



Nätutvecklingsplan 2027–2036

Skånska Energi Nät
preliminär samrådsversion

1 Innehållsförteckning

Inledning	3
Begrepp och förkortningar	4
1 Uppgifter om företaget och företagets elnät.....	6
Skånska Energis elnät	6
2 Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet.....	9
2.1 Behov av överföringskapacitet i elnätet.....	9
2.2 Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet.....	13
2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen.....	14
2.4 Planerade investeringar och alternativa lösningar	15
2.4.1 Planerade investeringar.....	16
2.4.2 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser	18
2.5 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet.....	19
2.6 Om planerade åtgärder möter behovet för överföringskapacitet.....	19
Kapacitetsläget.....	20
3 Mall för samråd.....	23
Samrådsprocess.....	23
Bilaga. Uppföljning av investeringar	24

Inledning

Alla svenska elnätsföretag ska vartannat år sedan 2024 ta fram och offentliggöra en nätutvecklingsplan. Planen ska också lämnas in till Energimarknadsinspektionen (Ei).

Denna nätutvecklingsplan följer Ei:s föreskrift EIFS 2024:1 och ändringsföreskriften 2026:4 samt Ei:s vägledning.

Syftet med nätutvecklingsplanen är att ge en bild av kapacitetsläget i vårt elnät. Den ska visa hur de åtgärder vi planerar och genomför bidrar till en tillräcklig överföringskapacitet för att klara nya kunders behov av anslutning och befintliga kunders ökade behov.

Förutsättningarna i elnätet förändras hela tiden. Nya kunder ansluts med olika effektbehov och nya anläggningar för elproduktion tillkommer samtidigt som nätet byggs om och byggs ut. Det innebär att kapacitetsläget i nätet förändras. Den bild som ges i denna nätutvecklingsplan är läget som det ser ut nu utifrån den information som finns nu. Denna bild kommer att förändras över åren men det som redovisas i denna nätutvecklingsplan bör ändå relativt väl spegla de långsiktiga förutsättningarna i Skånska Energis elnät.

Begrepp och förkortningar

Abonnemang	Den avtalade effekt som får tas ut från eller matas in till elnätet av en elnätskund som inte begränsas av säkringsstorlek. Gäller för större elnätskunder och mellan elnätsföretag.
Anläggningsdel	Komponent i nätet, exempelvis luftledning, markkabel eller transformator.
Anslutningsprocess	Process med fördefinierade steg som inleds när anslutningsförfrågan inkommer. Beroende på anslutningens storlek och kapacitetsläget i nätet varierar omfattningen på utredningar inför offert och åtgärder i elnätet efter beställning.
Effektprofil	Ett mönster eller en kurva som anger hur effektuttaget eller effektinmatningen varierar över en viss tidsperiod, till exempel över dygnet.
Effektprognos	Prognos för det framtida behovet av överföringskapacitet för uttag och inmatning, baserat på förväntat tillkommande effektbehov och startvärde.
Ei	Energimarknadsinspektionen
Flexibelt avtal	Elnätsavtal som utgör en flexibilitetslösning och möjliggör att nätföretaget kan begränsa kundens uttag eller inmatning för att hantera överbelastning i elnätet.
Fördelningsstation	Punkt i nätet med utrustning för att omvandla och fördela el till olika områden. Avser normalt stationer med omvandling ned till ≥ 10 kV. Se även nätstation.
Gränspunkt	Punkt i nätet där olika elnät ansluter till varandra.
Inmatning	El som matas in till elnätet.
Intäktsram	Samlade intäkter som ett elnätsföretag högst får ta ut från nätverksamheten under en tillsynsperiod - beslutas av Ei.
kV	Kilovolt (tusen volt), enhet för elektrisk spänning.
Ledning	Samlingsbegrepp för luftledningar och kablar.
Linjekoncession	Nätkoncession för linje – tillstånd att bygga och driva en bestämd elledning med en spänning över den som gäller för områdeskoncessionen.
Lokalnät	Det elnät som distribuerar el sista biten till kunder, normalt på spänningar under 30 kV.
Maskat nät	Elnät där det finns flera matningsvägar per punkt.
MW	Megawatt (en miljon watt, eller tusen kilowatt), enhet för effekt.
MWh	Megawattimme (en miljon wattimmar, eller tusen kilowattimmar), enhet för energi.
N-1-kriteriet	N minus 1 – princip som innebär att ett elnät i normalläge (N) kan hantera oplanerat bortfall av en (1) huvudkomponent.
Nettoinmatning	Den sammanlagrade effekten av konsumtion och produktion som matas in i en punkt i nätet.
Nettouttag	Den sammanlagrade effekten av konsumtion och produktion som tas ut i en punkt i nätet.
Nyinvestering	Investering i nätutbyggnad där nya anläggningar tillkommer. Se även reinvestering.
Nätstation	Punkt i nätet med utrustning för att omvandla och fördela el till olika områden. Avser normalt stationer med omvandling ned till 0,4 kV. Se även fördelningsstation.
Områdeskoncession	Nätkoncession för område – tillstånd att bedriva elnätsverksamhet inom ett geografiskt område som ger ett elnätsföretag ensamrätt att bygga och driva det lokala elnätet upp till en viss spänning.
Punkt	Plats eller anläggningsdel i nätet.

Radiellt matat nät	Elnät med en matningsväg per punkt.
Reinvestering	Investering i nätet där befintliga anläggningsdelar ersätts och vid behov förstärks.
Regionnät	Det elnät som distribuerar el till ett lokalnät, normalt på spänning 30–220 kV. Kunder med stort effektbehov kan vara anslutna direkt till regionnätet.
Sammanlagring	Den totala högsta effekten från kunder i elnätet är lägre än summan av varje kunds högsta effekt, eftersom alla inte använder hög effekt samtidigt.
Startvärde	Nulägesbild av användningen av elnätet baserat på nuvarande kunders produktion och konsumtion. Grundas på historiska mätdata. Kan också kallas baseline
Tillkommande effekt	Behov av överföringskapacitet för uttag eller inmatning som förväntas tillkomma från befintliga eller nya kunder utöver nuvarande behov (startvärde).
Uttag	Den el som matas ut från elnätet.
Villkorat avtal	Anslutningsavtal som utgör en flexibilitetslösning och möjliggör att nätföretaget kan begränsa kundens uttag eller inmatning för att hantera överbelastning i elnätet. Avtalsformen kan användas under begränsad tid för att möjliggöra snabbare anslutning.
Överföringskapacitet	Elnätets förmåga att överföra el mellan olika delar av systemet utan att orsaka överbelastning eller andra tekniska begränsningar.
Överliggande elnät	Det elnät på högre spänningsnivå som distribuerar el till det underliggande elnätet. För ett lokalnät utgör normalt ett regionnät överliggande nät.

1 Uppgifter om företaget och företagets elnät

I detta kapitel beskrivs översiktligt Skånska Energis elnät. Geografisk utbredning och de kommuner som nätområdet berör visas samt kundfördelningen i området och hur de bidrar till kapacitetsbehovet i nätet.

Denna nätutvecklingsplan är framtagen av Skånska Energi Nät AB (Skånska Energi) och avser Skånska Energis elnät, lokalnät REL00169.

Företagsnamn	Skånska Energi Nät AB
Organisationsnummer	556497-5232
Kontaktväg	natutvecklingsplan@skanska-energi.se
Telefonnummer	010-122 70 00 (vxl)
Länk till information om nätutvecklingsplan och samråd samt tillhörande dokument	Nätutvecklingsplan Skånska Energi
Bilagor	Uppföljning av investeringar från tidigare nätutvecklingsplan

Tabell 1. Uppgifter om företaget

Skånska Energis elnät

Skånska Energis elnät utgörs av ett sammanhängande nätområde, med benämning SKN, på totalt ca 400 km². Vi har nätkoncession för område vilket innebär att vi i princip har ensamrätt på att bygga elnät och distribuera el till kunder inom området. Det innebär också att vi har anslutningsplikt, det vill säga i princip skyldighet att ansluta kunder som önskar en anslutning.

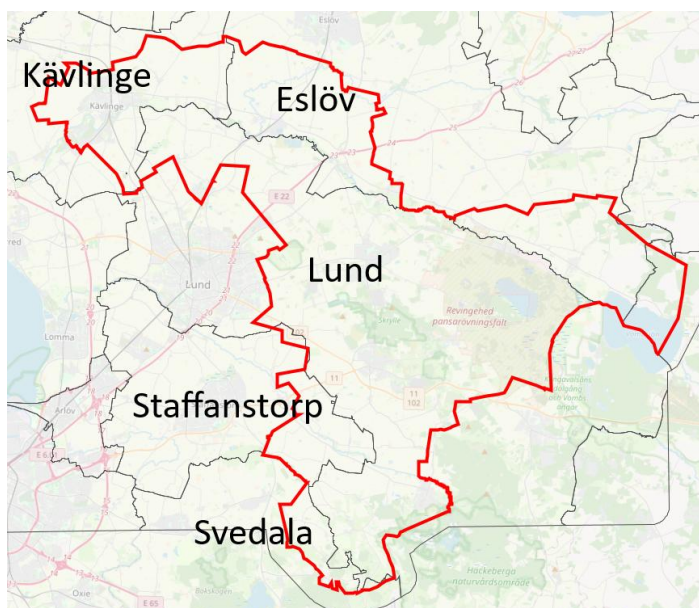
I nätutvecklingsplanen utgör hela detta nät ett delområde. Figur 1 visar nätområdets geografi.



Figur 1. Karta över Skånska Energis nätområde.

Elnätet utgörs av totalt 1 900 km ledningsnät varav 700 km på högspänning 10–130 kV och 1 200 km på lågspänning 400 V. Transformering mellan hög- och lågspänning sker i 600 nätstationer.

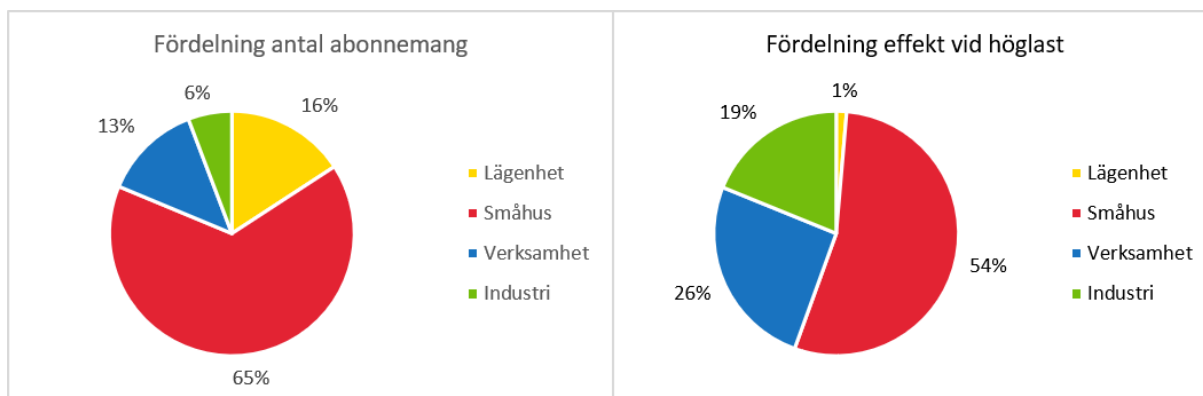
Nätområdets gränser följer inte kommungränser. I figur 2 visas de fem kommuner som berörs av nätområdet.



Figur 2. Karta över Skånska Energis nätområde och berörda kommuner

Delområdet ligger till största del i Lunds kommun men även i Kävlinge och Eslövs kommun. Området berör även Staffanstorp och Svedala kommun men det är endast ett fåtal kunder i dessa kommuner. De största tätorterna är Kävlinge, Furulund, Dalby, Södra Sandby och Genarp. I delområdet finns det 20 600 abonnemang för konsumtion, varav 11 000 (51 %) i Lunds kommun, 7 400 (34 %) i Kävlinge kommun, 1 800 (8 %) i Eslövs kommun samt cirka 200 (1 %) i vardera Staffanstorps och Svedala kommun. Det finns också 2 400 abonnemang för produktion.

Under 2025 uppgick konsumerad energi till 300 GWh och den högsta distribuerade timmedeleffekten var 72 MW den 13 januari klockan 07:00-08:00. Diagrammet nedan visar fördelningen av antal abonnemang för konsumtion på olika kategorier och hur de bidrar till de högsta effekttopparna. Småhus utgör den största kategorin och de bidrar också mest till effekttopparna.



Figur 3: Fördelning av antalet abonnemang för konsumtion på olika kategorier och hur de bidrar till de högsta effekttuttagen i elnätet.

Det finns totalt 60 MW installerad effekt i elproduktion, varav 33 MW solproduktion, och 27 MW vindproduktion.

Området har tre gränspunkter mot E.ON:s överliggande regionnät; en vid Kävlinge på 10 kV, en i Södra Sandby på 130 kV och en i närheten av Genarp på 130 kV.

2 Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet

I detta kapitel redovisas en prognos för behovet av överföringskapacitet och flexibilitet i elnätet samt en redogörelse för hur prognoserna tas fram. De planerade investeringar som har störst påverkan på överföringskapaciteten redovisas samt en beskrivning av nyttjandet av andra åtgärder, såsom flexibilitetslösningar. Slutligen redovisas hur dessa olika åtgärder tillsammans bidrar till systemets förmåga att möta prognosen.

Vi gör regelbundet prognoser över den förväntade utvecklingen av effekt i nätet, både konsumerad effekt och producerad effekt. Behovet av överföringskapacitet avser den kapacitet som krävs i elnätet för att kunna överföra dessa effekter.

Prognoser görs för tre olika scenarion för utveckling; undre, medel och övre. De prognoser som redovisas i tabell 2 avser ett medelscenario, vilket bedöms vara det mest troliga scenariot. Det undre och övre scenariot används här som känslighetsanalys för medelscenario.

Prognos för konsumtion av el visar förväntat högsta nettouttag från elnätet, som medelvärde under en timme. Värdet avser den timme under året då total konsumtion minus total produktion är högst. Denna timme uppstår normalt under en kall, vindstilla och molnig vinterdag.

Prognos för produktion av el visar förväntad högsta nettoinmatning till elnätet, som medelvärde under en timme. Värdet avser den timme under året då total konsumtion minus total produktion är lägst. Denna timme uppstår normalt under en solig och blåsig sommardag. Ett negativt värde innebär nettoinmatning. Positivt tecken innebär att produktionen aldrig överstiger konsumtionen och därmed sker ingen nettoinmatning.

Prognos för behov av den överföringskapacitet avser den kapacitet som krävs i elnätet för att klara att överföra både prognostiserad konsumtion och produktion. Det vill säga den kapacitet som krävs för att överföra både högsta nettouttag och högsta nettoinmatning. Värdet avser den högsta effekten av nettouttaget och nettoinmatningen. Positivt tecken innebär att konsumtionen dimensionerar behovet av överföringskapacitet, negativt tecken innebär att produktionen dimensionerar. Under perioden till 2036 är det konsumtionen som dimensionerar.

Prognos i MW	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
konsumtion, nettouttag	88	94	97	105	109	113	116	119	121	123
produktion, nettoinmatning	-27	-27	-34	-39	-45	-47	-49	-51	-53	-55
behov av överföringskapacitet	88	94	97	105	109	113	116	119	121	123

Tabell 2. Prognostiserad effekt i MW (timmedeleffekt) enligt ett troligaste scenario.

Den stora ökningen i produktion beror bland annat på att ett kraftvärmeverk håller på att byggas i området med en planerad elproduktion på 25 MW.

2.1 Behov av överföringskapacitet i elnätet

I detta avsnitt beskrivs hur vi arbetar med att prognostisera behovet av överföringskapacitet. Vi har utvecklat ett verktyg för att prognostisera framtida effekt i olika punkter i nätet, från nätstation och uppåt. I nätutvecklingsplanen används detta verktyg för att prognostisera effekter och behov av överföringskapacitet för delområdet. Det används också för många bakomliggande analyser för övriga bedömningar som redovisas.

I prognosen för nätutvecklingsplanen bestäms två effektvärden per år för delområdet:

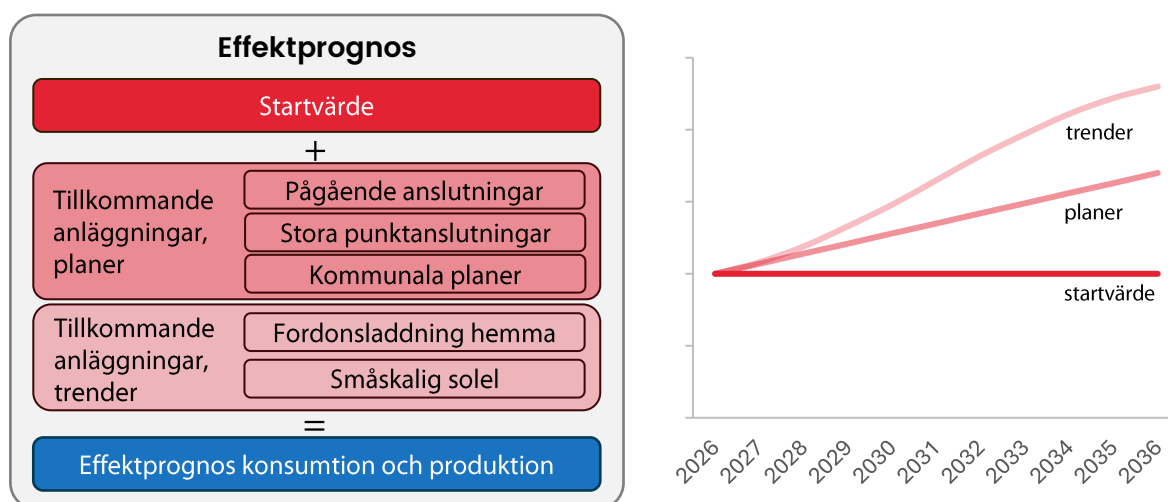
- *Konsumtion* – det högsta nettouttaget från elnätet, timmen med högst konsumtion minus timmen med lägst produktion

- *Produktion* – den högsta nettoinmatningen till elnätet, timmen med högst produktion minus timmen med lägst konsumtion

Till att börja med bestäms startvärden, det högsta nettouttaget respektive nettoinmatningen som förväntas kunna uppstå i dagens nät. Till startvärdet adderas därefter en förväntad utveckling. Se figur 4.

Förväntad utveckling utgörs av tillkommande anläggningar, det innebär nya anläggningar som ansluts eller befintliga anläggningar med ett förändrat effektbehov. Tillkommande anläggningar delas upp i två kategorier:

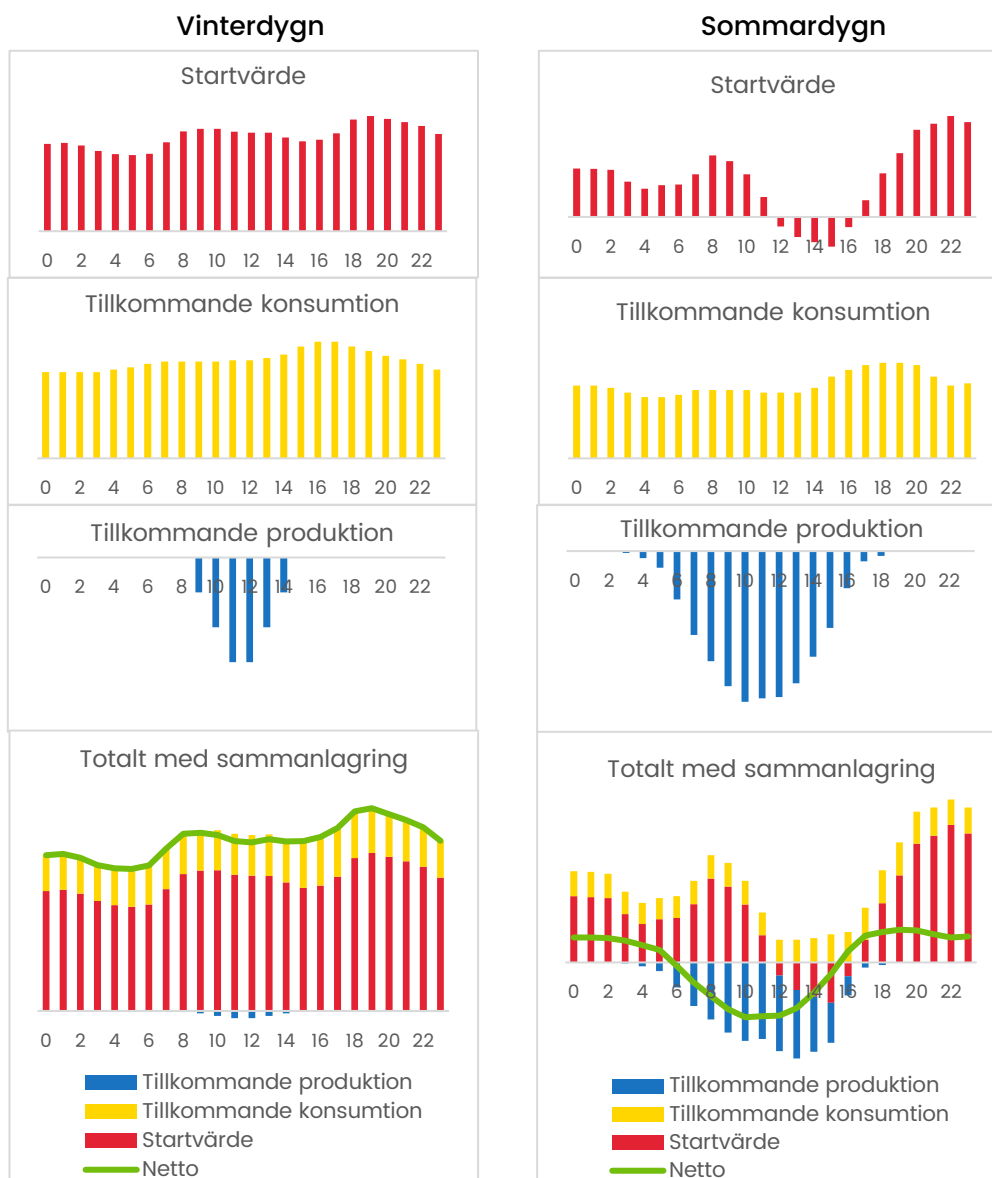
- *Planer* – Tillkommande anläggningar som planeras att anslutas men med mer eller mindre osäkerhet att de genomförs.
- *Trender* – Tillkommande anläggningar som beror på samhällsförändringar eller trender som innebär en bred påverkan på elanvändningen och effektbehovet.



Figur 4. Schematisk bild över uppbyggnad av modell för effektprognos.

Vid beräkning av framtida effekt summeras startvärdet med olika typer av tillkommande anläggningar. Vid summeringen tas hänsyn till sammanlagring. Sammanlagring innebär att den summerade högsta effekten för anläggningar i elnätet blir lägre än summan av alla anläggningars individuella högsta effekt eftersom olika anläggningar inte använder sin högsta effekt samtidigt. En summering av allas individuella högsta effekt skulle överskatta behovet av överföringskapacitet.

I prognosmodellen tas hänsyn till sammanlagring genom att inte bara titta på högsta effekt utan även dygnsprofilen. Summeringen görs per timme under ett vinterdygn (med högst nettouttag) och ett somrardygn (med högst nettoinmatning). Figur 5 visar ett exempel på summering med dygnsprofiler för ett vinterdygn och ett somrardygn.



Figur 5. Exempel på effekt summerad med sammanlagring under ett vinter- respektive sommarygn baserat på dygnsprofiler.

Nedan beskrivs kortfattat hur prognosmodellen är uppbyggd. Fortsatt utveckling och förbättring av modellen pågår, både genom ett internt arbete och genom olika externa samarbeten.

Bland annat sker samarbete om effektprognoser inom Skånes Effektkommission med syftet att förbättra prognoser men också att arbeta mer enhetligt med prognoser mellan elnätsföretag i Skåne.

Startvärde

Startvärdet avser nuläget av användningen av elnätet baserat på nuvarande kunders produktion och konsumtion och utgör utgångspunkten för prognosen. Startvärden för konsumtion och produktion bestäms från timserier över uppmätt effekt för total konsumtion respektive produktion under de tre senaste åren (2023–2025).

Startvärdet för konsumtion (högsta nettouttag) bestäms av högsta uttagen effekt under en timme, omräknat till om utomhustemperaturen under dygnet varit -10°C , minus den lägsta inmatade effekten under en timme.

Effektbehovet för konsumtion utgörs till stor del av uppvärmning och beror i hög grad av utetemperaturen. Det är under kalla vinterdagar som den högsta konsumtionen uppstår. Startvärdet för konsumtion ska motsvara den högsta effekt som kan förväntas under ett relativt kallt år, detta har vi definierat som ett dygn med medeltemperatur på -10 °C. Därför räknas de högsta uppmätta effekterna under de tre senaste åren om från uppmätt dygnsmedeltemperatur till vad effekten förväntas ha varit vid medeltemperaturen -10 °C.

Startvärdet för produktion (högsta nettoinmatningen) bestäms av högsta inmatad effekt under en timme minus lägsta uttagen effekt under en timme.

Med ett framtida ökat behov av kyla i fastigheter kan även konsumtionen under varma sommandagar bli mer beroende av utetemperaturen. I dagsläget görs ingen omräkning av uppmätta effekter under sommaren med hänsyn till utetemperaturen, men på sikt kan det bli aktuellt att lägga till.

Tillkommande anläggningar, planer

I planerade tillkommande anläggningar sammanställs de anläggningar vi vet, eller förväntar oss, ansluts under perioden. Om en anläggning räknas med som förväntad beror bland annat på i vilket stadie i vår anslutningsprocess den befinner sig i. Prognosen i nätutvecklingsplanen utgår från ett troligt scenario. Vilka stadier som räknas med i det anges nedan för de olika grupperna av tillkommande anläggningar.

För att kunna ta hänsyn till sammanlagringen vid summering på det sätt som visas i figur 5 ansätts olika dygnsprofiler för olika typer av anläggningar, en för ett typiskt vinterdygn och en för ett typiskt somrardygn. Dessa dygnsprofiler är framtagna från schabloniserade profiler av elanvändningen hos befintliga anläggningar i nätet idag av respektive typ.

Tillkommande planerade anläggningar delas in i tre grupper:

- *Pågående anslutningar* – Inkomna ärenden om nyanslutning eller utökning som befinner sig i anslutningsprocessen.
Alla pågående anslutningar förväntas bli av och räknas med i ett troligt scenario.
- *Stora punktanslutningar* – Inkomna ärenden om anslutningar >0,5 MW, normalt anslutna på högspänning. Till exempel industrier, solparker, stora batterier och laddpunkter för fordon. Här ingår i nuläget även större förändringar i effektbehov hos befintliga kunder på högspänning.
De anslutningar som är i stadie projektering, byggfas eller driftsatt räknas med i ett troligt scenario.
- *Kommunala planer* – Information från detalj- och översiktsplaner sammanställs och översätts till effektbehov med schabloneffekter för olika kategorier, exempelvis lägenhet, småhus, kontor, handel och industri. Mer information om planerad utveckling kan också fås i olika samverkansforum med respektive kommun.
Kommunala planer tas med i troligt scenario med en viss andel utifrån vilket stadie de är i. Från stadie planuppdrag räknas 50 % av tillkommande effekt med, från stadie samråd 75 % och från stadie godkänd 100 %.

Vi har ett antal förfrågningar om stora punktanslutningar som ännu är i ett tidigt stadie i anslutningsprocessen. De ingår inte i dagens prognos över troligt scenario men kan komma att påverka framtida prognoser i hög grad. Det rör sig i första hand om anläggningar för fordonsladdning, datacenter, batterier och solparker.

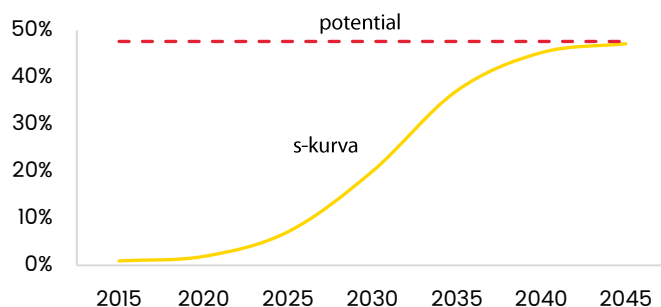
Tillkommande anläggningar, trender

En betydande del av tillkommande anläggningar och ökat effektbehov förväntas komma från generella utvecklingstrender och samhällsförändringar. Inom denna kategori ingår i prognosen idag en ökande andel småskaliga solceller på befintliga småhus och andra fastigheter, hemmaladdning av personbilar samt energieffektivisering. På sikt kan ytterligare generella trender som påverkar effektbehovet läggas till såsom hemmabatterier, styrning av elanvändning efter spotpris på elhandel och V2G (vehicle-to-grid) där elbilens batteri används likt ett hemmabatteri och kan mata in el till fastigheten. Vissa av dessa trender är högst påtagliga redan idag, såsom hemmabatterier och styrning, men ingår alltså ännu inte i prognosen,

Prognosen tar hänsyn till energieffektiviseringar och energibesparingar genom antagande om att startvärdet för konsumtion minskar med 0,5 % per år. Det är konservativt jämfört med till exempel det som anges i NEPP:s (North European Energy Perspectives Project) rapport Färdplan fossilfri el – analysunderlag med fokus på elanvändningen (2019). Där anges 2–3 % per år historiskt och 3–4 % per år till 2050.

Antaganden om utvecklingen av småskalig sol och hemmaladdning baseras på prognosmodeller som E.ON tagit fram. Det finns en fördel med att nätföretag utgår från samma antaganden och modeller. Det gör att prognoser för lokal- och regionnät blir mer jämförbara och underlättar dialog om förutsättningar och behov. Det möjliggör också en aggregering av prognosresultat uppåt i nätet. Inom bland annat Skånes Effektkommission bedrivs arbete för att öka enhetligheten i hur prognoser görs mellan elnätsföretag i Skåne.

Prognosen för småskalig sol bygger på antaganden om i vilken grad det kommer installeras solceller under perioden på de fastigheter som är anslutna till elnätet idag. Utvecklingen bestäms av hur stor andel av anslutningar inom det geografiska prognosområdet som har solceller idag och en antagen potential för andelen som har solceller år 2045. Potentialen 2045 ligger mellan 35 % och 50 % beroende på hur stor andel solceller områdets har idag. Den årliga tillväxten till 2045 antas följa en s-kurva, enligt exempel i figur 6.



Figur 6. Exempel på S-kurva för tillväxten av småskalig sol på fastigheter.

Prognosen för hemmaladdning utgår från antagande om antalet personbilar som finns idag inom valt geografiskt område och andelen laddbara fordon i området idag enligt Trafikanalys statistik. Det antas också att alla personbilar kommer vara laddbara år 2045 och att den årliga tillväxten till 2045 följer en s-kurva, på motsvarande sätt som för småskalig sol.

Drivkrafter för utvecklingen

Vad som driver utvecklingen av behovet av överföringskapacitet skiljer sig till viss del åt inom nätområdet. Området ligger i Öresundsregionen där befolkningstillväxten är hög. Det påverkar i första hand tätorterna där befolkningen förväntas öka avsevärt under perioden. Det påverkar prognostiserad utveckling av framför allt bostäder men också verksamheter.

Antaganden om utveckling av småskalig sol på fastigheter och hemmaladdning baseras på antalet kundanslutningar till elnätet idag och andelen som har sol respektive hemmaladdning idag. Det påverkar därför i lite olika grad behovet av överföringskapacitet i hela nätområdet.

Antaganden om energieffektivisering påverkar hela området i ungefär samma grad. Eftersom antagandena är relativt försiktiga och har de dock inte någon större påverkan på behovet av överföringskapacitet.

Generellt förväntas laddning av elektrifierade transporter bidra till att överföringsbehovet för konsumtion ökar under kalla vinterdagar, då behovet redan idag normalt är som störst. Lösningar som flyttar laddning från de högst belastade timmarna blir viktiga möjliggörare för ett effektivt utnyttjande av elnätet.

På motsvarande sätt förväntas en ökad utbyggnad av solceller bidra till att överföringsbehovet för produktion ökar under soliga somardagar, då behovet redan idag normalt är som störst. I delar av nätet kommer det vara produktionen som dimensionerar överföringskapaciteten. Lösningar med till exempel batterier som lagrar solek under de timmarna då produktionen är som högst blir viktiga möjliggörare för ett effektivt utnyttjande av elnätet. Då solproduktionen normalt är låg under vintern är möjligheter för solceller att bidra till att avlasta de högst belastade vintertimmarna mycket begränsad.

2.2 Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet

I tabell 2 redovisas prognos för behov av överföringskapacitet i MW. Enligt Ei:s föreskrift ska även en jämförelse av prognosen för behov av överföringskapacitet med de senaste årens behov redovisas, detta visas i tabell 3.

Som referens för de senaste årens behov använder vi oss av de startvärden som används i prognosen och som beskrivits i kapitel 2.1.

Startvärdet för konsumtion är högre än startvärdet för produktion så startvärdet för konsumtion används som referensvärde och det som utvecklingen i tabell 3 jämförs mot. Som beskrivits i kapitel 2.1 bestäms startvärdet för konsumtion som medelvärde av högsta uttagen timeffekt, omräknat till -10 grader, per år för åren 2023–2025.

Förändrat behov av överföringskapacitet i procent									
2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
8 %	16 %	20 %	30 %	35 %	40 %	43 %	47 %	50 %	52 %

Tabell 3. Förändrat behov av överföringskapacitet för delområdet under prognosperioden. Ökat behov jämfört med startvärdet, som baseras på ett medelvärde för år 2023–2025.

Som visas i tabell 2 ökar prognosen på områdesnivå för konsumtion, högsta nettouttag, med 35 MW under perioden, från 88 MW 2027 till 123 MW 2036. Prognosen för produktion, högsta nettoinmatning, ökar med 28 MW, från 27 MW till 55 MW. Totalt innebär det att behovet av överföringskapacitet prognostiseras att öka med 52 % jämfört med referensperioden. Det är konsumtionen som dimensionerar behovet av överföringskapacitet under hela perioden.

Expansionen är relativt hög i området med nya bostäder och verksamheter, framför allt i tätorterna. Detta tillsammans med ökad laddning av elfordon hemma utgör det huvudsakliga bidraget till en ökad konsumtion.

Den ökade produktionen utgörs bland annat av ett kraftvärmeverk som håller på att byggas i området men också ökning av småskalig solkraft på befintliga och nya byggnader.

2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen

Enligt Ei:s föreskrift ska vi redovisa systemets nuvarande förmåga att möta det prognosticerade behovet av överföringskapacitet under perioden. Det ska göras genom att jämföra prognostiserat behov av överföringskapacitet 2036 med den överföringskapacitet som dagens nät har, utan hänsyn till de investeringar och åtgärder vi planerar att genomföra under perioden till 2036. Vi ska utifrån det ange om det finns eller förväntas uppstå kapacitetsbegränsningar under perioden. Detta redovisas i tabell 4 med svarsalternativ enligt Ei:s vägledning.

Finns nuvarande eller förväntade kapacitetsbegränsningar?	Ja, i både eget och överliggande nät
Kan befintligt system hantera prognostiserat behov av överföringskapacitet?	Nej

Tabell 4. Nuvarande elnäts förmåga att klara prognostiserat behov av överföringskapacitet under perioden till 2036. Observera att detta avser om vi inte genomför de investeringar och åtgärder som vi har planerat under perioden. Med systemet avses både vårt eget lokalnät och överliggande regionnät.

I kapitel 2.6 finns utförligare beskrivning av systemets förmåga att möta prognosen. Där tas hänsyn till de investeringar och åtgärder som vi planerar att genomföra under perioden. Det speglar då det faktiska förväntade läget under perioden till skillnad mot det hypotetiska fall som redovisas i tabell 4, om vi inte genomför det vi planerar att göra.

Enligt föreskriften ska vi också redovisa vilka flexibilitetstjänster och andra resurser som vi för närvarande använder med ett eller flera svarsalternativ enligt Ei:s vägledning:

- Anskaffar flexibilitetstjänster från efterfrågefleksibilitet, energilager och/eller distribuerad produktion för uppreglering (minskad konsumtion, ökad produktion).
- Anskaffar flexibilitetstjänster från efterfrågefleksibilitet, energilager och/eller distribuerad produktion för nedreglering (ökad konsumtion, minskad produktion).
- Har villkorade avtal för hantering av kapacitetsbrist.
- Annat.

Villkorade avtal används vid anslutning på högspänning när kapaciteten i elnätet under vissa tider inte är tillräcklig för att klara önskat behov. Ett villkorat avtal innebär att tillåten effekt tillfälligt kan behöva begränsas under vissa tider i väntan på en utbyggnad av elnätet. Villkorade avtal används när behov av det uppstår. Det finns idag inga tecknade villkorade avtal i området men kommer användas om behov uppstår. I kapitel 2.4.2 beskrivs mer om vårt bedömda behov av flexibilitet och våra planer framåt för användning av flexibilitetstjänster.

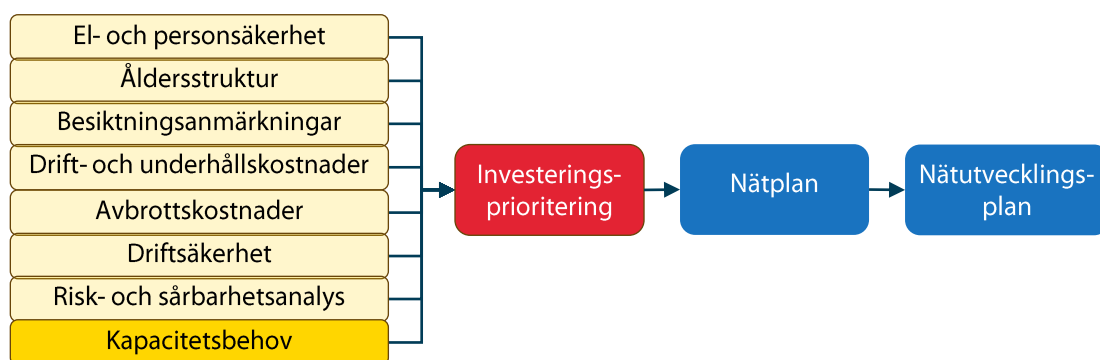
2.4 Planerade investeringar och alternativa lösningar

Investeringar i elnätet är en central del för att kunna upprätthålla ett nät som uppfyller alla legala krav och som är kostnadseffektivt och har en hög leverans- och personsäkerhet. Det krävs också för att kunna ansluta nya kunder.

Vi har under de senaste åren investerat i snitt 100 Mkr per år. Under perioden 2027–2036 planeras för investeringar på cirka 840 Mkr.

Vissa av de investeringar som planeras idag beror på ett behov av ökad överföringskapacitet. Behovet drivs främst av nya kunder som önskar anslutning och ett ökat effektbehov hos befintliga kunder. Även förändrade användningsmönster kan påverka sammanlagringen i elnätet och leda till högre effekttoppar i nätet. En stor del av de planerade investeringar syftar dock inte primärt till att öka kapaciteten i elnätet. I stället görs de för att upprätthålla och ytterligare förbättra leveranssäkerheten och elkvaliteten, säkerställa el- och personsäkerheten i anläggningarna samt möjliggöra en kostnadseffektiv drift och utveckling av elnätet. Figur 7 visar översiktligt de faktorer som vägs in vid planering och urval av åtgärder. Även i de fall när det primära investeringsbehovet inte är ökad överföringskapacitet görs en bedömning av det framtida effektbehovet och i många fall görs en viss kapacitetsökning i samband med investeringen.

Det är således många faktorer, utöver behov av överföringskapacitet, som tas hänsyn till i urvalet av planerade investeringar. Vi arbetar kontinuerligt med en långsiktig investeringsportfölj för att säkerställa en kostnadseffektiv planering och utbyggnad av elnätet.



Figur 7. Faktorer som vägs in vid urval och planering av åtgärder.

Kapacitetsbehov är en faktor som, till följd av den ökade elektrifieringen som energiomställningen innebär, påverkar investeringsbehovet i större utsträckning än tidigare. För att vid prioriteringen av investeringar kunna ta hänsyn till detta, tillsammans med övriga faktorer, är förmågan att kunna prognostisera framtida effektbehov i olika delar av nätet viktig.

Framåt blir det också viktigt att i högre grad kunna använda alternativ till nätinvesteringar, såsom flexibilitetstjänster och andra resurser, för ett effektivt utnyttjande av elnätet. Förmågan att välja rätt lösning i rätt situation blir också viktig.

För att ytterligare stärka möjligheterna att mer effektivt nyttja befintligt elnät planerar vi att successivt införa ett Advanced Distribution Management System (ADMS). Systemet utgör ett avancerat drift- och beslutsstöd och möjliggör ett mer dynamiskt kapacitetsutnyttjande i elnätet. Det kan bland annat bidra med:

- Bättre kunskap om nätets aktuella tillstånd och tillgängliga kapacitet för ett mer effektivt nyttjande av befintliga ledningar, transformatorer och stationer.
- Analyser av var och när flexibilitet ger störst nytta och möjliggör en mer effektiv användning av flexibilitetstjänster och villkorade avtal vid hantering av kapacitetsbegränsningar.
- Mer exakta bedömningar av var och när förstärkningar av elnätet krävs och prioritering av de investeringar som ger störst nytta.

2.4.1 Planerade investeringar

Enligt Ei:s föreskrift ska vi i nätutvecklingsplanen redovisa planerade investeringar i sådan huvudsaklig distributionsinfrastruktur som krävs för att ansluta ny produktionskapacitet och ny förbrukning eller för att utöka befintlig produktionskapacitet och förbrukning.

De investeringar som vi redovisar är i första hand investeringar i högspänningsnätet, 10–130 kV, som bidrar till en ökad kapacitet eller på annat sätt bidrar stort till elnätets utveckling.

Det avser både nyinvesteringar och reinvesteringar:

- direkt kopplade till identifierade kapacitetsbegränsningar
- direkt kopplade till större anslutningar för ny eller utökad elanvändning och elproduktion
- som är allmänt systemförstärkande eller ändrar strukturen på nätet i syfte att öka överföringskapaciteten

I tabell 5 redovisas de planerade investeringar till och med år 2036 som har störst påverkan på överföringskapaciteten. I tabellen anges:

- **Projektbenämning** – Intern benämning som här används för att kunna följa projekt i framtida nätutvecklingsplaner
- **Projektbeskrivning** – Anger kategori för projektet och en kort beskrivning.
Alternativa kategorier:
 - o Exploatering – investering för att möjliggöra nya områden för bostäder och verksamheter
 - o Fördelningsstation – investering i ny- eller ombyggnad av fördelningsstation för ökad överföringskapacitet
 - o Kabling – investering i ut- eller ombyggnad av kabelnät för att utöka eller förbättra nätstrukturen och öka överföringskapaciteten
 - o Anslutning – investering för att möjliggöra anslutning av ny större anläggning eller vid ökat behov i befintlig anläggning
- **Syfte med projektet** – Anger det primära syftet med investeringen. Dessa projekt ger också en ökad överföringskapacitet även då det inte är det primära syftet
Alternativa kategorier:
 - o Kundpåkallat – möjliggör anslutning av ny större anläggning eller utökning av befintlig, kan utgöras av investering i anslutning eller i strukturella förändringar i nätet för att möjliggöra anslutningen
 - o Kapacitet – ger ökad överföringskapacitet i nätet
 - o Reinvestering – ombyggnad av befintlig anläggning för ett effektivare nät och förbättrad kvalitet
 - o Tillgänglighet – ger ökad leveranssäkerhet i området
- **Projektstatus** – Ska enligt Ei:s vägledning vara något av följande alternativ:
 - o Planerad (internt beslutad)
 - o Inväntar tillstånd

- Tillstånd beviljat, ej påbörjad
- Påbörjad
- Under övervägande (ej internt beslutad)
- **Tidpunkt för driftsättning** – Avser det år då slutlig driftsättning är planerad. Vissa projekt kan driftsättas i etapper och redovisas då som ett intervall av år

Utöver de investeringar som redovisas nedan planeras också betydande investeringar i system och hårdvara för ADMS, som beskrivits i kapitel 2.4. Det påbörjas under 2027 och därefter kommer olika delar successivt driftsättas under perioden.

I kapitel 2.6 beskrivs övergripande hur dessa investeringar förväntas påverka nätet och överföringskapaciteten.

Projekt-benämning	Projektbeskrivning	Syfte med projektet	Projektstatus	Tidpunkt för driftsättning
IK221012-4.4.16	Fördelningsstation - Ny station i Örtofta möjliggör anslutning av större anläggning, exploatering i Stångby och frigör kapacitet i befintlig station i Södra Sandby	Kundpåkallat	Påbörjad	2027
IK221012-4.4.24	Kabling - Markförläggning av luftledning ökar leveranssäkerheten och ökar kapaciteten i Harlösa och Revinge	Tillgänglighet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2028
IK231011-4.4.17	Kabling - Utbyggnad och förbättrad nätstruktur för att möjliggöra exploatering i östra Kävlinge	Kapacitet	Påbörjad	2027–2028
IK231011-4.4.13	Fördelningsstation - Utbyggnad med nya ledningsfack för att möjliggöra exploatering i Kävlinge och Furulund	Kapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2029
IK231011-4.4.8	Kabling - Utbyggnad och förbättrad nätstruktur för att möjliggöra exploatering i Furulund	Kapacitet	Planerad (internt beslutad)	2030
IK231011-4.4.7	Kabling - Utbyggnad för att flytta delar av nätet till ny station i Örtofta, möjliggör exploatering i Stångby och anslutningar i Vaggarp och Gårdstånga	Kapacitet	Planerad (internt beslutad)	2030–2031
IK241015-4.4.6	Kabling - Utbyggnad och förbättrad nätstruktur för att möjliggöra exploatering i Furulund	Kapacitet	Planerad (internt beslutad)	2031
IK261029-4.4.25	Kabling - Utbyggnad och förbättrad nätstruktur för att möjliggöra exploatering i västra och centrala Kävlinge	Kapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2031–2032
IK241015-4.4.12	Kabling - Utbyggnad och förbättrad nätstruktur för att möjliggöra exploatering i Södra Sandby och delar av Dalby	Kapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2032
IK261029-4.4.26	Kabling - Utbyggnad och förbättrad nätstruktur för att möjliggöra exploatering i centrala och norra Kävlinge	Kapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2031–2032
IK231011-4.4.11	Kabling - Markförläggning av luftledning ökar leveranssäkerheten och ökar kapaciteten i Harlösa och Revinge	Kapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2032
IK231011-4.4.9	Kabling - Markförläggning av luftledning ökar leveranssäkerheten och möjliggör exploatering i östra Dalby	Kapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2033
IK261029-4.4.27	Kabling - Utbyggnad och förbättrad nätstruktur för att möjliggöra exploatering i norra Kävlinge	Kapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2033
IK231011-4.4.10	Kabling - Markförläggning av luftledning ökar leveranssäkerheten och ökar kapaciteten i Harlösa och Revinge	Kapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2033
IK231011-4.4.16	Fördelningsstation - Reinvestering av station i Södra Sandby som ökar kapacitet i Flyinge, Södra Sandby, Dalby med omnejd	Reinvestering	Under övervägande (ej internt beslutad)	2034
IK221012-4.4.26	Kabling - Utbyggnad och spänningshöjning för att öka kapaciteten i norra Harlösa	Kapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2034
IK220428-4.4.1	Fördelningsstation - Reinvestering av station i Genarp som ökar kapacitet och möjliggör exploatering i Genarp	Reinvestering	Under övervägande (ej internt beslutad)	2036

Tabell 5. Planerade investeringar med störst påverkan på överföringskapaciteten.

I bilaga Uppföljning av investeringar finns en uppföljning av de projekt som redovisades i förra nätutvecklingsplanen med de förändringar som skett sedan då, i enlighet med krav i Ei:s föreskrift.

2.4.2 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser

För att bestämma flexibilitetsbehovet i nätutvecklingsplanen används samma metod som användes för att bestämma flexibilitetsbehovet för inrapportering för FNA (Flexibility Needs Assessment) i april 2026. Data och scenarion är dock något uppdaterade sedan dess. Analys av flexibilitetsbehov är något vi historiskt inte har arbetat med. Metod, data och scenarion för analyser är därför något vi fortsatt behöver utveckla vidare.

På samma sätt som vid bedömningen av flexibilitetsbehov i FNA baseras bedömningen i tabell 6 på prognos över kapacitetsbehov och förväntat nät till 2031 respektive till 2036, med planerade investeringar genomförda.

Bedömningen är att kapacitetsläge C gäller för Skånska Energis nätområde under perioden. Kapacitetsläge C innebär att det finns en risk för att kapacitetsbegränsning kan uppstå under perioden vilket kan kräva ytterligare åtgärder än de som nu är planerade. Mer om kapacitetsläge och våra bedömningar om kapacitetsläge finns i kapitel 2.6.

Nyttjande av flexibilitetstjänster eller andra resurser kan vara ett alternativ till att investera i traditionell förstärkning eller utbyggnad av nätet. Det förutsätter att det finns tillräckligt med tillförlitliga flexibla resurser som vi kan avtala om flexibilitetstjänster med.

Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser i MW	
0–5 år, 2027–2031	6–10 år, 2032–2036
2	5

Tabell 6. Bedömt behov av flexibilitetstjänster och andra resurser 2027–2036 i MW

Om vi inte skulle genomföra planerade investeringar kan flexibilitetsbehovet bli betydligt högre. Genom att vi arbetar vidare med olika former av flexibilitetslösningar under perioden förväntas vissa planerade investeringar kunna hanteras med alternativa lösningar, vilket innebär att investeringen kan flyttas fram i tid eller inte alls behöver genomföras.

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

Redovisat behov av flexibilitetstjänster bygger på bedömning av risk för att kapacitetsbegränsningar uppstår på en hög nivå i nätet.

Dessa potentiella kapacitetsbegränsningar kan komma att hanteras genom anskaffning av flexibilitetstjänster. Det kan ske på en lokal flexibilitetsmarknad, om vi bedömer att det finns förutsättningar för en marknad. Alternativt via bilaterala flexibilitetsavtal. Dessa lösningar kan komma att användas även om det inte finns en kapacitetsbegränsning utan då i stället för att utnyttja befintligt elnät mer effektivt.

I Skånska Energis nät är det hög konsumtion som kan behöva begränsas på grund av tekniska begränsningar i överliggande nät. Det gäller stora delar av delområdet, förutom de norra delarna, runt Kävlinge och Furulund. Behovet förväntas kunna uppstå upp till cirka hundra timmar per år under kalla vinterdagar.

I kapitel 2.6 finns mer information om förutsättningarna för överföringskapacitet och de kapacitetsbegränsningar som finns och som kan påverka möjligheten att ansluta nya anläggningar utöver det som finns i prognosen.

Begränsningarna i överliggande nät innebär att det kan finnas behov av anskaffning av flexibilitetstjänster för minskad konsumtion eller ökad produktion. Diskussion pågår med E.ON för att ytterligare klargöra förutsättningarna runt de tekniska begränsningarna och när behov av flexibilitet kan uppstå.

Även tidsbegränsade villkorade avtal vid anslutning av ny anläggning eller utökning av befintlig kan bli aktuella.

I tabell 7 redovisas, i enlighet med Ei:s föreskrift, vilka flexibilitetstjänster och andra resurser som vi avser att använda under perioden, på motsvarande sätt som i kapitel 2.3. Villkorade avtal avses att användas om vi får

större anslutningar och tillräcklig kapacitet inte finns.

Anskaffar flexibilitetstjänster från efterfrågeflexibilitet, energilager och/eller distribuerad produktion efterfrågeflexibilitet, energilager och/eller distribuerad produktion för uppreglering (minskad konsumtion, ökad produktion)	Ja
Anskaffar flexibilitetstjänster från efterfrågeflexibilitet, energilager och/eller distribuerad produktion för nedreglering (ökad konsumtion, minskad produktion)	--
Har villkorade avtal för hantering av kapacitetsbrist	Ja
Annat	--

Tabell 7. De flexibilitetstjänster och andra resurser som vi avser att använda under perioden

2.5 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet

Historiskt har förstärkning och utbyggnad av elnätet i princip varit det enda sättet att hantera ett ökat kapacitetsbehov. Med utvecklingen av flexibilitetstjänster och andra alternativa lösningar kommer nya möjliga verktyg för att hantera ett ökat kapacitetsbehov. Vi ser positivt på denna utveckling som möjliggör att temporärt kunna hantera en kapacitetsbegränsning i väntan på en utbyggnad men också att kunna väga olika typer av lösningar mot varandra för att välja den långsiktigt mest kostnadseffektiva.

Att kunna väga olika typer av lösningar mot varandra är dock komplext. Vad det gäller utbyggnad av nät har vi mycket erfarenhet och metoder för att jämföra olika lösningar men för alternativa lösningar, såsom flexibilitetstjänster, är förutsättningarna mer oklara. Till exempel är incitamenten för ett nätföretag att köpa flexibilitetstjänster svagare än för att investera i nätutbyggnad i Ei:s nuvarande intäktsreglering. Det finns också en osäkerhet i hur köp av flexibilitetstjänster kommer värderas i kommande intäktsreglering.

Användningen av flexibla resurser för att avlasta ett lokalt elnät är också relativt nytt och regelverken är under utveckling. Vi följer aktivt utvecklingen och arbetar med att ta fram affärsmodeller för flexibilitetstjänster och utveckla vår förmåga att nyttja flexibilitet som alternativ till nätutbyggnad.

Sammantaget har vi i nuläget inget klart sätt att väga olika typer av lösningar mot varandra men det är en fråga vi arbetar med både internt och externt genom olika branschsamarbeten.

Införandet av ett ADMS, som beskrivs i kapitel 2.4, ökar möjligheterna att övervaka och analysera förutsättningarna i elnätet. Det möjliggör en ökad förmåga att utnyttja befintligt elnät så effektivt som möjligt innan förstärkningar av elnätet genomförs. Det ger också underlag för att bättre kunna väga olika typer av lösningar mot varandra.

2.6 Om planerade åtgärder möter behovet för överföringskapacitet

Här redogörs för kapacitetsläget i elnätet under perioden, det vill säga om våra planerade åtgärder möter behovet av överföringskapacitet. För att ge lite mer geografiskt detaljerad information är delområdet här uppdelat i fördelningsstationsområden. Fördelningsstationer utgör den högsta nivån i våra nät. Kapacitetsläget för ett område utgår från prognostiserad trolig utveckling av kapacitetsbehov och avser i första hand förutsättningar i överliggande regionnät och den övre nivån av vårt högspänningsnät.

På dessa högre nivåer kan ett identifierat behov ta tid att åtgärda och också innebära höga kostnader. På regionnätet kan en åtgärd ta upp till tio år och på övre nivån i vårt nät kan det ta minst fyra till sex år. Åtgärder på lägre nivå i högspänningsnätet genomförs normalt på upp till ett till tre år och i lågspänningsnätet är en normal tid inom ett år. Notera att detta är normala tider. Det är många faktorer som påverkar dessa tider men en viktig faktor är långa leveranstider på vissa utrustningar.

Kapacitetsläget representerar en övergripande nulägesbild utifrån dagens kända förutsättningar. Under perioden kommer förutsättningarna förändras, både beroende på att prognostiserat behov förändras och på att kapaciteten i nätet förändras genom att nya åtgärder planeras och genomförs.

Begränsningar i överföringskapacitet som påverkar möjligheten att ansluta och utöka effekt i våra nät kan finnas både i det överliggande regionnätet eller i vårt eget lokalnät.

Begränsningar på grund av överliggande nät uppstår om det finns en begränsning i överliggande nät som innebär att vi inte får öka våra abonnemang utifrån våra behov.

För begränsningar i vårt eget nät tas hänsyn till flera faktorer, de huvudsakliga är:

- Kapacitet – den effekt som är möjlig att överföra i anläggningsdelar såsom transformatorer och ledningar
- Plats i stationer – om det finns lediga ledningsfack eller plats för utbyggnad av nya ledningsfack för anslutning av nya ledningar
- Kapacitiva jordfelsströmmar – beror av hur mycket kabelnät det finns i ett område, detta behöver begränsas för att klara elsäkerhetskrav i nätet

Kapacitetsläget

Kartorna nedan visar en indikation av kapacitetsläge A, B och C för de olika områdena, för konsumtion respektive produktion. Tre olika tidpunkter visas; ett nuläge och perioderna 0–5 år respektive 6–10 år. De tre färgerna indikerar nätets förmåga att möta prognostiserat behov.

 Kapacitetsläge A	 Kapacitetsläge B	 Kapacitetsläge C
• Vi kan möta prognosen för behovet av överföringskapacitet utan risk för kapacitetsbegränsningar • Det finns goda förutsättningar att ansluta konsumtion och produktion utöver prognosen • Generellt finns en låg risk för att kapacitetsbegränsningar uppstår vid stora anslutningar	• Vi kan möta prognosen för behovet av överföringskapacitet utan risk för kapacitetsbegränsningar • Anslutning av ytterligare konsumtion och produktion utöver prognosen ökar risken för att kapacitetsbegränsningar uppstår och att åtgärder behöver vidtas • Generellt finns en risk för att kapacitetsbegränsningar uppstår vid stora anslutningar	• Ytterligare kapacitets-höjande åtgärder krävs för att kunna möta prognosen för behovet av överföringskapacitet • Anslutning av ytterligare konsumtion och produktion utöver prognosen innebär att kapacitetsbegränsningar uppstår och att åtgärder behöver vidtas • Generellt finns en hög risk för att kapacitetsbegränsningar uppstår vid stora anslutningar

Tabell 8. Beskrivning av vad de olika kapacitetslägena innebär

Viktigt att notera:

- Kapacitetsläget är en generell bedömning. I det enskilda fallet krävs alltid detaljstudier. För anslutningar med påverkan på regionnätet behöver normalt även en nätutredning göras av E.ON som regionnätsägare.
- Även vid kapacitetsläge A kan begränsningar i kapacitet förekomma lokalt, beroende på vad för anslutning som är aktuell. Tillräckligt stora anslutningar kommer alltid kräva åtgärder. Vad som utgör en tillräckligt stor anläggning kan skilja sig åt mellan olika delar av delområdet.
- Kapacitetsläge C innebär inte att det är omöjligt att ansluta nya kunder, det kan dock krävas fler åtgärder för att möjliggöra anslutning.

Vi har förfrågningar om punktanslutningar som ligger i tidiga stadier i anslutningsprocessen och därmed inte ingår i prognos för troligt scenario som används i nätutvecklingsplanen. Om dessa går vidare och ska anslutas så kan det påverka förutsättningarna i delområdet och kräva ytterligare åtgärder än de som är planerade idag.

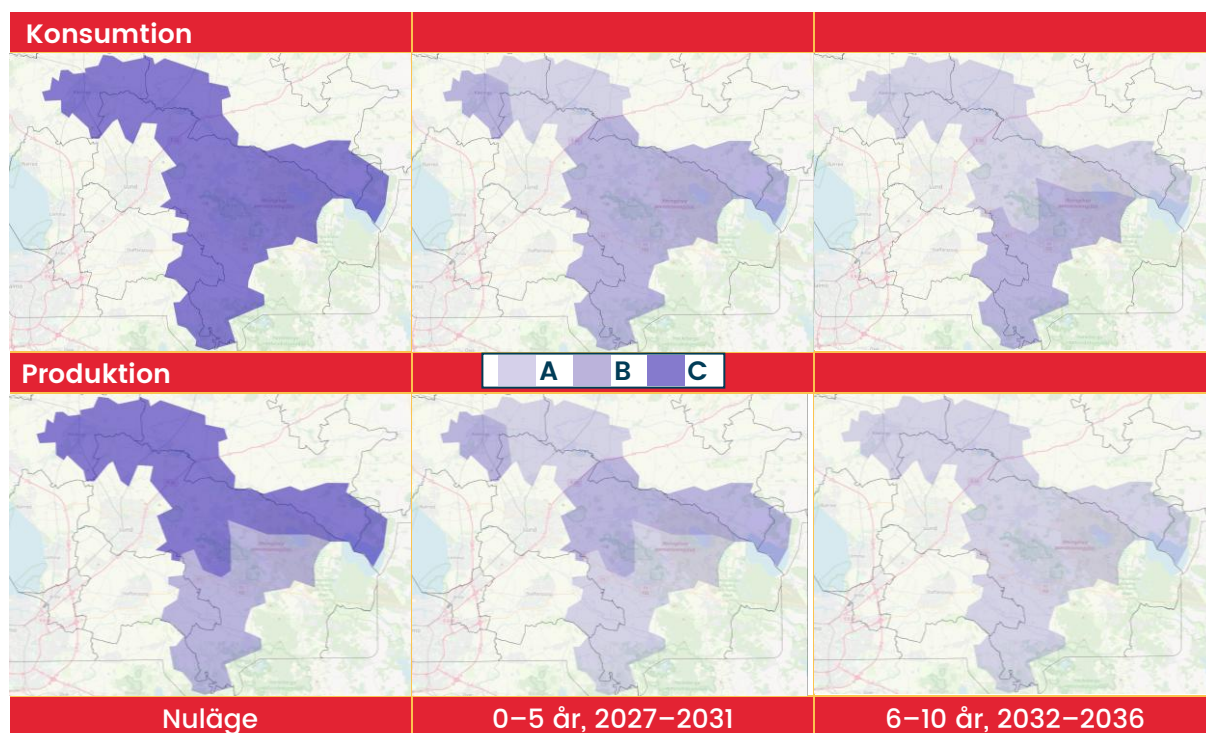
Får vi tidigt information om planerade anslutningar och ökade behov har vi goda möjligheter att planera in åtgärder och möta detta behov i tid. Normalt genomförs åtgärder först vid beställning av ny anslutning för att inte bygga nät som riskerar att inte användas och innebär onödiga samhällsekonomiska kostnader.

Både kapacitetsläge A och B innebär att nätet klarar prognostiserat behov av överföringskapacitet. Om ett område ligger i A eller B kan ofta bero på förutsättningarna för området, hur utvecklingen ser ut och hur det ligger i en investeringsfas. Exempelvis i ett område där det inte förväntas ske någon större utveckling kan läge B vara helt rätt. Det är önskvärt att undvika läge C men det kan ske under vissa perioder i väntan på en

åtgärd. Här kan flexibilitetstjänster och andra resurser vara åtgärder som möjliggör anslutningar i väntan på en investering eller i vissa fall i stället för en investering.

Kartorna visar kapacitetsläget per fördelningsstationsområden, för konsumtion och för produktion. Kartorna visar läget utifrån prognostiserat behov och genomförda åtgärder vid respektive tidpunkt. I vissa fall bedöms kapacitetsläget att vara samma i flera fördelningsstationsområden och då görs ingen uppdelning i olika områden i kartan.

I Skånska Energis nät finns det generellt en relativt hög risk för kapacitetsbegränsningar i delar av nätet i nuläget med kapacitetsläge C för både konsumtion och produktion i stora delar av området.



Figur 8. Kapacitetsläge för delområdet under perioden uppdelat på fördelningsstationsområden.

Överliggande nät

E.ON har i vissa driftsituationer begränsningar i sitt regionnät som påverkar de gränspunkter som matar stora delar av området, utom de västra delarna runt Kävlinge och Furulund. Det ger kapacitetsläge C för konsumtion under hela perioden för dessa delar. I de södra delarna finns även en viss begränsning för produktion. E.ON:s bedömning är att det finns utrymme för prognostiserad utveckling men en utveckling utöver prognos riskerar att vid vissa tider medföra en överlast i regionnätet. Det kan alltså krävas ytterligare åtgärder för att kunna ansluta större anläggningar utöver dagens prognos.

Diskussioner pågår med E.ON för att ytterligare klargöra hur kapacitetsbegränsningar i regionnätet påverkar förutsättningarna för området. E.ON:s bedömning är alltså att det i regionnätet finns utrymme för prognostiserad samhällsutveckling men en utveckling utöver prognos riskerar att vid vissa tider medföra en överlast.

Eget nät

Det finns begränsningar även i eget nät. Generellt är läget mer ansträngt i tätorterna kopplat till exploateringsområden medan marginalerna normalt är lite större på landsbygden.

En ny fördelningsstation håller på att byggas vid Örtofta i de norra delarna av området. Den kommer att ansluta ett nytt kraftvärmeverk men också avlasta fördelningsstationerna i de södra delarna och skapa utrymme för utbyggnad.

I området runt Kävlinge och Furulund planeras en utbyggnad av fördelningsstationen och kablingsprojekt för att möjliggöra exploatering. I övriga tätorter räcker det med vissa kablingsprojekt för att möjliggöra exploatering.

3 Mall för samråd

I detta kapitel i den preliminära samrådsversionen av Skånska Energis nätutvecklingsplan beskrivs syftet med samråd och planerad samrådsprocess.

Syftet med samrådet är att bidra till insyn och delaktighet för berörda aktörer. Vi vill med samrådet informera om förutsättningarna i elnätet och de bedömningar som vi gjort. Vi önskar få in synpunkter på innehållet i den preliminära nätutvecklingsplanen för att vid behov kunna förtydliga och justera till den slutliga nätutvecklingsplanen.

Alla berörda systemanvändare, det vill säga alla som på något sätt berörs av vårt elnät, har möjlighet att inkomma med synpunkter

Samrådsprocess

Offentligt samråd genomförs enligt föreskriftens krav och enligt följande samrådsprocess:

- Preliminär nätutvecklingsplan finns tillgänglig på vår hemsida i sex veckor, från den 15 september till den 30 oktober.
- Synpunkter på preliminär plan skickas in via formulär på hemsidan senast den 30 oktober.
- Inkomna synpunkter sammanställs och besvaras i en samrådsredogörelse,
- Vid behov uppdateras preliminär plan efter inkomna synpunkter till en slutlig plan.
- Slutlig nätutvecklingsplan inklusive samrådsredogörelse skickas in till Ei senast den 31 december 2026.

Resultaten från samrådet redovisas i ett separat dokument, en Samrådsredogörelse.

Bilaga. Uppföljning av investeringar

Uppföljning av investeringar redovisade i tidigare nätutvecklingsplan 2025–2034.

Projekt-benämning	Projektbeskrivning	Syfte med projektet	Projektstatus	Tidpunkt för driftsättning	Fysiska justeringar	Kostnads-utveckling
IK230101-4.4.2	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Påbörjad	2027	Senare driftsättning	Ökad
IK220428-4.4.1	Ombyggnad fördelningsstation	Ökad överföringskapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2037	Senare driftsättning	Ökad
IK221012-4.4.11	Exploaterings-område	Möjliggöra nyanslutning	Planerad (internt beslutad)	2030	Senare driftsättning	Ökad
IK220428-4.4.2	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2038	Senare driftsättning	Oförändrad
IK221012-4.4.16	Ny fördelnings-station	Möjliggöra nyanslutning	Påbörjad	2027	Senare driftsättning	Ökad
IK221012-4.4.24	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2028	Oförändrat	Oförändrad
IK221012-4.4.25	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2040	Senare driftsättning	Oförändrad
IK221012-4.4.26	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2034	Senare driftsättning	Oförändrad
IK231011-4.4.16	Ombyggnad fördelningsstation	Ökad överföringskapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2034	Senare driftsättning	Ökad
IK231011-4.4.7	Ombyggnad ledningsnät	Möjliggöra nyanslutning	Planerad (internt beslutad)	2028	Uppdelat i etapper	Ökad
IK231011-4.4.10	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2033	Senare driftsättning	Oförändrad
IK231011-4.4.12	Ombyggnad fördelningsstation	Ökad överföringskapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2038	Senare driftsättning	Ökad
IK231011-4.4.14	Ombyggnad ledningsnät	Ökad överföringskapacitet	Under övervägande (ej internt beslutad)	2037	Senare driftsättning	Oförändrad

Skånska Energi Nät AB
Org.nr: 556497-5232
Box 25, 221 00 Lund
www.skanska-energi.se

