



Nätutvecklingsplan ***2025–2034***

Samrådsversion

e-on

Förord

E.ON Energidistribution AB (E.ON) vill driva energiomställning och en god samhällsutveckling. Som elnätsföretag är vårt uppdrag att säkerställa ett tillförlitligt och effektivt elnät för våra kunder. Det innebär omsorgsfull löpande drift och underhåll, men också ständig utveckling och utbyggnad för att kunna ansluta nya verksamheter och utveckla befintliga. Vi ser nätutvecklingsplanen som ett utmärkt övergripande redskap för att visa vägen till framtiden. Den ger möjlighet att skapa mer transparens, förståelse och samarbete mellan vår nätverksamhet och dig som kund eller intressent.

E.ON är ett av Sveriges största elnätsföretag med 143 000 km elledning och drygt en miljon kunder. I nätutvecklingsplanen har vi analyserat överföringskapaciteten i våra elnät utifrån en prognos om framtida effektbehov. Vi presenterar planerade investeringar och även behovet av flexibilitetslösningar. Med samhällets pågående energiomställning finns ett enormt intresse av att ansluta till elnätet. Just nu har vi fler anslutningsförfrågningar än någonsin tidigare.

Detta är E.ONs första nätutvecklingsplan som nu tillgängliggörs för samråd den 15 september 2024 och samrådet pågår i minst sex veckor. Med samrådet vill vi informera, inhämta kunskap och ge alla berörda möjligheter att lämna synpunkter. Alla synpunkter är välkomna och vi hänvisar till formuläret på eon.se, [Nätutvecklingsplan \(eon.se\)](https://eon.se).

Elnätet är komplext och nätutvecklingsplanen ger en värdefull ögonblicksbild utifrån den tidpunkt då planen togs fram och vad som planeras i framtiden. Ett av syftena är att säkerställa insyn i elnätets framtida utveckling och behov. Nätutvecklingsplanen vänder sig till berörda systemanvändare och intressenter. Det är till exempel kunder, elnätsföretag med angränsade elnät, kommuner, länsstyrelser, regioner, intresseorganisationer, elproducenter och flexibilitetsleverantörer.

Alla svenska elnätsföretag ska vartannat år ta fram och offentliggöra en nätutvecklingsplan med start 2024. E.ONs nätutvecklingsplan följer den mall och de instruktioner som lämnats från Energimarknadsinspektionen (Ei) i vägledning och föreskrift EIFS 2024:1.

Elnätets utbredning är helt oberoende av kommun- och länsgränser. I nätutvecklingsplanen har E.ON valt att dela in nätet i delområden som följer länsgränser i så stor utsträckning som möjligt, detta för att gå i linje med regional energiplanering och ge samrådsparter bättre möjlighet att tillgodogöra sig information och lämna konstruktiva synpunkter. Indelningen stöttar även framtida dialog och samarbete, som vi gärna vill utveckla vidare.

Malmö den 13 september 2024

Innehållsförteckning

Förord	2
Innehållsförteckning	3
Sammanfattning	4
Begrepp och förkortningar	6
1 Uppgifter om företaget och företagens elnät.....	7
1.1 Uppgifter om företaget	7
1.2 Uppgifter om företagens elnät	7
1.3 Karta över området där företaget bedriver nätverksamhet	12
2 Behov av överföringskapacitet i elnätet	15
2.1 Redogörelse för företagens prognosarbete	15
2.2 Prognos för behovet av överföringseffekt i nätet 2024–2034	20
2.2.1. Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet	22
2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen	25
3 Planerade investeringar och alternativa lösningar	36
3.1 Företagets tillvägagångssätt vid planering av åtgärder	36
3.1.1 Redogörelse för valet av investeringar som företaget redovisat	37
3.1.2 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet	38
3.2 Planerade investeringar	38
3.2.1 Kompletterande information om planerade investeringar	51
3.3 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser	51
3.3.1 Det förväntade behovet	51
3.3.2 Redogörelse för olika typer av åtgärder inklusive omfattning av behovet av åtgärderna....	56
3.3.3 Omdirigering	57
4 Företagets bedömning om de planerade åtgärderna för perioden 2025–2034 möter behovet.....	58
5 Samråd	62
5.1 Redovisning av resultat från offentligt samråd	62
Bilaga 1: Omdirigering	63

Sammanfattning

E.ON Energidistribution AB (E.ON) arbetar sedan många år målmedvetet med att utveckla och säkerställa ett tillförlitligt och effektivt elnät för våra kunder. Det är kärnan i vår verksamhet. Med samhällets pågående elektrifiering finns ett enormt intresse av att ansluta ny verksamhet och utveckla befintlig. På sikt ser vi att E.ON kommer att möta det växande effektbehovet genom beslutade och kommande elnätsförstärkningar tillsammans med fortsatt utveckling av flexibilitetslösningar. Transparens och samarbete är nyckeln till ett fortsatt högt tempo i energiomställningen.

Elnätet är komplext och nätutvecklingsplanen 2025–2034 ger en ögonblicksbild från den tidpunkt då planen togs fram om den planerade och förväntade utvecklingen. För att underlätta dialog har E.ON valt att redovisa prognos, kapacitetsläge, investeringar och behov av flexibilitetslösningar per län i planen.

E.ON har cirka 143 000 kilometer elnät i form av luftledning och markkabel, vilket utgör ungefär en fjärdedel av Sveriges elnät. I och med att E.ON har en stor andel landsbygdsnät och även är regionnätsägare har vi relativt mycket ledning i förhållande till antalet kunder. Till E.ONs elnät finns cirka 1,1 miljoner kunder anslutna, vilket utgör ungefär en femtedel av alla svenska elnätskunder. Majoriteteten av kunderna utgörs av elkonsumenter, allt från hushåll till företag och organisationer. Bland kunderna finns också elproducenter och andra elnätsföretag med angränsande elnät.

När elnätet byggdes ut under 70- och 80-talen dimensionerades det för att möta den då förväntade samhällstillväxten. Elnätet byggdes ursprungligen för att transportera el från stora kraftverk till konsumenter. I dag råder ett annat läge där många lokala producenter av sol- och vindkraft har tillkommit och även konsumenternas behov har förändrats.

Just nu har E.ON fler anslutningsförfrågningar än någonsin tidigare där många dessutom efterfrågar stora effekter. För att möjliggöra nyanslutningar och hantera ändrade effektbehov arbetar E.ON proaktivt med att utveckla elnätet och våra flexibilitetslösningar. Vi har ett ambitiöst prognosarbete för att ge oss tillförlitliga underlag. E.ON är också drivande i regionala och nationella samarbeten för att bidra till att skapa en gemensam bild av utvecklingen i elsystemet, och till ökad digitalisering.

I E.ONs prognos ser vi en betydande ökning av effektbehovet under de kommande tio åren. Ökningen drivs till stor del av elektrifieringen av fordonsflottan, nybyggnad av bostäder och lokaler, samt ökningen av småskalig solkraftsproduktion. Nya större anslutningar, av såväl produktion som konsumtion, kan lokalt ha mycket stor betydelse för det ökade effektbehovet, vilket också kan ge kapacitetsutmaningar.

Ett av syftena med nätutvecklingsplanen är att redovisa kapacitetsbegränsningar i elnätet. E.ON har analyserat risken för begränsningar nu och framåt i en helhetsbedömning, där olika riskfaktorer och scenarier studeras. I analysen har E.ON simulerat effektflödet i regionnätet för att bedöma kapacitetsläget och vi har även tagit hänsyn till begränsningar i lokalnätsstrukturen samt begränsningar mot överliggande nät.

På kort och medellång sikt finns det risk för lokala kapacitetsbegränsningar, men vi förväntar oss att E.ONs planerade investeringar tillsammans med ytterligare nätförstärkningar och utveckling av våra flexibilitetslösningar kommer att vara effektiva för att hantera de framtida behoven och säkerställa en tillräcklig kapacitet. I vissa fall handlar det även om att invänta förstärkningar i överliggande elnät innan en kapacitetsbegränsning kan åtgärdas. På längre sikt bedömer vi att åtgärderna som vi har planerat, tillsammans med kommande, kommer att vara tillräckliga för att möta prognosen.

Under de senaste tio åren har E.ON investerat cirka 30 miljarder kronor i Sveriges elnät. Ytterligare minst 23 miljarder kronor ska investeras fram till 2027, med fortsatt mycket hög investeringstakt bortom 2030, vilket gör detta till bolagets största investeringsprogram hittills. Ramen för hur mycket E.ON kan investera ges av den intäktsram som beslutas av Energimarknadsinspektionen.

I nätutvecklingsplanen presenteras ett urval av investeringsprojekt i regionnätet. Utvalda investeringsprojekt är av betydelse för att hantera den risk för nätkapacitetsbegränsningar som identifierats. Där framgår också när projekten förväntas vara klara, det vill säga när anläggningsdelarna tas i drift. Därtill pågår ett omfattande arbete med att förstärka lokalnätet runt om i Sverige. Mer information om påbörjade investeringsprojekt finns att läsa på Projektkollen på eon.se.

I och med det ökande effektbehovet ser vi att behovet av flexibilitetslösningar blir större. Vi bedömer i varje situation vilken lösning eller kombination av lösningar som bäst kan bidra till en avlastning som möjliggör fortsatt anslutning av nya kunder. De verktyg vi arbetar med är flexibilitetsmarknader, villkorade avtal och tekniska alternativa lösningar. Dessa kan användas i väntan på traditionell nätförstärkning och även som ett alternativ eller komplement till traditionell nätförstärkning.

Som följd av energiomställningen befinner vi oss i en accelererande fas för elnätets utbyggnad. Utbyggnaden kräver omfattande resurser i form av både kapital, material, kompetens och samarbetspartners med mera. Detta ställer höga krav på oss som elnätsföretag som behöver balansera ökande kostnader för våra kunder med utvecklingen av ett smart och robust elnät. För att möta samhällets behov krävs det att vi utvecklar nya sätt att arbeta och fördjupar våra samarbeten med samhällets aktörer och våra kunder, befintliga som nya.

E.ON vill driva energiomställning och en god samhällsutveckling. Som elnätsföretag är vårt uppdrag att säkerställa ett tillförlitligt och effektivt elnät för våra kunder. Det innebär omsorgsfull löpande drift och underhåll, men också ständig utveckling och utbyggnad för att kunna ansluta nya kunder till elnätet. Vi ser nätutvecklingsplanen som ett utmärkt övergripande instrument för att visa vägen till framtiden och ser fram emot samarbete och dialog.

Begrepp och förkortningar

Anläggningsdel	En anläggningsdel är en komponent i nätet, exempelvis luftledning, markkabel, transformator.
Anslutningsprocess	Fördefinierade steg som inleds när en förfrågan om att ansluta inkommer till E.ON. Beroende på storlek på anslutning och kapacitetsläge i nätet skiljer omfattningen på utredningar inför offert och åtgärder i elnätet efter beställning.
Effektprofil	Ett mönster/en kurva som anger hur effektuttaget eller inmatningen varierar över en viss tidsperiod, till exempel över dygnet.
Ei	Energimarknadsinspektionen
Fördelningsstation	Nod i nätet med utrustning för att omvandla och fördela elektricitet till olika områden. Avser stationer i regionnätet (≥ 30 kV) samt stationer med omvandling mellan 20 och 10 kV. Se även <i>nätstation</i> .
Intäktsram	De samlade intäkter som en nätkoncessionshavare högst får uppbära från nätverksamheten under en tillsynsperiod som beslutas av Ei.
kV	Kilovolt (tusen volt), enhet för att mäta elektrisk spänning
Ledning	Samlingsbegrepp där både luftledningar och kablar ingår.
Maskat nät	Elnät där det finns flera matningsvägar per punkt.
MW	Megawatt (en miljon watt, eller tusen kilowatt), enhet för att mäta effekt
MWh	Megawattimme (en miljon wattimmar, eller tusen kilowattimmar), enhet för att mäta energi
N-1-kriteriet	N-1-kriteriet (N minus 1) är den internationella kortformen för principen att ett elnät i normalläge (N) alltid ska kunna hantera att en (1) huvudkomponent oplanerat slutar fungera.
Nettolast	Nettolast är den sammanlagrade effekten av konsumtion och produktion i en punkt i nätet.
Nominell spänning	Ett ungefärligt värde på spänningen som används för att beteckna eller identifiera ett elektriskt system. Värdet på den nominella spänningen är fast, till skillnad från den uppmätbara spänningen som varierar med tiden.
Nyinvestering	En investering i nätutbyggnad som innebär att nya anläggningar tillkommer. Se även <i>reinvestering</i> .
Nätstation	Nod i nätet med utrustning för att omvandla och fördela elektricitet till olika områden. Nätstation avser station i lokalnätet (< 30 kV) förutom stationer med omvandling mellan 20 och 10 kV. Se även <i>fördelningsstation</i> .
Punkt	Plats eller anläggningsdel i nätet.
Radiellt matat nät	Elnät där det finns en matningsväg per punkt.
Reinvestering	En investering i nätet som innebär att befintliga anläggningsdelar byts ut och vid behov förstärks.

1 Uppgifter om företaget och företagets elnät

I detta avsnitt presenteras uppgifter om E.ON Energidistribution, en redogörelse för E.ONs elnät, samt en översiktskarta med E.ONs nätkoncessioner och en geografisk indelning i delområden som används i resten av nätutvecklingsplanen.

1.1 Uppgifter om företaget

I Tabell 1 anges uppgifter om E.ON och information om var nätutvecklingsplanen finns tillgänglig.

Tabell 1 Uppgifter om företaget

Företagsnamn	E.ON Energidistribution AB
Organisationsnummer	556070-6060
Kontaktväg	natutvecklingsplaner@eon.se
Telefonnummer till E.ON	040-25 50 00
Länk till nätutvecklingsplan som delats inför samråd (preliminär nätutvecklingsplan)	Nätutvecklingsplan (eon.se) ¹
Länk till information om samrådet	Nätutvecklingsplan (eon.se) ¹
Länk till slutlig nätutvecklingsplan	Nätutvecklingsplan (eon.se) ¹
Länk till slutlig samrådsredogörelse	Nätutvecklingsplan (eon.se) ¹
Bilagor	Bilaga 1: Omdirigering

1.2 Uppgifter om företagets elnät

Elnätet finns till för att möjliggöra överföring av el från elproducenter till elkonsumenterna. E.ON Energidistribution har cirka 143 000 km elnät i form av luftledning och markkabel, vilket utgör ungefär en fjärdedel av Sveriges elnät². I och med att E.ON har en stor andel landsbygdsnät och även är regionnätsägare har vi relativt mycket ledning i förhållande till antalet kunder. Till E.ONs elnät finns cirka 1,1 miljoner kunder anslutna, vilket utgör ungefär en femtedel av alla elnätskunder i Sverige. Majoriteten av kunderna utgörs av elkonsumenter, allt från små hushåll till stora företag och organisationer. Bland kunderna finns även elproducenter som matar in el i systemet, allt från små hushållsproducenter till några av landets största. På senare tid har antalet kunder som både är konsumenter och producenter ökat kraftigt. Cirka femtio av E.ONs kunder utgörs av andra elnätsföretag.

Elnätets uppbyggnad

E.ONs elnät delas in i lokalnät och regionnät. Lokalnät har spänningsnivåer lägre än 30 kV (med spänningsnivå avses nominell spänning) och regionnät har spänningsnivåer från 30 kV och uppåt. De flesta av E.ONs kunder är anslutna till ett lokalnät, men kunder med stor förbrukning eller stor

¹ www.eon.se/foeretag/elnaet/naetutvecklingsplan

² [Ei R2023:12 Sveriges el- och naturgasmarknad 2022](#)

produktion är anslutna direkt till ett regionnät. För överföring av stora mängder el, särskilt vid långa sträckor, är högre spänning att föredra eftersom energiförlusterna då blir lägre.

E.ONs lokalnät består av lågspänningsnät och mellanspänningsnät med olika spänningsnivåer. E.ONs regionnät inkluderar också flera olika spänningsnivåer. Därutöver finns även anläggningar där E.ON är anslutna till stamnätet. Se Tabell 2 för vilka spänningsnivåer som används i E.ONs elnät. De många olika spänningsnivåerna beror på att nätstrukturen har utvecklats utifrån lokala förhållanden av bolag som efter samgående numera är en del av E.ON.

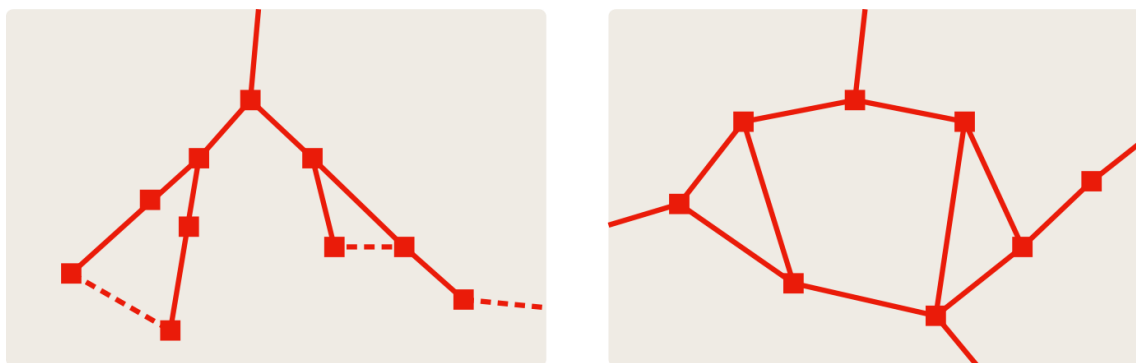
Tabell 2 E.ONs elnät och vad som ingår på olika spänningsnivåer

Spänningsnivå	Vad som ingår i E.ONs elnät
400 kV	Anläggningsdelar för transformering och anslutning till Svenska kraftnäts stamnät.
220 kV	
130 kV	Regionnät: högspänningsnät bestående av cirka 500 regionledningar och drygt 600 fördelningsstationer.
70 kV	
50 kV	
40 kV	
30 kV	
20 kV	Lokalnät: högspänningsnät bestående av lokalnätsledningar och cirka 48 000 nätstationer. Elnät med dessa spänningsnivåer kallas ofta för mellanspänningsnät. Stationer med både 20 och 10 kV är fördelningsstationer.
10 kV	
6 kV	
0,4 kV	Lokalnät: lågspänningsnät, inklusive kabelskåp.

Sammankoppling och transformering mellan spänningsnivåerna sker i transformatorer, i fördelningsstationer och i nätstationer. Lokalnäten är radiellt matade, vilket innebär att varje kund och fördelningsstation har en enkel matningsväg (flera omkopplingsbara reservmatningsvägar kan finnas men endast en matningsväg används i taget, se Figur 1). I majoriteten av E.ONs cirka 540 lokalnät äger E.ON även det överliggande regionnätet, men E.ON har också flera lokalnät där det överliggande nätet ägs av ett annat elnätsföretag. Regionnät med spänningsnivåer på 130 kV är i sin tur anslutna till stamnätet som drivs av Svenska kraftnät.

Regionnät på 130 kV är normalt maskade, vilket innebär att varje fördelningsstation har förbindelser till flera andra fördelningsstationer i regionnätet och i förlängningen till flera olika stamnätsstationer, se Figur 1. Med en sådan redundans minskar sårbarheten i systemet och en enskild anläggningsdel kan kopplas bort, vid till exempel underhållsarbete eller automatiskt vid ett fel på anläggningsdelen, utan att det blir strömavbrott för kunderna. Maskningen innebär att det finns ett parallellt elnät till stamnätet vilket medför att en betydande del av belastningarna i regionnätet ibland kan härstamma från transmission som kunde ha skett i stamnätet. Dessa belastningar blir särskilt höga vid vissa export- och importsituationer och vid speciella kopplingslägen i nätet, vilket måste beaktas vid

planering av regionnätet. De delar av regionnätet som har spänningsnivåer lägre än 130 kV är med några få undantag radiellt matade.



Figur 1 Illustration av radiellt matat nät (till vänster) respektive maskat nät (till höger). Helldragna linjer representerar ledningar som används för tillfället, streckade linjer är alternativa matningsvägar som kan användas efter omkoppling, kvadrater är fördelnings- eller nätstationer.

Geografisk utsträckning och gränspunkter till andra elnätsföretag

Geografiskt har E.ON verksamhet och elnät i flera delar av Sverige, se Figur 2 under 1.3 Karta över området där företaget bedriver nätverksamhet.

I Jämtlands län, Västernorrlands län, Västerbottens län och Gävleborgs län har E.ON ett stort sammanhängande regionnät med anslutningar både till egna lokalnät och till regionnätskunder inklusive andra elnätsföretag med egna lokalnät (Ellevio, Sundsvall Elnät och Härnösand Elnät). E.ON har anslutningar i ett tiotal fördelningsstationer till det överliggande stamnätet som ägs av Svenska kraftnät. Det finns också flera anslutningar till Vattenfall Eldistributions angränsande regionnät där E.ON har abonnemang, samt en anslutning där E.ON har abonnemang hos Sidensjö Vindkraft Elnät.

I Jämtlands län och Västerbottens län har E.ON även flera enstaka regionledningar utanför det sammanhängande regionnätet. I de tillhörande fördelningsstationerna har E.ON inte några egna lokalnät utan enbart större regionnätskunder inklusive elnätsföretaget Bergs Tingslags Elektriska AB. Svenska kraftnät och Vattenfall Eldistribution är ansvariga för de överliggande elnäten.

I Stockholms län och Uppsala län har E.ON framför allt lokalnät. Större delen av det överliggande regionnätet i Stockholms län och Uppsala län ägs av Vattenfall Eldistribution och E.ON äger enbart en liten del regionnät.

Även i Örebro län har E.ON framför allt lokalnät, men också en del regionnät. Vattenfall Eldistribution och Ellevio ansvarar här för de överliggande regionnäten.

I Skåne län, Blekinge län, Kronobergs län, Kalmar län, Hallands län, Jönköpings län och södra delen av Östergötlands län har E.ON sitt största sammanhängande regionnät med anslutningar till både egna lokalnät och till regionnätskunder, inklusive ett fyrtiotal andra elnätsföretag som i sin tur har lokalnät (se Tabell 4 för elnätsföretag som har abonnemang hos E.ON). I ett tiotal fördelningsstationer har E.ON anslutningar med abonnemang till Svenska kraftnäts stamnät. Regionnätet har även flera anslutningar med abonnemang till angränsande regionnät som ägs av Vattenfall Eldistribution, Ellevio, Falkenberg Energi, Värnamo Elnät och Västerviks Kraft-Elnät. Det finns också utlandsförbindelser från E.ONs regionnät till Energinet i Danmark, både till Själland och till Bornholm.

De av E.ONs lokalnät som är belägna i de norra delarna av länen Östergötlands län, Kalmar län, Jönköpings län och Västra Götalands län matas från överliggande regionnät som ägs av Vattenfall

Eldistribution. I norra Östergötland har E.ON ett eget regionnät som också det matas från Vattenfall Eldistribution.

I Skåne har E.ON ett mindre lokalnät där Sjöbo Elnät ansvarar för det överliggande nätet, som i sin tur är anslutet till E.ONs regionnät.

I Kungsbacka har E.ON ett mindre lokalnät som är anslutet till Ellevios regionnät.

I Tabell 3 och Tabell 4 framgår vilka elnätsföretag som E.ON har abonnemang hos och vice versa, samt vilka län anslutningspunkterna för dessa abonnemang finns i.

Tabell 3 Andra elnätsföretag som E.ON har abonnemang hos

Elnätsföretag som E.ON har abonnemang hos	Län
Svenska kraftnät	Västernorrlands län, Jämtlands län, Hallands län, Jönköpings län, Kronobergs län, Kalmar län, Blekinge län, Skåne län
Ellevio AB	Örebro län, Hallands län
Vattenfall Eldistribution AB	Västerbottens län, Jämtlands län, Västernorrlands län, Uppsala län, Stockholms län, Örebro län, Västra Götalands län, Östergötlands län, Jönköpings län, Kalmar län
Falkenberg Energi AB	Hallands län
Sidensjö Vindkraft Elnät AB	Västernorrlands län
Sjöbo Elnät AB	Skåne län
Värnamo Elnät AB	Jönköpings län
Västerviks Kraft-Elnät AB	Kalmar län

Tabell 4 Andra elnätsföretag som har abonnemang hos E.ON

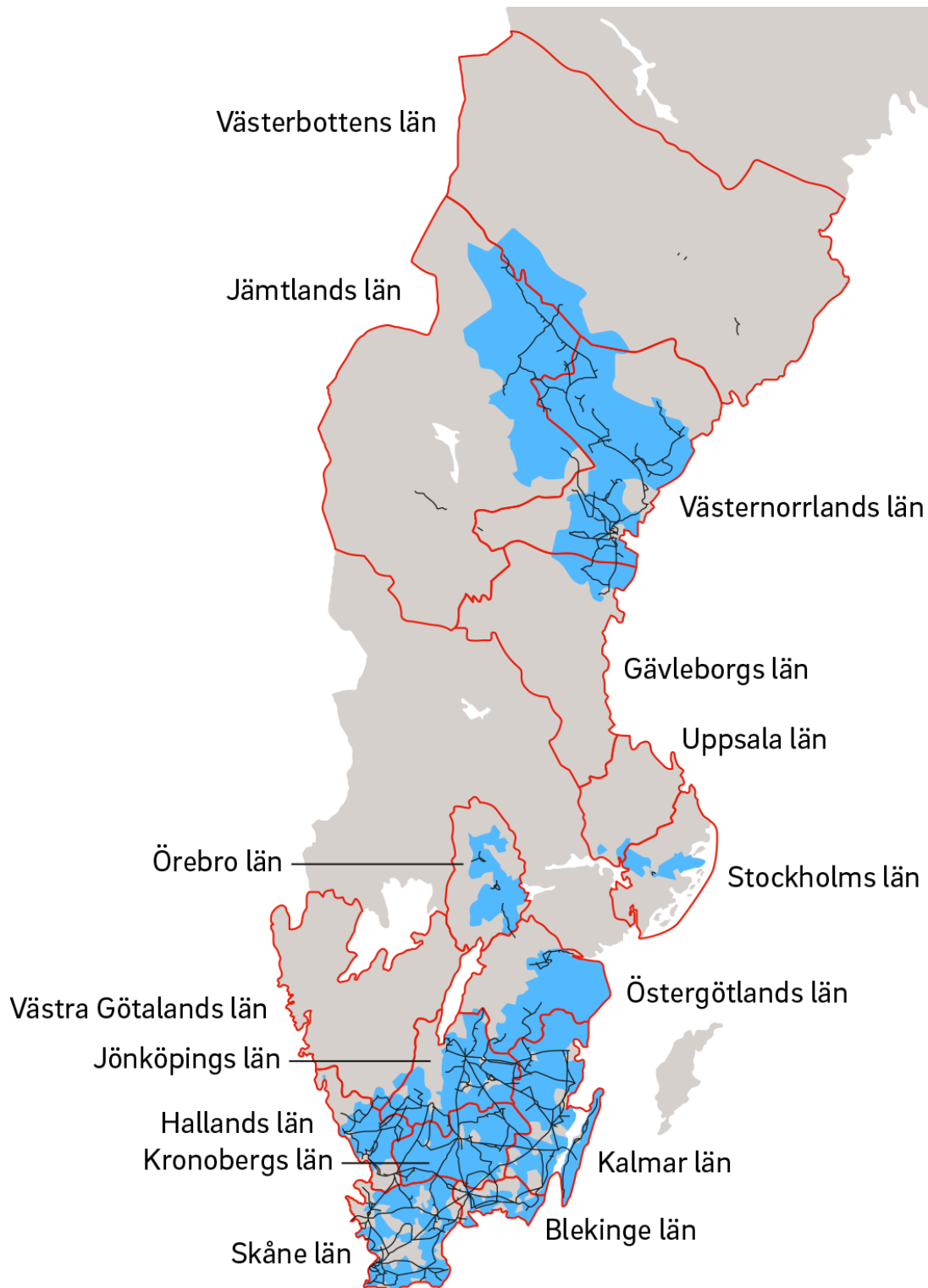
Elnätsföretag som har abonnemang hos E.ON	Län
Vattenfall Eldistribution AB	Västerbottens län, Jämtlands län, Kalmar län, Skåne län
Bergs Tingslags Elektriska AB	Jämtlands län
Härnösand Elnät AB	Västernorrlands län
Sundsvall Elnät AB	Västernorrlands län
Ellevio AB	Gävleborgs län
Eksjö Elnät AB	Jönköpings län
Njudung Sävsjö Elnät AB	Jönköpings län
Njudung Vetlanda Elnät AB	Jönköpings län
Nässjö Affärsverk Elnät AB	Jönköpings län
Tranås Energi Elnät AB	Jönköpings län

Elnätsföretag som har abonnemang hos E.ON	Län
Värnamo Elnät AB	Jönköpings län
Borgholm Energi Elnät AB	Kalmar län
Emmaboda Elnät AB	Kalmar län
Kalmar Energi Elnät AB	Kalmar län
Kraftringen Nät AB	Kalmar län, Blekinge län, Skåne län
Nybro Elnät AB	Kalmar län
Oskarshamn Energi Nät AB	Kalmar län
Vimmerby Energi Nät AB	Kalmar län
Västerviks Kraft-Elnät AB	Kalmar län
Ålem Energi AB	Kalmar län
Alvesta Elnät AB	Kronobergs län
Karskrub Nät AB	Kronobergs län
Ljungby Energinät AB	Kronobergs län
Marhult Nät AB	Kronobergs län
Växjö Energi Elnät AB	Kronobergs län
Falkenberg Energi Elnät AB	Hallands län
Halmstads Energi Och Miljö Nät AB	Hallands län
Södra Hallands Kraft Ekonomisk Förening	Hallands län
Affärsverken Elnät I Karlskrona AB	Blekinge län
Karlshamn Elnät AB	Blekinge län
Olofströms Kraft Nät AB	Blekinge län
Ronneby Miljö Och Teknik AB	Blekinge län
Rödeby Elverk Ekonomisk Förening	Blekinge län
Sölvesborgs Energi Och Vatten AB	Blekinge län
Bjäre Kraft Elnät AB	Skåne län
Brittedals Elnät Ekonomisk Förening	Skåne län
Bromölla Energi Och Vatten AB	Skåne län
C4 Elnät AB	Skåne län
Energinet.dk	Skåne län
Landskrona Energi AB	Skåne län
Mellersta Skånes Kraft, Ekonomisk Förening	Skåne län
Olseröds Elektriska Distributionsförening	Skåne län

Elnätsföretag som har abonnemang hos E.ON	Län
Sjöbo Elnät AB	Skåne län
Skurups Elverk AB	Skåne län
Skånska Energi Nät AB	Skåne län
Staffanstorps Energi AB	Skåne län
Trelleborgs Elnät AB	Skåne län
Ystad Energi Elnät AB	Skåne län
Öresundskraft Elnät AB	Skåne län
Österlens Kraft Elnät AB	Skåne län

1.3 Karta över området där företaget bedriver nätverksamhet

Översiktskartan i Figur 2 visar de geografiska områden där E.ON bedriver nätverksamhet. I dessa områden har E.ON nätkoncession. Det finns två typer av nätkoncession – nätkoncession för linje (linjekoncession) och nätkoncession för område (områdeskoncession). När ett företag har områdeskoncession behöver företaget inte ansöka hos Energimarknadsinspektionen (Ei) om tillstånd för varje ledning som ska byggas och i princip har företaget ensamrätt att distribuera el till kunder inom hela området. De färgade ytorna i kartan är områdeskoncessioner. För att få tillstånd att bygga en ledning inom ett område där en annan nätägare har områdeskoncession eller en ledning med högre spänningsnivå än vad en områdeskoncession tillåter krävs en linjekoncession. Detta gäller normalt för regionledningar som kan sträcka sig över stora geografiska områden. E.ON har flera regionledningar med linjekoncessioner vilka syns som mörka linjer i kartan. De flesta av E.ONs regionledningar finns i områden där E.ON har områdeskoncession, men flera sträcker sig över områden där andra elnätsföretag har områdeskoncessionen. I de områden där E.ON har områdeskoncession har vi alltid lokalnät och vanligtvis även mer eller mindre regionnät.

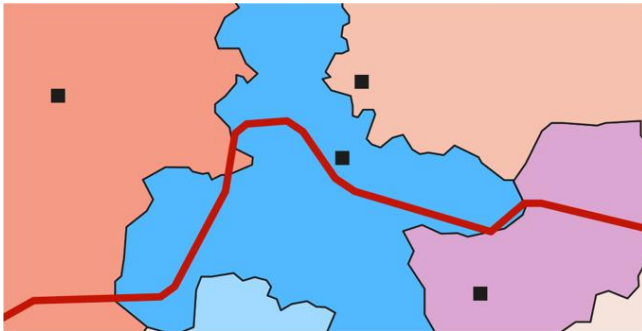


Figur 2 Karta över områdena där E.ON bedriver nätverksamhet och har områdeskoncessioner (färgade områden) eller linjekoncessioner (mörka linjer). Delområdena i denna nätutvecklingsplan delas in efter de län (röda linjer) som E.ON bedriver nätverksamhet i.

E.ON har i nätutvecklingsplanen valt att dela in nätet i delområden som följer länsgränser i så stor utsträckning som möjligt i syfte att gå i linje med regional energiplanering och ge samrådsparter bättre möjlighet att tillgodogöra sig information och lämna konstruktiva synpunkter.

Elnätets utbredning är dock i verkligheten helt oberoende av kommun- och länsgränser. Som framgår av översiktskartan står E.ON för en stor del av elnätet i vissa län och bara för en liten del i andra län.

En del fördelningsstationer är belägna nära länsgränser, vilket innebär att det kan finnas kunder i det intilliggande länet som är anslutna till fördelningsstationen, se illustration i Figur 3. Effektuttaget och -inmatningen från de enskilda kunderna aggregeras i fördelningsstationen. Det är de aggregerade värdena och fördelningsstationens länsstillhörighet som används som underlag i denna nätutvecklingsplan.



Figur 3 Ett verkligt exempel på när fördelningsstationer (svarta kvadrater) matar anslutna kunder i lokalnätsområden (färgade ytor) som sträcker sig över en länsgräns (röd linje).

2 Behov av överföringskapacitet i elnätet

I följande avsnitt kommer vi att redogöra för hur prognosprocessen går till på E.ON och presentera effektprognoser för alla geografiska områden där vi har elnät, samt det befintliga systemets förmåga att möta prognosen.

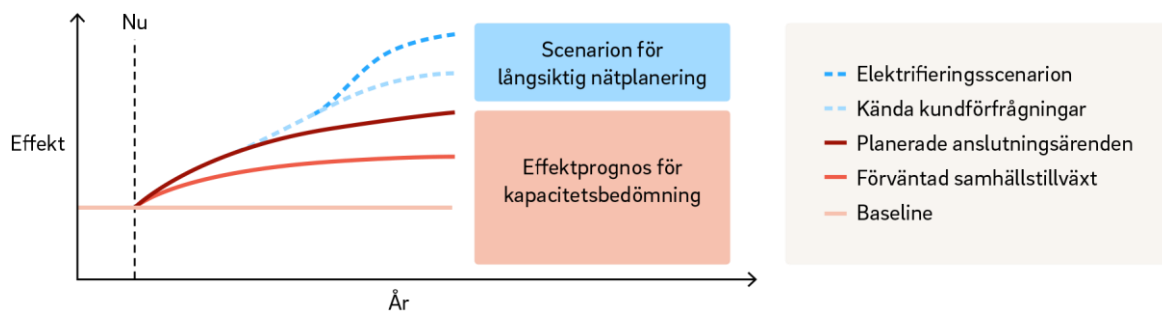
2.1 Redogörelse för företagets prognosarbete

På E.ON jobbar vi med flera olika prognoser, bland annat för energivolymer, antal anslutningar och nätförluster. Fokus i denna nätutvecklingsplan är effektprognoser som används för att proaktivt bygga ut vårt nät för att möta den snabba samhällsutveckling och elektrifiering som sker.

Prognosen i nätutvecklingsplanen baseras på dels de anslutningsförfrågningar som kommit in till E.ON, dels det som vi kallar *förväntad samhällstillväxt*. Förväntad samhällstillväxt fångar upp den allmänna utvecklingen av behovet av överföringskapacitet för till exempel bostäder, mindre verksamheter, hemmaladdning av elbilar, småskalig solkraftsproduktion med mera.

Det är inte sannolikt att alla nätkunder nyttjar sin anslutning maximalt vid samma tidpunkt, utan beteendet förväntas skilja sig mellan olika kundkategorier och tidpunkter. Därför behöver det tillkommande effektbehovet sammanlagras med en *effektprofil* som representerar det förväntade förbrukningsmönstret. Detta ger oss en bild av när vi kan förvänta oss de högsta lasterna. Prognosen för tillkommande effektbehov adderas sedan till nuvarande effektbehov (*baseline*) för att kunna bedöma det förväntade kapacitetsläget i nätet framöver, se figur 4.

E.ON jobbar utöver detta med ett antal scenarion kring eventuell utveckling av till exempel vindkraft, större solkraftsparker och elektrifiering av befintlig och ny industri. I Figur 4 ges en schematisk bild av vad som ingår i effektprognosen till denna nätutvecklingsplan.



Figur 4 Visualisering av effektprognosernas uppbyggnad. Alla prognoser utgår ifrån ett referensvärde (baseline). Det byggs sedan på med den förväntade samhällstillväxten, inkomna anslutningsförfrågningar på stora projekt av varierande mognadsgrad samt ännu ej kända framtida projekt

Det finns delar i prognosen som vi inte kan visa i siffror på grund av sekretesshänsyn. Dessa projekt kan ha kommit långt i anslutningsprocessen men anslutningen är så stor att det riskerar att synliggöras vilken kund och projekt det handlar om. Dessa projekt är dock med i kapacitetsanalysen.

Nedan redogörs närmare för hur vi arbetat för att ta fram prognosen.

Baseline

På E.ON kallar vi den utgångspunkt som prognoserna byggs på för baseline. Baseline är en representation av befintlig existerande produktion och konsumtion i våra nät.

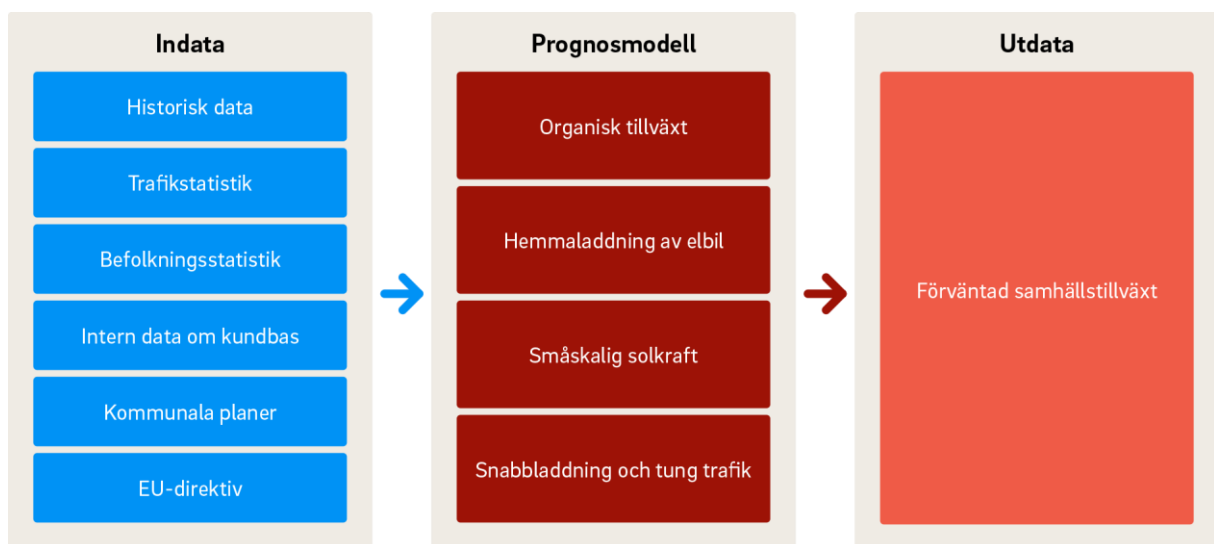
För att ta fram en baseline så analyseras laster och hur dessa historiskt sett har korrelerat med tid på dygnet, veckan och året samt temperatur och väderförhållanden. Utifrån detta kan man skapa en baseline för ett representativt hög- och låglastdygn under både varma och kalla år. Den baseline som används i nätutvecklingsplanen grundar sig på historiska mätdata i våra nät fram till årsskiftet 2023–2024.

Det tillkommande effektbehovet adderas till baseline för att skapa prognoser för belastningen i olika anläggningsdelar. Valet av baseline är därför avgörande för bedömningen av kapacitetsläget i nätet.

Förväntad samhällstillväxt

För att uppskatta den förväntade samhällstillväxten krävs en omfattande omvärldsanalys. Här uppskattas hur olika faktorer så som konjunktur och elpris påverkar tillväxttakten, både på kort och lång sikt, för olika lastkategorier exempelvis solkraft eller hemmaladdning av elbilar. I omvärldsanalysen studeras även externa prognoser från till exempel Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys och Energimyndighetens prognoser gällande utvecklingen av energisystemet.

Insikter från omvärldsanalysen kombineras med en mängd annan data exempelvis trafikstatistik, befolkningsstatistik och data om våra egna kunder. För varje lastkategori tar vi fram en prognosmodell där all indata bearbetas och analyseras. Tillsammans bygger dessa upp den totala prognosen för den förväntade samhällstillväxten, se Figur 5.



Figur 5. Förenklad visualisering av indata som används av E.ONs prognosmodeller som ger den förväntade samhällstillväxten

I den förväntade samhällstillväxten som används i kapacitetsbedömningen inkluderas följande prognosmodeller;

- Organisk tillväxt – I och med demografiska förändringar ökar eller minskar elanvändning i olika delar av landet. Denna prognosmodell bygger till stor del på data från kommuners översikts- och detaljplaner.
- Hemmaladdning av elbil – Denna prognosmodell bygger på antaganden om fordonsflottan och i vilken takt denna elektrifieras.
- Småskalig solkraft – Prognosmodellen utgår från befintliga anslutningar och historisk tillväxttakt och uppskattar den framtida utbyggnadsnivån.
- Snabbladdning och tung trafik – E.ON utgår från EU-direktivet AFIR för att uppskatta effektbehovet längs med vägnätet med en elektrifierad fordonsflotta.

För prognosen i nätutvecklingsplanen har E.ON samlat in data från samtliga angränsande elnätsföretag och prognostiserat deras lastförändringar med samma metoder som vi gör för E.ONs lokalnät. På så sätt blir prognoserna jämförbara och kan aggregeras mot E.ONs regionnät på samma sätt som i de lokalnät vi själva äger. Vi samlar även in prognoser från underliggande lokalnät kontinuerligt och arbetar tillsammans med dessa för att utveckla en gemensam bild av framtida behov.

Alla prognoser till kapacitetsbedömningen byggs nerifrån och upp i nätet. Med detta menas att prognosen först görs i stationer mellan lokal- och regionnäten. Där anpassas prognosen efter lokala förutsättningar och granskas av nätplanerare med god insikt i olika delar av elnätet. Effekt från alla dessa stationer aggregeras sedan upp för att möjliggöra analyser på regionnätet.

Prognosen för den förväntade samhällstillväxten är en stor och viktig del för att göra en så bra kapacitetsbedömning som möjligt. E.ON välkomnar dialog med kommuner, regioner, andra elnätsföretag, branschorganisationer med flera för att kunna utveckla och harmonisera prognosarbetet framöver.

Planerade anslutningsärenden

Utöver den förväntade samhällstillväxten finns det en stor mängd anslutningsärenden som är under behandling i vår nätanslutningsprocess. Anslutningsprocessen har flera delsteg och stora anslutningar på både låg- och högspänningsnivå behöver alltid utredas innan de kan anslutas. De som kommit långt i processen är en del av prognosen. Dessa projekt är på väg att ansluta till antingen E.ONs egna nät eller till andra nätägare som är kopplade till E.ONs regionnät.

Det finns projekt som kommit långt i processen och har ingått i kapacitetsbedömningen men som inte redovisas i siffror i prognosen för denna nätutvecklingsplan. Detta beror på sekretesshänsyn till dessa kunder.

Kända kundförfrågningar

Utöver de anslutningsärenden som kommit tillräckligt långt i processen för att räknas med i prognosen så finns det även anslutningsförfrågningar som har inkommit men ännu ej utretts. I dagsläget kan vi på E.ON se ett högt tryck av förfrågningar om framför allt nya solkraftsparker, men även vindkraft och batterilager. Alla anslutningsförfrågningar utreds utifrån sina specifika förutsättningar.

Anledningen till att dessa projekt inte räknas in i prognosen är att innan projekt kommit vidare i anslutningsprocessen råder det osäkerheter kring ifall projektet kommer att realiseras. Det finns flera faktorer som kan leda till att projekt inte realiseras som ligger utanför E.ONs inflytande. Det är därför inte samhällsekonomiskt effektivt att planera nätutbyggnaden baserat på alla anslutningsförfrågningar som kommer in. Detta kan exemplifieras med viljan att etablera mer solkraft. Bland de anslutningsförfrågningar som kommer in till E.ON så är det i dagsläget närmare 30 GW produktion från solkraft. I ett hypotetiskt scenario där en stor andel av alla förfrågningar realiseras innebär det produktion motsvarande hela Sveriges elbehov under soliga timmar. Detta skulle ställa helt nya krav på energisystemet och utbyggnaden av regionnätet samt innebära stora kostnader.

Elektrifieringsscenarier

Utöver de ärenden som har påbörjat sina anslutningsprocesser så finns det projekt som i dagsläget inte är påtänkta. Eftersom dessa projekt inte ligger som ärenden hos nätbolagen så behövs det

prognosmodeller för att förutse den tillkommande effekten. Vi arbetar med att utveckla prognosmodeller för:

- **Solkraftsparker och landbaserad vindkraft** – vi utgår från en kombination av omvärldsanalys, liggande förfrågningar för produktion samt Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys och regionala energiplaner.
- **Elektrifiering av befintlig industri** – med data från det europeiska systemet för handel med utsläppsrätter, olika bolags miljörapporter och kundkontakter kan omfattningen av omställning från fossila bränslen till elektricitet i viss mån bedömas.

Dessa prognosmodeller ingår inte i kapacitetsbedömningen men ger en bild av olika scenarion som kan användas i långsiktig nätplanering. Att förstå helheten av det framtida effektbehovet belyser dessutom behovet av att jobba proaktivt med våra kunder.

Proaktiv utbyggnad av nätet

Som nätföretag behöver E.ON arbeta med att bygga ut nätet proaktivt för att kunna möjliggöra nyanslutningar löpande och hantera ändrade effektbehov. Prognosen ger oss underlag för att arbeta med proaktiv nätutbyggnad.

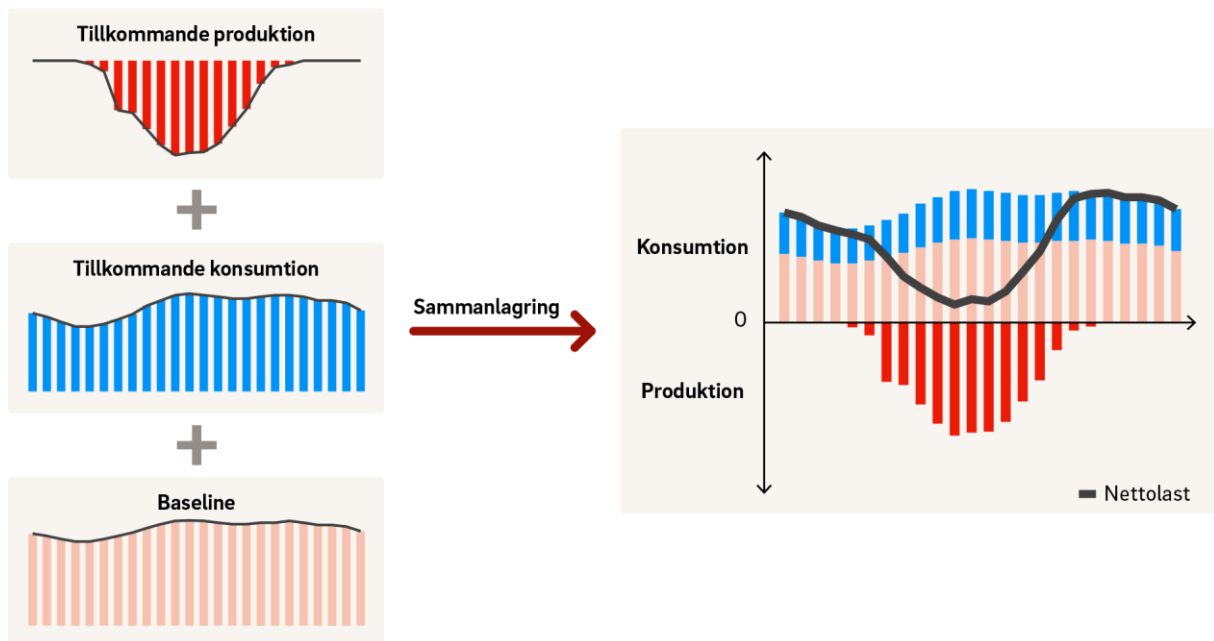
När det gäller tillkommande större anslutningar kan vi inte påbörja förstärkning av nätet förrän vi har försäkrat oss om att en specifik anslutning kommer bli av. Detta i och med att det skulle kunna innebära stora kostnader för kundkollektivet och risker att vi förstärker nätet där det sedan inte behövs.

Vi ser dock att det är viktigt att vi skapar oss en bild även av omfattningen av tillkommande stora anslutningar. Detta är särskilt viktigt i planeringen av projekt i det maskade regionnätet där vi vill kunna ta höjd för större tillkommande anslutningar och på så sätt åstadkomma en effektiv nätutbyggnad. Vi ser här ett behov av fördjupad nationell och regional samordning kring hanteringen av dessa.

Sammanlagring

Sannolikheten att all installerad effekt i nätet används samtidigt är låg. Till exempel förbrukar ett vanligt hushåll mest el på morgonen och på kvällen men mindre under dagen och natten. I kontrast förbrukar de flesta kommersiella verksamheter mest under kontorstid. Hur man summerar dessa laster samtidigt som man tar hänsyn till utspridda toppar kallas för sammanlagring.

På E.ON har vi datadrivet tagit fram effektprofiler för olika kategorier av tillkommande konsumtion och produktion. Genom att undersöka hur befintliga kunder inom vissa segment konsumerar eller producerar effekt under olika tider på dygnet och vid olika årstider kan vi skapa dessa effektprofiler.



Figur 6 Illustrativt exempel för hur baseline, framtida konsumtion och framtida produktion sammanlagras med hjälp av effektprofiler under ett sommardygn.

Genom att addera totalt tillkommande effekt inom olika kategorier och tilldela dem var sin effektprofil kan man tillsammans med baseline, som också har en dygnsprofil, skapa sig en bild över hur till exempel ett dygn i framtiden kan se ut, se Figur 6. Detta sätt att arbeta ger en datadriven bild av sammanlagring samt vilka typer av laster som påverkar nätet vid olika tidpunkter. Om tillkommande konsumtion i ett område har väldigt skilda dygnsprofiler så kommer topplasten bli lägre än ifall alla följde samma mönster.

Genom att arbeta med effektprofiler skapar vi underlag för att lättare undersöka till exempel hur ofta vi kan vänta oss laster över vissa gränsvärden. Detta är ett viktigt underlag för att bedöma till exempel effektiviteten i nätförstärkningar i relation till alternativa lösningar så som flexibilitetstjänster. Vi på E.ON arbetar med att utveckla metoden och undersöka laster över längre tidsperioder, så som en hel vintersäsong eller ett helt år för att få en bättre bild av potentiella behov för flexibilitet och nätförstärkningar inom olika delar av nätet

Samarbeten

Vi på E.ON ser det som vårt uppdrag att vara drivande i att utvecklingen av energisystemen i Sverige och i Europa. Nätet hänger ihop och det är viktigt att alla aktörer verkar tillsammans mot gemensamma mål. Vi är drivande i ett flertal olika samarbeten med prognos i fokus, både nationellt och lokalt. Vi vill verka för att skapa en gemensam bild av utvecklingen i elsystemet och bidra till ökad digitalisering. Några exempel på samarbeten som varit kopplade till arbetet av nätutvecklingsplanen är följande:

- Svenska kraftnät: Under maj 2023 levererade vi prognoser för hela vårt nät tillsammans med de andra regionnätägare som har anslutning till stamnätet. Motsvarande leverans har även gjorts under maj 2024. Vi ser det som en viktig del av utvecklingen framåt där vi behöver jobba tillsammans med nätföretag på olika nivåer för att bygga en gemensam bild av utvecklingen i Sverige.
- Skånes Effektkommission: E.ON har tillsammans med Region Skåne, Kraftringen, Öresundskraft och RISE skapat en karta över tillkommande effekt i hela Skåne. Kartan är

uppbyggd i ett rutnät på 1x1 km och finns tillgänglig på nätet via www.oeffektprognoser.se. Det är ett spännande och givande samarbete som visar hur man kan jobba tillsammans för att få en gemensam bild av elbehovet i en region. Idag tittar vi med hjälp av Energiföretagen Sverige på hur vi kan implementera detta arbetssätt nationellt.

- Energiforsk: E.ON initierade 2023 ett projekt drivet av Energiforsk där vi tillsammans med Vattenfall, Ellevio, Umeå energi, Kraftringen, Öresundskraft och Göteborgs energi tagit fram en lathund för hur mindre lokalnät kan börja arbeta med långsiktiga effektprognoser.
- Nätägare kopplade till regionnätet: I början av sommaren 2024 bjöd E.ON in alla elnätsföretag som är kund hos oss till att ta del av våra prognosmodeller kopplade till tillkommande hemmaladdning av elbil samt tillkommande småskalig solkraftsproduktion.

Utöver dessa ingår även E.ON i flertalet andra samarbeten som där vi bland annat jobbar med att utöka samarbeten med kommuner, regioner och större kunder för att skapa än mer harmoniserade planer.

2.2 Prognos för behovet av överföringseffekt i nätet 2024–2034

I detta avsnitt redogörs för den förväntade utvecklingen av behov av överföringseffekt i E.ONs nät under de kommande tio åren. Prognosen redovisar den högsta förväntade nettolasten per län.

I Tabell 5 redovisas prognosen för de närmaste tio åren uppdelat på de län där E.ON bedriver nätverksamhet. E.ON äger inte allt elnät i dessa regioner och prognosen kommer i flera fall att behöva kompletteras med andra elnätsföretags prognoser för att få en heltäckande bild över den förväntade utvecklingen i ett län. I de fall E.ON äger regionnätet men inte lokalnätet har det gjorts en prognos för de nät ägda av externa nätbolag utifrån data som vi fått ta del av. På E.ON ser vi att det finns en styrka i att samma prognosmetod används för alla punkter i nätet för att kunna analysera det större sammanhängande regionnätet.

Prognosmetoden redovisas mer ingående i föregående kapitel (2.1). Några viktiga punkter att upprepa som stöd för att tolka tabellen är:

- Då nättopologi och kommun & länsgränser ej sammanfaller får vi ibland utmaning i hur vi redovisar siffror. Vi nycklar elförbrukningen i en viss del av nätet till en viss kommun och kan alltså ha elbehov i en kommun/region som belastar en station i en annan kommun/region.
- Det finns anslutningsärenden som räknas med i kapacitetsbedömningen men som inte redovisas i prognosen på grund av sekretesshänsyn. Detta rör sig främst om större anslutningar som riskerar kunna urskiljas ur siffrorna i prognosen.
- Framtida effektbehov kan tillkomma olika tider på dygnet eller året. I många fall sker sammanlagring på ett sätt så att effektbehovet inte väntas öka i proportion till antalet nya anslutningar.
- Prognosen bygger på den förväntade samhällstillväxten och inkomna kundförfrågningar. Det kan tillkomma ytterligare anslutningsförfrågningar i framtiden och prognosen uppdateras löpande.

Tabell 5: Prognos över behov av överföringskapacitet i megawatt (MW) i elnätet 2025–2034.

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Blekinge län	436	442	447	450	453	456	462	467	472	477
Gävleborgs län	23	23	23	24	24	25	25	26	27	27
Hallands län	687	693	698	701	704	709	713	716	720	724
Jämtlands län	102	103	104	105	106	108	109	111	112	114
Jönköpings län	599	609	619	625	631	638	645	651	658	664
Kalmar län	636	638	654	657	653	657	663	670	677	685
Kronobergs län	468	476	486	490	493	503	507	512	518	524
Skåne län	2921	2973	3006	2986	2960	2996	3018	3042	3066	3089
Stockholms län	575	590	591	604	597	618	628	638	646	655
Uppsala län	128	135	147	151	149	144	147	149	152	154
Västerbottens län	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Västernorrlands län	1141	1150	1158	1163	1168	1174	1180	1186	1192	1196
Västra Götalands län	13	13	14	14	14	14	14	14	15	15
Örebro län	302	311	317	326	328	333	336	339	343	347
Östergötlands län	331	339	344	352	354	355	360	360	362	362

2.2.1. Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet

Enligt prognosen för tillkommande effekt i E.ONs elnät kommer den högsta nettolasten öka i snitt 13 procent till 2029 och 17 procent till 2034. Ökningen anges i relation till baseline vilken beskrivs i kapitel 2.1.³ Behovet av överföringskapacitet väntas öka som snabbast under de kommande fem åren för att sedan fortsätta att öka i långsammare takt.

Tabell 6 Procentuell ökning av effektuttag (MW) för 2029 och 2034, per län och jämfört mot baseline.

	Baseline (MW)	2029	2034
Blekinge län	381	19%	25%
Gävleborgs län	22	9%	23%
Hallands län	660	7%	10%
Jämtlands län	100	6%	14%
Jönköpings län	594	6%	12%
Kalmar län	622	5%	10%
Kronobergs län	467	6%	12%
Skåne län	2843	4%	9%
Stockholms län	556	7%	18%
Uppsala län	120	24%	28%
Västerbottens län	6	17%	17%
Västernorrlands län	1134	3%	5%
Västra Götalands län	13	8%	15%
Örebro län	294	12%	18%
Östergötlands län	329	8%	10%

Lokalt kan enskilda anslutningsärenden ha en stor påverkan på det framtida effektbehovet men sett till systemet som helhet är summan av alla mindre nya anslutningar och förändrade förbrukningsmönster i befintliga anslutningar av större betydelse. Under dagtid utgör hushåll och verksamheters elanvändning det största tillkommande effektbehovet. Under nattetid kommer hemmaladdning av elbilar att öka effektbehovet. Under sommarhalvåret kommer utbyggnaden av småskalig solkraftsproduktion att kompensera för en stor del av konsumtionen dagtid. Områden som tidigare varit nettokonsumenter av el kan under delar av året bli nettoproducenter. Detta innebär nya flöden i nätet som är viktiga att kunna förutse i nätplaneringen.

Nedan ges en nedbrytning av vad som främst driver prognosen per län.

Blekinge län

I Blekinge län återfinns 3% av E.ONs kundanslutningar. Enligt prognosen är tillkommande last främst kopplat till organisk tillväxt och elektrifieringen av fordonsflottan. Sommartid väntas tillkommande

³ Enligt Ei:s vägledning ska prognosen jämföras med representativa historiska år och eftersom E.ON har tagit fram en baseline som bygger på representativa historiska data väljer vi här att presentera det ökade effektbehovet i relation till baseline, vilken grundar sig på historiska mätdata i våra elnät fram till årsskiftet 2023–2024.

småskalig solkraftsproduktion få stor betydelse i Blekinge framåt. I prognosen finns även viss ökning av större förbrukare. Blekinge är ett län där det finns förutsättningar och en vilja till vidare expansion, vilket kan göra att flera stora anslutningar än vad vi idag kan förutsäga kan tillkomma. Det samma gäller stora anslutningar kopplade till produktion. Blekinge har stor potential för både större sol- och vindkraftsanläggningar. Vi är medvetna om pågående planer för nya vindkraftsanläggningar men på grund av osäkerheter i geografiska placeringar är de inte representerade i prognosen i den här nätutvecklingsplanen.

Gävleborgs län

I Gävleborgs län återfinns 0,5% av E.ONs kundanslutningar. Den huvudsakliga drivkraften till ökande konsumtion inom E.ONs nät i Gävleborgs län är tillkommande hemmaladdning och annan laddinfrastruktur. Sommartid väntas småskalig solkraftsproduktion bli betydande under soliga timmar.

Hallands län

I Hallands län återfinns 4% av E.ONs kundanslutningar. Det ökande effektbehovet drivs till stor del av tillkommande större förbrukare och elektrifieringen av transportsektorn. I och med att Hallands län har en stor andel befintlig industri bland våra kunder kan industrins elektrifiering bli viktig framåt här, i dagsläget vet vi dock inte vad detta kommer innebära specifikt för effektbehovet i Hallands län. Vi ser även ett betydande intresse att ansluta större batterilager vilket kan komma att få betydelse för utvecklingen av kapacitetsläget i länet. Hallands län är också aktuellt för etablering av ny vindkraftsproduktion och solkraftsparker, något som kan få stor betydelse för kapacitetsläget i länet framöver.

Jämtlands län

I Jämtlands län återfinns 1% av E.ONs kundanslutningar. Elektrifiering av fordonsflottan är den faktorn som vi kan se som påverkar ökningen av last i våra nät i länet. Nya stora anslutningar kan dock bidra med ytterligare effektbehov, både förbrukning och produktion.

Jönköpings län

I Jönköpings län återfinns 6% av E.ONs kundanslutningar. Det är främst elektrifieringen av fordonsflottan och organisk tillväxt som driver det ökande behovet av effekt i länet. I Jönköpings län finns det mycket industriell aktivitet och utöver den förväntade samhällstillväxten i prognosen kan elektrifieringen av industrin samt nya logistikcenter innebära nya utmaningar i form av stora tillkommande effektökningar. Även nya stora anslutningar i form av produktion och storskaliga batterilager kan bli aktuella i Jönköpings län och påverka kapacitetsläget framöver.

Kalmar län

I Kalmars län återfinns 8% av E.ONs kundanslutningar. I Kalmar län drivs det ökande effektbehovet i stor utsträckning av elektrifieringen av fordonsflottan, men även av tillkommande större anslutningar och exploatering. I Kalmar län finns ett stort intresse av att ansluta batterilager vilket kan komma att påverka kapacitetsläget. Även nya stora punktlaster i form av produktion kan bli aktuella i Kalmars län och påverka kapacitetsläget framöver.

Kronobergs län

I Kronobergs län återfinns 5% av E.ONs kundanslutningar. Nya stora anslutningar är av särskild betydelse för utvecklingen av effektbehovet i Kronobergs län framåt. Tillkommande elbilsladdning, tunga transporter och exploatering väntas också ha stor betydelse.

Det finns ett högt tryck i länet, men specifikt i Växjö på att ansluta storskaliga solkraftsanläggningar. Regionen är i en expansiv fas med bland annat industrier och logistikcenter. Detta kan även kan leda till fler bostäder och fler småskaliga verksamheter.

Det finns ett betydande intresse för att ansluta större batterilager och solkraftsparker i länet, vilket kan komma att få betydelse för kapacitetsläget på sikt.

Skåne län

Skåne är det län där E.ON har flest kunder. Med över 420 000 kunder motsvarar det 32% av alla våra kundanslutningar och över 36% av den totala årsförbrukningen i våra nät. I Skåne har E.ON både regionnät och egna lokalnät, även ett flertal externa elnätsföretags nät är anslutna till regionnätet. De andra elnätsbolagen är alltså stora och viktiga abonnenter till regionnätet, och ungefär två tredjedelar av slutkundsförbrukningen i Skåne sker ute i nät ägda av andra elnätsbolag.

Det finns en stark ambition att öka produktionen av el i Skåne län. Skånes Effektkommission, som E.ON är en del av, har i sin färdplan för Skåne satt upp ett mål om att nå 50% självförsörjning av el till 2030. Ur ett nätplaneringsperspektiv ställer detta höga krav på att kunna arbeta proaktivt och identifiera platser med rätt förutsättningar för ny produktion, samt stärka nätet i tid där det finns behov. Ny produktion kan påverka hur olika driftlägen i nätet ser ut och de produktionsslag som väntas öka i Skåne är främst sol- och vindkraft vilka båda väntas ha mycket låg produktion när belastning i nätet som helhet är som störst.

I Skåne län väntas lasten vid en maxlasttimme dagtid öka med 15% i snitt till 2034. Det är främst större förbrukningsanläggningar, tillkommande laddinfrastruktur, och exploatering som driver utvecklingen av effektbehovet. Större publika laddningsstationer eller depåer för tung trafik kommer få stor inverkan på det ökande effektbehovet lokalt och den exakta lokaliseringen i nätet är i flera fall ännu okänd och endast uppskattad. Hemmaladdning av elfordon förutspås också att bidra med betydande ökat effektuttag.

Stockholms län

I Stockholms län återfinns 10% av E.ONs kundanslutningar. I Stockholms län har E.ON främst lokalnät.

De främsta drivkrafterna för ett ökat effektuttag i Stockholms län är fortsatt exploatering och elektrifieringen av fordonsflottan. Även nya större anslutningar är av betydelse för utvecklingen av behovet av överföringskapacitet.

Uppsala län

I Uppsala län återfinns 2% av E.ONs kundanslutningar. De viktigaste faktorerna som driver det ökande effektuttaget i länet är exploatering och nya större anslutningar. Elektrifieringen av fordonsflottan är också en viktig drivande faktor.

Västerbottens län

I Västerbottens län är E.ONs närvaro väldigt begränsad med cirka 3 000 kundanslutningar vilket motsvarar 0,2% av våra totala kundanslutningar. För E.ONs kundbas i länet är det främst elektrifieringen av fordonsflottan som är av betydelse för utvecklingen av effektbehovet.

Västernorrlands län

I Västernorrlands län återfinns 6% av E.ONs kundanslutningar och kunder i Västernorrland står för hela 12% av den totala konsumerade energin i vårt nät nationellt. Detta beror på en hög andel energiintensiv industri i länet. Det pågår även en utbyggnad av industrier i länet, men storleken på dessa anslutningar gör att de behandlas utanför ramen för förväntad samhällstillväxt. Detta gäller

även för eventuell ny vindkraftsproduktion och storskaliga batterilager. Utöver detta är den främsta drivkraften till ökat effektuttag i prognosen för länet är elektrifieringen av fordonsflottan.

Västra Götalands län

I Västra Götalands län har E.ON runt 2 000 kundanslutningar motsvarande 0,2% av våra totala kundanslutningar. För E.ONs kundbas i länet är det främst exploatering och elektrifieringen av fordonsflottan som är av betydelse för utvecklingen av effektbehovet.

Örebro län

I Örebro återfinns 11% av E.ONs kundanslutningar. Det är främst exploatering och elbilsaddning som kommer ha betydelse för det ökade effektbehovet.

Östergötlands län

i Östergötlands län återfinns 10% av E.ONs kundanslutningar. Den största drivkraften till ökat behov av överföringskapacitet som vi prognostiserar är elektrifieringen av fordonsflottan. Även exploatering har betydelse för utvecklingen av effektbehovet i länet. I och med att E.ON har en stor andel industrikunder i länet kan vi även vänta oss att effektbehovet kan öka ytterligare om dessa väljer att öka sin grad av elektrifiering framöver. Detta räknas inte med i prognosen i dagsläget.

2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen

E.ON arbetar löpande med att identifiera och hantera risker i elnätet kopplat till miljö, säkerhet, kapacitet och leveranssäkerhet. Dels identifieras eventuella flaskhalsar i befintligt nät, dels bedöms nätets förmåga att hantera kommande utmaningar.

Det förekommer även att överliggande nät är en begränsande faktor vid nyanslutningar. Detta innebär att nya anslutningar i vissa fall behöver vänta in att nätet förstärks, men vi hanterar även situationen med hjälp av olika flexibilitetslösningar, vilket möjliggör för att ansluta kunder snabbare. Framåt ser vi att utmaningarna ökar i och med den väntade ökningen av tillkommande last i nätet vilket ställer stora krav på oss att fortsätta arbeta effektivt med att utreda nya anslutningar, förstärka elnätet och utveckla arbetet med flexibilitetslösningar.

Analysmetod för kapacitetsbedömning

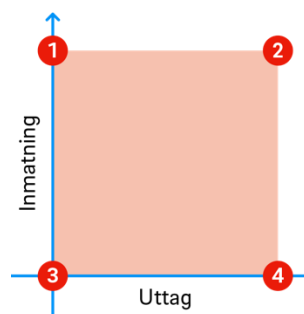
Den nätdimensionering som utförs tar avstamp i ett strikt uppfyllande av N-1-kriteriet, det vill säga att elnätet alltid ska dimensioneras för att, vid varje givet tillfälle, kunna hantera det dimensionerande felet, oavsett vilket driftläge som nätet befinner sig i för tillfället, högt eller lågt effektuttag, hög eller låg effektinmatning och oavsett effektflöden i överliggande och angränsande nät.

Det momentana effektutbytet i regionnätet är komplext att förutsäga. Regionnätet sträcker sig över relativt stora geografiska områden med olika förutsättningar och förhållanden vid varje enskild tidpunkt. Gynnsamma förhållanden för en ledning eller ett delområde kan samtidigt vara ogynnsamma för en annan ledning eller ett annat delområde. Utfallsrummet för lastflödesberäkningar kan ses som ett multidimensionellt rum som spänns upp av ett stort antal parametrar kopplade till effektuttag och -inmatning i varje enskild punkt i nätet. I praktiken behövs förenklingar för att, på ett rimligt sätt, kunna genomföra kapacitetsberäkningarna. Det leder till att majoriteten av studierna i praktiken utförs med ett fåtal randvillkor kopplade till effektuttag och -inmatning på systemnivå.

Analysen baseras på de ytterlighetslägen (randvillkor) som nätet kan befinna sig i. Antagandet är att om de här driftlägena kan hanteras, då hanteras även alla övriga driftlägen inom det utfallsrum som spänns upp av randvillkoren.

Tabell 7 Exempel på fyra randvillkor.

Randvillkor	Inmatning (produktion)	Uttag (konsumtion)
1	Maximal	Minimal
2	Maximal	Maximal
3	Minimal	Minimal
4	Minimal	Maximal



Termisk överföringsförmåga (kapacitet) på luftledningar är beroende av meteorologiska förhållanden. Vid nätdimensionering verifieras vid vilka årstider de olika randvillkoren förväntas inträffa och ledningarnas kapacitet dimensioneras för att hantera de förväntade väderförhållandena. E.ON har definierat några få dimensionerande väderförhållanden för att representera de olika årstiderna, vars parametrar utgör basdata till dimensioneringsberäkningarna.

Tabell 8. Definierade förutsättningar för beräkning av överföringsförmågan på luftledningar i regionnätet under olika årstider.

Benämning	Lufttemperatur [°C]	Vindhastighet [m/s]	Solinstrålning [W/m ²]
Vinter	0	0,6	450
Vår/höst	10	0,6	800
Sommar	25	0,6	900

Strömmen som överförs i ledningen genererar förluster i form av värme. Om kyleffekten inte är tillräcklig, leder värmeutvecklingen till att luftledningen expanderar och avstånd till mark/omgivning minskar. E.ON har som krav från elsäkerhetsverket att hålla säkerhetsavstånd. Elektriskt överslag till följd av att säkerhetsavståndet inte upprätthålls kan resultera i oönskade strömavbrott eller personskada. Hårdare belastning (högre ström/förluster) leder även till en förkortad teknisk livslängd. Resonemanget kring värmeutveckling gäller i stor utsträckning även för markkabel och transformatorer, men de är inte lika väderberoende.

Historiskt har de högsta uttagen oftast inträffat vintertid vid de kallaste utomhustemperaturerna och de lägsta uttagen under industrisemestern sommartid. Det innebär att i exemplet ovan hade dimensioneringsberäkningarna för randvillkoren 2 och 4 baserats på vinterparametrarna och villkoren 1 och 3 hade baserats på sommarparametrarna.

Elkraftsystemet går nu mot att en större andel av den elektriska energin genereras av direkt väderberoende kraftverk och energilager som inte kan anses vara planerbara. Kraftverken har även distribuerats ut över en större del av nätet i takt med att småskalig kraftproduktion blivit allt vanligare. Effektflödena blir därmed alltmer svårprognostiserade och uppvisar nya mönster när tidigare konsumtionscentra i stället kan vändas till överskottsområden under vissa förutsättningar. Elektrifieringen i samhället som nu drivs av skiftet bort från fossila bränslen och över till elektricitet leder även till omvända fenomen, då vissa områden med historiskt produktionsöverskott går mot att bli nya konsumtionscentra.

Inmatningen är beroende av vilken mix av produktionskällor som finns i nätet och blir därför individuell för olika delar av nätet. Generellt kan det sägas att dimensioneringsberäkningarna baseras på energilagrenas och de väderberoende kraftkällornas (sol-, vind- och i viss mån vattenkraft) ytterligheter; maximal och minimal säsongsproduktion. De planerbara kraftkällorna förutsätts producera i linje med historiska data för säsongen.

Lufttemperaturens negativa inverkan på luftledningarnas överföringsförmåga vid höga omgivningstemperaturer gör det viktigt att även dimensionera nätet för de högsta effektuttagen som kan förväntas vid höga temperaturer.

Sammanfattningsvis baseras dimensioneringsberäkningarna på följande lastscenarion:

- Maximalt effektuttag – minimal effektinmatning
- Maximalt effektuttag – maximal effektinmatning
- Minimalt effektuttag – minimal effektinmatning
- Minimalt effektuttag – maximal effektinmatning
- Maximalt effektuttag (sommartid) – minimal effektinmatning
- Maximalt effektuttag (sommartid) – maximal effektinmatning

En annan begränsande faktor är kapacitiva strömmar som kablade nät genererar i högre grad jämfört med luftledning. Till skillnad från regionnätet består lokalnätet främst av kabel då vi ur leveranssäkerhetssynpunkt och tillståndshänsen vill gräva ner lokalnätsledningar när terrängen ger förutsättningen för detta. Men kapacitiva strömmar behöver hanteras i fördelningsstationerna och mängden att hantera får inte bli för höga då det innebär en personsäkerhetsrisk.

Kapacitiva strömmar kan vid fel orsaka att jordade anläggningsdelar, som normalt inte ska vara spänningssatta, blir spänningssatta. Elsäkerhetsverket har som krav att elnätsbolagen ska säkerställa att beröringsspanningen understiger nivåer som potentiellt kan orsaka personskada. När fördelningsstationer i regionnätet är placerade på stort avstånd från varandra blir detta en kapacitetsbegränsning i och med att de kapacitiva strömmarna blir högre i längre kablar.

Kapacitetsläge

Med ovanstående analysmetod har vi gjort simuleringar för effektflödet i regionnätet för att bedöma kapacitetsläget och vi har även tagit hänsyn till begränsningar i lokalnätsstrukturen samt begränsningar mot överliggande nät. Simuleringsresultaten för aktuella scenarion har bedömts för att fastställa hur allvarliga begränsningar som olika anläggningsdelar i region- och lokalnät utgör under den kommande 10-årsperioden. Kapacitetsläget sammanfattas per län och representerar en nulägesbild med dagens förutsättningar. Under tidsperioden kommer både det prognostiserade behovet av överföringskapacitet att variera och själva kapaciteten i nätet förändras i och med att planerade ombyggnationer i nätet påbörjas och slutförs. Sammanfattningen är en helhetsbedömning per län som beskriver elnätets förmåga att möta nuvarande elbehovsprognos.

Det är tydligt att planerade investeringar kommer att minska antalet kritiska kapacitetsbegränsningar i nätet framöver. Återstående kapacitetsbegränsningar kommer att adresseras med ytterligare nätförstärkningar eller flexibilitetslösningar. I vissa fall handlar det även om att invänta förstärkningar i överliggande elnät innan en kapacitetsbegränsning kan åtgärdas.

Blekinge län

Det finns kapacitetsbegränsningar i Blekinge och generellt är det mer utmanande att ansluta produktion än konsumtion. För produktion är det främst ledningsnätet som kan begränsa ytterligare anslutningar medan det för konsumtion finns motsvarande begränsningar i fördelningsstationer. När

E.ONs beslutade investeringar är genomförda förväntas förmågan att ansluta produktion öka i och med att de kapacitetsbegränsande ledningarna förstärks. Kapaciteten för att ansluta mer konsumtion i länet förväntas att öka tack vare större stationsprojekt som möjliggör en omfördelning av effekt i nätet. Blekinge påverkas positivt av de planerade nätförstärkningarna i Skåne på grund av att regionnäten mellan länen är starkt sammankopplade. Då tillväxten främst sker vid kusten kan avståndet från nya anslutningar till det överliggande regionnätet innebära en utmaning.

Gävleborgs län

Under 2027–2030 sker det stora förändringar i stamnätet genom att Svenska kraftnät genomför projekten i NordSyd-paketet. Detta medför att E.ONs regionnät kommer att belastas mer under en begränsad tid. När delar av Svenska kraftnäts projekt är genomförda kommer E.ONs nät att åter ha samma tillgängliga kapacitet som tidigare. Dock kommer E.ON fortfarande vara begränsade av överliggande nät till dess att hela NordSyd-paketet är genomfört 2032–2035. Beroende på var i lokalnätet tillväxt sker kan det uppstå utmaningar med anslutningen till vårt regionnät.

Hallands län

De största utmaningarna i Hallands län är kopplade till regionnätsledningarna som förbinder Halland och Skåne, vilka utgör begränsningar både för prognostiserad produktion och konsumtion. Dessa ledningar är beslutade att förstärkas och är planerade att vara driftsatta inom perioden 6–10 år. Det finns även en kapacitetsbegränsning i norra som på 6–10 år kan begränsa ytterligare produktion i den norra delen av E.ONs nät i Halland. Kapacitetsbegränsningen uppstår på grund av att det inte finns tillräckligt mycket produktion i Göteborgsområdet där elektrifieringstakten är hög. Detta leder till att stora mängder effekt kommer att transiteras i regionnätet mellan stora producenter och konsumenter. Beroende på var i lokalnätet tillväxt sker kan det uppstå utmaningar med anslutningen till vårt regionnät.

Jämtlands län

I Jämtlands län har det inte identifierats några kapacitetsbegränsningar för ytterligare produktion eller konsumtion. Stora delar av nätet är byggt och dimensionerat för att hantera den installerade vattenkraftsproduktionen. De fördelningsstationer som finns i nätet prognostiseras ha liten tillväxt av småskalig produktion som inte påverkar det överliggande regionnätet. Beroende på var i lokalnätet tillväxt sker kan det uppstå utmaningar med anslutningen till vårt regionnät.

Jönköpings län

Den befintliga nätstrukturen i Jönköpings län gör det utmanande att möta den prognostiserade produktionen i länet. För att åtgärda kapacitetsbegränsningarna på kort sikt behöver nätet kopplas om och drivas på ett annat sätt men på lång sikt måste nätförstärkingar genomföras. Regionnätet i Jönköpings län är tätt sammankopplat med regionnätet i både Kalmar och Kronobergs län vilket medför att för att öka kapaciteten i Jönköping måste förstärkingar även genomföras i dessa län.

Kalmar län

Regionnätet i Kalmar län är tätt sammankopplat med regionnäten både Blekinge, Jönköping och Kronobergs län. För att öka kapaciteten i Kalmar län behöver förstärkingar ske i Jönköpings län – framför allt gäller detta för att möta prognosen för produktion i Kalmar län. Genom omkopplingar i nätet går det att öka kapaciteten för ytterligare produktion på kort sikt, men nätförstärkingar måste genomföras för att möta prognosen på längre sikt. På liknande sätt är de beslutade förstärkingarna i Kalmar län en förutsättning för att delar av Blekinge ska kunna möta prognosen.

Kronobergs län

Det finns flera kapacitetsbegränsningar i Kronobergs län som påverkar förmågan att möta prognoserna här. Genom att förstärka befintliga ledningar kan prognoserna för produktion mötas till viss del. På grund av den täta sammankopplingen med näten i Jönköping och Kalmar, är Kronoberg beroende av att de beslutade förstärkningsprojekten genomförs i grannlänerna för att kunna möta produktionsprognosen helt och hållet. För att även möta konsumtionsprognoserna krävs det att nya ledningar byggs för att skapa möjligheter att koppla om nätet.

Skåne län

Skåne bedöms generellt ha goda förutsättningar för att möta den prognostiserade produktionen tack vare de beslutade förstärkningsprojekten som planeras att genomföras. Det är mer utmanande att möta prognosen för den planerade konsumtionen, särskilt i nordvästra Skåne. För södra Skånes del kommer de beslutade projekten att lösa kapacitetsbegränsningarna på 6–10 år där flera åtgärder ingår i ett större samarbetsprojekt mellan E.ON och Svenska kraftnät. Ett större nätförstärkningsprojekt är beslutat även i nordöstra Skåne för att öka kapaciteten för ytterligare konsumtion här samt i västra delen av Blekinge län. Beroende på var i lokalnätet tillväxt sker kan det uppstå utmaningar med anslutningen till vårt regionnät.

Stockholms län

Stockholms län präglas av flera olika utmaningar kapacitetsmässigt och redan idag är kapacitetsmarginalerna i flera stationer mycket begränsade. Möjligheten att öka kapaciteten för ytterligare konsumtion i E.ONs nät förutsätter förstärkningar i överliggande nät. Möjligheterna att ansluta småskalig produktion är goda, men anslutning av större parker är utmanande i dagens nätstruktur.

Uppsala län

I Uppsala län finns god förmåga att hantera ytterligare produktion, men stora begränsningar för anslutning av konsumtion. På 6–10 år förväntas planerade förstärkningsprojekt möta kapacitetsbehoven. Fram till dess arbetas det med flexibilitetslösningar för att kunna möta prognoserna för konsumtion. Beroende på var i lokalnätet tillväxt sker kan det uppstå utmaningar med anslutningen till vårt regionnät.

Västerbottens län

E.ON har få anläggningar i Västerbottens län och här har inga begränsningar identifierats. Därför kan prognosen av produktion och konsumtion mötas i det befintliga nätet.

Västernorrlands län

Produktionen som prognostiserats kan hanteras i det planerade nätet och med de beslutade investeringarna. För ytterligare konsumtion förväntas begränsningar uppstå under 2027–2030 då det sker stora förändringar i stamnätet genom att Svenska kraftnät genomför sitt så kallade NordSyd-paket. Detta medför att E.ONs regionnät riskerar att belastas mer under en begränsad tid. När delar av Svenska kraftnäts projekt är klara kommer E.ONs nät att åter ha samma tillgängliga kapacitet som tidigare. Dock kommer E.ON fortfarande att vara begränsade av överliggande nät till dess att hela NordSyd-paketet är genomfört 2032–2035. Beroende på var i lokalnätet tillväxt sker kan det uppstå utmaningar med anslutningen till vårt regionnät.

Västra Götalands län

E.ON har endast tre fördelningsstationer i Västra Götalands län. Det har inte identifierats någon kapacitetsbegränsning som påverkar anläggningarnas förmåga att möta prognostiserad produktion och konsumtion.

Örebro län

I Örebro län har inga kapacitetsbegränsningar identifierats som kan påverka nätets förmåga att tillgodose prognosen för tillkommande produktion och konsumtion. De begynnande kapacitetsbegränsningarna i Örebro kommun kommer att hanteras i projekt som är planerade, men ännu ej beslutade.

Östergötlands län

Det finns generellt sett god förmåga att möta prognoserna för både produktion och konsumtion i Östergötlands län. De södra delarna av länet är sammankopplade med regionnätet i Jönköpings län och påverkas av kapacitetsbegränsningarna där. Detta gör det utmanande att möta den framtida elproduktionsprognosen i södra delarna av länet.

Kapacitetsläget i lokalnät generellt

Generellt behöver E.ON göra förstärkningar av lokalnät. Äldre ledningsnät i samhällen och sommarstugeområden utgör en begränsning när solceller byggs på taken och bilar kopplas in för att laddas på eftermiddagen. Inflödet av anslutningsförfrågningar har varit exceptionellt högt det senaste året, vilket gör det svårt att på kort sikt (1–2 år) möta behovet. Övriga förfrågningar kopplat till storskalig laddinfrastruktur och produktion kräver i princip alltid nybyggnation av lokalnätet samt förstärkningar i både lokalnät och regionnät, vilket innebär att dessa behöver vänta med att ansluta tills elnätet har förstärkts.

Den största utmaningen för nya anslutningar i lokalnät rör förfrågningar om att ansluta på platser långt ifrån fördelningsstationer med anslutning till regionnät. Detta gäller oavsett om det rör sig om produktion eller konsumtion. Kopplat till detta är idag kusten och skärgården i östra Skåne, Blekinge, Stockholm och Västernorrland utmanande, vilket kan leda till att det tar tid att ansluta, och ibland även till större kostnader för den enskilda att ansluta. Enligt vår prognos kommer efterfrågan på effekt att fortsätta öka, vilket gör att vi även fortsättningsvis kommer att göra förstärkningar av ledningsnät och fördelningsstationer.

Nuvarande användning av flexibilitetstjänster och andra alternativa lösningar

På E.ON ser vi flexibilitet som ett viktigt verktyg både för att klara den snabba elektrifieringen och för att bygga framtidens distributionsnät på ett kostnads- och resurseffektivt sätt. Vi tror att en kombination av marknadslösningar och villkorade avtal kommer att vara en självklar del av energisystemet.

Vid konstaterade eller prognostiserade kapacitetsutmaningar i vårt nät arbetar vi med en verktygslåda av flexibla lösningar. I varje ansträngd punkt bedömer vi vilken lösning eller kombination av lösningar som bäst skulle kunna bidra till en avlastning som möjliggör fortsatt anslutning av nya kunder. De verktyg vi arbetar med är flexibilitetsmarknader, villkorade avtal och tekniska alternativa lösningar. Dessa verktyg kan användas i väntan på en traditionell nätförstärkning och ibland även som ett alternativ eller komplement till traditionell nätförstärkning.

Flexibilitetsmarknader

En flexibilitetsmarknad är en marknadsbaserad lösning på kapacitetsproblem i elnätet som innebär att vi betalar ersättning till anslutna kunder – flexibilitetsleverantörer – som erbjuder flexibilitet som en tjänst till E.ON. Flexibilitet innebär i detta sammanhang att på en given signal förändra sin planerade produktion eller konsumtion av el. Flexibilitetsmarknader kan användas både för att hantera tillfällen i områden med för hög konsumtion och tillfällen i områden med för hög produktion.

Vi använder oss av egenutvecklade korttidsprognoser för att förutspå belastningen i specifika punkter i elnätet. Vid indikerad risk för belastning över förutbestämda gränser aviserar vi behov av tillgänglighet av flexibel kapacitet. Om sedan behov av flexibilitet konstateras aktiveras tillgängliga resurser för leverans.

Vi erbjuder tre olika produkter på våra flexibilitetsmarknader:

Säsongsstillgänglighet – innebär avtal om att flexibilitetsleverantören ska stå tillgängliga att leverera flexibilitet under specifika timmar under en given tidsperiod, exempelvis en eller flera månader. Säsongen 2023–2024 gällde det vardagar kl. 7–11 och 16–20 under december – februari. Vid behov av aktivering av flexibilitet avropas denna primärt mellan kl. 09.30 och 10.30 dagen innan leveransdygnet men kan också ske upp till 2 timmar innan leveranstimmen.

Ersättning utgår för både tillgänglighet och levererad flexibilitet. Tillgänglighetsersättningen är fast för respektive marknad och Aktiveringsersättningen för faktisk leverans av flexibilitet avgörs via ett anbudsförfarande.

Tillgänglighetsordrar – innebär att E.ON publicerar behov av tillgänglighet enskilda timmar 7 – 2 dagar innan förväntat flexibilitetsbehov. Vid behov av aktivering av flexibilitet avropas denna mellan kl. 09.30 och 10.30 dagen innan leveransdygnet.

Ersättning utgår för både tillgänglighet och levererad flexibilitet. Tillgänglighetsersättningen är fast för respektive marknad och Aktiveringsersättningen för faktisk leverans av flexibilitet avgörs via ett anbudsförfarande.

Direktordrar – innebär att E.ON publicerar behov av flexibilitet enskilda timmar 2 dagar – 4 timmar innan behov av faktisk leverans. Vid behov av aktivering av flexibilitet avropas denna mellan kl. 09.30 och 10.30 dagen innan leveransdygnet eller 3 – 2 timmar innan leveranstimmen. Aktiveringsersättning utgår för faktisk leverans av flexibilitet och avgörs via anbudsförfarande.

Detaljerad sammanställning av produkterna finns i Tabell 9.

Tabell 9 Beskrivning av flexibilitetsprodukter.

	Säsongs- tillgänglighet	Tillgänglighets- ordrar	Direktordrar (DayAhead)	Direktordrar (IntraDay)
Uthållighetskrav	1 timme	1 timme	1 timme	1 timme
Minimieffekt	0,1 MW	0,1 MW	0,1 MW	0,1 MW
Aktiveringsersättning	Anbud	Anbud	Anbud	Anbud
Tillgänglighetsersättning	Ja	Ja	Nej	Nej
Period då behov annonseras på marknaden	Inför marknads- periodens start	D-7 till D-2 10.30	D-2 18.30 till D-1 09.00	D-1 15.00 till H-4
Period då anbud kan lämnas	Inför marknads- periodens start	När behov lagts ut till D-2 18.00	När behov lagts ut till D-1 09.30	När behov lagts ut till H-2
Tid för tilldelning	D-1 09.30 till H-2	D-2 18.00 till 18.30	D-1 09.00 till 09.30	H-3 till H-2
Tid för aktivering	D-1 09.30 till H-2	D-1 09.30 till 10.30	D-1 09.30 till 10.30	H-3 till H-2

För samtliga produkter måste resurserna ha godkänts i en kvalificeringsprocess innan de kan börja delta på marknaden.

Genom att handla med en kombination av de tre produkterna hanteras både förväntat behov och eventuella, tillfälliga större behov. Fördelningen mellan de olika produkterna styrs av E.ONs behov lokalt på respektive marknad.

Som marknadsplats använder vi den egenutvecklade plattformen SWITCH. Detta verktyg är ett stöd i vår egen och flexibilitetsleverantörernas planering, handel och uppföljning. SWITCH används både vid avisering av tillgänglighetsbehov och avrop/aktivering av flexibilitet. E.ON tillhandahåller även SWITCH för andra aktörer som är i behov av ett verktyg för hantering av flexibilitetsmarknader.

E.ON har under säsongen 2023–2024 bedrivit flexibilitetsmarknader på fem platser. Fyra av dessa har varit i lokalnät – Hässleholm, Vaxholm, Bålsta och Järfälla (endast testmarknad) samt en marknad i regionnät – Södra Skåne. På lokalnätsmarknader är det endast aktörer i det berörda lokalnätet som kan leverera flexibilitet, i kontrast till regionnätsmarknader där aktörer i ett större område från flera olika lokalnät har möjlighet att delta. Marknaderna har varit öppna från november till mars.

De flexibilitetsresurser som varit aktiva på marknaden säsongen 2023–2024 har främst varit värmepumpar, både större anläggningar enskilt och mindre via aggregator, samt reservgeneratorer. Även batterier och kluster av kommersiella elbilsladdare har deltagit i viss utsträckning. Det har således förekommit både nedstyrning av konsumtion och uppstyrning av produktion/inmatning.

Tabell 10 summerar aktiviteten på marknaderna i Skåne-, Stockholms- och Uppsala län som drivits under vintersäsongen 2023–2024:

Tabell 10 Aktivitet på flexibilitetsmarknader som drivits under vintersäsongen 2023–2024. a) På dessa marknader har E.ON inte handlat tillgänglighetsprodukter. b) På dessa marknader har E.ON inte handlat säsongstillgänglighet (Period). c) På dessa marknader har E.ON endast handlat tillgänglighetsprodukt av typen säsongstillgänglighet.

	Skåne län	Skåne län	Stockholms län	Uppsala län
	Södra Skåne	Hässleholm	Vaxholm	Bålsta
Aviserat tillgänglighetsbehov, antal timmar	112	151	c)	a)
Aviserat tillgänglighetsbehov, snitteffekt MW	5,0	1,9	c)	a)
Säsongstillgänglighet (period), antal timmar	b)	496	176	a)
Avropad flexibilitet, antal timmar	31	86	42	9
Avropad flexibilitet, snitteffekt MW	2,4	0,6	0,2	1,0

För information om E.ONs aktuella flexibilitetsmarknader och produkter, se denna länk: [Flexibilitet i elnätet \(eon.se\)](#)⁴. Här finns även information om hur det går till att bli flexibilitetsleverantör.

För ytterligare detaljer avseende historiska marknadsdata kring volymer och priser, se denna länk: <https://info.switchmarket.se/#market-data>

E.ON har tidigare testat peer-to-peer marknader inom ramen för EU-projektet CoordiNet. I projektet möjliggjordes det att handla med kapacitet direkt mellan kunder. Detta utfördes på samma marknadsplattform som E.ON idag använder till sina flexibilitetsmarknader, men kunder (i detta fall vind- och vattenkraftsproducenter) kunde utbyta kapacitet utan inblandning av nätägaren. Detta möjliggjorde ett bättre nätutnyttjande och är en alternativ flexibilitetsmarknadsdesign som skulle kunna vara intressant att utforska mer framöver.

Villkorade avtal

I områden där det råder kapacitetsbrist och det inte går att anskaffa tillräckligt med flexibel kapacitet med marknadsmässiga metoder för att kunna ansluta en kund eller utöka en befintlig kunds anslutning kan vi ändå möjliggöra nyanslutningar eller utökade anslutningar genom att erbjuda kunden ett villkorat avtal. Parallellt med arbetet att utreda lösning på kapacitetsbristen, exempelvis genom nätförstärkning, kan kunden anslutas snabbare genom att vi avtalar särskilda villkor om och hur kundens anläggning skall styras för att undvika att överstiga begränsningar i nätet till följd av svåra driftsituationer. Detta inkluderar bland annat ekonomiska villkor samt krav på tekniska lösningar som kan behövas. Hur ofta och när en kund styrs beror helt på hur situationen ser ut när förfrågan kommer in till oss, hur det utvecklas över tid samt var och vad det kan vara för kapacitetsbrist. Piloter med kunder har pågått sedan 2020 och vi har sedan den 19 mars 2024 en godkänd metodbeskrivning från Ei. Vi har därmed lämnat pilot-stadiet och gått in i en operativ fas där vi hanterar kundförfrågningar enligt uppsatta processer och rutiner. Enligt gällande regelverk får flexibilitet införskaffad med icke-marknadsbaserade metoder användas först efter att nätägaren uttrönt om marknadsmässiga lösningar kan täcka behovet, därför använder vi villkorade avtal som ett komplement till utvecklingen av lokala flexibilitetsmarknader.

⁴ <https://www.eon.se/foeretag/elnaet/flexibilitet-i-elnaetet>

E.ONs metod för användning av villkorade avtal utgår från följande principer:

- E.ON kan erbjuda villkorade avtal till de kunder som uppfyller, vid var tid gällande, tekniska och övriga kriterier för ett sådant avtal och där E.ON känner sig trygg med att kunden förstått innebörden av villkoren i avtalet genom att säkerställa att aktuella processer efterföljs.
- Ingen särskiljning görs mellan kunder som vill nyansluta eller ansöker om en utökad effekt.
- Villkorade avtal kan erbjudas i alla nätområden och enligt samma metod och enligt samma kriterier över hela landet där E.ON har elnät.
- Den villkorade kapaciteten i avtalen gäller under en tidsbegränsad period tills kapacitetsbrist ej råder i berört område i nätet. När kapacitetsbrist ej råder ska kunden erbjudas prima kapacitet.
- E.ON förbehåller sig rätten att definiera krav på teknisk lösning för att styra ner kund och därmed säkerställa driftsäkerhet i nätet. Dessa krav kan variera beroende på ansluten effekt.
- E.ON förbehåller sig rätten att styra ner eller koppla bort kund om kund ej styr ner enligt avtalet.
- E.ON förbehåller sig rätten att ta ut ett vite om kund ej styr ner enligt avtalet.

Tariffer

Arbete pågår med att utforma mer effektiva nättariffer enligt föreskrift EIFS 2022:1. Dessa förväntas styra mot ett effektivare nätutnyttjande via prissignalerna och på så sätt bidra med implicit flexibilitet som komplement till övriga flexibilitetslösningar.

Tekniska alternativa lösningar

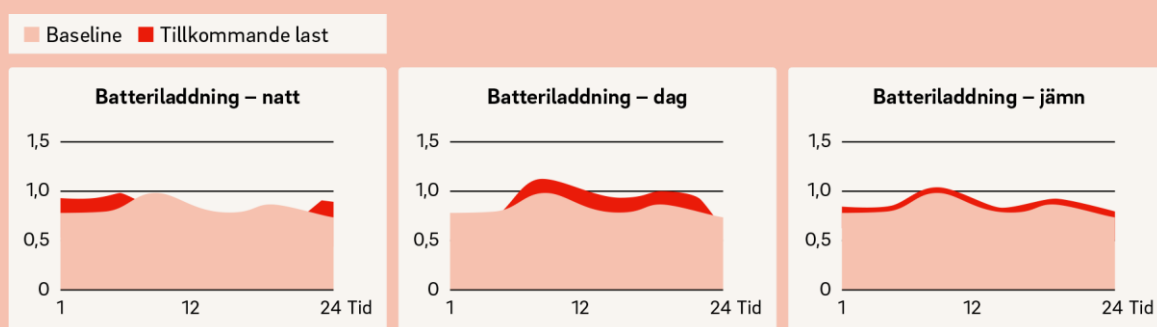
En teknisk alternativ lösning åsyftar en lösning på ett kapacitetsproblem i elnätet som varken är en utökning/ändring av fysisk infrastruktur eller en överenskommelse med anslutna kunder att reglera sin produktion eller konsumtion.

Omkopplingar elnätet – En omkoppling kan utgöra en ändring av normalkopplingsläget och därmed anses vara permanent. Den kan vara proaktiv, det vill säga ske inför en förväntad driftsituation eller reaktiv, det vill säga som ett svar på att en driftsituation uppstår. En proaktiv eller reaktiv omkoppling kräver en driftinstruktion som även den räknas in som en del av den tekniska alternativa lösningen.

Dynamic Line Rating – Dynamic Line Rating (DLR) innebär dynamisk beräkning av en lednings faktiska aktuella kapacitet utifrån mätning av inverkan av faktorer som temperatur och vind (lägre omgivningstemperatur och högre vindavkylning ökar ledningens överföringsförmåga och vice versa). Med DLR kan vi nyttja nätet mer effektivt eftersom vi får bättre kännedom om systemets marginaler vid olika tidpunkter. I dagsläget används DLR endast på ett ställe i E.ONs nät, men ambitionen är att implementera en form av DLR på samtliga 130 kV-ledningar under år 2025.

Nya möjligheter till effektivt nätnyttjande

Batterier, både fristående batterilager och batterier i elbilar, är en ny resurs i elsystemet som innebär nya möjligheter och utmaningar. Batterier kan hjälpa elsystemet på olika sätt, och för nätföretagen kan batterier bli en viktig resurs för att hantera flaskhalsar vid ansträngda driftssituationer och kapa lasttopparna i nätet. Beroende på hur batterier beter sig, eller styrs i ansträngda situationer, kan de även innebära en stor utmaning. Till exempel kan när på dygnet en elbil laddas vara avgörande för hur stor utmaningen med den växande elbilsflottan blir för elnätet. Ett annat exempel är i ett läge där behovet av effekt för att balansera elsystemet är stort och ett stationärt batteri matar ut effekt för att hjälpa systemet. Om situationen lokalt då är ansträngd kan det innebära att en transformator eller ledning överlastas lokalt.



Här behöver nätföretagen på lokal-, region- och transmissionsnättnivå utveckla verktyg för att dessa nya flexibla resurser ska komma elsystemet till störst nytta. I dagsläget kan vi inte ansluta ett batterilager utan att ta höjd för en situation där batteriet opererar med full effekt i en riktning som gör situationen i nätet mer ansträngd. Detta innebär att det är svårt att låta batterilager, som skulle kunna effektivisera driften av elnätet, ansluta på ställen med begränsad nätkapacitet. En möjlighet för att underlätta anslutning av större batterilager är att ansluta dem med särskilda villkor som försäkrar oss om att de inte kommer förvärra ansträngda lägen. Batterilager skulle även kunna delta på lokala flexibilitetsmarknader och därmed bidra till att förbättra olika lastsituationer i nätet.

3 Planerade investeringar och alternativa lösningar

Ett robust elnät är avgörande för att stödja den ökande användningen av elektriska fordon, liksom för att integrera solpaneler och andra förnybara energilösningar i hemmen, vilket bidrar till minskade energikostnader och ökad självförsörjning. Men elnäten är också en katalysator för ekonomisk tillväxt, då de möjliggör utveckling av nya teknologier och industrier, till exempel inom sektorer som elektrifiering av transporter och energilagring. Vi strävar efter att göra smarta och effektiva val för att vara en möjliggörare för energiomställningen.

Under de senaste tio åren har E.ON investerat cirka 30 miljarder kronor i Sveriges elnät. Ytterligare minst 23 miljarder kronor ska investeras fram till 2027, med fortsatt mycket hög investeringstakt bortom 2030, vilket gör detta till bolagets största investeringsprogram hittills. Ramen för hur mycket E.ON kan investera ges av den intäktsram som beslutas av Energimarknadsinspektionen. Investeringarna förstärker elnätet och kombineras med alternativa åtgärder så som användning av flexibilitetslösningar.

3.1 Företagets tillvägagångssätt vid planering av åtgärder

Ett omsorgsfullt arbete med att identifiera, utvärdera och prioritera behov av åtgärder i elnätet sker löpande, liksom planering för genomförande. Grunden i prioriteringen av åtgärder är risk- och sårbarhetsanalyser tillsammans med Ei:s krav på leveranssäkerhet, samt kundbehov eller förändringar i lagstiftning, infrastruktur och samhällsbyggnad. Vid prioritering av åtgärder är huvudsyftet att eliminera risker för att brister ska uppkomma i elnätet. En process är implementerad för att bedöma när det är ett effektivt alternativ att tillämpa flexibilitetslösningar, både för att hantera utmaningar i lokalnät och regionnät.

Om den befintliga infrastrukturen inte förväntas kunna möta det framtida effektbehovet så initieras ett utredningsarbete. Utredningen syftar till att utvärdera hur detta behov bäst ska mötas på kort och lång sikt. Om utredningen påvisar att det prognostiserade behovet kan hanteras med hjälp av marknadsbaserade flexibilitetslösningar så kommer inga nya förstärkningar av infrastrukturen att planeras. Men om utredningen pekar på att flexibilitetslösningar inte kommer att vara tillräckligt för att möta behoven på lång sikt – då planeras investeringsprojekt för genomförande. Flexibilitetslösningar kan också användas för att möjliggöra anslutning av delar av det totala effektbehovet, fram till dess att den nya infrastrukturen kan tas i drift.

Investeringar

Investeringsåtgärder samordnas vanligen så att hela anläggningen (fördelningsstationen eller ledningen) åtgärdas inom ramen för ett och samma projekt. Detta görs för att eftersträva en homogen åldersstruktur av de ingående anläggningsdelarna och för att kunna paketera attraktiva projekt för entreprenadmarknaden, vilket håller nere totalkostnaderna.

I investeringsprojekt görs en genomlysning av anläggningens prognostiserade effektbehov och de ingående anläggningsdelarna dimensioneras för att kunna möta detta behov. Detta innebär generellt att kapaciteten för anläggningen ökar efter ett genomfört investeringsprojekt. När projekten innebär åtgärder i det maskade regionnätet, som påverkar kapaciteten över stora geografiska områden, tas hänsyn till förväntningar av framtida större kundanslutningar vid dimensionering.

Kundförfrågningar

Kunder som har behov av ny anslutning eller en ändring av en befintlig anslutning i E.ONs nät hanteras enligt vår anslutningsprocess. Det enskilda kundbehovet utreds och om behov av nätförstärkningar identifieras kommer förstärkningar av nätet planeras.

Kunddrivna projekt koordineras med våra investeringsprojekt för en smart och kostnadseffektiv utbyggnad av elnätet. Tidsspannet för nybyggnation av regionnätsstation är 3–5 år och nybyggnation av regionnätsledning är 5–10 år med dagens förutsättningar.



Det går att läsa mer om hur vi arbetar med anslutningsprocessen för nya eller utökade anslutningar på vår hemsida, se anslutningsprocessen för [Anslutning till högspänningsnätet](#)⁵ respektive [Anslutningar för lågspänning](#)⁶.

3.1.1 Redogörelse för valet av investeringar som företaget redovisat

I avsnitt 3.2 *Planerade investeringar* presenteras planerade kapacitetshöjande investeringsprojekt. Projekten som redovisas innebär främst betydande åtgärder i regionnätet. Utvalda investeringsprojekt är av betydelse för att hantera den förväntade nätkapacitetsbrist som identifierats och beskrivs i avsnitt 2.3 *Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen*.

Utöver projekten som redovisas görs även en stor mängd investeringar i lokalnätet för att hantera de ökande effektbehoven och möjliggöra kundanslutningar för både konsumtion och produktion. Redovisade investeringsprojekt i regionnät möjliggör i flera fall en utbyggnad av lokalnätet.

Omfattande investeringar görs även för anläggningsdelar som utgör en risk ur miljö-, leveranssäkerhets- eller personsäkerhetssynpunkt i både region- och lokalnät. Mer beskrivning och status om planerade och pågående projekt finns på [Projektkollen](#)⁷ på E.ONs hemsida.

Utöver de redovisade projekten pågår flera systemstudier med syfte att åtgärda alla kapacitetsbegränsningar som identifierats, vilket förväntas leda fram till ytterligare investeringar.

Ett kunddrivet projekt som enbart kommer en enskild kund till del redovisas inte, men om projektet innebär en kapacitetshöjning i elnätet inkluderas det i listan. Projektet har då ett eget projekt-ID för reinvesteringsdelen.

⁵ <https://www.eon.se/foeretag/elnaet/anslut/anslutningsprocessen>

⁶ <https://www.eon.se/foeretag/elnaet/anslut>

⁷ <https://www.eon.se/om-e-on/investeringar/elnaetsinvesteringar/projektkollen>

3.1.2 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet

Genom att ha utarbetade metoder för att arbeta med flexibilitetslösningar får vi möjligheten att bättre hantera olika scenarier, till exempel genom att bygga ut nätet för det som vi betraktar som det mest troliga scenariot, men ändå klara av att hantera ett scenario med högre tillväxt genom att tillämpa flexibilitetslösningar.

På E.ON har vi börjat ta hänsyn till möjligheterna att implementera flexibilitetslösningar när vi planerar projekt i nätet som initieras av bedömningen att nuvarande infrastruktur inte är tillräcklig för att möta det aktuella eller framtida effektbehovet. Genom att ta flexibilitetspotentialen i beaktande kan vi göra prioriteringar mellan projekt och nyttja nätkomponenter hela livslängden ut. I och med att vi prognostiserar ökande effektuttag i större delen av nätet under en lång tid framöver ser vi dock att vi i nuläget behöver fokusera på att både förstärka nätet och använda flexibilitetslösningar parallellt. Vi kan dock se att flexibilitet blir ett verktyg för att prioritera mellan projekt, i och med att vi kan skjuta på vissa förstärkningar till förmån för andra, beroende på var det finns potential för flexibilitet. Valet att tillämpa alternativa lösningar görs med utgångspunkt i teknisk tillämplighet i relation till ekonomisk rimlighet för varje enskilt fall.

I modellen vi arbetar med tar vi hänsyn till både befintlig anläggning och planerad ny eller ombyggd anläggning. För den befintliga anläggningen ser vi till värdet av att utnyttja anläggningen hela dess ekonomiska livslängd. Vad gäller den planerade nya eller ombyggda anläggningen beräknar vi värdet på de ökade avskrivningskostnaderna orsakade av investeringen. Dessa kalkyler sätts i relation till vad en flexibel lösning för att lösa kapacitetsutmaningen, skulle kosta. Dessa beräkningar skulle kunna leda till att vi skjuter en investering framåt i tiden eller undviker den helt om den flexibla lösningen bedöms vara mer kostnadseffektiv.

I den värderingsmodell vi arbetar med att ta fram har vi även ambitionen att beräkna det samhällsekonomiska värdet av att kunna ansluta kunder snabbare, samt det samhällsekonomiska värdet av att undvika klimatpåverkan från materialet i en ny anläggning.

3.2 Planerade investeringar

I följande kapitel presenteras beslutade investeringsprojekt på regionnät samt projekt som är under övervägande, enligt den urvalsmetod som beskrivs i avsnitt 3.1.1 *Redogörelse för valet av investeringar som företaget redovisat*. Som framgår i avsnitt 3.1.1 gör vi utöver redovisningen även omfattande investeringsanalysar med tusentals projekt för att höja kapaciteten i lokalnäten.

Projekten redovisas per län i tabeller med följande information:

Projektbeskrivning: "Station" i tabellerna nedan refererar till fördelningsstation som ansluter till spänningsnivå inom spannet 40–130 kV. "Ledning" i projekttabellerna refererar till regionledningar som överför effekt inom spannet 40–130 kV. Reinvestering innebär åtgärder i befintlig anläggning och nyinvestering innebär investering i ny anläggning.

Kommun: Investeringsprojekt som innebär ny- eller reinvestering av regionledningar sträcker sig ofta över kommungränserna. Projektet presenteras i den kommun där den största delen av ledningssträckan befinner sig. Motsvarande gäller för fördelningsstationer. Investeringar i en kommun eller i ett län kan medföra förbättrade förutsättningar i angränsande kommuner och län.

Projektstatus: Projekt som är beslutade presenteras samt projekt som är under övervägande vilka innehåller åtgärder som utretts men som ännu inte har gått igenom beslutsprocessen. Samtliga beslutade projekt i listan har tagits hänsyn till i kapacitetsbedömning under kapitel 2.3.

Planerad driftsättningsperiod: Perioden är den senaste uppskattningen. Större osäkerhet råder för projekt som är under övervägande. Projekt som innebär åtgärder i en fördelningsstation har generellt ett kortare tidsspänn från identifierat behov till färdigställd anläggning jämfört med regionledningsprojekt. Tidsspännat för nybyggnation av regionnåtsstation är 3–5 år och nybyggnation av regionnåtsledning är 5–10 år med dagens förutsättningar.

Blekinge län

E.ON har beslutat om reinvesteringar i både ledningar och stationer i regionnätet för att hantera kända kapacitetsbegränsningar. Kapaciteten i Blekinge förstärks även genom planerade nätförstärkningarna i Skåne till följd av att regionnäten i länen är starkt sammankopplade.

Tabell 11 Planerade investeringar i Blekinge län till och med år 2034

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättningsperiod
308594	Reinvestering station	Karlskrona	Påbörjad	2025–2026
314677	Reinvestering station	Karlskrona	Under övervägande	2029–2030
337792	Reinvestering station	Olofström	Planerad	2027–2028
334377	Reinvestering ledning	Olofström	Planerad	2027–2028
326727	Reinvestering ledning	Ronneby	Påbörjad	2025–2026
339701	Reinvestering ledning	Ronneby	Under övervägande	2027–2028

Gävleborgs län

I Gävleborgs län har vi huvudsakligen två kapacitetshöjande projekt: en ny station och en station som byggs om. Kapacitetsläget i Gävleborgs län påverkas även positivt av de planerade nätförstärkningarna i Västernorrlands län till följd av att regionnäten mellan länen är starkt sammankopplade.

Tabell 12 Planerade investeringar i Gävleborgs län till och med år 2034

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättningsperiod
321153	Nyinvestering station	Nordanstig	Påbörjad	2024–2025
335998	Reinvestering station	Nordanstig	Under övervägande	2029–2030

Hallands län

I Hallands län bygger vi bort kända kapacitetsbegränsningar genom att förstärka regionnåtsledningarna som förbinder Halland och Skåne. E.ON har beslutat om kapacitetshöjande reinvesteringar i både ledningar och stationer i regionnätet.

Tabell 13 Planerade investeringar i Hallands län till och med år 2034

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättningsperiod
321723	Reinvestering station	Falkenberg	Påbörjad	2024–2025
336063	Reinvestering station	Falkenberg	Planerad	2027–2028
320850	Reinvestering station	Falkenberg	Planerad	2027–2028
307868	Reinvestering station	Halmstad	Påbörjad	2025–2026
335522	Reinvestering station	Halmstad	Påbörjad	2025–2026
337165	Reinvestering ledning	Halmstad	Inväntar tillstånd	2026–2027
338574	Reinvestering ledning	Halmstad	Under övervägande	2028–2029
338573	Reinvestering ledning	Halmstad	Under övervägande	2030–2031
338572	Reinvestering ledning	Halmstad	Under övervägande	2030–2031
338600	Reinvestering ledning	Halmstad	Under övervägande	2030–2031
336033	Reinvestering station	Hylte	Under övervägande	2030–2031
335975	Reinvestering station	Hylte	Under övervägande	2030–2031
334811	Reinvestering station	Laholm	Planerad	2026–2027

Jämtlands län

I Jämtlands län planeras reinvesteringar i både stationer och ledningar i regionnätet för att bibehålla och ytterligare förstärka kapaciteten i samband med att förnyelse krävs i delar av nätet.

Tabell 14 Planerade investeringar i Jämtlands län till och med år 2034

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättningsperiod
316966	Reinvestering ledning	Bräcke	Under övervägande	2027–2028
323016	Reinvestering ledning	Ragunda	Inväntar tillstånd	2026–2027
324541	Reinvestering ledning	Ragunda	Inväntar tillstånd	2026–2027
334521	Nyinvestering station	Ragunda	Under övervägande	2026–2027
315896	Reinvestering station	Ragunda	Inväntar tillstånd	2027–2028
323019	Reinvestering station	Ragunda	Planerad	2027–2028
318306	Reinvestering station	Strömsund	Inväntar tillstånd	2027–2028
339640	Reinvestering ledning	Strömsund	Inväntar tillstånd	2027–2028
339639	Reinvestering ledning	Strömsund	Inväntar tillstånd	2028–2029
328750	Reinvestering station	Strömsund	Inväntar tillstånd	2028–2029

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättningsperiod
307924	Reinvestering ledning	Strömsund	Inväntar tillstånd	2028–2029
328759	Reinvestering station	Strömsund	Under övervägande	2029–2030
339033	Reinvestering station	Strömsund	Under övervägande	2030–2031
319031	Reinvestering ledning	Strömsund	Under övervägande	2030–2031

Jönköpings län

För att möta det växande effektbehovet i Jönköpings län gör vi ett större antal kapacitetshöjande investeringar i befintliga stationer. Vi planerar även investeringar i ett antal nya stationer samt förstärker ett antal regionnätledning. Regionnätet i Jönköpings län är tätt sammankopplat med regionnätet i både Kalmar län och Kronobergs län. Förstärkningar av regionnätet i dessa län medför en ökning av kapaciteten i Jönköpings län.

Tabell 15 Planerade investeringar i Jönköpings län till och med år 2034

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättningsperiod
338849	Reinvestering station	Aneby	Under övervägande	2030–2031
333711	Reinvestering station	Gislaved	Påbörjad	2024–2025
315077	Reinvestering station	Gislaved	Under övervägande	2029–2030
321724	Nyinvestering station	Gnosjö	Inväntar tillstånd	2026–2027
321330	Reinvestering station	Gnosjö	Inväntar tillstånd	2027–2028
335194	Reinvestering station	Gnosjö	Under övervägande	2029–2030
325968	Reinvestering station	Jönköping	Inväntar tillstånd	2028–2029
335968	Reinvestering station	Jönköping	Under övervägande	2030–2031
318586	Reinvestering station	Nässjö	Påbörjad	2024–2025
327588	Reinvestering ledning	Nässjö	Inväntar tillstånd	2027–2028
318203	Reinvestering station	Nässjö	Tillstånd beviljat, ej påbörjad	2027–2028
318563	Nyinvestering station	Nässjö	Inväntar tillstånd	2027–2028
316428	Reinvestering station	Nässjö	Planerad	2028–2029
335779	Reinvestering ledning	Nässjö	Inväntar tillstånd	2029–2030
338819	Reinvestering ledning	Nässjö	Under övervägande	2029–2030
325964	Reinvestering station	Sävsjö	Under övervägande	2030–2031
335996	Reinvestering station	Sävsjö	Under övervägande	2032–2033
318228	Reinvestering station	Tranås	Inväntar tillstånd	2030–2031

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättningsperiod
316425	Reinvestering station	Vaggeryd	Planerad	2027–2028
326350	Reinvestering station	Vetlanda	Påbörjad	2025–2026
316407	Reinvestering station	Vetlanda	Planerad	2027–2028
319847	Reinvestering station	Vetlanda	Planerad	2027–2028
319786	Reinvestering station	Vetlanda	Planerad	2029–2030
338467	Reinvestering station	Vetlanda	Under övervägande	2030–2031
316411	Reinvestering station	Vetlanda	Under övervägande	2030–2031
339032	Reinvestering station	Vetlanda	Under övervägande	2031–2032
325972	Reinvestering station	Vetlanda	Under övervägande	2032–2033
335192	Nyinvestering station	Värnamo	Påbörjad	2026–2027
338621	Reinvestering station	Värnamo	Under övervägande	2030–2031
318914	Reinvestering station	Värnamo	Under övervägande	2030–2031

Kalmar län

För att möta det växande effektbehovet i Kalmar län gör vi ett större antal kapacitetshöjande investeringar i befintliga stationer och regionnätledning. Vi planerar även investeringar i flera nya stationer och regionnätledning. Regionnätet i Kalmar län är tätt sammankopplat med regionnätet i Jönköpings län vilket medför att för att öka kapaciteten i Kalmar län måste förstärkningar även genomföras i Jönköpings län. På ett liknande sätt förbättrar investeringar i Kalmar län kapaciteten i Blekinge och Kronobergs län.

Tabell 16 Planerade investeringar i Kalmar län till och med år 2034

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättningsperiod
316798	Nyinvestering ledning	Borgholm	Påbörjad	2024–2025
332701	Reinvestering station	Hultsfred	Påbörjad	2025–2026
325975	Reinvestering station	Hultsfred	Påbörjad	2026–2027
329589	Reinvestering ledning	Hultsfred	Inväntar tillstånd	2026–2027
320285	Reinvestering station	Hultsfred	Under övervägande	2029–2030
325976	Reinvestering station	Hultsfred	Under övervägande	2029–2030
316419	Reinvestering station	Hultsfred	Inväntar tillstånd	2030–2031
324835	Nyinvestering ledning	Högsby	Påbörjad	2024–2025
329588	Reinvestering ledning	Högsby	Påbörjad	2024–2025
326105	Reinvestering ledning	Högsby	Påbörjad	2025–2026

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättningsperiod
316429	Nyinvestering station	Högsby	Påbörjad	2025–2026
329348	Nyinvestering ledning	Högsby	Påbörjad	2025–2026
308002	Reinvestering station	Högsby	Under övervägande	2029–2030
341390	Reinvestering ledning	Kalmar	Under övervägande	2027–2028
334684	Nyinvestering station	Kalmar	Under övervägande	2027–2028
339335	Nyinvestering station	Kalmar	Under övervägande	2030–2031
338493	Reinvestering station	Mönsterås	Påbörjad	2025–2026
314976	Reinvestering station	Mönsterås	Tillstånd beviljat, ej påbörjad	2026–2027
341299	Reinvestering station	Mönsterås	Planerad	2029–2030
327732	Reinvestering station	Mörbylånga	Planerad	2029–2030
338225	Nyinvestering station	Mörbylånga	Under övervägande	2029–2030
333637	Reinvestering ledning	Nybro	Inväntar tillstånd	2027–2028
324178	Reinvestering station	Oskarshamn	Påbörjad	2025–2026
334198	Reinvestering station	Oskarshamn	Påbörjad	2025–2026
325729	Nyinvestering station	Oskarshamn	Inväntar tillstånd	2026–2027
340732	Reinvestering station	Oskarshamn	Under övervägande	2032–2033
307969	Reinvestering station	Torsås	Under övervägande	2029–2030
305188	Reinvestering station	Vimmerby	Påbörjad	2024–2025
316412	Reinvestering station	Vimmerby	Påbörjad	2024–2025
318561	Reinvestering station	Vimmerby	Påbörjad	2025–2026
334517	Nyinvestering ledning	Vimmerby	Inväntar tillstånd	2026–2027
316413	Reinvestering station	Vimmerby	Inväntar tillstånd	2027–2028
334516	Reinvestering ledning	Vimmerby	Inväntar tillstånd	2027–2028

Kronobergs län

För att möta det växande effektbehovet i Kronobergs län gör vi ett större antal kapacitetshöjande investeringar i befintliga stationer och ledningar. Vi planerar även för att bygga flera nya stationer och ledningar. Regionnätet i Kronobergs län är tätt sammankopplat med regionnätet i både Jönköpings län och Kalmar län vilket medför att för att öka kapaciteten i Kronobergs län måste förstärkningar även genomföras i dessa län.

Tabell 17 Planerade investeringar i Kronobergs län till och med år 2034

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättningsperiod
329841	Reinvestering station	Alvesta	Påbörjad	2024–2025
338821	Reinvestering ledning	Alvesta	Under övervägande	2030–2031
325894	Reinvestering station	Lessebo	Under övervägande	2030–2032
340378	Reinvestering station	Ljungby	Inväntar tillstånd	2026–2027
335972	Reinvestering station	Ljungby	Under övervägande	2031–2032
335030	Reinvestering station	Markaryd	Påbörjad	2026–2027
325893	Reinvestering station	Markaryd	Under övervägande	2031–2032
340530	Reinvestering station	Markaryd	Under övervägande	2030–2031
340529	Reinvestering ledning	Markaryd	Under övervägande	2030–2031
320972	Reinvestering station	Tingsryd	Under övervägande	2031–2032
328550	Nyinvestering station	Uppvidinge	Påbörjad	2026–2027
320250	Reinvestering station	Uppvidinge	Under övervägande	2029–2030
307968	Reinvestering station	Växjö	Påbörjad	2024–2025
339149	Nyinvestering station	Växjö	Under övervägande	2027–2028
338512	Nyinvestering ledning	Växjö	Under övervägande	2029–2030
334685	Nyinvestering station	Växjö	Under övervägande	2029–2030
325870	Reinvestering station	Älmhult	Påbörjad	2026–2027

Skåne län

För att möta det ökande effektbehovet i Skåne län och hantera kända kapacitetsbegränsningar planerar vi att investera i ett antal nya stationer och ledningar. Vi gör även många kapacitetshöjande investeringsprojekt i befintliga stationer och ledningar. Flera åtgärder ingår i ett större samarbetsprojekt mellan E.ON och Svenska kraftnät. Nätförstärkningar i Skåne län förbättrar även kapacitetsläget i angränsande län, särskilt i Halland och i Blekinge.

Tabell 18 Planerade investeringar i Skåne län till och med år 2034

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättningsperiod
332992	Reinvestering station	Bjuv	Påbörjad	2025–2026
334798	Reinvestering ledning	Burlöv	Planerad	2027–2028
340108	Reinvestering ledning	Burlöv	Under övervägande	2029–2030
316993	Reinvestering station	Burlöv	Under övervägande	2029–2030

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättningsperiod
331144	Reinvestering ledning	Hässleholm	Påbörjad	2025–2026
340405	Reinvestering ledning	Hässleholm	Under övervägande	2027–2028
336705	Nyinvestering ledning	Hässleholm	Under övervägande	2029–2030
336703	Nyinvestering ledning	Hässleholm	Under övervägande	2029–2030
336704	Nyinvestering ledning	Hässleholm	Under övervägande	2029–2030
324231	Reinvestering station	Hässleholm	Under övervägande	2029–2030
336701	Nyinvestering station	Hässleholm	Under övervägande	2030–2031
336702	Nyinvestering station	Hässleholm	Under övervägande	2030–2031
320419	Reinvestering station	Hässleholm	Under övervägande	2030–2031
341430	Reinvestering station	Hässleholm	Under övervägande	2030–2031
341431	Reinvestering station	Hässleholm	Under övervägande	2032–2033
334379	Reinvestering ledning	Höör	Inväntar tillstånd	2026–2027
336001	Reinvestering station	Klippan	Under övervägande	2030–2031
327227	Nyinvestering station	Kristianstad	Påbörjad	2026–2027
315388	Nyinvestering ledning	Kristianstad	Tillstånd beviljat, ej påbörjad	2026–2027
321496	Reinvestering station	Kristianstad	Tillstånd beviljat, ej påbörjad	2026–2027
339702	Reinvestering station	Kristianstad	Under övervägande	2027–2028
340072	Nyinvestering ledning	Kristianstad	Under övervägande	2030–2031
307869	Reinvestering station	Kristianstad	Under övervägande	2030–2031
339703	Reinvestering station	Kristianstad	Planerad	2030–2031
315858	Reinvestering station	Kävlinge	Inväntar tillstånd	2026–2027
323104	Reinvestering station	Landskrona	Påbörjad	2024–2025
334813	Reinvestering station	Landskrona	Påbörjad	2026–2027
338517	Nyinvestering station	Landskrona	Inväntar tillstånd	2027–2028
332700	Reinvestering station	Lomma	Under övervägande	2029–2030
333269	Reinvestering station	Malmö	Tillstånd beviljat, ej påbörjad	2024–2025
336318	Reinvestering station	Malmö	Påbörjad	2024–2025
326571	Reinvestering station	Malmö	Påbörjad	2024–2025
334812	Reinvestering station	Malmö	Påbörjad	2025–2026
336440	Reinvestering station	Malmö	Påbörjad	2025–2026
308710	Reinvestering station	Malmö	Påbörjad	2025–2026

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättningsperiod
323206	Reinvestering station	Malmö	Inväntar tillstånd	2026–2027
323615	Reinvestering ledning	Malmö	Inväntar tillstånd	2026–2027
323619	Reinvestering ledning	Malmö	Inväntar tillstånd	2026–2027
323620	Reinvestering ledning	Malmö	Inväntar tillstånd	2026–2027
335604	Nyinvestering station	Malmö	Påbörjad	2027–2028
317010	Reinvestering station	Malmö	Planerad	2027–2028
325938	Reinvestering station	Malmö	Inväntar tillstånd	2029–2030
338851	Reinvestering ledning	Malmö	Under övervägande	2029–2030
338850	Reinvestering ledning	Malmö	Under övervägande	2029–2030
334116	Reinvestering station	Malmö	Under övervägande	2029–2030
338852	Reinvestering station	Malmö	Under övervägande	2029–2030
336441	Reinvestering station	Malmö	Under övervägande	2029–2030
317014	Reinvestering station	Malmö	Inväntar tillstånd	2029–2030
308741	Nyinvestering station	Malmö	Planerad	2029–2030
308772	Reinvestering station	Malmö	Under övervägande	2029–2030
317009	Reinvestering station	Malmö	Under övervägande	2030–2031
334115	Nyinvestering station	Malmö	Under övervägande	2030–2031
334114	Nyinvestering station	Malmö	Under övervägande	2030–2031
337187	Reinvestering station	Osby	Under övervägande	2030–2031
327229	Reinvestering station	Perstorp	Under övervägande	2029–2030
323418	Reinvestering station	Simrishamn	Påbörjad	2024–2025
332925	Reinvestering station	Simrishamn	Påbörjad	2024–2025
331111	Reinvestering station	Skurup	Påbörjad	2025–2026
316802	Nyinvestering ledning	Skurup	Inväntar tillstånd	2026–2027
316794	Nyinvestering station	Skurup	Inväntar tillstånd	2027–2028
321176	Reinvestering station	Tomelilla	Påbörjad	2024–2025
328795	Reinvestering station	Tomelilla	Inväntar tillstånd	2027–2028
335239	Reinvestering station	Trelleborg	Tillstånd beviljat, ej påbörjad	2026–2027
334682	Reinvestering station	Vellinge	Påbörjad	2026–2027

Stockholms län

För att hantera kapacitetsläget i Stockholms län har E.ON beslutat om investeringar i både befintliga och nya stationer. E.ON arbetar i nära samarbete med överliggande nätägare i området, då E.ON främst har lokalnät i Stockholms län.

Tabell 19 Planerade investeringar i Stockholms län till och med år 2034

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättningsperiod
335236	Reinvestering station	Järfälla	Under övervägande	2027–2028
338516	Reinvestering station	Upplands-Bro	Planerad	2027–2028
316839	Reinvestering station	Upplands-Bro	Inväntar tillstånd	2029–2030
318489	Nyinvestering station	Upplands-Bro	Planerad	2029–2030
317973	Nyinvestering ledning	Vaxholm	Tillstånd beviljat, ej påbörjad	2026–2027
314089	Reinvestering station	Vaxholm	Inväntar tillstånd	2026–2027
325843	Nyinvestering station	Österåker	Påbörjad	2025–2026
325842	Nyinvestering station	Österåker	Under övervägande	2027–2028
315515	Reinvestering station	Österåker	Inväntar tillstånd	2030–2031
328913	Reinvestering station	Österåker	Under övervägande	2030–2031

Uppsala län

För att bygga bort risk för kapacitetsbegränsningar i Uppsala län har E.ON beslutat om investeringar i befintliga stationer. E.ON arbetar i nära samarbete med överliggande nätägare i området, då E.ON främst har lokalnät i Uppsala län.

Tabell 20 Planerade investeringar i Uppsala län till och med år 2034

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättningsperiod
340181	Reinvestering station	Enköping	Under övervägande	2029–2030
335237	Reinvestering station	Håbo	Under övervägande	2027–2028

Västerbottens län

Vi har i nuläget inga projekt med betydande kapacitetshöjningar i våra nät i Västerbottens län.

Västernorrlands län

För att möta det ökande effektbehovet i Västernorrlands län har E.ON beslutat om stora investeringar i både ledningar och stationer i regionnätet. Det handlar både om förstärkningar av befintliga anläggningar och nyinvesteringar. Regionnätet i Västernorrlands län är tätt sammankopplat med regionnätet i Gävleborgs och Jämtlands län vilket medför att för att investeringar i Västernorrland även förbättrar kapaciteten i angränsande län.

Tabell 21 Planerade investeringar i Västernorrlands län till och med år 2034

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättningsperiod
321163	Nyinvestering station	Härnösand	Inväntar tillstånd	2027–2028
328755	Reinvestering station	Kramfors	Inväntar tillstånd	2027–2028
328749	Reinvestering station	Kramfors	Under övervägande	2029–2030
328752	Reinvestering station	Kramfors	Under övervägande	2029–2030
328757	Reinvestering station	Kramfors	Under övervägande	2029–2030
335974	Reinvestering station	Kramfors	Under övervägande	2031–2032
335994	Reinvestering station	Kramfors	Under övervägande	2031–2032
309519	Reinvestering station	Sollefteå	Påbörjad	2024–2025
334670	Reinvestering ledning	Sollefteå	Påbörjad	2025–2026
324883	Reinvestering ledning	Sollefteå	Påbörjad	2025–2026
334664	Reinvestering station	Sollefteå	Påbörjad	2025–2026
315319	Reinvestering station	Sollefteå	Påbörjad	2025–2026
324888	Reinvestering station	Sollefteå	Inväntar tillstånd	2026–2027
339642	Reinvestering ledning	Sollefteå	Inväntar tillstånd	2026–2027
309517	Nyinvestering station	Sollefteå	Under övervägande	2027–2028
332087	Reinvestering station	Sollefteå	Under övervägande	2027–2028
332094	Reinvestering station	Sollefteå	Under övervägande	2027–2028
339641	Reinvestering ledning	Sollefteå	Inväntar tillstånd	2029–2030
307923	Reinvestering ledning	Sollefteå	Under övervägande	2029–2030
332096	Reinvestering station	Sollefteå	Planerad	2029–2030
335973	Reinvestering station	Sollefteå	Under övervägande	2030–2031
335969	Reinvestering station	Sollefteå	Under övervägande	2031–2032
334445	Reinvestering ledning	Sundsvall	Påbörjad	2024–2025
323014	Reinvestering station	Sundsvall	Påbörjad	2024–2025
334505	Reinvestering ledning	Sundsvall	Påbörjad	2024–2025
322046	Reinvestering ledning	Sundsvall	Påbörjad	2024–2025
329730	Nyinvestering station	Sundsvall	Påbörjad	2024–2025
322048	Nyinvestering ledning	Sundsvall	Inväntar tillstånd	2025–2026
335849	Reinvestering station	Sundsvall	Tillstånd beviljat, ej påbörjad	2026–2027
338114	Reinvestering station	Sundsvall	Planerad	2027–2028

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättningsperiod
323018	Reinvestering ledning	Sundsvall	Inväntar tillstånd	2028–2029
336037	Reinvestering station	Sundsvall	Under övervägande	2028–2029
313159	Reinvestering station	Sundsvall	Under övervägande	2030–2031
324557	Reinvestering station	Örnsköldsvik	Påbörjad	2024–2025
335346	Reinvestering station	Örnsköldsvik	Påbörjad	2024–2025
335976	Reinvestering station	Örnsköldsvik	Under övervägande	2030–2031
335997	Reinvestering station	Örnsköldsvik	Under övervägande	2031–2032
335988	Reinvestering station	Örnsköldsvik	Under övervägande	2031–2032

Västra Götalands län

I Västra Götalands län planeras reinvesteringar i E.ONs två regionnätsstationer för att bibehålla och ytterligare förstärka kapaciteten i samband med att förnyelse krävs.

Tabell 22 Planerade investeringar i Västra Götalands län till och med år 2034

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättningsperiod
320379	Reinvestering station	Svenljunga	Planerad	2027–2028
321497	Reinvestering station	Tranemo	Inväntar tillstånd	2027–2028

Örebro län

För att möta det ökande effektbehovet i Örebro län har E.ON beslutat om investeringar i flertalet stationer i regionnätet, både befintliga och nya. Vi investerar även i att förstärka en regionnätsledning.

Tabell 23 Planerade investeringar i Örebro län till och med år 2034

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättningsperiod
323271	Nyinvestering station	Hallsberg	Påbörjad	2025–2026
329807	Reinvestering ledning	Hallsberg	Inväntar tillstånd	2026–2027
335995	Reinvestering station	Hallsberg	Under övervägande	2031–2032
308012	Reinvestering station	Kumla	Inväntar tillstånd	2027–2028
331073	Reinvestering station	Örebro	Påbörjad	2024–2025
311891	Nyinvestering station	Örebro	Påbörjad	2024–2025
332043	Reinvestering station	Örebro	Påbörjad	2024–2025
322771	Reinvestering station	Örebro	Påbörjad	2026–2027

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättningsperiod
316847	Reinvestering station	Örebro	Inväntar tillstånd	2027–2028
328975	Reinvestering station	Örebro	Planerad	2027–2028
328976	Reinvestering station	Örebro	Inväntar tillstånd	2029–2030
340838	Nyinvestering ledning	Örebro	Under övervägande	2029–2030
318683	Nyinvestering station	Örebro	Under övervägande	2029–2030

Östergötlands län

För att hantera det växande effektbehovet i Östergötlands län har E.ON beslutat om investeringar i både ledningar och stationer i regionnätet. Östergötland påverkas även positivt av de planerade nätförstärkningarna i Jönköpings län på grund av att regionnäten mellan länen är starkt sammankopplade.

Tabell 24 Planerade investeringar i Östergötlands län till och med år 2034

Projekt-ID	Projektbeskrivning	Kommun	Projektstatus	Planerad driftsättningsperiod
331295	Nyinvestering ledning	Kinda	Påbörjad	2024–2025
321427	Reinvestering station	Kinda	Inväntar tillstånd	2027–2028
333082	Reinvestering station	Norrköping	Påbörjad	2024–2025
316335	Reinvestering station	Norrköping	Påbörjad	2025–2026
320446	Reinvestering station	Norrköping	Inväntar tillstånd	2027–2028
307692	Nyinvestering station	Norrköping	Inväntar tillstånd	2027–2028
336743	Nyinvestering station	Norrköping	Planerad	2029–2030
339217	Reinvestering station	Norrköping	Under övervägande	2030–2031
321429	Reinvestering station	Norrköping	Under övervägande	2030–2031
336744	Reinvestering station	Norrköping	Under övervägande	2030–2031
336709	Reinvestering station	Norrköping	Under övervägande	2032–2033
336747	Nyinvestering ledning	Norrköping	Under övervägande	2032–2033
336746	Nyinvestering station	Norrköping	Under övervägande	2032–2033
336710	Reinvestering station	Norrköping	Under övervägande	2033–2034
307694	Reinvestering station	Söderköping	Påbörjad	2027–2028
325967	Reinvestering station	Ydre	Under övervägande	2030–2031
336649	Reinvestering ledning	Åtvidaberg	Under övervägande	2029–2030

3.2.1 Kompletterande information om planerade investeringar

Mer beskrivning och aktuell status om pågående projekt finns på [Projektkollen⁸ på E.ONs hemsida](#). Där finns också information om pågående projekt som inte redovisas i denna nätutvecklingsplan, exempelvis mindre projekt.

3.3 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser

I och med att efterfrågan på nyanslutningar är stor och att utbyggnaden av nätet tar tid, ihop med de osäkerheter som finns rörande exakt hur stora de framtida effektbehoven kommer att bli ser vi att olika flexibla lösningar kommer att bli avgörande för att vi ska kunna hålla takten i energiomställningen.

3.3.1 Det förväntade behovet

E.ON anser att behovet av flexibilitet i elnätet uppstår när en ny kundförfrågan eller prognostiserad ökning av effektbehovet medför en risk att någon anläggningsdel överbelastas. Ett behov av flexibilitet uppstår även om en abonnemangsgrens mot överliggande nät riskerar att överskridas och ansökan om att utöka abonnemanget har avslagits. Ambitionen är också att E.ON ska kunna använda flexibilitet för att optimera existerande nät. Traditionellt sett har överbelastningar uppkommit av att kunder vill konsumera mer effekt än vad elnätet har möjlighet att tillhandahålla, ofta under vinterhalvåret med kalla utomhustemperaturer. För att undvika dessa överbelastningar behövs flexibilitet i form av lokalt minskat effektuttag eller lokalt ökad inmatning av effekt. Detta är den typ av flexibilitet som har studerats i denna nätutvecklingsplan, men som tidigare nämnts i rapporten kan låglasttimmar med mycket distribuerad produktion under sommarhalvåret bli en utmaning framöver. Målsättningen är att utveckla en metod för att studera dessa sommarscenarier och därmed kunna ange ett behov av flexibilitet även i dessa fall i takt med att problemen uppstår.

När kapaciteten i nätet bedöms inför att ansluta en ny kund är begränsningen oftast relaterad till en N-1-situation. Eftersom flexibilitetsbehovet har bedömts utifrån flaskhalsar i fördelningsstationer har det dimensionerande felfallet antagits vara att en av två parallella transformatorer i samma fördelningsstation havererar. Eftersom nätet ska vara N-1-säkert används flexibilitet för att se till att belastningen på enskilda komponenter (transformatorer) eller abonnemang ej överstiger en nivå som inte hade accepterats vid en N-1-situation.

För att bedöma behovet av flexibilitet har företagets prognoser kombinerats med historiska tidsserier över effektutbytet i varje studerad punkt för att skapa tänkbara framtidsscenarier där flexibilitetsbehov kan uppstå. Behovet av flexibel effekt motsvarar den diskrepans som finns mellan den prognostiserade tillväxten vi på E.ON bedömer som rimlig och kapaciteten i nätet inklusive tillkommande investeringar som redovisats i kapitel 3.2. Med andra ord skulle det kunna uttryckas som att det presenterade behovet av flexibilitet är vad som krävs för att kunna fortsätta ansluta kunder i den höga takt som efterfrågas enligt prognosen.

Effektsiffrorna som ges av prognosen är de högsta tänkbara effektuttagen givet grundantaganden presenterade i kapitel 2.1 Redogörelse för företagets prognosarbete. Denna högsta effekt är i majoriteten av alla E.ONs fördelningsstationer mycket väderberoende där kalla temperaturer utomhus generellt resulterar i högre elanvändning. Behovet av flexibilitet blir således också mycket väderberoende eftersom flexibiliteten behövs främst under de timmarna med högst effektuttag. Siffrorna i tabellerna nedan ska därför ses som en indikation på ett möjligt behov av flexibilitet

⁸ <https://www.eon.se/om-e-on/investeringar/elnaetsinvesteringar/projektkollen>

förutsatt att bland annat kundbas och kopplingslägen liknar historiska data samt att väderförhållandena är särskilt svåra.

Det framtida behovet av flexibilitet kan komma att täckas med flexibilitetsmarknader, villkorade avtal eller andra tekniska lösningar, och på sikt även ytterligare förstärkningar av nätet.

Under respektive delområdesrubrik nedan har behovet av flexibilitet bedömts gentemot kapacitetsbrister i transformatorer mellan regionnätet och lokalnäten. Flexibilitet i nätet som lösning på kapacitetsproblem är däremot inte begränsat till lokalnät. Problemet med flaskhals i gränspunkt mellan överliggande och underliggande nät återfinns även mellan stamnät och regionnät. Skillnaden här är att flexibilitet som finns i hela det maskade nätet kan vara med och bidra till att justera belastningen på den ansträngda komponenten. Nackdelen med flexibilitet i regionnätet är att flexibiliteten aldrig får 100% verkningsgrad där den behövs på grund av att regionnätet är maskat. Flexibilitet som lösning på överbelastning i ledningar i regionnätet är teoretiskt sett möjligt, men i denna nätutvecklingsplan har flexibilitetsbehovet bedömts genom att jämföra transformatorkapacitet med prognostiserat flöde i stamnätstransformatorer vilket också presenteras i respektive rubrik nedan där det är aktuellt.

Eventuella diskrepanser mellan bedömning av flexibilitetsbehov och kapacitetsbrist beror främst på metodiken bakom bedömningarna. Flexibilitetsbehovet bedöms enbart i fördelningsstationer, men kapacitetsanalysen beaktar även andra komponenter i elsystemet så som ledningar. Metoden för att bedöma behovet av flexibilitet utvecklas kontinuerligt och det är mycket möjligt att senare bedömningar når andra slutsatser om var det finns behov av flexibilitet. Behovet av flexibilitets tjänster är stort och beräknas ligga på cirka 700 MW i flexibel effekt och 1 TWh i flexibel energi de kommande åren.

Blekinge län

Tabell 25 Behov av flexibel effekt [MW] och energi [MWh] enligt aktuell prognos i Blekinge län.

	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Effekt [MW]	0 – 25	0 – 30	0 – 30
Energi [MWh]	0 – 17 000	0 – 22 000	0 – 24 000

Enligt aktuell prognos och bedömningsmetod finns det ett behov av flexibel effekt och energi i de delar av Blekinge län där E.ON har elnät under något eller några av de kommande 10 åren.

Behovet av flexibel energi och effekt i Blekinge län ligger på ungefär samma nivå under samtliga prognostiserade år. Huruvida flexibilitetsmarknader eller annan flexibel lösning behöver implementeras är något som övervakas och utvärderas löpande.

Gävleborgs län

I Gävleborgs län finns det enligt prognosen och aktuell bedömningsmetod inget behov av flexibilitet under de kommande 10 åren. Denna bedömning kan komma att ändras i takt med att bedömningsmetod och prognoser utvecklas.

Hallands län

Tabell 26 Behov av flexibel effekt [MW] och energi [MWh] enligt aktuell prognos i Hallands län.

	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Effekt [MW]	0 – 25	0 – 25	0 – 35
Energi [MWh]	0 – 26 000	0 – 30 000	0 – 34 000

Enligt aktuell prognos och bedömningsmetod finns det ett behov av flexibel effekt och energi i delar av Hallands län där E.ON har elnät under något eller några av de kommande 10 åren.

Behovet av flexibel energi och effekt i Hallands län ligger på ungefär samma nivå under samtliga prognostiserade år. Huruvida flexibilitetsmarknader eller annan flexibel lösning behöver implementeras är något som övervakas och utvärderas löpande.

Jämtlands län

I Jämtlands län finns det enligt prognosen och aktuell bedömningsmetod inget behov av flexibilitet under de kommande 10 åren. Denna bedömning kan komma att ändras i takt med att bedömningsmetod och prognoser utvecklas.

Jönköpings län

Tabell 27 Behov av flexibel effekt [MW] och energi [MWh] enligt aktuell prognos i Jönköpings län.

	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Effekt [MW]	0 – 95	0 – 100	0 – 120
Energi [MWh]	0 – 220 000	0 – 240 000	0 – 260 000

Enligt aktuell prognos och bedömningsmetod finns det ett behov av flexibel effekt och energi i de delar av Jönköpings län där E.ON har elnät under något eller några av de kommande 10 åren.

Behovet av flexibel energi och effekt i Jönköpings län har en svag uppgång under de prognostiserade åren. I Jönköpings län drivs i dagsläget inga flexibilitetsmarknader. Huruvida flexibilitetsmarknader eller annan flexibel lösning behöver implementeras är något som övervakas och utvärderas löpande.

Kalmar län

Tabell 28 Behov av flexibel effekt [MW] och energi [MWh] enligt aktuell prognos i Kalmar län.

	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Energi [MW]	0 – 70	0 – 90	0 – 100
Effekt [MWh]	0 – 160 000	0 – 170 000	0 – 180 000

Enligt aktuell prognos och bedömningsmetod finns det ett behov av flexibel effekt och energi i de delar av Kalmar län där E.ON har elnät under något eller några av de kommande 10 åren.

Behovet av flexibel energi och effekt i Kalmar län har en tydlig uppgång under de prognostiserade åren. I Kalmar län finns det många anslutningsförfrågningar som har inkommit men ännu ej utretts och därför inte är med i prognosen. Hade alla dessa anslutningsförfrågningar realiserats hade behovet

av både flexibel energi och effekt blivit 40–80% större än siffrorna presenterade i tabellen ovan. I Kalmar län drivs i dagsläget inga flexibilitetsmarknader. Huruvida flexibilitetsmarknader eller annan flexibel lösning behöver implementeras är något som övervakas och utvärderas löpande.

Kronobergs län

Tabell 29 Behov av flexibel effekt [MW] och energi [MWh] enligt aktuell prognos i Kronobergs län.

	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Effekt [MW]	0 – 85	0 – 85	0 – 100
Energi [MWh]	0 – 210 000	0 – 220 000	0 – 250 000

Enligt aktuell prognos och bedömningsmetod finns det ett behov av flexibel effekt och energi i de delar av Kronobergs län där E.ON har elnät under något eller några av de kommande 10 åren.

Behovet av flexibel energi och effekt i Kronobergs län har en svag uppgång under de prognostiserade åren. I Kronobergs län drivs i dagsläget inga flexibilitetsmarknader. Huruvida flexibilitetsmarknader eller annan flexibel lösning behöver implementeras är något som övervakas och utvärderas löpande.

Skåne län

Tabell 30 Behov av flexibel effekt [MW] och energi [MWh] enligt aktuell prognos i Skåne län.

	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Effekt [MW]	47 – 240	30 – 290	30 – 300
Energi [MWh]	0 – 66 000	0 – 88 000	0 – 100 000

Enligt aktuell prognos och bedömningsmetod finns det ett behov av flexibel effekt och energi i de delar av Skåne län där E.ON har elnät under något eller några av de kommande 10 åren.

I Skåne län drivs i dagsläget en flexibilitetsmarknad i lokalnätet i Hässleholms kommun. I regionnätet drivs två flexibilitetsmarknader, en med utgångspunkt i Malmö kommun och en med utgångspunkt i Kristianstad kommun. Till dessa marknader kan resurser i stora delar av Skåne bidra.

Behovet av flexibel energi och effekt i Skåne län har en tydlig uppgång under de prognostiserade åren. I Skåne län finns det många anslutningsförfrågningar som har inkommit men ännu ej utretts och därför inte är med i prognosen. Hade alla dessa anslutningsförfrågningar realiserats hade behovet av både flexibel energi och effekt blivit 90–130% större än siffrorna presenterade i tabellen ovan. Huruvida fler flexibilitetsmarknader eller andra flexibla lösning behöver implementeras är något som övervakas och utvärderas löpande.

Stockholms län

Tabell 31 Behov av flexibel effekt [MW] och energi [MWh] enligt aktuell prognos i Stockholms län.

	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Effekt [MW]	5 – 14	0 – 28	0 – 10
Energi [MWh]	0 – 1 200	0 – 11 000	0 – 100

Enligt aktuell prognos och bedömningsmetod finns det ett behov av flexibel effekt och energi i de delar av Stockholms län där E.ON har elnät under något eller några av de kommande 10 åren.

Behovet av flexibel energi och effekt i Stockholms län har en tydlig topp halvvägs genom de prognostiserade åren. I Stockholm län finns det många anslutningsförfrågningar som har inkommit men ännu ej utretts och därför inte är med i prognosen. Hade alla dessa anslutningsförfrågningar realiserats hade behovet av både flexibel energi och effekt blivit 100–280% större än siffrorna presenterade i tabellen ovan. I Stockholms län drivs i dagsläget flexibilitetsmarknader på tre platser: i Järfälla kommun, i Upplands-Bro kommun samt i Vaxholms kommun. Huruvida fler flexibilitetsmarknader eller andra flexibla lösningar behöver implementeras är något som övervakas och utvärderas löpande.

Uppsala län

Tabell 32 Behov av flexibel effekt [MW] och energi [MWh] enligt aktuell prognos i Uppsala län.

	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Effekt [MW]	5 – 19	5 – 36	0 – 15
Energi [MWh]	0 – 2 200	0 – 6 800	0 – 4 900

Enligt aktuell prognos och bedömningsmetod finns det ett behov av flexibel effekt och energi i de delar av Uppsala län där E.ON har elnät under något eller några av de kommande 10 åren.

Behovet av flexibel energi och effekt i Uppsala län har en tydlig topp halvvägs genom de prognostiserade åren. I Uppsala län finns det många anslutningsförfrågningar som har inkommit men ännu ej utretts och därför inte är med i prognosen. Hade alla dessa anslutningsförfrågningar realiserats hade behovet av både flexibel energi och effekt blivit 50–500% större än siffrorna presenterade i tabellen ovan. I Uppsala län drivs i dagsläget flexibilitetsmarknader på två platser: i Enköping kommun och i Håbo kommun. Huruvida fler flexibilitetsmarknader eller andra flexibla lösningar behöver implementeras är något som övervakas och utvärderas löpande.

Västerbottens län

I Västerbottens län finns det enligt prognosen och aktuell bedömningsmetod inget behov av flexibilitet under de kommande 10 åren. Denna bedömning kan komma att ändras i takt med att bedömningsmetod och prognoser utvecklas.

Västernorrlands län

I Västerbottens län finns det enligt prognosen och aktuell bedömningsmetod inget behov av flexibilitet under de kommande 10 åren. Denna bedömning kan komma att ändras i takt med att bedömningsmetod och prognoser utvecklas.

Västra Götalands län

Tabell 33 Behov av flexibel effekt [MW] och energi [MWh] enligt aktuell prognos i Västra Götalands län.

	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Effekt [MW]	0 – 5	0 – 5	0 – 5
Energi [MWh]	0 – 7 000	0 – 8 000	0 – 8 000

Enligt aktuell prognos och bedömningsmetod finns det ett behov av flexibel effekt och energi i de delar av Västra Götalands län där E.ON har elnät under något eller några av de kommande 10 åren.

Behovet av flexibel energi och effekt i Västra Götalands län ligger på i stort sett samma nivå under samtliga prognostiserade år. I Västra Götalands län drivs i dagsläget inga flexibilitetsmarknader. Huruvida flexibilitetsmarknader eller annan flexibel lösning behöver implementeras är något som övervakas och utvärderas löpande.

Örebro län

Tabell 34 Behov av flexibel effekt [MW] och energi [MWh] enligt aktuell prognos i Örebro län.

	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Effekt [MW]	2 – 16	2 – 21	0 – 21
Energi [MWh]	0 – 23 000	0 – 25 000	0 – 29 000

Enligt aktuell prognos och bedömningsmetod finns det ett behov av flexibel effekt och energi i de delar av Örebro län där E.ON har elnät under något eller några av de kommande 10 åren.

Behovet av flexibel energi och effekt i Örebro län ligger på ungefär samma nivå under samtliga prognostiserade år. I Örebro län drivs i dagsläget en flexibilitetsmarknad i Örebro kommun. Huruvida fler flexibilitetsmarknader eller andra flexibla lösningar behöver implementeras är något som övervakas och utvärderas löpande.

Östergötlands län

Tabell 35 Behov av flexibel effekt [MW] och energi [MWh] enligt aktuell prognos i Östergötlands län.

	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Effekt [MW]	0 – 65	0 – 60	0 – 65
Energi [MWh]	0 – 180 000	0 – 150 000	0 – 170 000

Enligt aktuell prognos och bedömningsmetod finns det ett behov av flexibel effekt och energi i de delar av Östergötlands län där E.ON har elnät under något eller några av de kommande 10 åren.

Behovet av flexibel energi och effekt i Östergötlands län ligger på ungefär samma nivå under samtliga prognostiserade år. I Östergötlands län drivs i dagsläget inga flexibilitetsmarknader. Huruvida flexibilitetsmarknader eller annan flexibel lösning behöver implementeras är något som övervakas och utvärderas löpande.

3.3.2 Redogörelse för olika typer av åtgärder inklusive omfattning av behovet av åtgärderna

Det prognostiserade flexibilitetsbehovet redovisat ovan går även att betrakta som behov av att vidta åtgärder för att kunna ansluta dem som vill och hålla takten i elektrifieringen. Vissa av de utmaningar som synliggörs i tabellerna ovan kommer sannolikt att behöva hanteras genom att förstärka elnätet, men med projekt som ännu inte går att redovisa inom ramen för nätutvecklingsplanen. Vi ser att arbetet med lokala flexibilitetsmarknader kommer att fortsätta och platser med ett stort behov kan bli aktuella för att etablera nya marknader framöver. På de platser där förutsättningarna för en marknadsbaserad flexibilitetslösning saknas ser vi en potential att ansluta kunder med villkorade avtal. Med framtida effekttariffer och ökad tillämpning av smart styrning hos hushåll och

verksamheter, i kombination med ökad flexibel kapacitet i form av bland annat bilbatterier kan effekttoppar plattas ut ytterligare genom implicit flexibilitet.

Behovet av flexibilitet bedöms för varje unikt geografiskt område, både avseende volym och tid. Generellt har vi konstaterat att behovet hittills är som störst vardagar kl. 06.00 – 11.00 och 16.00 – 20.00 under vinterhalvåret, december – februari. Behov kan dock uppstå i princip vid alla tidpunkter under året beroende på lokala omständigheter och förutsättningar.

3.3.3 Omdirigering

Omdirigering definieras i elmarknadsförordningen som *”en åtgärd, inbegripet begränsning av tilldelad kapacitet som aktiveras av en eller flera systemansvariga genom att ändra produktionsmönstret eller belastningsmönstret, eller båda, för att ändra fysiska flöden i elsystemet och minska en fysisk överbelastning eller på annat sätt säkerställa systemsäkerhet”*.

E.ONs användning av flexibilitetslösningar har inneburit omdirigering och E.ON har lämnat rapport om detta till Ei. Rapporten återfinns i *Bilaga 1: Omdirigering*.

4 Företagets bedömning om de planerade åtgärderna för perioden 2025–2034 möter behovet

Vi går nu in i en accelererande fas för elnätets utbyggnad i och med energiomställningen. Utbyggnaden kräver omfattande resurser i form av både kapital, material, kompetens och samarbetspartners med mera. Detta ställer höga krav på oss som elnätsföretag som behöver balansera ökande kostnader för våra kunder med utvecklingen av ett smart och robust elnät. För att möta samhällets behov krävs det att vi utvecklar nya sätt att arbeta och fördjupar våra samarbeten med samhällets aktörer och våra kunder, befintliga som nya.

I detta kapitel presenteras vår bedömning av om de förväntade behoven i elnätet kommer att mötas genom de planerade nätinvesteringar och flexibilitetslösningar som redovisas i avsnitt 3.2 *Planerade investeringar* och avsnitt 3.3 *Behov av flexibilitets tjänster och andra resurser*.

Bedömningen som presenteras här baseras på de kapacitetsanalyser som har gjorts, vilka i sin tur bygger på effektprognoser som är baserade på tillgänglig information och antaganden. När vi får mer data eller insikter om samhällstillväxten och vilka anslutningsprojekt som verkligen genomförs kan prognosen komma att justeras upp eller ner. Kommande kapacitetsanalyser kommer att påverkas dels av detta, dels av utfallet av nätförstärkningar i våra nät och i angränsande nät. Även användningen av flexibilitetslösningar förväntas påverka kapacitetssituationen. Bedömningen här ska därför ses som en ögonblicksbild baserad på den för tillfället aktuella informationen.

Vi kan se att de nätinvesteringar som redan är planerade och beslutade kommer att lindra risken för kapacitetsbrist till stor del, men inte fullt ut. I redovisningen finns förutom planerade och beslutade investeringar ett stort antal investeringsprojekt som är under övervägande, men inte beslutade. Inverkan från dessa projekt behöver studeras ytterligare och de tekniska lösningarna är ännu inte fastställda och kan komma att ändras. Tar man hänsyn till dessa projekt förbättras kapacitetssituationen ytterligare, men fortfarande återstår en del begränsningar i den kommande 10-årsperioden. Vi ser därför ett behov av att fortsätta att planera för ytterligare nätförstärkningar och flexibilitetslösningar i vissa områden.

Utöver vad som redovisats i form av projekt pågår det ett antal systemutredningar. I en systemutredning planeras den framtida nätstrukturen för ett större geografiskt område och kommande investeringsplaner tas fram. De projekt som identifierats i pågående systemutredningar har inte kommit tillräckligt långt i processen för att kunna presenteras som faktiska projekt i denna nätutvecklingsplan. Ytterligare systemutredningar än de redan pågående är planerade att genomföras. Målet är att ta fram lösningar som åtgärdar alla förväntade kapacitetsbegränsningar.

Som tidigare nämnts ser vi ett ökande intresse för större anslutningar som inte omfattas inom denna analys. Om även de större kundanslutningar som fortfarande bara är i utredningsfasen realiserats skulle kapacitetssituationen lokalt kunna bli mer ansträngd, men vid behov kommer nätet att förstärkas i samband med dessa projekt. För att hantera dessa fall krävs en analys för varje anslutningsprojekt och om en nätförstärkning behöver göras, vilket ofta är fallet, kan det leda till långa anslutningstider.

Etablering av en ny lokalnätsledning tar cirka ett till två år, etablering av en ny fördelningsstation tar cirka fem år och etablering av en ny regionledning tar minst fem till tio år. Om etableringen sker i ett

tätbebyggt område finns det en hög risk för ännu längre tider, på grund av nuvarande tillståndsprocess.

Planerade projekt är ömsesidigt beroende av varandra, och tidplanen påverkas av flera faktorer, inklusive tillståndsprocessen, tillgången på lämpliga platser, eventuella överklaganden i tillståndsprocessen samt tillgång till resurser och material. Dessa faktorer kan påverka projekten betydligt. Försening av projekt kan medföra en ökad risk för överlast och arbetet med att etablera flexibilitetslösningar som kan användas för att lindra sådana överlast är därför av stort intresse.

Som redovisas i kapitel 3.3.1 ser vi ett behov av flexibilitetstjänster eller andra åtgärder framöver. Vi bedömer att det kommer att finnas tillräckligt med aktörer som kan erbjuda tillräcklig volym av flexibilitet för att kunna åtgärda de identifierade behoven i fördelningsstationerna.

Framöver förväntar vi oss att det kommer att finnas ökande möjligheter att använda flexibilitetslösningar som ett alternativ till vissa nätförstärkningsåtgärder även i det maskade regionnätet. Vissa risker för kapacitetsbrister i det maskade regionnätet förekommer bara under korta perioder eller temporärt till exempel vid pågående ombyggnationer av nätet i kombination med oplanerade avbrott. Att etablera flexibilitetsmarknader specifikt för dessa specialfall är utmanande och det finns begränsad erfarenhet av tillförlitligheten i användningen av flexibilitetslösningar om behovet väl skulle uppstå. Bedömningen är dock att tillförlitligheten kommer att öka i takt med att antalet flexibilitetsleverantörer runt om i nätet ökar och att själva användandet av flexibilitetslösningar ökar.

Sammanfattningsvis ser vi att det på kort och medellång sikt finns risk för lokala kapacitetsbegränsningar, men vi förväntar oss att E.ONs planerade investeringar tillsammans med ytterligare nätförstärkningar och utveckling av våra flexibilitetslösningar kommer att vara effektiva för att hantera de framtida behoven och säkerställa en tillräcklig kapacitet. I vissa fall handlar det även om att invänta förstärkningar i överliggande elnät innan en kapacitetsbegränsning kan åtgärdas. På längre sikt bedömer vi att åtgärderna som vi har planerat, tillsammans med kommande, kommer att vara tillräckliga för att möta prognosen.

Bedömningar per län

Nedan följer kompletterande bedömningar specifika för de län där E.ON bedriver nätverksamhet.

Blekinge län

Projekten som är planerade att genomföras i Blekinge län kommer att öka kapaciteten för såväl produktion som konsumtion. Den framtida kapaciteten i Blekinge län är starkt beroende av att E.ONs förstärkningsprojekt genomförs i både Kalmar och Skåne för att öka överföringsförmågan mellan länen.

Gävleborgs län

Gävleborgs framtida kapacitet är starkt beroende av Svenska kraftnäts NordSyd-paket. De kapacitetshöjande projekten i NordSyd-paketet planeras vara färdigställda 2032–2035 och då förväntas kapaciteten vara god även för ytterligare konsumtion i E.ONs elnät.

Hallands län

De planerade förstärkningarna i Hallands län kommer att avhjälpa majoriteten av de identifierade kapacitetsbegränsningarna. Övriga kapacitetsrisker kommer att studeras i en planerad systemutredning för regionnätet i Halland.

Jämtlands län

Det finns god förmåga att möta både den prognostiserade produktionen och konsumtionen i Jämtland. Flera av de planerade projekten genomförs för att erhålla en ny regionnätstruktur i området.

Jönköpings län

Kapaciteten i Jönköpings län kommer att öka för både produktion och konsumtion i takt med att de planerade projekten realiserar. Dock bedöms åtgärderna inte vara tillräckliga för att möta prognosen i alla kommuner och därför planeras systemutredningar att genomföras för området.

Kalmar län

De planerade projekten i Kalmar län kommer att öka kapaciteten, men de är inte tillräckliga för att möta prognosen. Därför kommer två systemutredningar att genomföras för området, vilka kommer att identifiera ytterligare förstärkningsåtgärder som behöver genomföras.

Kronobergs län

Kapaciteten för såväl produktion som konsumtion kommer att ökas i och med de planerade projekten i Kronobergs län. För att kunna möta prognosen helt och hållet behövs dock fler åtgärder. Dessa är planerade att studeras i systemutredningar.

Skåne län

De identifierade kapacitetsbegränsningarna kräver fler åtgärder än de projekt som är planerade. För att identifiera vilka åtgärder som är nödvändiga kommer systemutredningar att genomföras i Skåne län.

Stockholms län

Kapaciteten i Stockholms län behöver öka för att möta de prognostiserade behoven. Utöver de beslutade projekten kommer E.ON att behöva genomföra ytterligare åtgärder för att tillgodose kapacitetsbehovet. Utformningen av dessa åtgärder är under utredning. Förutsättningen för att den kapacitet som E.ONs planerade projekt ger ska kunna användas fullt ut är att även förstärkningar genomförs i Vattenfall Eldistributions överliggande regionnät. Dessa förstärkningar planeras vara färdiga i slutet av 2029.

Uppsala län

I Uppsala län finns det god förmåga att hantera ytterligare produktion, men stora begränsningar för anslutning av konsumtion. På 6–10 år förväntas planerade förstärkningsprojekt möta kapacitetsbehoven. Fram till dess arbetas det med flexibla lösningar för att kunna möta prognoserna för konsumtion.

Västerbottens län

Prognosen för produktion och konsumtion kan mötas utan några förstärkningsåtgärder. Det finns inga planerade projekt i Västerbottens län.

Västernorrlands län

E.ONs planerade investeringar i Västernorrlands län bedöms vara tillräckliga för att möta prognosen för både konsumtion och produktion. Dock kvarstår begränsningar i det överliggande stamnätet till dess att Svenska kraftnät genomfört sina förstärkningsprojekt i NordSyd-paketet, vilket kan göra det svårt att ansluta mer effekt utöver prognosen. De kapacitetshöjande projekten i NordSyd-paketet planeras vara färdigställda 2032–2035.

Västra Götalands län

Det finns inga kapacitetsbegränsningar att åtgärda i E.ONs anläggningar i Västra Götalands län och de planerade projekten kommer att innebära att prognosen för såväl produktion som konsumtion kan mötas.

Örebro län

De planerade och beslutade projekten i Örebro län kommer att medföra att prognosen för såväl produktion som konsumtion kan mötas.

Östergötlands län

För alla kommuner utom Ydre kommer de beslutade investeringarna att medföra att prognosen kan mötas för både produktion och konsumtion. Nätet i Ydre är sammankopplat med nätet i Jönköpings län och anläggningarna i Ydre kommer att ingå i en av systemutredningarna som ska genomföras för Jönköpings län.

5 Samråd

Nätutvecklingsplanen publiceras på eon.se senast den 15 september 2024 och det offentliga samrådet pågår i minst sex veckor. Med samrådet vill vi informera, inhämta kunskap och ge alla intressenter möjlighet att lämna synpunkter.

E.ON har många berörda systemanvändare runt om i Sverige och välkomnar alla synpunkter på denna nätutvecklingsplan. Av tillgänglighets- och rättviseskäl sker vårt samråd digitalt. Alla som berörs ges möjlighet att lämna synpunkter via ett formulär på [Nätutvecklingsplan \(eon.se\)](https://www.eon.se/foeretag/elnaet/naetutvecklingsplan)⁹ och på så sätt får alla intressenter samma möjlighet att lämna synpunkter på samma sätt, under samma period.

Vi på E.ON avser att använda samrådsprocessen för att på bästa sätt säkerställa antaganden som har gjorts. Vi ser dessutom att över tid kommer samverkan att utvecklas nu när formatet för nätutvecklingsplanerna kommit på plats.

Efter samrådet går synpunkterna igenom och hanteras internt på E.ON och eventuella justeringar i görs i nätutvecklingsplanen. Inkomna yttranden redovisas och bemöts i en samrådsredogörelse. Samrådsredogörelsen redovisas tillsammans med nätutvecklingsplanen 2025–2034 den 31 december 2024.

5.1 Redovisning av resultat från offentligt samråd

Resultaten från det offentliga samrådet redovisas i ett separat dokument, enligt rekommendationerna från Ei. I samrådsredogörelsen ska det framgå vilka aktörer som har lämnat synpunkter på den nätutvecklingsplan som publicerats inför samrådet, vilka synpunkter som lämnats samt om och hur E.ON har beaktat dessa synpunkter vid framtagande av den slutliga nätutvecklingsplanen som publiceras den 31 december 2024.

⁹ <https://www.eon.se/foeretag/elnaet/naetutvecklingsplan>

Bilaga 1: Omdirigering

Mall rapportering av omdirigering

Enligt artikel 13.4 i elmarknadsförordningen ska de berörda systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem minst en gång per år överlämna en rapport till den behöriga tillsynsmyndigheten om följande:

Generellt:

Systemansvarig*:	E.ON Energidistribution AB
År*:	2022

a) Utvecklingsnivån och effektiviteten hos marknadsbaserade mekanismer för omdirigering av produktionsanläggningar, energilagransläggningar och anläggningar för efterfrågeflexibilitet.

Utvecklingsnivån hos marknadsbaserade mekanismer* (Beskriv hur omdirigering används idag och hur utvecklad marknaden är)

IT-plattform (Switch) har utvecklats som stöd för nätägare och flexibilitetsleverantörer att bedriva handel med flexibilitetstjänster. Det är fortfarande en omogen marknad med ett ömsesidigt lärande och utveckling av flexibilitetsprodukter. Volymerna som hittills handlats är ringa men ambitionen är att öka volymerna i de punkter i nätet där behovet är som störst. Med anledning av de begränsade marknadsvolymerna utforskar vi även möjligheten att teckna villkorade avtal.

Effektiviteten hos marknadsbaserade mekanismer* (Beskriv hur effektiv marknaden är idag)

Med tanke på de hittills begränsade marknads-volymerna är det svårt att ha en uppfattning om effektiviteten. Vår bedömning är att effektiviteten kommer att öka i framtiden om/när tillräckliga volymer kommer att finnas tillgängliga för avrop av flexibilitet.

b) Skälen, volymerna i MWh och typen av produktionskälla som omfattas av omdirigering.

Skäl till omdirigering*

Omdirigering	Volym* (MWh)	Skäl till omdirigering*	Antal tillfällen
SE1		Välj	
SE2		Välj	
SE3	1	Hantering för att undvika överbelastning i eget nät	
SE4	100,3	Hantering för att undvika överbelastning i eget nät & Övrigt	
Utlandet		Välj	

Volymerna i MWh och typen av produktionskälla som omfattas av omdirigering*

Typ av resurs	Volym (MWh)		
	Total volym*	Uppreglering	Nedreglering
Vattenkraft			
Vindkraft	99		
Solkraft			
Kärnkraft			
Värmekraft			
Gasturbiner			
Energilager			
Efterfrågeflexibilitet	2,3		
Andra resurser			
Totalt	101,3	0	0

c) De åtgärder som vidtagits för att minska behovet av omdirigering nedåt avseende produktionsanläggningar som använder förnybara energikällor eller högeffektiv kraftvärme i framtiden, inklusive investeringar i digitalisering av nätinfrastrukturen och i tjänster som ökar flexibiliteten*

Vi samplanerar avbrottsiderna med våra kunder för att minimera produktionsbortfallet.

Vindkraft

Vi har här räknat installerad effekt (den begränsade) multiplicerat med antal timmar som det planerade avbrottet varit aktuellt. Det motsvarar full produktionsmöjlighet för hela tidsperioden (ej troligt med andra ord då det beror på vindförhållanden under avbrottsiden). Skulle behövas någon faktor att multiplicera med för att mer likna det verkliga produktionsbortfallet.

Vi har exkluderat de avbrott som genererat strömavbrott för producent (0% tillgänglighet) då vi tolkar omdirigering endast gällandes förändring av produktionsmönster då vi ser en risk för överbelastning i vårt nät.