppsättning antaganden kring laddbeteende för åren 2025 (lila) och 2034 (rött) i Arvika. X-axeln visar det årliga effektbehovet i MW och y-axeln visar sannolikheten. Figuren visar alltså hur sannolikt det är att få en specifik årlig topp effekt. Den heldragna linjen i figuren visar den 90e percentilen av fördelningen. Den 90e percentilen är ett statistiskt begrepp som innebär en på 10, eller en 10 års vinter. Den högsta punkten i figurerna motsvarar den vanligaste förekommande årliga topp effekten. Man kan se att i Arvika så är den historiska variationen i årlig topp effekt mellan ca 35–36 MW till 40 MW. Det innebär att Arvika Energi, även historisk har en årlig variation av topp effektbehovet på ca 10%. Om begränsningen mot överliggande nät i Arvika är 40 MW så skulle överuttag gå från att ske var tionde år, till ca vartannat år.



Figur 5. Sannolikhetsfördelning av det årliga topp effektbehovet i Arvika. 2025 års värden i lila, och 2034 års värden i rött. En normal, 5 års och 10 års vinter visas för respektive år.



Figur 6. Sannolikhetsfördelning av det årliga topp effektbehovet i Karlstad. 2025 års värden i lila, och 2034 års värden i rött. En normal, 5 års och 10 års vinter visas för respektive år.

4.2 VÄRMLANDS BEHOV AV FLEX

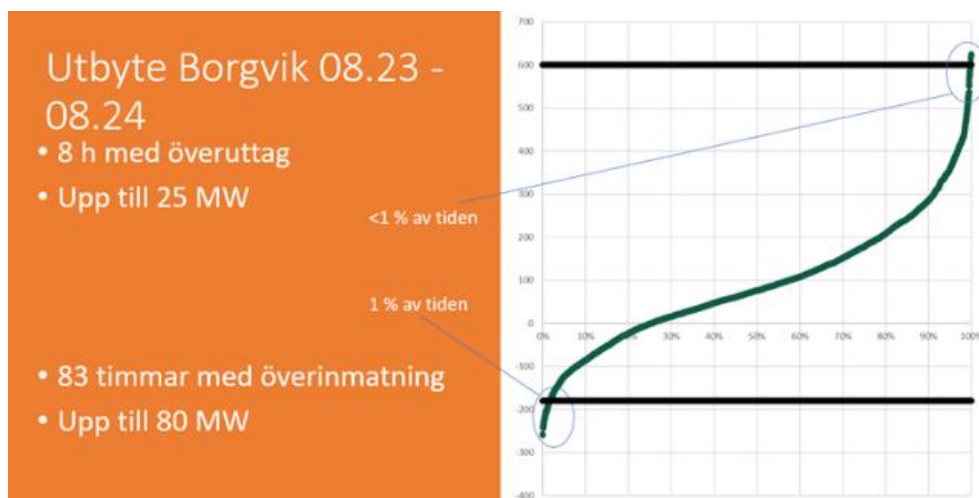
Regionens huvudsakliga begränsningar har sammanfattats i Ellevios preliminära nätutvecklingsplan⁵. Idag finns begränsningar för inmatning till stamstationen Borgvik lokaliserat i sydvästra Värmland. Det finns även vissa begränsningar i uttag från stationen. Begränsningarna för inmatningen förväntas delvis byggas bort genom förstärkningar av Svenska Kraftnät som planeras tas i drift 2031. Begränsningen på uttag förväntas enligt Svenska Kraftnät egen nätutvecklingsplan byggas bort 2035⁶. Ellevio nämner även att det finns begränsningar i det egna 130 kV-nätet som påverkar både inmatning och uttag i flera områden med överlastade ledningar. Regionen har även en station i östra delen av Värmland i Lindbacka. Där finns även kapacitetsbegränsningar men inte i samma utsträckning som i västra Värmland.

Angående utbytet mot överliggande nät i Borgvik presenteras antalet timmar med överuttag och överinmatning över tidsperioden augusti 2023 till augusti 2024 i ett urklipp från en av Ellevios PowerPoint-presentationer, se Figur 7. Antalet timmar med överuttag ses i grafens övre del, över det svarta strecket, och resulterade mindre än 1 % av tiden, mer exakt 8 timmar. Det största överuttaget låg då på 25 MW effekt. Antalet timmar med överinmatning är betydligt fler, se grafens nedre del, då det uppstod 83 av periodens timmar. Den största överinmatningen hamnade på 80 MW effekt. En del av dessa timmar på överinmatning berodde även på underhåll i överliggande nät, vilket ledde till mer effekt som gick genom Borgvik.

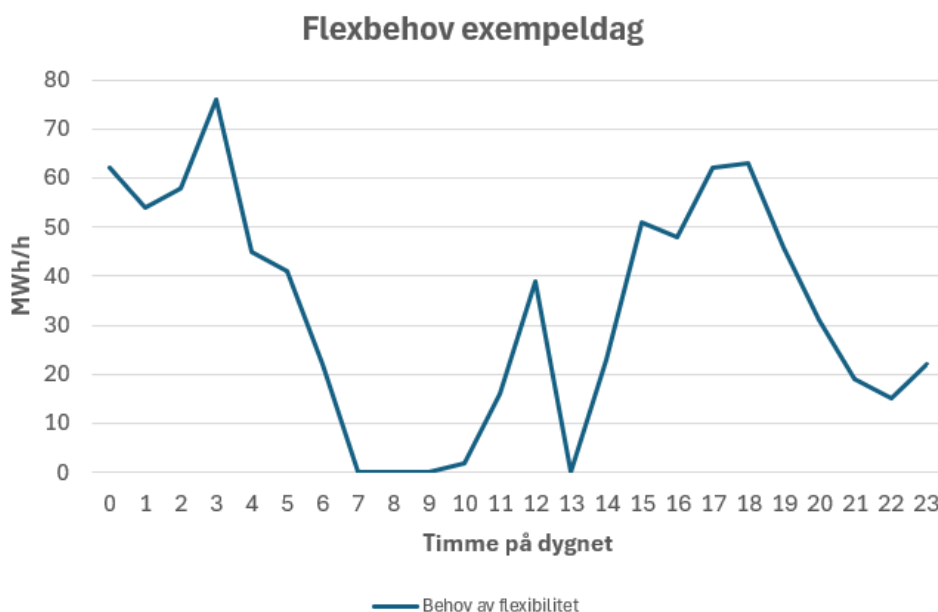
Generellt har Värmlandsnätet större utmaningar på sommaren vid mycket elproduktion kombinerat med låga konsumtionslaster internt i regionen. En exempeldag från sommaren 2024 visar på det skiftande behovet av flex mot överliggande nät i Borgvik för att inte överskrida abonnerad inmatning under 24 timmar, se Figur 8. Vinterutmaningarna är betydligt mindre sett till antal timmar och hur stor energimängd som behöver kompletteras för att inte ha ett överuttag mot överliggande nät.

⁵ Ellevio, "Nätutvecklingsplan 2025–2034".

⁶ Svenska Kraftnät, "Nätutvecklingsplan 2024–2033".



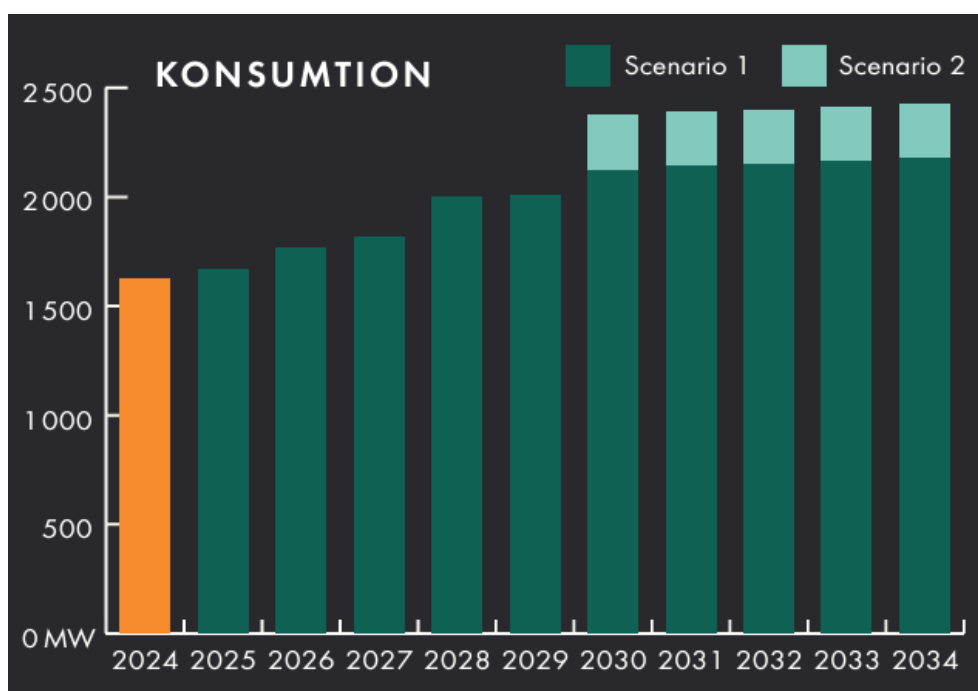
Figur 7. Utbyte mot överliggande nät i Borgvik. Antal timmar med överuttag och överinmatning över tidsperioden augusti 2023 till augusti 2024. Slide från PowerPoint-presentation av Ellevio.



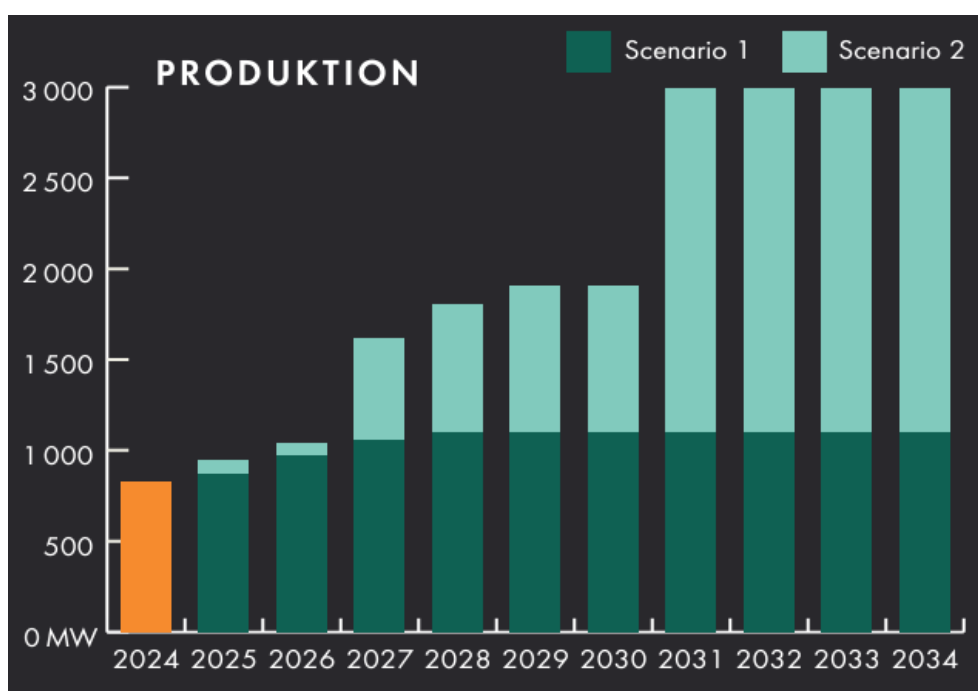
Figur 8. Behov av flex mot överliggande nät i Borgvik under en sommardag år 2024.

Utifrån Ellevios nätutvecklingsplan framförs gjorda scenarier på framtida behov av överföringskapacitet i Värmland till följd av höjd konsumtion och produktion, se Figur 9 och Figur 10. Behoven drivs främst av industrins elektrifiering samt behovet att ansluta nya större produktionsanläggningar. Den största skillnaden på behov av överföringskapacitet är främst föränmålningar till större produktionskällor, vilket gör det svårt att estimeras och bedöma hur stort behovet i verkligheten kommer vara då det enbart är en föränmålning. Scenario 2 på uppskattad överföringskapacitet för elproduktionen kan potentiellt uppgå mot 3 000 MW, vilket är ökning på cirka en faktor 4 mot befintlig produktion. Ökningen av elproduktionskällor baseras främst på nyetableringar av större

vindkraftsparker och till viss del även större solparker. Enligt Ellevio är scenario 1 för produktionen mest troligt i nuläget, men då detta är en ögonblicksbild kan produktion som ligger i scenario 2 ingå i scenario 1 när fler analyser färdigställts och vissa förfrågningar får en ökad mognadsgrad.



Figur 9. Scenarier för behov av överföringskapacitet kopplat till ökad framtida elförbrukning.



Figur 10. Scenarier för behov av överföringskapacitet kopplat till ökad framtida elproduktion.

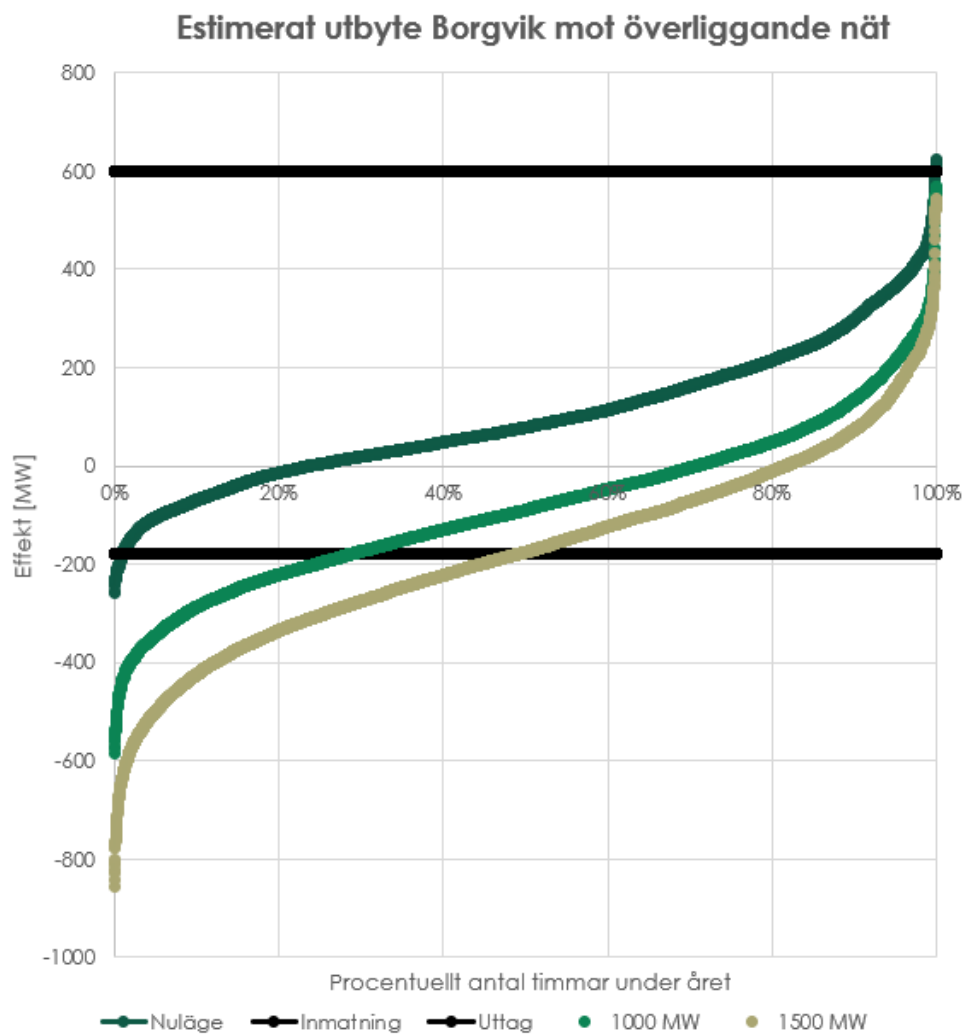
Sammantaget på regionnätetsnivå har Ellevio uppskattat Värmlandsnätets behov av flex, i den preliminära nätutvecklingsplanen, i form av ett intervall de kommande tio åren, se Figur 11. Siffror på behov av flex utgår från en prognos på ökat behov av överföringskapacitet från elförbrukning och elproduktion till 2034. Behovet av flex på inmatning utgår från det lägre elproduktionsscenarioet. Scenario 2 gällande elproduktion är mindre troligt men påvisar möjligheterna med en större mängd elproduktionen i regionen om flex möjliggörs och realiseras i symbios med förstärkningar i nätet.

DELOMRÅDE	INMATNING/ UTTAG	0-2 ÅR	3-5 ÅR	6-10 ÅR
Värmland	Uttag	0	0-170	0-320
	Inmatning	0-100*	0-140*	0-240*

Figur 11. Ellevios tillkommande behov av flexjänster och andra resurser mellan 2025–2034 i Värmland.

* "Med dagens produktionsnivåer och förväntad prognos. Det finns dock mycket förfrågningar i tidigt skede."

Ellevio har estimerat ett potentiellt framtida utbyte i Borgvik mot överliggande nät vid 1 000 MW och 1 500 MW ny vindkraft i regionen, se Figur 12. Estimeringen grundar sig i antaganden som oförändrade inmatningsabonnemang och oförändrade uttagsnivåer. Tillkommande elproduktionsanläggningar är applicerade utifrån befintliga produktionsmönster. Datan är även taget från en ettårsperiod, vilket då inte tar hänsyn i flera faktorer som påverkar flödena i elnätet. Resultatet med 1 000 MW nyinstallerad vindkraft förväntas inmatningen överstiga dagens abonnerad inmatningseffekt med upp till cirka 400 MW. Antalet timmar med överinmatning uppgår då mot 30 % av årets timmar, främst då på sommarhalvåret. Vid 1 500 MW ny vindkraft förväntas den maximala överinmatningen stiga till 600 MW med dagens abonnemang. Antalet timmar med överinmatning resulterar då i 50 % av årets timmar. Sammanfattat så krävs stora mängder flex aktiveras för att möta en ökad elproduktion från vindkraften under sommarhalvåret.



Figur 12. Estimerat utbyte i Borgvik mot överliggande nät vid 1 000 MW och 1 500 MW ny vindkraft.

5 Kartlägga flex och matcha behov

Det andra steget i metoden är att kartlägga vilka flexaktörer som befinner sig i sitt eget nät. Flex kan hittas hos flera typer av aktörer, vilket även kan delas in i segment såsom:

- Större elkonsumenter
- Större elproducenter
- Energilagring
- Privata hushåll

Vid kartläggning av flexaktörer är en av de viktigaste punkterna själva dialogen och kunskapsförmedlingen till aktörer. Under studien visade sig kunskapen om flex väldigt varierande. Vissa aktörer har redan arbetat med flexfrågor internt, vissa startar nu upp undersökningar inom sina processer, och vissa har inte arbetat alls med dessa frågor. För att hitta potentiell flex inom nätet måste det därav finnas en god dialog om dessa frågor och informera elnätskunden eller ha en diskussion om möjligheterna till att bli flexibel.

En viktig aspekt att ha i åtanke vid dessa dialoger är ansvaret kring att leverera flex. I ett scenario där elnätsägaren ansluter en ny kund, som en effekt av upphandlad flex, krävs en förståelse över flexleverantörens ansvar att leverera flex när det krävs. Om avtalad flex inte levereras kommer belastningen på nätet att öka. Det kommer även krävas en tydlig kontinuerlig kommunikation kring båda parter behov, utmaningar och möjligheter.

Frågor som är användbara att diskutera är förslagsvis följande:

- **Vad är er kärnverksamhet?**
- **Har ni börjat diskutera området kring flex?**
- **Har ni energikartlagt era processer?**
- **Har ni kvalitetssäkrade data kring driften?**
- **Finns det någon av processerna som har möjlighet att vara flexibel? Antingen att processen innehåller en flexibel resurs eller att driften har möjlighet att planeras till andra timmar?**
- **Ser ni några risker med att vara flexibla?**
- **Erbjuds de flexibla resurserna redan på externa marknader?**
- **Finns det något hinder till att inte delta på fler marknader?**
- **Vilka olika kostnader är kopplade till användningen av flexresursen?**
- **Hur mycket energi skulle ni kunna flytta från en timme till en annan om det fanns nog med incitament?**
- **Hur ser uthålligheten för resursen ut?**

- **Hur lång framförhållning krävs för att ni ska kunna vara flexibla?**
- **Ser flexibiliteten olika ut beroende på årstider?**
- **Finns det framtida investeringsplaner på exempelvis batterilager, nya produktionskällor, elpannor, värmepumpar, elbilar etc?**
- **Finns det något planerat som minskar möjligheterna att leverera flex under en längre period? Exempelvis ombyggnation eller liknande.**

Resultatet från diskussionen med elnätskunden landar ofta i en siffra på möjlig flex under vissa timmar på dygnet, veckan, månaden eller under vissa perioder på året. Det vill säga, en flexprofil på när och hur mycket flex som eventuellt skulle kunna levereras i vanliga fall.

Flexprofilen är väldigt individuell och beror till stor del på processer, beteenden och väder. Vissa industrier kanske enbart kan leverera flex när vissa mer flexibla processer körs. Vindkraftsparker kan enbart styra ned produktion när det blåser. Privatpersoner kanske enbart har elbilen som en flexibel resurs, och måste därmed vara hemma och uppkopplade på nätet. Det är därav viktigt att börja undersöka flexaktörer och deras flexprofiler.

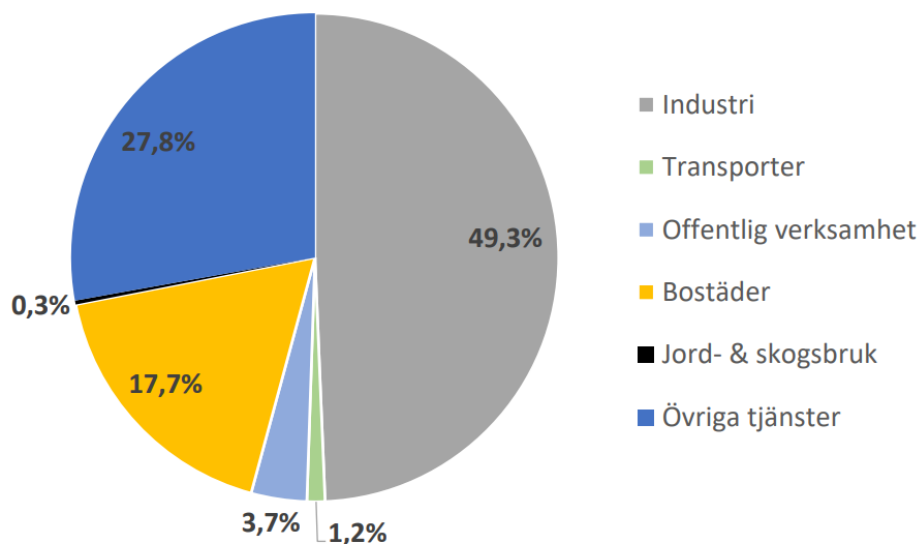
Värmland kommer ha en flexprofil som troligtvis inte helt och hållet stämmer överens med andra län eller andra elnät, men metoden för att undersöka flex kommer kunna användas även på andra lokala och regionala områden. Det finns även fler detaljer och möjliga flexibla resurser som inte utforskats i större del i studien. Exempelvis så kommer de finnas en stor flexpotential i hela fordonsflottan som helhet, förutom de privata hushållen som studien valt att fokusera på angående elfordon.

5.1 STÖRRE ELKONSUMENTER

Under studien intervjuades de största energiförbrukande industrierna i Värmland. Industrierna är kopplat till pappersmassa- och ståltillverkning. Enligt Glava Energy Centers el- och effektanalys för Värmlands län (på uppdrag av Länsstyrelsen Värmland)⁷ står industrin för nästan hälften av den årliga elkonsumtionen, se Figur 13.

⁷ Myrén Andersson och Olsson, "El- och effektanalys Värmlands län".

Elförbrukning per sektor, 2020



Figur 13. Fördelning årlig elförbrukning i Värmland år 2020.

Stålindustrin har processer som passar mer eller mindre bra för flexibel elkonsumention. Vissa värmebehandlingsprocesser som drivs av elugnar har möjlighet att dra ned på effekt en viss tid utan att påverka slutprodukten. Möjligheten att köra processen på en specifik tidpunkt kan planeras om styrsignaler finns tillgängliga i god tid för att exempelvis garantera elförbrukningen under vissa timmar på dygnet.

Vid dialog med pappersmassaindustrin var det inte helt självklart vilka processer som kunde anses som flexibla. Den mesta körningen är kontinuerlig med någon veckas stopp under året. En möjlighet är att stänga av mottrycksturbiner för att sänka sin egen elproduktion och konsumera större mängder från nätet. Det kan bidra till större lokal konsumtion av förnybar el under tillfällena då nätet har hög inmatning och är i behov av mer konsumtion eller överföringskapacitet. Dock måste transformatorer, kablar och säkringar klara av ett högre uttag, samt att det inte får påverka effektabonnemang negativt om anledningen är att stötta elnätet. En tydlig dialog och analys krävs då från industrin och elnätsägarna för att möjliggöra nyttan med reglerbar egenproduktion.

Gällande sågverk i regionen sågs en potential till flex kring deras torkningsprocesser där effekten på fläktarna har möjlighet att regleras. Sågverks potential till flex ses även över i projektet "SågFlex" som leds av RISE⁸, vilket kommer kunna påpeka i flexpotentialen för dessa typer av verksamhet.

Generellt övervakar flertalet intervjuade företag och industrier möjligheten att investera i elpannor, vilket kan bidra till flexibel körning. Om det finns alternativa värmekällor är det möjligt att vara flexibel i vilken källa som används. Nyttor kan

⁸ "SågFlex - El-flexibilitet på sågverk | RISE".

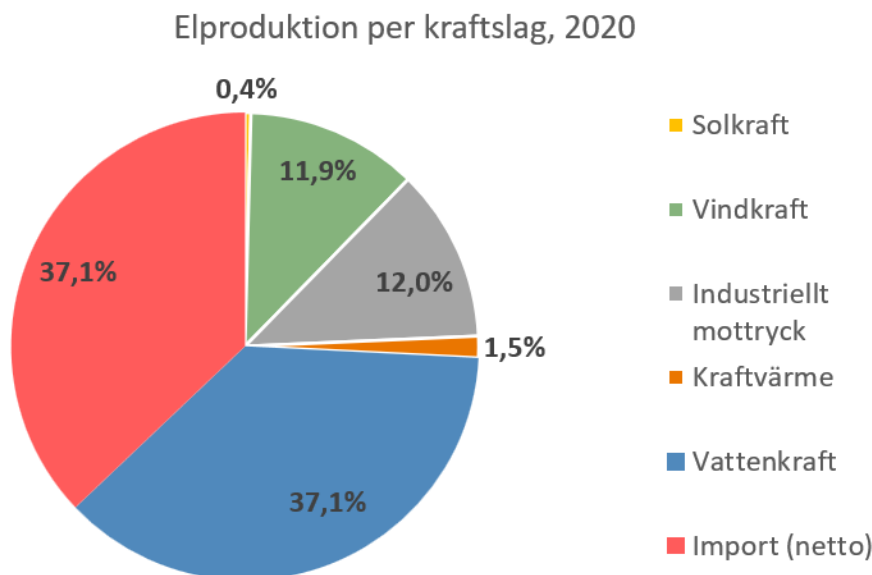
vara i form av ökad intern resiliens av elpriser, men öppnar även upp för andra externa marknader för att öka lönsamhet i verksamheten. Andra alternativ är investering i större energilagrar, såsom batterier för flexibel drift som kan underlätta vid situationer då elnätet är högt belastat.

Andra industrisegment som har kartlagts kring potential till flex, men som ej har undersökts i detta projekt, är aluminium, kem, cement, grönt stål och serverhallar⁹. För att hitta större potential i olika regioner där dessa industrier är placerade bör även de segmenten undersökas. En möjlighet är även att utvärdera värme- och kylsystem i större fastigheter för att hitta flex utan att påverka komfort eller andra miljöfaktorer.

Utifrån Värmlands behov av flex sommarhalvåret så ligger fokus på ökad eller planerad konsumtion vid specifika tillfällen eller timmar. I dialogen med vissa av de större industrierna kunde man påvisa en sammanlagd flexpotential på cirka 100 MW. Troligtvis är potentialen större om även medelstora och mindre industrier undersöks, samt kopplar in potentialen för övriga större fastigheter.

5.2 STÖRRE ELPRODUCENTER

Under studien intervjuades majoriteten av de största elproducenterna i Värmland. Regionen är på årsbasis en nettoimportör av el där cirka 37 % av behovet importerats, se Figur 14.



Figur 14. Fördelning årlig elproduktion i Värmland år 2020.¹⁰

Vattenkraften står på årsbasis för en tredjedel av elbehovet i Värmland. Större delen av vattenkraftverken är strömmande älvkraftverk vilket ger sämre

⁹ Power Circle, "Flexibilitet för ett mer stabilt och driftsäkert elsystem - en kartläggning av flexibilitetsresurser".

¹⁰ Myrén Andersson och Olsson, "El- och effektanalys Värmlands län".

möjligheter till flex. Produktionen är mer påverkad av nederbörd och vattenflöden under året. I dialog med vattenkraftsproducenterna konstateras att spilla vattenflöden för att minska produktionen på sommaren är i nuläget inget alternativ. De två pumpkraftverken som finns belägna i regionen är Letten i norr och Kymmen i centrala Värmland. I dialogen påpekas även svårigheter för Värmlands vattenkraft i allmänhet att bli flexibel mot någon typ av regional marknad i nuläget, men kan finnas möjligheter längre fram. Hela vattenkraftssystemet i Värmland är komplext vilket kräver detaljerade analyser för att avgöra flexmöjligheterna i systemet. Kymmen och Letten har en pumpkapacitet på 53 respektive 38 MW¹¹ vilket påvisar möjlig flex i form av lagringen de besitter.

Förutom lagringspotentialen från pumpkraften finns även några större batterilager installerade i regionen. Bland annat har Ellevios dotterbolag, Ellevio Energy Solutions, ett batterilager placerat i Värmland med en effekt på 10 MW och kapacitet på 11,9 MWh¹². Batterilager finns även inom industrin samt utplacerade på vissa ställen i Värmlands elnät.

Regionen har en installerad effekt vindkraft på cirka 500 MW¹³. Dessutom har det inkommit flera föransmälningar gällande vindkraftsetableringar då regionen har goda förutsättningar. Vid dialog med majoriteten av vindkraftsaktörerna i Värmland så ges en flexibel bild av deras parker. De flesta kraftverken är relativt nybyggda, från år 2010 och framåt¹⁴, vilket ger goda möjligheter till styrning av elproduktionen. Trots att vindkraft är intermittent så finns möjligheter att erbjuda flex av produktionen, främst nedstyrning av elproduktion. Det medför att den tekniska flexpotentialen för Värmlands vindkraft är 500 MW.

Den flexibla potentialen beskrivs i princip på samma sätt från de intervjuade aktörerna, och är i stort beroende av prognoser samt tid till drifttimmen. Ju närmre drifttimmen desto mer sannolikt är det att produktionsprognosen slår in, vilket medför att större mängd flex kan garanteras. Det beror alltså till stor del hur förutsättningar, marknaden eller villkoren skulle se ut. I en marknad med budgivning 24 timmar innan drifttimmen finns möjligheten att buda in flex i storlek cirka 15 % av den prognosticerade elproduktionen. Det vill säga, en produktionsprognos på 10 MW 24 timmar bort skulle därmed ge en nog stor sannolikhet på prognosen att flexibel nedstyrning på 1,5 MW kan garanteras för att hålla sig inom säkerhetsmarginaler. Budgivning några timmar innan drifttimmen skulle öka sannolikheten på prognosen och därmed öka garanterad flex upp över 50 %. Marknads- eller avtalsdesignen spelar därav stor roll för vad vindkraften kan leverera i form av flex. Med Värmlands toppeffekt på 500 MW vindkraft ges då möjlig flex på ca 75 MW 24 timmar innan, och upp emot 250 MW eller mer närmre drifttimmen.

Regionens totala installerade solkraft år 2023 var 111 MW¹⁵. Majoriteten av installerad effekt finns bland mindre installationer. 76 MW av installerad effekt

¹¹ Nohrstedt, "Här lagras energi motsvarande 150 000 Teslabatterier".

¹² Tidningen Energi, "Därför satsar energibolagen på batterilager".

¹³ "Vindkraft - Regionfakta".

¹⁴ Länsstyrelsen Värmland, "Nulägesbeskrivning av vindkraft i Värmland 2022".

¹⁵ Energimyndigheten, "Nätanslutna solcellsanläggningar, antal och installerad effekt, fr.o.m. år 2016", 2024.

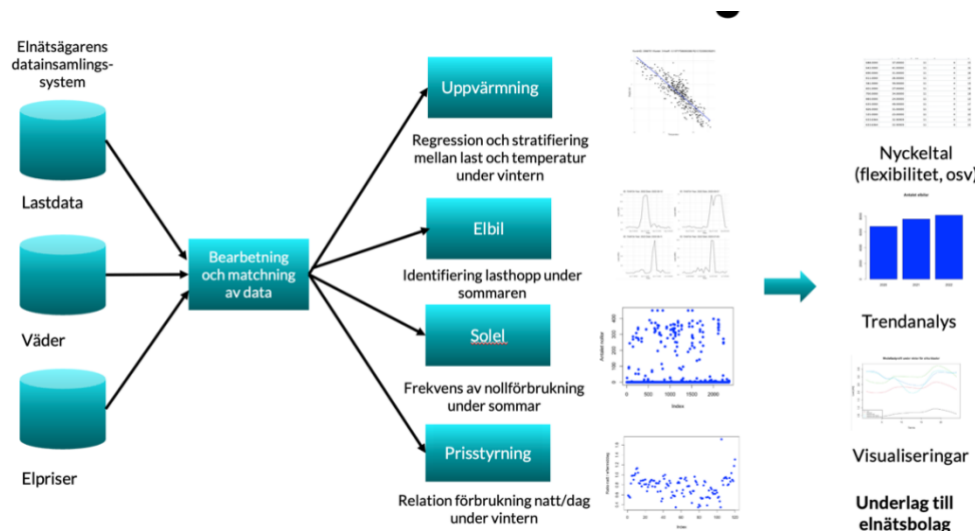
består av anläggningar mindre än 20 kW. Ca 34 MW består av anläggningar mellan 20 och 1 000 kW. Det finns endast en park som överstiger 1 MW i regionen, som har en topp effekt på 1,1 MW. Växeriktare för solcellsanläggningar har en stor potential till flex. Det är inga svårigheter rent tekniskt till att nedreglera den producerade effekten på en anläggning. Utmaningen är ofta kommunikationen och hur anläggningen kan styras externt med andra styrenheter. I växeriktarnas egna mjukvaror är det dock ofta enkelt som innehavare av en anläggning att nedreglera genom en app. På samma sätt som vindkraften är prognoser på produktion den avgörande delen för att kunna buda in flex timmar eller dygn i förväg. Därav kommer det efterlikna angreppssättet för vindkraft på budgivningen, ju närmre drifttimme desto mer säkerhet kan garanteras kring prognosen.

Sammanfattat från data och intervjuer har regionens större elproducenter en stor teknisk potential till flex under sommarhalvåret. Den möjliga levererade volymen av flex skiljer sig sedan beroende på faktorer som väder, tid på dygnet, prognoser, budgivning på energimarknader etcetera. Men det finns generellt goda möjligheter till flexibel styrning av elproduktion för att möta behovet av flex.

5.3 PRIVATA HUSHÅLL

I intervju med företaget NODES, som erbjuder digitala handelsplattformar för flex, så finns det ofta stor potential till flex hos privata hushåll i regioner. I vissa av de flexmarknader som finns i Norge så står privatsegmentet för upp emot 50 % av handlad flex. Det kan därav finnas stor grund i att analysera vilka flexibla resurser som finns hos privatpersoner inom elnätet.

RISE har utvecklat ett avancerat dataverktyg som användes för att analysera timbaserade elförbrukningsdata från villakunder i Arvika och Karlstads elnät. Genom att kombinera denna förbrukningsdata med väderinformation tränas algoritmer som automatiskt kan identifiera kundernas värmesystem, elbilsaddning, prisstyrning och användning av solenergi. Verktyget är fullt automatiserat och kan köras kvartalsvis eller årsvis med nya data, vilket ger insikter såsom vilka värmesystem som används, hur många som har elbilar, vilka effekter som används vid laddning och mängden energi som förbrukas per laddning. Översikt av metoden för verktyget ses i Figur 15. Resultaten bör valideras för att styrkas, dessutom krävs data med god kvalitet för att inte påverka verktygets analys. Det ligger stor vikt av ordentlig mätutrustning och insamling av data för att genomföra dessa typer av analyser. Resultatet kan då ge god kunskap om kunder, beteendemönster samt deras utveckling och kan integreras i nätutvecklingsplanerna.



Figur 15. Översikt av dataanalysramverkets metod för identifiering av lasterna hos villakunder.

Diagrammet illustrerar hur data från olika källor, såsom lastdata från elnätsägarens datasystem, väderdata och elpriser, bearbetas och matchas för att analysera kundernas energibeteende. Data bearbetas för att identifiera fyra huvudsakliga områden: uppvärmning, elbilsanvändning, solenergi och prisstyrning:

- **Uppvärmning** analyseras genom regression och stratifiering mellan last och temperatur under vintern.
- **Elbil** identifieras genom att analysera lasttoppar under sommaren.
- **Solel** kartläggs genom att analysera frekvensen av nollförbrukning under sommaren.
- **Pristyrning** analyseras genom att studera relationen mellan natt- och dagsförbrukning under vintern.

Resultaten presenteras sedan genom nyckeltal (som exempelvis flex), trendanalyser över tid och visualiseringar av lastprofiler för olika kundsegment. Dessa insikter kan sedan användas som beslutsunderlag för nätförstärkningar, identifiering av flex osv. Varje modul är beskriven i mer detalj nedan.

5.3.1 Uppvärmning

För att avgöra om en kund använder eluppvärmning analyseras lastdata tillsammans med temperaturdata över en tvåårsperiod. Genom att studera energianvändning under vintermånaderna och jämföra med utomhustemperaturen kan eluppvärmning identifieras med hjälp av linjär regression.

För att bestämma vilket värmesystem en kund har, analyseras förbrukningen i olika temperaturspann, från varma till kalla perioder. Skillnader i energianvändning mellan dessa temperaturer kan indikera om kunden har ett

energieffektivt system, som en värmepump, eller ett mindre effektivt system som direktverkande el. Detta ger en överblick över både typen och effektiviteten hos kundens värmesystem.

5.3.2 Elbilsladdning

För att identifiera om en kund har en elbil används lastdata från sommarperioden för att utesluta uppvärmningsrelaterad förbrukning. Analysen fokuserar på att identifiera plötsliga ökningar i energiförbrukningen, så kallade lasthopp, där en viss effektförbrukning registreras under en tidsperiod. Denna tidsperiod beräknas dynamiskt genom att spåra hur förbrukningen minskar över tid.

Information om antal lasthopp, energimängder och tidpunkter för förbrukningsökningar sparas för vidare analys. Eftersom andra apparater, som exempelvis bastuanläggningar, kan orsaka liknande förbrukningsmönster, analyseras frekvens och energiinnehåll för att avgöra om förbrukningen är kopplad till elbilsladdning. För att klassificeras som elbilsladdning krävs att kunden laddar minst en gång per vecka med en genomsnittlig energimängd på minst 10 kWh, eller att en maxeffekt över 5 kW registreras för kunder som laddar mindre frekvent.

5.3.3 Prisstyrning

För att identifiera om en kund använder prisstyrning av sin elförbrukning analyseras energianvändningen under vintermånaderna, från den 1 december till den 1 mars. Förbrukningen jämförs mellan två tidsperioder: natt (kl. 00–06) och eftermiddag (kl. 12–18). Genom att beräkna kvoten mellan natt- och eftermiddagsförbrukningen kan det avgöras om kunden flyttar sin elanvändning till natten. En kvot över 1 indikerar att kunden anpassar sin förbrukning för att dra nytta av lägre elpriser under nattetid.

5.3.4 Solcellsinstallationer

För att identifiera om en kund använder solenergi analyseras förbrukningsdata från sommarmånaderna, 1 juni till 31 augusti, under två tidsperioder: dagtid (kl. 10–15) och nattetid (kl. 23–05). Alla tillfällen då förbrukningen är noll under dessa perioder identifieras. För att en kund ska klassificeras som användare av solenergi sätts en gräns på exempelvis 20 observationer av nollförbrukning under dagtid på ett år. Dessutom måste antalet nollförbrukningar under dagtid överstiga de under nattetid för att säkerställa att det handlar om solex.

5.3.5 Privatsegmentet på Värmlandsnivå

Utifrån analyserna på privatsegmentet i Arvika och Karlstad aggregeras resultatet upp på Värmlandsnivå för att försöka påvisa segmentets potential i hela regionen. En linjär uppskalning gjordes från de analyserade villorna och antalet villor i Värmland. Det finns därav viss risk att aggregeringen blir missvisande om andra städer och orter inte speglar Arvika och Karlstad, men aggregeringen bör ge en relativt bra översikt över flex på den privata sidan.

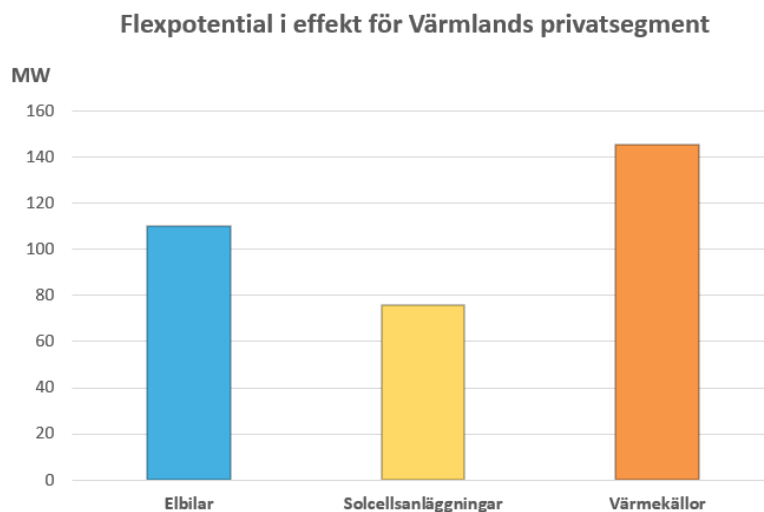
Den totala värmekapaciteten från privatsegmentet resulterade i ca 145 MW. Det ger en stor potential till långvarig flex under vintermånaderna då hushållen kräver större mängder värme. För att koppla mot Värmlands behov av flex så kan denna värmeeffekt utnyttjas ett fåtal timmar, främst då för att värma tappvarmvatten. Men på grund av det låga värmebehovet under sommarhalvåret är det svårt att vara aktiv med resurser som generera värme under längre tid. Gissningsvis kan dessa resurser endast användas några fåtal timmar under varje sommarvecka.

Enligt ovan gjorda analyser och antaganden för elbilar finns en laddningskapacitet från privatsegmentet på cirka 110 MW effekt. I snitt laddar de elbilarna 61 MWh per dag vilket kan spridas ut under dygnet när behov av flex finns och fordonen är tillgängliga för laddning. Antalet elbilar i villor kommer troligtvis öka framgent och kommer därmed vara en stor potential vid styrning av energi under ett dygn. Det kommer även finnas större mängder energi i hela fordonsflottan med företagsregistrerade elfordon och tunga elfordon som kommer kunna styras och utnyttjas.

Majoriteten av installerad effekt solceller finns hos privatpersoner. Av de 111 MW totalt installerad effekt i Värmland 2023 består 76 MW av anläggningar som är mindre än 20 kW¹⁶. Den största möjligheten till flex genom nedstyrning av solenergi finns alltså hos privata hushåll.

En sammanställning av flexpotentialen i effekt för Värmlands privatsegmentet ses i Figur 16. Flera av dessa nämnda resurser kommer även integrera med varandra vid en styrning. Är till exempelvis elbilen hemma när solcellerna producerar som mest kommer energin lagras i bilen i stället för att styra ned solsystemet, givet att det finns ett laddbehov. Detsamma gäller värmesystemet när solenergi finns tillgängligt. Därav kan det bli något problematiskt att uppskatta en aggregerad flexpotential kring hushåll med flera resurser. Potentialen kommer se olika ut beroende av tid på dygnet och vad som finns tillgängligt vid den tidpunkten.

¹⁶ Energimyndigheten, "Nätanslutna solcellsanläggningar, antal och installerad effekt, fr.o.m. år 2016", 2024.

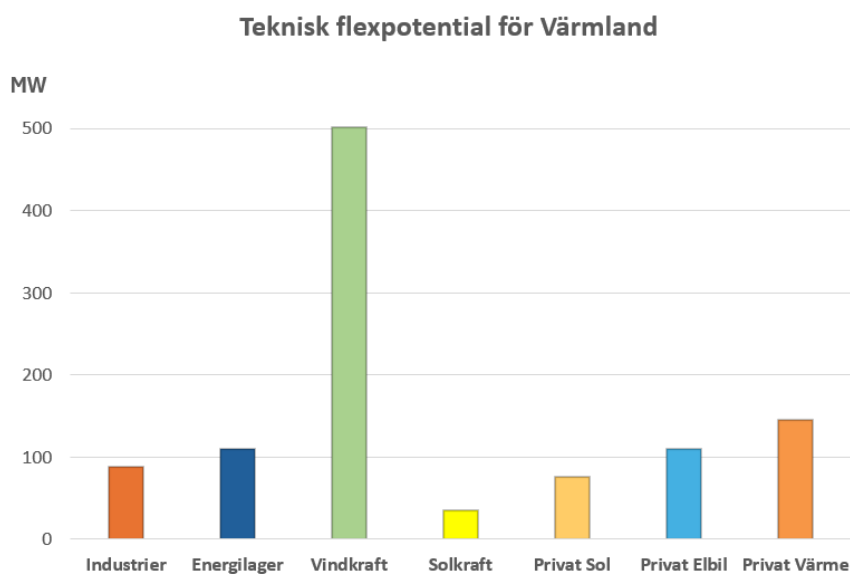


Figur 16. Flexpotentialen för Värmlands privatsegment. Effekten är aggregerad till Värmlandsnivå utifrån analyser av Karlstad och Arvika elnät.

5.4 VÄRMLANDS POTENTIAL TILL FLEX

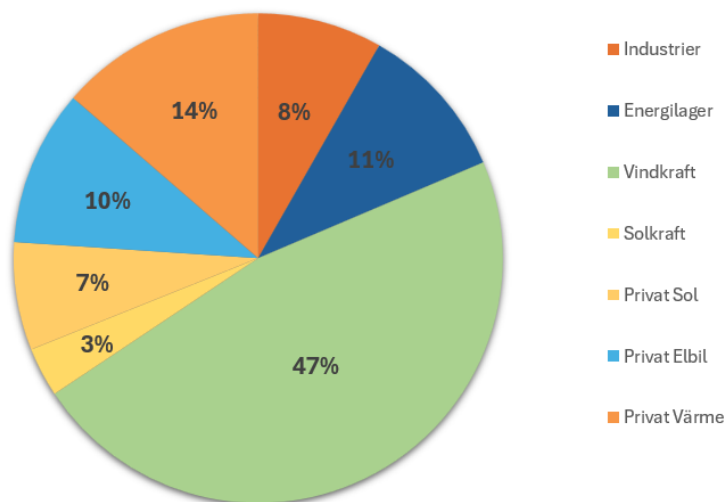
Sammanfattningsvis utifrån de valda områdena för att undersöka flex som finns det en stor potential till att styra resurser. Den tekniska flexpotentialen för de redovisade fokussegmenten i Värmland ses i Figur 17. Den totalt styrbara effekten resulterade i cirka 1 070 MW, där den procentuella uppdelningen ses i Figur 18.

Vindkraftens potential på 500 MW stod för 47 % av den totala tekniska potentialen. Privatsegmentet stod sammanlagt för nästan en tredjedel, och energilagring för 11 %. Större solkraftsparkar är i nuläget inte väl etablerat i regionen, och stod därmed för 3 % av flexpotentialen.



Figur 17. Teknisk flexpotential för Värmland mätt i effekt.

Fördelning av total teknisk flexpotential



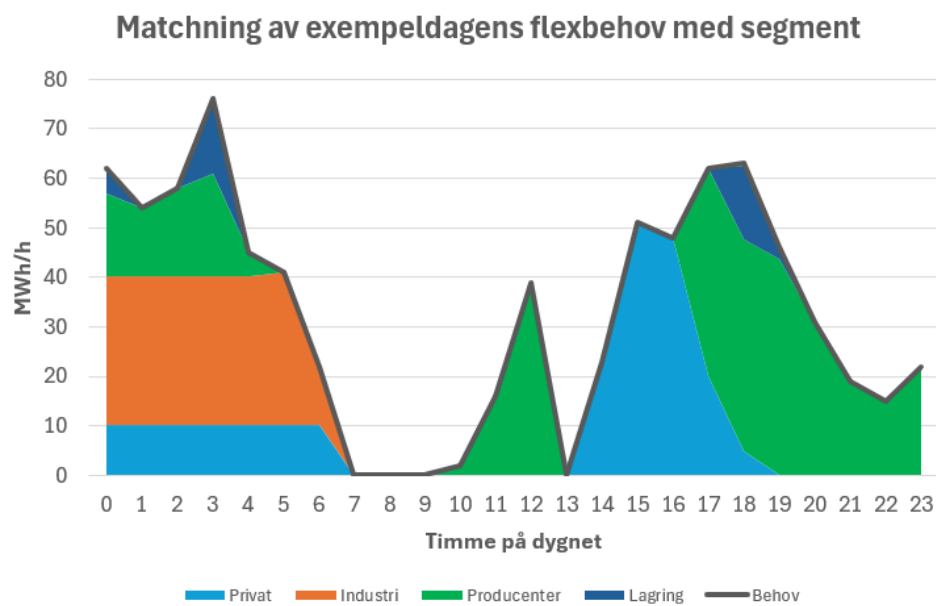
Figur 18. Procentuell fördelning av Värmland totala tekniska flexpotential uppdelat på olika segment.

5.5 MATCHNING AV BEHOV OCH POTENTIAL

I metodens tredje steg matchas det identifierade behovet av flex mot de identifierade potentiella resurserna av flex.

För att matcha den tekniska flexpotentialen mot det verkliga volymbehovet av flex behöver flera faktorer vägas in. Själva volymen av potentiellt levererbar flex, i MWh, är sedan beroende av till exempel säsong, väder, tid på dygnet, resursens varaktighet och marknadens tidsmässiga utformning. Ekonomi och priset för att verkligen vara flexibel är även en viktig fråga när behovet möts.

För att påvisa ett möjligt utfall kring matchning mellan behovet och de flexibla resurserna används det exempel som redovisades tidigare i rapporten, se Figur 8. Utifrån reella data på elproduktion från vindkraften, väderdata för soltimmar, dialogen med de största industrierna och analysen av privatsegmentet matchas potentiell flex mot behovet av flex i Borgvik under exempeldagen sommaren 2024, se Figur 19. Under natten finns troligtvis flertalet elbilar tillgängliga för laddning och ligger som en bas mellan midnatt och kl 06 på morgonen. Flera industrier har även flexibla processer som kan köras samtidigt som en del av vindproduktionen styrs ned. Topparna mellan midnatt och kl 06 stöds med hjälp av lagring i regionen. Under dagen och kvällen styrs vindkraften ned. Solcellerna från privatsegmentet lagrar el internt eller styrs ned mellan kl 13 fram mot 19. Behovet på exempeldagen kan också mötas på flertalet sätt utifrån den data som finns och de diskussioner som ägts rum. Grafen visualiserar ett av de möjliga fallen för att påvisa olika resursers bidragande till flex i Värmland.



Figur 19. Matchning av Värmland behov av flex med flexibla resurser i regionen.

6 Realisering av flex

När behovet av flex är fastställt och potentiell flex har hittats så är frågan hur den flexen sedan realiseras. Det finns olika angreppssätt beroende på vart behovet och potentialen geografiskt är placerat i elnätet. Lösningen på höga spänningar i ett villaområde ser troligtvis annorlunda ut än bristsituation på överföringskapacitet mot överliggande nät.

Att ansluta en aktör i en begränsad del av elnätet innebär en risk för överbelastning. Regelverket beskriver att överbelastning kan hanteras med omdirigering, vilket i sin tur regleras i artikel 13 i elmarknadsförordningen. Artikel 13 anger att omdirigering ska i första hand ske på marknadsmässiga grunder, där eventuell icke-marknadsbaserad omdirigering behöver motiveras utifrån de undantag som finns i artikel 13.

För att hantera anslutningar och kapacitetsbrist används i praktiken marknadsbaserade lösningar först. Om tillräcklig kapacitet finns och anslutningen kan ske utan problem, genomförs anslutningen direkt. Om kapaciteten i nätet inte räcker till, undersökes om anslutningen kan göras inom ramen för marknadens kapacitetslösningar, exempelvis genom flexmarknader eller anbud för nätutbyggnad. Om marknadslösningarna inte är tillräckliga och undantagen enligt artikel 13 uppfylls kan icke-marknadsbaserade lösningar användas, såsom villkorade avtal.

En utveckling som blir av vikt att följa angående realisering av flex blir nätkoden Demand Response. Nätkoden blir viktig eftersom den bidrar till att förtydliga tillämpning och regelverk kring hur efterfrågefleksibilitet kan användas för att balansera elsystemet och underlätta integrationen av förnybar energi. Det innebär att konsumenter och företag kan anpassa sin elanvändning som svar på marknadssignaler, vilket bidrar till både hållbarhet och effektivitet i elnätet¹⁷. För nätföretag kommer detta bland annat innebära nya krav på samordning, större fokus på lokal flex och investeringar i teknik som möjliggör hantering av komplexa flöden.

6.1 LOKALA FLEXMARKNADER

En marknadsbaserad metod för att realisera flex är en lokal flexmarknad. På marknaden sker handel mellan en säljare och en köpare. Ofta är aktörer som sitter på flexibla resurser säljare och region- eller lokalnätsägare köpare av flex.

I dagsläget finns det flertalet olika lokala flexmarknader i Sverige, bland annat Effekthandel Väst i Göteborg och E.ON SWITCH i Skåne samt regioner i Stockholm. Det har även pågått flera testmarknader såsom sthlmflex, UppFlex och Jämtflex. Lokala flexmarknader är egentligen inget nytt fenomen, men det finns heller ingen standardiserad modell för hur en marknad sätts upp, utan det skraddarsys mer beroende på elnätets utmaning.

¹⁷ entsoe, "DSO Entity and ENTSO-E Submit Joint Network Code on Demand Response".

Marknadsplatsen sätts upp och administreras av en oberoende aktör eller elnätsägaren själv. I de flesta av de ovan nämnda marknaderna har företaget NODES varit en aktivt oberoende aktör som etablerat digitala plattformar för lokala marknader. E.ON har sin egen digitala plattform SWITCH för handel av flex. Marknadsoperatörerna matchar köp- och säljbud, validerar även transaktionerna för flex, sköter faktureringen och ser till att marknadsreglerna efterföljs. Det är även möjligt att låta operatören skriva avtalen mot resursägarna.

Att få till en lokal marknad med naturlig konkurrens kräver flertalet säljare och ett stort utbud av resurser. Det krävs både tid och kunskap från säljare för att leverera flex. Deltagarna behöver ofta ha god tillgång till data över verksamheten och resursen samt ordentliga prognosverktyg för att veta hur driften i normalläge kommer se ut. Därav behöver det läggas stor vikt vid dialog med aktörer för att förstå deras förutsättningar och möjligheter.

Upstarts-kostnaden för dessa marknader anses relativt höga för mindre region- och lokalnätsägare där behovsvolymen av flex är kortvarig och låg. Lokala flexmarknader är mer passande där det finns kontinuerliga behov över flera tillfällen på året. Då kan kostnaden för flex per levererad MWh genom en lokal marknad sjunka.

Produkter som används på dessa marknader kan variera utifrån hur behovet av flex ser ut. Vissa produkter kan vara mer passande om behovet finns mer intensivt under korta perioder, eller om behovet löper över flera månader. Produkter som använts exempelvis i sthlmflex, Jämtflex och Effekthandel Väst är LongFlex och ShortFlex. Effekthandel Väst har även använt sig av produkten MaxUsage. De olika produkterna kan förklaras enligt nedan:

- LongFlex – Flexleverantören garanterar tillgänglighet vissa timmar över en period. Exempelvis tillgänglig måndag-fredag kl 6-18 under vintermånaderna. Leverantören får då ersättning mot att vara tillgänglig under den perioden. Passiv ersättning fås för varje dag och aktiv ersättning fås om resursen aktiveras.
- ShortFlex – Flexleverantören budar ofta in flex per timme när det förväntas ett behov. Ersättning fås för matchat bud.
- MaxUsage – Flexleverantören garanterar att inte överstiga en viss effektnivå under vissa timmar över en period. Ersättning fås då för det timmar som garanteras hållas under effektnivån¹⁸.

Priserna för respektive produkter har varierat då flexmarknaderna har setts som testmarknader. I Effekthandel Väst under vintern 2023–2024 har priset på LongFlex legat mellan 0,2–0,5 kr per kWh och timme för passiv ersättning. Priset på ShortFlex har under samma period varierat från 1,5–4 kr per kWh. MaxUsage har legat på 1 kr per kWh¹⁹.

¹⁸ Nodes personlig presentation, "Master slides".

¹⁹ NODES Plattform, "Dashboard | NODES".

6.2 VILLKORADE AVTAL

Villkorade avtal i elnät avser oftast de situationer där elnätsföretag, elkonsumenter och elproducenter ingår avtal som ställer upp vissa förutsättningar för anslutning till elnätet. Villkoren kan vara av teknisk, ekonomisk eller tidsmässig karaktär, och de reglerar hur anslutningen ska genomföras. Dessa avtal är särskilt viktiga i samband med nya anslutningar och kan användas då det inte finns marknadsbaserade lösningar.

Villkorade avtal regleras i olika lagar och förordningar, främst genom Ellagen (1997:857), samt föreskrifter utfärdade av Energimarknadsinspektionen. Vid ingående i ett villkorat avtal ska Energimarknadsinspektionen godkänna metoden vid utformningen av avtalet.

6.2.1 Möjligheter med villkorade avtal

En av svårigheterna kring att använda marknadsbaserade lösningar såsom en flexmarknad vid kapacitetsbrist är utbudet av flexresurser. Vid diskussion med aktörer som drivit sthlmflex påpekas svårigheten med att få nog med aktörer och resurser in och buda på marknaden. Området är svårt då det kräver en hel del kunskap och prognoser från deltagande aktörer som erbjuder flex. Det krävs även en del tid i planering och budgivning, vilket försvårar deltagandet generellt. Sammanfattat så brister den naturliga marknadsmekanismen om det saknas tillräckligt med utbud eller efterfrågan.

Utöver flexmarknader finns även andra sätt att anskaffa flexresurser på ett marknadsmässigt sätt, som till exempel via ett öppet upphandlingsförfarande. Som nätägare bör man se över möjligheterna med marknadsbaserade lösningar innan icke-marknadsbaserade metoder kan motiveras till implementering.

I ett stadie där nätägaren måste gå över till icke-marknadsbaserade metoder öppnar exempelvis villkorade avtal då upp möjligheterna för att ansluta nya aktörer innan exempelvis förstärkningar i elnät är gjorda. Avtalen kan vara utformade på olika sätt beroende på typen av aktör som gjort föransökan och när aktören i fråga påverkar elnätet negativt utifrån analyser. En ny industrisatsning påverkar generellt kapacitetsproblem kopplat till vinterhalvåret, medan en solpark kan driva upp spänningar och ge problem sommartid när det är låg konsumtion i området. Scenariot måste analyseras för att förstå effekterna av utmaningen. Därifrån kan utformningen av ett villkorat avtal ske.

Fördelen med villkorade avtal är att utformningen kan vara relativt flexibel, så länge Energimarknadsinspektionen godkänner metoden som använts för att ta fram avtalet. Avtalet öppnar därmed upp möjligheterna för användning i olika segment som anpassas efter rådande omständigheter.

6.2.2 Exempel på utformning av villkorade avtal

För att konkretisera möjligheten med villkorade avtal sammanfattas olika exempel från verklig användning:

- Vindkraftsparker kan anslutas med vissa bivillkor om att inte mata ut el på nätet om prognoserna indikerar en utmatningsbegränsning mot

överliggande nät. Kraftverken har möjlighet att vara reglerbara och kan styra ned produktionen vissa tillfällen på året då det finns ett kapacitetsproblem. Ofta är hög produktion och låg konsumtion generellt kopplat till lägre elpriser, vilket är en situation där intäktsnivåerna inte är speciellt påverkade. Möjliga ersättningsnivåer kan även vara lägre vid låga elpriser.

- Batterilager som agerar mot Svenska Kraftnäts stödtjänstmarknader kan begränsas vissa tillfällen. Exempelvis kan deltagande på FCR-D vintertid begränsas i avtalen vissa timmar på grund av högre belastning i elnätet. Resursen kan då anslutas till nätet och delta som vanligt resterande timmar utan att påverka affärsmodellen i högre grad.
- Styrning av elektrolysörer för tillverkning av vätgas kan regleras under perioder med högre laster i näten. Elektrolysörer kräver generellt att driftas majoriteten av årets timmar för att vara lönsamma. I ett högt belastat elnät kan produktionen av vätgas ske med full last under helger och nätter med minskad produktion dagtid på vardagar.
- Laddinfrastruktur med höga effektuttag under korta perioder har även stor möjlighet att vara flexibla i avtal. Laddning kan exempelvis sänkas till 75–80 % utan att påverka laddperioden avsevärt vid tillfällen på vintern då nätet är hög belastat.

Det finns redan fler än ovannämnda exempel som bygger på villkorade avtal som begränsar användningen av en resurs under tiden nätet byggs ut. Flexibla resurser som kan regleras relativt snabbt har stora möjligheter att teckna dessa typer av avtal för att anslutas utan att höja risken för högre laster i nätet.

6.3 AGGREGATORER

Aggregatorer är en aktör som kan ses som ett hjälpmedel till att realisera flex. En aggregator samlar, koordinerar och styr flexibla resurser. Dessa resurser kan vara stor- eller småskaliga kraftverk, solpaneler, batterier, elpannor, laddstationer för elbilar, eller hushåll och företag som kan anpassa sin elförbrukning.

Från de olika flexibla resurserna skapas en större samordnad enhet som kan agera på elmarknaden som om det vore en enda större aktör. Detta ökar den samlade påverkan av många mindre resurser, vilket annars inte skulle vara möjligt för enskilda aktörer. Större resurser såsom storskaliga batterier eller vindparker har ofta inget behov av att aggregeras ihop med andra resurser, men kan ändå regleras av aggregatorns styrsystem utifrån olika typer av efterfrågan på marknader.

Ett av de största användningsområdena för flexibla resurser i närtid har varit deltagandet och budgivningen på Svenska Kraftnäts stödtjänstmarknader för att reglera frekvensen i det nordiska synkronområdet. Aggregatorerna har då samlat och styrt resurser utifrån resursens möjlighet att vara flexibel samt Svenska Kraftnäts behov av stöd. Det har öppnat upp möjligheten för privatsegmentet att exempelvis erbjuda sina mindre batterilager för att stötta elnätet samtidigt som det ger en intäkt.

Då aggregatorer redan har ett färdigt koncept för kommunikation och styrning kan de även styra resurser utifrån hur behovet ser ut i det lokala nätet vissa tidpunkter. Det underlättar för elnätföretag att ta steget mot att realisera flex och utnyttja de flexibla resurser som finns inom nätet för att påskynda anslutningar eller minska kostnader för exempelvis abonnemang mot överliggande nät.

7 Diskussion

Metodiken som byggts upp under projektets gång bör ses som en handbok eller guide för elnätsföretag att ta steget in i flexområdet. Större organisationer har troligtvis resurser för att arbeta mer i detalj kring frågan, men det finns flertalet elnätsföretag som har begränsat med resurser och kan utgå från metoden för att förstå flex i sitt elnät.

Ett av projektmålen var att ta fram en enkät som används vid intervjuer av aktörer inom nätet för att hitta flex. Dock övergick idén om en ren enkät till en mer agil diskussion med vissa utgångspunkter för att få aktörerna att förstå möjligheterna till flex. Från piloten kan det konstateras att som elnätsföretag kommer det ligga stor vikt på själva diskussionerna än ett rent enkätsutskick. Majoriteten av flex som hittats och kartlagts kommer i ett senare skede av diskussionen. Speciellt efter informations- och kunskapsdelning kring flex samt hur processerna körs och skulle kunna köras.

Efter dialog med aktörerna kan det konstateras att kunskapen om flex varierar, och att mer kunskap behöver förmedlas till aktörer och kunder. Efter dialogerna kom även insikten fram att det egentligen finns mängder av flex som möjligtvis kan frigöras. Tekniken är ofta inget problem, de flesta aktörer sitter på system som har potential till att bli flexibla. Den största utmaningen för flex att verkligen realiseras är incitamentet. Vad får jag betalt för att vara flexibel? Med rätt ersättningsnivåer var i princip alla intervjuade aktörer villiga att bli flexibla. Efter diskussionen har de förstått den rådande och kommande utmaningen i regionen och är villiga att vara en del av lösningen om det är ekonomiskt försvarbart. Elproducenter ser även dubbla nyttor i flex. Om vindkraftsparker styr ned sin produktion under vissa tillfällen på sommaren så kan det installera mer produktion som kan användas resterande timmar på året, speciellt vintertid då det finns risk för lågt utbud av el. Tekniken finns där men incitamenten är i nuläget oklart. Incitamentsmodeller är något som bör undersökas framöver.

Projektets fokusområden valdes till större industrier, större elproducenter, energilager och det privata villasegmentet. Anledningen till detta var att större aktörer ofta sitter på större potential till flex och därav prioriterades med tanke på projektets tidsram och budget. Den privata sektorn har försett stora delar av flexbehov på marknader i Norge, vilket då även medförde intresset till Värmlansregionen. Det som inte tas upp och bör undersökas vidare är flex hos bland annat fastigheter, elfordon och andra typer av verksamheter än de större industrierna. Troligtvis finns mängder med potentiell flex i dessa områden vilket bör beaktas vid en kartläggning. I exempelvis verksamheter som använder både mindre företagsfordon och tunga fordon, som troligtvis drivs på el i framtiden, kommer det finnas stora mängder lagringskapacitet att använda som resurser till elnätet när de står parkerade.

Något som blir av stor vikt att undersöka genom framtida studier är hur flex kan realiseras och integreras både lokalt och regionalt. I och med elektrifieringens takt och förnybara energikällors nedåtgående pristrend bör elproduktionskapaciteten vara högre än kapaciteten i elnätet under sommarhalvåret för att nyttja

elproduktionen och energin under vintern. Därav kommer fler exempel som Värmlands situation uppkomma i elnät över hela landet. Någon typ av flexplattform bör implementeras där prognoser på behov av flex matchas mot prognoser av levererbar flex från olika resurser. Utan prognoser på matchningen blir det svårt att bygga ett effektivt elsystem. Undersökningen bör då även inkludera sektorkopplingen mellan el och värme för att undvika bortkoppling av elproduktion i högsta möjliga mån och lagra överskott av el i termiska lager. Samt utföra en optimering av vilka resurser och kopplingar som blir mest lönsamma vid olika tidpunkter. Det ger ett högre nyttjande av elnät och ökad integration av förnybar elproduktion.

8 Referenslista

- Ellevio. "Nätutvecklingsplan 2025-2034", 2024.
- Energimarknadsinspektionen. "Vad innebär 15 minuters avräkning, mätperiod och handel för aktörer på grossistmarknaderna?" Text, 23 oktober 2023.
<https://ei.se/om-oss/nyheter/2023/2023-10-23-vad-innebar-15-minuters-avrakning-matperiod-och-handel-for-aktorer-pa-grossistmarknaderna>.
- Energimyndigheten. "Nätanslutna solcellsanläggningar, antal och installerad effekt, fr.o.m. år 2016", 2024.
<https://www.energimyndigheten.se/statistik/officiell-energistatistik/tillforsel-och-anvandning/natanslutna-solcellsanlaggningar/>.
- — —. "Nätanslutna solcellsanläggningar, antal och installerad effekt, fr.o.m. år 2016", 2024. <https://www.energimyndigheten.se/statistik/officiell-energistatistik/tillforsel-och-anvandning/natanslutna-solcellsanlaggningar/>.
- entsoe. "DSO Entity and ENTSO-E Submit Joint Network Code on Demand Response", u.å. <https://www.entsoe.eu/news/2024/05/08/dso-entity-and-entso-e-submit-joint-network-code-on-demand-response/>.
- Länsstyrelsen Värmland. "Nulägesbeskrivning av vindkraft i Värmland 2022", 2023.
- Myrén Andersson, Isac, och David Olsson. "El- och effektanalys Värmlands län". Text. Karlstad: Länsstyrelsen Värmland, 2023.
<https://www.lansstyrelsen.se/varmland/om-oss/vara-tjanster/publikationer/2023/el--och-effektanalys-varmlands-lan.html>.
- Nodes personlig presentation. "Master slides". u.å.
- NODES Plattform. "Dashboard | NODES", u.å.
<https://portal.nodesmarket.com/onboarding/dashboard>.
- Nohrstedt, Linda. "Här lagras energi motsvarande 150 000 Teslabatterier", 03 oktober 2019. <https://www.nyteknik.se/nyheter/har-lagras-energi-motsvarande-150-000-teslabatterier/342132>.
- Power Circle. "Flexibilitet för ett mer stabilt och driftsäkert elsystem - en kartläggning av flexibilitetsresurser", december 2022.
- — —. "Initiala resultat: Flexibilitetspotentialer till år 2030", 22 oktober 2024.
- Svenska Kraftnät. "Avtal om nyttjande av Transmissionsnätet 2024", u.å.
- — —. "Nätutvecklingsplan 2024-2033", u.å.
- "SågFlex - El-flexibilitet på sågverk | RISE", 02 oktober 2023.
<https://www.ri.se/sv/vad-vi-gor/projekt/sagflex-el-flexibilitet-pa-sagverk>.
- Tidningen Energi, Energiföretagen Sverige. "Därför satsar energibolagen på batterilager". Energi, u.å. <https://www.energi.se/artiklar/2023/maj-2023/darfor-satsar-energibolagen-pa-batterilager/>.
- "Vindkraft - Regionfakta", u.å. <http://www.regionfakta.com/Varmlands-lan/Energi/vindkraft/>.

METODIK FÖR FLEXIBILITET I ELNÄTEN

Genom denna pilotstudie på Värmlands elnät har en metodik tagits fram för att stötta elnätsägare i arbetet med flexibilitet i nätutvecklingsplanerna. Metodiken kan ses som en handbok eller guide för att undersöka behovet av flex samt var potential till flex kan hittas för att matcha behovet. Sammantaget omfattar metodiken fyra delsteg; kartläggning av behov, kartläggning av potential, matchning och realisering.

Inom gränserna för Värmlands elnät har metodiken resulterat i en total teknisk flexpotential på över 1 000 MW summerat från flertalet olika segment som industrier, elproducenter, energilagring och flexibla resurser hos privatpersoner.

Rapporten tar även upp möjligheter och exempel för att realisera flex i nätet genom exempelvis lokala flexmarknader och villkorade avtal.

A new step in energy research

The research company Energiforsk initiates, coordinates, and conducts energy research and analyses, as well as communicates knowledge in favor of a robust and sustainable energy system. We are a politically neutral limited company that reinvests our profit in more research. Our owners are industry organisations Swedenergy and the Swedish Gas Association, the Swedish TSO Svenska kraftnät, and the gas and energy company Nordion Energi.