

RAPPORT

Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät

Energimarknadsinspektionen

Rapportnr.: 208978, Rev. 03

Dokumentnr.: 208978-R03

Datum: 2021-03-31



Projektnamn: Rapport
Rapporttitel: Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät
Uppdragsgivare: Energimarknadsinspektionen, BOX 155
631 05 ESKILSTUNA
Kontaktperson: Erik Andersson (erik.andersson@ei.se)
Datum: 2021-03-31
Projektnr.: 208798
Rapportnr.: 208978, Rev. 03
Dokumentnr.: 208978-R03


DNV GL Energy
DNV GL Sweden AB
Elektrogatan 10
171 54 Solna
Sweden
Susanne Aceby
Tel: +46 858 794 00


Leveransen av denna rapporten är regleras av bestämmelserna i relevanta kontrakt:

Uppdragsbeskrivelse:

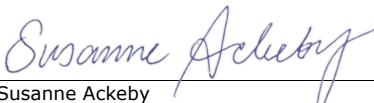
Projektet är en del av Ei:s uppdrag att utvärdera samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät. Rapporten tar fram den tekniska potentialen och kostnader för ett elsystem som i större utsträckning innehåller mer smart elnätsteknik, som jämförs med kostnader för renodlad nätutbyggnad.

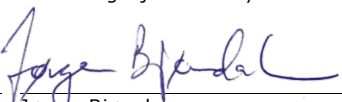
Utfört av:


Lucas Thomée
Ingenjör - Kraftsystemanalys

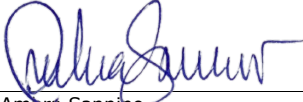

Yalin Huang
Ingenjör - Elmarknader och Teknologier

Verifierat av:


Susanne Aceby
Senior Ingenjör - Kraftsystemanalys


Jørgen Bjørndal
Principal Consultant - Elmarknader och Teknologier

Godkänt av:


Ambra Sannino
Business Director - Kraftsystemanalys

Copyright © DNV GL 2021. All rights reserved. Unless otherwise agreed in writing: (i) This publication or parts thereof may not be copied, reproduced or transmitted in any form, or by any means, whether digitally or otherwise; (ii) The content of this publication shall be kept confidential by the customer; (iii) No third party may rely on its contents; and (iv) DNV GL undertakes no duty of care toward any third party. Reference to part of this publication which may lead to misinterpretation is prohibited. DNV GL and the Horizon Graphic are trademarks of DNV GL AS.

DNV GL distribution:

- ÖPPEN. Fri distribution, internt och externt.
 INTERN. Fri distribution internt i DNV GL.
 KOMMERSIELLT I FÖRTROENDE.
 KONFIDENTIELL.
 HEMLIG. Endast auktoriserad tillgång.

Nyckelord:

Rev.nr.	Datum	Orsak för utgåva	Utfört av	Verifierat av	Godkänt av
01	2021-02-26	Första utkast	Y. Huang, et.al.	S. Aceby, et.al.	A. Sannino
02	2021-03-05	Uppdaterat efter kommentarer från EI	Y. Huang, et.al.	S. Aceby, et.al.	A. Sannino
03	2021-03-31	Justeringar efter kommentarer från EI	Y. Huang, et.al.	S. Aceby, et.al.	A. Sannino

Innehållsförteckning

1	SAMMANFATTNING	1
2	INTRODUKTION.....	2
2.1	Syfte	3
2.2	Framtidsscenarier	3
3	DELMOMENT 1: ANALYS PÅ ELOMRÅDES NIVÅ	4
3.1	Steg 1. Identifiera teknisk potential för representativa flexibilitetsresurser	4
3.2	Steg 2. Identifiera potential på elområdesnivå 2020 och 2045	16
3.3	Sammanställning av flexibilitets potential och kostnad	27
4	DELMOMENT 2: ANALYS PÅ NÄTNIVÅ	39
4.1	Antaganden och begränsningar i nätanalysen	40
4.2	Svenska kraftnäts scenarier för år 2045	41
4.3	Utveckling av referensnät	42
4.4	Förbruknings- och produktionsscenarier	50
4.5	Identifiering av behov av flexibilitet och åtgärder	55
4.6	Diskussion kring scenariernas påverkan på elkvalitet	74
4.7	Sammanställning av analys på nätnivå	76
5	SLUTSATS	78
6	REFERENSER.....	79

1 SAMMANFATTNING

Detta projekt har sammanfattat den tekniska potentialen och kostnaderna för ett antal relevanta flexibilitetsresurser inom olika sektorer: hushåll, service, industri, transport och batterilager. Inom varje sektor har de typer av last som har störst möjlighet att bidra med flexibilitet beskrivits utifrån deras flexibilitetskapacitet (både gällande ökning/minskning av förbrukning), uthållighet, återhämtning, samt CAPEX- och OPEX- kostnader.

De representativa flexibilitetsresurserna som identifierats har sedan aggregeras för att motsvara de nivåer inom varje elområde som definieras av de tillhandahållna scenarierna. Aggregeringen tar hänsyn till flexibilitetsresursernas tillgänglighet och sammanställer flexibilitetspotentialen vid flertalet skilda tidpunkter.

Med de antaganden som gjorts dominerar flexibilitetspotentialen år 2020 av hushållens flexibilitetsresurser. Flexibilitetspotentialen är störst i elområde SE 3. För 2045 antas hushållens flexibilitetsresurser ha störst potential under vintern medan elbilar har störst potentialen under sommaren. Generellt ses en stor ökning av potentialen hos elbilar och lagring gentemot år 2020.

Då detta projekt endast sammanställt den tekniska potentialen och kostnaderna för att rent tekniskt göra det möjligt att kunna aktivera flexibiliteten speglar resultaten inte sannolikheten att ägarna till flexibilitetsresurserna är villiga att upplåta denna potential eller kostnaden för att de ska anse det värt att göra så. Hur framtida marknadsmodeller konstrueras får en stor påverkan på vilka flexibilitetsresurser som i praktiken finns tillgängliga och till vilket pris.

Den tekniska potential och de kostnader som togs fram för olika flexibilitetsresurser nyttjades sedan för att beräkna kostnaden för att lösa eventuella problem gällande överföringsförmåga och spänningsnivåer som tre referensnät förväntas möta år 2045. Vid denna analys jämfördes kostnaden för att lösa uppkomna problem antingen med ren nätutbyggnad eller genom att nyttja tillgängliga flexibilitetsresurser.

För referensnätet motsvarande landsbygd visade sig spänningsnivåerna vara begränsande. Spänningsnivån var utanför den antagna gränsen vid knappt 3 % av årets timmar och ca 10 % av nätets kunder drabbades. Flexibilitetspotentialen var i detta fall inte tillräcklig för att möta de behov som uppstod vilket ledde till att en kombination av nätutbyggnad och flexibilitetsresurser jämfördes med renodlad nätutbyggnad. Kombinationen av nätutbyggnad och flexibilitetsresurser gav det billigaste alternativet.

För referensnätet motsvarande tätort visade sig överföringsförmågan vara begränsande. Samtliga distributionstransformatorer blev under perioder överbelastade liksom de två ledningarna närmast matande nätstation. Den antagna gränsen överskreds knappt 3 % av årets timmar. Hela effektbehovet kunde mötas med flexibilitetsresurser, vilket jämfört med nätutbyggnad, var det billigare alternativet.

Även för referensnätet motsvarande ett regionnät visade sig överföringsförmågan vara begränsande. Samtliga 130 kV ledningar blev under perioder överbelastade. Den antagna kapacitetsgränsen överskreds under knappt 4 % av årets timmar. För det studerade regionnätet är det billigare att möta effektbehoven med renodlad nätutbyggnad.

Det är även viktigt att understryka att osäkerheten i vad som kommer hända 25 år framåt är stor och att de antaganden som gjorts får en stor påverkan på resultatet. Osäkerheten kring de siffror som presenteras måste därför beaktas exempelvis i användandet i vidare analyser.

2 INTRODUKTION

Energimarknadsinspektionen (Ei) har fått ett uppdrag av regeringen att utvärdera samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät. Utvärdering ska göras jämfört med andra alternativ och vid olika scenarier av sammansättning av elproduktion och ökad elektrifiering i samhället. Ei kommer att genomföra en framåtblickande analys, som utgår från den produktionssammansättning och elanvändning som förväntas råda år 2045, med hänsyn taget till den utveckling av smarta elnätstekniker som förväntas äga rum, både med avseende på teknik och kostnad.

Med anledning av detta regeringsuppdrag så har Ei anlitat DNV GL för att genomföra denna konsultutredning som:

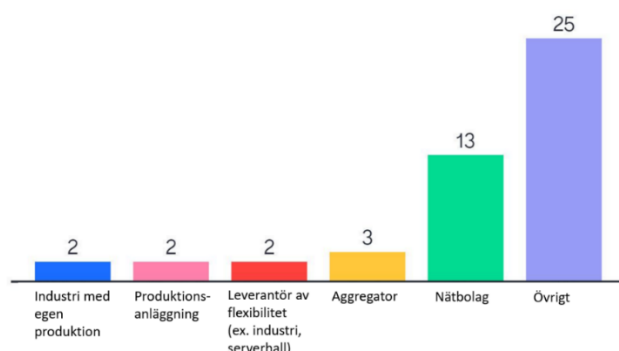
- Gör en bedömning av den tekniska potentialen och kostnader på elområdesnivå för olika flexibilitetsresurser år 2020 och 2045.
- Undersöker om ett smartare elnät har potential att minska fasta och rörliga kostnader associerade med att överföra el på distributionsnätet, givet den kundsammansättning och de överföringsmönster som förväntas råda år 2045.

Studien pågick mellan december 2020 och februari 2021. Projektets ramar gällande kalendertid och budget begränsar utredningens detaljgrad. Potentialerna som redovisas begränsas till det material som finns tillgängligt i redan befintliga rapporter och studier. Potentialerna som antagits för transportsektorn är utöver tillgängliga studier även grundade på och anpassade efter projektgruppens erfarenhet.

Vissa av de referenser som nyttjas är från studier som utförts för ganska många år sedan. Då inga senare uppgifter fanns tillgängligt har bedömningen gjorts att dessa siffror borde vara tillämpliga. Speciellt med tanke på att det finns så mycket annan osäkerhet.

En workshop, öppen för aktörer intresserade av flexibilitetsfrågor, anordnades tillsammans med Ei i början av februari. Syftet med workshopen var att bjuda in branschen för att diskutera och ta del av åsikter gällande de preliminära resultat av den tekniska potentialen och kostnaderna för olika (typer av) flexibilitetsresurser på elområdesnivå som presenterades. Workshopen hade drygt 60 deltagare vilka representerade olika företag och organisationer. Figur 1 visar fördelningen baserat på 47 av 64 deltagare.

Vilken aktör representerar du?



Figur 1 Menti-undersökning av fördelning av deltagare (svar från 47 av 64).

Då intresset från nätbolag visade sig vara stort bjöd DNV GL även in till ett möte där antaganden som ligger till grund för nätanalysen diskuterades.

2.1 Syfte

Utredningen i detta projektet har delats upp i två delmoment med följande övergripande syften:

1. Syftet med det första delmomentet är att på elområdesnivå bedöma och analysera den tekniska potentialen och kostnaderna för olika flexibilitetsresurser hos producenter, elanvändare samt energilagring år 2020 och 2045.
2. Syftet med det andra delmomentet är att för olika typer av elnät göra en kostnadsjämförelse mellan att lösa kapacitetsutmaningar med hjälp av flexibilitetsresurser, alternativt genom investeringar i nätkapacitet via renodlad nätförstärkning.

2.2 Framtidsscenarioer

I Ei:s uppdragsbeskrivning angavs att *analysen ska utgå från de scenarier om produktionens samt elanvändningens sammansättning 2040¹ som Ei bistår med*. De scenarier som Ei valt för sin elmarknadsanalys härstammar främst från de nya scenarierna för Långsiktig Marknadsanalys (LMA) 2021 som Svenska kraftnät tar fram: Scenario A och Scenario B för år 2045. I nätanalysen studerades endast Scenario A. Det bör noteras att informationen i scenarierna såväl som benämningen på dessa vid tiden för studien var preliminär och under pågående uppdatering och bör därmed endast användas som en indikation på förändringen i Sveriges elanvändning.

Beskrivning av de studerade scenarierna, baserat på utkast från Svenska kraftnät:

Scenario A

I detta scenario ser vi en kraftig elektrifiering av samhället, både i Sverige och i Norden. Elanvändningen i Sverige ligger på 270 TWh och i Norden sammanlagt på 690 TWh för år 2045. Förnybar produktion dominerar systemet med en hög andel land- och havsbaserad vindkraftsproduktion samt solkraftsproduktion och en relativt låg andel termisk produktion. Samtliga kärnkraftsreaktorer i Sverige är avvecklade. I Sverige har industrin genomgått en stor omställning till el och vätgas, där fossilfri stålindustri årligen förbrukar 55 TWh och övrig produktion av vätgas 20 TWh. Sverige förädlar och exporterar fossilfria råvaror som vätgasreducerad järnsvamp och klimatneutrala cementprodukter. Serverhallar är etablerade och använder cirka 11 TWh per år. En omställning har också skett i transportsektorn, för lätt trafik, och delvis för tung trafik, där elanvändningen för dessa två kategorier landar på cirka 21 TWh per år.

Scenario B

Elanvändningen är i detta scenario mer modest än i Scenario A men betydligt högre än idag och ligger på 188 TWh för Sverige och 557 TWh för Norden för år 2045. Elanvändningen följer de färdplaner som tagits fram inom fossilfritt Sverige. Även i detta scenario byggs förnybar produktion i stor utsträckning, medan termisk produktion stannar på en relativt låg nivå. Vätgasekonomin och sektorsintegrationen får dock inte sådant genomslag som i Scenario A. Norden följer en liknande utveckling enligt de nationella energi- och klimatplanerna. I Sverige konsumerar stålindustrin 15 TWh och vätgas 1,6 TWh under 2045. Serverhallar använder 8 TWh el. Två kärnkraftsreaktorer i Sverige livstidsförlängs för drift efter 2050 och kärnkraftens installerade kapacitet ligger på en nivå av 2570 MW.

¹ Vilket under projektets gång justerades till 2045 baserat på tillgång på data

3 DELMOMENT 1: ANALYS PÅ ELOMRÅDESNIVÅ

Syftet med detta delmoment är att på elområde bedöma och analysera den tekniska potentialen och kostnaderna för olika flexibilitetsresurser hos producenter, elanvändare samt energilager år 2020 och 2045. Analysen kommer att genomföras i tre steg.

Steg 1 identifierar den tekniska potentialen tillsammans med de tekniska begränsningar som ingår i form av uthållighet och återhämtningstid, samt kostnaden för ett antal representativa flexibilitetsresurser. Kostnaden anges dels som en kapitalkostnad (CAPEX) för att säkerställa att resursen kan aktiveras, dels en driftskostnad (OPEX) för att aktivera resursen. Den tekniska potentialen beskrivs i detta steg generellt och kopplas inte till ett faktiskt antal eller installerad effekt.

I steg 2 tas den totala flexibilitetspotentialen i MW, d.v.s. den maximala flexibilitet i MW som en resurs kan leverera inom ramen för de tekniska begränsningar som finns uppsatta, för respektive elområde fram utifrån kvantitativa antaganden av mängden flexibilitetsresurser, samt dess installerade effekt, inom varje område. Dessa antaganden görs baserat på de nivåer som definieras av de tillhandahållna scenarierna.

I det sista steget, steg 3, sammanställs resultatet. En förenklad översikt av den tekniska potentialen för olika sektorer på nationell nivå i Sverige redovisas. Även en sammanställning av den totala tekniska potentialen under varje timme uppdelat per sektor och elområde ges för sommar respektive vinter för år 2020 och de två scenarierna år 2045. Slutligen sammanfattas de studerade flexibilitetsresursernas kapitalkostnad per år, utefter respektive flexibilitetsresurs antagna livslängd, tillsammans med driftskostnaden och dess tekniska begränsningar.

3.1 Steg 1. Identifiera teknisk potential för representativa flexibilitetsresurser

I ett första steg kommer projektet att identifiera och kvantifiera den tekniska potentialen. Teknisk potential hos flexibilitetsresurser, definieras som möjligheten för resurserna att ändra sin efterfrågade elektricitet från elnätet under kortare eller längre perioder utan att förlora produkternas kvalitet eller resursägarnas komfort. Dessutom bör resurserna inte påverkas negativt genom att vara mer flexibla, exempelvis genom att åldras snabbare. Kostnaden anges dels som en kapitalkostnad (CAPEX) för att säkerställa att resursen kan aktiveras, dels en driftskostnad (OPEX) för att aktivera resursen.

De relevanta parametrarna för representativa flexibilitetsresurser är följande:

- Flyttbar effekt
- Uthållighet i timmar
- Återhämtningstid i timmar
- CAPEX
- OPEX

Flyttbar effekt visas i form av andel av total effekt som kan flyttas till senare tillfälle inom resursernas tekniska begränsningar. För vissa resurser kommer en minskning av förbrukning resultera i en lika stor ökning av förbrukningen direkt efter förbrukningsminskningen, t.ex. kyl och frys. För vissa resurser finns det möjlighet att både minska och öka sin efterfrågade elektricitet men ökning är inte så tidskritiskt, t.ex. en industribyggnad som är överdimensionerad. Vissa resurser kan ändra sin efterfrågade elektricitet utan att kompensera för detta vid ett annat tillfälle. Detta anges denna rapport som "effektreduktion".

Uthållighet betyder hur länge en minskning eller ökning kan pågå. I det här projektet fokuserar vi på de resurser som kan ändra sin förbrukning i minst 1 timme.

Återhämtningstid är den tiden som resurserna är otillgängliga innan de åter kan leverera flexibilitet, exempelvis tiden det tar för temperatur i kyl/frys/bostad att nå tillbaka till rätt nivå för bibehållen kvalitet/komfort.

CAPEX är kostnaden för installation av nödvändig smart mätning, datautbytesutrustning samt eventuella ytterligare produkter som krävs för att bli mer flexibel.

OPEX är i princip alla rörliga kostnader för att *nyttja* flexibiliteten i olika anläggningar. Utgångspunkten för att uppskatta de rörliga kostnaderna är att rationella elanvändare, på egen hand eller med hjälp av aggregatorer, planerar sin förbrukning så att den totala kostnaden minimeras under egna antaganden om elpriser, nättariffer, komfortkrav etc. Elpriserna inom användarens elområde skulle då vara en väsentlig faktor. Denna planering leder till elanvändarens basförbrukning (baseline). Om ett nätrelaterat behov för ändrad förbrukning uppstår kan vi inte ta för givet att den ändrade förbrukningen skulle leda till en högre energikostnad. Å andra sidan kan vi hellre inte utesluta en vinst avseende energikostnaderna till följd av att förbrukningen flyttas i tid för att möta nätbehovet. Utifrån detta antar vi att OPEX i stort består av tre olika element:

- i) kostnader för att operera flexibiliteten
- ii) kostnader för besvär, till exempel att egen elförbrukning blir beroende av annan aktör, extra obehag eller minskad komfort för hushåll och service sektor, förlorad inkomst p.g.a. effektreduktion eller lagringskostnader för industrisektorn
- iii) ändrade energikostnader till följd av att energiförbrukningen flyttas i tid, till andra energipriser.

Det sista elementet (iii) beror på variationen i energipriset under tiden då flexibiliteten utnyttjas och kan alltså vara antingen negativt eller positivt. Element (iii) redovisas inte i denna rapport. För många sektorer saknas information och studier avseende de "mjuka" kostnaderna i element (ii), varför detta inte inkluderas i studien. Notera även att de kostnader som redovisas endast är relaterade till att erbjuda flexibilitet inom de ramar som specificerats gällande uthållighet och återhämtningstid. Uppskattningen av flexibilitetspotentialen kan därför antas vara optimistisk då vissa ägare till flexibilitetsresurser kanske inte är beredd att erbjuda sin fulla potential utan extra ersättning.

För de flesta sektorerna redovisas den del av OPEX som *inte* är beroende av energipriset, och har därför omnämnts som icke-energirelaterad, d.v.s. element (i) och (ii) ovan. OPEX inom transportsektorn är förlorad energi från en i- och urladdning, d.v.s. en kostnad relaterad till energi men endast till förluster och inte till skillnaden i kostnad för den energi som flyttas, d.v.s. element (i) och (ii) även för transportsektorn.

För de fall i denna studie där OPEX anges som "0" innebär detta alltså att det inte antagits några kostnader för att operera flexibiliteten eller kostnader relaterade till minskad komfort. Kostnaden alternativt kostnadsreduktionen relaterad till prisskillnad för den energi som flyttas tillkommer, liksom de eventuella incitament som krävs för att resursägaren ska vara intresserad att aktivera sin resurs. Det skall understrykas att det inte är självklart att incitament behövs: erbjudandet av flexibilitet erbjuds ofta av en aggregator eller någon annan tjänsteleverantör som också har ett intresse av att optimera energikonsumtionen i övrigt. Om det inte finns några kostnader relaterade till kostnader för att operera flexibiliteten eller för obehag och extra besvär blir all ersättning från aggregatorns tjänster en ren vinst för konsumenten. Om den energirelaterade OPEX-kostnaden ersätts av köparen av flexibiliteten behövs i

detta fall inga ytterligare incitament till ägaren. Ägaren är redan fullt kompenserad via kontraktet med aggregatorn och ersättningen för eventuell energirelaterad OPEX.

Notera att dessa förutsättningar inte är tillräckliga för att förklara allt observerbart beteende avseende elförbrukningen för de enskilda sektorerna, utan försöker beskriva möjligheterna att anpassa förbrukningen utifrån en baseline (fastställt ursprungsläge gällande elförbrukning).

De sektorer som har analyserats är hushåll, service, industri, transport och energilager. Inom hushåll/service är det främst automation av ventilations- respektive uppvärmningssystem som kommer att erbjuda flexibilitet. Inom industrisektorn är det överkapacitet i processen och lagring som är förutsättningen för att anläggningen ska kunna flytta sin elförbrukning. Inom transportsektorn har vi analyserat personbilar som på ett flexibelt sätt kan ladda sina batterier och även kan ladda ur effekt utifrån det behov som finns i elnätet. Inom energilager har vi antagit att allabatterilager kan används för nätkapacitetsbehov.

3.1.1 Hushåll

Flexibilitetspotentialen ligger främst i uppvärmningsförbrukning, apparater för kylning av varor till exempel kylskåp och frysar, och apparater för rengöring till exempel tvätt- och diskmaskiner. Enligt övervakningsprogrammet för elförbrukning i det svenska hushållet går störst andel av förbrukningen till uppvärmning av husen, belysning, apparater för kylning av varor och apparater för rengöring (Zimmermann, 2009).

3.1.1.1 Uppvärmning

I Sverige är de vanligaste uppvärmningsmetoderna 3-fasansluten varmvattenberedare, golvvärme, värmepump och värmeelement, vattenpump, cirkulationspump (Zimmermann, 2009). Vi kategoriserar uppvärmningsmetoderna i tre kategorier:

- Värmepumpar som inkluderar luft-till-luft värmepump, luft-till-vatten värmepump, värmecirkulationspump och bergvärmepump
- Direktverkande elektrisk uppvärmning till exempel golvvärme
- Vattenburna system som värms upp via direktverkande el

Värmecirkulationspumpar och luftkonditioneringsaggregat inom hushåll kan vid maximal anpassning, d.v.s. stängas av helt, i genomsnitt minska sin förbrukning under 1 timme, och de behöver minst 2 timmars återhämtning (med ökad förbrukning) innan nästa minskning startar för att inte förlora bekvämlighet (Gils, 2014). Elektriska varmvattenberedare kan flytta fram sin konsumtion 12 timmar i förväg och de behöver minst 12 timmar återhämtning (Gils, 2014).

Inom hushållssektorn, antas en styrningsutrustning kosta cirka 100 SEK per apparat för tvätt- och diskmaskiner, kyl och frys samt utrustning för vattenuppvärmning. För rumsuppvärmning utgår en kostnad på motsvarande på 1000 SEK per hushåll (Skytte, Bergaentzle, Fausto, & Gunkel, 2019). Notera att kostnaden endast gäller för utrustning och inte för installation. Förbrukningen från en värmeanordning antas kunna flyttas 100 % i tid och den minskade förbrukningen kommer behöva kompenseras för under återhämtningstiden. Alla enheter är dock inte uppkopplade hela tiden utan tillgängligheten beror på årstiden, timme på dagen och omgivningstemperaturen. Det finns även en stark säsongsmässig påverkan på elvärmeförbrukningen. Eftersom uppvärmningslasten vid användning som flexibel resurs bara förskjuts i tid för att säkerställa bekvämligheten antas icke- energirelaterad OPEX vara försumbar.

3.1.1.2 Apparater för kylning av varor

Apparater för kylning av varor används normalt för bevarande av produkter eller kylning av drycker som bör serveras vid låg temperatur. Enligt analysen i Saengprajaks studie (Saengprajak, 2007), tar det 15-30 timmar för temperaturen inuti ett 140 liters kylskåp att öka från 0 till 10° C beroende på innehållets vikt. Förbrukningen från denna typ av apparater kan kontrolleras genom automatisering och varieras i enlighet med elbehovet och utbudssituationen så länge temperaturnivån hålls inom livsmedelsverkets rekommendation för kylning av varor. Efter att ha minskat förbrukningen kommer apparaterna för kylning av varor att behöva öka sin förbrukning för att bibehålla eller återgå till normal driftstemperatur. Annars riskerar livsmedelskvaliteten att försämrans. I en europeisk studie antas att det tar 2 timmar att komma tillbaka till den normala drifttemperaturen (Gils, 2014). I detta projekt antar vi att förbrukningen kan minskas i 1 timme och apparaterna behöver 2 timmar innan de kan aktiveras igen.

3.1.1.3 Apparater för rengöring

Tvättbehov kan automatiskt styras genom att flytta arbetstiden. Det finns redan metoder där förbrukningen från tvätt- och diskmaskiner styrs till att undvika de höga elpristimmarna. Vid bedömningen av den flexibla efterfrågan i en dansk studie anses att minst en av denna typ av apparaterna används per dag och uthålligheten är mellan 2,5 och 7 timmar. Teoretiskt kan förbrukningen från en tvättmaskin flyttas igen direkt efter en omgång av tvätt, men i praktiken används för det mesta inte tvättmaskinen kontinuerligt under en dag eller ens varje dag. Men när man tittar på en aggregerad nivå är det rimligt att anta att det finns en viss andel av alla tvättmaskiner som körs varje timme under alla dagar. Därför är ingen återhämtningstid angiven för denna resurs då den tekniska potentialen för kollektivet tvättmaskiner studeras.

De tekniska begränsningarna och ekonomiska förutsättningarna för flexibilitet som finns inom hushåll sammanfattas i Tabell 1. Kolumn flyttbar effekt anges i procent av timförbrukning. Uthållighet och Återhämtning anges i timmar och CAPEX visas som kostnad för en enhet.

Tabell 1 Teknisk potential för flexibilitet inom hushåll

Typ av last	Flyttbar effekt (%)	Uthållighet (h)	Återhämtning (h)	CAPEX (SEK/enhet)	OPEX
Värmepumpar	100 %	1	2	1000	0
Direktverkande el	100 %	1	2	1000	0
El. vattenburna (rumsuppvärmning)	100 %	1	2	1000	0
Elektriska varmvattenberedare	100 %	12	12	100	0
Kyl/frys	100 %	1	2	100	0
Tvätt/disk	100 %	7	0 ²	100	0

3.1.2 Service

Inom tjänstesektorn ligger flexibilitetspotentialen i den apparater för kylning av varor, ventilationen och vattenuppvärmningen inom kontorsbyggnader och handelsanläggningar (Skytte, Bergaentzle, Fausto, &

² 0 anges då man tittar på kollektivet och inte en specifik enhet

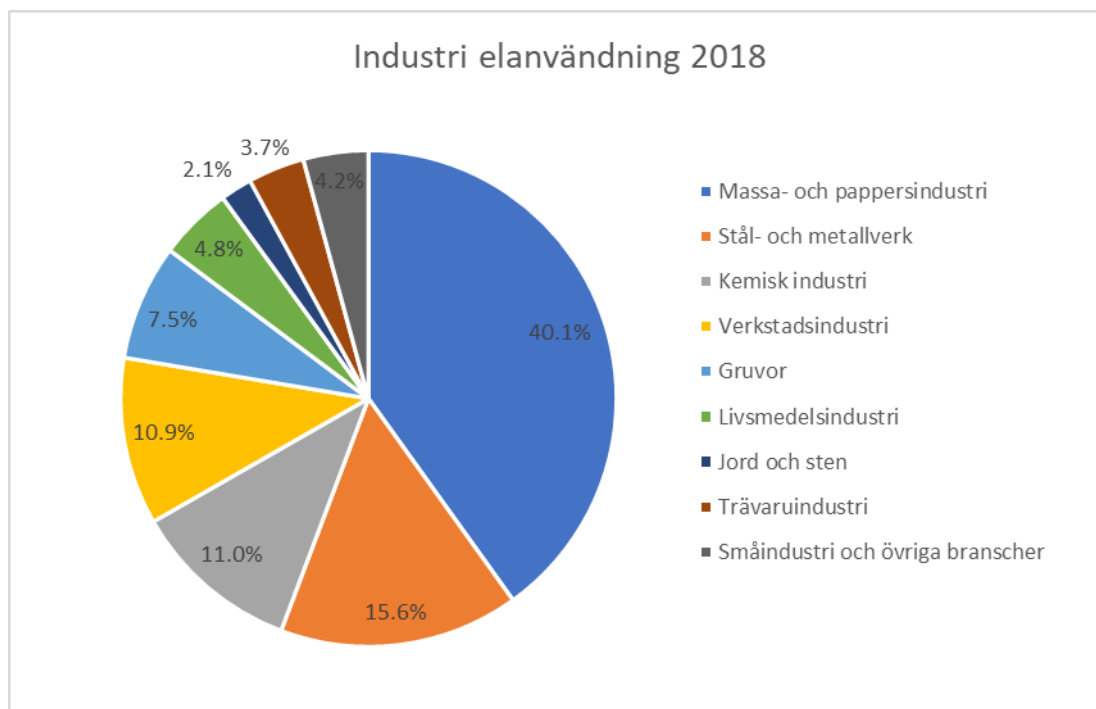
Gunkel, 2019). Med service menar vi de lokalbyggnader som inkluderas enligt Energimyndighetens klassificering, t.ex. hotell, restaurangbyggnader, kontorsbyggnader, vårdbyggnader och skolbyggnader. De uppgifter om uthållighet och återhämtning för olika apparater som använts i denna utredning är från en europeisk studie (Gils, 2014). Vi antar att förbrukningen i tjänstesektorn kan minska med 100 %. Kostnaden för att aktivera potentialen är baserad på en tysk studie (Lund, J., Mikkola, & Salpakari, 2015) och presenteras i Tabell 2. Kolumnen Flyttbar effekt anges i procent av timförbrukning. Uthållighet och Återhämtning anges i timmar och CAPEX visas som kostnad per kW.

Tabell 2 Teknisk potential för flexibilitet inom service

Typ av last	Flyttbar effekt (%)	Uthållighet (h)	Återhämtning (h)	CAPEX (SEK/kW)	OPEX
Kyl/frys	100 %	1	2	4600 - 15800	0
Ventilation	100 %	1	2	4300 - 11300	0
El. vattenberedare	100 %	12	12	400 - 2300	0

3.1.3 Industri

Elförbrukningen i svensk industri år 2018 visas i Figur 2. Den totala el som förbrukades i svensk industri var detta år 49 TWh (35 % av Sveriges totala elförbrukning) med den största andelen från massa- och pappersindustri (som uppgår till 15 % av Sveriges totala elförbrukning). Den följs av stål- och metallverks samt kemisk industri. De två största industrisektorerna omfattar över hälften av den totala elförbrukningen i den svenska industrisektorn.



Figur 2 Fördelad elanvändning inom industrin 2018

För att analysera den flexibla potentialen inom industrisektorn i detalj bör man bryta ner förbrukningen i individuella industriprocesser, till exempel konsumtion i elmotorer, ventilation, pumpar och belysning (Kwon & Östergaard, 2014). Alternativt kan man genomföra analysen på branschnivå genom att

analysera typiska processer i varje bransch. Eftersom förbrukningsuppdelningsmetoden kräver detaljerade förbrukningsuppgifter, vilka inte gick att få fram inom detta projekts tidsramar, valdes den senare metoden som är att titta på potentialen i varje bransch.

De flesta industrier har inte möjlighet att ersätta den produktion de förlorar under tiden för minskad elförbrukning. De industrier som kan ersätta produktionen är de som har överdimension i sin kapacitet, till exempel den befintliga mass- och pappersindustrin. Det bör dock nämnas att överdimensioneringen plus lagring, och därmed möjligheten att flytta effekt, verkar minska i framtiden enligt vår intervju med en branschrepresentant.

3.1.3.1 Massa- och pappersindustri

Raffineringsprocessen för massatillverkning inom pappersindustrin har den primära flexibilitetspotentialen (Paulus & Borggreffe, 2011). Utnyttjandegraden av processen är cirka 80 % i Sverige (Nilsson, 2014). Därför är den positiva flexibilitetspotentialen, för att minska förbrukningen, omkring 80 % av pappersindustrins totala kapacitet; medan den negativa flexibilitetspotentialen, att öka konsumtionen, är cirka 20 % av pappersindustrins totala kapacitet. Hur länge industrin kan minska raffineringsprocessens förbrukning beror på kapacitet för masslagringen. Den nuvarande masslagringsvolymen är tillräckligt stor för att operera 1,5 timma vid maximal kapacitet i Tyskland (Paulus & Borggreffe, 2011). Raffinaderierna kan aktiveras helt eller stängas inom några minuter. Den enda begränsningen är att det inte bör rampas upp och sedan stängas av igen direkt för att undvika överdrivet slitage på komponenterna. För att undvika ekonomiska förluster för branschen bör den fulla positiva flexibiliteten endast vara tillgänglig igen efter det att lagringen har uppfyllts. En annan liknande analys tyder på att trämassaproduktionen kan vara flexibel i 3 timmar och den behöver 24 timmar för att återhämta sig (Gils, 2014).

Massaproduktionen har låga rörliga kostnader genom att lasten flyttas till senare tidsperioder och de därmed inte förlorar några intäkter från minskad produktion. Lagringskostnaderna består av högre underhållskostnader för frätstenarna. För industrier i Tyskland är kostnaden ca 12 - 15 €/kW i utrustning för att styra processen och mindre än 10€/MWh i lagring. De flesta massa- och pappersindustrier var vid intervjutillfället verksamma på spotmarknaden och några av dem på reservmarknaden enligt en undersökning som gjordes 2014 (Alterbeck, 2014). I Sverige kommer vissa massa- och pappersindustrier att börja minska förbrukning när priset når 1000 SEK/MWh enligt intervjuer med några få massa- och pappersindustrier (Alterbeck, 2014). Kostnaden för nedreglering för massaproduktion är ca 200 €/MWh och den maximala förskjutningstiden är 2 timmar enligt en nordisk studie (Skytte, Bergaentzle, Fausto, & Gunkel, 2019).

I följande tabell visas den tekniska potentialen och begränsningarna för flexibilitet inom massa- och pappersindustri. Minskning och ökning visas som en procentandel jämfört med den installerade kapaciteten. I här fallet betyder det att en massa- och pappersindustri maximalt kan minska sin effektförbrukning med 80 % av installerad effekt under en och en halv timme. För att komma ikapp med produktionen kan sedan industrin köra på sin maximala kapacitet. Det är dock inte säkert när denna ökning kommer ske. Vid behov kan även massa- och pappersindustrin öka sin last med 20 % av installerad effekt. Notera att ökningen inte nödvändigtvis behöver ske i direkt anslutning till förbrukningsminskningen. Men det är sannolikt att ökningen kommer att inträffa inom 24 timmar efter minskningen för att fylla på lagren så att resursen åter har samma möjlighet att leverera flexibilitet. CAPEX är investeringskostnaden per installerad effekt för nödvändig utrustning och OPEX representerar här kostnaden för att ersätta det förlorade värdet av lasten, vilket är kostnaden för att återfylla lagring av massa. Då det saknas CAPEX kostnad i de svenska undersökningar som DNV GL tagit del av, antas de CAPEX- och OPEX-kostnader som anges i den tyska studien.

Tabell 3 Teknisk potential för flexibilitet inom massa- och pappersindustri

Typ av last	Flyttbar effekt		Uthållighet (h)	Återhämtning (h)	CAPEX (SEK/kW)	OPEX (SEK/kWh)
	Minskning	Ökning				
Massa- och pappersindustri	80 %	20 %	1.5	24	120 - 150	0.1

3.1.3.2 Stålindustrin

Ett energiintensivt sätt att framställa stål är genom att smälta skrotstål i en elektrisk ljusbågsugn. I denna process genereras värme av en ljusbåge eller induktion som startar smältning av metallskrot i ugnen. Även om denna process kan störas snabbt, kommer metallskrotet svalna och den totala smältprocessen kommer att behöva starta om ifall störningen överstiger 30 minuter (Paulus & Borggreffe, 2011). I samma studie visas att stålindustrier inte kan öka sin förbrukning på grund av hög utnyttjandegrad. Annan svensk forskning tyder på att stålindustrin kan minska förbrukningen ungefär 60% och att det finns cirka 10 % överkapacitet hos stålindustri (Alterbeck, 2014). Ytterligare en studie visar att stålindustrin kan flytta effekt om det är välplanerat och effektreduktionen inte överskrider 3 timmar (Esmailnadjad & Sundquist, 2014). I denna analys antas att bara effektreduktion är möjligt för stålindustrin då det kan vara svårt att koordinera stålproduktion med nätkapacitetsbrist och en uthållighet på 2 timmar.

Kostnadsnivån enligt branscher i Tyskland är mindre än 1€/kW för att investera i utrustning som kontrollerar processen och 2000€/MWh för värdet av förlorade produkter. Den rörliga kostnaden för stålindustrin skiljer sig helt beroende av olika tekniker och slutprodukter (Alterbeck, 2014). Mer detaljerade uppgifter om de rörliga kostnader som antagits presenteras i nästa avsnitt.

I följande tabell visas den tekniska potentialen och begränsningarna för flexibilitet inom stålindustri. Effektreduktion visas som en procentandel jämfört med den installerade kapaciteten. Detta är ett genomsnittsvärde för olika stålindustrier i Sverige. CAPEX är investeringskostnaden för nödvändig utrustning och OPEX representerar här det förlorade värdet av lasten, vilket är slutprodukten stål.

Tabell 4 Teknisk potential för flexibilitet inom stålindustri

Typ av last	Effektreduktion	Uthållighet (h)	CAPEX (SEK/kW)	OPEX (SEK/kWh)
Stålverk	60 %	2	< 10	1.5 - 60

3.1.3.3 Aluminiumelektrolys

Aluminiumelektrolys omvandlar aluminiumoxid till aluminium och syre genom en elektrolytisk process. Effektkraven för att aktivera elektrolysen och föra processen upp till rätt temperatur är betydande. Utnyttjandenivåerna varierar från cirka 95–98 % på årsbasis på grund av processens kapitalintensitet (Paulus & Borggreffe, 2011). Således faller aluminiumelektrolys i kategorin där minskning av förbrukning inte kan ersättas vid senare tillfälle. Därför anges endast resursens möjliga effektreduktion och ingen återhämtningstid. Enligt företrädare för industrin kan elektrolysens effektbehov minskas med upp till 25 % i 4 timmar innan processen riskerar att stanna upp. Även annan forskning bekräftar att aluminiumindustrin kan minska förbrukningen med 25 % under 4 timmar vid maximalt 40 gånger per år (Gils, 2014). I Tyskland marknadsförs redan dessa 25 % eller 277 MW som stödtjänst till frekvensreglering. Priset för att aktivera den kan vara så högt som 1000 €/MWh då värdet på en förlorad last bestäms av priset på aluminium och de tekniska riskerna med att destabilisera den elektrolytiska processen. Investeringskostnaden för att aluminiumelektrolysisprocessen ska vara flexibel är mindre än 1

€/kW i Tyskland. Enligt intervjuer med svenska branschrepresentanter är den rörliga kostnaden för att minska produktionen ca 800 - 1200 kr/MWh och andra tekniska begränsningar är i linje med resultaten från Tyskland (Mökander, 2014). Därför antar vi att aluminiumindustrin har följande begränsningar och kostnader:

Tabell 5 Teknisk potential för flexibilitet inom aluminiumindustri

Typ av last	Effektreduktion	Uthållighet (h)	CAPEX (SEK/kW)	OPEX (SEK/kWh)
Elektrolys (AL)	25 %	4	<10	0.8 - 1.2

3.1.3.4 Kemiindustri

En av de mest energiintensiva processerna i den kemiska industrin är kloralkaliprocessen. Det är en viktig metod för att framställa klorid som används vid framställning av plast. Processen kan styras omedelbart vilket gör att den passar att leverera flexibilitet (Mökander, 2014). Utnyttjandegraden i denna process varierar vanligtvis mellan 80 och 90 % för att säkerställa maximal avkastning av kapital (Paulus & Borggreffe, 2011). Belastningen av kloralkaliprocessen kan minskas med upp till 40 % under upp till 2 timmar (Paulus & Borggreffe, 2011). Enligt en intervju som tidigare gjorts med en representant från kemiindustrin i Sverige uppskattades 3000 kr/MWh som rätt prisnivå för kemiindustrierna för att minska belastningen under en timme eller med ett snittpris som stiger över 750 kr/MWh för över 12 timmar i rad (Alterbeck, 2014). I den här studien antar vi att en klorfabrik kan minska sin elförbrukning i 2 timmar och kostnaden är 3000 kr/MWh. Enligt en annan flexibilitetsstudie av elektrolysprocessen i Sverige beräknas den rörliga kostnaden vara 700 kr/MWh (Esmailnadjad & Sundquist, 2014). Processen tar minst 1 timme att rampa upp och ca 15 minuter att rampa ner (Esmailnadjad & Sundquist, 2014). Oljeproduktion kan också minska sin produktionstakt. Enligt en intervju med en representant för ett raffinaderi i Lysekil, skulle det vara möjligt att minska elförbrukningen till hälften (Alterbeck, 2014). Ingen teknisk begränsning gällande uthållighet finns angiven i studien. De ekonomiska förlusterna kan dock bli stora på grund av högt värde av slutprodukter. Förlusterna motsvarar 5 555 kr/MWh.

Även kemiindustrin hamnar i kategorin där minskningen av förbrukning inte kan ersättas senare p.g.a. dess redan höga utnyttjandegrad. Därför anges endast resursens möjliga effektreduktion och ingen återhämtningstid.

Följande antaganden av begränsningar och kostnader har gjorts för kemiindustrin:

Tabell 6 Teknisk potential för flexibilitet inom kemiindustri

Typ av last	Effektreduktion	Uthållighet (h)	CAPEX (SEK/kW)	OPEX (SEK/kWh)
Klorfabrik	40 %	2	<10	3
Raffinaderi	50 %	Ingen begränsning	<10	5.6

3.1.3.5 Cementindustri

Cementkvarnar krossar cementklinker som produceras i uppströmsprocesser och blandar detta med andra ingredienser som hårdgips. Det är en energikrävande process. Utnyttjandegraden är hög, runt 80 % (Paulus & Borggreffe, 2011). Cementkvarnar kan regleras på ett flexibelt sätt och inom några minuter (Nilsson, 2014). Lagringskapaciteten och beroendet av leveranskedjorna begränsar dock den flexibilitet som processen kan ge. Därför anses förbrukningen bara kunna minskas men inte flyttas. Kostnadsnivån

enligt industrier i Tyskland är cirka 15 - 18 €/kW i investeringsutrustning för att styra processen och cirka 400 - 1000 €/MWh på grund av produktionsförlusten. Det är tekniskt möjligt att flexibiliteten i cementfabriker aktiveras dagligen (Gils, 2014). Därför antas cementindustrin ha följande begränsningar och kostnader:

Tabell 7 Teknisk potential för flexibilitet inom cementindustri

Typ av last	Effektreduktion	Uthållighet (h)	CAPEX (SEK/kW)	OPEX (SEK/kWh)
Cement	40 %	2	150 - 180	4 - 10

3.1.3.6 Serverhall

Serverhallar är en av de industrierna som förutspås öka kraftigt i Sverige. Möjligheten för att flytta last för serverhallar ser olika ut beroende på verksamheten och på vilken beräkningsteknik de använder. För de anläggningar som inte använder tidkritiska beräkningar kan en stor andel av lasten flyttas, ca. 50 - 90 %. Det är osäkert vilka typer av serverhallar som kommer att finnas i Sverige. Därför är flexibilitetspotentialen i denna utredning baserad på stödsystem, d.v.s. ventilation och kyla. Enligt intervjuer med experter inom området uppskattas 10 % av belastningen från serverhallar kunna flyttas. Vi antar samma kostnad som för servicesektorn.

Tabell 8 Teknisk potential för flexibilitet inom serverhall

Typ av last	Flyttbar effekt	Uthållighet (h)	Återhämtning (h)	CAPEX (SEK/kW)	OPEX (SEK/kWh)
Serverhall	10 %	1	2	4250 -11130	0

3.1.3.7 Hybrit

För att minska stålindustrins utsläpp av koldioxid har SSAB, LKAB och Vattenfall inlett ett industriellt utvecklingsprojekt vid namnet Hybrit, för att utveckla en vätgasbaserad järnproduktion. Med en så kallad direktreduktion skulle vätgas kunna användas för att skilja järnet från syret, utan att använda kol (Jernkontoret, 2021). Elektrolysörer för att producera vätgas kan upp- eller nedreglera sin produktion fort, inom tidsintervallet sekunder till minuter (IRENA, 2019). Begränsningar för hur flexibel Hybrit kan vara är dess lagringskapacitet. Återhämtningstiden beror på hur stor överkapacitet som finns och kan utnyttjas för att producera vätgas. Enligt uppgift kan en stålindustri ha överkapacitet som motsvara 30 % av normal effekt, det vill säga att den normalt kör sina elektrolysörer på 77 % av sin installerat kapacitet och där de vid behov kan öka till fullkapacitet (Garney & Kennerland, 2020). Notera att återhämtningen inte nödvändigtvis behöver ske i direkt anslutning till förbrukningsminskningen. Det är osäkert hur stor Hybrits vätgaslagring kommer bli men vi antar att den kommer att räcka för minst ett dygns produktion utan användning av elektrolysörer. För att återfylla lagernivåerna behöver elektrolysörerna köra på fullkapacitet i ca 80 timmar. Vid vilken tidpunkt detta sker är dock öppet. Lagring antas komma att kunna fjärrstyras i framtiden, därför tar vi inte hänsyn till ytterligare CAPEX för att styra förbrukningen. CAPEX för vätgaslagring för komprimerat tryckkärl (compressed pressure vessel) är ungefär 7400 €/GJ (exklusive trycksättning) och OPEX är nästan 0 (Gerwen, Eijgelaar, & Bosma, 2019). Samma källa prognosticerar en effektivitet av elektrolysprocessen på 81 % år 2050, och enligt preliminära resultat i

en annan studie kan CAPEX minska till hälften i framtiden (Penev, Rustagi, Hunter, & Eichman, 2019), vilket motsvarar att kostnaden för lagring av vätgas per MW minskad effekt i elektrolysören är 3944 SEK/kW år 2050 (där vi antar att vätgaslager måste ha en kapacitet motsvarande full vätgasproduktion i ett dygn). Antagen teknisk potential för flexibilitet för Hybrit 2045 visas i tabellen nedan:

Tabell 9 Teknisk potential för flexibilitet inom Hybrit

Typ av last	Flyttbar effekt		Uthållighet (h)	Återhämtning (h)	CAPEX (SEK/kW)	OPEX (SEK/kWh)
	Minskning	Ökning				
Hybrit - lagring	77 %	23 %	24	80	3944	0

3.1.3.8 Industri med egenproduktion

Många industrier har en reservkraft för att säkerställa driftskontinuitet. För att inte riskera avbrott i produktionsprocessen antas en anläggning ha reservkraft och lagringsmöjlighet för att leverera flexibilitet. Detta beror på att anledningen till att industrin investerar i reservkraft är att skydda sin produktionskontinuitet. Därför tror vi att industrin bara är villiga att tillhandahålla flexibilitet till nätet om deras produktionslinje inte avbryts. Möjligheten för att minska förbrukningen i anläggningen begränsas av installerad kapacitet hos reservkraften och anläggningens lagringskapacitet. Reservkraft är 100 % flyttbar. Fabriker med egenproduktion kan minska från nätet och använda sin reservkraft eller lagring. Dessutom kan fabriker öka sin elförbrukning för att fylla på sina lager. Kostnaden, uthållighet och återhämtningsbehov beror på verksamhet och produktionsteknik och därför går det inte att ge några generella siffror.

Tabell 10 Teknisk potential för flexibilitet inom industri med egenproduktion

Typ av last	Flyttbar effekt
Industri med egen produktion	100 %

3.1.4 Transport

Hittills finns det tre olika typer av elfordon: batteridrivna, bränslecell och hybrid. Bränslecellsfordonet, eller hybrid i motor-generator-läge, kan endast ge uppreglering (urladdning), inte nedreglering (laddning av el) (Kempton & Tomic, 2004). Det finns elbilar för personligt bruk, kollektivtrafik och elfordon som används för kommersiellt bruk. I denna rapport beaktas endast flexibilitet från batteridrivna elbilar för personligt bruk, d.v.s. som kan vara flexibla i laddning och urladdning. Detta är på grund av den stora osäkerheten kring vilken elektrifieringsmetod som kommer att användas av andra transporter.

Elbilar kan ses som mobila batterier som kan vara flexibla i laddning (Grid-to-Vehicle, G2V) och urladdning (Vehicle-to-Grid, V2G) med många begränsningar. Laddning kan schemaläggas beroende på laddningskostnaden. Detta inkluderar kostnaden för el och nedbrytningskostnaden för battericellerna. Jämfört med flexibilitet från andra sektorer är flexibilitetspotentialen från varje bil liten, men den är flexibel både i tid och rum. Dessutom kan elbilen också ladda ut energin till nätet baserat på urladdningsprissignal och nedbrytningskostnad. Flexibiliteten från elbilar analyseras från aggregerad nivå snarare än för varje individ. Mer information om flexibilitetskvantiteten från elbilar presenteras i nästa kapitel.

De flesta personbilar laddas direkt via ett enfasigt eluttag med 3,7 kW (dvs. 16 A - enfas), även om både högre (upp till 7,4 kW) och lägre (1,7 kW) värden av maximal laddningseffekt har observerats.

Laddningen brukar ta några timmar (Aunedi & Woolf, 2015). Det är dock säkrare att ladda elbilar genom en laddbox. Laddboxen har vanligtvis en 3-fasig anslutning och laddningsprocessen är mer transparent och kontrollerbar. EU rekommenderar en laddtyp med högsta ström 63 A för 3-fas vilket motsvarar en laddningseffekt på 43 kW. DC-laddningsmetoden har högre laddningseffekt från 50 kW upp till 150 kW (Emobility, 2021).

G2V

Tekniskt begränsas flexibiliteten från elbilsladdning av energin i batteriet, placeringen av fordonen och användarnas beteende. Ett fordon kan bidra med flexibilitet till nätet när laddningen kan skjutas upp. En miniminivå av energi i batteriet bör dock garanteras som buffert. Därför är de bilar som har mycket låg batterinivå inte lämpliga för att skjuta upp laddningen. Den högsta effekten som kan flyttas under en timme begränsas av laddningssystemets kapacitet. Många bilar tillsammans gör det svårt att uppskatta deras förmåga att leverera flexibilitet. Detta beror på osäkerhet i antalet bilar som laddas vid dessa timmar, batteristatusen för bilarna under dessa timmar och förarens preferenser, till exempel längden på körsträcka som buffert. Den beräknade flexibiliteten från G2V har antagits utifrån kollektivets möjligheter och presenteras i avsnitt 3.2.4. Vi antar att elbilarnas laddningsschema har tagit hänsyn till den individuella elbilens batteristatus och laddningsbegränsningar. Uthållighet och återhämtningstid är inte relevant för en enskild elbil då man tittar på kollektivet varför det inte presenteras. Antagandet där är att 50 % av alla elbilar som laddas under samma timmar antas kunna flytta sin laddning till senare tillfället.

Kapitalkostnaden är kostnaden för automatiseringsenheten för att göra laddningen automatisk. Många laddningslösningar innehåller redan en sådan tjänst. Därför antas ingen CAPEX-kostnad för G2V-flexibilitet. Den rörliga kostnaden är försumbar eftersom ungefär motsvarande kostnad fås då bilen kommer att ladda vid ett annat tillfälle.

Tabell 11 Teknisk potential för flexibilitet inom G2V

Typ av last	Flyttbar effekt (%)	CAPEX (SEK/kW)	OPEX
G2V	50 %	0	0

V2G

Den effekt som en elbil kan ge begränsas av kapaciteten hos ledningarna och laddaren och den lagrade energin i battericellerna (Kempton & Tomic, 2004). Baserat på EU:s standardladdningsbox är anslutningsledningsgränsen 43 kW. Därför är det den laddningseffekt som begränsar effekten till nätet. Det är mängden energi som finns lagrad i batteriet som begränsar hur länge V2G kan ge effekt till nätet. Teoretiskt sett har alla bilar som är anslutna till elnätet och har tillräckligt med extra energi i batteriet utöver det som krävs för ägarens nästa resa eller har tillräckligt med tid för att återuppladda batteriet innan ägarens nästa resa möjlighet att laddas ur till nätet. Hur stor denna potential är blir p.g.a. all osäkerhet svårt att uppskatta. Därför uppskattas potentialen för V2G genom att laddning kommer att ske enligt elpriset. Laddningsschemat har tagit hänsyn till den individuella elbilens batteristatus och dess laddningsbegränsningar. Uthållighet och återhämtningstid för en enskild elbil är inte relevant då man tittar på kollektivet. Den beräknade flexibiliteten från V2G presenteras i nästa avsnitt. Flyttbar effekt för V2G är inte angivet i Tabell 12 eftersom det inte som för andra sektorer är förbrukning som flyttas i tid utan snarare en lagringstjänst.

Den rörliga kostnaden för V2G-service består av kostnaden för förlorad energi (förluster vid i- och urladdning) och nedbrytning på grund av extra användning för V2G. Nedbrytningen av batteriet är försumbar jämfört med den förlorade energikostnaden. Den tur- och retureffektivitet som laddning och urladdning har antas vara 88 %. Vi antar att alla bilar kommer att kunna ladda ur till nätet i framtiden därför anses ingen CAPEX för V2G. Den förlorade energikostnaden beror på det aktuella elpriset och laddnings-/urladdningseffektiviteten. Med en tur- och retureffektivitet på 88 %, blir den rörliga kostnaden för V2G-kostnaden för att ladda den extra energi som försvinner som förluster vid i- och urladdning. Det vill säga V2G-kostnaden blir 14 % x V2G energi x elpris vid laddning.

Tabell 12 Teknisk potential för flexibilitet inom V2G

Typ av last	CAPEX (SEK/kW)	OPEX
V2G	0	14 %

3.1.5 Batterilager

Batterilager är en flexibilitetsresurs som kan bidra till det framtida energisystemet genom att leverera flera olika nyttor på olika nivåer i systemet, bland annat för att hantera flaskhalsar i effektöverföring. De flesta batterilager som finns i Sverige idag är placerade bakom mätaren hos en slutkund (Wolf, Sandels, & Shepero, 2020). I Umeås elnät finns sedan 2016 ett Litium-Titan batteri (LTO) på 380 kW/118 kWh installerat i anslutning till en elbussladdare för elbussar med syfte att minska påverkan på elnätet under laddning. Vattenfall har nyligen byggt ett elnätsintegrerat litium-jonbatteri på 5 MW/20 MWh som ska bidra till att lösa kapacitetsbristen i Uppsala samt kunna användas för frekvensreglering. Anledningen till att de väljer att bygga ett batterilager istället för att bygga ut elnätet är att det går fortare att lösa problemet på det sättet än genom att bygga elnät och att det är mer flexibelt (Wolf, Sandels, & Shepero, 2020).

Kostnaden för batterisystem som används i nätet är relaterad till energi/effekt-förhållandet av batteriet. Det är svårt att förutse storleken på batterierna. Här antar vi att alla batterier har samma storlek, 10 MW/40 MWh, för att uppskatta den totala kostnaden. Enligt DNV:s interna data kostar ett batterisystem på ca. 10 MW/40 MWh runt 250 €/kWh. Kostnaden förutspås minska med 44 % år 2045 jämfört med 2020. OPEX står för 1.5 % av CAPEX per år exklusive förluster för i- och urladdning. Flyttbar effekt anges som 100 % då alla batterier antas tillgängliga för nätbehov.

Tabell 13 Teknisk potential för flexibilitet för batterilager

Typ av last	Flyttbar effekt (%)	Uthållighet (h)	Återhämtning (h)	CAPEX (SEK/kW)	OPEX (SEK/kWh)
Batterilager 2020	100 %	4	4	10300	5
Batterilager 2045	100 %	4	4	5794	3

3.2 Steg 2. Identifiera potential på elområdesnivå 2020 och 2045

I steg 2 kartläggs flexibilitetspotentialen i MW per elområdesnivå för år 2020 och 2045. Detta kommer att göras genom att de representativa flexibilitetsresurser som identifierades i steg 1 inkluderas enligt de nivåer som definieras av de tillhandahållna scenarierna. Aggregeringen kommer att ta hänsyn till flexibilitetsresursernas tillgänglighet och kommer därför resultera i en uppskattning av flexibilitetspotentialen vid flertalet skilda tidpunkter (timme för sommar och vinter). Vi antar att förändringen i teknik och elförbrukning för traditionell existerande industri samt hushåll/service är liten från år 2020 till 2045, d.v.s. samma potential som 2020 är antagen för 2045. Detta grundas dels på Svenska kraftnäts scenarier för elförbrukningen gällande traditionell industri, hushåll och service, dels på brist på data gällande teknikprognoser inom traditionell industri. Den största skillnaden mellan flexibilitetspotential 2020 och 2045 är ökad elförbrukning från elbilar, serverhallar, elektrifiering inom stålindustri och batterilager. Skillnaden i flexibilitetspotential mellan de olika scenarierna anges endast för dessa fall då övriga antas ha samma potential i båda fallen.

3.2.1 Hushåll

3.2.1.1 Uppvärmning

Fjärrvärme är fortsatt det vanligast uppvärmningssättet i flerbostadshus och lokaler i Sverige. För småhus är någon form av elvärme det vanligast uppvärmningssättet (Ny statistik över energianvändningen i småhus, 2020). Under 2018 användes 17 % av det totala svenska elbehovet (126 TWh) för uppvärmning, varav den största andelen (12 % av det totala elbehovet) gick till småhusbostäder (SFDs) (Herre, Behrouz, M.R., Wang, & Söder, 2021).

I detta projekt kommer vi att överväga endast SFDs värmeanordningar. Byggnader som byggs i olika decennium domineras av olika värmeanordningar. Baserad på antalet SFDs i olika byggår och procent av värmeanordningar i lika decennium i ref (Herre, Behrouz, M.R., Wang, & Söder, 2021), kommer vi fram till genomsnitt har 45 % av SFD:erna någon form av värmepumpar, 17 % av SFDs har någon form av direkt elektrisk uppvärmning och 16 % av SFDs har elektriska vattenpannor. Tabell 14 visar typisk installerad kapacitet för olika uppvärmningsmetoder. Eftersom rumsuppvärmningen och vattenuppvärmningen i många fall är integrerade antar vi att 25 % av värmeförbrukningen går till vattenuppvärmning.

Tabell 14 Installerad effekt för olika uppvärmningsmetoder avseende elområde

Uppvärmningsmetod per SFD	Installerad effekt [kW]			
	SE1	SE2	SE3	SE4
Värmepumpar	12	10	6	5
Direktverkande el	18	15	12	10
El. vattenburna	18	15	12	10

Förbrukningen för uppvärmning är starkt säsongsbetonad. Uppvärmningsbehovet under den kallaste veckan är ca 3 gånger högre än behovet under den varmaste veckan i Sverige (Zimmermann, 2009). D.v.s. endast 28 % av värmeanordningarnas elförbrukning under den kallaste veckan används under den varmaste veckan. Vi antar också att den genomsnittliga utnyttjandegraden av värmeanordningar under vinterveckan är 60 %. Förbrukningen för värmepumpar är relativt konstant under dagen. För

direktverkande el varier däremot förbrukning över dygnets timmar på grund av varierande utomhustemperatur. Vi antar 30 % mindre konsumtion kl. 12-15 vilket motsvarar de varma timmarna under en dag (Zimmermann, 2009). Förbrukningen för varmvattnefterfrågan kan antas relativt konstant. Den genomsnittliga utnyttjandegraden av varmvatten är 5 %. Med alla dessa antaganden kan vi uppskatta flexibiliteten för att minska förbrukning från uppvärmning. Enligt de begränsningar som antagits i Steg 1, kan en minskning pågå under 1 timme och sedan kommer förbrukningen öka. Man kan anta att den högsta utnyttjandegraden av luftuppvärmning under de följande 2 timmarna kommer att upp till 100 %. Det vill säga en ökning av förbrukning. Ökning från vattenuppvärmning kommer att vara samma som den aktiverat minskning varför det motsvarar en flyttbar effekt. I de flöjande tabellerna presenteras flexibilitetspotential för att minska elförbrukning för luftuppvärmning och vattenuppvärmning inom hushåll.

Tabell 15 Flexibilitetspotentialen - uppvärmning-luft inom hushållssektorn (MW)

Tidpunkt	Flyttbar effekt från uppvärmning (MW)				
	SE1	SE2	SE3	SE4	SUMMA
Vinter - mitt på dagen (kl. 12-15)	610	1311	2955	1235	6111
Vinter - övriga timmar	660	1417	3230	1349	6657
Sommar - mitt på dagen (kl. 12-15)	170	364	821	343	1698
Sommar - övriga timmar	183	394	897	375	1849

Tabell 16 Flexibilitetspotentialen - uppvärmning-vatten inom hushåll (MW)

	SE1	SE2	SE3	SE4	SUMMA
Flexibilitetspotentialen från uppvärmning (MW) – flyttbar effekt	11	24	54	22	111

3.2.1.2 Apparater för kylning av varor

Elbehovet av apparater för kylning av varor i privata hem beräknas vara med 10 % lägre under vintertid än på sommaren (Gils, 2014). Timprofilen är nästan platt för denna typ av apparater i Sverige (Zimmermann, 2009). Givet den årsförbrukning som kommer från apparater för kylning av varor i varje elområde (Skytte, Bergaentzle, Fausto, & Gunkel, 2019) kan vi uppskatta timförbrukningen under vintern och sommaren. Förbrukningen från apparater för kylning av varor kan minska med 100 % men det finns begränsningar gällande uthållighet och återhämtning. Apparater för kylning av varor behöver, på samma sätt som utrustning för uppvärmning, öka sin elförbrukning efter en minskning av förbrukningen. Ökningen under återhämtningstiden kommer att vara samma som den aktiverade minskningen.

Tabell 17 Energiförbrukning och flexibilitetspotentialen för hushållsapparater för kylning av varor

	SE1	SE2	SE3	SE4	SUMMA
Årlig energiförbrukning för hushållsapparater för kylning av varor (GWh)	114	234	1811	545	2704
Flexibilitetspotentialen på sommar (MW)	14	28	220	66	328
Flexibilitetspotentialen på vinter (MW)	13	26	200	60	298

3.2.1.3 Apparater för rengöring

Användandet av tvättmaskiner, torktumlare och diskmaskiner drivs främst av de dagliga rutinerna hos sina användare. Ref (Zimmermann, 2009) ger genom uppmätt timanvändning profiler för olika typer av dagar och typ av hushåll. Olika hushåll har olika dagliga rutiner, men i allmänhet, körs väldigt få maskiner i alla typer av hushåll mellan kl. 22 och kl. 05. Därför antar vi att det finns en andel apparater för rengöring som körs varje timme mellan kl. 05 och kl. 22. Användandet av tvättmaskiner, torktumlare och diskmaskiner drivs främst av de dagliga rutinerna hos sina användare. Ref (Zimmermann, 2009) ger genom uppmätt timanvändning profiler för olika typer av dagar och typ av hushåll. Olika hushåll har olika dagliga rutiner, men i allmänhet, körs väldigt få maskiner i alla typer av hushåll mellan kl. 22 och kl. 05. Därför antar vi att det finns en andel apparater för rengöring som körs varje timme mellan kl. 05 och kl. 22.

Tabell 18 Total energiförbrukning och flexibilitetspotentialen för hushållsapparater för rengöring

	SE1	SE2	SE3	SE4	SUMMA
Årlig energiförbrukning för hushållsapparater för rengöring (GWh)	76	155	1,170	357	1758
Flexibilitetspotentialen mellan kl. 5-22 (MW)	12	25	189	58	283

3.2.2 Service

Flexibilitetspotentialen hos laster inom service/tjänstesektorn beräknas utifrån deras årliga energiförbrukning. Ref (Skytte, Bergaentzle, Fausto, & Gunkel, 2019) står för den årliga energiförbrukningen i Sverige för varje elområde.

Tabell 19 Total energiförbrukning för studerade flexibla laster inom servicesektor

Typ av last	Total energiförbrukning [GWh]			
	SE1	SE2	SE3	SE4
Apparat för kylning av varor	62	139	1323	344
Ventilation och luftuppvärmning	226	508	4861	1264
Elektrisk varmvattenberedare	12	27	255	66

Förbrukningen hos tjänstesektorn har samma höglasttimmar/låglasttimmar. Timmarna med hög efterfrågan är mellan kl. 7 - 19. Och förhållandet mellan hög efterfrågan och låg efterfrågan är ca 135 % för apparater för kylning av varor och ca. 424 % för ventilation och varmvattenberedare.

Förbrukningsprofilen för ventilationsutrustning och varmvattenberedare skiljer sig även åt för vardag och helg. Den höga efterfrågan minskar med 46 % under helgen. Baserat på dessa observationer visas den aggregerade effekt som finns för flexibilitet från servicesektorn i följande tabeller.

Tabell 20 Flexibilitetspotentialen från apparater för kylning av varor inom servicesektor

Tidpunkt	Flexibilitetspotential [MW]				
	SE1	SE2	SE3	SE4	SUMMA
Höglasstimmor kl. 7-19	8	18	173	45	245
Låglasstimmor kl. 20-6	6	14	129	33	182

Tabell 21 Flexibilitetspotentialen från ventilation och luftuppvärmning inom servicesektor

Tidpunkt	Flexibilitetspotential [MW]				
	SE1	SE2	SE3	SE4	SUMMA
Höglasstimmor kl. 7-19, vardag	47	105	1007	262	1420
Låglasstimmor kl. 20-6, vardag	11	25	238	62	335
Höglasstimmor kl. 7-19, helg	25	57	547	142	772
Låglasstimmor kl. 20-6, helg	11	25	238	62	335

Tabell 22 Flexibilitetspotentialen från varmvattenberedare inom servicesektor

Tidpunkt	Flexibilitetspotential [MW]				
	SE1	SE2	SE3	SE4	SUMMA
Höglasstimmor kl. 7-19, vardag	2	6	53	14	75
Låglasstimmor kl. 20-6, vardag	1	1	12	3	18
Höglasstimmor kl. 7-19, helg	1	3	29	7	41
Låglasstimmor kl. 20-6, helg	1	1	12	3	18

3.2.3 Industri

Utgångspunkten för urvalet av förbrukare som ingår i studien är olika offentliga rapporter vilka identifierat urkopplingsbara och flyttbara industrilaster baserat på intervjuer genomförda med olika industrier.

3.2.3.1 Massa- och pappersindustri

Det finns totalt 8 pappersfabriker med mekanisk integrerad massaproduktion enligt Svenska Skogsindustriförbundet (Forestindustries, n.d.). Utöver dessa 8 finns även flera fabriker som använder en kemisk process för att producera massa. Den trend vi ser nu är att vissa pappersfabriker byter ut den mekaniska-processen mot kemisk. Enligt undersökningen i Steg 1, kommer en eventuell minskning i elförbrukningen från massa- och pappersindustrier ske i de mekaniska raffinaderierna. Elförbrukning kommer att kunna öka 20 % för att fylla på massalagring under återhämtningstiden. Potentialen att minska och öka belastningen visas i Tabell 23.

Tabell 23 Flexibilitetspotentialen inom massa- och pappersindustri

Typ av flexibilitet	Flexibilitetspotential [MW]				
	SE1	SE2	SE3	SE4	SUMMA
Flyttbar effekt	0	0	860	170	1030

På grund av att produktionsprocessen är mycket elintensiv i pappers- och massaproduktion står processelen för nära 100 % av den totala elanvändningen i bruken. Det gör att neddragningar i stödprocesser som uppvärmning, ventilation eller likande blir ointressanta att studera i sammanhanget (Alterbeck, 2014).

3.2.3.2 Stålindustrin

Den totala installerade kapaciteten inom stålindustrin är ca 280 MW och alla anläggningar är belägna i SE3. Enligt intervjuer med branschen bör en eventuell minskning av förbrukningen inte överstiga 2 timmar (Alterbeck, 2014). Flexibilitet inom stålindustrin kommer från att produktionen reduceras under ett par timmar. Därför blir det ingen ökning av förbrukningen efter bortkoppling. Kostnaden för stålindustrin beror på vilken teknik de använder och marknadspriset för stål varför kostnaden för de fabriker vars data funnits tillgängligt som därför ingår i studien presenteras i Tabell 25.

Notera att Hybrit omnämns i eget delkapitel 3.2.3.7.

Tabell 24 Flexibilitetspotentialen inom stålindustrin per elområde

Typ av flexibilitet	Flexibilitetspotential [MW]				
	SE1	SE2	SE3	SE4	SUMMA
Effektreduktion	0	0	180	0	180

Tabell 25 Flexibilitetspotentialen och kostnader inom stålindustrin

Stålindustrin	Vargön alloys	Ovako bars smed	Ovako bars Hofors	Outokumpu
Installerad kapacitet (MW)	55	80	70	105
Uthållighet (h)	2	2	2	2
Effektreduktion (MW)	50	30	50	50
OPEX (SEK/MWh)	800	1500 - 6000	1500 - 6000	60 000

3.2.3.3 Aluminium elektrolys

I Sverige producerar Kubal i Sundsvall primäraluminium, ca 130 000 ton/år. Årlig elförbrukning är cirka 1,83 TWh. För att producera 1 ton aluminium förbrukar fabriken 14,2 MWh el. Ca 6 MWh/ton är den teoretiskt lägsta energiinsatsen för att elektrolytiskt producera aluminium från oxid. Energin går åt till att

skilja syreatomerna från aluminiumatomerna i oxiden samt att värma smältan till 960° C (Svenskt aluminium, 2012). Vi antar att produktionen körs 80 % av tiden, den installerade kapaciteten uppskattas till 260 MW. Den tekniska potentialen från aluminium-elektrolysen i SE 3 blir med dessa antaganden, i kombination med antagandet att förbrukningen kan minskas med 25 %, vilket motsvarar 65 MW.

Tabell 26 Flexibilitetspotentialen inom aluminiumindustri

Typ av flexibilitet	Flexibilitetspotential [MW]				
	SE1	SE2	SE3	SE4	SUM
Effektreduktion	0	0	65	0	65

3.2.3.4 Kemiindustri

INEOS har en klorfabrik med ett maximalt effektbehov på 60 MW som kan växla mellan 50 % -100 % i produktionskapacitet utan tekniska eller ekonomiska komplikationer (Mökander, 2014). 50 MW av lasten går till elektrolysprocesserna i Stenungsund (SE 3), 30 MW av detta kan minskas med en rimlig kostnad (Mökander, 2014). Enligt en tidigare intervju kommer lastminskning att vara aktuellt om spotpriset når 750 kr/MWh under minst 12 timmar i sträck (Gils, 2014). Det konstateras att kostnaden för att aktivera INEOS förbrukningsreduktion en timme kommer vara 3000 kr/MWh. Därför är värdet på förlorad belastning antagen till ca 3000 kr/MWh.

Ett annat exempel på väldigt energiintensiva anläggningar inom den kemiska sektorn är oljeraffinaderier. Preems raffinaderi i Lysekil (SE 3) förädlar 11 miljarder ton råolja per år. Den förbrukar cirka 0,4 TWh el per år med en relativt stabil belastningsprofil och ett genomsnittligt effektbehov på 45 MW (Mökander, 2014). De processer som drivs av el är pumpning, komprimering, ventilering etc. Dessa processer kan flyttas under kortare tidsperioder eller ersättas av annan energikälla, till exempel gas. Det uppskattas att hälften av konsumtionen kan minskas under ett par timmar utan stora ekonomiska konsekvenser. Minimivärdet för den förlorade lasten är 5555kr/kWh (Alterbeck, 2014).

Tabell 27 Flexibilitetspotentialen inom kemiindustri

Typ av flexibilitet	Flexibilitetspotential (MW)		
	INEOS	Preemraff	SUM
Effektreduktion	30	30	65
OPEX (SEK/MWh)	3 000	5 555	

3.2.3.5 Cement

Antalet industrier av denna typ är begränsad och endast två cementfabriker finns etablerade i SE 3 (Global cement report, 2020). Den genomsnittliga flexibilitetspotentialen som teoretiskt finns inom cementindustrin är cirka 34 MW (Gils, 2014).

Tabell 28 Flexibilitetspotentialen inom cement

Typ av flexibilitet	Flexibilitetspotential (MW)	
	SE 3	SUM
Effektreduktion	34	34

3.2.3.6 Serverhallar

Serverhallar finns redan nu i Sverige och antalet förespås öka kraftigt enligt Svenska kraftnäts scenarier för 2045. Förbrukningen från serverhallar är relativt liten idag, varför dessa inte räknas in som flexibilitetsleverantör för 2020. Men år 2045 antas deras konsumtion ha ökat betydligt. Som diskuterades i steg 1 övervägas endast flexibiliteten från det omgivande systemet.

Tabell 29 Flexibilitetspotentialen från serverhallar

Scenario	Flexibilitetspotentialen (MW)- flyttbar effekt				
	SE1	SE2	SE3	SE4	SUM
2045 A	16	42	32	21	189
2045 B	11	30	31	7	79

3.2.3.7 Hybrit

Hybrit kommer att öka sin elförbrukning stegvis och kommer enligt Svenska kraftnäts scenarier för 2045 att öka kraftigt i Scenario A och i Scenario B kommer Hybrit att förbruka ca 26 % av den el som förbrukas i Scenario A. För att producera lika mycket stål som idag behöver elektrolysörernas installerade kapacitet vara 1233 MW (exklusiv överdimension) (Garney & Kennerland, 2020). Som vi diskuterade i steg 1 kommer vi bara att överväga flexibiliteten från lagringsmöjligheten hos Hybrit. Det betyder att Hybrit, under tillfällen av förbrukningsminskning som flexibilitetsresurs, kommer att använda sin vätagaslagring för produktion istället för att dra elen från nätet.

Tabell 30 Flexibilitetspotentialen inom Hybrit

Scenario	Flexibilitetspotentialen (MW) - flyttbar effekt	
	SE 1	SUM
2045 A	1 233	1 233
2045 B	326	326

3.2.3.8 Industri med egenproduktion

Inom projektet finns begränsad datatillgång från fabriker som har egenproduktion och lagringsmöjlighet. Den enda som vi har identifierat är inom kemiindustrin Borealis AB Stenungsund (SE 3), vilka har en reservkraft på 6 MW. Flexibilitetspotentialen beror på produktionsnivån vilket i sin tur beror på marknaden och orderingången. Enligt en tidigare intervju kommer lastminskningen att ske om spotpriset når 2000 kr/MWh under några timmar i sträck (Alterbeck, 2014). Därför är värdet på förlorad belastning ca 2000 kr/MWh.

Tabell 31 Flexibilitetspotentialen inom egenproduktion

Typ av flexibilitet	Flexibilitetspotentialen (MW)	
	SE 3	SUM
Flyttbar effekt	6	6
OPEX (SEK/MWh)	2 000	

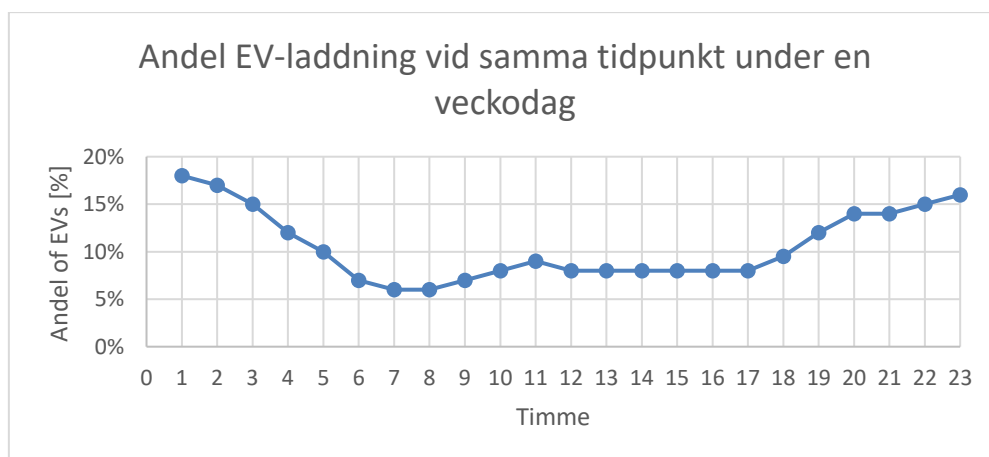
3.2.4 Transport

Enligt Elbilsstatistics (Elbilsstatistik, 2021) är antalet privata elbilar i nuläget:

Tabell 32 Antal privata elbilar i Sverige 2020

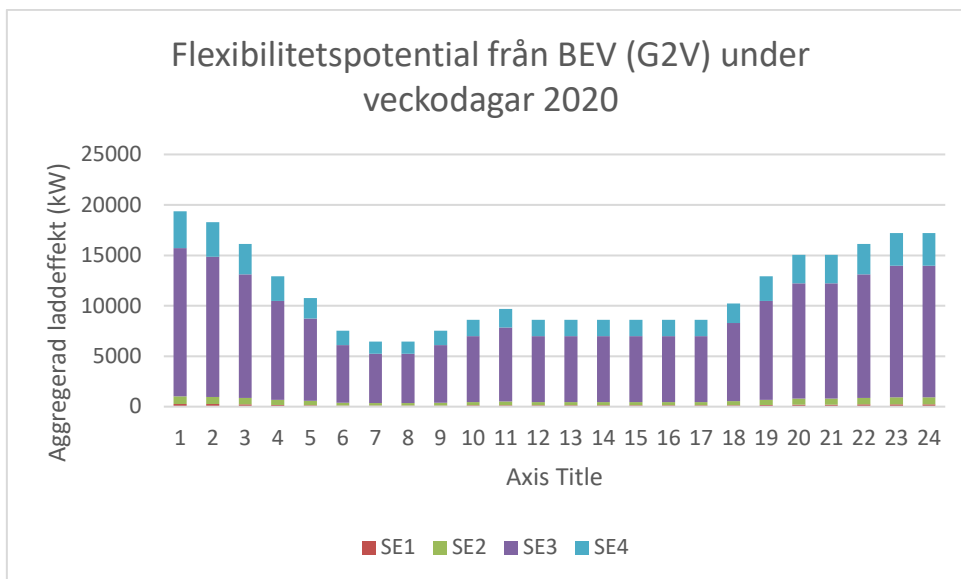
	SE1	SE2	SE3	SE4	SUM
Elbil (BEV)	802	2 296	44 103	10 947	58 148
Laddhybrid (PHEV)	1 556	4 458	85 613	21 250	112 877
Summa	2 358	6 754	129 716	32 197	171 025

De flesta av bilarna är hemma och anslutna mellan kl. 18 och kl. 06. Varje timme laddas några av de uppkopplade bilarna. Elbilarnas laddningsprofiler visar ett tydligt vardags- och helgmönster och tidskillnad (Aunedi & Woolf, 2015) (Herre L. D., 2019). Vi kommer att använda en härledd laddningsprofil för elbilar från Danmark på grund av brist på tillgängliga data om svenska användarladdningsprofiler. Siffran visar hur stor andel av elbilarna som laddar under en representativ arbetsdag 2016 (Marinelli, Thingvad, & Calearo, 2020).



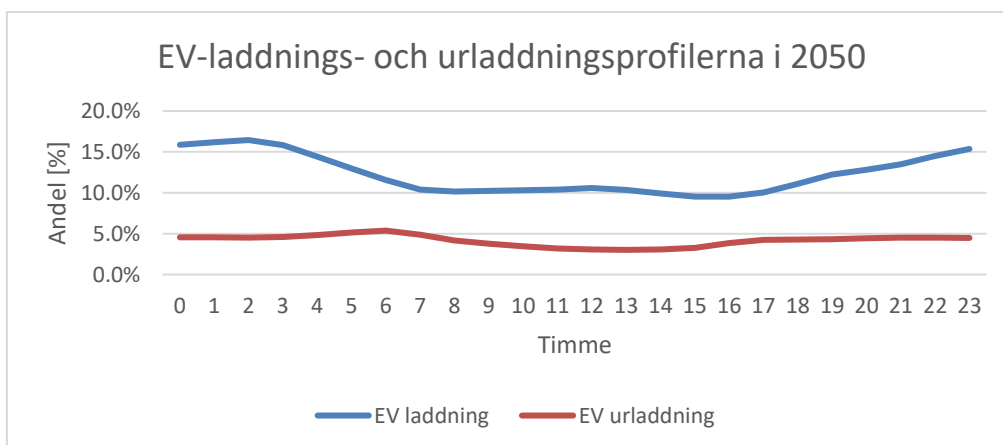
Figur 3 Andel EV-laddning under en veckodag 2016

Vi antar att hälften av bilarna som laddar kan skjuta upp sin laddning i en timme utan att skada bilbatteriet eller hamna på en lägre energinivå än vad som krävs som buffert gällande körsträcka. Genom att använda den genomsnittliga andelen av elbilarna som laddar i figuren ovan och anta att den genomsnittliga laddningseffekten för en ren elbil är 3.7 kW blir flexibilitetspotentialen för varje elområde på en vardag 2020 följande:



I slutet av 2019 var det knappt 20 000 av 100 000 laddbara fordon som hade stöd för V2G. Men denna funktionalitet används sällan (Power circle). Därför utgår vi från att potentialen för V2G 2020 är noll.

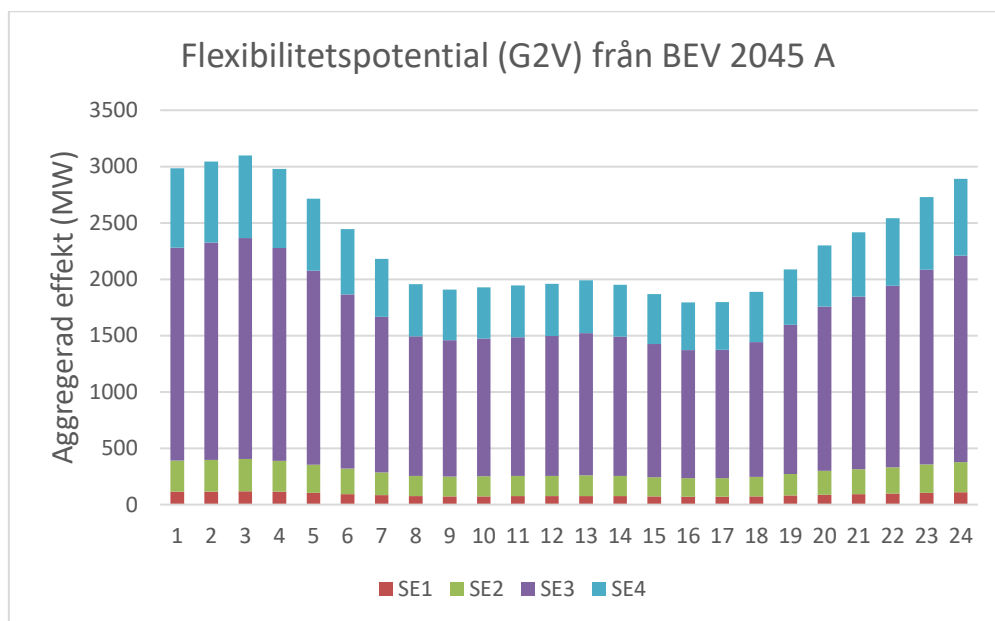
För år 2045 använder vi den optimala laddningsprofilen enligt en skandinavisk-tysk EV-studie. I studien optimeras elbils-laddningen och urladdningen för att minimera den totala generationskostnaden varje decennium fram till år 2050 (Taljegard, Göransson, Odenberger, & Johnsson, 2019). Antalet elbilar antas att öka med cirka 37 % fram till år 2050 i studien. På grund av endast 2050-talets data finns tillgängliga kommer vi att anta att dessa överensstämmer med laddningsprofilen för 2045. Då det endast skiljer 5 år och osäkerheten är relativt stor, bör detta vara ett rimligt antagande. Laddnings- och urladdningsprofilerna (hur stor andel av elbilarna som laddar och ladda ur) för en genomsnittlig dag 2050 visas i Figur 4.



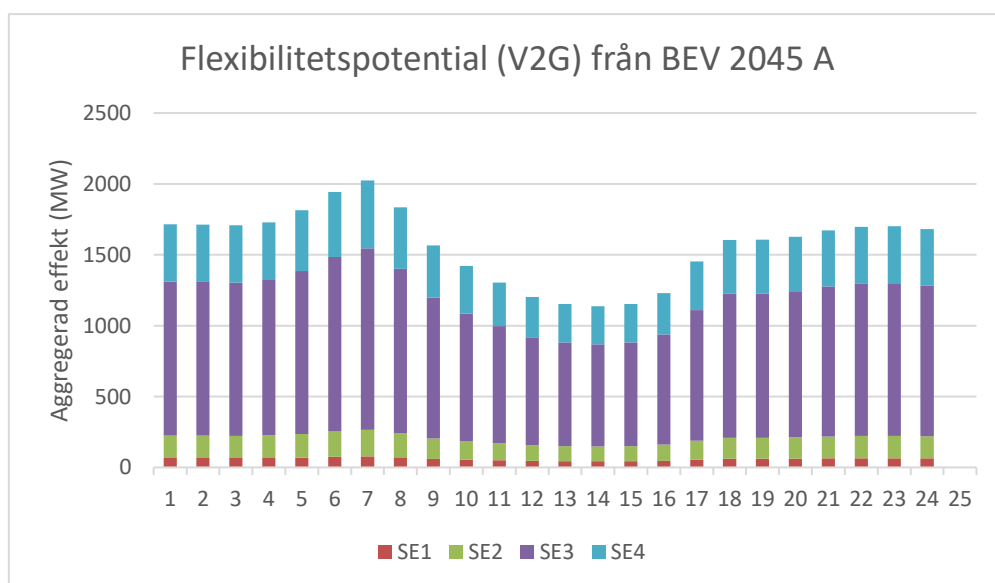
Figur 4 Laddnings- och urladdningsprofilerna för en genomsnittlig dag 2050

Vi utgår från att alla bilar kommer att vara elbilar i scenario 2045 A och att 80 % av alla elbilar är rena elbilar. I scenario 2045 B är antalet elbilar 25 % mindre än i scenario 2045 A. För båda scenarierna antas att 50 % av bilarna som laddas kan skjuta upp sin laddning i en timme. Laddnings-/urladdningseffekten antas vara 11 kW år 2045 på grund av ökad batterikapacitet och alla elfordon antas

ha funktionalitet för att laddas ur till nätet. Flexibilitetspotentialen för G2V och V2G i scenario 2045 A framgår av följande figurer.

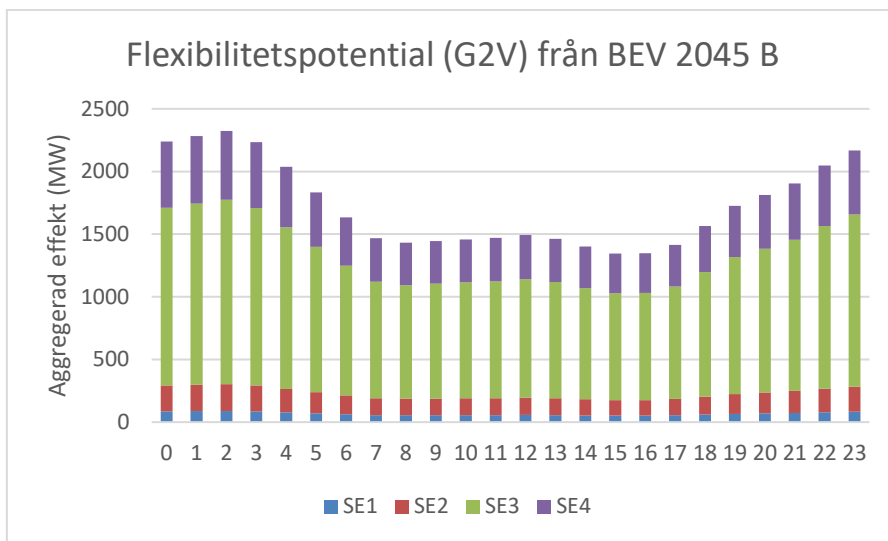


Figur 5 Flexibilitetspotential från G2V 2045 A

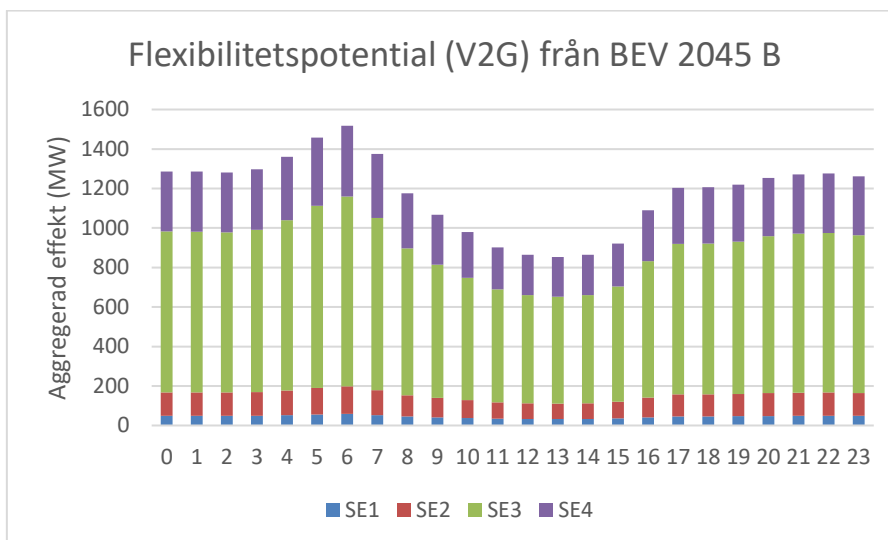


Figur 6 Flexibilitetspotential från V2G 2045 A

Flexibilitetspotentialen för G2V och V2G i scenario 2045 B framgår av följande figurer.



Figur 7 Flexibilitetspotential från G2V 2045 B



Figur 8 Flexibilitetspotential från V2G 2045 B

3.2.5 Batterilager

I detta projekt antar vi att med rätt prissignal kan alla batterier användas för ett behov i elnätet. Enligt de två av Svenska kraftnäts scenarier för år 2045 som studeras i detta projekt kommer installerad kapacitet för batterilager vara:

Tabell 33 Total installerad batteri i Sverige 2045

Scenario	Installerad kapacitet (MW)				
	SE1	SE2	SE3	SE4	SUM
2045 A	50	49	708	309	1116
2045 B	4	23	340	148	515

3.3 Sammanställning av flexibilitets potential och kostnad

En sammanställning av den antagna tekniska flexibilitetspotentialen för olika sektorer år 2020 och år 2045 presenteras i följande tabeller. Med teknisk flexibilitetspotential menas den maximala effekt som kan flyttas till andra tillfällen eller minskas med rätt incitament och teknik utan att förlora produkternas kvalitet eller resursägarnas komfort. För industrisektorn delas flexibilitetspotentialen upp i flyttbar effekt och effektreduktion, vilket motsvarar då den minskade förbrukningen inte ersätts vid ett annat tillfälle. För övriga sektorer är det bara flyttbar effekt som redovisas. Alla typer av last som analyseras i 3.2.3 sammanställs under respektive sektor. För Hushåll ingår flexibilitetsresurserna uppvärmning i vatten, i luft, kyl/frys och rengöring (tvätt och disk). Potentialen är framtagen för små hus. För Service ingår flexibilitetsresurser från lokalbyggnadernas ventilation, kyl/frys och uppvärmning av vatten. För industri redovisas summan för traditionella industrier och nya industrier. Med nya industrier menas de som bara finns i scenarierna för år 2045, d.v.s. Hybrid och serverhallar. För elbilar redovisas summan av V2G och G2V. Observera att flexibilitetspotentialen för elbilar skiljer sig för varje timme, varför denna potential redovisas som ett intervall.

Tabell 34 Nuvarande flexibilitetspotential (MW) för olika sektor i Sverige

Tidpunkt	Hushåll	Service	Elbilar	Industri lastflytt	Industri lastreduktion
Vinter (natt ³)	7066	534	8 - 19	1030	345
Vinter (morgon, kväll ⁴)	7350	1740	6 - 13	1030	345
Vinter (dag ⁵)	6804	1740	9	1030	345
Sommar (natt)	2288	534	8 - 19	1030	345
Sommar (morgon, kväll)	2571	1740	6 - 13	1030	345
Sommar (dag)	2420	1740	9	1030	345

³ Kl. 20:00 - 06:00

⁴ Kl. 07:00 - 11:00 och kl. 16:00 - 19:00

⁵ Kl. 12:00 - 15:00

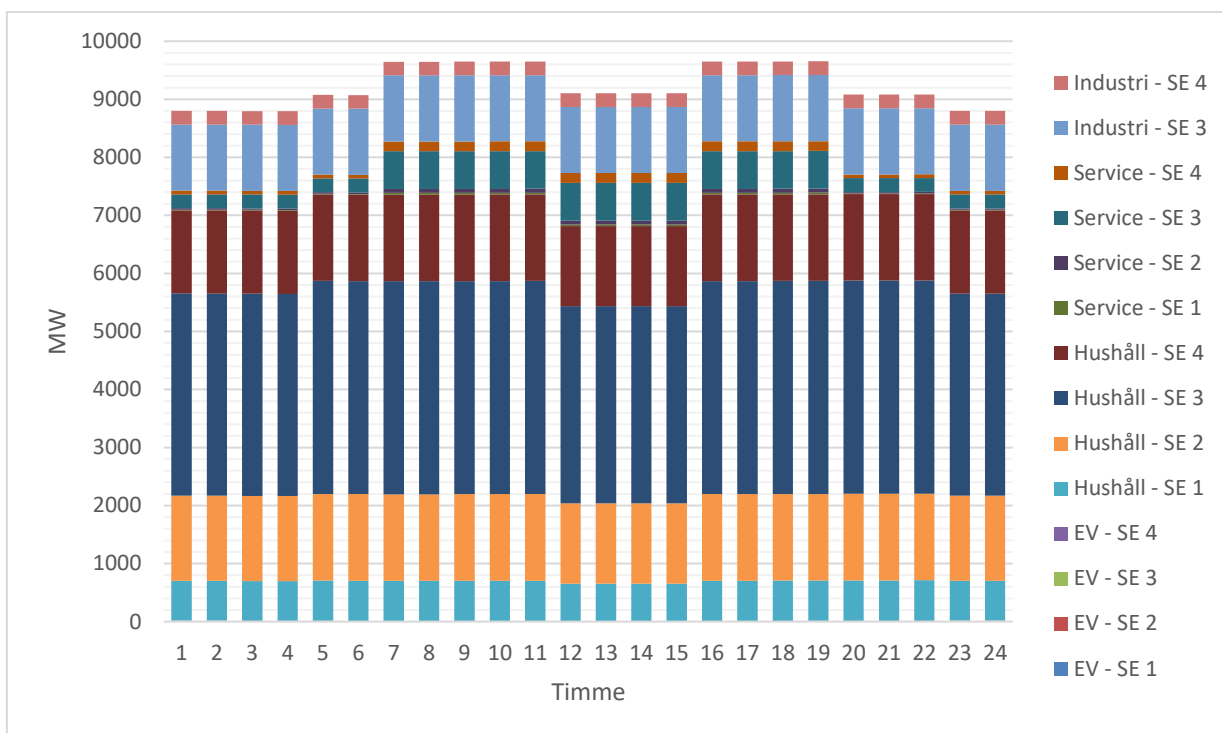
Tabell 35 Flexibilitetspotential (MW) för olika sektor i Sverige 2045 A

Tidpunkt	Hushåll	Service	Elbilar	Industri lastflytt	Industri lastreduktion	Batterilager
Vinter (natt)	7066	534	3926 - 4806	2373	345	1116
Vinter (morgon, kväll)	7350	1740	3024 - 4205	2373	345	1116
Vinter (dag)	6804	1740	3020 - 3250	2373	345	1116
Sommar (natt)	2288	534	3926 - 4806	2373	345	1116
Sommar (morgon, kväll)	2571	1740	3024 - 4205	2373	345	1116
Sommar (dag)	2420	1740	3020 - 3250	2373	345	1116

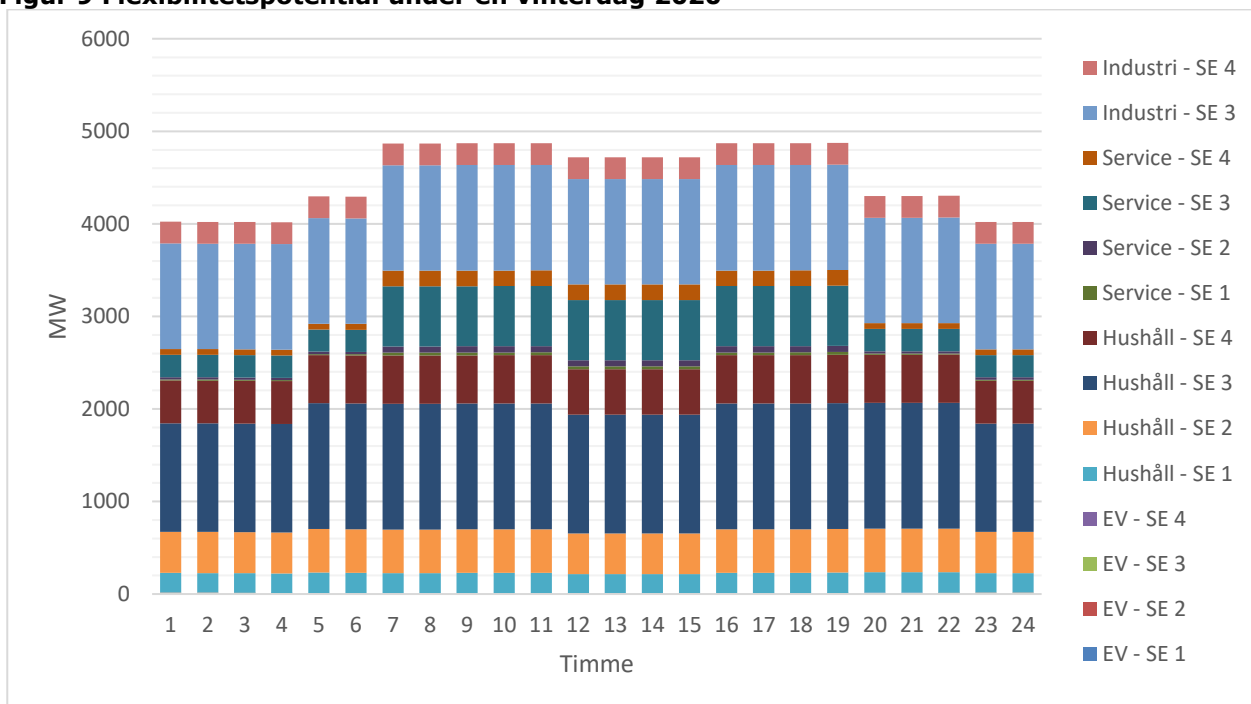
Tabell 36 Flexibilitetspotential (MW) för olika sektor i Sverige 2045 B

Tidpunkt	Hushåll	Service	Elbilar	Industri lastflytt	Industri lastreduktion	Batterilager
Vinter (natt)	7066	534	2944 - 3604	1435	345	515
Vinter (morgon, kväll)	7350	1740	2267 - 3153	1435	345	515
Vinter (dag)	6804	1740	2265 - 2372	1435	345	515
Sommar (natt)	2288	534	2944 - 3604	1435	345	515
Sommar (morgon, kväll)	2571	1740	2267 - 3153	1435	345	515
Sommar (dag)	2420	1740	2265 - 2372	1435	345	515

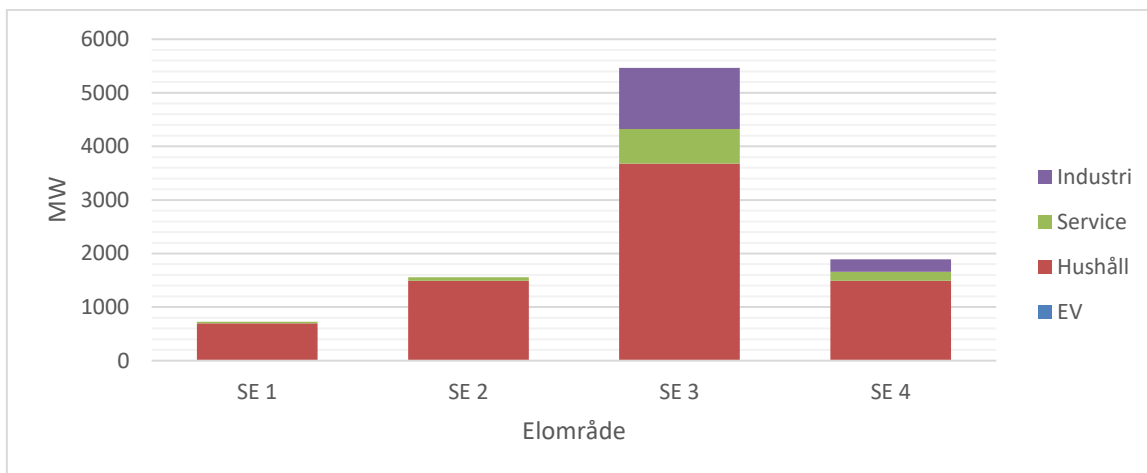
Flexibilitetspotentialen domineras år 2020, enligt de antaganden som gjorts, av hushållens flexibilitetsresurser. Flexibilitetspotentialen från industrin finns främst i SE 3 och det är ungefär en tredje del av potentialen från hushållen i SE 3. Flexibilitet från elbilar är nästan försumbar. Figur 9 och Figur 10 visar en sammanfattning av flexibilitetspotentialen från alla sektorer och alla elområden under en vinterdag och en sommardag 2020. Den största skillnaden i potential mellan vinter och sommar är elanvändningen för uppvärmning. Figur 11 visar en jämförelse av flexibilitetspotentialen per elområde klockan 08.00 en vintermorgon 2020, där flexibilitetspotentialen i område SE3 är klart störst.



Figur 9 Flexibilitetspotential under en vinterdag 2020

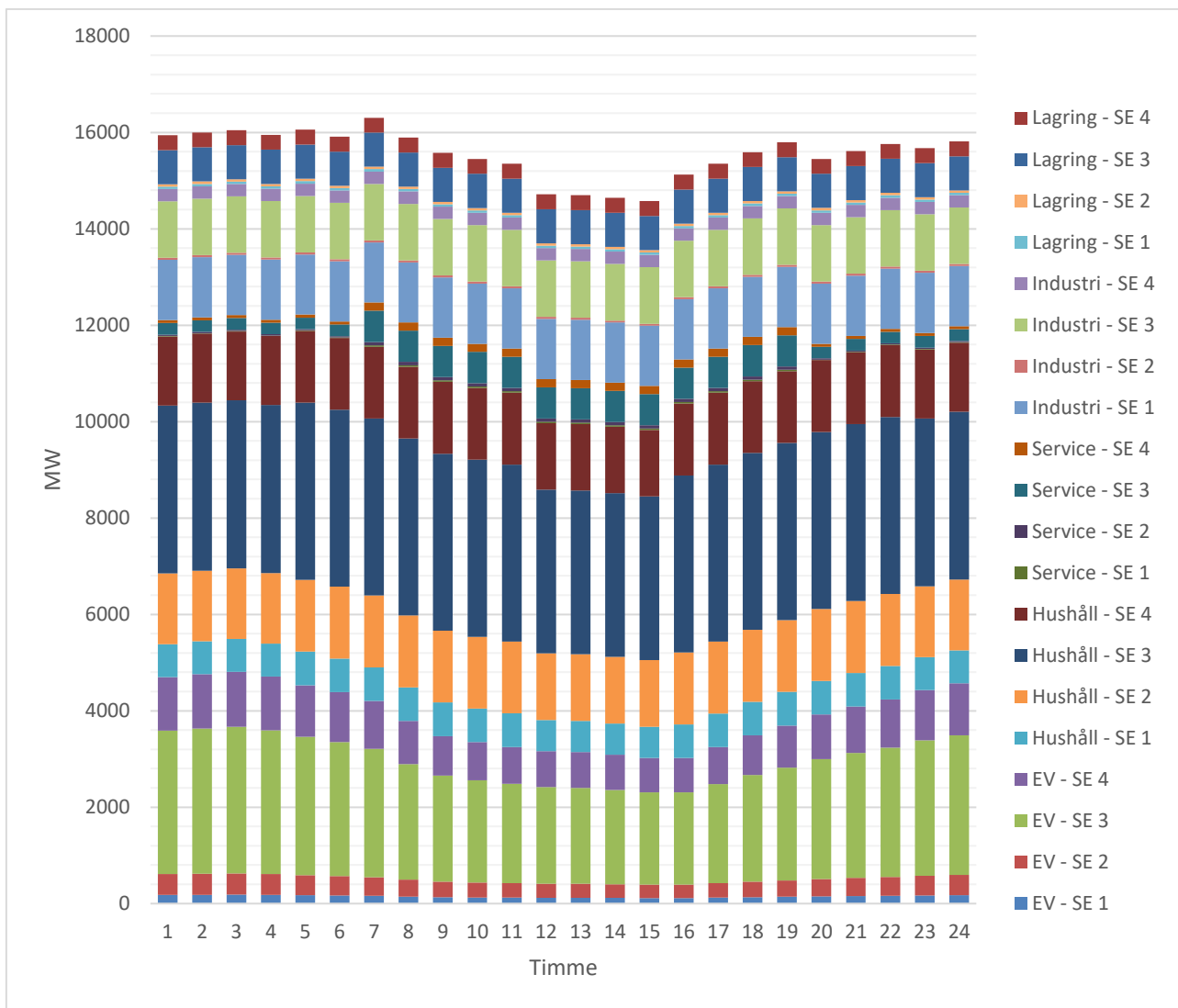


Figur 10 Flexibilitetspotential under en sommarkdag 2020

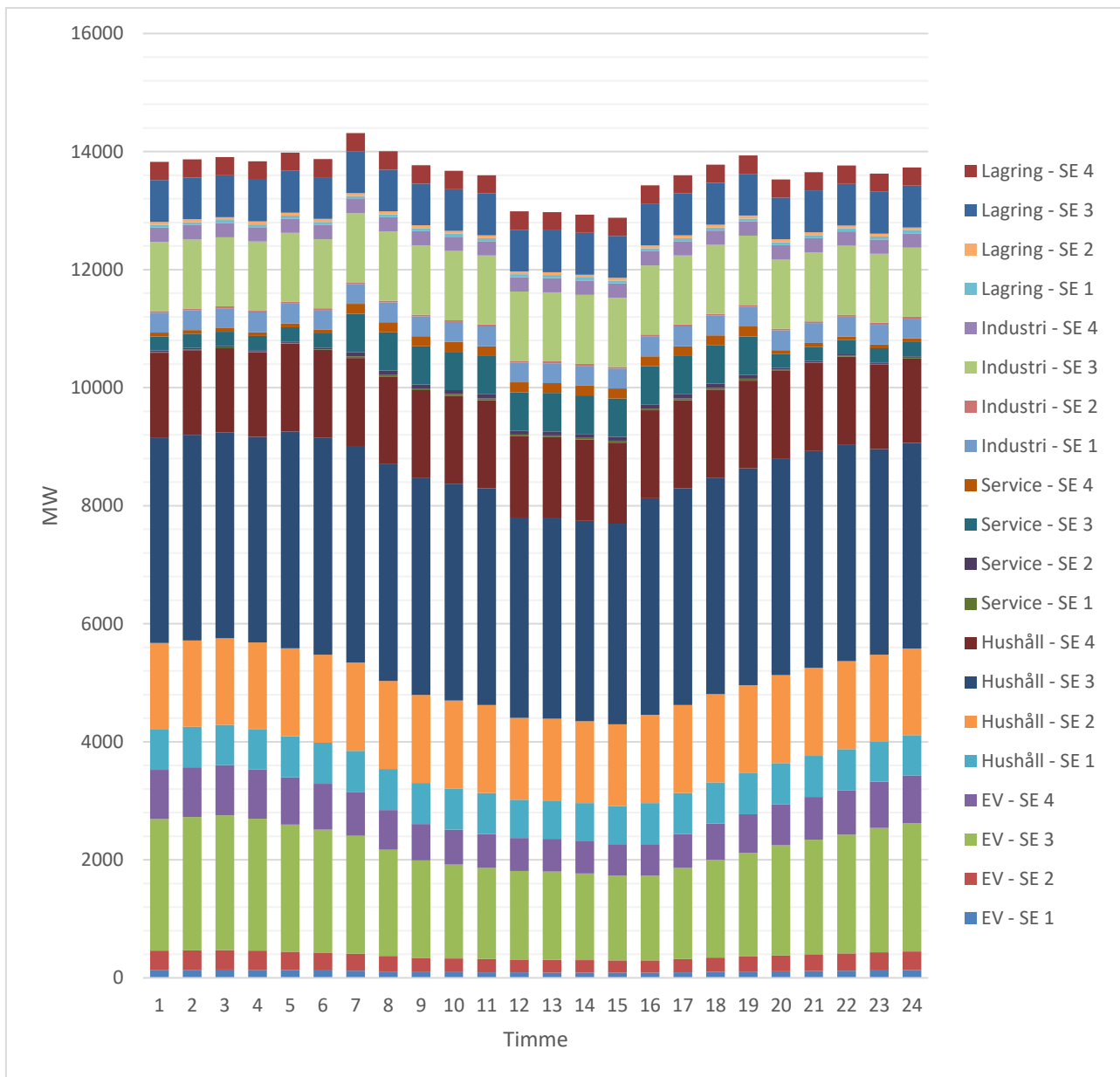


Figur 11 Flexibilitetspotential kl. 8 under en vinterdag 2020

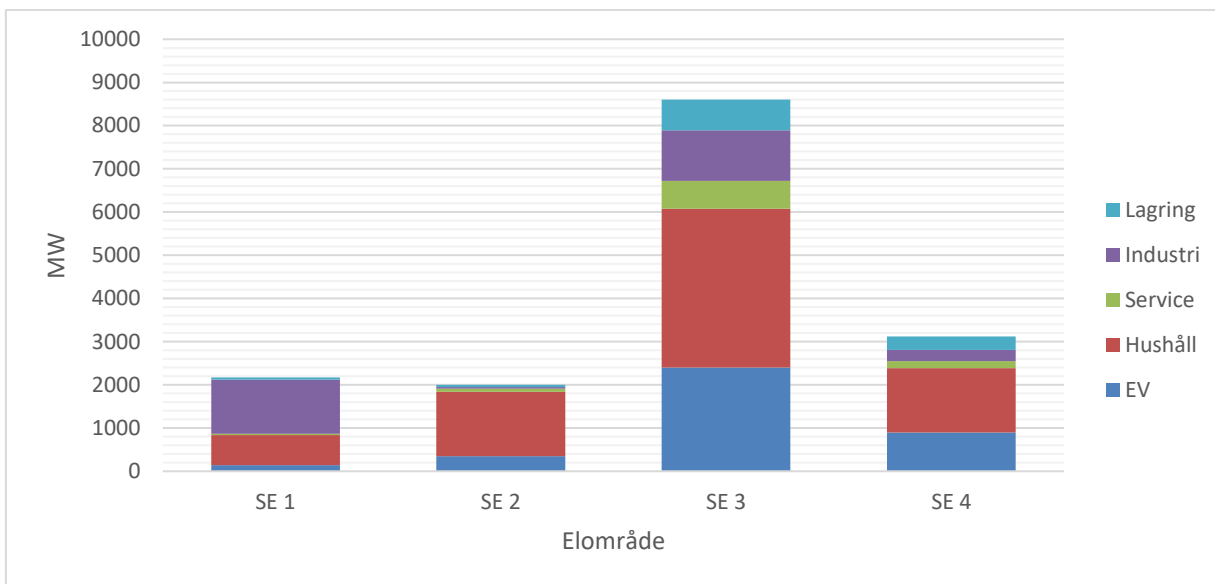
Flexibilitetspotentialen från hushåll kommer fortfarande att spela en viktig roll år 2045. Med ökningen av antalet elbilar och deras ökade smarthet kommer flexibiliteten från elbilar att få en större andel, särskilt i de befolkade områdena, SE 3 och SE 4. Tack vare elektrifieringen inom stålindustrin ökar flexibilitetspotentialen i SE 1 avsevärt. De största skillnaderna mellan scenario 2045 A och scenario 2045 B är att antalet elfordon, elektrifieringsnivån i Hybrit och den installerade batterikapaciteten. Figur 12 och Figur 13 visar en sammanfattning av flexibilitetspotentialen från alla sektorer och alla elområden under vintern 2045 för scenario A och B. I scenariot 2045 A har flexibilitetspotentialen under en vinterdag nära på fördubblats jämfört med 2020, medan 2045 B är lite lägre. Figur 14 och Figur 15 visar flexibilitetspotentialen klockan 8 en vintermorgon 2045 för scenario A och B. Elområde SE 3 har fortfarande klart högst flexibilitetspotential även 2045. Figur 16 och Figur 17 visar en sammanfattning av flexibilitetspotentialen från alla sektorer och alla elområden under sommarn 2045 för scenario A och B. Den största skillnaden i potential mellan vinter och sommar är elanvändningen för uppvärmning.



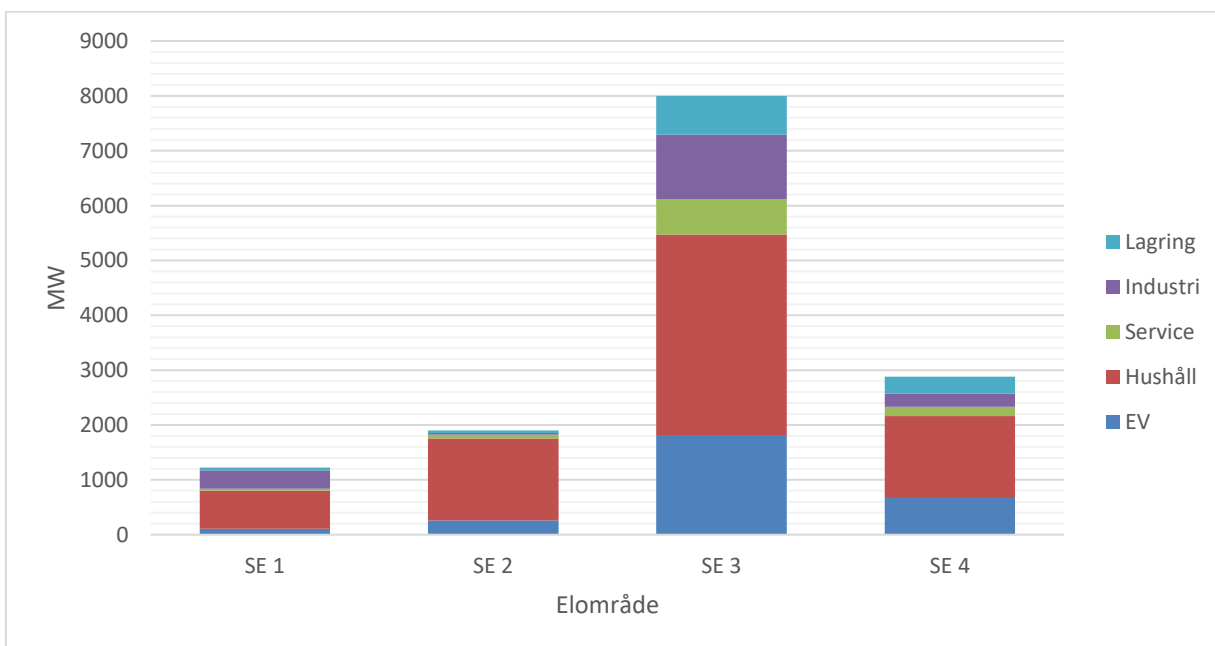
Figur 12 Flexibilitetspotential under en vinterdag 2045 A



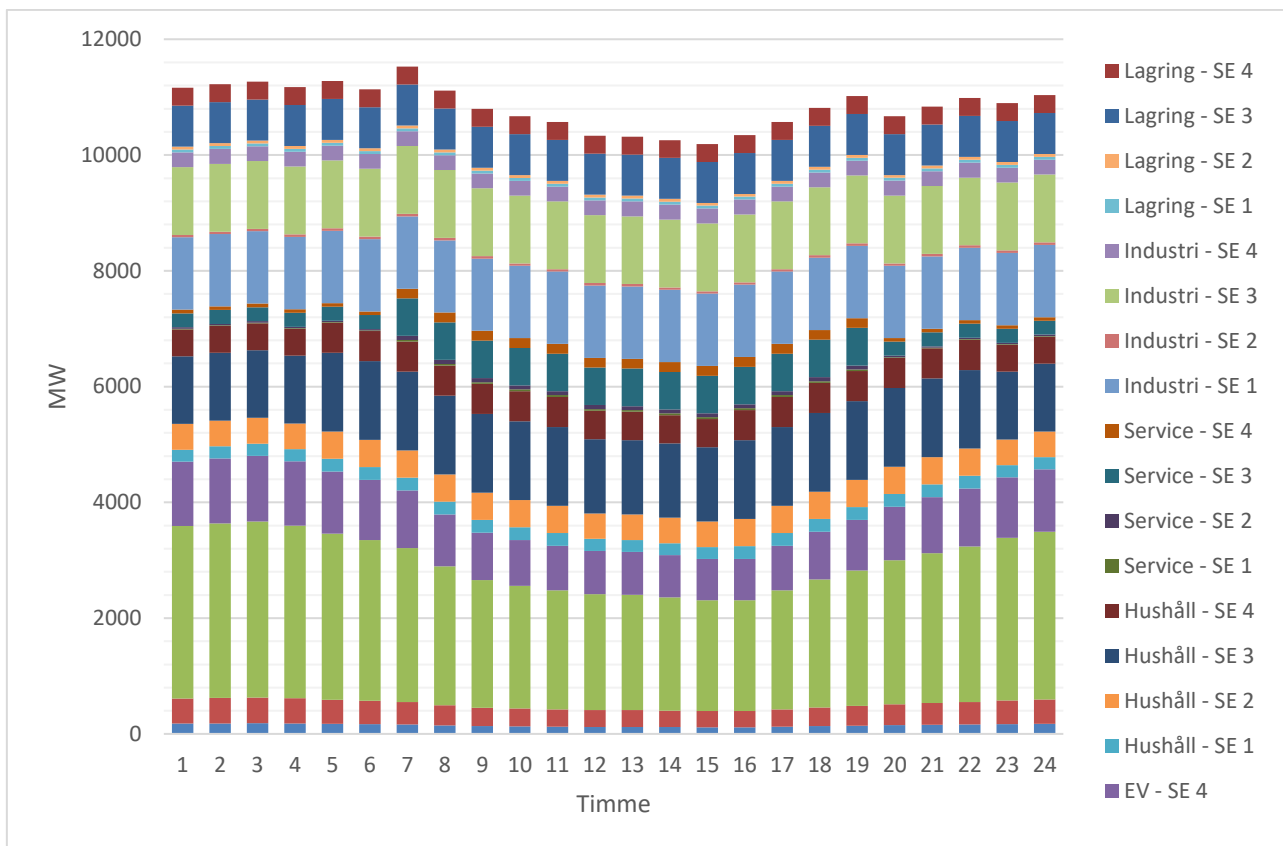
Figur 13 Flexibilitetspotential under en vinterdag 2045 B



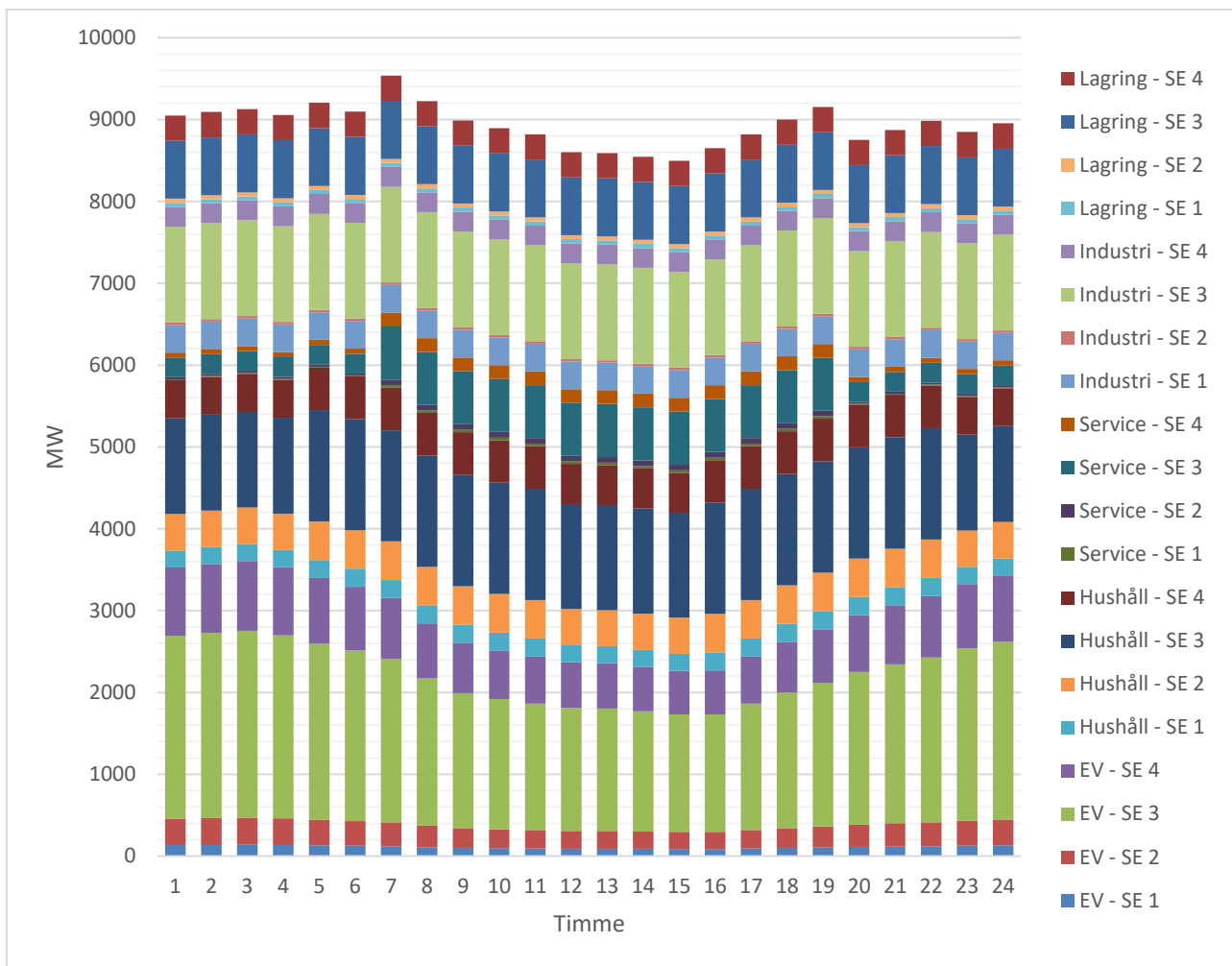
Figur 14 Flexibilitetspotential kl. 8 under en vinterdag 2045 A



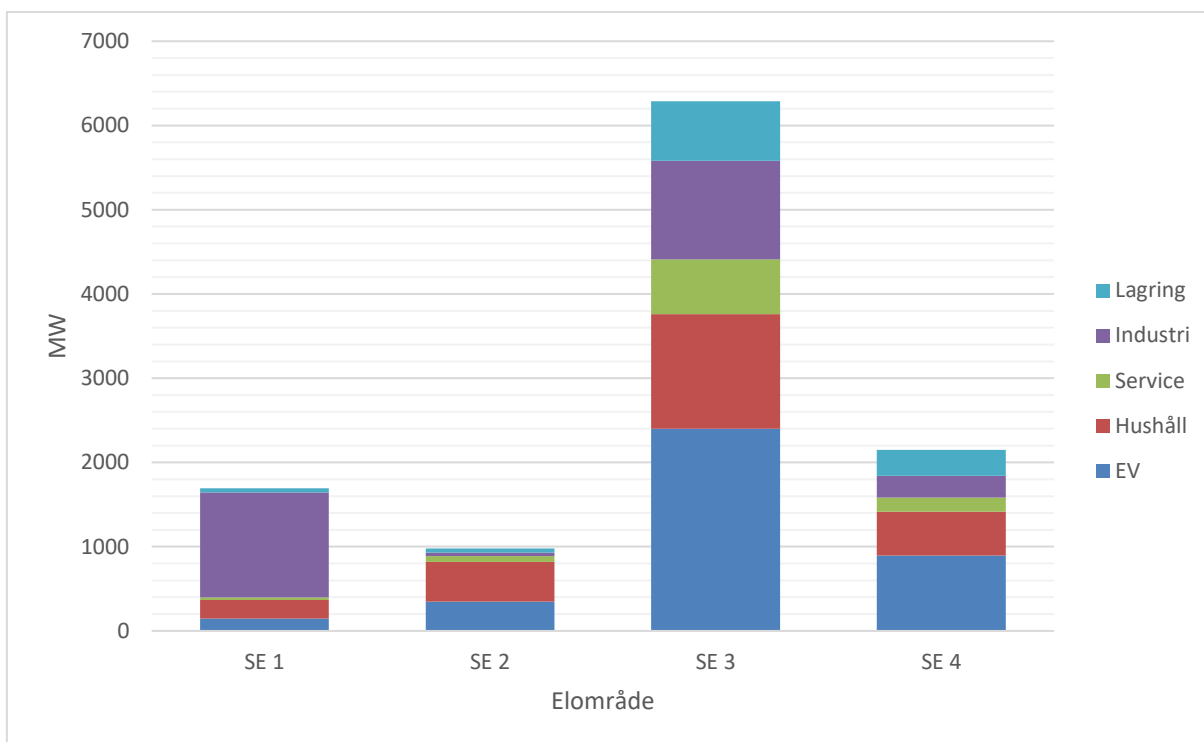
Figur 15 Flexibilitetspotential kl.8 under en vinterdag 2045 B



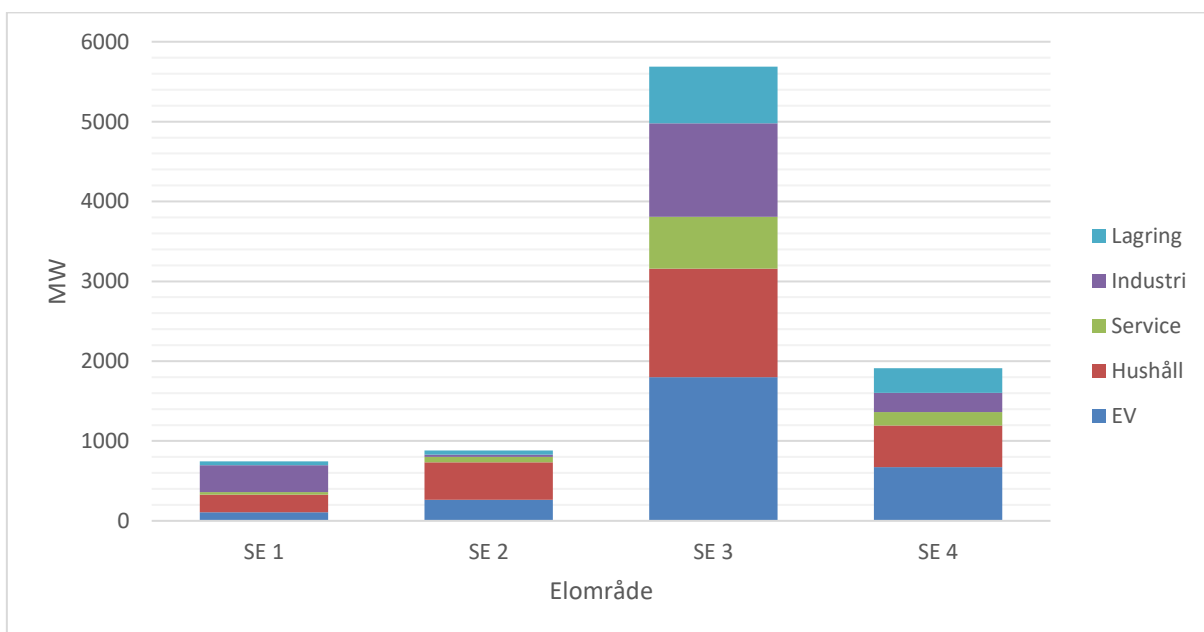
Figur 16 Flexibilitetspotential under en sommardag 2045 A



Figur 17 Flexibilitetspotential under en sommardag 2045 B



Figur 18 Flexibilitetspotential kl. 8 under en sommardag 2045 A

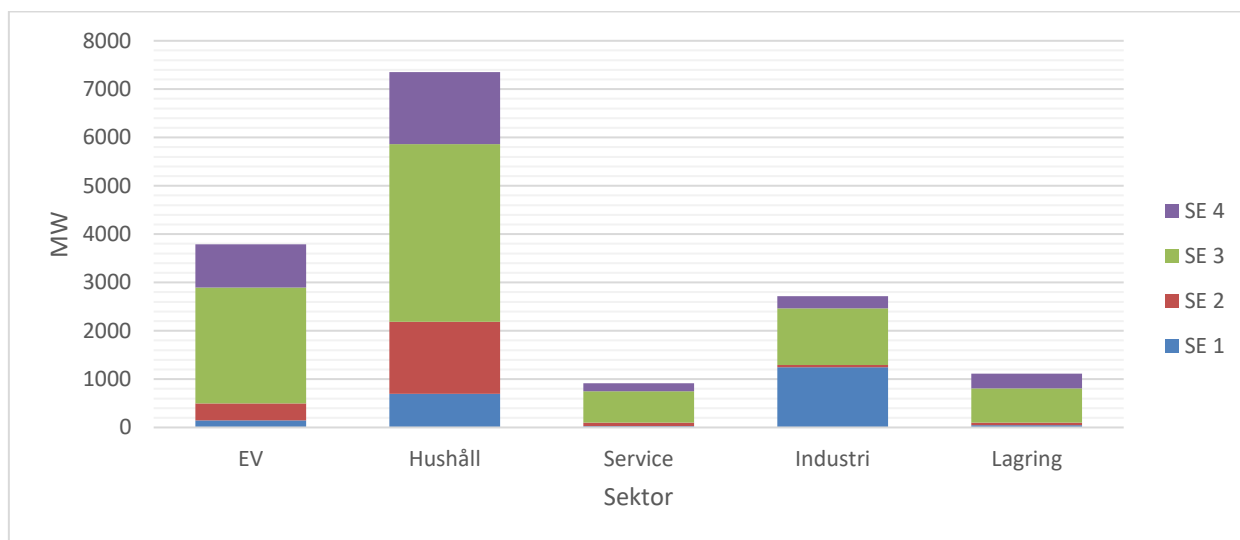


Figur 19 Flexibilitetspotential kl. 8 under en sommardag 2045 B

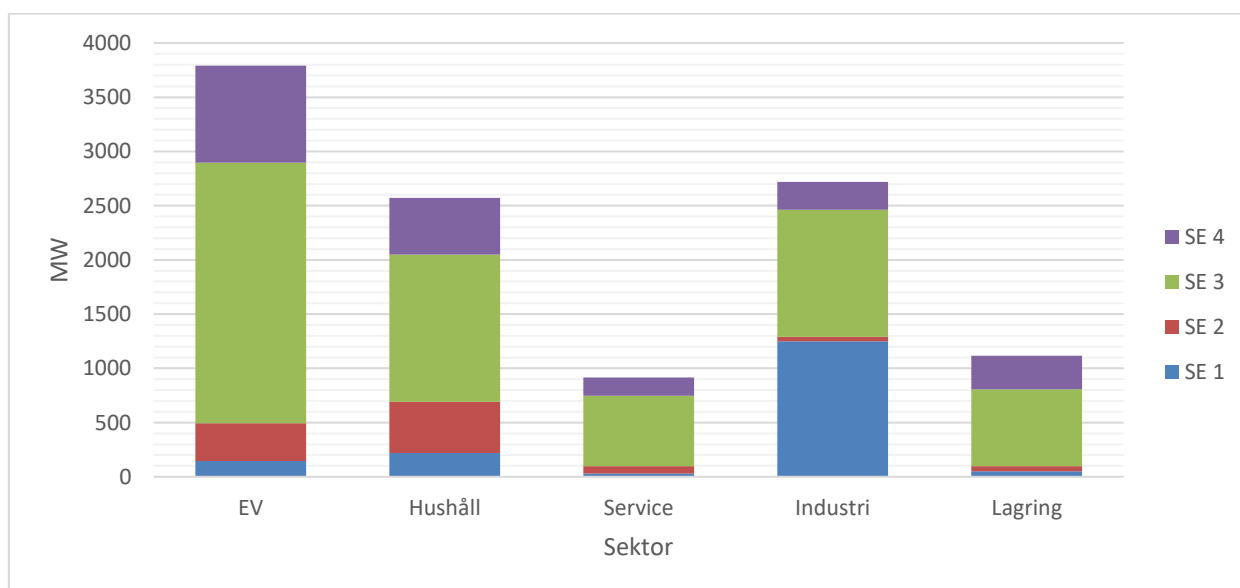
Den sektorn som har störst flexibilitetspotential är hushåll på vinter och EV på sommar i 2045, ser figur nedan. Detta resultat skiljer sig stort mot de gissningar som gavs under workshopen kring vilken sektor som antog ha störst flexibilitetspotential 2045. Workshopens deltagare trodde då främst på potentialen inom industrin och hos energilagrar.

Det måste dock understrykas att detta projekt endast sammanställt den tekniska potentialen och kostnaderna för att rent tekniskt göra det möjligt att kunna aktivera flexibiliteten. Hur mycket effekt som ägarna till flexibilitetsresurserna är beredda att erbjuda beror på i vilken omfattning köparna av flexibiliteten är beredda att täcka dessa kostnader och stödda aggregatorer och andra intressenter att utveckla hållbara affärsmodeller för flexibilitet exempelvis i termer av långsiktiga kontrakt för tillgänglighet. Detta är viktiga komponenter i en bedömning av hur tillgängliga flexibilitetsresurserna i praktiken kommer att vara.

Hur framtida marknadsmodeller kommer vara konstruerade kommer få en stor påverkan vilka flexibilitetsresurser som i praktiken kommer finnas tillgängliga och till vilket pris.



Figur 20 Flexibilitetspotential kl. 8 under en vinterdag 2045 A per sektor



Figur 21 Flexibilitetspotential kl. 8 under en sommardag 2045 A per sektor

En sammanställning av kostnad, uthållighet och återhämtningstid för olika flexibilitetsresurser visas i tabell. För industri som endast har möjlighet till effektreducering anges ingen återhämtningstid. Notera att det CAPEX som presenteras i Tabell 37 är CAPEX per år med antagande om 10 % ränta på grund av hög osäkerhet. För de flesta investeringar gällande flexibilitet har vi antagit 10 års livstid förutom för batterier där vi har antagit 20 års livstid och för vätgaslagring har vi antagit 30 års livstid.

Kostnadsminskning år 2045 har tagits hänsyn till vid beräkning av kostnad för batteri och vätgaslagring. Data för Hybrit är inte relevant för 2020. För andra flexibilitetsresurser har ingen likande information (rapporter) påträffats under arbetet därför presenterar Tabell 37 kostnadsdata för övriga resurser för 2020.

Tabell 37 Sammanfattning av kostnad och tekniska begränsningar för flexibilitetsresurser

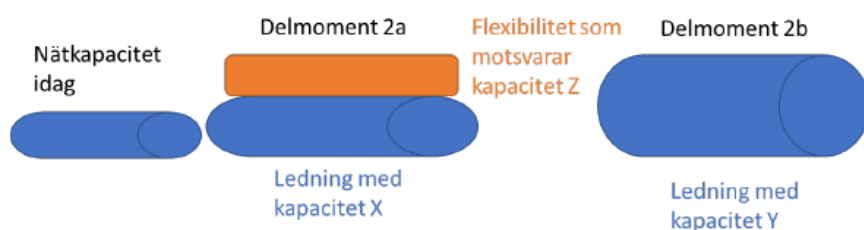
Sektor	Typ av last	CAPEX per år (SEK/kW,år)	OPEX (SEK/kWh)	Uthållighet (h)	Återhämtning (h)
Hushåll	Uppvärmning-luft	31	0	1	2
Hushåll	Uppvärmning-vatten	9	0	12	12
Hushåll	Kyl/frys	33	0	1	2
Hushåll	Tvätt/disk	9	0	7	-
Service	Kyl/frys	1660	0	1	2
Service	Ventilation	1269	0	1	2
Service	El. vattenberedare	220	0	12	12
Industri	Massa- och pappersindustri	22	0.1	1.5	24
Industri	Stålverk	1	30.8	2	-
Industri	Aluminium	1	1.0	4	-
Industri	Klorfabrik	1	3.0	2	-
Industri	Raffinaderi	1	5.6	-	-
Industri	Cement	27	7.1	2	-
Industri	Serverhallar	1269	0.0	1	2
Industri	Egenproduktion	0	2.0	2	-
Industri	Hybrit - lagring	418	0.0	24	72
EV	G2V	0	0	1	-
EV	V2G	0	14 %	1	-
Lagring	Batteri 2020*	1210	5	4	4
Lagring	Batteri 2045*	681	3	4	4

*CAPEX (SEK/kW) omräknat från SEK/kWh till SEK/kW baserad på antagen batteristorlek 10 MW/40MWh.

4 DELMOMENT 2: ANALYS PÅ NÄTNIVÅ

Huvuduppgiften med Delmoment 2 Analys på Nätnivå, är att undersöka om ett smartare elnät har potential att minska fasta och rörliga kostnader associerade med att överföra el på distributionsnätet, givet den kundsammansättning och de överföringsmönster som förväntas råda år 2045.

Detta undersöks genom att för olika referensnät göra en kostnadsjämförelse mellan att lösa kapacitetsutmaningar år 2045 med hjälp av flexibilitetsresurser, alternativt genom investeringar i nätkapacitet via renodlad nätförstärkning. En övergripande bild på den metod som följs i kostnadsjämförelsen i nätanalysen med ett exempel för en ledning visas i Figur 22.



Figur 22: Alternativa lösningar för lösa den framtida kapacitetsbristen i en ledning.

Ett steg för att observera kapacitetsutmaningarna år 2045 är att ta fram framtida förbrukning och produktionsprofiler baserat på: Svenska kraftnäts scenarier för år 2045, verkliga förbrukningsprofiler från kunder, väderdata, uppskattad kundsammansättning, antaganden om hur många av kunder som har elbilar, etc. Förbruknings- och produktionsprofilerna för varje kund används sedan i elnätsmodellerna för de olika referensnäten, där man får ut effektflöden och spänningsvärden för olika noder av kraftsystemet.

Nätförstärkningar med renodlad nätförstärkning görs via principen "fit-and-forget" efter det dimensionerande fallet, där anläggningsdelar dimensioneras efter det största identifierade kapacitetsbehovet och för att bibehålla god spänningskvalitet⁶. Exempelvis kan det för ett förbrukningsdominerat nät innebära att nätkomponenter dimensioneras efter den högsta belastning då förbrukningen är hög i förhållande till produktionen under vintertid, och för ett produktionsdominerat nät då produktionen från vind och solkraft är hög i förhållande till förbrukningen under sommartid. Val av nätkomponenter och kostnad tas direkt från Ei:s normvärdeslista för elnät (Energimarknadsinspektionen, 2020) och årlig kostnad beräknas med rekommenderad kalkylperiod och diskonteringsränta från Ei:s rapport 2018:06 (Energimarknadsinspektionen, 2018) .

Metoden som innebär att lösa kapacitetsutmaningar genom flexibilitetsresurser utgår från den tekniska potentialen och kostnaderna som identifieras i Delmoment 1: Analys på Elområdesnivå. Informationen används för att identifiera tillgängliga flexibilitetsresurser och uppskatta kapital- och driftkostnader för de flexibilitetsresurser som krävs för att möta kapacitetsbehovet år 2045 och bibehålla spänningskvalitet.

Genom simuleringar med referensnäten kommer förändringen i kapacitetsbehovet i gränspunkten till det överliggande nätet också att identifieras. För gränspunkten till transmissionsnät kan detta indikera hur kapacitetsbehovet från transmissionsnät minskar på grund av den ökade flexibiliteten i lokalnät och regionnät.

⁶ Notera att nätförstärkning enligt principen "fit-and-forget" efter det dimensionerande fallet kan skilja sig från hur nätägare i Sverige vanligtvis dimensionerar sina nät. Genom diskussioner med nätägare uppmärksammas bland annat principen att välja standardkomponenter, före komponenter som mer optimalt uppfyller det uppskattade kapacitetsbehovet.

4.1 Antaganden och begränsningar i nätanalysen

I nätanalysen antas det i ett första steg att referensnäten med dess nuvarande dimensionering för år 2020 används utan modifikation år 2045. Detta för att sedan identifiera de åtgärder som behövs för att möta det framtida överföringsbehovet som råder år 2045, antingen är det åtgärder genom renodlad nätförstärkning eller åtgärder med flexibilitetsresurser.

I denna studie identifieras begränsningar i elnätet med avseende på termiska gränser i nätutrustning (begränsad kapacitet) och gränsöverskridning av långsamma spänningsnivåer. För termiska gränser anses åtgärder behövas om belastningen av en komponent överstiger 100 % av nominell kapacitet. De gränser för långsamma spänningsnivåer som antas i studien är 1.05 och 0.95 p.u. vilket är samma gränser som antas i Power Circle:s projekt 47410-1 (A. Wolf, 2020). Detta är strängare krav för god spänningskvalitet än de krav som anges i EIFS 2013:1, men detta motiveras av att denna studie endast tittar på en-timmes värden, medan gränserna för långsamma spänningsnivåer enligt EIFS 2013:1 är angivna för tiominutersvärden.

Åtgärder med renodlad nätförstärkning innebär att nätkomponenter ersätts av komponenter dimensionerade efter det överföringsbehov som förväntas uppstå år 2045. Detta motsvarar en nätplanerings- och driftsfilosofi som reflekterar fit-and-forget under antagande att den systemansvarige har full information om det behov som uppstår år 2045. Detta antagande kommer leda till att nätet med renodlad nätförstärkning har en förhållandevis hög nyttjandegrad år 2045, jämfört med om nätet hade planerats under osäkerhet. Vid planering under osäkerhet kan det antas att större marginaler används, vilket kan leda till överdimensionering och högre kostnader. Eftersom det i denna studie inte finns osäkerheter finns det därmed en risk att kostnadseffektiviteten genom renodlad nätförstärkning överskattas, vilket måste tas i beaktande när resultaten tolkas.

Åtgärder med flexibilitetsresurser innebär att eventuella problem med överbelastningar eller spänningskvalitet i nätet hanteras med flexibilitetstjänster. Endast i det fall flexibilitetsresurserna inte räcker till, kan nätförstärkingar genom renodlad nätutbyggnad användas i kombination med flexibilitetsresurser för att möta överföringsbehovet. Begränsningarna i denna approach måste också tas i hänsyn vid tolkning av resultaten.

Genom att uppskatta den totala kapitalkostnaden för varje referensnät år 2020 och sedan beräkna den utökade kostnaden för åtgärder genom renodlad nätförstärkning respektive nyttjande av flexibilitetsresurser kan en jämförelse göras mellan de två alternativen för nätinvesteringar. Kapitalkostnaderna har uppskattats enbart utifrån normvärdeslistan och bör därmed ses som en grov uppskattning. Driftskostnaderna, så som nätförluster associerade med ny nätkapacitet, anses vara marginella och bortses från i analysen. Vidare antas det i studien att behovet av utbyte av nätkomponenter på grund av ålder fram till år 2045 antas vara samma för båda fallen, oavsett om åtgärder sker med renodlad nätförstärkning eller med flexibilitetsresurser. Denna kostnad tar därmed ut varandra. Den totala kostnaden som beräknas blir därmed begränsad till kostnaden för det utökade kapacitetsbehovet.

Gällande referensnäten för landsbygd och tätort antas dessa vara generella och representativa för hela Sverige. Detta eftersom typnäten har tagits fram med hjälp av branschföreträdare och referensgrupper och bearbetats i flera EI-/Energiforsk projekt med syftet att vara representativa för landsbygd och tätort i Sverige. Förbruknings- och produktionsprofilerna för kunderna i dessa typnät har i denna studie också valts och anpassats för att vara representativa för generella kunder i Sverige. Gällande referensnätet för regionnät har detta baserats på ett sammanhängande regionnät som innefattar både produktion och förbrukning, vilket har anpassats för att motsvara ca 0.5 % av hela Sveriges produktionskapacitet och elanvändning. För att möjliggöra analysen av flexibilitetsresurser i regionnätet har inte en andel av hela

Sveriges industri antagits utan istället en specifik industri av typen massa- och pappersbruk vilket innebär att regionnätet i denna studie kan antas ligga i elområde SE3 eller SE4. Detta antagande för regionnätet bör tas i hänsyn vid tolkning av resultaten.

4.2 Svenska kraftnäts scenarier för år 2045

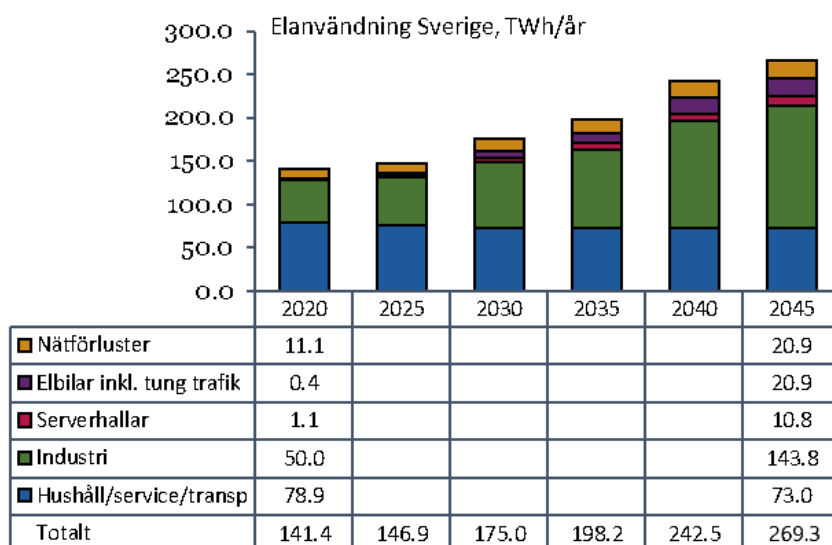
I denna studie har DNV GL fått ta del av Svenska kraftnäts preliminära data som uppskattar ett antal långsiktsscenarier för elsystemets utveckling fram till år 2050. För nätanalysen är studien begränsad till Svenska kraftnäts Scenario A och år 2045.

Scenario A innebär generellt en mycket kraftig elektrifiering av samhället vilket innebär en ökning av elanvändningen från 2020 års nivå på 141 TWh till ca 270 TWh år 2045. Gällande produktion antas det att förnybar produktion byggs ut i stor utsträckning medan termisk produktion hålls på en relativt låg nivå och kärnkraften antas vara fullt avvecklad. Den förnybara produktionen består år 2045 av en stor andel land- och havsbaserad vindkraftsproduktion och solkraftsproduktionen har ökat markant jämfört med dagens nivåer.

Tabell 38 Produktionskapacitet i Sverige för Scenario A fördelat på olika kraftslag. Notera: informationen är preliminär och under pågående uppdatering och bör därmed endast användas som en indikation på förändringen i Sveriges elanvändning.

Kraftslag, MW	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Vattenkraft	16 300					16 300
Kärnkraft	7 750					0
Vindkraft	9 450					51 677
Landbaserad	9 250					26 923
Havsbaserad	200					24 754
Solkraft	841					19 127
Övr. termisk	5 830					4 195

Inom förbrukning antas industrin genomgå en stor omställning till el och vätgas med en nästan trefaldig ökning av förbrukningen, från 50 TWh idag till ca 144 TWh år 2045. Serverhallar antas vara etablerade och använder år 2045 cirka 11 TWh per år. En omställning och elektrifiering har också skett i transportsektorn, inklusive tung trafik, där elanvändningen landar på cirka 21 TWh per år.



Figur 23 Elanvändning i Sverige för Scenario A över tid, fördelat på olika förbrukningskategorier. Notera: informationen är preliminär och under pågående uppdatering och bör därmed endast användas som en indikation på förändringen i Sveriges elanvändning.

4.3 Utveckling av referensnät

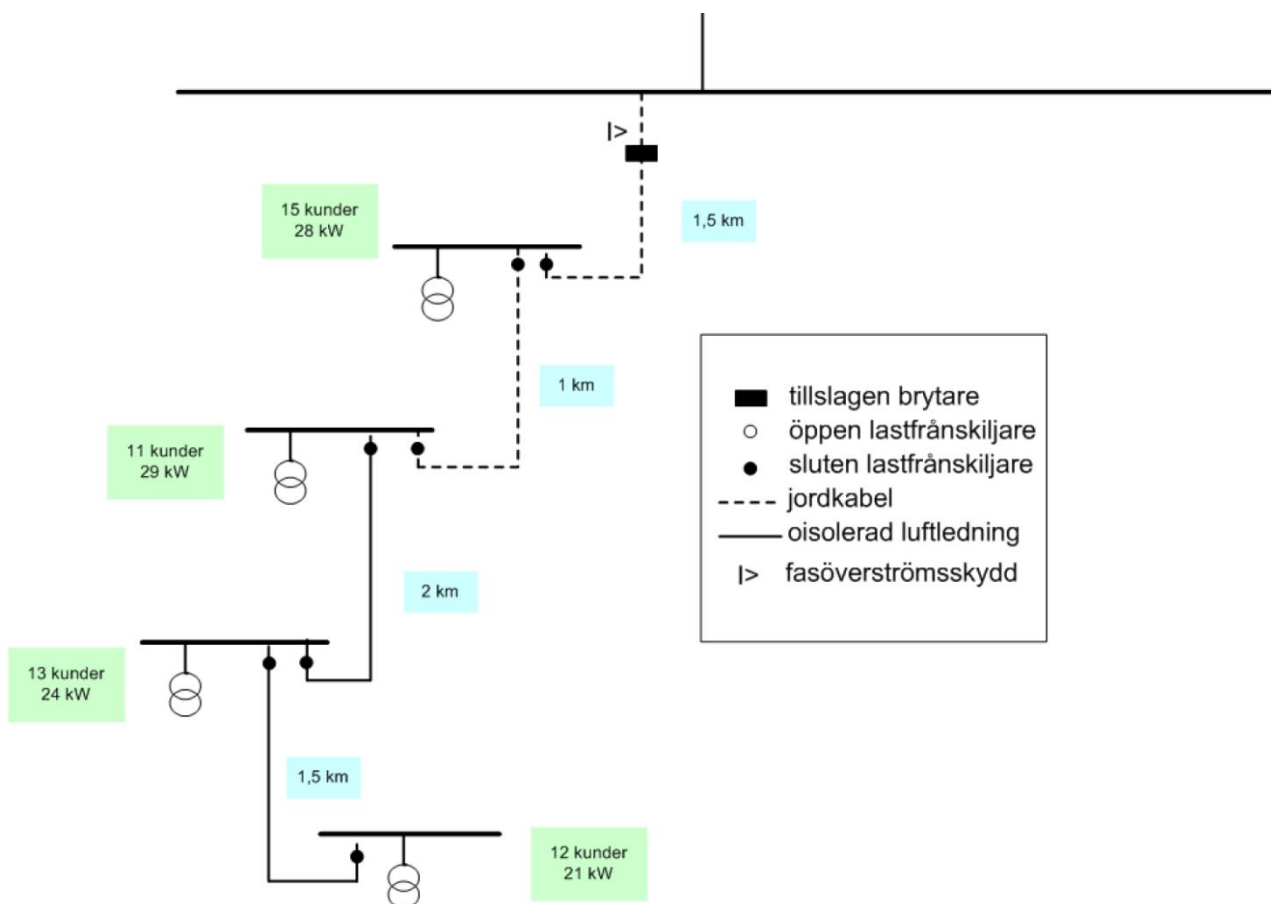
DNV GL använder sig av referensnät för distributionsnät representativa för landsbygd och tätort på 10 kV & 0.4 kV nivåer, samt ett referensnät för regionnät på 130 kV nivå.

Referensnäten för landsbygd och tätort på 10 kV-nivå är baserade på information och intervjuer med branschen som gjordes i samband med Energiforsk:s projekt 2016:274 (Lexholm, 2016) samt Elforsk rapport 08:42 Representativa testnät för svenska eldistributionsnät (Engblom & Ueda, 2008). För spänningsnivåer på 0.4 kV-nivå har referensnäten för landsbygd och tätort baserats på information från Energiforsk:s två projekt 2018:506 (Bollen M. , 2018) och 2018:539 (Bollen, Rönneberg, & Lennerhag, 2018). För regionnätet på 130 kV nivå har uppbyggnaden baserats på ett sammanhängande regionnät som i innefattar både produktion och förbrukning.

Ledningsdata och transformatordata som inte återfanns i ovanstående källor är baserad på tillgänglig information från tillverkare, exempelvis från kabeltillverkaren NKTs kraftkabelhandbok (NKT, 2015), Ei:s data för ledningar över 24 kV (Energimarknadsinspektionen, 2011) samt DNV GLs tidigare uppdrag där informationen är inhämtad direkt från kunder och projekt.

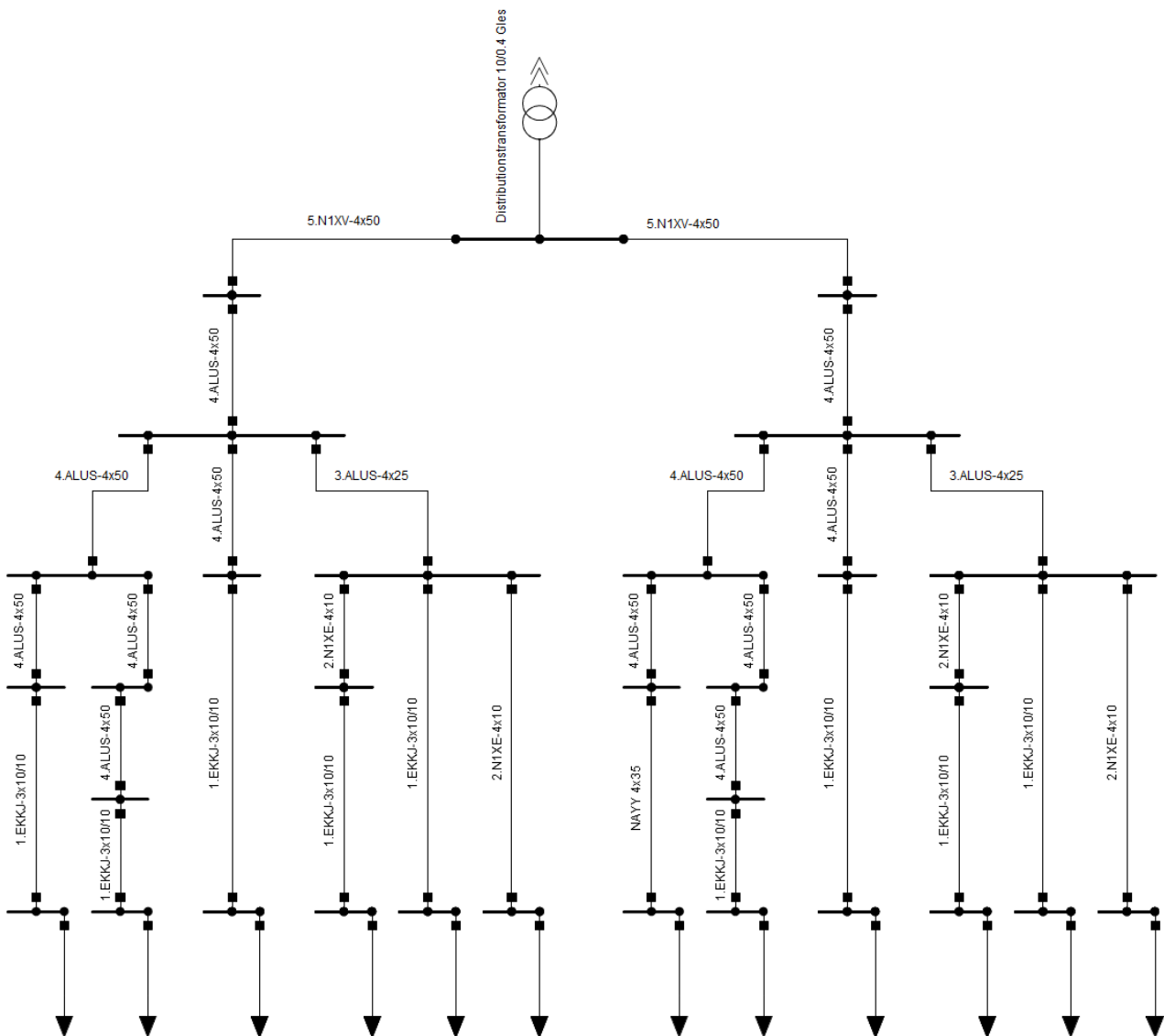
4.3.1 Referensnät - Landsbygd

I typnätet för landsbygd, som denna studie baseras på, matar ett mellanspänningsfack från en 130/10 kV transformatorstation ett radiellt nät som består fyra nätstationer och fyra distributionstransformatorer 10/0.4 kV med en märkeffekt om 200 kVA vardera. Referensnätet för landsbygd är i denna studie begränsat till nedsidan av brytaren för jordkabeln ansluten till 130/10 kV transformatorstationen. Detta typnät matar totalt 51 elkunder med en genomsnittlig gemensam förbrukning om ca 100 kW. Ledningarna i nätet består av en kombination av 2.5 km jordkabel och 3.5 km oisolerad luftledning. En översiktsbild för nätet illustreras i Figur 24.



Figur 24: 10 kV radiell ledning i typnät för landsbygd (Lexholm, 2016)

Till varje distributionstransformator 10/0.4 kV, 200 kVA, är ett referensnät för lågspänningsnät på 0.4 kV nivå i landsbygd anslutet med 11-15 kunder. Lågspänningsnätet för 12 kunder på 0.4 kV nivå visas i Figur 25, vilket är baserat på det typiska kundnätverk för landsbygd som är definierat i Energiforsk:s projekt 2018:506 (Bollen M. , 2018) som även innefattar mer specificerad ledningsdata. För att bestämma belastningen på övriga distributionstransformatorer har belastningen från lågspänningsnäten aggregerats.



Figur 25: Typnät för landsbygd 0,4 kV nivå.

4.3.1.1 Kapitalkostnad referensnät landsbygd

Den uppskattade totala kapitalkostnaden för referensnät landsbygd uppskattas enligt data från normvärdeslistan bestå av följande kostnadsdelar:

- Nätstation 10/0.4 kV: 4 x 248 983 SEK/st
- Transformator 10/0.4 kV, 200 kVA: 4 x 58 611 SEK/st
- Jordkabel 10 mm²: 2.15 km x 190 229 SEK/km
- Jordkabel 25-50 mm²: 2.2 km x 200 468 SEK/km
- Kabelskåp 0.4 kV: 127 x 24 341 SEK/st
- Jordkabel 10 kV, 95 mm²: 2.5 km x 353 790 SEK/km
- Luftledning 10 kV, 95 mm²: 3.5 km x 447 137 SEK/km
- Mätare 0.4 kV: 51 x 13 626 SEK/st

- Ställverksfack 10 kV: 1 x 250 054
- Kontrollutrustning: 5 x 87 299 SEK/st

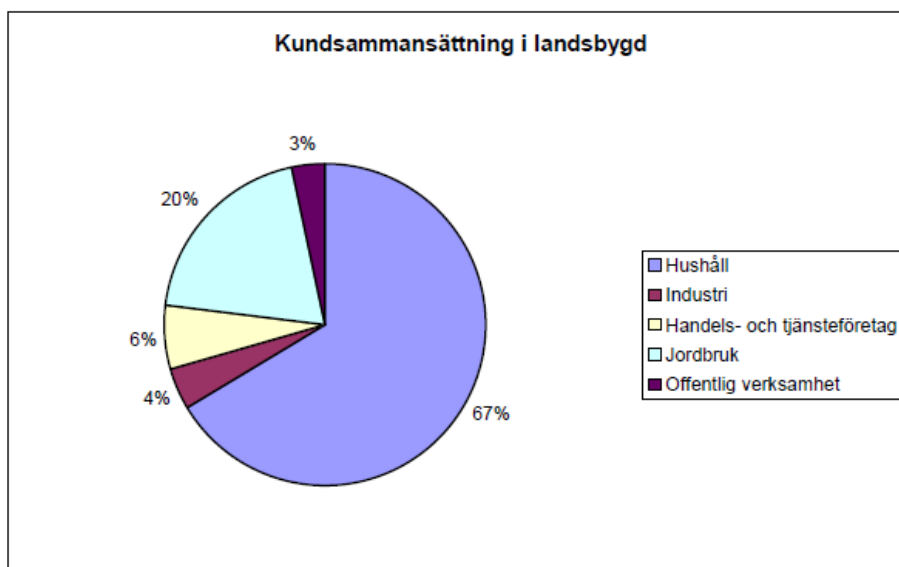
Total kapitalkostnad: 9 002 634 SEK

Den årliga kostnaden blir vid antagande om 40 års kalkylperiod och diskonteringsränta av 3.5 %, i linje med (Energimarknadsinspektionen, 2018):

- **421 569 SEK/år**

4.3.1.2 Landsbygd kundsammansättning

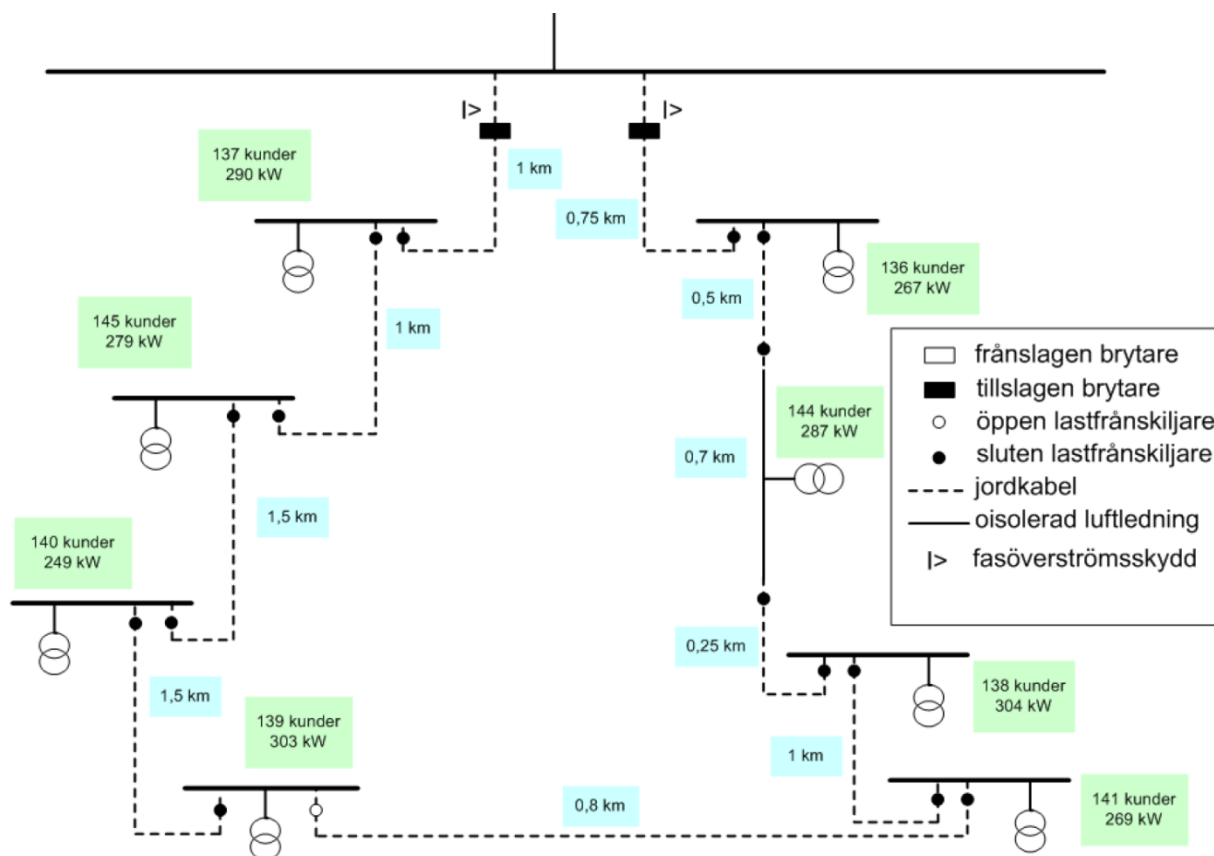
Kundsammansättningen av kunder i landsbygd antas enligt Elforsk rapport 08:42 Representativa testnät för svenska eldistributionsnät (Engblom & Ueda, 2008) som visas i Figur 26. I denna studie antas service även innefatta handels- och tjänsteföretag samt offentlig verksamhet, jordbruk faller under kategorin industri.



Figur 26 Kundsammansättning för tynätet i landsbygd.

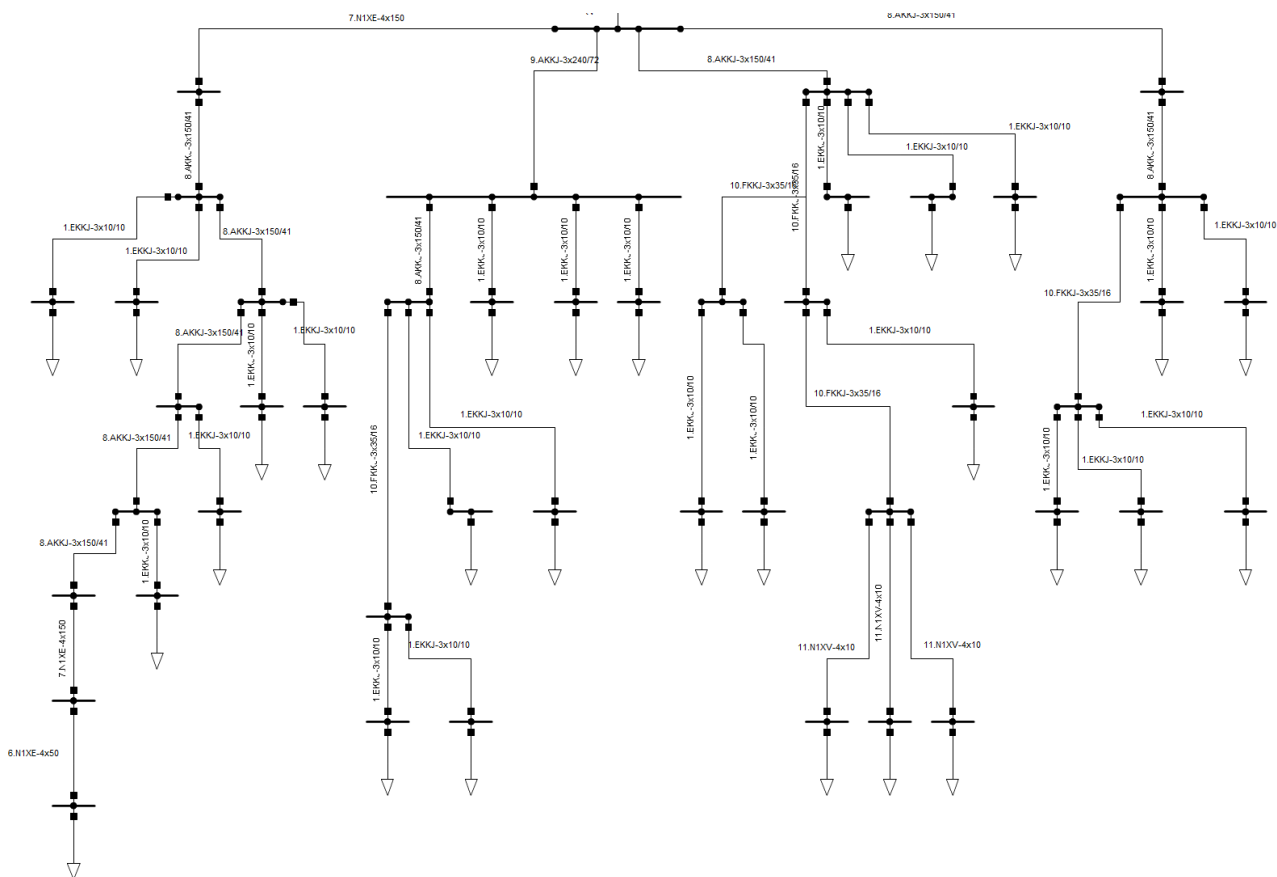
4.3.2 Referensnät - Tätort

I tynätet för tätort, som denna studie baseras på, matar två mellanspanningsfack från en 130/10 kV transformatorstation en öppen slinga. Referensnätet för tätort är i denna studie begränsat till nedsidan av brytarna för jordkablarna anslutna till 130/10 kV transformatorstationen. Varje slinga har totalt 7 nätstationer och 8 distributionstransformatorer 10/0.4 kV med en märkeffekt om 830 kVA vardera. Varje slinga förser totalt 1 120 elkunder med en genomsnittlig förbrukning om totalt 2.24 MW. Den öppna slingan utgörs av en kombination av 8.3 km jordkabel och 0.7 km oisolerad luftledning. En 10 kV-slinga av elnätet som representerar tätort illustreras i Figur 27.



Figur 27 10 kV slinga i typnät för tätort (M. Lexholm, 2016 - Rapport 2016:274)

Till varje distributionstransformator 10/0.4 kV är ett referensnät för lågspänningsnät på 0.4 kV nivå i tätort anslutet med 136-145 kunder. Nätet på 0.4 kV nivå för tätort antas bestå av ett antal parallellkopplade radiella ledningar med flertalet kunder anslutna i varje fack. Ett sådant fack med flertalet ledningar och kunder på 0.4 kV nivå visas i Figur 28, vilket är baserat på det typiska kundnätverk för tät-/förort som är definierat i Energiforsk:s projekt 2018:506 (Bollen M. , 2018), som också innefattar detaljerad ledningsdata.



Figur 28 Radiell anslutning av kunder i 0.4 kV typnät för tätort.

4.3.2.1 Kapitalkostnad referensnät tätort

Den uppskattade totala kapitalkostnaden för referensnät tätort uppskattas enligt data från normvärdeslistan bestå av följande kostnadsdelar:

- Nätstation 10/0.4 kV: 8 x 340 739 SEK/st
- Transformator 10/0.4 kV, 800 kVA: 8 x 147 600 SEK/st
- Jordkabel 10 mm²: 38.5 km x 592 396SEK/km
- Jordkabel 25-50 mm²: 17.8 km x 470 410 SEK/km
- Jordkabel 150 mm²: 33.2 km x 530 505 SEK/km
- Jordkabel 240 mm²: 10.9 km x 577 658 SEK/km
- Kabelskåp 0.4 kV: 1813 x 25 518 SEK/st
- Jordkabel 10 kV, 95 mm²: 8.3 km x 672 641 SEK/km
- Luftledning 10 kV, 95 mm²: 0.7 km x 447 137 SEK/km
- Mätare 0.4 kV: 1 120 x 13 626 SEK/st
- Ställverksfack 10 kV: 2 x 250 054
- Kontrollutrustning: 10 x 87 299 SEK/st

Total kapitalkostnad: 127 790 762 SEK

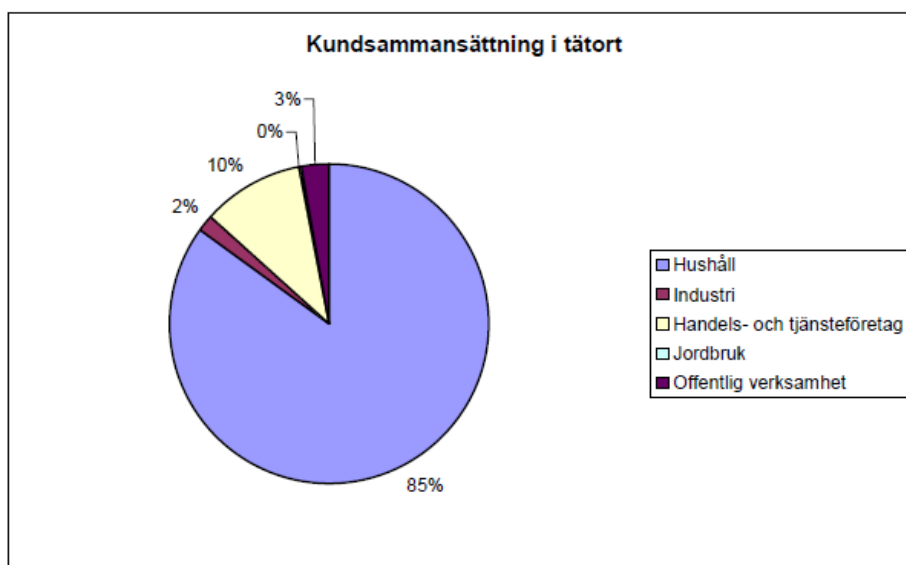
Den årliga kostnaden blir vid antagande om 40 års kalkylperiod och diskonteringsränta av 3.5 %, i linje med Ei:s rapport 2018:06 (Energimarknadsinspektionen, 2018):

Årlig kapitalkostnad: 5 984 094 SEK/år

4.3.2.2 Tätort kundsammanställning

Kundsammanställningen av kunder i tätort antas enligt Elforsk rapport 08:42 Representativa testnät för svenska eldistributionsnät (Engblom & Ueda, 2008) som visas i Figur 29. Även här antas service innefatta handels- och tjänsteföretag samt offentlig verksamhet, jordbruk faller under kategorin industri.

Jämfört med landsbygdsnätet har andelen jordbruk ersatts av hushåll, andelen industri är något lägre och andelen handels- och tjänsteföretag är något större.

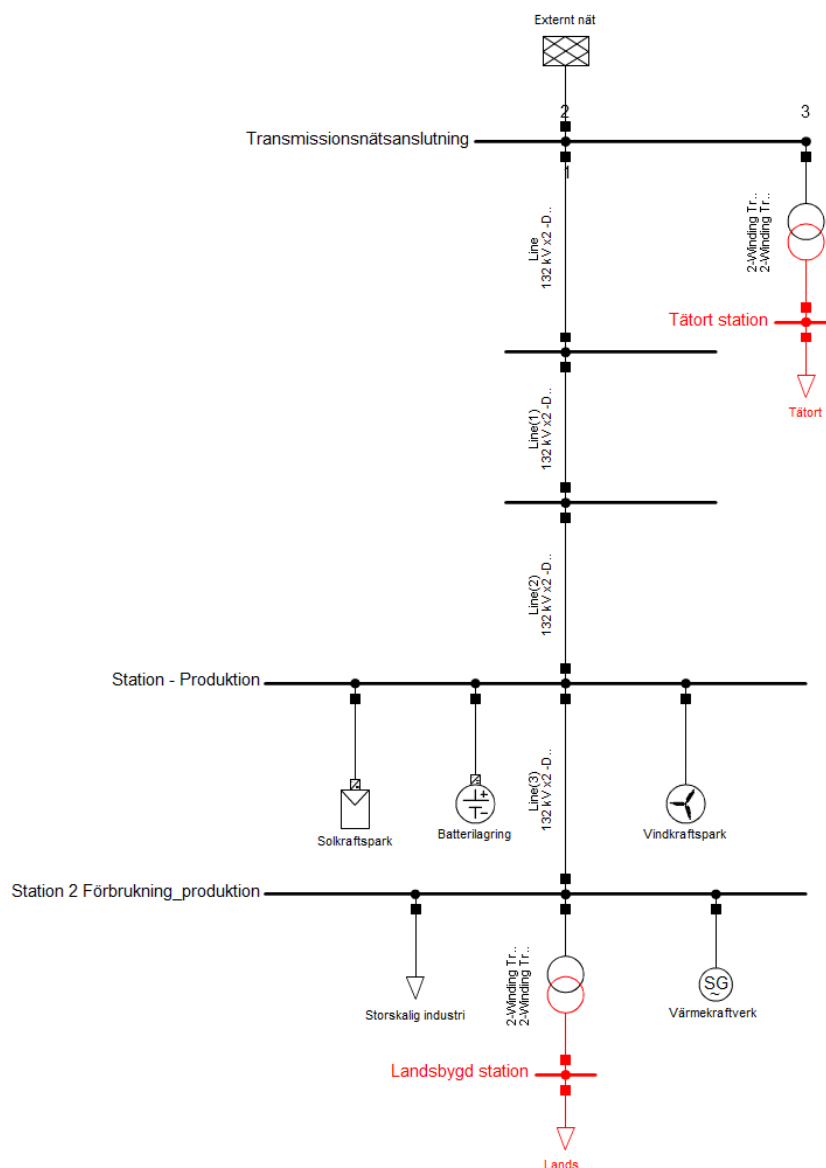


Figur 29: Kundsammansättning för tynnätet i tätort.

4.3.3 Referensnät – Regionnät

I det fiktiva referensnätet för regionnät matar ett högspänningsfack på 130 kV nivå i en transmissionsnätanslutning ett radiellt nät som består av en 130 kV dubbel-luftledning FeAl 329 mm² med total längd 29 km. Regionnätet består även av 4 nätstationer och 2 distributionstransformatorer 130/10 kV som matar ett mellanspänningsnät för tätort och landsbygd. Referensnätet för regionnätet är i denna studie begränsad till enbart 130 kV nivå.

Regionnätet innefattar även en stor industri som antas vara av typen massa-/pappersindustri. Produktionen består av en blandning av vindkraft, solkraft och termisk produktion. En övergripande bild över nätet i PowerFactory visas i Figur 30. Redundans för att klara leveranssäkerheten i nätet fås genom dubbelledningen som dimensionerats för att klara nuvarande förbrukning och produktion i en av dubbelledningarna.



Figur 30 130 kV radiell ledning i referensnät regionnät

Regionnätet antas vara direkt kopplat till transmissionsnätet, men kopplingen modellerades inte i detalj utan påverkan på transmissionsnätet av ändringarna i regionnätet beräknas genom att studera hur kapacitetsbehovet i gränspunkten mellan regionnätet och transmissionsnätet påverkas av den ökade flexibiliteten alternativt renodlad nätkapacitet i lokal- och regionnätet.

För att regionnätet ska spegla en del av hela Sveriges energimix antas kategorierna i regionnätet motsvara 0.5 % av Sveriges totala förbrukning/produktionskapacitet både år 2020 och 2045 för vindkraft, solkraft, industri & kraftvärmeverk. Det framtida regionnätet antas också innefatta en storskalig batterilagring. Ytterligare information om kapacitet och förbruknings- och produktionsprofilerna för industri och produktionen i regionnätet finns i kapitel 4.4. Vidare antas för kundanslutningarna tätort och landsbygd att dessa skalas upp för att representera 11 200 kunder samt 510 kunder enligt Elforsk rapport 08:42 Representativa testnät för svenska eldistributionsnät (Engblom & Ueda, 2008)

4.3.3.1 Kapitalkostnad referensnät regionnät

Den uppskattade totala kapitalkostnaden för regionnätet (nätkomponenter på 130 kV nivå) uppskattas enligt data från normvärdeslistan bestå av följande kostnadsdelar:

- Luftledning FeAl 329 mm² 130 kV: 29 km x 2 405 996 SEK/km
- Tillägg topplina: 29 km x 250 580 SEK/km
- Ställverksfack brytarfack ledning 130 kV: 2 x 3 717 627 SEK/st
- Ställverksfack brytarfack transformator 130 kV: 3 163 114 SEK/st
- Linjefrånskiljare 130 kV: 16 x 425 838 SEK/st
- Kontrollutrustning, linjefrånskiljare 130 kV: 16 x 119 338 SEK/st
- Transformator (tätort) 40 MVA: 2 x 9 109 445 SEK/st
- Transformator 16 MVA: 6 302 964 SEK/st
- Nätstationer 130 kV: 2 x 4 053 181 SEK/st
- Kontrollutrustning station 130 kV: 2 x 500 477 SEK/st

Total kapitalkostnad: 129 991 038 SEK

Den årliga kostnaden blir vid antagande om 40 års kalkylperiod och diskonteringsränta av 3.5 %, i linje med Ei:s rapport 2018:06 (Energimarknadsinspektionen, 2018):

Årlig kapitalkostnad: 6 087 127 SEK/år

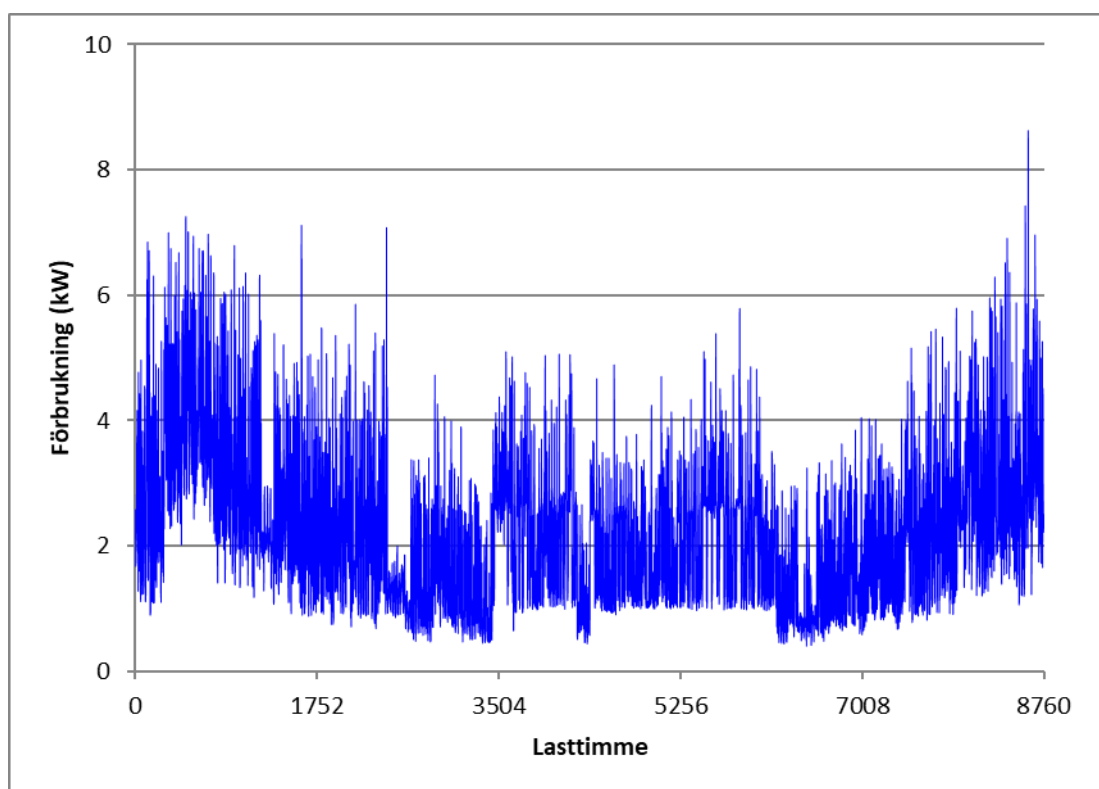
Notera att kapitalkostnaden per år för hela referensnätet regionnät inte inkluderar kostnaden för de underliggande näten (tätort/landsbygd) utan endast kostnader på 130 kV nivå t.o.m. 130/10 kV transformatorerna.

4.4 Förbruknings- och produktionsscenarioer

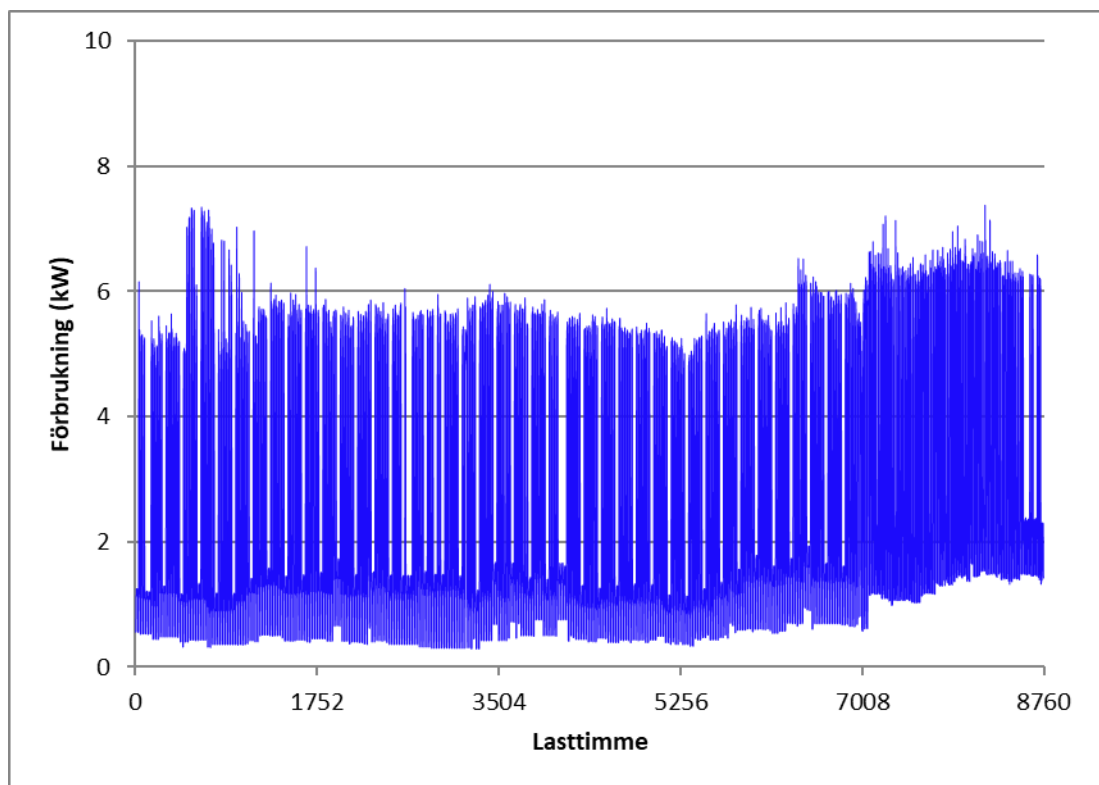
I detta steg har förbruknings- och produktionsprofiler för år 2045 identifierats för de referensnät som beskrivs i föregående delkapitel. Förbruknings och produktionsprofilerna är baserade på representativa last- och produktionsprofiler vilka skalas efter det scenario och nivåer som speglas i Svenska kraftnäts framtidsscenarioer för Sverige år 2045, som tillhandahållits av Energimarknadsinspektionen.

4.4.1 Förbrukningsprofiler - hushåll och service

Förbrukningsprofiler för hushåll och service är baserat på data från 723 elkunder i Mellansverige med förbrukningsvärden på timbasis över ett helt år, med 8760 mätpunkter för varje kund. För respektive referensnät har förbrukningsprofiler valts ut för att motsvara den kundsammansättning och medelförbrukning som antas i referensnäten. Ett urval av förbrukningsprofilerna visas i Figur 31 för hushåll, samt i Figur 32 för service.



Figur 31 Exempel på förbrukningsprofil för hushåll.



Figur 32 Exempel på förbrukningsprofil för service.

I linje med Svenska kraftnäts scenarier för 2045 antas den totala förbrukningen för hushåll och service vara mer eller mindre oförändrad från dagens förbrukningsnivåer. Då förbrukningsprofilerna är baserade

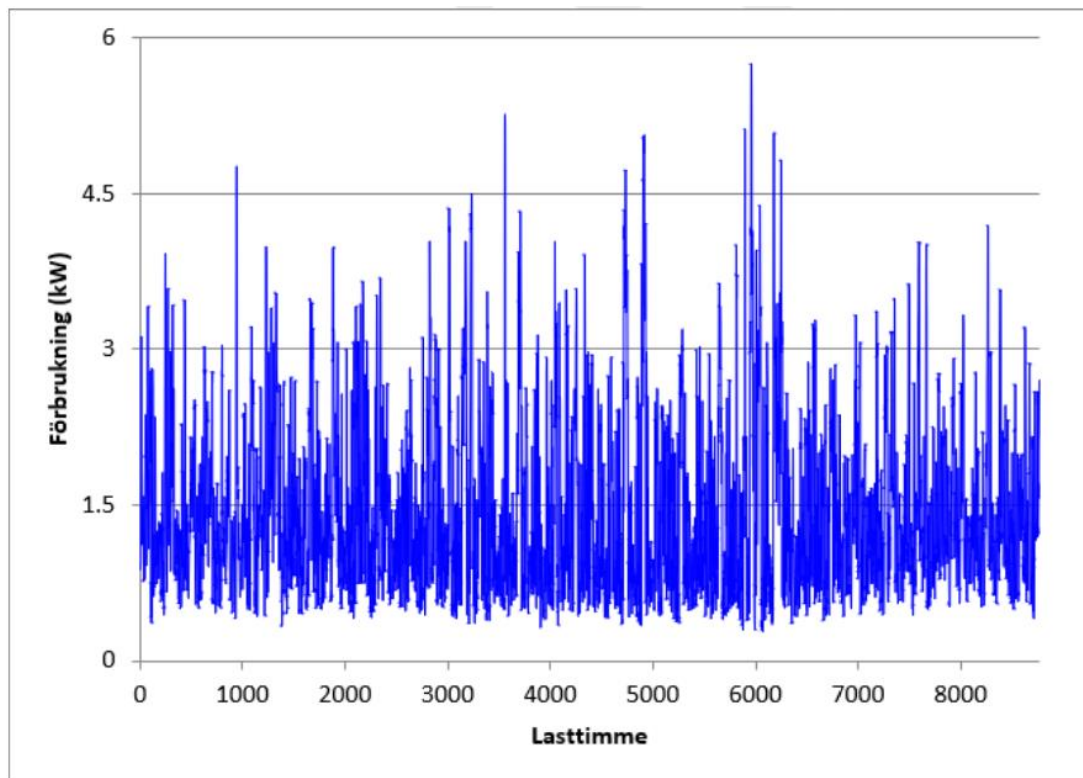
på kunder i Mellansverige antas detta motsvara någorlunda genomsnittlig förbrukningsprofil för hushåll och service i hela Sverige. Notera att hushållens och service ändring i förbrukning och produktion från elbilar och småskalig solkraft behandlas separat i följande två kapitel.

4.4.2 Förbrukningsprofil – elbilar

Förbrukningsprofiler för år 2045 för laddning av elbilar, är baserat på data från en forskningsstudie från Chalmers (Taljegard, Göransson, Odenberger, & Johnsson, 2019). I forskningsstudien togs laddningsprofiler för ett typiskt elfordon i Sverige fram för år 2050. Laddningsprofilen har tagits fram genom optimering och resultatet har använts i flertalet studier om nätkapacitet i Sverige och lokala frågor.

I denna studien antas samma laddningsprofil som togs fram i forskningsstudien från Chalmers vara aktuell även år 2045. Vidare antas i denna studie en begränsning av laddningskapacitet på 11 kW för hushåll, vilket är den begränsande effekten för 16 A säkring för trefas. Detta följer samma antagande som Power Circle:s projekt 47410-1 som utfördes för Energimyndigheten (A. Wolf, C. Sandels, M. Shepero, 2020, Rapport 2018-011752).

Den genomsnittliga laddningsprofilen för ett elfordon år 2045 visas i Figur 33. Som visas i figuren är nyttjandegraden av total laddningskapacitet relativt låg, detta eftersom dagens körmönster visar att fordon är parkerade mer än 95 % av tiden och i genomsnitt behövs laddning endast ca 1-2 timmar om dagen, vilket är ett fenomen som tagits i hänsyn i forskningsstudien som tog fram laddningsprofilen. Förbrukningsprofilen är därmed en återspeglning av laddning per fordon på en aggregerad nivå och därmed sker viss laddning av varje fordon alla timmar. I referensnäten för landsbygd och tätort antas det att varje kund i genomsnitt har en elbil.



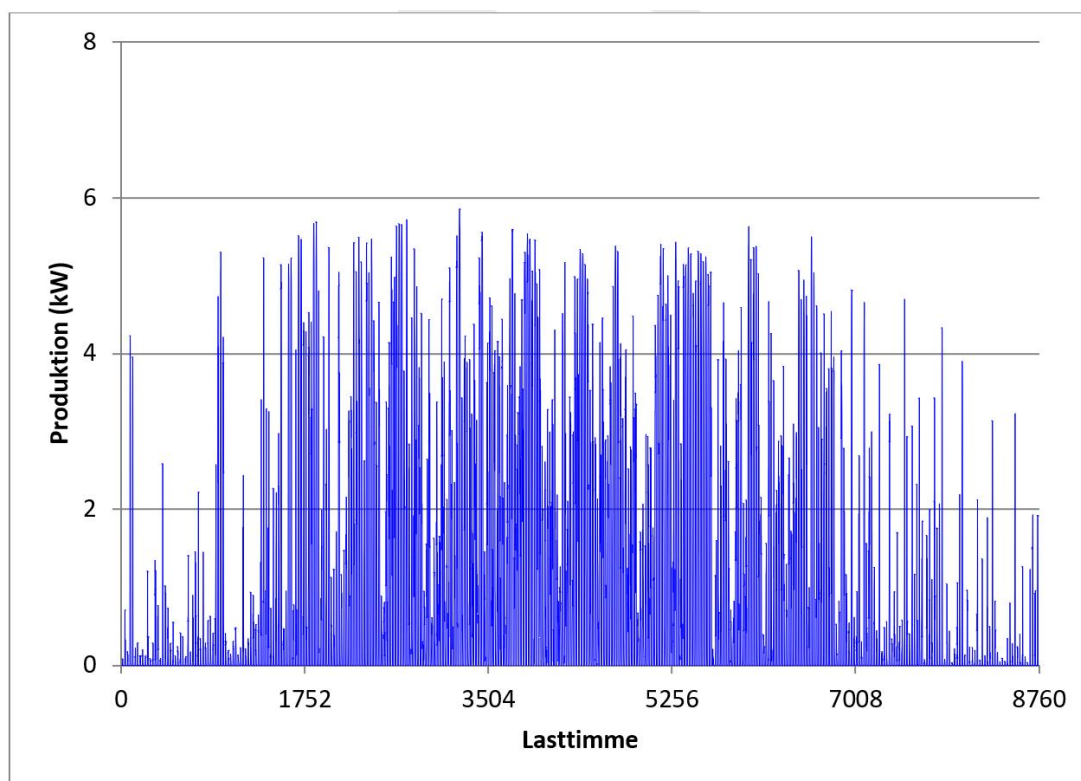
Figur 33 Genomsnittlig laddningsprofil för en elbil i Sverige 2045 med 11 kW laddningskapacitet.

4.4.3 Produktionsprofil - solkraft

Produktionsprofilen för solkraft är baserad på solinstrålningsdata för Sverige från CM-SAF SARAH (Europe). Denna källa tillhandahåller högkvalitativ ytbestrålningsdata för Europa utifrån satellitbaserad klimatologi av solytans bestrålning som även tar hänsyn till molnaktivitet härlett från satellitobservationer. Från solinstrålningsdata beräknas producerad effekt med hjälp av GSEE-modellen Global Solar Energy Estimator (Pfenninger & Staffell, 2016)

För småskalig solkraft, exempelvis för hushåll och service placerade på villor, antas 6 kW installerad effekt för år 2045. Det stämmer överens med antagen storlek på framtida solkrafts installationer i Energiforsk:s två projekt 2018:506 (M. Bollen, 2018 - Rapport 2018:506) och 2018:539 (M. Bollen, S. Rönnerberg, O. Lennerhag, 2018 - Rapport 2018:539) och aningen större än 5 kW som antas i Power Circle:s projekt 47410-1 (A. Wolf, C. Sandels, M. Shepero, 2020, Rapport 2018-011752). Den resulterande produktionsprofilen för 6 kW solkraft år 2045 visas i Figur 34.

För kunder i landsbygd antas varje hushåll och service ha småskalig solkraft på 6 kW, medan jordbruk antas ha 12 kW installerad effekt. I tätort antas varannan kund ha småskalig solkraft på 6 kW. För storskalig solkraft i regionnätet skalas nedanstående profil upp enligt den antagna installerade effekten av 95.6 MW, vilket motsvarar ca 0.5 % av hela Sveriges installerade effekt av solkraft år 2045 enligt Svenska kraftnäts scenarier.

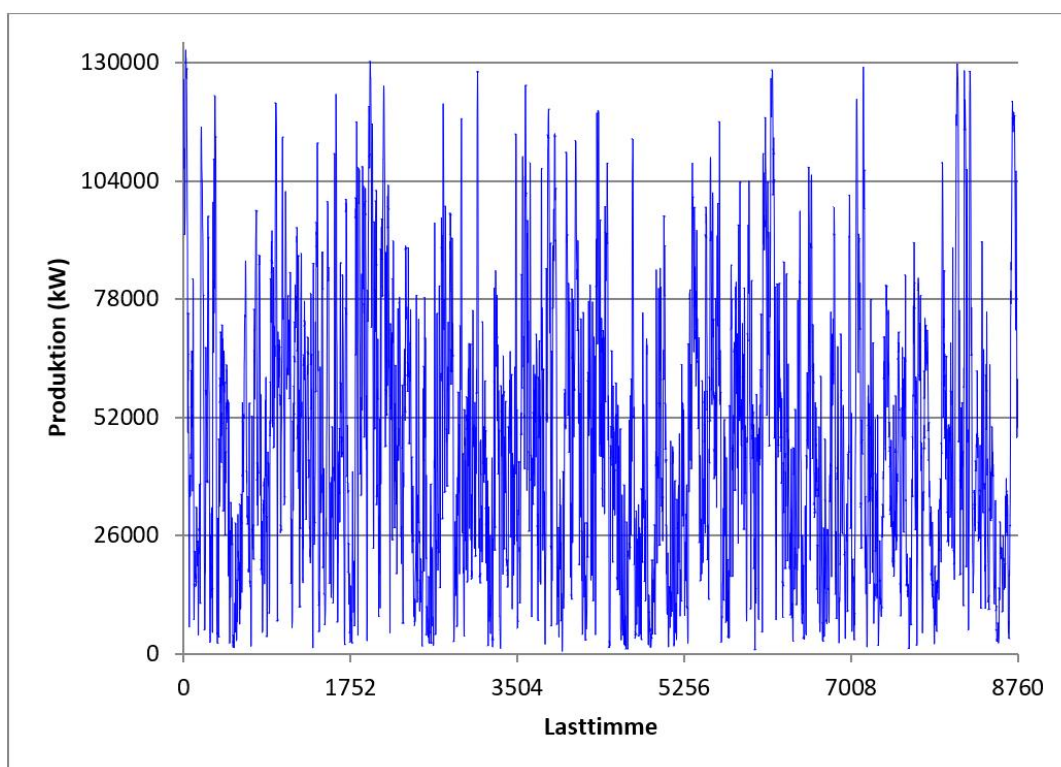


Figur 34 Produktionsprofil för småskalig solkraft 6 kW.

4.4.4 Produktionsprofil – vindkraft

Produktionsprofilen för vindkraft är baserat på data för Sverige från NASA:s MERRA-2 (global), vilket baseras på väderdata från globala omanalysmodeller och satellitobservationer. Från vindhastighetsdata beräknas produktionen från vindkraft med hjälp av VWF-modellen Virtual Wind Farm (Staffell & Pfenninger, 2016).

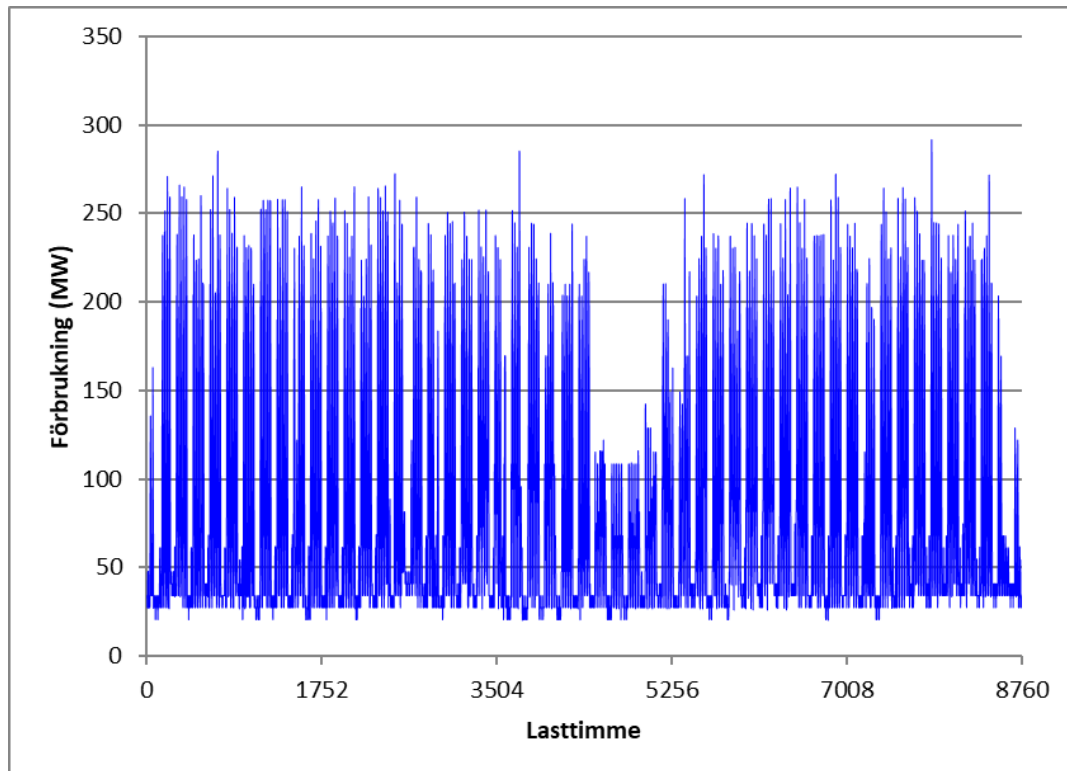
Ingen vindkraft är antagen för distributionsnäten tätort och landsbygd. I regionnätet har en vindkraftspark med 134.6 MW total installerad effekt, 4.2 MW per turbin och turbintornhöjd på 91.5 m antagits. Den totala effekten motsvarar ca 0.5 % av hela Sveriges installerade effekt av landbaserad vindkraft år 2045 enligt Svenska kraftnäts scenarier. Produktionsprofilen för vindkraft år 2045 visas i Figur 35.



Figur 35 Produktionsprofil för landbaserad vindkraft 134.6 MW.

4.4.5 Förbrukningsprofil – industri

Förbrukningsprofilen för industri är baserat på en industri med större produktion förlagd på dagtid under veckodagar och mindre aktivitet under industrisemestern på sommaren. Den totala energiförbrukningen år 2045 antas vara 719 GWh vilket motsvarar 0.5 % av hela Sveriges elförbrukning inom industrin enligt Svenska kraftnäts scenarier. Förbrukningsprofilen för industrin för år 2045 visas i Figur 36.



Figur 36 Förbrukningsprofil för storskalig industri.

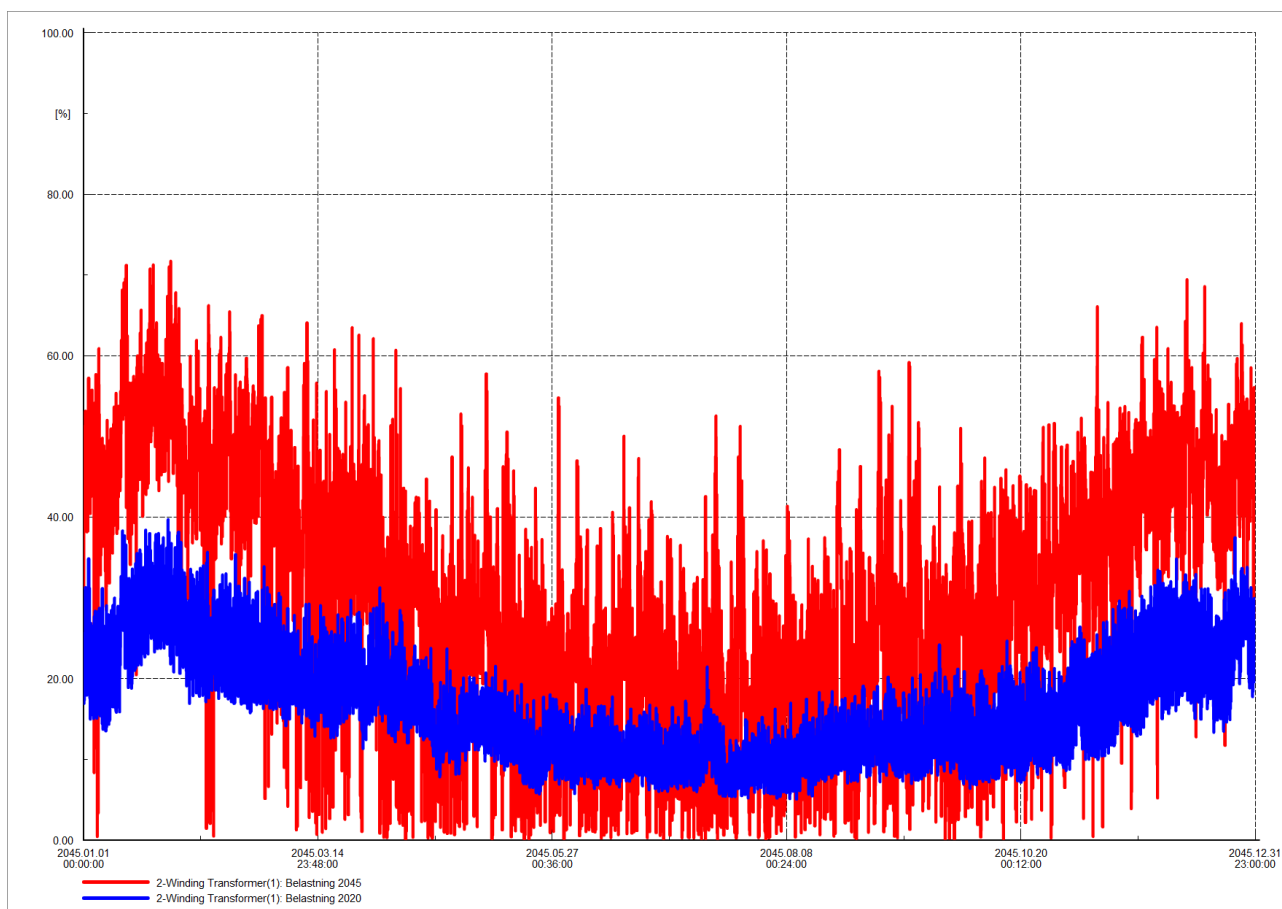
4.5 Identifiering av behov av flexibilitet och åtgärder

I detta steg beräknas kapacitetsbristen i referensnäten med de förbruknings-/produktionsprofiler som beskrivs i föregående kapitel för att identifiera flaskhalsar. I detta projekt studeras begränsningar p.g.a. utrustningar i nätets termiska gränser (överföring) eller gränsöverskridning av långsamma spänningsnivåer, enligt avgränsningarna angivna i kapitel 4.1. Den beräknade kapacitetsbristen bestämmer storleken på efterfrågan för flexibilitet eller behovet av ytterligare nätkapacitet.

Simuleringarna är utförda i simuleringsverktyget DIgSILENT PowerFactory version 2020 SP2A.

4.5.1 Landsbygd

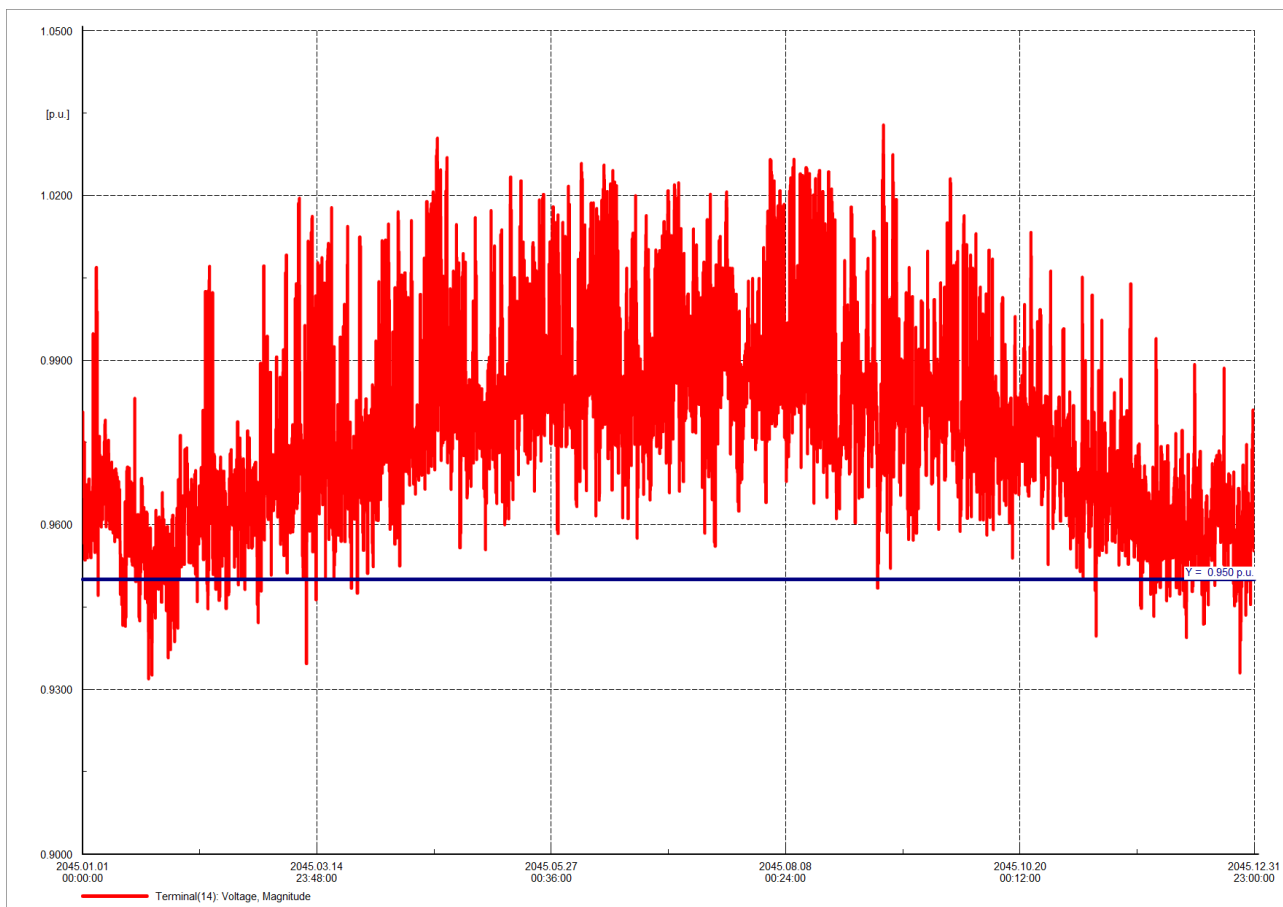
Den indikativa förändringen i belastning för referensnät landsbygd år 2020 och 2045 visas i Figur 37. För år 2045 fås en signifikant ökning i den genomsnittliga belastningen till följd av laddning av elfordon och större förändringar mellan maximal och minimal belastning på grund av produktion från småskalig solkraft.



Figur 37 Belastning (i procent av märkeffekt) av distributionstransformator i landsbygd 10/0.4 kV, 200 kVA för år 2020 och 2045.

Genom simuleringarna identifieras inget behov av utökad nätkapacitet i ledningar eller transformatorer då belastningen inte överstiger märkeffekt i dessa komponenter. Maximal belastning för transformatorerna ligger på ca 74 % och för ledningarna maximalt 71 % år 2045, en ökning från grundfallet (nutid) där respektive maximal belastning beräknas till ca 42 % och 34 %.

Däremot påverkas spänningskvaliteten i 0.4 kV näten. Det gäller främst den kund som är belägen längst ifrån distributionstransformatorn. Där observeras för ett antal fall under året, att spänningen understiger 0.95 p.u. En ökning av spänningen till följd av den ökade installationen av småskalig solkraft observeras också men det överstiger inte antagna gränsen på 1.05 p.u. Spänningens variation över året för den kund belägen långt från distributionstransformator visas i Figur 38.



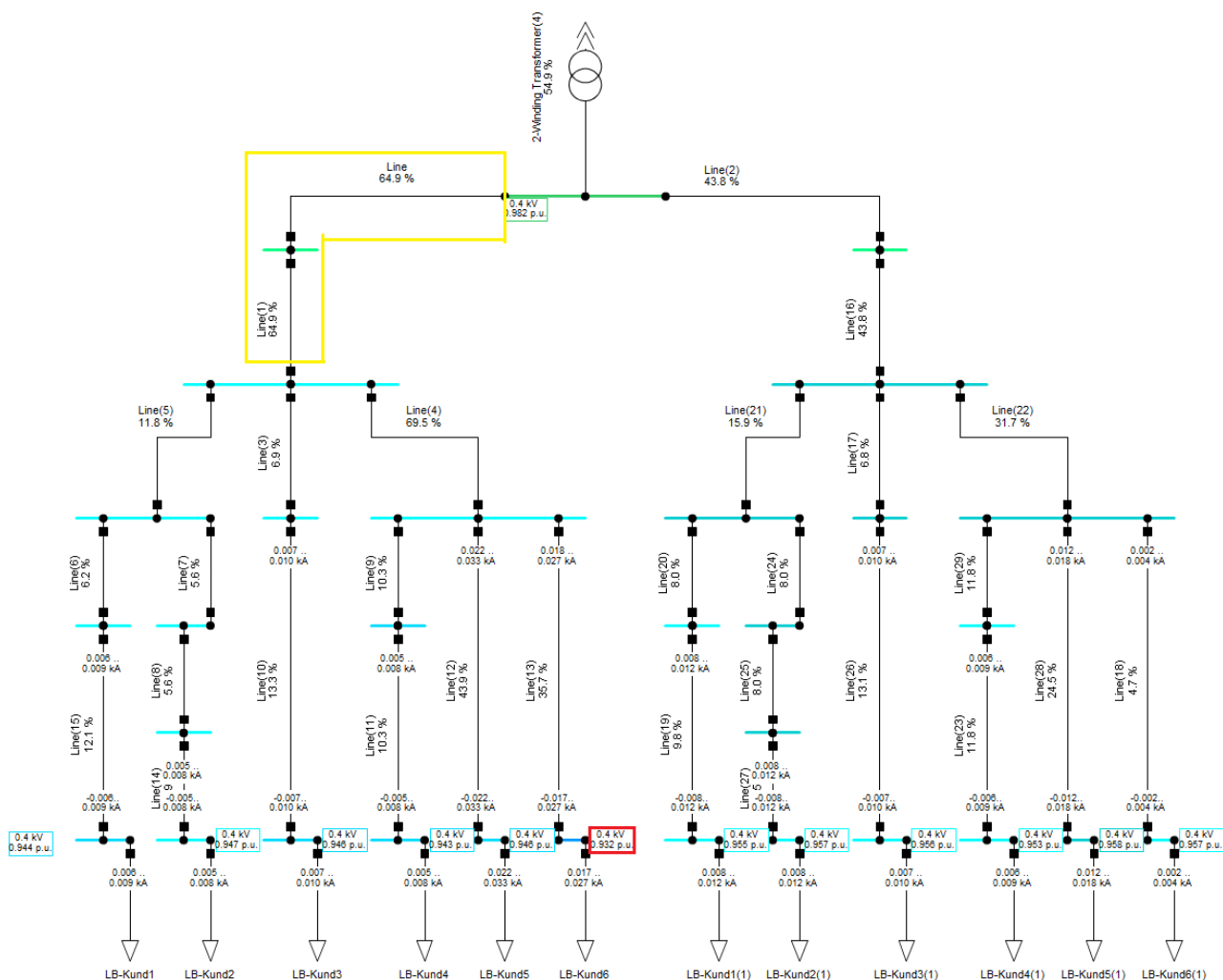
Figur 38 Spänningsvariation över året för kund belägen långt från distributionstransformatorn i landsbygd.

För att motverka ett spänningsfall under 0.95 p.u. eller spänningsökning över 1.05 p.u. krävs specifika åtgärder i nätet. Följande alternativ som även diskuteras i Energiforsk:s projekt 2018:506 (M. Bollen, 2018 - Rapport 2018:506) har identifierats:

- Transformator med lägre impedans
- Transformator med lindningskopplare
- Ökad kabelstorlek
- Kondensatorbatteri eller shuntreaktor i lågspänningsnätet
- Begräsning av förbrukning/produktion, genom exempelvis aktivering av flexibilitetsresurser.

4.5.1.1 Åtgärd landsbygd – renodlad nätförstärkning

Det mest kostnadseffektiva alternativet som observeras i denna studie är att bygga ut ett antal ledningar i lågspänningsnäten med ökad kabelstorlek från 4x50 mm² kabelstorlek till 4x150 mm². De kablar som identifierats för utbyggnad och den kund som påverkas mest av spänningsfall i ett av lågspänningsnäten visas i Figur 39.



Figur 39 Kablar som är behov av nätutbyggnad markerad i gult och det största spänningsfallet markerad i rött.

För hela referensnätet landsbygd (som innefattar 4 liknande lågspänningsnät) rör det sig om totalt 8 kablar, med en total längd av ca 500 m.

Kostnaden för nätförstärkningen antas enligt Normvärdeslistan för normvärde 2018:

- 57 042 SEK/km, enligt urklippet nedan.

Typ av anläggning	Teknisk specifikation	Spänning [kV]	Normvärde 2017 [SEK]	Normvärde 2018 [SEK]	Enhet
Jordkabel Landsbygd normal	N1XV(E) 4x50 mm ²	0.4	194 122	200 468	km
Jordkabel Landsbygd normal	N1XV(E) 4x95 mm ²	0.4	220 716	227 931	km
Jordkabel Landsbygd normal	N1XV(E) 4x150 mm ²	0.4	249 358	257 510	km
Jordkabel Landsbygd normal	N1XV(E) 4x240 mm ²	0.4	291 660	301 194	km

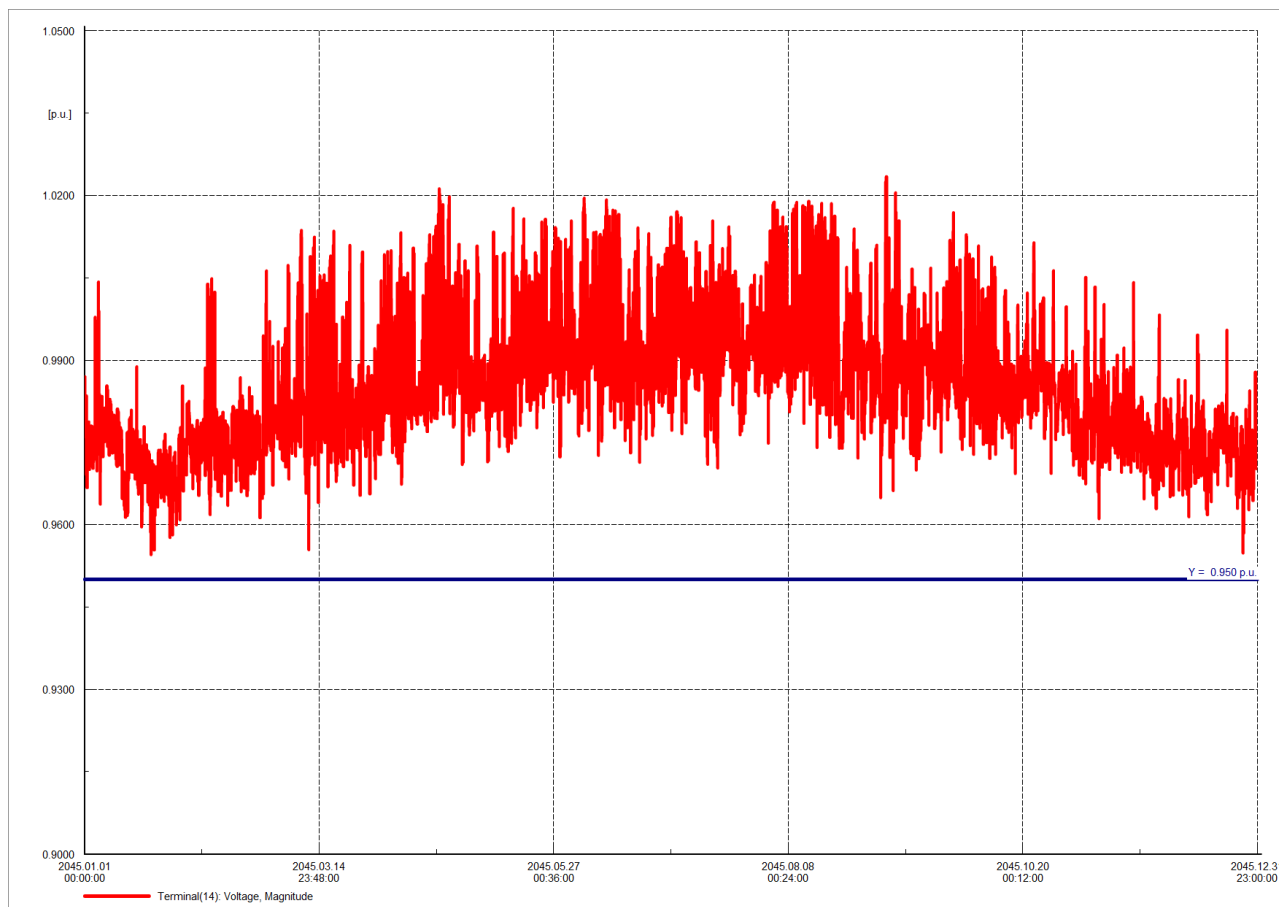
Totala kostnad för ytterligare nätutbyggnad i referensnätet landsbygd blir, enligt kostnaderna i normvärdeslistan:

- **27 836 SEK.**

Den årliga kostnadsökningen blir vid antagande om 40 års kalkylperiod och diskonteringsränta av 3.5 %, i linje med Ei:s rapport 2018:06:

- **1 303 SEK/år.**

Den resulterande spänningsvariationen till följd av kabelutbyggnaden visas i Figur 40.



Figur 40 Spännings variation över året för den kund belägen långt från distributionstransformatorn efter kabelutbyggnad.

4.5.1.2 Åtgärd – nyttjande av flexibilitetsresurs

Spänningsfallet under 0.95 p.u. i landsbygden kan även motverkas med hjälp av flexibilitetsresurser.

För att begränsa spänningsfallet genom flexibilitetsresurser behövs effektminskning i första hand i de delar av nätet som upplever spänningsfall. Därmed är den flexibilitetspotential som finns tillgänglig från kunder i övriga delar av nätet till begränsad nytta. Som markerats i Figur 16 för ett av lågspänningsnäten i landsbygd, får kunden "LB-Kund6" under vissa timmar ett spänningsfall under den antagna gränsen. Denna kund är kategoriserad som service/jordbruk. Liknande observationer görs i de övriga lågspänningsnäten. Kunderna som drabbas av spänningsfall i större utsträckning än andra kunder i landsbygden, är kopplade på längre avstånd till distributionstransformatorn i kombination med stor

förbrukning. I den närbelägna delen av nätet är i genomsnitt totalt 5 kunder inom kategorin hushåll anslutna.

Flexibiliteten bör därmed i första hand tillgodoses av kunden med inom sektor Service/jordbruk och elbilen som är ansluten i den aktuella noden och sedan i andra hand av övriga elbilar och hushåll i närbelägna delar av nätet.

Resultaten från Delmoment 1, där den tekniska potentialen och kostnader för olika flexibilitetsresurser år 2045 har uppskattats, används i detta steg för att hitta den tillgängliga flexibiliteten och den totala kostnaden för att motverka kapacitetsbristen med hjälp av flexibilitetsresurser. Resultatet från Delmoment 1 sammanfattas i Tabell 37 i kapitel 3.3. Då jordbruk inte behandlas separat i delmoment 1 antas för landsbygd att flexibilitetspotentialen och kostnaden för jordbruk är samma som för service. Relevanta sektorer från delmoment 1 visas i tabellen nedan.

Tabell 39 Sammanfattning av kostnad och tekniska begränsningar för flexibilitetsresurser i landsbygd

Sektor	Typ as last	CAPEX per år (SEK/kW,år)	OPEX (SEK/kWh)	Uthållighet (h)	Återhämtning (h)
Hushåll	Uppvärmning-luft	31	0	1	2
Hushåll	Uppvärmning-vatten	9	0	12	12
Hushåll	Kyl/frys	33	0	1	2
Hushåll	Tvätt/disk	9	0	7	-
Service	Kyl/frys	1660	0	1	2
Service	Ventilation	1269	0	1	2
Service	El. vattenberedare	220	0	12	12
EV 2045	V2G	0	14 %	1	-

Totalt under året rör det sig om 241 timmar och den längsta tiden för sammanhängande spänningsfall under 0.95 p.u. är 12 timmar. Största behovet av flexibilitet är 2045-01-21, kl. 17-18 och flexibilitetsbehovet i vardera lågspänningsnät under denna timma uppskattas till 11 kW.

Under denna tid är den totala förbrukningen av kunden service i vardera lågspänningsnät ca 17.3 kW, inklusive produktion från solkraft och förbrukning från laddning av elfordon. För sektor Service antas 6.5 % av den totala elförbrukningen gå till kyl/frys, 12.6 % till ventilation, 10 % till förbrukning av elektrisk varmvattenberedare [<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544214001534>]. Detta motsvarar 4.6 kW tillgänglig flexibilitet från Service.

Tillgången från V2G har uppskattats genom forskningsstudien från Chalmers [Taljegard, M., Göransson, L., Odenberger, M., & Johnsson, F. (2019). Electric Vehicles as Flexibility Management Strategy for the Electricity System—A Comparison between Different Regions of Europe. *Energies*, 12(13), 2597.]. För elfordonet i den aktuella noden uppskattas i 0.39 kW vara tillgänglig för V2G flexibilitet.

Totalt finns alltså endast 5 kW tillgänglig flexibilitet. Flexibilitetsresurserna från övriga kunder i närbelägna delar av nätet räcker inte för att täcka resterande behov. Därmed behövs en kombination av utökad nätkapacitet och flexibilitetsresurser.

Kombination utökad nätkapacitet och flexibilitetsresurser

Genom att följa principen för renodlad nätkapacitet i kapitel 4.5.1.1 fås följande ökning i kostnad enligt normvärdeslistan:

- 27 463 SEK/km, enligt urklippet nedan.

Typ av anläggning	Teknisk specifikation	Spänning [kV]	Normvärde 2017 [SEK]	Normvärde 2018 [SEK]	Enhet
Jordkabel Landsbygd normal	N1XV(E) 4x50 mm ²	0.4	194 122	200 468	km
Jordkabel Landsbygd normal	N1XV(E) 4x95 mm ²	0.4	220 716	227 931	km
Jordkabel Landsbygd normal	N1XV(E) 4x150 mm ²	0.4	249 358	257 510	km

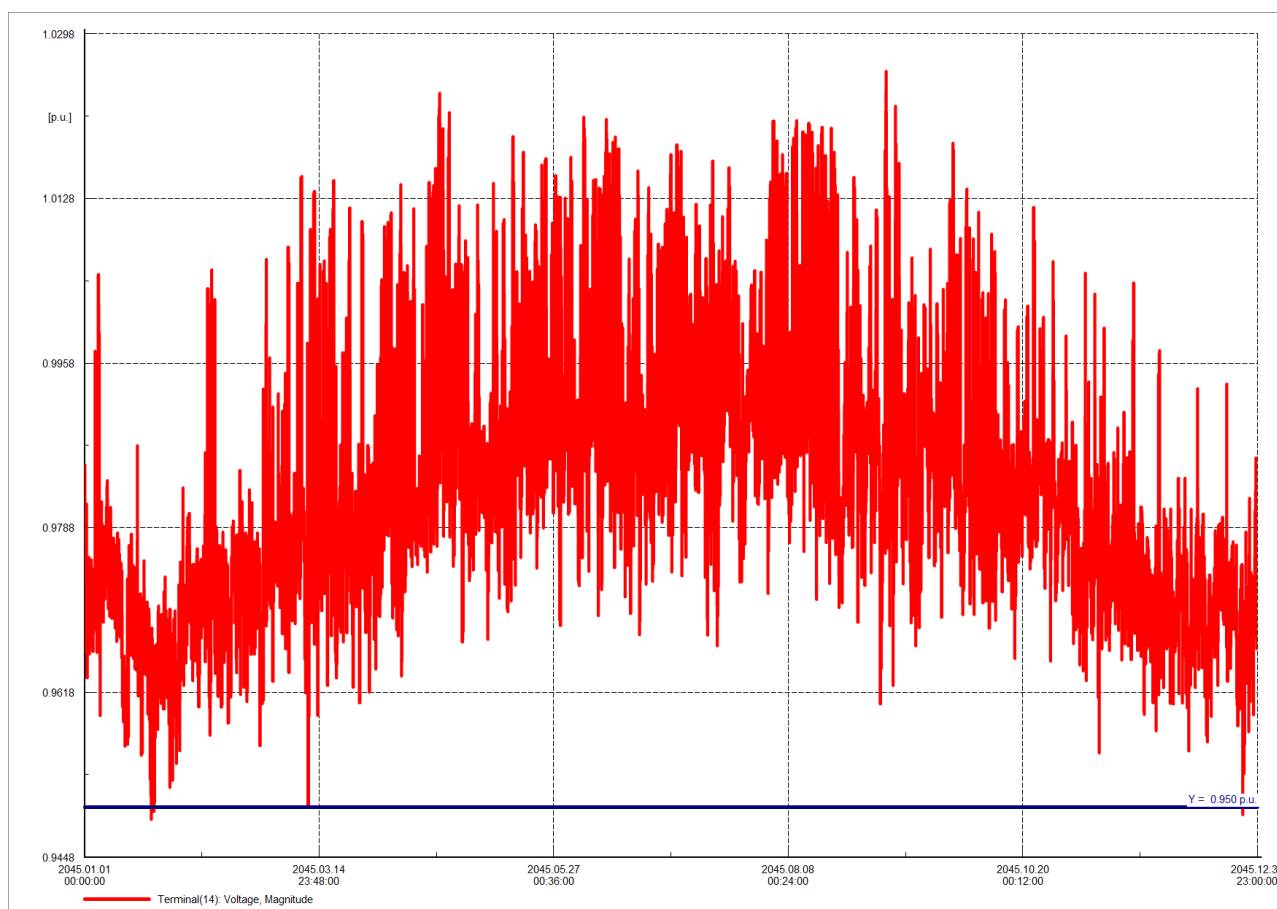
Totala kostnaden för nätutbyggnad i referensnätet landsbygd vilket innefattar utbyggnad av totalt 8 kablar, med en total längd av ca 500 m:

- **13 402 SEK.**

Den årliga kostnaden blir vid antagande om 40 års kalkylperiod och diskonteringsränta av 3.5 % i linje med Ei:s rapport 2018:06:

- **628 SEK/år.**

Genom denna nätutbyggnad uppstår fortfarande ett spänningsfall under 0.95 p.u. vilket visas i Figur 41.



Figur 41 Spänningsfall efter begränsad nätutbyggnad.

Behovet av flexibilitetsresurser är nu begränsat till 3 timmar över året och det största behovet uppgår till 0.7 kW den 2045-12-27, kl. 13-14, i vardera lågspänningsnät. Detta behov kan tillgodoses av en kombination av V2G och flexibilitet från service. Tillgängligheten från V2G i noden är endast 0.27 kW under den aktuella timman och därmed behövs ytterligare 0.43 kW från sektorn service.

Den totala kapitalkostnaden per år för flexibilitet från sektor service i landsbygdnätet blir:

- $0.43 \text{ kW} * 200 \text{ SEK/kW/år} * 4$ (antalet lågspänningsnät i landsbygden) = 344 SEK/år.

För V2G avses en OPEX kostnad av 0.14 % av det aktuella elpriset i SEK/kW. För att uppskatta elpriser per timma för 2045 har historisk elspot-data från Nordpool använts och anpassats till de förväntade prisnivåerna år 2045 enligt [https://www.affarsverket.se/globalassets/affarsverket/solenergi/bilder-och-pdf/langtidsprognos-elpriser_180613.pdf]. Det genomsnittliga elpriset år 2045 är ca 500 SEK/MWh. Den totala driftkostnaden för V2G blir då en årlig kostnad av endast:

- $14 \% * 0.83 \text{ SEK/kW}$ (snittpris för de aktuella timmarna) * 0.44 kW (behov V2G för aktuella timmar) * 4 (antalet lågspänningsnät i landsbygden) = 0.21 SEK/år.

4.5.1.3 Jämförelse åtgärder - Landsbygd

Genom **renodlad nätförstärkning** för att i referensnät landsbygd undvika spänningsfall under 0.95 p.u. år 2045 blir den totala årliga utökade kostnaden:

- 1 303 SEK/år

I förhållande till kapitalkostnaden per år för hela referensnätet landsbygd (421 569 SEK/år) blir detta en ökning med 0.3 % i årlig kostnad.

Genom **kombination** av renodlad nätförstärkning och **nyttjande av flexibilitet** för att i landsbygd undvika spänningsfall under 0.95 p.u. år 2045 blir den totala årliga kostnaden:

- 972 SEK/år

I förhållande till kapitalkostnaden per år för hela referensnätet landsbygd (421 569 SEK/år) blir detta en ökning med 0.23 % i årlig kostnad.⁷

Resultaten indikerar att i landsbygd finns det en potential att minska fasta kostnader associerade med att överföra el genom nyttjande av flexibilitetsresurser med ca 0.08 % år 2045 jämfört med nyttjande av renodlad nätutbyggnad.

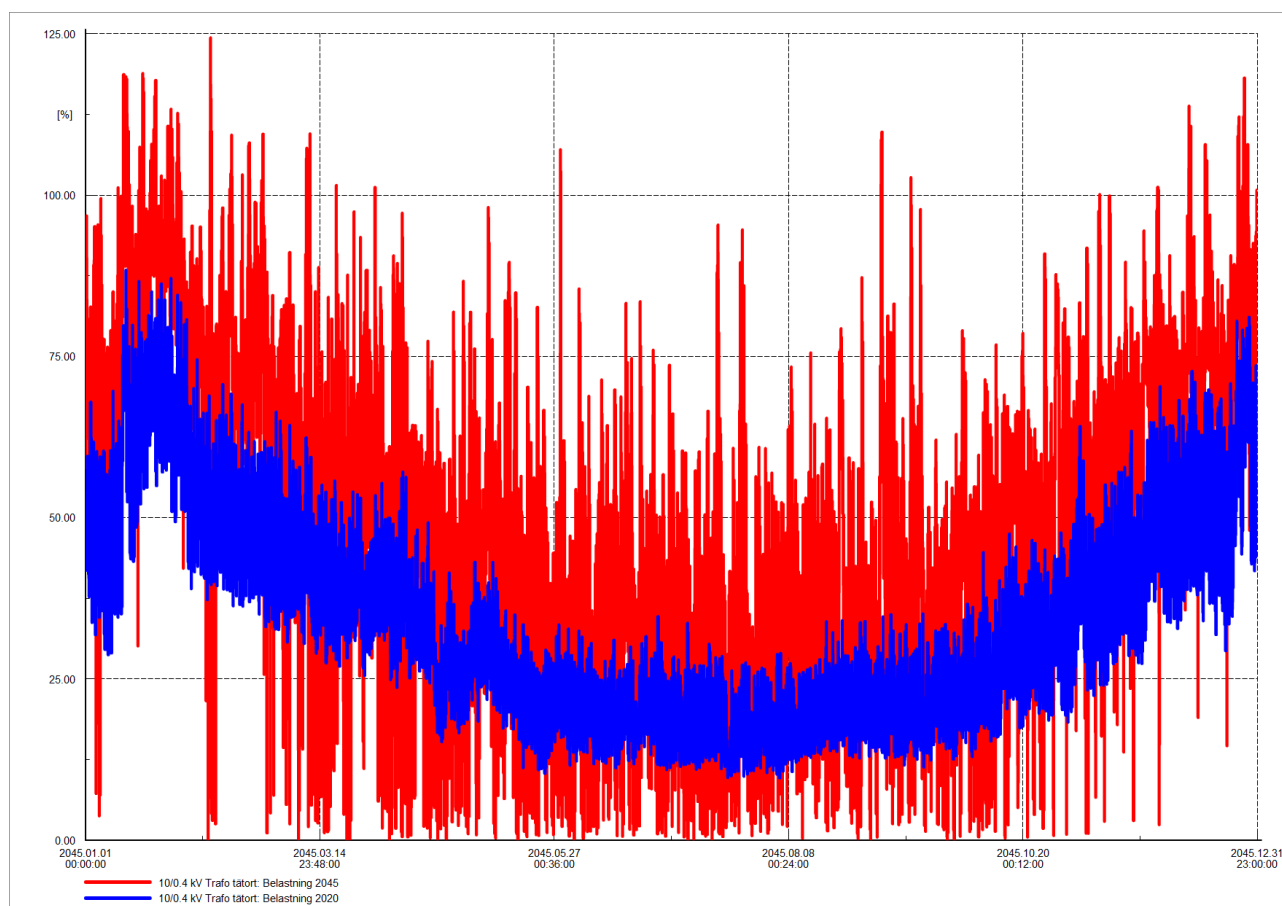
Analys i gränspunkten

Genom analys i gränspunkten mellan distributionsnätet för landsbygd och överliggande nät observeras att en kombination av nätutbyggnad och flexibilitetsresurser ökar behovet av kapacitet från överliggande nät i jämförelse med renodlad nätförstärkning. Anledningen är att renodlad nätkapacitet minskar den totala resistansen i landsbygden till följd av större nätutbyggnad vilket därmed minskar förlusterna och behovet av kapacitet från överliggande nät. Förflyttning av effekt genom flexibilitet i landsbygd har försumbar påverkan. En kombination av flexibilitet och nätutbyggnad resulterar i 0.1 % större behov av kapacitet från överliggande nät jämfört med renodlad nätförstärkning.

⁷ En långsiktig marginalkostnad för flexibilitet i landsbygd år 2045 har inte tagits fram då åtgärderna i landsbygd behandlar spänningsproblematik och inte ett utökat behov av kapacitet.

4.5.2 Tätort

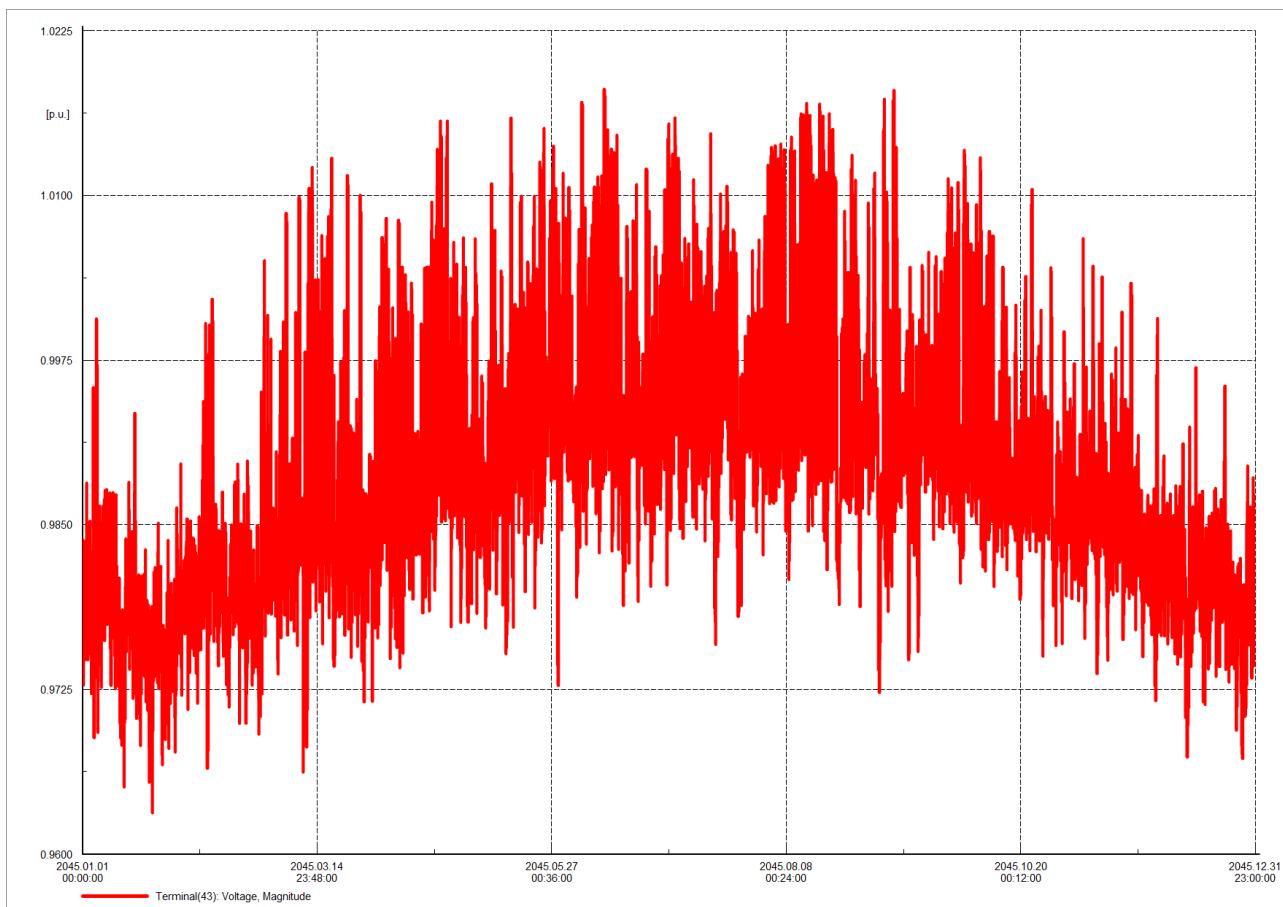
Förändringen i belastningen för referensnätet tätort år 2020 och 2045 visas av Figur 42. För år 2045 ökar den genomsnittliga belastningen främst till följd av laddning av elfordon och större förändringar mellan maximal och minimal belastning fås på grund av variation i produktion från småskalig solkraft. För år 2020 ligger medelbelastningen av en distributionstransformator på ca 33 % och år 2045 på ca 43 %, vilket stämmer överens med den information som delats av nätägare genom workshop och mailkonversationer som skett under projektets gång.



Figur 42 Belastning (i procent av märkeffekt) av distributionstransformator i tätort 10/0.4 kV, 830 kVA för år 2020 (blå) och 2045 (röd).

För tätort identifieras ett behov av utökad kapacitet i flertalet ledningar och transformatorer. Som visas i belastningsprofilen för en distributionstransformator 10/0.4 kV, 830 kVA överstigs märkeffekt med ca 25 %. Maximal belastning för transformatorerna ligger på ca 125 % och för ledningarna ca 114 % år 2045, en ökning från grundfallet (nutid) där respektive maximal belastning beräknas till ca 90 % och 81 %.

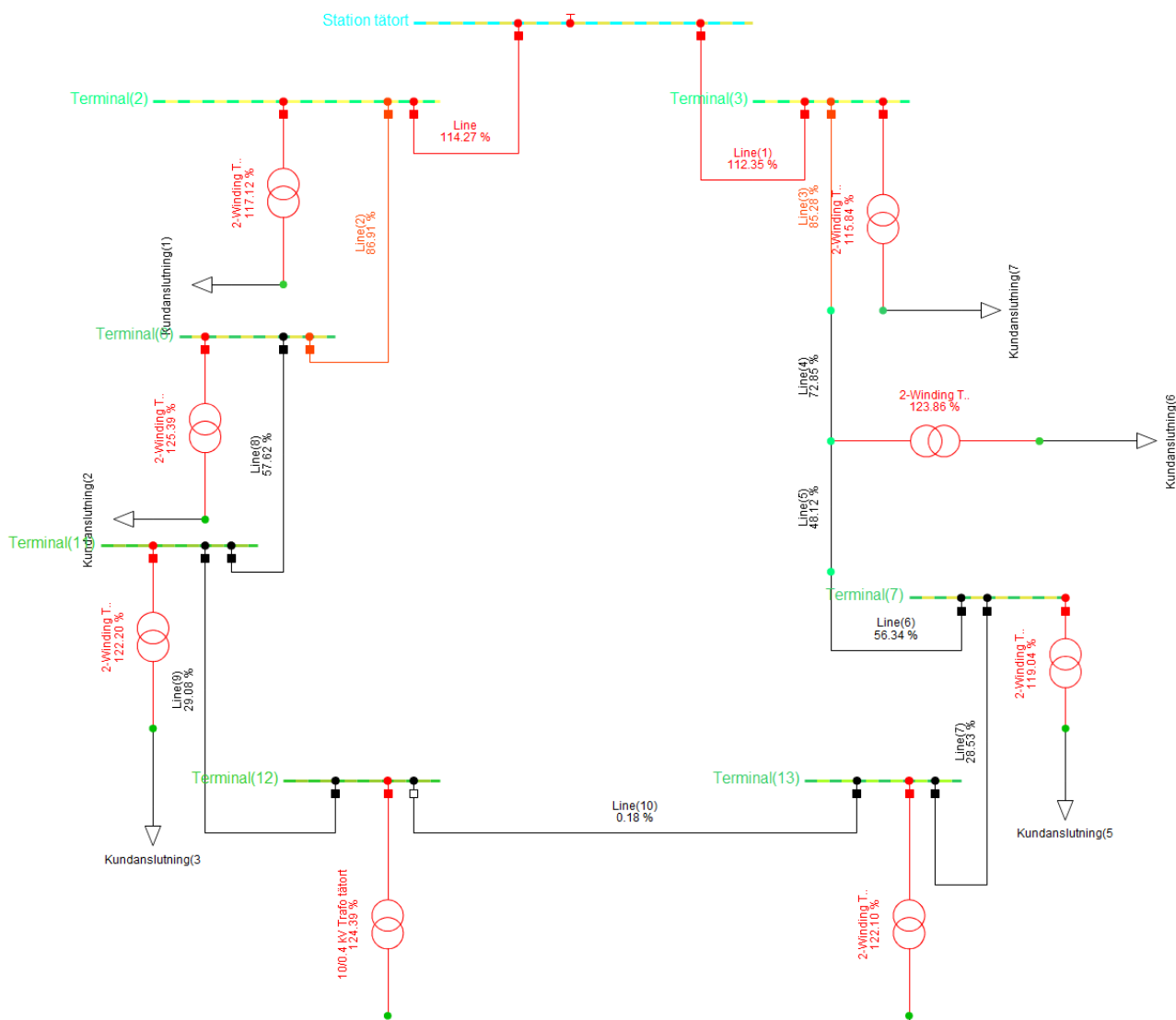
I referensnät tätort identifieras inte något behov av åtgärder för spänningsfall eller spänningsökning då de långsamma spänningsvariationerna hålls inom de antagna gränserna vilket visas i Figur 43.



Figur 43 Spänningsvariation över året för kund belägen långt från distributionstransformatorn i tätort.

4.5.2.1 Åtgärd tätort – renodlad nätförstärkning

Det utökade kapacitetsbehovet i referensnät tätort innebär att distributionssystemet behöver utrustas med både större ledningar och transformatorer. Belastningen på ledningarna och transformatorerna på 10 kV nivå visas i Figur 44. Totalt rör det sig om samtliga (8) distributionstransformatorer och 2 ledningar i 10 kV nätet.



Figur 44 Översikt av belastning av ledningar och transformatorer år 2045 i tätort.

För 3 av 8 distributionstransformatorer behöver kapaciteten utökas från 830 kVA till 1000 kVA och för 5 av 8 transformatorer behöver kapaciteten utökas till 1250 kVA. Kostnaden för utökad kapacitet för distributionstransformatorerna blir därmed enligt Normvärdeslistan för normvärde 2018:

- 344 075 SEK

Typ av anläggning	Teknisk specifikation	Spänning [kV]	Normvärde 2017 [SEK]	Normvärde 2018 [SEK]	Enhet
Transformator	1250 kVA	12/0,4	207 121	213 892	st
Transformator	1000 kVA	12/0,4	147 000	151 805	st
Transformator	800 kVA	12/0,4	142 928	147 600	st
Transformator	500 kVA	12/0,4	107 728	111 250	st

Den årliga kostnaden för distributionstransformatorerna blir vid antagande om 40 års kalkylperiod och diskonteringsränta av 3.5 %:

- **16 112 SEK/år**

De kablar som identifierats för utbyggnad är 3x1x95 mm², 1 km vardera som behöver utökas till 3x1x150 mm². Total kostnaden för kapacitetsökningen blir enligt Normvärdeslistan för normvärde 2018:

- 77 128 SEK

Typ av anläggning	Teknisk specifikation	Spänning [kV]	Normvärde 2017 [SEK]	Normvärde 2018 [SEK]	Enhet
Jordkabel Tätort	PEX 3x1x95 mm ²	12	718 044	741 517	km
Jordkabel Tätort	PEX 3x1x150 mm ²	12	755 387	780 081	km

Den årliga kostnaden för ledningarna blir vid antagande om 40 års kalkylperiod och diskonteringsränta av 3.5 %:

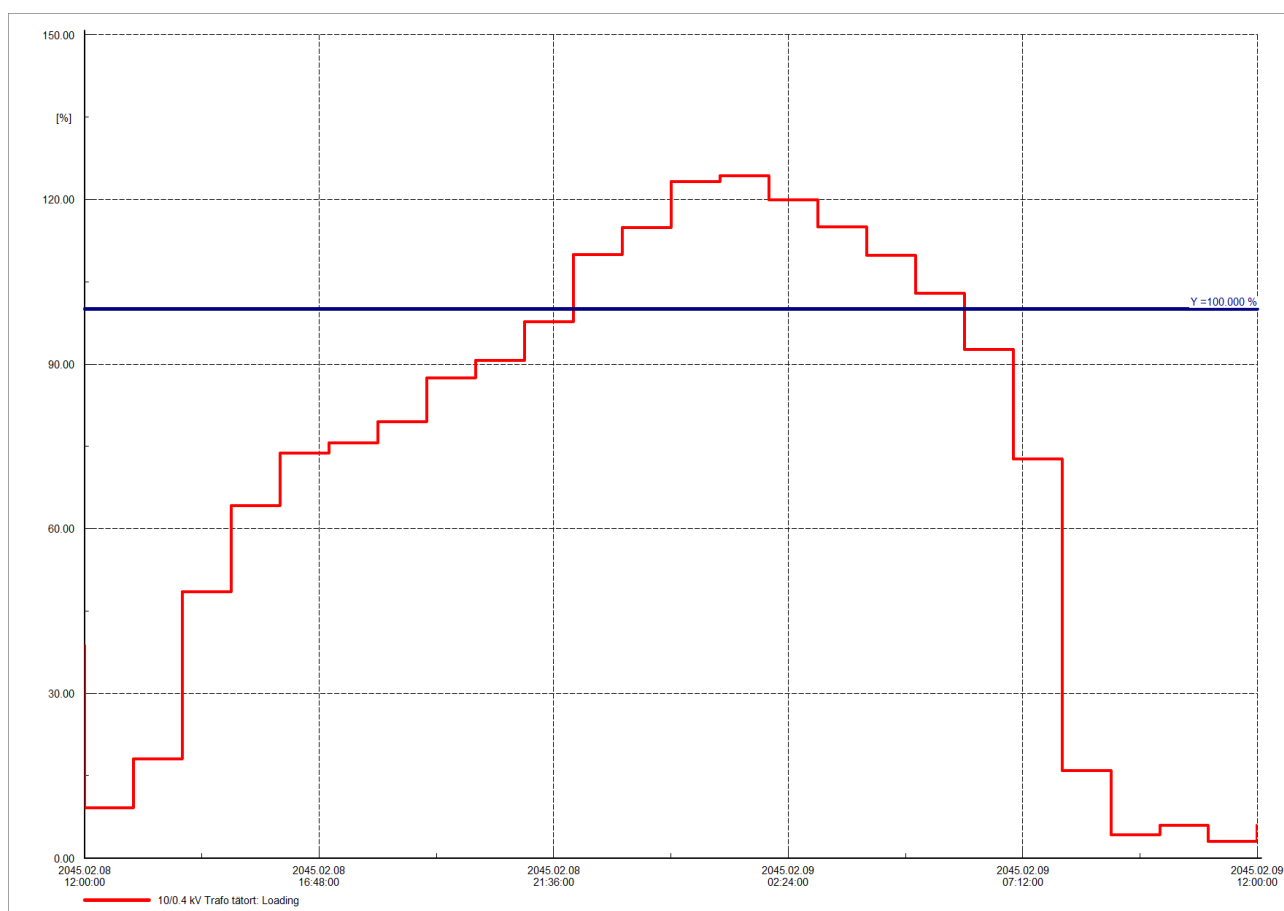
- **3 612 SEK/år**

Total årlig kostnad för genom renodlad nätförstärkning (utbyggnad av distributionstransformatorer och ledningar) blir:

- **19 724 SEK/år**

4.5.2.2 Åtgärd – nyttjande av flexibilitetsresurs

Åtgärd genom nyttjande av flexibilitetsresurs illustreras av exempel med maximal belastning i en av distributionstransformatorerna i gränspunkten mellan lågspänningsnätet 0.4 kV och distributionsnätet 10 kV. Belastningen i övriga distributionstransformatorer i är ungefär samma storleksordning mellan 116 – 125 %. Totalt finns ett utökat kapacitetsbehov 214 timmar under år 2045. Störst kapacitetsbehov sker natten 2045-02-08 till 2045-02-09 där den mest belastade distributionstransformatorn belastas till 125.4 % (1040 kVA).



Figur 45: Belastning distributionstransformator.

I lågspänningsnäten finns totalt 1 120 kunder anslutna och flexibilitetsresurserna kan tillgodose av en blandning av hushåll, service och elfordon. Industrin i tätort antas inte kunna tillgodose någon av de flexibilitetsresurser som identifierades i del 1 då den uppskattade potentialen främst berör storskalig industri.

Resultaten från Delmoment 1, där den tekniska potentialen och kostnader för olika flexibilitetsresurser år 2045 har uppskattats, används i detta steg för att hitta den tillgängliga flexibiliteten och den totala kostnaden för att motverka kapacitetsbristen med hjälp av flexibilitetsresurser. Resultatet från Delmoment 1 sammanfattas i Tabell 37 i kapitel 3.3. Relevanta sektorer från delmoment 1 visas i Tabell 40.

Tabell 40 Sammanfattning av kostnad och tekniska begränsningar för flexibilitetsresurser i tätort

Sektor	Typ av last	CAPEX per år (SEK/kW,år)	OPEX (SEK/kWh)	Uthållighet (h)	Återhämtning (h)
Hushåll	Uppvärmning-luft	31	0	1	2
Hushåll	Uppvärmning-vatten	9	0	12	12
Hushåll	Kyl/frys	33	0	1	2
Hushåll	Tvätt/disk	9	0	7	-
Service	Kyl/frys	1660	0	1	2
Service	Ventilation	1269	0	1	2
Service	El. vattenberedare	220	0	12	12
EV 2045	V2G	0	14 %	1	-

Genom att använda samma antaganden som i Delmoment 1, antas 45 % av hushåll ha uppvärmning genom någon form av värmepump och 17 % har någon form av direkt elektrisk uppvärmning. Enligt (Zimmermann, 2009) uppskattas i genomsnitt 50 % av hushållens elförbrukning gå till uppvärmning, kyl/frys uppskattas till ca 10 % och tvätt/disk ca 5 %. För service och EV - V2G gäller samma antaganden som i kapitel 4.5.1.2.

Som exempel för att beräkna behov och kostnad av flexibilitetsresurser används timman då största kapacitetsbehov uppstår, kl. 01-02, 2045-02-09 med ett totalt behov i hela referensnätet av 1409 kW. Hänsyn till uthållighet och återhämtning tas också i beaktning.

Då flexibilitet från EV V2G är mest kostnadseffektivt nyttjas denna flexibilitetsresurs före flexibilitet från hushåll och service. För den aktuella timman finns enligt antagande från Chalmers forskningsstudie i genomsnitt 0.46 kW tillgängligt för flexibilitet per elfordon. Med totalt 1 120 fordon uppnår flexibiliteten totalt 515 kW.

Resterande 894 kW måste därmed täckas av flexibilitet från hushåll och service. Då hushåll är mer kostnadseffektivt nyttjas denna flexibilitetspotential före resurser från service. För den aktuella timman är 599 kW tillgängligt från hushåll via uppvärmning-vatten och resterande 295 kW kan tillgodoses från tvätt/disk.

Kapitalkostnaden för flexibilitet från hushåll i hela referensnät tätort på årsbasis beräknas till:

- $894 \text{ kW} * 9 \text{ SEK/kW} = 8046 \text{ SEK/år}$

Driftkostnaden för flexibilitet EV V2G beräknas genom mappning av flexibilitetsbehovet under året, aktuellt elpris och tillgång. Kostnaden per år blir totalt:

- $0.14 * 0.63 \text{ SEK/kW (snittpris för de aktuella timmarna)} * 220 \text{ kWh (totalt behov V2G för aktuella timmar)} = 19.5 \text{ SEK/år}$

4.5.2.3 Jämförelse åtgärder - Tätort

Genom **renodlad nätförstärkning** för att möta kapacitetsbehovet i referensnät tätort år 2045 blir den totala årliga utökade kostnaden:

- 19 724 SEK/år

Detta i förhållande till kapitalkostnaden per år för hela referensnätet tätort (5 984 094 SEK/år) blir en ökning med 0.33 % i årlig kostnad.

Genom **nyttjande av flexibilitetsresurser** blir den totala årliga kostnaden:

- 8 066 SEK/år

Detta i jämförelse med kapitalkostnaden per år för hela referensnätet tätort (5 984 094 SEK/år) blir en ökning med 0.13 % i årlig kostnad. Detta motsvarar även en ungefärlig långsiktig marginalkostnad för flexibilitet i tätort år 2045 av:

- 5 725 SEK/MW.

Resultaten indikerar att i tätort finns en potential att minska fasta kostnader associerade med att överföra el med hjälp av flexibilitetsresurser med ca 0.19 % för år 2045.

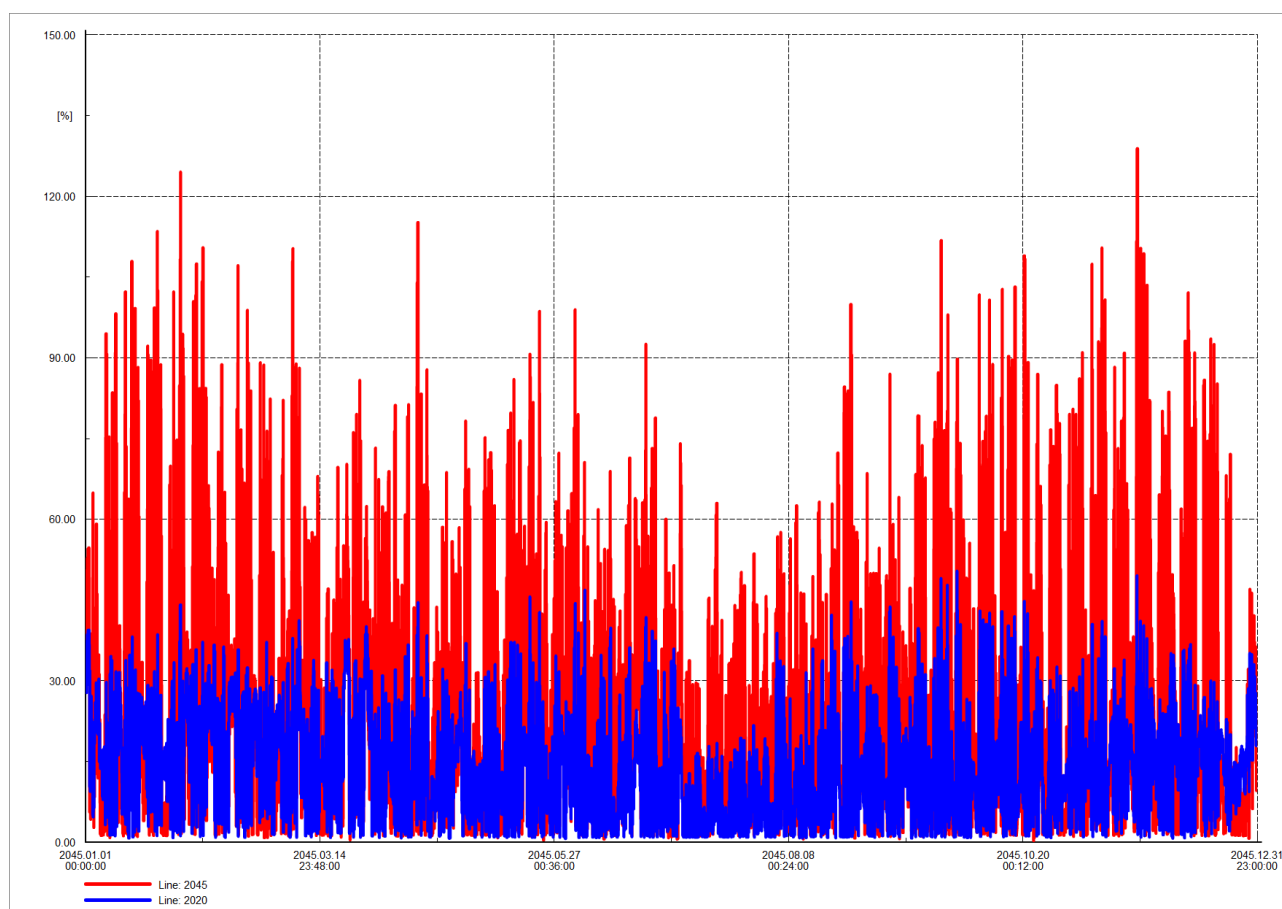
Analys i gränspunkten

Genom analys i gränspunkten mellan distributionsnätet för tätort och överliggande nät observeras att flexibilitetsresurser minskar kapacitetsbehovet från överliggande nät med 17 % i jämförelse med renodlad nätförstärkning. Detta eftersom förflyttning av effekt genom flexibilitet har i tätort en betydande inverkan på det totala kapacitetsbehovet från överliggande nät.

Eventuell påverkan på kostnaden till följd av det minskade kapacitetsbehovet från överliggande nät genom flexibilitetsresurser i tätort beror på hur anslutning till det överliggande nätet är dimensionerat och placerat. I referensnätet för regionnät som används i denna studie är tätorten ansluten i närheten av transmissionsnätstationen. Flexibiliteten i tätorten kan därmed inte användas för att minska belastningen på 130 kV ledningarna och det identifieras inte heller något behov av utökad kapacitet i gränspunkten mellan tätort och regionnät. Minskningen i kapacitetsbehov från överliggande nät som flexibilitet i tätort kan tillhandahålla i jämförelse med renodlad nätförstärkning i tätort, resulterar i detta fallet inte i en påverkan på anpassningskostnaden i referensnätet för regionnät.

4.5.3 Regionnät

Förändringen i belastningen för referensnät regionnät år 2020 och 2045 visas av Figur 46. För år 2045 ökar den genomsnittliga belastningen och stora förändringar i produktion och förbrukning observeras efter den signifikanta ökningen i installerad effekt av solkraft, vindkraft. Den främsta bidragande faktorn till ökad belastning är den stora ökningen i förbrukning inom industrin. Större variation mellan netto-produktion och förbrukning i regionnätet observeras också.

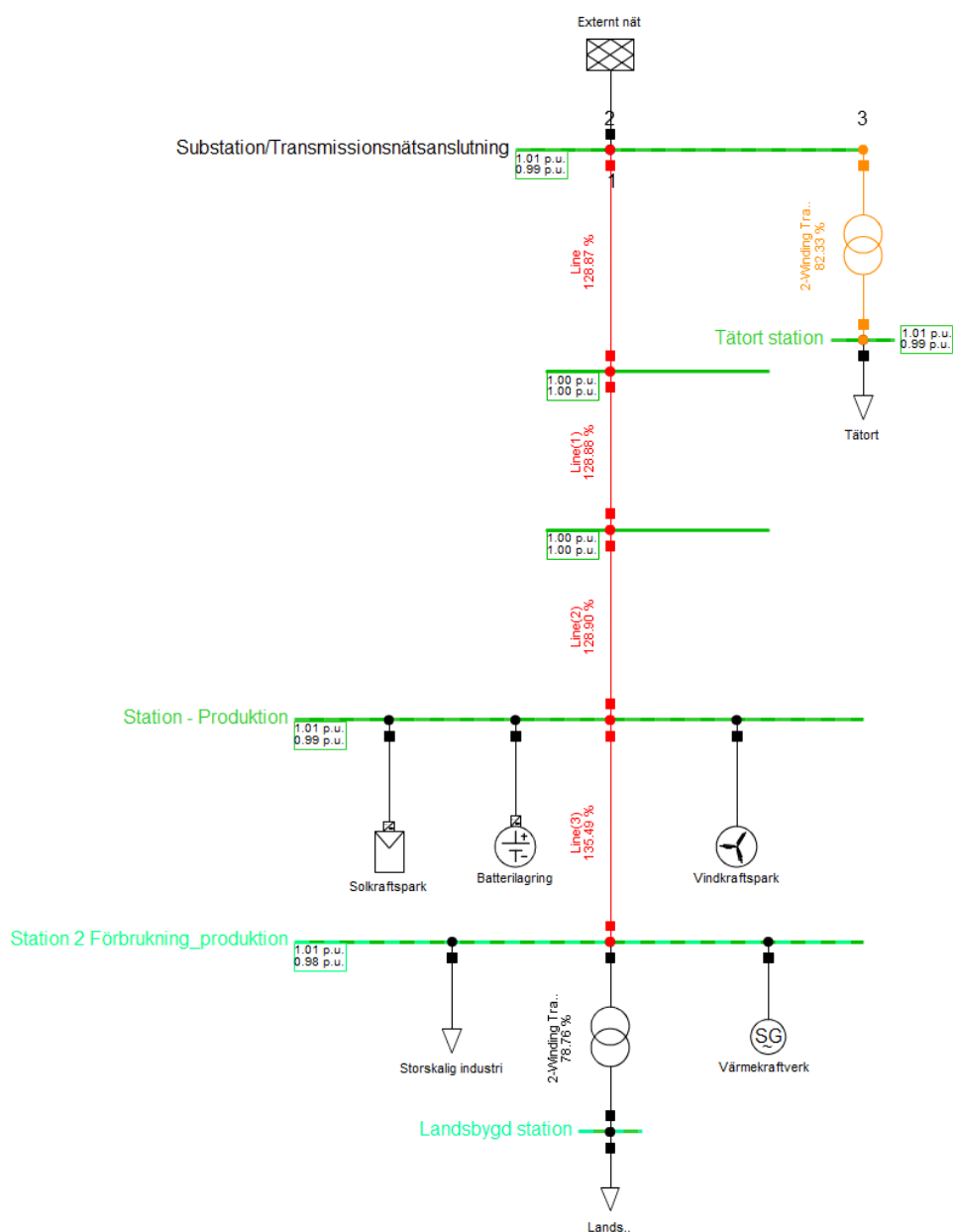


Figur 46 Belastning (i procent av märkeffekt) för 130 kV ledningen i regionnätet för år 2020 (blå) och 2045 (röd).

För regionnätet identifieras ett behov av utökad kapacitet i 130 kV ledningarna som kopplar ihop kopplingen till transmissionsätet och produktionen. Som visas i belastningsprofilen för 130 kV ledningen överstigs märkeffekt med som mest 36 %. I regionnätet identifieras inte något behov av åtgärder för spänningsfall eller spänningsökning då de långsamma spänningsvariationerna hålls inom de antagna gränserna.

4.5.3.1 Åtgärd regionnät – renodlad nätförstärkning

Det utökade kapacitetsbehovet i regionnät innebär att ledningar behöver uppgraderas. Belastningen på ledningarna och transformatorerna på 130 kV nivå visas i Figur 47. Totalt rör det sig om samtliga 130 kV ledningar med total längd av 29 km.



Figur 47 Översikt av belastning av ledningar och transformatorer år 2045 i regionnätet.

Maximal belastning och störst kapacitetsbehov sker under dagen den 2045-11-24 där ledningen mellan stationen med förnyelsebar produktion och den storskaliga industrin belastas till 136.6 %. Detta

motsvarar ett ökat kapacitetsbehov av ca 77 MW. Kapacitet i ledning med area 454 mm² täcker inte kapacitetsbehovet och alltså behöver ledning med area 593 mm² väljas.

Kostnaden för utökad kapacitet för 130 kV ledningarna (från 2x329 mm² till 2x593 mm²) blir enligt Normvärdeslistan för normvärde 2018:

- 542 125 SEK/km

Typ av anläggning	Teknisk specifikation	Spänning [kV]	Normvärde 2017 [SEK]	Normvärde 2018 [SEK]	Enhet
Luftledning övrigt, stålstolpar portal	FeAl 2x454 mm ² - ledningsgata 42 m	123-170	2 771 579	2 862 182	km
Luftledning övrigt, stålstolpar portal	FeAl 2x593 mm ² - ledningsgata 42 m	123-170	2 854 797	2 948 121	km
Luftledning övrigt, stålstolpar portal	FeAl 2x772 mm ² - ledningsgata 42 m	123-170	3 360 264	3 470 111	km

Med 29 km total längd blir den ökade kostnaden för utbyggnad:

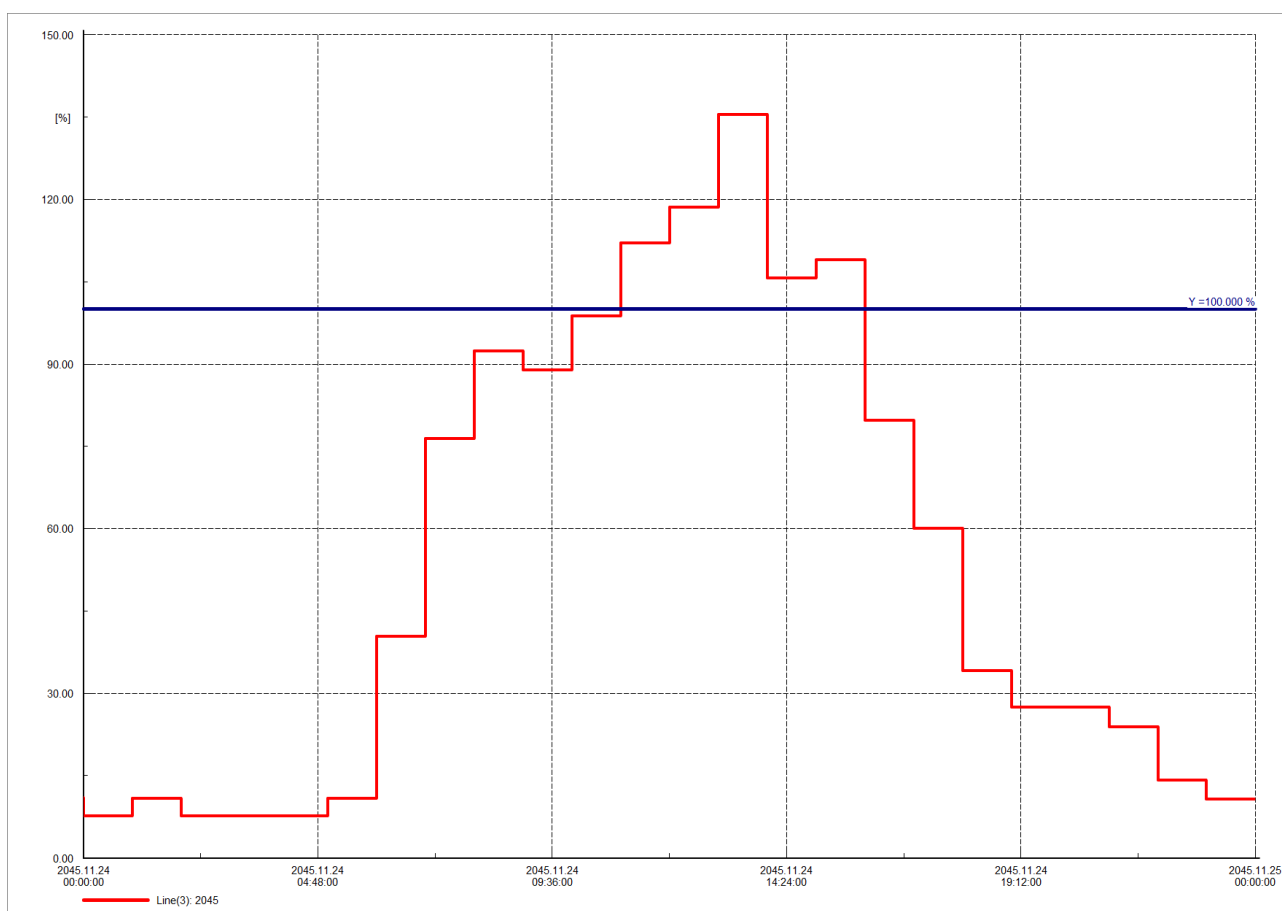
- 15 721 625 SEK

Den årliga kostnaden för distributionstransformatorerna blir vid antagande om 40 års kalkylperiod och diskonteringsränta av 3.5 %:

- **736 201 SEK/år**

4.5.3.2 Åtgärd – nyttjande av flexibilitetsresurser

Åtgärd genom nyttjande av flexibilitetsresurs illustreras av exempel med maximal belastning av ledningen mellan stationen med förnyelsebar produktion och stationen med industrin. Totalt finns ett utökat kapacitetsbehov ca 332 timmar under år 2045. Störst kapacitetsbehov sker under dagen den 2045-11-24 där ledningen belastas till 136.6 %. Totalt finns ett maximalt flexibilitetsbehov av 77 MW för att minska belastning av ledningen.



Figur 48 Belastning av 130 kV ledning mellan stationen med förnyelsebar produktion och stationen med industrin i regionnätet.

I stationen med industrin finns den storskaliga industrin som antas vara av typen massa- och pappersindustri och totalt 510 kunder finns anslutna i lokalnätet landsbygd. I stationen med förnyelsebar produktion finns ett batterilager av antagen storlek 10MW/40MWh enligt de antaganden som görs i delmoment 1. Flexibilitetsresurserna i regionnätet kan alltså tillgodoses av en blandning av hushåll, service, elfordon, industri (massa-/pappersbruk) och batterilager.

Resultaten från Delmoment 1, där den tekniska potentialen och kostnader för olika flexibilitetsresurser år 2045 har uppskattats, används i detta steg för att hitta den tillgängliga flexibiliteten och den totala kostnaden för att motverka kapacitetsbristen med hjälp av flexibilitetsresurser. Resultatet från Delmoment 1 sammanfattas i Tabell 37 i kapitel 3.3. Relevanta sektorer från delmoment 1 visas i Tabell 41.

Tabell 41 Sammanfattning av kostnad och tekniska begränsningar för flexibilitetsresurser i regionnät

Sektor	Typ av last	CAPEX per år (SEK/kW,år)	OPEX (SEK/kWh)	Uthållighet (h)	Återhämtning (h)
Hushåll	Uppvärmning-luft	31	0	1	2
Hushåll	Uppvärmning-vatten	9	0	12	12

Hushåll	Kyl/frys	33	0	1	2
Hushåll	Tvätt/disk	9	0	7	-
Service	Kyl/frys	1660	0	1	2
Service	Ventilation	1269	0	1	2
Service	El. vattenberedare	220	0	12	12
Industri	Massa- och pappersindustri	22	0.1	1.5	24
EV 2045	V2G	0	14 %	1	-
Lagring	Batteri 2045*	681	3	4	4

*CAPEX (SEK/kW) omräknat från SEK/kWh till SEK/kW baserad på antagen batteristorlek 10 MW/40MWh.

Genom att använda samma antaganden som i Delmoment 1, antas 17 % ha någon form av direkt elektrisk uppvärmning-vatten. Enligt (Zimmermann, 2009) uppskattas i genomsnitt 50 % av hushållens elförbrukning gå till uppvärmning och tvätt/disk ca 5 %. För EV - V2G gäller samma antaganden som i kapitel 4.5.1.2.

Då flexibilitet från EV V2G är mest kostnadseffektivt bör denna flexibilitetsresurs nyttjas före flexibilitet från hushåll, industri och batterilager. För den aktuella timman finns i genomsnitt 0.25 kW tillgängligt för flexibilitet per elfordon i lokalnätet landsbygd. Med totalt 510 fordon uppnår flexibiliteten totalt 128 kW. Flexibiliteten från elfordon kan därmed anses vara försumbar i förhållande till kapacitetsbehovet.

För hushåll gäller följande, med den antagna kundsammansättningen i landsbygd från kapitel 4.3.1.2 är 67 % av totalt 510 kunder är hushåll. Detta motsvarar totalt 342 kunder, där 17 % antas ha uppvärmning-vatten. Med en medelförbrukning av 2 kW per kund för den aktuella timman finns därmed endast 58 kW flexibilitet tillgänglig denna resurs, vilket också är försumbart i förhållande till det totala behovet av ca 77 MW.

Det mest kostnadseffektiva alternativet som samtidigt kan uppfylla flexibilitetsbehovet blir därmed att nyttja flexibiliteten i massa- och pappersindustrin.

Enligt antaganden från Delmoment 1 som visas i Tabell 3 i kapitel 3.1.3.1, kan massa- och pappersindustrin i regionnätet erbjuda flexibilitet motsvarande reduktion av 80 % och en ökning av 20 % av sin förbrukning. För den aktuella timman uppgår effektbehovet i industrin till 291.5 MW vilket innebär att i den aktuella timman kan upp till 233 MW flexibilitet tillgodoses av industrikunden. Detta innebär även att hela flexibilitetsbehovet under år 2045 kan tillgodoses av industri-kunden även vid antagande om begränsning i uthållighet och återhämtning då antalet timmar i följd som flexibilitetsbehovet finns och mängden inte överstiger tillgänglig flexibilitet.

Kapitalkostnaden för flexibilitet från industrin i regionnätet på årsbasis beräknas till:

$$- 77\,000\text{ kW} * 22\text{ SEK/kW} = 1\,694\,000\text{ SEK/år}$$

Driftkostnaden för flexibilitet från massa och pappersindustrin beräknas genom beräkning av energibehovet under hela året. Kostnaden per år blir då totalt:

$$- 0.1 * 6\,267\,617\text{ kWh} = 626\,762\text{ SEK/år}$$

Den totala kostnaden för flexibilitet blir:

$$- 2\,320\,762\text{ SEK/år.}$$

4.5.3.3 Jämförelse åtgärder - Regionnät

Genom **renodlad nätförstärkning** för att möta kapacitetsbehovet i regionnät år 2045 blir den totala utökade kostnaden för år 2045:

- 736 201 SEK

Detta i förhållande till kapitalkostnaden per år för referensnätet regionnät (5 799 001 SEK/år) blir en ökning med 12.1 % i årlig kostnad. Notera att kapitalkostnaden för referensnät regionnät inte inkluderar de underliggande näten (tätort/landsbygd) utan endast kostnaden för nätkomponenter på 130 kV nivå.

Genom **nyttjande av flexibilitetsresurser** blir den totala utökade kostnaden för år 2045:

- 2 320 762 SEK

Detta i jämförelse med kapitalkostnaden per år för hela referensnätet regionnät (6 087 127 SEK/år) blir en ökning med 38 % i årlig kostnad. Detta motsvarar även en ungefärlig långsiktig marginalkostnad för flexibilitet i regionnät år 2045 av:

- 30 140 SEK/MW.

Resultaten indikerar därmed att i regionnät finns det i detta fall inte en potential att med hjälp av flexibilitetsresurser minska fasta kostnader associerade med att överföra el, då flexibilitetsresurser innebär ca 23 % ökning i fasta kapitalkostnader per år jämfört med alternativet med renodlad nätkapacitet.

Analys i gränspunkten


Genom analys i gränspunkten mellan regionnätet och transmissionsnätet observeras ett minskat behov av kapacitet från transmissionsnätet med 24 % på grund av nyttjande av flexibilitetsresurser, i jämförelse med renodlad nätförstärkning. Likt tätort, har flytt av effekt genom flexibilitet i regionnätet en betydande inverkan på det totala kapacitetsbehovet från överliggande nät.

Notera att analysen av regionnätet innefattar både undersökningen av åtgärder i regionnätet för att möta överföringsbehovet 2045 samt motsvarande hantering av överföringsbehovet i de anslutna lokalnäten. För det undersökta fallet gav däremot inte det minskade kapacitetsbehovet i gränspunkten mellan tätort/landsbygd och regionnät till följd av flexibilitetsresurser, någon påverkan på kapacitetsbehovet i gränspunkten till transmissionsnätet. Detta eftersom belastningen från industrin var mest dominant och inte sammanföll med motsvarande maximal belastning i tätort och landsbygd. Notera även att kostnaden för anpassningarna i lokalnäten i inkluderas i den totala kostnaden för regionnäten då detta är begränsat till 130 kV nivå.

4.6 Diskussion kring scenariernas påverkan på elkvalitet

Utöver den påverkan det framtida scenariot har på spänningsmagnituden (beräknad utifrån tillgängligdata med timupplösning) har annan påverkan på elnätets spänningskvalitet och driftsäkerhet år 2045 inte studerats i detalj inom ramen för nätanalysen i denna studien. Det innefattar exempelvis övertonshalter, snabba spänningsändringar samt marginaler för att hantera plötsliga fel i nätet eller avvikelser från prognostiserade flöden. Genomgående diskussion kring åtgärder för hur denna påverkan kan hanteras ligger utanför projektets omfattning, men en kort beskrivning för att exemplifiera hur de framtida förändringarna mest troligt påverkar elsystemet ges nedan.

En ökad mängd förnybar produktion med en hög andel vindkraftsproduktion och solkraftsproduktion och en relativt låg andel termisk produktion innebär att en ökad mängd av produktionen kommer att vara



ansluten via kraftelektroniska omriktare. Detta medför en ändring både på emissions- och på immunitetssidan av t.ex. övertoner. De medför även att emission kommer att ske vid andra frekvenser än förut, som supratoner (2 kHz till 150 kHz) och mellantoner (ej heltalsmultipler av 50 Hz).

Annat som förväntas påverka övertonsspektret i framtiden, både avseende magnitud och vid vilken frekvens de uppstår, är exempelvis att viss resistiv last ersätts med last kopplad via kraftelektronik, vilket påverkar dämpningen vid resonansfrekvenserna.

En viktig påverkan av produktion ansluten via kraftelektronik är att den inte har en naturlig rotationsenergi då produktionen inte är synkront kopplad till nätet. Med en minskande rotationsenergi minskar den naturliga trögheten mot störningar i elsystemet. En plötslig förlust av produktion eller last i systemet får en omedelbar påverkan av frekvensen i systemet. I ett system med låg tröghet påverkas frekvensen snabbare än i ett system med hög tröghet vilket leder till att motåtgärder måste komma snabbare för att undvika exempelvis att utrustning kopplas ut eller skadas, vilket kan innebära en utmaning. En möjlig lösning för att minska problematiken med minskad naturlig rotationsenergi är implementera virtuell rotationsenergi i exempelvis vindkraftsparker.

Av den trend som redan ses idag använder även ny utrustning allt mer aktiva omriktare. Den ökade volatiliteten som kommer med intermittenta produktionsenheter får också en påverkan på spänningskvaliteten.

Karaktäristiken på eventuella spänningsdippar är också något som påverkas av en ökad mängd distribuerad generering på kortslutningseffekt, skyddsstrategi, spänningsreglering, etc.

Även snabba spänningsvariationer kan komma att påverkas, exempelvis vid hastig förändring av effektuttag vid snabbladdning av elfordon.

En risk för en ökad spänningsobalans anses då allt mer utrustning kopplas in enfasigt, som exempelvis enklare elbilsaddning och enfasiga solkraftsanläggningar, framförallt i hushåll. Detta kan dock undvikas med bra planering och 2045 är det även antaget att en stor del elbilsaddning kommer ske trefasigt vilket är positivt med hänsyn till spänningsobalans.

Hur nätet påverkas beskrivs i många studier, exempelvis en Energiforsk studie av påverkan från stora mängder solkraft (Bollen, Rönnberg, & Lennerhag, 2018).

4.7 Sammanställning av analys på nätnivå

En sammanställning av nätanalysen för de tre referensnäten ges i Tabell 42 och Tabell 43, där Tabell 42 visar antal timmar med överlast tillsammans med det största effektbehovet och Tabell 43 visar en sammanställning över de årliga kostnadsökningarna både med ytterligare renodlad nätutbyggnad och vid nyttjandet av flexibilitetsresurser. I fallet för landsbygd var inte flexibilitetspotentialen tillräcklig för att möta det största effektbehovet, varför en kombination av nätutbyggnad och flexibilitetsresurser använts.

Tabell 42 Sammanställning av referensnätens gränsöverskridningar

Referensnät	Timmar med överlast [Antal/2045]	Största effektbehovet [kW]
Landsbygd	241	11
Tätort	214	1409
Regionnät	332	77 000

Tabell 43 Sammanställning av referensnätens kostnader

Referensnät	Kapitalkostnaden per år för hela nätet [SEK]	Årlig kostnadsökning [SEK/år]			Kostnadsändring flexresurser jämfört med renodlad nätkapacitet, i förhållande till totala kapitalkostnaden [%]
		Ytterligare renodlad nätutbyggnad	Kombination ⁸ av flexresurser + ytterligare nätutbyggnad	Flexresurser	
Landsbygd	421 569	1 303	972	-	-0.08
Tätort	5 984 094	19 724	-	8 066	-0.19
Regionnät ⁹	6 087 127	736 201	-	2 320 762	+23.1


Det är viktigt att notera att effektbehovet skiljer sig väldigt mycket åt för de olika referensnäten, vilket även speglas i skillnaden i kostnad för att åtgärda behoven.

För referensnäten landsbygd och tätort ges en kostnadssänkning då flexibilitetsresurser används för att möta de framtida kapacitetsbehov som uppstår. För det studerade referensnätet regionnät är det billigare att möta effektbehoven med renodlad nätutbyggnad, då behovet endast kunde mötas genom att nyttja den flexibilitetspotential som finns tillgänglig hos industrin, vilken hade en relativt hög kostnad.

Det ska understrykas att endast överlast och spänningsmagnituden med timupplösning studerats. Påverkan på elnätet och elkvaliteten gällande andra parametrar kopplade till spänningskvalitet eller

⁸ Endast flexibilitetsresurser kunde inte täcka hela behovet.

⁹ Notera att kapitalkostnaden per år för referensnät regionnät inte inkluderar kostnaden för de underliggande näten (tätort/landsbygd) utan endast kostnader på 130 kV nivå t.o.m. 130/10 kV transformatorerna.



driftssäkerhetsaspekter har inte inkluderats. Kostnaden för flexibilitetsresurserna är för att tekniskt göra det möjligt att kunna aktivera flexibiliteten och inkluderar inte eventuella incitament el. dyl. som krävs.

5 SLUTSATS

Med de antaganden som gjorts i detta projekt domineras flexibilitetspotentialen år 2020 av hushållens flexibilitetsresurser. Flexibilitetspotentialen är störst i elområde SE 3.

Hushållens flexibilitetsresurser antas ha störst potential under vintern år 2045, medan elbilar har störst potentialen under sommaren. Generellt ses en stor ökning av potentialen hos elbilar och lagring gentemot år 2020.

Då detta projekt endast sammanställt den tekniska potentialen och kostnaderna för att rent tekniskt göra det möjligt att kunna aktivera flexibiliteten speglar resultaten inte sannolikheten att ägarna till flexibilitetsresurserna är villiga att upplåta denna potential eller kostnaden för att de ska anse det värt att göra så.

Hur framtida marknadsmodeller kommer vara konstruerade kommer få en stor påverkan vilka flexibilitetsresurser som i praktiken kommer finnas tillgängliga och till vilket pris.


Vad som var begränsade skiljde sig åt för de olika referensnäten: landsbygd, tätort och regionnät. För landsbygd visade sig spänningsnivåerna vara begränsande på grund av spänningsfall över långa ledningar. För tätort och regionnät var begränsningen däremot överföringsförmågan i främst distributionstransformatorerna 10/0.4 kV.

För referensnäten landsbygd och tätort ges en kostnadssänkning då flexibilitetsresurser används för att möta de effektbehov som uppstår för dessa specifika fall. För det studerade referensnätet regionnät visade resultaten på en lägre kostnad om effektbehoven tillgodoses med renodlad nätutbyggnad. Notera att detta är resultat med de antaganden som gjorts för dessa referensnät och antagna kostnader. Referensnäten är valda för att ge en representativ bild av typnät i Sverige, men det är självklart en förenklad bild att säga att de motsvarar alla svenska nät.

Det är viktigt att understryka att osäkerheten kring vad som kommer hända 25 år framöver är stor och att de antaganden som gjorts för en stor påverkan på resultatet. Osäkerheten kring de siffror som presenteras måste därför beaktas exempelvis i användandet i vidare analyser.

6 REFERENSER

- (u.d.). Hämtat från Forestindustries: <https://www.forestindustries.se/about-us/our-members/>
- A. Wolf, C. S. (2020). Lokal energilagring eller traditionella nätförstärkningar. *Rapport 2018-01175*. .
- Alterbeck, J. (2014). *Förbrukningsreduktion- ett alternativ till gasturbiner som snabb aktiv störningsreserv*.
- Aunedi, M., & Woolf, M. e. (2015). Characteristic demand profiles of residential and commercial EV users and opportunities for smart charging. *23rd International conference on electricity distribution*. Lyon.
- Bollen, M. (2018). Projekt 2018:506. *Energiforsk*.
- Bollen, M., Rönnberg, S., & Lennerhag, O. (2018). *Påverkan på nätet från stora mängder solkraft - Läget och utmaningar vad gäller påverkan av stora mängder solkraft på framförallt lågspänningsnät (RAPPORT 2018:539)*. Energiforsk.
- Elbilsstatistik. (2021). Hämtat från <https://www.elbilsstatistik.se/elbilsstatistik>
- Emobility. (2021). <http://emobility.se/startside/laddstationsguiden/forberedelser/1-2-laddtyper-och-hastigheter/>. Hämtat från Emobility.se.
- Energimarknadsinspektionen. (2011). Översättningslista ledningar över 24 kV. https://www.energimarknadsinspektionen.se/Documents/Forhandsreglering_el/Viktiga_dokument/Bilaga_2_Tabell_Oversattningslista_ledningar_över_24kV_ver1.xls.
- Energimarknadsinspektionen. (2018). Samhällsekonomiska analyser vid investeringar i stamnätet för el. *Rapport 2018:06*.
- Energimarknadsinspektionen. (2020). Normvärdeslista elnät 2020-2023. https://ei.se/Documents/Forhandsreglering_el/2020-2023/Dokument/Normvardeslista_elnat_2020-2023.xlsx.
- Engblom, O., & Ueda, M. (2008). Representativa testnät för svenska eldistributionsnät. *Elforsk rapport 08:42*.
- Esmailnadjad, S., & Sundquist, J. (2014). *Demand side management in Swedish Industry*. Chalmers University of Technology.
- Garney, E., & Kennerland, M. (2020). *Balansering av Sveriges elsystem år 2040 - en teknoekonomisk analys*. Lunds Tekniska Högskola .
- Gerwen, R. v., Eijgelaar, M., & Bosma, T. (2019). *Hydrogen in the electricity value chain*. DNV GL.
- Gils, H. C. (2014). Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. *Energy*.
- Global cement report. (2020). Hämtat från Cemnet: <https://www.cemnet.com/global-cement-report/country/sweden>
- Herre, L. D. (2019). Optimal day-ahead energy and reserve bidding strategy of a risk-averse electric vehicle aggregator in the Nordic Market. *IEEE Milano Power Tech*.
- Herre, L., Behrouz, N., M.R., H., Wang, Q., & Söder, L. (2021). Provision of multiple services with controllable loads as multi-area thermal energy storage. Working paper.
- IRENA. (2019). *Hydrogen: a renewable energy perspective*. International Renewable Energy Agency.
- Jernkontoret. (2021). www.jernkontoret.se. Hämtat från <https://www.jernkontoret.se/sv/vision-2050/koldioxidfri-stalproduktion/>
- Kempton, W., & Tomic, J. (2004). Vehicle-to-grid power fundamentals: calculating capacity and net revenue. *Journal of Power Sources*.
- Kwon, P. S., & Östergaard, P. (2014). Assessment and evaluation of flexible demand in a Danish future energy scenario. *Applied Energy*.
- Lexholm, M. (2016). Rapport 2016:274.
- Lund, P. D., J., L., Mikkola, J., & Salpakari, J. (2015). Review of energy flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. *Renewable and sustainable energy reviews*.
- Marinelli, M., Thingvad, A., & Calearo, L. (2020). *Across Continents Electric Vehicles Services Project: Final Report*. Technical University of Denmark.
- Meeus, L., & Glachant, J.-M. (2018). *Electricity network regulation in the EU: the challenges ahead for transmission and distribution*. Edward Elgar Publishing.
- Mökander, J. (2014). *Demand response in the future Swedish electricity market*. Linköping Institute of Technology.
- Nilsson, M. &. (2014). *Demand response in the Strategic Reserve*. Elforsk.
- NKT. (2015). Kraftkabelhandboken. https://nkt.widen.net/content/khrkgzaf7t/pdf/NKT_kraftkabelhandboken.pdf?u=gj0n1y.
- Ny statistik över energianvändningen i småhus . (2020). Hämtat från Energimyndigheten: <https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2020/ny-statistik-over-energianvandningen-i-smahus-flerbostadshus-och-lokaler/>
- Ochoa, L. F., Dent, C. J., & Harrison, G. P. (2009). Distribution network capacity assessment: Variable DG and active networks. *IEEE Transactions on Power Systems* 25.1, 87-91.

- 
- Paulus, M., & Borggrefe, F. (2009). Economic potential of demand side management in an industrialized country-the case of Germany. 10th IAEE European conference, Vienna Austria.
- Paulus, M., & Borggrefe, F. (2011). The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany. *Applied Energy*.
- Penev, M., Rustagi, N., Hunter, C., & Eichman, J. (2019). *National renewable energy laboratory*. Hämtat från <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73520.pdf>
- Pfenninger, S., & Staffell, I. (2016). Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy* 114, pp. 1251-1265.] .
- Power circle. (u.d.). *Vad är V2G - vehicle to grid*. Hämtat från <https://powercircle.org/vad-ar-vehivle-to-grid/>.
- Saengprajak, A. (2007). *Efficiency of demand side management measures in small village electrification systems*. Kassel University Press.
- Skytte, K., Bergaentzle, C., Fausto, F. J., & Gunkel, P. A. (2019). *Flexible Nordic Energy Systems - Summary report*.
- Staffell, I., & Pfenninger, S. (2016). Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output. *Energy* 114, pp. 1224-1239.
- Svenskt aluminium. (2012). <https://www.svensktaluminium.se/hallbarhet/>. Hämtat från https://www.svensktaluminium.se/media/Slutrapport_GeniAI_web.pdf
- Taljegard, M., Göransson, L., Odenberger, M., & Johnsson, F. (2019). Impacts of electric vehicles on the electricity generation portfolio- A Scandinavian-German case study. *Applied Energy*.
- Vogl, V., Åhman, M., & Nilsson, L. J. (2018). Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking. *Journal of cleaner production*.
- Wolf, A., Sandels, C., & Shepero, M. (2020). *Lokal Energilagring eller tradionella nätförstärkningar?* Power Circle. Hämtat från Power Circle.
- Zimmermann, J. P. (2009). *End-use metering campaign in 400 households in Sweden*. Swedish Energy Agency.





Kort om DNV GL

Med syfte att skydda liv, egendom och miljö, gör DNV GL det möjligt för företag och organisationer att utveckla säkerheten och hållbarheten i sin verksamhet.

Vi är ett av världens största klassningssällskap för fartyg och offshore, samt ledande inom teknisk rådgivning till olje-, gas- och elindustrins försörjningskedjor. DNV GL är även ett världsledande certifieringsorgan med 80,000 företagskunder i olika industrisektorer.

Med mer än 12,000 anställda i över 100 länder är vi på DNV GL dedikerade att hjälpa våra kunder göra världen säkrare, smartare och grönare.