

Nätutvecklingsplan 2027–2036

Bjäre Kraft Elnät AB

Dokumentstatus: Samråds- och publiceringsversion. Dokumentet är framtaget för publicering inför samråd och är anpassat för Bjäre Kraft Elnät AB enligt Energimarknadsinspektionens mall för nätutvecklingsplan enligt vägledningen till EIFS 2024:1 och 2026:4.

Revisionshistorik

Revisionshistorik				
Revision	Datum	Beskrivning	Författare	Granskad av
0	2026-09-14	Utkast nätutvecklingsplan 2027–2036	Elnätschef	Affärschef Elnät
1	2026-09-15	Samrådsversion	Elnätschef	[Namn]
2	[Datum]	Slutlig nätutvecklingsplan 2027–2036	[Namn]	[Namn]

Innehåll

Nätutvecklingsplan 2027–2036Bjäre Kraft Elnät AB	1
Revisionshistorik	1
1 Uppgifter om företaget och företagets nät	3
2 Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet	4
2.1 Behov av överföringskapacitet i elnätet	5
2.2 Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet	6
2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen	7
2.4 Planerade investeringar och alternativa lösningar	8
2.4.1 Planerade investeringar	10
2.4.2 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser	11
2.5 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet	12
2.6 Om planerade åtgärder möter behovet för överföringskapacitet	13

1 Uppgifter om företaget och företagets nät

Uppgift	Information
Företagsnamn	Bjäre Kraft Elnät AB
Organisationsnummer	559427-7245
Kontaktperson(er)	Johan Stenberg
E-post	info@bjarekraft.se
Telefonnummer	0431-44 99 00
Länk till slutlig nätutvecklingsplan	
Länk till slutlig samrådsredogörelse	
Bilagor	Bilaga 1 Samrådsredogörelse. Bilaga 2 Samrådsyttrande från berörda aktörer.

Bjäre Kraft Elnät AB bedriver nätverksamhet inom delar av Båstads och Ängelholms kommuner i Skåne län. Nätområdet sträcker sig från Hallands Väderö i väster via Torekov, Västra Karup, Båstad, Grevie och Förslöv till Vejbystrand i söder. Området gränsar mot Öresundskraft Elnät i sydöst och Södra Hallands Kraft ekonomisk förening i nordöst.

Överliggande nät ägs av E.ON och anslutningen sker på 130 kV-nivå. Bjäre Kraft Elnät tar emot el i mottagningsstation och fördelar den vidare till sex geografiskt orienterade fördelningsstationer: Torekov och Hallands Väderö, Västra Karup med omnejd, Båstad, Grevie, Förslöv och Vejbystrand.

Områdeskoncessionen tillåter en maximal spänning på 20 kV. 20 kV-nätet används för distribution mellan fördelningsstationer och består av cirka 52 procent jordkabel och 48 procent luftledning. Distribution till nätstationer sker i huvudsak på 10 kV, med undantag för Hallands Väderö där mellanspänningsnivån är 6 kV.

Det totala högspänningsnätet omfattar cirka 425 km jordkabel och 47 km oisolerad luftledning. Av luftledningen tillhör cirka 29 km 20 kV-nätet. Nätets geografiska utformning innebär att nätutvecklingsplanen redovisas för nätområdet som helhet, men att analysen vid behov kan kompletteras med beskrivningar kopplade till de sex fördelningsstationsområdena.

Bjäre Kraft Elnät ansluter cirka 14 250 kunder, cirka 1480 produktionsanläggningar och 6 är högspänningskunder. Merparten av produktionsanläggningarna utgörs av mikroproduktion i form av solcellsanläggningar hos privatpersoner. Den installerade effekten från solcellsanläggningar i nätområdet uppgick den 1 september 2026 till cirka 20 MW, varav cirka 14 MW kom från mikroproducenter.

I nätområdet finns även tre vindkraftverk med en sammanlagd installerad effekt om cirka 1,6 MW. Utöver mikroproducenter finns ca 50 större solcellsanläggningar över 63 A. De större produktionsanläggningarna

uppgår sammantaget till cirka 5,3 MW, vilket innebär att huvuddelen av den installerade produktionskapaciteten finns hos mikroproducenterna.

Utvecklingen av lokal produktion, förändrade effektriktningar, anslutningsförfrågningar från större anläggningar samt förväntad elektrifiering av transporter och verksamheter är därför centrala planeringsfrågor för perioden 2027–2036.

2 Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet

Prognosen för Bjäre Kraft Elnät avser perioden 2027–2036 och beskriver hur behovet av överföringskapacitet förväntas utvecklas inom nätområdet. Prognosen omfattar både uttag från överliggande nät och inmatning mot överliggande nät, eftersom utvecklingen påverkas av både ökade effektuttag och ökad lokal produktion. Referensscenariot utgör huvudprognos och används som grund för nätplanering och bedömning av åtgärdsbehov.

Tabell 1. Prognos för behovet av överföringskapacitet 2027–2036.

Prognos för Bjäre Kraft Elnäts nätområde som helhet		
Delområde	Delområde 1 Vintermaximum – konsumtion (MW)	Delområde 1 Sommarminimum – nettouttag (MW)
2027	61,35	3,59
2028	61,50	2,44
2029	61,82	1,69
2030	62,20	1,24
2031	62,59	0,99
2032	62,99	0,88
2033	63,41	0,86
2034	63,68	0,85
2035	63,97	0,88
2036	64,26	0,94

Tabellen visar prognosen för Bjäre Kraft Elnäts nätområde som helhet, redovisad genom två analytiska delområden eller driftfall. Delområde 1, vintermaximum – konsumtion, avser årets högsta förväntade uttag från överliggande nät under kalla perioder när elanvändningen är stor och solproduktionen normalt är låg. Värdet används för att bedöma behovet av teknisk överföringskapacitet och nätets dimensionerande vinterbelastning. Delområde 1, sommarminimum – nettouttag, avser årets lägsta nettouttag under perioder med låg konsumtion och hög lokal solproduktion. Ett lågt positivt värde innebär att nätområdet fortfarande tar emot el från överliggande nät, medan ett negativt värde skulle innebära att den lokala produktionen överstiger konsumtionen och att effekt matas ut till överliggande nät. De olika redovisade delområdena är således inte geografiska områden, utan två kompletterande belastningssituationer som tillsammans visar nätets behov av överföringskapacitet i båda effektriktningarna.

2.1 Behov av överföringskapacitet i elnätet

Prognosen i tabell 1 är den mest sannolika bedömningen av nätområdets totala behov av överföringskapacitet under perioden 2027–2036. Den används som underlag för planering av investeringar, driftåtgärder samt bedömning av behovet av flexibilitetstjänster och andra resurser. Eftersom Bjäre Kraft Elnät redovisar ett nätområde omfattar prognosen nätet som helhet. Vintermaximum och sommarminimum redovisas som två kompletterande driftfall för att synliggöra kapacitetsbehov vid hög konsumtion respektive låg konsumtion och hög lokal produktion.

Historisk nätbelastning och referensnivå.

Prognosen utgår från uppmätta effektvärden i anslutningen till överliggande nät. Historiska max- och minvärden granskas för att fånga den belastning som kunder och produktionsanläggningar faktiskt har gett upphov till. Vinterbelastningen temperaturkorrigeras så att enskilda milda eller kalla år inte ensamt styr referensnivån. För dimensionerande analyser skiljs normal vintertopp från kallårstopp, medan sommarlägsta nettouttag används för att följa effekten av lokal produktion och risken för omvänd effektriktning.

Framåtblickande underlag.

Den historiska referensnivån kompletteras med bedömda förändringar under planperioden. Underlaget omfattar kommunal exploatering och bostadsutbyggnad, elektrifiering av transporter, organisk utveckling i nätområdet, nya anslutningar samt kvantifierade förändringar hos befintliga kunder. Uppgifter hämtas från anslutningsärenden, kommunala planeringsunderlag och dialog med bland annat högspanningskunder, hamnverksamheter och andra aktörer som kan påverka framtida effektbehov.

Kunddrivna förändringar.

Kundprojekt hanteras separat från den organiska områdesprognosen. Endast den bedömda förändringen jämfört med kundens befintliga effektuttag läggs till, eftersom dagens belastning redan ingår i de historiska mätvärdena. Projekt inkluderas kvantitativt när effekt, tidplan och sannolikhet är tillräckligt underbyggda. Övriga identifierade förändringar registreras som bevakningsposter och förs in i prognosen först när underlaget har förbättrats.

Lokal produktion.

Utvecklingen av solcellsproduktion analyseras i prognosen för sommarminimum. Bedömningen bygger på historisk utbyggnad, installerad effekt och en gradvis avtagande tillväxttakt när marknaden närmar sig en mättnadsnivå. Prognosen visar nettouttaget i gränspunkten mot överliggande nät och omfattar därmed den sammanlagda effekten av lokal konsumtion och produktion vid samma tidpunkt.

Sammanlagring och faktisk samtidighet.

Prognosen bygger inte på en enkel summering av kundernas abonnerade eller installerade maxeffekter. För varje typ av tillkommande konsumtion eller produktion bedöms i vilken utsträckning effekten sammanfaller med nätområdets vintermaximum respektive sommarminimum. Därmed beaktas att bostäder, laddning, verksamheter och produktionsanläggningar normalt inte når maximal effekt samtidigt. Detta minskar risken att övervärdera framtida nätbelastning och undervärdera tillgänglig kapacitet.

Flexibilitet och osäkerhet.

Batterilager, styrbar laddning och annan efterfrågefleksibilitet räknas inte automatiskt av från huvudprognosen. Ett kapacitetsbidrag beaktas först när effekt, varaktighet, tillgänglighet och nätföretagets rådighet kan verifieras. Osäkerheter i exploatering, kundprojekt, elektrifiering och produktionsutbyggnad hanteras genom scenarier och känslighetsanalyser, medan referensscenariot används som huvudprognos.

Kvalitetssäkring och uppföljning. Prognosresultaten kontrolleras mot historiska toppar och dalar, kända nätförhållanden, aktuella anslutningsärenden och dialogunderlag. Antaganden och indata uppdateras minst årligen eller när större förändringar blir kända. Samma prognosvärden ska användas i nätutvecklingsplanen, i underlaget för nätplaneringen och i Ei:s inrapporteringssystem.

2.2 Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet

Den temperaturkorrigerade grundlasten visar en relativt stabil utveckling över tid. Huvudprognosen redovisar därför bidragen från bostadsutbyggnad, elbilar, kvantifierade kundprojekt och övrig organisk utveckling separat. Normal vintertopp och dimensionerande kallårstopp redovisas var för sig, där kallårstoppen används som planeringsmått.

Samtidigt förväntas ökad lokal solelsproduktion minska behovet av uttag under delar av sommarhalvåret och i vissa situationer bidra till ökad inmatning mot överliggande nät.

Batterilager, styrbar laddning och annan efterfrågefleksibilitet redovisas i en separat flexibilitetsprognos. Flexibilitet får endast värderas som kapacitetsbidrag när effekt, varaktighet, tillgänglighet och rådighet kan kvantifieras. Effekttariffer behandlas som ekonomiskt styrmedel och inte som en flexibilitetsresurs i sig.

Tabellen nedan visar den prognostiserade procentuella förändringen i nätområdets överföringsbehov jämfört med prognosens referensnivå. Kolumnen för vintermaximum beskriver hur vintertidens högsta konsumtionsbelastning successivt ökar under perioden, från 0,4 procent år 2027 till 5,2 procent år 2036. Kolumnen för sommarminimum beskriver förändringen av sommarens lägsta nettouttag, där negativa värden innebär att nettouttaget minskar till följd av ökad lokal produktion. Minskningen är kraftigast under de första åren och når -83,4 procent år 2034, varefter nettouttaget ökar svagt. Utvecklingen är förenlig med att utbyggnaden av soler gradvis närmar sig en mättnadsnivå samtidigt som övrig konsumtion fortsätter att utvecklas. Tabellen visar därmed två olika planeringsutmaningar: ett gradvis ökande kapacitetsbehov för konsumtion under vintertoppar och ett lågt nettouttag, med ökad risk för omvänd effektriktning, under sommarens produktionsrika timmar.

Tabell 2. Procentuell förändring av vintermaximum och sommarminimum 2027–2036 jämfört med prognosens referensnivå.

Prognosen anges per delområde i procent (%)		
Delområde	Delområde 1 Vintermaximum förändring %	Delområde 1 Sommarminimum förändring %
2027	0,4	-29,5
2028	0,7	-52,1
2029	1,2	-66,8
2030	1,8	-75,6
2031	2,5	-80,5
2032	3,1	-82,7
2033	3,8	-83,2
2034	4,3	-83,4
2035	4,7	-82,7
2036	5,2	-81,6

2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen

Bedömningen av systemets nuvarande förmåga utgår från prognosen i tabell 1 och den procentuella förändringen i tabell 2. Nätområdet matas från E.ON:s 130 kV-nät via mottagningsstationen och vidare genom sex fördelningsstationer. Förmågan bedöms för två dimensionerande driftfall: vintermaximum, som visar högsta uttag vid stor konsumtion, och sommarminimum, som visar lägsta nettouttag vid låg konsumtion och hög lokal produktion.

Förmåga vid vintermaximum.

Prognosen visar att vintermaximum ökar från 61,35 MW år 2027 till 64,26 MW år 2036. Det motsvarar en ökning från 0,4 procent till 5,2 procent jämfört med referensnivån. Bedömningen av systemets förmåga utgår från nätets tekniska överföringsförmåga. E.ON har aviserat en övergång till en månadsbaserad modell där planerat effektuttag för varje månad ska meddelas i september året före. Denna förändring påverkar främst kostnads- och effektplaneringen, medan frågan om nätet tekniskt kan möta prognosen även fortsättningsvis avgörs av anläggningarnas kapacitet i normal- och reservdrift.

Den fysiska förmågan att klara vinterprognosen ska verifieras mot mottagningsstationens transformator- och ställverkskapacitet, belastningen i berörda fördelningsstationer, ledningarnas termiska gränser samt möjlig reservmatning. Bjäre Kraft Elnät strävar efter att upprätthålla N-1-kriteriet på fördelningsstationsnivå.

Innan slutlig plan fastställs behöver därför nätberäkningar visa om 64,26 MW år 2036 kan överföras både i normaldrift och i relevanta reservdriftfall utan överlast eller otillåtna spänningsavvikelser.

Förmåga vid sommarminimum.

Prognosen visar att nettouttaget minskar från 3,59 MW år 2027 till 0,94 MW år 2036 och når sin lägsta nivå, 0,85 MW, år 2034. Den procentuella förändringen jämfört med referensnivån är -29,5 procent år 2027 och som lägst -83,4 procent år 2034. Värdena är fortfarande positiva under hela prognosperioden, vilket innebär att nätområdet enligt huvudprognosen fortsatt tar emot en mindre mängd effekt från överliggande nät och inte övergår till nettoinmatning i gränspunkten. Huvudprognosen visar därför inget kvantifierat behov av ökad överföringsförmåga mot överliggande nät för nettoinmatning, men marginalen blir liten och behöver följas upp.

Det låga nettouttaget innebär samtidigt att relativt små avvikelser i lokal produktion eller konsumtion kan ge tillfällig nettoinmatning. Systemets förmåga kan därför inte bedömas enbart utifrån gränspunkten. Äldre transformatorer och lindningsomkopplare i delar av lokalnätet kan ha begränsningar vid omvänd effektriktning. Kapacitet, spänningshållning, reläskydd och driftegenskaper behöver följas upp i de delar av nätet där solelproduktionen är hög, även om nätområdet som helhet fortfarande visar positivt nettouttag.

Samlad bedömning.

Systemet bedöms med nuvarande underlag kunna möta prognosen under den första delen av planperioden. När vintermaximum successivt ökar till 64,26 MW år 2036 behöver nätets faktiska kapacitetsmarginal följas genom nätberäkningar och uppmätta belastningsvärden. E.ON:s aviserade månadsbaserade prismodell innebär samtidigt att Bjäre Kraft Elnät årligen behöver ta fram en månadsfördelad effektprogнос och i september lämna planerade uttagsnivåer för nästkommande år. Den processen ska hanteras som ekonomisk effekt- och kostnadsplanering och hållas åtskild från bedömningen av fysisk nätkapacitet. För sommarfallet visar tabellerna inget kvantifierat behov av ökad överföringsförmåga mot överliggande nät, men den kraftiga minskningen av nettouttaget motiverar fortsatt kontroll av lokala begränsningar och förmågan att hantera dubbelriktade effektföden.

Bedömningen ska uppdateras minst årligen mot uppmätta max- och minvärden, aktuella anslutningsärenden och nya nätberäkningar. Därutöver behöver månadsprognosen för nästkommande års uttag uppdateras inför rapporteringen till E.ON i september. Om analyserna visar otillräcklig marginal i normal- eller reservdrift ska behovet hanteras genom de investeringar och alternativa lösningar som redovisas i avsnitt 2.4. På så sätt kopplas långtidsprognosen till verifierad nätkapacitet, medan månadsprognosen används för löpande effekt- och kostnadsplanering.

2.4 Planerade investeringar och alternativa lösningar

Avsnittet redovisar de investeringar och alternativa lösningar som Bjäre Kraft Elnät planerar eller överväger till och med 2036 för att möta den utveckling som beskrivs i tabell 1 och 2. Åtgärderna ska hantera ett vintermaximum som ökar från 61,35 MW år 2027 till 64,26 MW år 2036 samt ett sommarminimum som minskar från 3,59 MW till 0,94 MW. Planeringen omfattar därför både ökad överföringsförmåga och lastbalansering vid vintertoppar samt teknisk förmåga att hantera låga nettouttag och möjliga dubbelriktade effektföden under sommarhalvåret.

Tabell 3 utgör den aktuella sammanställningen av planerade investeringar och utvecklingsåtgärder. Tabellen anger för varje åtgärd vilket driftfall den berör, projektets innehåll och syfte, aktuell projektstatus samt bedömd tidpunkt för driftsättning eller genomförande. Statuskoden visar graden av beslut och genomförande: status 1 avser internt beslutade åtgärder, status 4 påbörjade åtgärder och status 5 identifierade åtgärder som fortfarande är under övervägande. För åtgärder med status 5 kan omfattning och tidplan ändras efter nätanalys och investeringsprövning.

För vintermaximum är den nya fördelningsstationen i Boarp, ombyggnad av befintliga fördelningsstationer, kabeluppgraderingar och transformatorupprustningar de åtgärder som främst kan öka kapaciteten, förbättra lastfördelningen och stärka reservmatningsförmågan. Kabeluppgradering och upprustning av distributionstransformatorer är enligt tabell 3 internt beslutade åtgärder, medan Boarp och ombyggnad av fördelningsstationer fortfarande är under övervägande. De beslutade reinvesteringarna genomförs löpande under planperioden. För projekten under övervägande ska slutlig dimensionering och genomförandetidpunkt grundas på nätberäkningar för normaldrift och relevanta reservdriftfall.

För sommarminimum är framför allt upprustning av krafttransformatorer och lindningsomkopplare relevant. Denna åtgärd berör båda driftfallen och är enligt tabell 3 under övervägande med bedömd genomförandeperiod 2029–2036. Prognosen visar fortsatt positivt nettouttag i gränspunkten, men den låga nivån innebär att tillfällig nettoinmatning kan uppstå vid avvikelser i produktion eller konsumtion. Inför beslut ska analyser därför verifiera att transformering, spänningsreglering, skydd och driftfunktioner kan hantera effektlöden i båda riktningarna. De beslutade kabel- och distributionstransformatoråtgärderna bidrar samtidigt till minskade förluster, driftsäkerhet och möjlighet att höja kapaciteten i samband med reinvestering.

2.4.1 Planerade investeringar

Tabell 3 Planerade investeringar

Planerade investeringar till och med år 2036					
Delområde	Projektbenämning	Projektbeskrivning	Syfte med projektet	Projektstatus	Tidpunkt för driftsättning
1	Ny fördelningsstation Boarp	Ny fördelningsstation för att avlasta och lastbalansera befintliga fördelningsstationer.	Öka kapaciteten, förbättra lastfördelning och frigöra kapacitet i Båstad och Möllhult.	5	2030–2036
1	Ombyggnation av fördelningsstationer	Ombyggnation och reinvestering i befintliga fördelningsstationer.	Reinvestering, minskade ledningsförluster och balansering av effekt mellan fördelningsstationer.	5	2027–2036
1	Kabeluppgradering	Byte av kablar till en typ med högre kapacitet.	Reinvestering, ökad driftsäkerhet och möjlighet till högre kapacitet vid förnyelse.	1	2027–2036
1	Transformatorupprustning (distribution)	Byte av transformator.	Minska förluster och möjliggöra högre kapacitet vid förnyelse.	1	2027–2036
1 och 2	Transformatorupprustning (kraft)	Upprustning, byte eller renovering av transformatorer och lindningsomkopplare.	Möjliggöra omvänd effektriktning, minska förluster och hantera ökad lokal produktion.	5	2029–2036
1	Strukturerad investeringsplanering	Fortsatt utveckling av investeringsprocess och prioriteringsmodell.	Skapa bättre beslutsunderlag och säkerställa att åtgärder ger hög nytta för nätet och kundkollektivet.	4	2027–2036
1	Digitaliserad nätplanering och uppföljning	Förbättrat dataunderlag för kapacitetsanalys, prognoser, nätförluster och investeringsbeslut.	Stärka långsiktig nätplanering och skapa bättre uppföljning av kapacitetsutnyttjande.	4	2026–2036

Förklaring av projektstatus:

1. Planerad (internt beslutad).
2. Inväntar tillstånd.
3. Tillstånd beviljat, ej påbörjad.
4. Påbörjad.
5. Under övervägande (ej internt beslutad).
6. Övrigt (ska specificeras)

Koppling mellan prognos och investeringsplan.

Åtgärderna i tabell 3 är inte enbart kapacitetsutbyggnader. Portföljen omfattar internt beslutade reinvesteringar, pågående utvecklingsåtgärder samt större nätprojekt under övervägande. Den nya fördelningsstationen i Boarp är avsedd att avlasta och lastbalansera Båstad och Möllhult. Ombyggnad av fördelningsstationer och krafttransformatorupprustning prövas mot prognos och nätanalyser, medan kabeluppgraderingar och distributionstransformatoråtgärder genomförs löpande för att möta förnyelsebehov, öka driftsäkerheten och skapa möjlighet till högre kapacitet.

För åtgärder med status 5 ska behov, omfattning, lokalisering och driftsättning verifieras innan investeringsbeslut. Prövningen ska baseras på uppmätta max- och minvärden, prognosens utveckling, tekniskt tillstånd, nätberäkningar, N-1-förmåga, anslutningsärenden och bedömda kostnader. Internt beslutade åtgärder med status 1 ska följas upp mot genomförandeplan, kostnad och faktisk nätnytt. Påbörjade utvecklingsåtgärder med status 4 ska ge förbättrade underlag för prioritering och uppföljning av både beslutade och framtida investeringar.

Alternativa lösningar.

Innan en nätinvestering beslutas ska driftmässiga omkopplingar, förbättrad lastfördelning, flexibilitet, styrbar laddning, energilager, kunddialog och andra resurser prövas där de kan ge ett verifierbart bidrag. Ett sådant bidrag får endast räknas som ersättning för nätkapacitet när effekt, varaktighet, tillgänglighet och Bjäre Kraft Elnäts rådighet är säkerställda. I övriga fall behandlas lösningen som ett komplement eller en känslighetsanalys.

Den påbörjade utvecklingen av strukturerad investeringsplanering och digitaliserad nätplanering ska skapa spårbarhet mellan prognos, identifierad begränsning, vald åtgärd, projektstatus och tidpunkt. Tabell 3 ska uppdateras minst årligen och när nya nätberäkningar, kundprojekt, tillståndsbeslut, genomförandeplaner eller investeringsbeslut påverkar projektstatus eller tidplan.

2.4.2 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser

Bjäre Kraft Elnät tillämpar försiktighetsprincip vid värdering av flexibilitet. Potentiell flexibilitet får endast räknas som kapacitetsbidrag när effekt, varaktighet och tillgänglighet kan kvantifieras.

Information om möjlig framtida flexibilitet används därför i första hand som kvalitativ information och som separat känslighetsanalys. Tabellen nedan anger ett preliminärt bedömt behov av flexibilitet eller andra kompletterande åtgärder. Värdena ska verifieras mot aktuell nätanalys och dokumenterade flexresurser innan samrådsversionen fastställs.

Tabell 4 Behov av flex för kapacitetsbehov

Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser i MW			
Delområde	Tidsperiod 0–2 år	Tidsperiod 3–5 år	Tidsperiod 6–10 år
Delområde 1 Vinter max	0	0	0
Delområde 1 Sommar min	0	0	0

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

För Bjäre Kraft Elnät kan flexibilitetsjänster och andra resurser bli aktuella som komplement till traditionell nätutbyggnad. Åtgärderna kan omfatta efterfrågefleksibilitet hos större kunder, styrning av laddning, aggregering av mindre kundresurser, lokala energilager, villkorade eller tidsbegränsade lösningar vid anslutning, driftmässiga omkopplingar samt incitament genom effekttariffer.

Bjäre Kraft Elnät ser ett behov av att kunna använda villkor i anslutningsavtal för att undvika användning som riskerar att påverka nätet och andra nätanvändare negativt. Detta är särskilt relevant vid årets effekttoppar, både vid maximalt uttag och vid hög produktion med omvänd effektriktning.

Effekttariffer är inte en flexibilitetsresurs i strikt mening, men kan fungera som ett viktigt styrmedel för att minska nätets effekttoppar och förbättra utnyttjandet av befintlig infrastruktur. Effekttariffer bör därför ses som en del av verktygslådan för att dämpa framtida kapacitetsbehov.

Bjäre Kraft Elnät kommer att utveckla flexibilitetsprognosen utifrån identifierade resurser inom batterier, styrbar elbilsaddning, kundflexibilitet och övrig laststyrning. Prognosen ska skilja mellan tekniskt möjlig och säkerställd flexibilitet. Inget kvantitativt kapacitetsbidrag tillgodoräknas innan underlaget uppfyller kraven på effekt, varaktighet, tillgänglighet och rådighet.

Bjäre Kraft Elnät har även identifierat behov av dialog med större kunder, hamnar, kommuner och andra regionala aktörer för att få bättre kunskap om framtida effektbehov och möjlig flexibilitet. Denna dialog är viktig för att bedöma om flexibilitet kan användas för att minska effekttoppar, skjuta upp eller begränsa nätförstärkningar och förbättra utnyttjandet av befintligt nät.

Behovet av flexibilitet bedöms främst vara kopplat till effekttoppar och lokala begränsningar. Det behöver därför analyseras tillsammans med nätets tekniska förutsättningar, kundernas möjlighet att styra last eller produktion samt de kostnader och risker som är förknippade med att använda flexibilitet som alternativ till nätutbyggnad.

Bjäre Kraft Elnät har inget att rapportera avseende omdirigering enligt artikel 13.4 i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943.

2.4.2.2 Ekonomiska drivkrafter för effektstyrning

Utöver tekniska kapacitetsbegränsningar påverkas nätverksamheten av hur överliggande nätägare utformar sina tariffmodeller. En utveckling mot månadsbaserad effektprissättning innebär att enskilda månaders effektuttag får större ekonomisk betydelse än tidigare. Det ökar värdet av prognoser, effekttuppföljning, flexibilitetslösningar och styrning av effekttoppar även i situationer där det inte föreligger någon teknisk kapacitetsbrist i nätet.

2.5 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet

Valet av åtgärd utgår från den prognostiserade nätbegränsningen och från vilken funktion som behöver säkerställas. För varje identifierat behov jämför Bjäre Kraft Elnät nätinvestering, reinvestering i befintlig anläggning, driftåtgärd och möjlig flexibilitetslösning. Alternativen bedöms mot samma tekniska krav på kapacitet, spänningskvalitet, driftsäkerhet, reservmatning och förmåga att hantera effektlöden i båda riktningarna.

Kostnadseffektiviteten bedöms över åtgärdens livslängd och omfattar investeringskostnad, drift och underhåll, nätförluster, reinvesteringsbehov, genomförandetid, tillstånd och markåtkomst, teknisk livslängd, leveranssäkerhet samt risk för följdinvesteringar. För flexibilitet och andra resurser beaktas även kostnad per tillgänglig MW, varaktighet, aktivering, tillgänglighet, beroenden och Bjäre Kraft Elnäts rådighet. Det alternativ som uppfyller behovet med lägst samlad kostnad och acceptabel risk väljs.

Tabell 4 visar för närvarande ett kvantifierat behov av flexibilitet på 0 MW för båda driftfallen och samtliga tidsperioder. Flexibilitet har därför inte räknats som ersättning för nätkapacitet i huvudplanen. Den kan ändå prövas som komplement eller för att senarelägga en investering om ett lokalt behov identifieras och resursens effekt, varaktighet och tillgänglighet kan verifieras. E.ON:s aviserade månadsbaserade tariffmodell behandlas separat som en ekonomisk drivkraft för effektstyrning och ändrar inte bedömningen av fysisk nätkapacitet.

För de internt beslutade kabel- och distributionstransformatoråtgärderna uppnås kostnadseffektivitet genom att nödvändig förnyelse kombineras med minskade förluster, förbättrad driftsäkerhet och möjlighet till högre kapacitet. De påbörjade åtgärderna för strukturerad investeringsplanering och digitaliserad nätplanering ska ge jämförbara underlag och spårbarhet i kommande beslut. För Boarp, ombyggnad av fördelningsstationer och krafttransformatorupprustning, som har status 5, ska kostnadsjämförelsen slutföras när nätberäkningar har kvantifierat begränsningens storlek, lokalisering och tidpunkt. Investeringsbeslut fattas först när vald lösning har visats vara tekniskt tillräcklig och mest kostnadseffektiv jämfört med realistiska alternativ.

2.6 Om planerade åtgärder möter behovet för överföringskapacitet

Bedömningen av om planerade åtgärder möter behovet utgår från prognosen i tabell 1 och 2, systembedömningen i avsnitt 2.3 samt projekten i tabell 3. Slutsatsen är att de beslutade och övervägda åtgärderna tillsammans ger en relevant åtgärdsportfölj för planperioden, men att tillräckligheten för de större projekten behöver verifieras genom nätberäkningar innan slutliga investeringsbeslut fattas.

Vintermaximum.

Vintermaximum ökar från 61,35 MW år 2027 till 64,26 MW år 2036, vilket motsvarar en ökning från 0,4 till 5,2 procent jämfört med referensnivån. De beslutade kabel- och distributionstransformatoråtgärderna stärker successivt nätets driftsäkerhet och kapacitet. Boarp och ombyggnad av fördelningsstationer kan tillföra lastbalansering, reservmatning och ytterligare överföringsförmåga, men projekten är under övervägande. Innan behovet bedöms som fullt mött ska nätberäkningar visa att 64,26 MW kan hanteras i normaldrift och relevanta reservdriftfall utan överlast eller otillåtna spänningsavvikelser.

Sommarminimum.

Nettouttaget minskar från 3,59 MW år 2027 till 0,94 MW år 2036 och når sin lägsta nivå, 0,85 MW, år 2034. Huvudprognosen visar fortsatt positivt nettouttag i gränspunkten och därmed inget kvantifierat behov av förstärkt överföringsförmåga mot överliggande nät för nettoinmatning. Den låga marginalen innebär dock att tillfälliga omvända effektlöden kan uppstå lokalt. Den övervägda upprustningen av krafttransformatorer och lindningsomkopplare är därför relevant, men omfattning och tidpunkt ska verifieras genom analyser av spänningsreglering, skydd, transformering och drift vid dubbelriktade effektlöden.

Flexibilitet och andra resurser.

Tabell 4 redovisar 0 MW i kvantifierat flexibilitetsbehov för båda driftfallen. Planen är därför inte beroende av ett osäkrat flexibilitetsbidrag för att möta prognosen. Om framtida nätanalyser visar ett lokalt eller tidsbegränsat behov ska flexibilitet jämföras med nätetåtgärder enligt metoden i avsnitt 2.5 och får tillgodoräknas först när resursen är verifierad och tillgänglig.

Uppföljning och utlösande händelser.

Bedömningen uppdateras minst årligen mot uppmätta vintermaximum och sommarminimum, nya anslutningsärenden, kunddialog, kommunala planer, lokal produktionsutveckling och aktuella nätberäkningar. Förändringar som medför att kapacitetsmarginalen minskar snabbare än prognostiserat, att reservdrift inte kan upprätthållas eller att varaktig nettoinmatning uppstår ska utlösa en tidigarelagd prövning av berörda åtgärder i tabell 3.

Samlad slutsats.

De beslutade reinvesteringarna bedöms möta de löpande förnyelsebehoven och stärka nätets kapacitet under planperioden. För att hela det prognostiserade behovet ska kunna bedömas som säkerställt behöver projekten med status 5 prövas och vid behov beslutas i sådan tid att de kan vara genomförda innan en teknisk begränsning uppstår. Med denna uppföljning och beslutspunkt bedöms åtgärdsportföljen kunna möta prognosen till och med 2036.