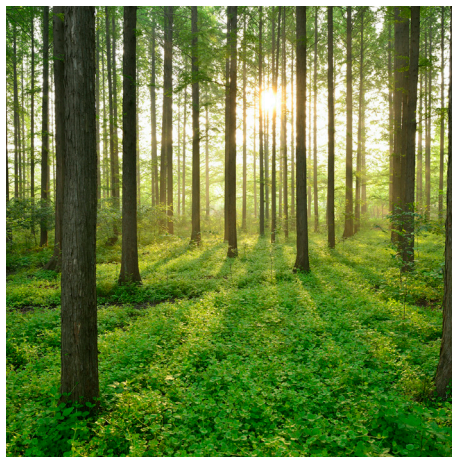


EFFEKTPROGNOS – EN LATHUND FÖR LOKALNÄTSBOLAG

RAPPORT 2024:1006



ELNÄTENS HÅLLBARA
UTVECKLING OCH DIGITALISERING



Effektprognos

En lathund för lokalnätsbolag

ALBIN KARLÉN, ANDREAS BÖLIN, DANIEL IGGSTRÖM, HÅKAN SKARRIE,
LOUISE LÖNN, MAX DAWIDZON, RONI ALI, JIMMY SANDSTRÖM, EMIL NYHOLM, PETER
BLOMQVIST, MIKAEL KARLSSON

ISBN 978-91-89919-06-8 | © Energiforsk mars 2024

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

Förord

Denna rapport från projektet har formen av en lathund som vänder sig till lokalnätbolag och har tagits fram genom en strukturerad samverkansprocess, där elnätbolagen har delat samlade erfarenheter och saksäktis med varandra. Värdet av denna insats ligger främst i att höja kvalitén och tillförlitligheten i de effektprognoser som bolag med distributionsnät är ålagda, enligt artikel 32.3 i elmarknadsdirektivet, att ta fram från och med juni 2023. I denna lathund gås det övergripande igenom hur en långsiktig effektprognos kan tas fram med enkla medel men följer en best practice metodik som tagits fram i ett branschgemensamt samarbete.

Ett stort tack till Madelene Danielzon, Energiforsk, projektledare för projektet "Effektprognoser för lokalnät". Lathunden har författats gemensamt av projektgruppen som består av:

- Albin Karlén, Ellevio
- Andreas Bölin, E.ON
- Daniel Iggström, Öresundskraft
- Håkan Skarrie, Kraftringen
- Jimmy Sandström, Umeå Energi
- Louise Lönn, Göteborg Energi
- Max Dawidzon, Vattenfall Eldistribution
- Roni Ali, Vattenfall Eldistribution
- Mikael Karlsson, Energiforsk

Medförfattare till rapporten var Emil Nyholm och Peter Blomqvist, Profu, som tagit fram kapitlet om fordonsladdningens påverkan på effektbehovet.

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

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

Stockholm, januari 2024

Mikael Karlsson, Energiforsk

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

Innehåll

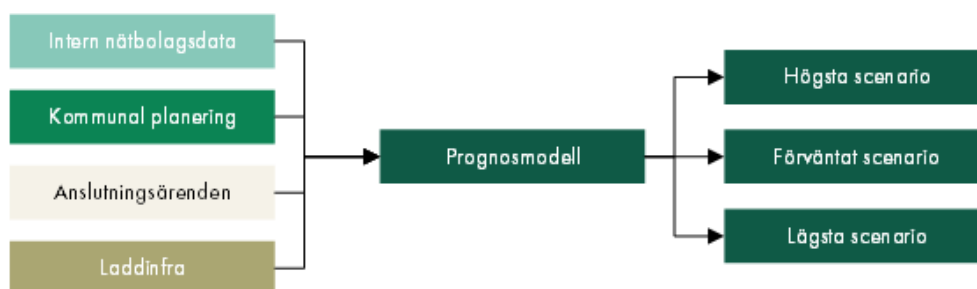
1	Generell beskrivning av effektprognosen	8
2	Fastställa effektprognosens startvärde	9
3	Kategorier och effektschabloner	13
4	Tillväxtprognos	15
4.1	Kommunal planering	15
4.2	Anslutningsärenden	16
4.3	Antaganden för fordonsladdning	17
4.3.1	Fastställande av antal fordon i respektive kategori i prognosområdet för startåret	18
4.3.2	Elektrifieringsgrad	19
4.3.3	Korrigeringsfaktor för antalet existerande elfordon för startåret	21
4.3.4	Beräkna effektbehov	21
5	Scenarier	22
5.1	Förslag på scenariefaktorer att utgå ifrån	23
6	Framtida utgåva	25
Bilaga A:	Fastställa effektprognosens startvärde	26
Bilaga B:	Räkneexempel – Kommunal planering och anslutningar	32

1 Generell beskrivning av effektprognosen

I denna lathund går det övergripande igenom hur en långsiktig effektprognos kan tas fram med enkla medel men ändå följa en best practice metodik som tagits fram i ett branschgemensamt samarbete. Vi står inför en elektrifiering och att börja arbeta med långsiktiga prognoser är ett stöd för framtida nätplanering.

Prognosen här täcker endast ett höglastdygn (historiska systemmax för Norden har legat i januari). Detta behöver inte stämma för varje nät eller station men är en god riktlinje att börja vid. I den här lathunden beskrivs hur man tar fram prognos på fördelningsstationsnivå och avser endast anslutning till lokalnät, dvs 0,4-20 kV.

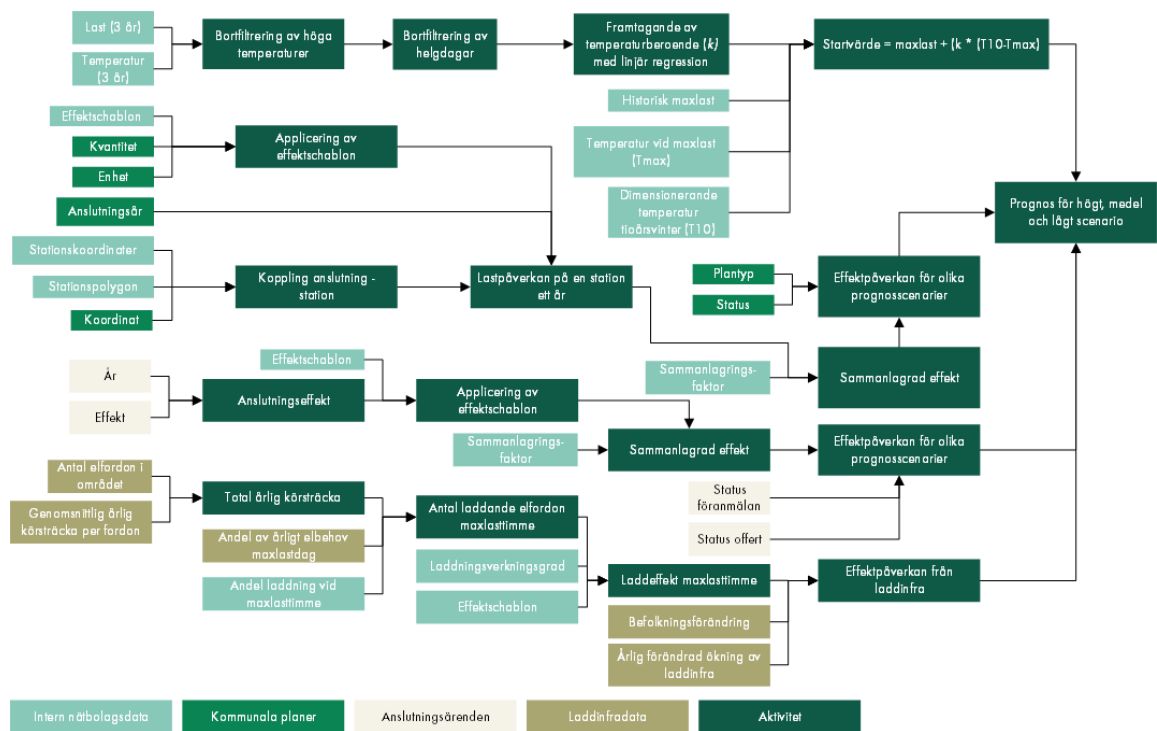
Den här lathunden kan användas som en riktlinje och stöd i framtagande av en effektprognos. Både värden och metoder är förslag men kan behövas att anpassas efter lokala förutsättningar.



Figur 1 Summerande visualisering av den föreslagna prognosmodellen

2 Fastställa effektprognosens startvärde

En effektprognos behöver ett startvärde, ett nuläge, aktuellt dimensionerande uttag i MW. Till startvärdet läggs därefter antaganden om tillkommande effektanvändning.



Figur 2 Principskiss av denna lathund för effektprognoser.

Här beskrivs en metod för hur startvärdet för dimensionerande uttag för en fördelningsstation kan beräknas. I bilaga 1 visas ett exempel på hur metoden kan användas.

1. *Samla in historiska last- och produktionsdata*
 - 1.1. Historisk last: Samla in tre års historiska lastdata på åtminstone timbasis från fördelningsstationen.
 - 1.2. Historisk produktion: Om det finns en betydande mängd elproduktion anslutet under stationen samlas tre års historiska data även in för denna uppdelat per produktionstyp. Historiska produktionsdata används i steg 7.1.

2. *Historiska temperaturdata*
 - 2.1. Datainsamling: Hämta historiska timvärden för temperatur från SMHI för den/de närmaste väderstationerna.
 - 2.2. Beräkning av glidande medeltemperatur: Använd de insamlade värdena för att beräkna glidande tredygnsmedeltemperatur. Tredygnsmedelvärdet definieras som medel av timtemperaturer för de 72 timmar (tre dygn) som föregick den aktuella timmen.

3. *Kontroll av historiska data*
 - 3.1. Kompletta tidsserier: Kontrollera att tidsserierna är kompletta utan några luckor. Om det finns luckor, försök att fylla i dessa med skattade värden.
 - 3.2. Extremvärden: Identifiera och granska extremvärden för att säkerställa att de representerar verkliga förhållanden och inte fel i datainsamlingen.
 - 3.3. Kontroll mot gränspunkt: Om driftmätvärden används kan en summering göras för validering mot debiteringsmätning för överliggande nätägare alternativt egen motmätning för att verifiera att värdena stämmer överens.

4. *Temperaturberoende för lastdata*
 - 4.1. Plotta data: För att fastställa temperaturberoendet rekommenderas att göra en linjär regression med historiska data. Detta kan göras med hjälp av ett punktdiagram (eng. *scatter plot*) med data för tre år tillbaka. Tredygnsmedelvärde för temperatur som X-koordinat och timvärden för uttagen effekt, lastdata, för stationen som Y-koordinat.
 - 4.2. Linjär regression: En linjär regression görs enklast i exempelvis Excel genom att lägga till en linjär trendlinje för det aktuella datasetet.
 - 4.3. Filtrera bort temperaturberoende baslast: För områden där förbrukningen har ett tydligt temperaturberoende rekommenderas att filtrera bort baslasten. En metod för att göra detta är att filtrera bort alla temperaturer över +5°C givet att uttaget har ett tydligt temperaturberoende.
 - 4.4. Resultat: Trendlinjen visar hur många MW som uttaget ökar för varje grad när uttaget är temperaturberoende.

5. Fastställ högsta last

5.1. Fastställ högsta effektuttag, dimensionerande uttag, för de senaste tre åren. Beakta under vilka förutsättningar som den högsta lasten uppstod. Studera exempelvis tid på året, dag i veckan och tid på dygnet. Om den högsta lasten inträffat under en helg på grund av låga temperaturer skulle exempelvis lasten förmodligen varit högre ifall de lägsta temperaturerna inträffade under veckodagarna i stället. Kontrollera även att ingen onormal driftläggning har förekommit under den aktuella tidsperioden.

6. Temperaturjustering av högsta last

6.1. Fastställ dimensionerande temperatur: För att beräkna den dimensionerande temperaturen rekommenderas att använda Svenska kraftnäts definition av tioårsvinter baserat på tredygnsmedeltemperatur för det elområde ni befinner er i, enligt tabellen nedan.

Stad (elområde)	Normalvinter [°C]	Tioårsvinter [°C]
Luleå (SE1)	-23	-29
Sundsvall (SE2)	-18	-24
Stockholm (SE3)	-10	-15
Malmö (SE4)	-6	-11

Tabell 1 Dimensionerande temperatur (Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2023 (svk.se) sida 16, kap1.1)

6.2. För respektive av de tre senaste åren skalas det högsta effektuttaget upp till ett dimensionerande effektuttag med hjälp av faktorn effekt per grad, beräknad i 4.4, tredygnsmedeltemperaturen vid det högsta effektuttaget och värdet för en tioårsvinter.

7. Justering för produktion

7.1. Se över hur produktionen var under fördelningsstationen vid den aktuella timmen. Om den antingen har varit onormalt hög eller låg så kan det dimensionerande effektuttaget justeras upp eller ned utifrån detta.

8. Startvärde för prognosen

- 8.1. Använd medelvärdet av de senaste tre årens beräknade dimensionerande effektuttag som prognosens startvärde.
- 8.2. Uppdatering av effektprognosens startvärde

9. *Uppdatering av effektprognosens startvärde*
 - 9.1. Uppdatera effektprognosens startvärde årligen
 - 9.2. Se över temperaturberoende årligen baserat på de tre senaste årens historik.

3 Kategorier och effektschabloner

Ett av syftena med effektprognosen är att visa vilken typ av lastkategori som kommer att driva på tillkommande effektbehov. För olika elnätsbolag är det vanligt att kategoriseringen av lasterna skiljer sig åt. Med denna rekommendation om indelning av kategorisering blir igenkänningsfaktorn mellan prognoserna större samt att det skapas en förståelse mellan elnätsbolag för vilka underkategorier som samlas under ett paraplygrepp.

Effektschabloner har använts länge inom branschen och fungerar relativt väl när kunderna har ett förutsägbart effektmönster. Bakomliggande antaganden för hur dessa schablonvärden sätts för olika lastkategorier varierar från bolag till bolag och förlitar sig ofta på lång erfarenhet och kännedom om det egna nätet och dess kunder. För att kunna aggregera förväntat effektbehov genom nätnivåerna på ett transparent sätt så föreslås inom detta projekt att i viss utsträckning utgå ifrån branschgemensamma effektschabloner. Att använda dessa är rekommenderat, men görs egna uppskattningar och avvägningar så bör framtagningen av dessa kunna beskrivas och motiveras.

I tabell 2 på nästa sida visas de huvudkategorier som varje prognos bör visa ut, samt tillhörande effektschabloner:

Huvudkategori	Underkategori	Ev underkategori	Sammanlagrad Effektschablon	Enhet
Bostäder	Småhus	Utan elvärme	1,6	kW/bostad
		Med elvärme	2,8	
	Lägenhet/flerbostads hus	Utan elvärme	0,3	
		Med elvärme	0,5	
Verksamhet	Kontor/hotell/sjukhus/lager/skola	Utan elvärme	0,01	kW/kvm (BTA)
			0,005	kW/kvm (fast.area)
		Med elvärme	0,04	kW/kvm (BTA)
			0,02	kW/kvm (fast.area)
	Affär/Varuhus/Närbutik	Utan elvärme	0,04	kW/kvm (BTA)
			0,02	kW/kvm (fast.area)
Med elvärme	0,09	kW/kvm (BTA)		
0,045	kW/kvm (fast.area)			
Industri			Ej användbart	
Elektrifierad transport	Personbilar		0,9	kW/personbil
	Lätta lastbilar		1,3	kW/lätt lastbil
	Tunga lastbilar		11	kW/tung lastbil
	Bussar		21	kW/buss
Övrigt				

Tabell 2 Huvudkategorier och medföljande effektschabloner

Dessa schablonvärden är sammanlagrade värden på fördelningsstationsnivå. I tabell 3 anges sammanlagringsfaktorer som använts för olika kundkategorier mellan servis och fördelningsstation. Effektschablonerna och sammanlagringsfaktorerna kan variera beroende på geografi där de värden som presenteras i den här lathunden främst representerar värden för den södra halvan av Sverige.

Kategori	Sammanlagringsfaktor
Lägenheter	20%
Småhus	40%
Industri	80%
Verksamhet/handel/kontor	50%

Tabell 3 Sammanlagringsfaktorer per kategori

4 Tillväxtprognos

Detta avsnitt beskriver vilka delar tillväxtprognosen består av och hur den informationen införskaffas.

4.1 KOMMUNAL PLANERING

En viktig informationskälla för att förutse framtida anslutningar i ett område är kommunerna. Kommunerna sammanställer sina planer genom olika dokument såsom detaljplaner, kommunala program, exploateringsplaner, energiplaner och översiktsplaner som tillsammans fungerar som ett omfattande underlag till effektprognoserna. För att effektivt integrera denna information i lokalnätbolagens effektprognoser behöver en strukturerad process etableras. I det här avsnittet av lathunden presenteras en sådan process. Ett räkneexempel visas i bilaga 2.

För att säkerställa att insamlingen av information sker enhetligt och strukturerat, och för att underlätta översättningen av planerna till framtida effektbehov, rekommenderas den mall som har utvecklats inom ramen för projektet och som beskrivs mer detaljerat nedan.

Nedan beskrivs de steg som elnätbolaget bör genomföra för att få ut mallen till kommunen och i slutändan få in resultatet som input till bolagets effektprognos.

1. *Insamling av kontaktuppgifter*
Som ett första steg bör elnätbolaget kontakta kommunen för att få fram kontaktuppgifter till rätt person som ansvarar för att sammanställa mallen.
2. *Samordning med andra elnätbolag*
Samordna med andra elnätbolag som verkar i samma kommun för att undvika eventuellt dubbelarbete.
3. *Utskick av mallen*
Skicka ut mallen till den angivna kontaktpersonen. Se bifogad mall för instruktioner.
4. *Granskning av inskickat material*
Manuellt granska det inskickade materialet för att säkerställa att det är komplett och att data är korrekt formaterad. Be kommunen komplettera vid behov.
5. *Granskning av eventuell dubbelräkning*
En granskning bör göras av de inskickade anslutningarna för att kontrollera att samma anslutning inte både förekommer i den kommunala planen och i företagens egna system. Detta kan exempelvis göras genom att jämföra kolumnen för fastighetsbeteckning med fastighetsbeteckning som angivits vid anslutningsärenden.

6. *Datastädning*
Innan materialet bearbetas bör en datastädning genomföras, där exempelvis koordinaterna konverteras till ett förvalt format, såsom WGS84 eller Sweref99, ifall det skulle rapporterats in i något annat.
7. *Geografisk koppling mellan anslutningspunkt och station*
För att identifiera den närmaste stationen till anslutningspunkten, kan förslagsvis någon av följande tre metoder användas:
 - *Stationspolygon*
Gruppera servispunkter som matas av en viss station i en polygon. Antag att anslutningspunkten tillhör stationen vars polygon den ligger inom.
 - *Avstånd*
Beräkna avståndet till närmaste station och anta att anslutningen kommer göras till den stationen.
 - *Manuell koppling*
Vid behov, gör istället en manuell koppling baserad på nätkännedom om de tidigare beskrivna metoderna inte är genomförbara.
8. *Applicering av effektschabloner*
För varje anslutningspunkt, tillämpa en relevant effektschablon beroende på vilken kategori anslutningen är av, vilken enhet den registreras i och ifall fjärrvärme finns i området. Multiplicera det angivna värdet för ett visst år med den relevanta effektschablonen enligt beskrivningen i kapitel 4.
9. *Sannolikhet att anslutningen genomförs*
I avsnitt 5 presenteras de scenarier som effektprognoserna visualiseras i. Varje anslutningspunkt har olika påverkan på de olika prognosscenarierna vilket även beror av kommunens befolkningsförändring, vilket beskrivs utförligare i tabell 4.

4.2 ANSLUTNINGSSÄRENDEN

Utöver insamling av kommunens förväntade tillväxt rekommenderas att nätbolagets inkomna anslutningsärenden och förfrågningar inkluderas i prognosen.

Anslutningsärenden kan vara av såväl borgerlig karaktär (ibland kallad organisk tillväxt eller förväntad samhällstillväxt), som av enskild karaktär (ibland kallad punktlast). Den borgerliga tillväxten är en naturlig följd av samhällsutvecklingen, medan punktlaster är mer slumpartade, svåra att förutse och av engångskaraktär. Målsättningen är att tydligt illustrera och visa vilka tillkommande anslutningar som om de realiserar, kommer att ha signifikant påverkan på kapacitetsbehovet.

Ett sätt att skilja på borgerlig tillväxt och punktlaster kan vara genom att sätta en effektgräns. I och med att snabbaddningsstationer mer är att se som en följd av samhällsutvecklingen rekommenderas en nivå på 5 MW för gränsen till punktlast.

Om annan nivå är lämplig i det aktuella nätområdet kan givetvis sådan gräns användas. Dessa bör kunna särskiljas i effektprognosen oavsett vilken huvudkategori eller underkategori den tillhör. Effektprognosen bör kunna presenteras både med och utan punktlaster.

Informationsinhämtningen för punktlaster blir extra viktig då det ofta handlar om väldigt stora effekter. Likaså att uppskatta mognadsgraden av projekten för att kunna sätta en sannolikhetsfaktor för dess eventuella genomförande just för att dessa så kraftigt påverkar nätförstärkningsbehovet (se kapitel om scenarier).

I de fall anslutningen inte bedöms vara en punktlast behöver det säkerställas att det inte finns dubletter mellan anslutningsärenden och kommunens inskickade material. Om anslutningsärendet avser samma tillväxt som det kommunen skickat in rekommenderas att anslutningsärenden inkluderas och kommunens detaljplan exkluderas i prognosen. Om anslutningsärendet inkluderar en delmängd av kommunens inskick rekommenderas att en avräkning görs mellan de två, men endast om ytterligare anslutningsärende förväntas inkomma för resterande delmängd.

Då kunder normalt sett inte använder hela den säkringseffekt de ansökt om är rekommendationen att multiplicera säkringseffekten i anslutningsärendet med 70%.

Effektutnyttjande kan se olika ut för exempelvis olika kundkategorier och beroende på om ärendet är ett lågspännings- eller mellanspänningsärende. Denna lathund ger endast en schablon för alla dessa anslutningsärenden, men varje nätbolag rekommenderas utveckla detta resonemang utifrån sina kundkategorier. Tidigare presenterade sammanlagringsfaktorer (se kapitel 3) rekommenderas även för anslutningsärenden.

4.3 ANTAGANDEN FÖR FORDONSLADDNING

Ett antal elektrifierade transporter är ej med. Exempelvis flyg, hamn, båt och tåg. Nätbolag som har sådant uppmanas att föra dialog med respektive part i dessa frågor då en schablonsiffra bedöms vara missvisande.

Utvecklingen mot en elektrifierad fordonsflotta kommer i många elnät stå för den enskilt största ökningen av det framtida dimensionerande uttaget. Att försöka prognostisera denna utveckling är därför viktig, men också svår då utvecklingen bland annat påverkas av olika politiska beslut.

Då fordonssektorn består av flera olika fordonstyper som har olika förutsättningar behövs en uppdelning. Denna uppdelning kan göras på flera nivåer, men en minsta uppdelning bör vara:

Fordonskategorier

- Personbilar
- Lätta lastbilar, vikt upp till 3,5 ton
- Tung lastbilar, vikt över 3,5 ton
- Bussar

För att få fram effektbidraget från respektive kategori behövs antalet elfordon för respektive kategori samt de effektschabloner som presenteras i Tabell 2. Nedan följer ett antal steg för att ta fram antalet elfordon för respektive kategori under en fördelningsstation. Notera att detta förutsätter att all laddning av fordonen sker under fördelningsstationen.

Steg för prognostisering av effektbidrag:

- Antal fordon totalt
- Elektrifieringsgrad – ger antalet elfordon per år
- Effektschablon – ger totalt effektbidrag

Laddning av tunga lastbilar är ofta mer av karaktären punktlaster koncentrerade till specifika platser inom nätet. Ett alternativ till den generella metod som beskrivs här kan vara att fastställa var stora logistikcentren är på orten och kontakta de stora logistikföretag som finns i området för att undersöka eventuella planer för elektrifiering.

På samma sätt kan som alternativ även bussbolag i området kontaktas för att förstå deras planer för en eventuell elektrifiering.

4.3.1 Fastställande av antal fordon i respektive kategori i prognosområdet för startåret

Här används data från Trafikanalys över antalet fordon per kategori och kommun Fordon på väg (trafa.se).

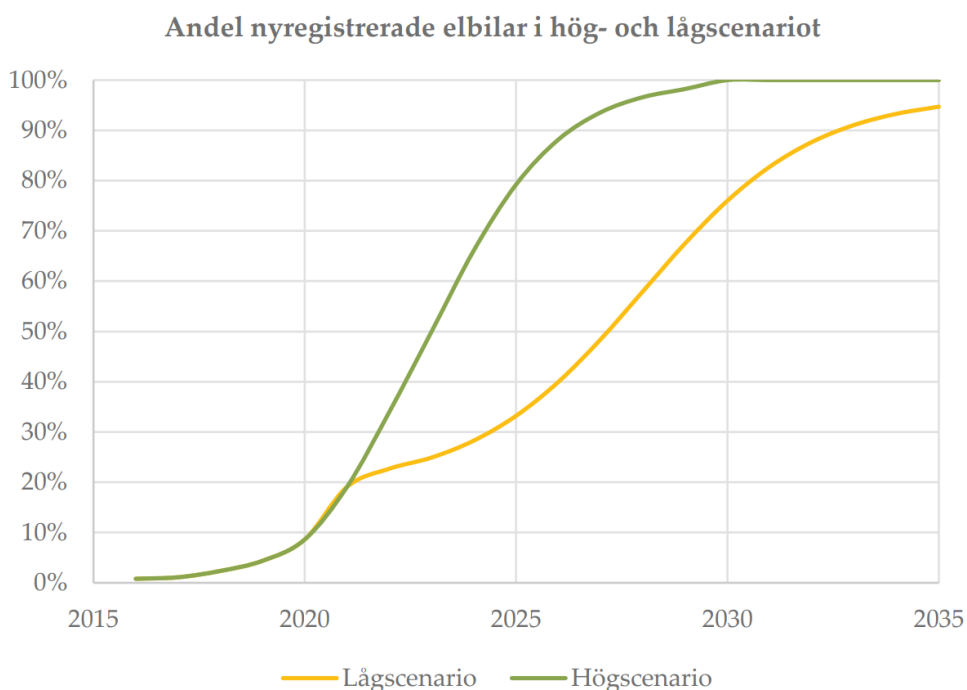
Då området för en fördelningsstation inte överensstämmer med en kommun behöver en bedömning göras av hur stor andel av dessa fordon som finns inom området, till exempel baserat på hur stor del av kommunens befolkning som bor inom området. Samma andel kan som förenkling användas för alla fordonskategorier. Observera att övriga antaganden som görs för att bedöma totalt effektbehov är grova, det är därför tillräckligt med en grov uppskattning av antalet fordon inom området.

Förändring av antalet fordon

Här antas att den totala fordonsflottan är oförändrad under prognosperioden. Det går givetvis att lägga på en procentuell utveckling, till exempel genom att titta på Trafikanalys data för några år bakåt. Men då påverkan på den totala fordonsflottan normalt är låg har det inte så stor påverkan på det totala effektbehovet.

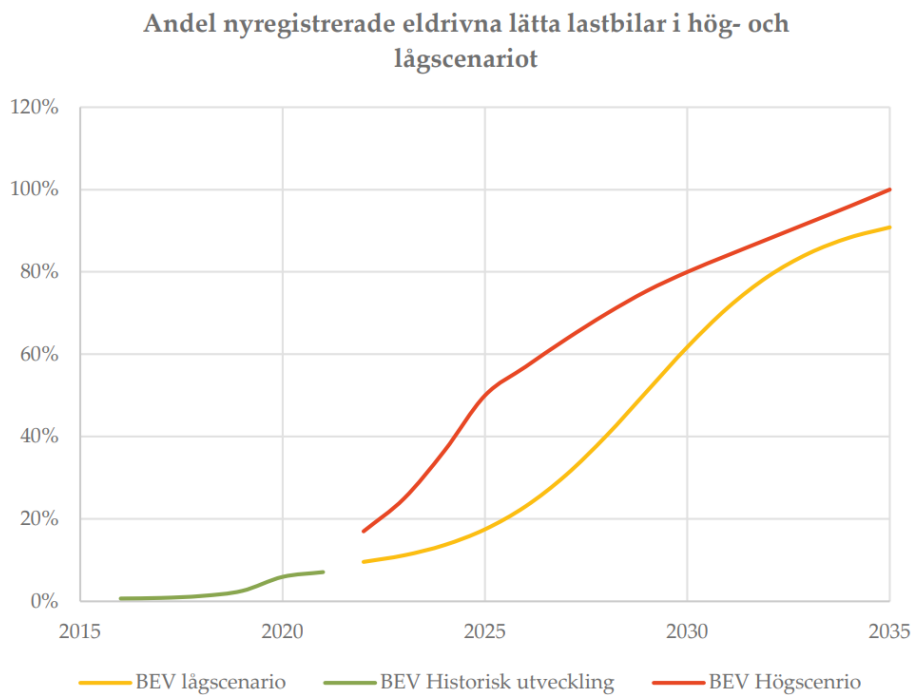
4.3.2 Elektrifieringsgrad

Nästa steg är att bestämma hur stor andel av fordonsflottan som är elektrifierade för respektive år under prognosperioden. Här nyttjas den prognos för elektrifiering av fordonsflottan som tagits fram inom Energiforskprojektet "Ett elsystem för elfordon". Här används det nationella scenario som togs fram med ett hög- och ett lågscenario. Prognoserna specificerar andelen nyregistrerade laddbara fordon. Denna årliga utveckling kan användas för att beräkna andelen av fordonsflottan som elektrifieras per år.

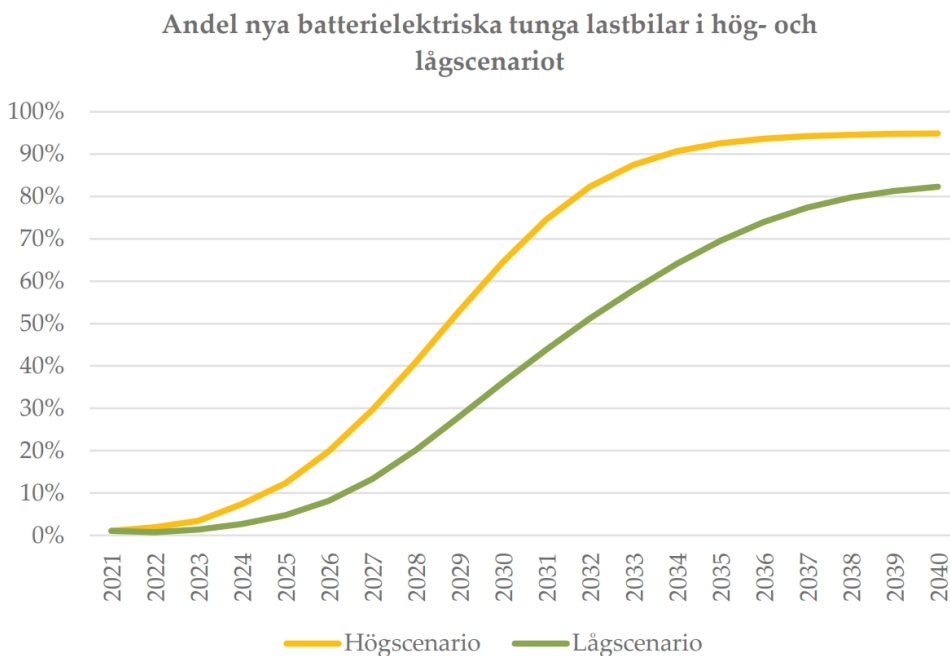


Figur 3 Andel nyregistrerade eldrivna personbilar.

Källa för figur 3 - 5: Långsiktiga scenarier för introduktion av elfordon. Rapport 2022-899. Energiforsk.



Figur 4 Andel nyregistrerade eldrivna lätta lastbilar



Figur 5 Andel nyregistrerade eldrivna tunga lastbilar.

4.3.3 Korrigering för antalet existerande elfordon för startåret

I Trafikanalys data finns även information om antalet laddbara fordon idag om så önskas kan detta användas för att justera startvärdet på antalet laddbara fordon jämfört med det nationella scenariot. Använd då samma fördelning på laddbara inom området för fördelningsstationen mot antalet inom kommunen som den som användes för att bestämma totalt antal fordon i området mot det i kommunen.

4.3.4 Beräkna effektbehov

När nu antalet elfordon för respektive kategori i området är känt kan effektbehovet för fördelningsstationen, per kategori, beräknas genom att multiplicera antalet elfordon för respektive år med effektschablonen för respektive kategori i Tabell 2. Detta ger då det resulterande sammanlagrade effektbehovet från varje fordonskategori för fördelningsstationen.

5 Scenarier

Vid skapandet av effektprognoser rekommenderas att utgå ifrån tre stycken scenarion, lägsta, förväntat och högsta scenario.

Lägsta scenariot ger en nedre gräns för utfallsrummet och representerar den kapacitet som betraktas som "reserverad" och kan användas som utgångspunkt för analys av möjlighet att godkänna nya anslutningar.

Förväntat scenario beskriver den last som ses som mest sannolik. Scenariot kan användas som utgångspunkt för nätplanering, prioritering av nätutredningar och nätettgärder samt behov av kapacitetsåtgärder.

Högsta scenariot inkluderar all last som inkluderats i det förväntade scenariot, men utan någon sannolikhetsjustering. Detta scenario ger en bild av den övre gränsen av utfallsrummet och används främst i kommunikativt syfte.

Till hjälp presenteras nedan tabeller 12 till 14 att utgå ifrån. Dessa faktorer multipliceras med den förväntade tillväxten för respektive rad tillkommande last för att skapa en justerad tillväxt baserat på sannolikheten att lasten realiserar. Om ytterligare information finns angående särskilda detaljplaner är det upp till prognosutföraren att korrigera scenariefaktorn så den så nära som möjligt speglar realistiskt utfall, och alltså bortse ifrån tabell 4 till 6 nedan. Scenariefaktorer för detaljplaner från kommun ses i tabell 4, laddinfrastruktur i tabell 5 och anslutningsärenden i tabell 6. I tabell 4 finns olika scenarion baserat på kommunens befolkningstillväxt. Till hjälp används SCB's befolkningsprognos (Befolkningsstatistik (scb.se)) för att avgöra om kommunen är en tillväxt- eller avfolkningskommun. Befolkningstillväxt tas inte hänsyn till vid scenariefaktorer för laddinfrastruktur och anslutningsärenden. I tabell 4 ses sannolikhetsfaktorerna för anslutningsärenden där tillväxten justeras baserat på hur långt i processen ärendet har kommit.

Exempel: En kommun skickar genom kommunmallen (tidigare presenterad i kap. 4) sina detaljplaner där en av raderna är en detaljplan med 100 småhus. Kommunen är en avfolkningskommun (enligt SCB's befolkningsprognos) och meddelar att detaljplanen har antagits och vunnit laga kraft, men är ännu inte under byggnation. Då väljs scenariefaktorer Högsta = 1, Förväntat = 0.5 och Lägsta = 0 enligt tabell 12. Alltså tas samtliga 100 småhus med i högsta scenariot, 50 småhus i förväntade och 0 i lägsta. Hade kommunen i stället varit en tillväxtkommun väljs Högsta = 1, Förväntat = 0.75 och lägsta = 0.75. Respektive scenario multipliceras sedan med de effektschabloner och sammanlagring som finns presenterade i avsnitt 3.

Tillkommande produktion, sol och vind, tas inte hänsyn till här då det antas att det inte produceras något under ett dimensionerande höglastsscenario.

5.1 FÖRSLAG PÅ SCENARIOFAKTORER ATT UTGÅ IFRÅN

Planskede Detaljplaner från Kommun	Scenariofaktorer för tillväxtkommuner (SCB prognos befolkningstillväxt >0)			Scenariofaktorer för avfolkningkommuner kommuner (SCB prognos befolkningstillväxt <0)		
	Högsta	Förväntad utveckling	Lägsta utveckling	Högsta	Förväntad utveckling	Lägsta utveckling
- Under byggnation	1	1	1	1	1	1
- Gällande detaljplan, genomförandetiden har inte gått ut - Antagna detaljplaner - Detaljplaner som vunnit laga kraft	1	0,75	0,75	1	0,5	0
- Pågående detaljplanearbete - Planhandlingar framtagna - Samråd och granskning	1	0,5	0,5	1	0,25	0
- Översiktsplaner - Detaljplan ej uppstartad - Detaljplan i uppstartsfas - Detaljplaner där genomförandetiden gått ut	1	0,25	0,25	1	0	0

Tabell 4 Detaljplaner från kommun

Laddinfrastruktur	Högsta	Förväntad	Lägsta
Personbilar – Hemmaladdning	1	1	1
Personbilar – Publik laddning	1	1	0
Övrig Laddinfrastruktur	1	1	0

Tabell 5 Laddinfrastruktur

Anslutningsärenden	Högsta	Förväntad	Lägsta
Föranmälan / Ej Accepterad Offert	1	0,5	0
Accepterad Offert / Förprojektering	1	1	1

Tabell 6 Anslutningsärenden

6 Framtida utgåva

Den här lathunden är en första version och förhoppningen är att den blir ett metodstöd för hur man kan arbeta med långsiktiga effektprognoser.

Effektprognoser är ett område där det händer mycket på en nationell nivå och mer data kring elektrifieringen börjar komma på plats. Lathunden kommer därför att kompletteras med en längre rapport. Framtida arbeten kan även utökas för att ge stöd för hur man gör prognoser kring andra perioder på året, hur man kan jobba med sammanlagring med hjälp av effektprofiler samt stöd hur man kan tänka kring framtida behov av flexibilitet i nätet.

Följande delar har inte beaktats i detta arbete men projektgruppen ser möjligheter framåt att utveckla följande delar:

- En längre rapport som kan inrymma bakgrund samt resonemang och antaganden
- Hur kraven på elnätsbolagen gällande Nätutvecklingsplanen ser ut och kommer att utvecklas i och med bland annat uppdateringen av Elmarknadsdirektivet och nätkoden Demand response
- Metodik för prognostisering av elproduktion med betoning på solceller
- Metodik för att definiera låglastperiod för de fall där elproduktionen är dimensionerande
- Antaganden kring energieffektivisering och efterfrågefleksibilitet
- Utveckling av effektschabloner till typeffektkurvor/profiler

Bilaga A:

Fastställa effektprognosens startvärde

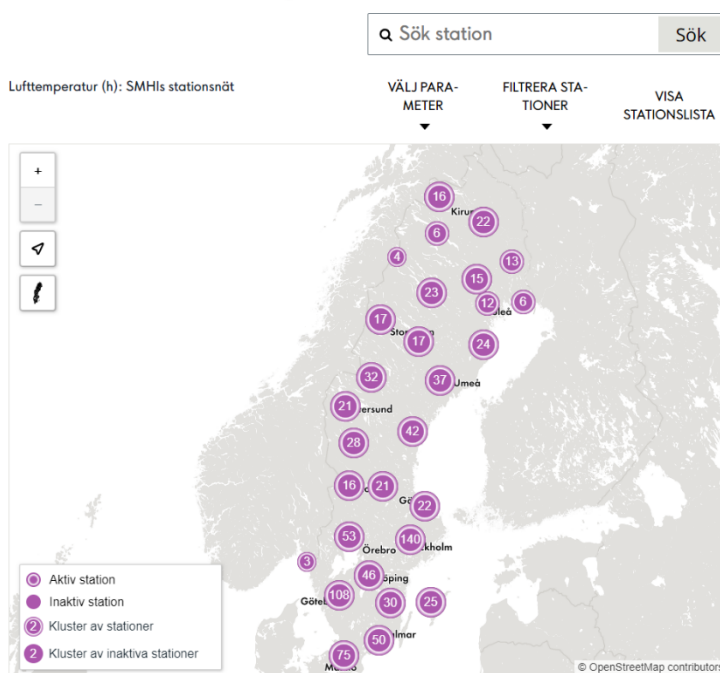
1. HISTORISKA LAST- OCH PRODUKTIONSDATA

Samla in och sammanställ mätvärden från lämpliga mätvärdessystem.

2. HISTORISKA TEMPERATURDATA

Tre års historik med temperaturdata laddas ner på SMHI:s hemsida (Temperatur | SMHI) för närmaste väderstation.

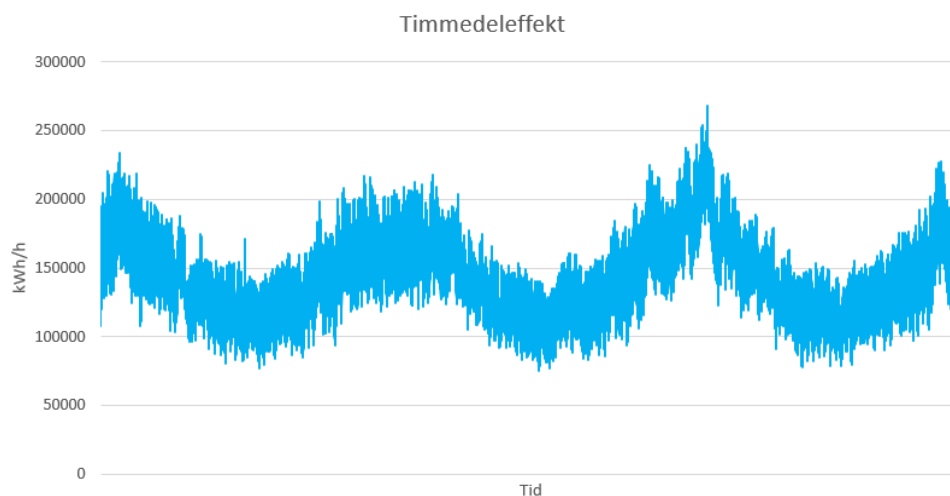
Ladda ner meteorologiska observationer



Beräkning av glidande medelvärde för tredygnsmedeltemperatur

3. KONTROLL AV HISTORISKA DATA

Görs med fördel både i tabellform och med hjälp av visualiseringar för att identifiera saknade värden eller extremvärden.



4. TEMPERATURBEROENDE

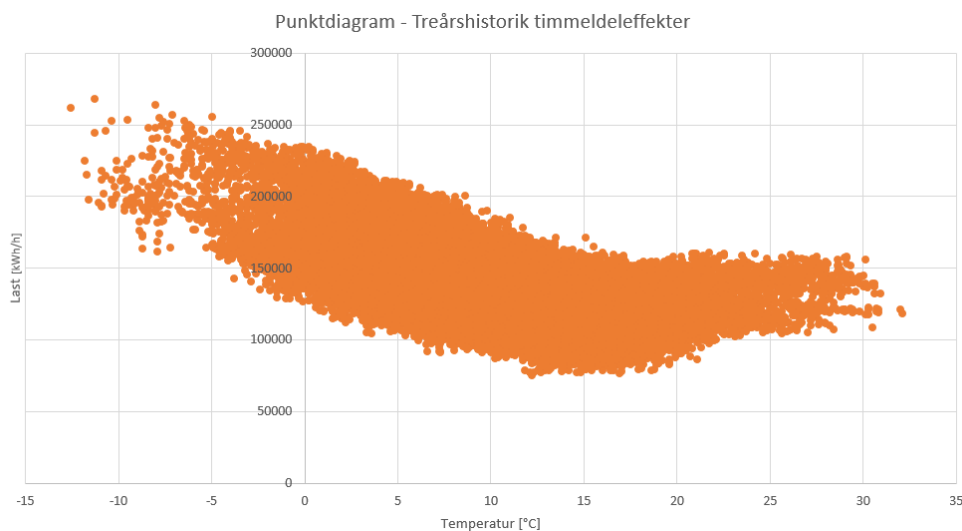
Förbered data genom att separera datum och tid så att filtrering av exempelvis höglasttimmar går att göra på ett enkelt sätt. Genom funktionen VECKODAG i Excel går det att filtrera bort helgdagar.

	A	B	C	D	E	F	G
1	Index	Datum och tid	Datum	Tid	Veckodag	Temperatur [°C]	Last [kWh/h]
2	1	2022-01-01 00:00	2022-01-01	00:00	Söndag		7
3	2	2022-01-01 01:00	2022-01-01	01:00	Söndag		6,6
4	3	2022-01-01 02:00	2022-01-01	02:00	Söndag		7,1
5	4	2022-01-01 03:00	2022-01-01	03:00	Söndag		7,2
6	5	2022-01-01 04:00	2022-01-01	04:00	Söndag		7,5
7	6	2022-01-01 05:00	2022-01-01	05:00	Söndag		6,9
8	7	2022-01-01 06:00	2022-01-01	06:00	Söndag		6,2
9	8	2022-01-01 07:00	2022-01-01	07:00	Söndag		6,3
10	9	2022-01-01 08:00	2022-01-01	08:00	Söndag		6,2
11	10	2022-01-01 09:00	2022-01-01	09:00	Söndag		6,3
12	11	2022-01-01 10:00	2022-01-01	10:00	Söndag		6,2
13	12	2022-01-01 11:00	2022-01-01	11:00	Söndag		6,4
14	13	2022-01-01 12:00	2022-01-01	12:00	Söndag		6,3
15	14	2022-01-01 13:00	2022-01-01	13:00	Söndag		6,1

Plotta data genom att markera kolumnerna F och G och plotta ett punktdiagram.

	A	B	C	D	E	F	G
1	Index	Datum och tid	Datum	Tid	Veckodag	Temperatur [°C]	Last [kWh/h]
2	1	2022-01-01 00:00	2022-01-01	00:00	Söndag		7
3	2	2022-01-01 01:00	2022-01-01	01:00	Söndag		6,6
4	3	2022-01-01 02:00	2022-01-01	02:00	Söndag		7,1
5	4	2022-01-01 03:00	2022-01-01	03:00	Söndag		7,2
6	5	2022-01-01 04:00	2022-01-01	04:00	Söndag		7,5
7	6	2022-01-01 05:00	2022-01-01	05:00	Söndag		6,9
8	7	2022-01-01 06:00	2022-01-01	06:00	Söndag		6,2
9	8	2022-01-01 07:00	2022-01-01	07:00	Söndag		6,3
10	9	2022-01-01 08:00	2022-01-01	08:00	Söndag		6,2
11	10	2022-01-01 09:00	2022-01-01	09:00	Söndag		6,3
12	11	2022-01-01 10:00	2022-01-01	10:00	Söndag		6,2
13	12	2022-01-01 11:00	2022-01-01	11:00	Söndag		6,4
14	13	2022-01-01 12:00	2022-01-01	12:00	Söndag		6,3
15	14	2022-01-01 13:00	2022-01-01	13:00	Söndag		6,1

Ett punktdiagram med timvisa observationer för de senaste tre åren:

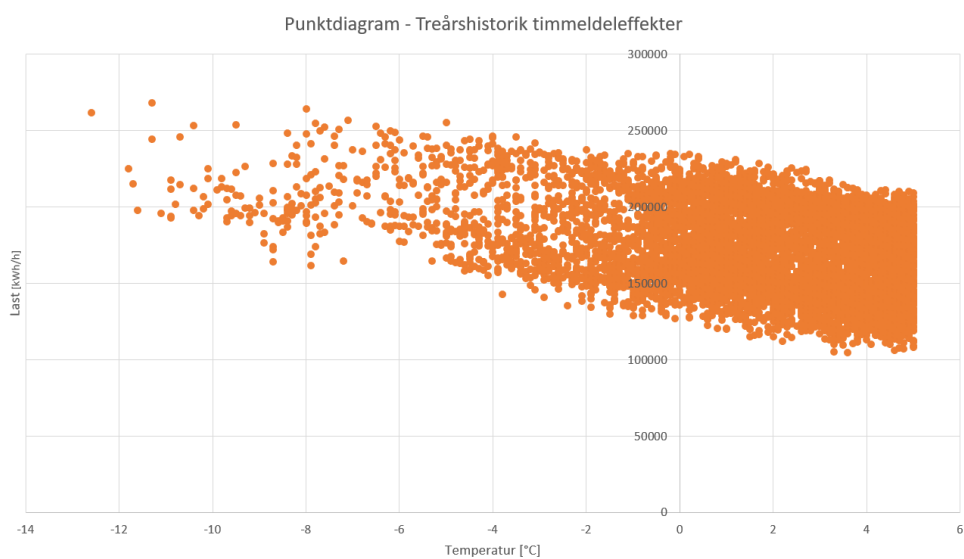


Filtrera bort tidpunkter med som inte har något temperaturberoende. Funktionen talfilter kan användas för att sortera ut temperaturer under exempelvis +5 °C.

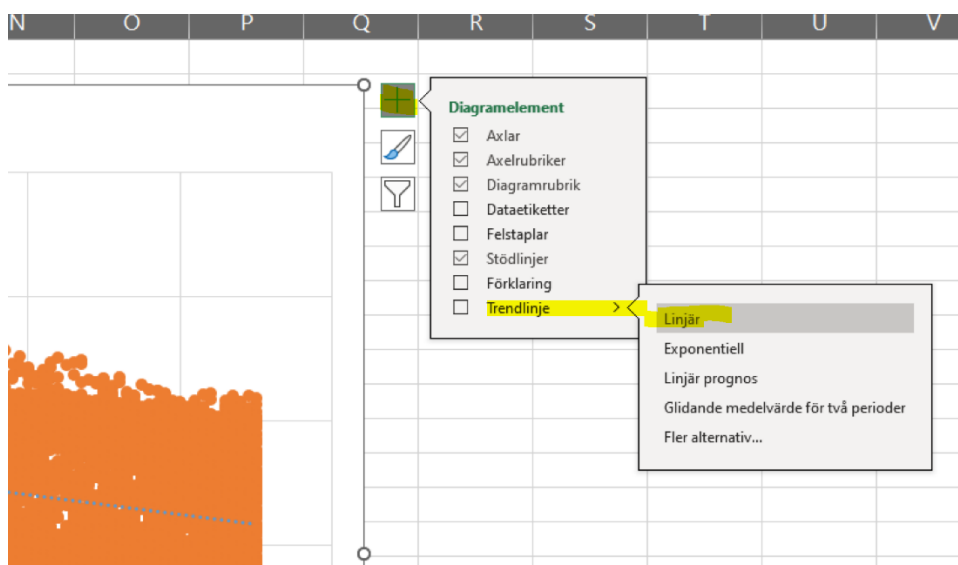
Veckodag	Temperatur [°C]	Last [kWh/h]	Vindkraft
Sö		115590	
Sö		112530	
Sö		108683	
Sö		107797	
Sö		110250	
Sö		115075	
Sö		119027	
Sö		121368	
Sö		121289	
Sö		119979	
Må		119979	

The image shows a screenshot of a data analysis interface. A dropdown menu is open over the 'Temperatur [°C]' column. The 'Talfilter' (Number Filter) option is selected, showing a list of temperatures from -12,6 to -10,1 with checkboxes. The 'Mindre än eller lika med...' (Less than or equal to...) option is highlighted in the filter menu.

Det nya punktdiagrammet med filtrerade observationer ser då ut enligt nedan:



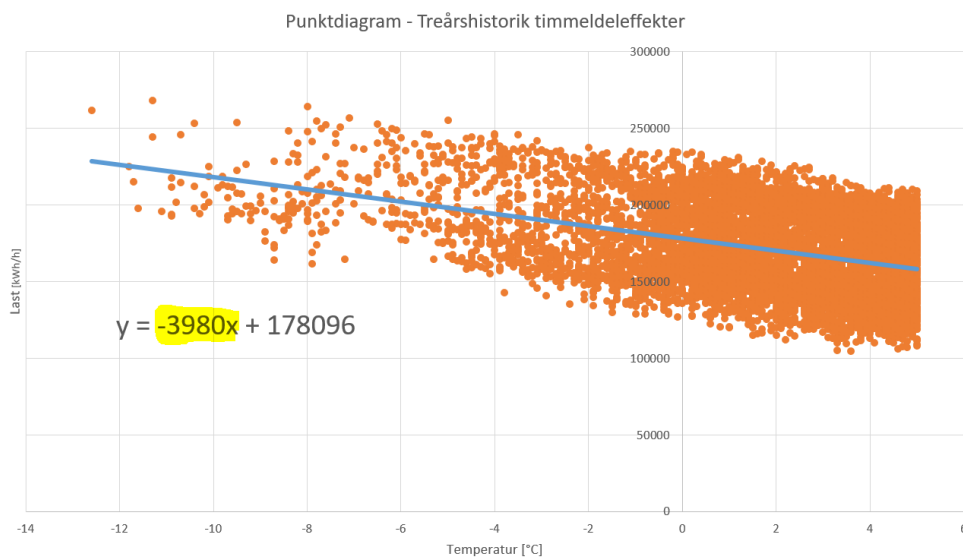
Lägg till en trendlinje:



För att räkna fram kurvans lutning används med fördel funktionen "Visa ekvation i diagrammet" som nås genom att dubbelklicka på trendlinjen.

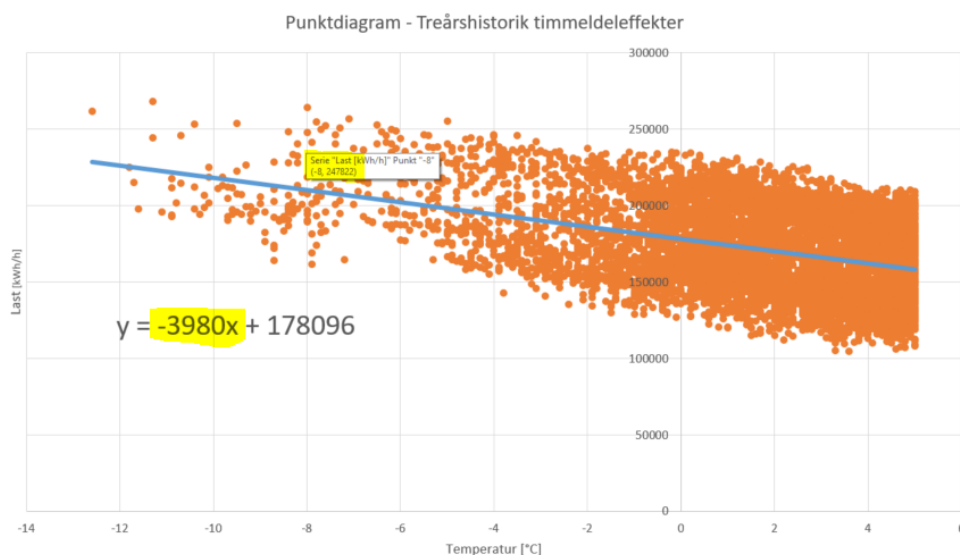


Faktorn kW per grad är markerad i gult, i detta fall ökar effektbehovet med drygt 4 MW för varje grad det blir kallare.



5. FASTSTÄLL HÖGSTA LAST

I detta fall var föregående tidsperiods högsta last vara det markerade värdet, alltså 247,822 MW vid -8 °C. I detta fall visade sig timmen sannolikt spegla det maximala effektbehovet då den inföll under vintertid på en måndag morgon.



6. TEMPERATURJUSTERING AV HÖGSTA LAST

I detta fall befinner sig elnätsbolaget i SE4 varför -11 °C används som dimensionerande utetemperatur. En justering av den uppmätta högsta lasten behöver alltså göras med 3 °C.

Det justerade effektvärdet blir därför:

$$\begin{aligned} \text{Högsta last}_{\text{Temperaturusterad}} &= 247\,822 \text{ kW} + \left(3\,980 \frac{\text{kW}}{^\circ\text{C}} * 3 \text{ } ^\circ\text{C} \right) \\ &= 259\,762 \text{ kW} \sim 259,8 \text{ MW} \end{aligned}$$

7. STARTVÄRDE FÖR PROGNOSEN

Om flera års historik finns tillgängligt kan medelvärdesbildning ske för de senaste två eller maximalt tre åren. Om effektprognosen görs för första gången används startvärdet 259,8 MW enligt ovan.

Bilaga B: Räkneexempel – Kommunal planering och anslutningar

Kommunen har meddelat ett bostadsområde som kommer byggas med 600 lägenheter. Lägenheterna består av 4 huskroppar och planeras byggas 2 åt gången med några års mellanrum. Elnätsbolaget gör bedömningen att husen sannolikt kommer kopplas in mot fjärrvärmesystemet. Schablonen som används här är på fördelningsstationsnivå är 0,3 kW per lägenhet dvs 180 kW totalt på fördelningsstationsnivå som läggs in i effektprognosen på respektive uppskattat år för färdigställande.

Efter en tid inkommer anslutningsärende för 2 av huskropparna som nämndes ovan på totalt 600 A. Kommunen har fortsatt inkluderat dessa lägenheter i sitt inskickade material. Då anslutningsärende prioriteras exkluderas denna del av kommunens detaljplan i prognosen. Lasten som inkluderas blir därför: Den ursprungliga effekten delas med två i och med att hälften av bostäderna nu färdigställs vilket ger: $180 \text{ kW} / 2 = 90 \text{ kW}$ som behålls i prognosen för de bostäder som inte färdigställs än.

För anslutningsärendet reduceras efterfrågad säkringseffekt till 70% vilket ger $600 * 0,7 = 420 \text{ A}$. För att få detta på fördelningsstationsnivå multipliceras siffran med 0,2 (enligt sammanlagringstabellen i kapitel 3) vilket ger 84 A. Omräknat till effekt blir detta 58 kW.

Vi antar att vi befinner oss i en tillväxtkommun enligt SCBs prognos. Detaljplanen har vunnit laga kraft och är markerad som under byggnation. De scenariefaktorer som ska användas för kommunens detaljplan och multipliceras med effektsiffrorna är därför 1 i samtliga scenarier.

För anslutningsärendet är detta en inkommen beställning därför används scenariefaktor 1 även i detta fall.

Det som används i prognosen i samtliga scenarier är därmed 90 kW för de bostäder som återstår samt 58 kW för de som håller på att färdigställas. Till detta behöver sedan antaganden om elbilar läggas.

EFFEKTPROGNOS – EN LATHUND FÖR LOKALNÄTSBOLAG

Inom Energiforskprojektet Effektprognoser för lokalnät identifierades behovet av en enkel och tydlig sammanställning av en övergripande genomgång av hur en långsiktig effektprognos kan tas fram med enkla medel men ändå följa en best practice metodik som tagits fram i ett branschgemensamt samarbete.

Det ledde till att denna lathund togs fram gemensamt av ett antal elnätbolag. Lathunden kan ses som ett dynamiskt dokument som kan uppdateras vid behov såsom vid förändringar av regelverk eller konstruktiv återkoppling från användare av lathunden.

Ett nytt steg i energiforskningen

Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust och hållbart energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi. Läs mer på energiforsk.se.

