



Elsäkerhetsverket

Avdelningen för anläggningar

registrator@elsakerhetsverket.se

Begäran om vägledning och tolkning av regelverken för icke-koncessionspliktiga nät

I juli 2017 trädde elsäkerhetslagen (2016:732) i kraft. Delar ur ellagen lyftes då ut i ny lag för att uppnå en mer renodlad lagstiftning runt elsäkerhet respektive elmarknad. Någon ny elmarknadslag har dock inte tagits fram utan ändringarna har i stället införts i återstoden av ellagen (1997:857).

När ett och samma tekniska system regleras genom flera lagrum uppstår alltid en risk att respektive lagrum skickar oförenliga eller motstridiga styrsignaler till de intressenter som bestämmelserna ska stödja och reglera.

Lokalkraft Sverige ser att vissa intressenter nu vill kunna använda förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857) för att möjliggöra överföring av förnybar elproduktion mellan anläggningar och byggnader, inklusive flerbostadshus. Dessa intressenter menar att ett sådant undantag bör samordnas med genomförandet av energigemenskaper (SOU 2019:30 sida 82). Man pekar på Energimarknadsinspektionen (Ei) som den myndighet som kan ge bindande besked om undantag från kravet om nätkoncession. Se även bilaga 1 *Interna elnät – En tolkning av de nya undantagen från kraven på nätkoncession – IKN*, utgiven av Solelkommissionen, Fastighetsägarna och Svensk Solenergi, januari 2022.

Oberoende av ändringar i elmarknadens funktionssätt anser Lokalkraft Sverige att det mest fundamentala är att elanläggningar och ansvarsområden utformas på ett sätt som garanterar säkerheten för personer, husdjur och egendom.

I sammanhanget ser vi att det kan finnas påtagliga risker med att ordna elöverföring på de sätt som bedöms vara tillåtna i bilaga 1. Vad som i sammanhanget kan anses vara "god elsäkerhetsteknisk praxis" ser vi också som diffust då denna typ av överföringar inte varit tillåtna tidigare och därför i hög grad saknar en etablerad praxis i form av harmoniserad standard, branschpraxis etc.

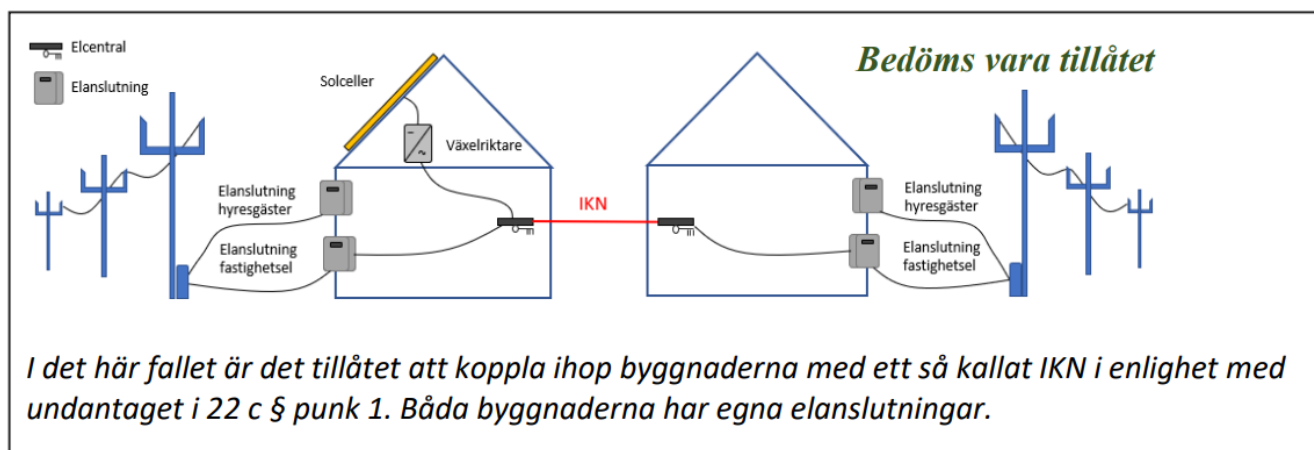
Vår strävan mot säkra elanläggningar tolkas emellanåt felaktigt där vissa vill göra gällande att elnätsföretagen är motståndare till förändring och energiomställning. Detta upplevs av våra medlemsföretag som felaktigt och djupt orättvist. Vi vill såklart bidra konstruktivt till ett energismartare samhälle, men det får inte ske till priset av ett osäkert utförande.

För att våra medlemsföretag ska kunna hantera dessa frågeställningar på ett likartat sätt har vi inom föreningen satt samman en arbetsgrupp som ansvarar för att formulera frågor och sprida svaren i branschen.

I det följande vill vi därför ge några exempel på frågeställningar utifrån några olika perspektiv där vi i första hand önskar Elsäkerhetsverkets vägledning i frågor som direkt berör elnätsföretagens verksamhet.

Då Elsäkerhetsverkets ansvarsområde sträcker sig längre än till elnätsfrågorna har vi dessutom tagit upp ett antal frågor och kommentarer som vi ser som relevanta för elinstallatören, elanläggningsinnehavaren och elmarknadens aktörer i stort.

EXEMPEL 1



Figur 1: Ur bilaga 1, sidan 10

Enligt texten i bilagan rör detta sig om två byggnader som ligger på samma fastighet, den ena har solceller eller batterilager. Båda byggnaderna har egna elanslutningar.

Här kan man anta att författaren menar att solceller och batterilager kan vara fördelade på båda byggnaderna, dvs att båda kan ha såväl solceller som batterier och att man därmed kan samutnyttja sina energiresurser via IKN.

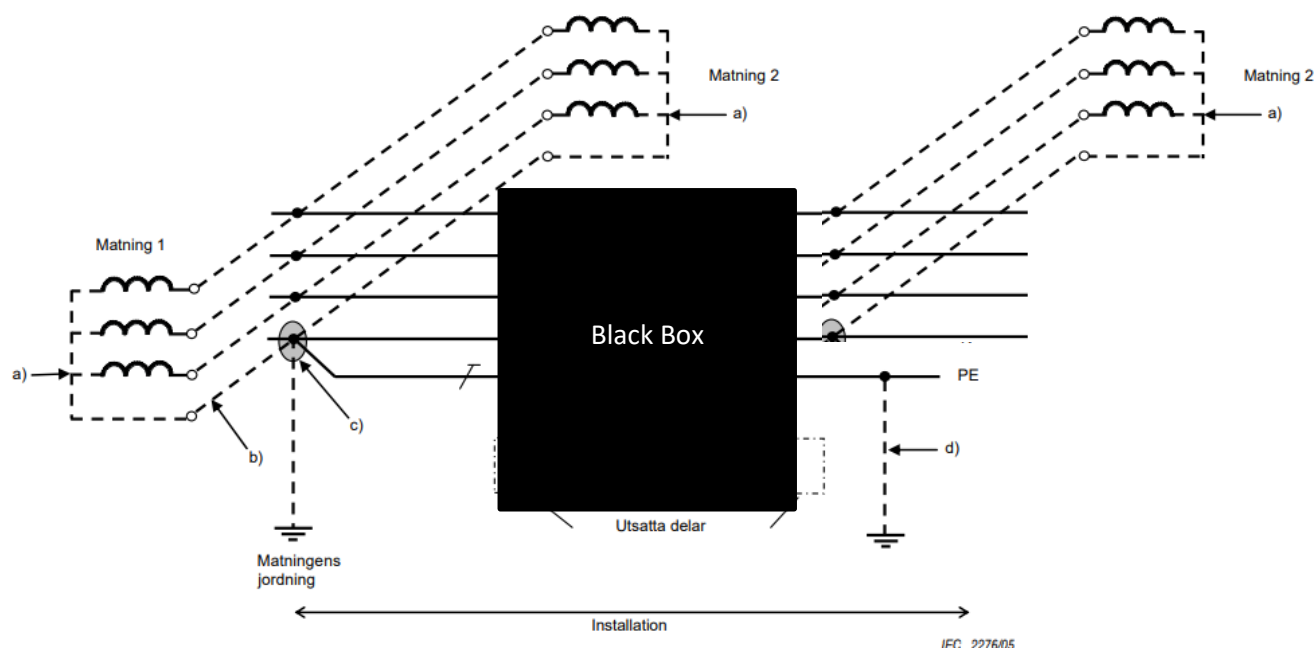
Vidare kan man anta att författaren inte ser något hinder mot att byggnadernas anslutningar mot publika elnätet (abonnemang) kan matas från olika nätstationer. Som illustrationen är gjord kan man också anta att anslutningarna mot publika elnätet kan vara såväl via jordkabel som via luftledning.

Det kan troligen inte heller uteslutas att man menar att detta kan röra sig om en grupp av byggnader som alla har egna anslutningar (abonnemang) mot publika elnätet.

Om anslutningarna mellan byggnaderna är utförda som lik- eller växelström framgår inte varför man får anta att respektive byggnads elinstallation kan vara galvaniskt sammankopplade med växelström eller likström.

Tanken med att varje byggnad i ett IK-nät även ska ha sin egen anslutning mot det publika elnätet är, vad vi förstått, att man enkelt ska kunna avsluta sitt engagemang i IK-nätet och återgå till det publika nätet som "vanlig abonnent/kund" på den öppna elmarknaden.

Som referens återges en modifierad variant av figur 31D1 – *TN-C-S-system med flera strömkällor och separata skydds- och neutralledare anslutna till strömförbrukande materiel* ur SEK Handbok 444 (Elinstallationsreglerna), Utgåva 2.1.



Figur 2: Ur SEK Handbok 444, modifierad figur 31D1

Ur elnätsföretagets perspektiv ter sig byggnaderna som blir sammankopplade via IKN inledningsvis som en "Black Box". Är det frågan om åtgärder eller ändringar som kräver föransökan så finns förutsättningar till samråd mellan elinstallatören och elnätsägaren, men kanske inte om berörda byggnader redan sedan tidigare har fått installationsmedgivande för produktionsanläggningar, batterier etc.

Fråga 1: Kräver installation av IKN mellan byggnader alltid föransökan och installationsmedgivande från elnätsägaren?

När elinstallatören lämnar eventuell föransökan behöver elnätsägaren göra en bedömning av om installationen kan medges. Då IKN har förutsättningar att skapa nya typer av ömsesidig skadlig påverkan, inklusive elektromagnetiska störningar, mellan kundanläggningen och elnätsägarens anläggning blir detta en grannlaga uppgift.

Sker, enligt figur 31D1, matning med flera strömkällor (nätstationer) får inte direkt anslutning av strömkällornas neutralpunkter (a) göras och ledare som kopplar samman neutralpunkterna (b) ska vara isolerad. Det får endast göras en anslutning mellan strömkällornas neutralpunkter och skyddsjordsledaren (c) och denna ska ske i huvudcentralen. Eventuellt behövs kompletterande jordning (d).

SEK Handbok konstaterar att, om installationen är olämpligt projekterad, kan driftströmmar flyta genom kretsar som inte är avsedda för detta. Sådana strömmar kan orsaka:

- brand,
- korrosion, och
- elektromagnetiska störningar

Som ytterligare exempel, i bilaga 2 *DC Grid Whitepaper*, identifierar tillverkaren i avsnitt 5.1 att IKN medges i Sverige och att Ei kan ge bindande besked runt detta. Vidare identifieras i avsnitten 7.2 och 7.6 risker för cirkulerande strömmar samt i 7.3 risker för korrosion. Här rekommenderas också mätning av sådana strömmar i samband med installation samt aktiv styrning för att minimera strömmar i PEN-ledare.

Fråga 2: Är det ens möjligt att med IKN galvaniskt koppla samman byggnader som matas från olika strömkällor (nätstationer etc).

Om svaret på fråga 2 är Ja

Följdfråga 2.1: Hur utförs isolationskoordinering (indelning av anläggningsdelarna i överspänningskategorier) med tanke på åsköverspänning? Överspänningsvågor kommer att nå byggnaderna via flera externa elnät och dessa vågor kan vara i motfas med dubbla isolationspåkänningen jämfört med en normal installation.

Följdfråga 2.2: Hur utföra systemjordning i det publika elnätet respektive i IK-nätet så att berörda byggnader, och andra byggnader i samma nätområde, kan samexistera med sina respektive jordtag? Detta inbegriper även skydd mot överspänning i samband med fel i högspänningssystemet.

Följdfråga 2.3: Kan enstaka mätning vid installationstillfället tas som intäkt att cirkulerande strömmar, utjämningsströmmar etc är under kontroll? Elnätsägaren måste under alla omständigheter kunna utföra drift- och underhållsåtgärder i sitt eget nät. Detta kan omfatta driftomläggningar såväl i normaldrift som vid felfall och reparationsarbeten inklusive möjlighet till matning med reservkraft för vissa nätdelar.

Följdfråga 2.4: Hur säkerställa att kortslutningsströmmar inte överstiger de nivåer som ledningar och befintliga apparater är dimensionerade för när sammankoppling sker av byggnader via IKN? Detta inbegriper även att kortslutningsströmmar blir tillräckliga i samtliga driftfall för att säkert lösa ut säkringar etc.

Följdfråga 2.5: Hur kan elnätsägaren beräkna vilken minsta och största kortslutningseffekt som finns i punkter runt IKN-anläggningen?

Följdfråga 2.6: Hur säkerställa selektivitet, dvs att skyddet närmast felstället löser ut och lämnar felfria anläggningsdelar i fortsatt drift?

Följdfråga 2.7: Hur skydda neutralledare mot överströmmar vid matning från olika externa strömkällor?

Följdfråga 2.8: Hur undvika att det publika elnätets spänningsreglering störs av sammankopplingen av olika nätstationer (olika lindningskopplare) via IKN?

Följdfråga 2.9: Hur utforma och skylta anläggningar med tanke på skyddet mot oväntad överspänningskategori (vid mätning), förväxling eller bakspänning?

Följdfråga 2.10: Om flera byggnader med befintliga solcellsinstallationer kopplas samman i IKN där var och en har en installerad effekt som matchar det publika nätets kortslutningseffekt med avseende på överspänning, hur kan man då förhindra att det uppstår överspänning via IKN om en eller flera byggnader tappar sin kontakt med det publika elnätet? Dvs den samlade solelproduktionen inom IKN leder till överspänning inom IKN eller i kvarvarande anslutningen till publikt elnät.

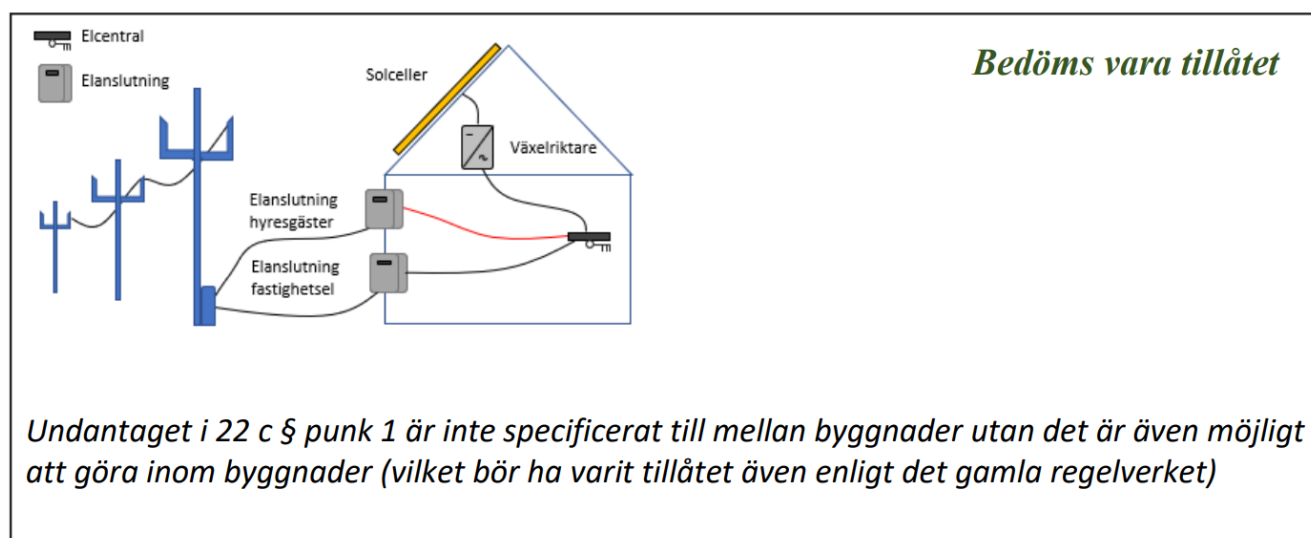
Om svaret på fråga 2 är Nej

Följdfråga 2.11: Kan sammankoppling av aktuella byggnader ske via galvanisk separation, dvs via transformator med skilda lindningar? Dvs strömkällornas neutralpunkter hålls galvaniskt separerade av transformator av lämplig skyddsklass (dubbel/förstärkt isolering i lämplig överspänningskategori mm).

Följdfråga 2.12: Har det någon betydelse om sammankopplingen sker med hjälp av växel- eller likström, och om likström är mer fördelaktig – vilka krav (produktstandard, CE-märkning) ställs på de statiska omriktare som kopplar samman byggnaderna via IKN (inbyggd galvanisk separation, åtskilda neutral- och skyddsleds anslutningar osv)?

Följdfråga 2.13: Kan sammankoppling av aktuella byggnader ske om respektive byggnad är försedd med reservkraftomkopplare, dvs respektive byggnad kan antingen matas via IKN eller via det publika elnätet men aldrig från båda samtidigt (skyddsförregling)? Vad ställs i så fall för krav på reservkraftomkopplaren (t ex brytning/omkoppling av neutralledare)?

EXEMPEL 2



Figur 3: Ur bilaga 1, sidan 11

Här kan man anta att författaren menar att fallet även skulle kunna vara tillämpligt på två eller flera byggnader som har flera anslutningar (abonnemang) till det publika elnätet men att dessa kommer från samma nätstation. IK-nätet inom eller mellan byggnader binder sedan samman dessa abonnemang "på insidan" om respektive elmätare.

Författaren har sannolikt missuppfattat hur anslutningen debiteringsmätare går till. Från det publika elnätet finns idag bara en anslutning per byggnad bl a för att undvika att flera debiteringsmätare riskerar att parallellkopplas (cirkulerande strömmar med mätfel som följd).

Kommentarer:

Om fallet i figuren tillämpas på en eller flera byggnader sammankopplade i ett IK-nät så kommer debiteringsmätarna att parallellkopplas via IK-nätet med mätfel som följd. Likaså blir det svårare för elnätsägaren att göra ändringar i sitt nät då man inte kan ändra anslutningar av byggnader till andra nätstationer utan att hamna i det först beskrivna fallet.

I samtliga fall där byggnader med egna abonnemang kopplas samman i ett IK-nät uppstår risker för mätfel eller rättsstridiga handlingar, t ex genom att importera el ur ett abonnemang och exportera el ur ett annat för att t ex åtnjuta ekonomiska fördelar (skattesubventionerad falsk solelproduktion, taktiska byten mellan elnätstaxor och elhandelsavtal osv). Elnätsföretaget ansvarar för mätning och rapportering samt för övervakning av att mätsystemen inte manipuleras (strömstöld etc). Sammankoppling av kretsar underkastade krav om legal metrologi (Mätinstrumentdirektiv och Swedacs tillsynsområde) riskerar skapa otillåtna mätfel och därmed undergräva konsumenters skydd mot felaktiga mått och mängduppgifter.

Följdfrågor 2.4, 2.6, 2.9 och 2.10 upplevs relevanta också för exempel 2.

Fråga 3: Vem har det övergripande ansvaret för en elanläggning som sammanfogas via IKN, dvs vem är innehavare och var går då gränserna mellan anläggningens olika delar?

Med Vänlig Hälsning

Anders Mannikoff

Erik von Hofsten

Ordförande

VD

Bilagor

1. Interna elnät En tolkning av de nya undantagen från kravet på nätkoncession – IKN, Januari 2022
2. DC Grid Whitepaper, Ferroamp, 2020-03-23

Interna elnät

En tolkning av de nya undantagen från kravet på nätkoncession – IKN

Januari 2022



Om dokumentet

I detta dokument har de nya reglerna i förordning (2007:215) tolkats utifrån det betänkande Moderna tillståndprocesser för elnät (SOU 2019:30) som ligger till grund för ändringen. Utöver betänkandet finns inga förarbeten som ytterligare klargör hur de nya reglerna ska tolkas, i stället blir det Energimarknadsinspektionen (EI) som kommer att pröva och tolka reglerna. I den bedömningen kommer EI i huvudsak att luta sig mot betänkandet Moderna tillståndprocesser för elnät (SOU 2019:30).

Vi vill vara **extra tydliga** med att detta dokument endast är en tolkning av de nya reglerna. Det är EI som prövar och tolkar reglerna. Tolkning kan komma att behöva uppdateras efter Els tolkningar.

Ansök om bindande besked från Energimarknadsinspektionen

Enligt 2 kap. 6 § ellagen kan Energimarknadsinspektionen (EI) ge bindande besked om undantag från kravet om nätkoncession.

Vi rekommenderar att en sådan ansökan om bindande besked görs. Ansökningen görs digitalt via EI:s hemsida. I ansökan ska det tydligt anges att du ansöker om ett bindande tolkningsbesked. Beskriv ärendet och bifoga en karta eller ritning som visar ledningens eller ledningsnätets sträckning och placering, till exempel en adress, vad det är för anläggningar och byggnader som berörs samt vem som har nätkoncessionen i området. Förklara varför du anser att ledningen/ledningsnätet omfattas av undantag från kravet på nätkoncession.

Ett bindande besked är ett överklagningsbart beslut som enbart svarar på frågan om ett ledningsnät är undantaget från kravet på koncession eller inte. Någon annan prövning, till exempel miljöprövning, görs inte. Att göra en ansökan är kostnadsfritt.

Detta dokument har sammanställts av Jon Malmsten, Aktea Energy AB. Arbetet har gjorts på uppdrag av Solelkommissionen, Fastighetsägarna och Svensk Solenergi, januari 2022.

Solelkommissionen är ett nätverk som består av IKEA, Vasakronan, JM, HSB, Telge Energi och Solkompaniet. De arbetar för att skapa regelverk som möjliggör en fortsatt stark utbyggnad av kundägd solel.

Fastighetsägarna är en branschorganisation för börsnoterade fastighetsbolag, kommunägda bostadsbolag, privata fastighetsföretag och bostadsrättsföreningar, som arbetar för en hållbar och väl fungerande fastighetsmarknad.

Svensk Solenergi är en branschförening med cirka 260 professionella medlemmar, bland dem finns både solenergiföretag och flera andra aktörer som verkar inom solenergiområdet.

Bakgrund

I SOU 2019:30 framgår det bland annat att det övergripande syftet med undantagsregler som tillåter icke koncessionspliktiga nät (IKN) är att förenkla byggandet av ledningar och nät som har en obetydlig påverkan på miljö, elmarknaden och elnätet (SOU 2019:30 sida 78) och att syftet med koncessionsplikten är att säkerställa att utbyggnaden av elnätet inte är samhällsekonomiskt olönsamt (SOU 2019:30 sida 81). Av de övergripande formuleringarna kan slutsatsen dras att man bör undvika att bygga parallella nät (ej samhällsekonomiskt lönsamt) och att man exempelvis inte ska försvåra för elkunder att ansluta sig till elnätet (påverkar elmarknaden negativt). Man skriver också att det bör övervägas ett undantag som möjliggör överföring av förnybar elproduktion mellan anläggningar och byggnader, inklusive flerbostadshus och att ett sådant undantag bör samordnas med genomförandet av energigemenskaper (SOU 2019:30 sida 82). Det betonas här och på andra ställen i förarbetet att ett motiv till undantaget är att möjliggöra överföring av lokal förnybar elproduktion eller nyttjande av energilager.

Förteckning över förändringar

Nedan presenteras de huvudsakliga förordningsförändringar som började gälla 2022-01-01. Mindre förändringar som endast innebär förtydligande av vad som redan gäller diskuteras inte. Fokus ligger på regeländringar som påverkar fastigheter med byggnader men även reglerändringar som kan få påverkan på exempelvis solcellsparker tas upp. Förordningstexten presenteras i tabellform där eventuell tidigare lydelse står i den vänstra kolumnen och den nya lydelsen i den högra kolumnen.

Omarbetad paragraf, 22 a §

22 a § Tidigare lydelse Ett internt nät som förbinder två eller flera elektriska anläggningar för produktion, vilka utgör en funktionell enhet, får byggas och användas utan nätkoncession. Förordning (2008:897).	22 a § Ny lydelse Ett internt nät får byggas och användas utan nätkoncession, om det 1. inom ett avgränsat område dras a) mellan flera anläggningar för produktion av el som har en gemensam anslutning till elnätet, eller b) från flera anläggningar för produktion av el till en gemensam anslutning till elnätet förutsatt att anslutningsledningen är kort, eller 2. används för överföring av lokalkraft mellan närliggande produktions- och överföringsanläggningar. Ett område som omfattas av ett tillstånd enligt miljöbalken för en verksamhet som avses i 21 kap. 13-15 §§ miljöprövningsförordningen (2013:251) ska anses vara ett sådant avgränsat område som avses i första stycket 1 a eller 1 b. Förordning (2021:976).
---	--

Undantag för nät som sammanbinder anläggningar för produktion eller ansluter dem till elnätet har utökats i 22 a §. Av betänkandet (SOU 2019:30) framgår att undantaget främst avser vindkraft men att det även kan gälla för exempelvis solceller, vågkraft och småskalig

vattenkraft. Av betänkandet och förordningsformuleringen framgår att undantaget endast gäller för nät som går mellan produktionsanläggningar eller från en produktionsanläggning till en gemensam anslutningspunkt till elnätet. Undantaget är därmed inte tillämpligt för exempelvis markmonterade solcellsanläggningar som ansluts till byggnader, det regleras i stället i 22 c §.

Utökningen av undantaget är däremot intressant för solcellsparker då det förtydligar att IKN kan byggas mellan närliggande parker som har en gemensam anslutning till elnätet samt från flera parker till en gemensam elnätsanslutning, förutsatt att anslutningsledningen är kort. Vad som avses med kort är inte definierat i en faktiskt sträcka utan betänkandet hänvisar till den praxis som utarbetats för den gamla lydelsen:

I tillämpningen av undantaget (det befintliga, förf. anmärkning) har anslutnings-ledningar som till sin längd inte överstiger avståndet mellan två intilliggande anläggningar anses omfattas av undantaget. Sådana kortare anslutningsledningar bör omfattas av ett omarbetat undantag så länge det omfattas av det avgränsade området (SOU 2019:30 sida 86).

I 22 § punkt 2 framgår att det även är tillåtet att bygga nät för överföring av lokalkraft mellan närliggande överföringsanläggningar. Lokalkraft avser reservkraft och är troligen främst aktuellt för vattenkraftsanläggningar och kommenteras inte ytterligare i den här rapporten.

Vår tolkning av uttrycket ”avgränsat område”

Avgränsat område är i den nya lydelsen exemplifierat med områden som omfattas av tillstånd enligt miljöbalken för en verksamhet som avses i 21 kap. 13–15 §§ miljöprövningsförordningen. Nämda paragrafer gäller vindkraft varför det inte rakt av går att applicera på solkraftsparker. I den nya formuleringen anges vidare att anslutningsledningen ska vara kort men vad som avses med kort är inte definierat. I vindkraftssammanhang har undantaget tidigare tillämpats som att anslutningsledningarna inte ska vara längre än avståndet mellan två intilliggande verk.

En tumregel säger att vindkraftverk inte bör placeras närmare varandra än fem rotordiametrar för att undvika turbulens verken emellan. De största landbaserade vindkraftsverken har idag en rotordiameter på upp till 170 meter vilket innebär att avståndet mellan verken bör vara minst 850 meter. Då lokala terrängförhållanden kan motivera större avstånd bör 1 000 meter ge en fingervisning om hur stort ett avgränsat område kan anses vara och vad som avses med en kort anslutningsledning.

En rimlig tolkning bör vara att det är tillåtet att bygga nät utan koncession i solcellsparker motsvarande vad som är tillåtet i vindkraftsparker. Förmodligen kommer även solcellsparkens storlek att ges betydelse när bedömningen av begreppen *avgränsat område* och *kort* görs. Som jämförelse kan nämnas att ett vindkraftverk med en rotordiameter på 170 meter har en effekt på ca 5MW.

Av 24 § punkt 8 i förordningen framgår att överföringen av el får ske för annans räkning, även om anläggningarna har olika innehavare.

Omarbetad paragraf, 22 b §

22 b § Tidigare lydelse Ett internt lågspänningsnät som huvudsakligen är avsett för fordons elbehov får byggas och användas utan nätkoncession. Förordning (2012:163).	22 b § Ny lydelse Ett internt nät får byggas och användas utan nätkoncession, om syftet med ledningarna är att 1. i huvudsak tillgodose elbehovet hos fordon, eller 2. tillgodose elbehovet för en trafikled eller en kommunal väg med tillhörande anläggningar och ledningarna dras inom eller i omedelbar närhet av trafikleden eller den kommunala vägen. Förordning (2021:976).
--	---

22 b § är omarbetad och utvidgad att även hantera undantag för trafikleder och vägar med tillhörande anläggningar. Paragrafen har i den här rapporten bedömts utifrån perspektivet laddstationer och här finns inga uppenbara begränsningar i den nya formuleringen. Tidigare gällde undantaget endast lågspänning men så är inte fallet i den nya formuleringen. Vad som avses med "*i huvudsak tillgodose elbehovet hos fordon*" är inte tydligt exemplifierat men i betänkandet nämns exempelvis möjligheten att kombinera nät för laddstationer med nät för belysning samt att ansluta väntkuror till samma nät.

Av 24 § punkt 9 i förordningen framgår att överföringen även får ske för annans räkning på sådant internt nät.

Ny paragraf, 22 c §

	22 c § Ett internt lågspänningsnät för delning av energi som inte är en luftledning får byggas och användas utan nätkoncession 1. inom nätinnehavarens fastighet, och 2. mellan byggnader och anläggningar som var för sig även har en anslutning till en ledning eller ett ledningsnät som används med stöd av nätkoncession. Förordning (2021:976).
--	---

22 c § är ny och är innebär stora förändring för fastighetsägares möjlighet till undantag för koncessionspliktiga nät mellan byggnader och fastigheter. I förordningstexten framgår att ledningen ska vara till för delning av energi och att det inte får vara en luftledning. Här nämns inte förnybar elproduktion men i betänkandet är delning av energi exemplifierat med:

överföring av lokal förnybar energi eller nyttjande av energilager
(SOU 2019:30 s. 87).

Vidare framgår av betänkandet att man bedömer att ett internt nät ska få byggas inom ett begränsat område för att till exempel tillvarata förnybar elproduktion. Man anger inte hur stort området får vara men skriver i stället att begränsningen ligger i det tekniska utförandet som lågspänning innebär samt i användningsområdet som är delning av energi. Vad som läggs i begreppet delning av energi framgår inte men man exemplifierar med energilager och skriver att en teknikneutral formulering förordas för att tillåta andra lösningar *för att jämnat ut belastningar på elnätet* (SOU 2019:30 s. 87).

Förbrukarflexibilitet är omnämnt som ett exempel på den snabba teknikutvecklingen som kan stötta elnätet (SOU 2019:30 s. 78).

Betänkandet resonerar också kring fastighetsbegreppet – att fastighetsägaren har rådighet över egen mark samt att koncessionerande nät ofta anvisas i fastighetsgräns (SOU 2019:30 s. 88). Man finner sammantaget att det är motiverat att tillåta att ett internt lågspänningsnät får anläggas utan nätkoncession inom egen fastighet vilket utgör grunden för punkt 1 i 22c §.

I betänkandet resonerar man vidare kring fastighetsbegreppet:

En begränsning till en egen fastighet är förmodligen inte tillräckligt för att möta framtida behov. Om nätet ska få dras utanför den egna fastigheten bör dock nätet vara begränsat till att vara ett komplement till det koncessionerade nätet (SOU 2019:30 s. 88).

Anledningen till att nätet endast ska vara ett komplement motiveras med möjligheten för den enskilda kunden att välja elleverantör samt för att underlätta för fastighetsägare som vid exempelvis ett ägarbyte vill ställa sig utanför ett gemensamt system. I en sådan situation skulle en ny anslutningsavgift kunna bli kostsam varför befintliga infrastruktur ska kunna nyttjas. I samma stycke framgår av betänkandet att:

Var och en av de byggnader och anläggningar som är anslutna till det interna nätet bör därför ha ett krav på att även ha en anslutning till en ledning eller ett ledningsnät som används med stöd av nätkoncession (SOU 2019:30 s. 89).

I anslutning till 22 c § framgår av betänkandet (SOU 2019:30 s. 89):

Undantaget skulle även kunna användas för inmatning av el till ett enskilt bostadshus från egna produktionsanläggningar.

Formuleringen är viktigt då den exemplifierar det generella syftet med 22 c § nämligen att (SOU 2019:30 s. 88):

Vår bedömning är att ett internt nät ska få byggas inom ett begränsat område för att till exempel tillvarata förnybar elproduktion.

Betänkandena öppnar därmed upp för möjligheten att ansluta markmonterade solceller till byggnader inom ett begränsat område. Hur stort ett begränsat område får vara anges inte i

betänkandet utan i stället anger man att begränsningen ska ligga i tekniken som lågspänning innebär.

I betänkandet framgår också att: *Det bör inte finnas någon begränsning i rätten att överföra el för annans räkning, det vill säga möjligheterna ska vara desamma som på ett nät inom en byggnad.*

Rätten att överföra el för annans räkning följer av 24 § i förordningen.

Vår tolkning av den nya bestämmelsen i 22c §

- Det är tillåtet att anlägga IKN mellan byggnader (även mellan flerbostadshus) som ligger på samma fastighet för delning av lokal förnybar energi, delning av energilager eller delning av energi i syfte att minska belastningen på anslutande koncessionerat nät.
- Byggnader (även flerbostadshus) som ligger på samma fastighet behöver inte ha egna anslutningar till koncessionspliktigt nät för att ett IKN ska få anläggas för delning av energi enligt ovan. I betänkandet är det tydligt uttryckt att det är när byggnader ligger på olika fastigheter som ett krav på egna anslutningar bör finnas vilket implicerar att det inte behövs för byggnader inom samma fastighet. Argumenten som anges för att byggnader ska ha egna anslutningar är för att underlätta vid försäljning samt för att säkerställa den enskilda kundens rätt att välja elleverantör. Försäljningsargumenten är mindre relevant för byggnader som ligger på samma fastighet då det är just fastigheten som säljs (möjligtvis skulle det i en arrendesituation kunna anses inskränkande vid en försäljning). Det andra argumentet – möjligheten för en kund att välja elleverantör – påverkas endast marginellt då det redan är tillåtet att inom en byggnad anlägga ett IKN (5 § (2007:215)) som inskränker den möjligheten. Att ställa krav på att varje byggnad inom en fastighet har en egen anslutning till koncessionspliktigt nät riskerar i stället till att leda till parallella nät vilket går emot ett huvudsyfte med koncessionsplikten; att säkerställa att utbyggnaden av elnät sker samhällsekonomiskt lönsamt. Det finns till synes ej heller något krav på att en byggnad ska ha en elanslutning till koncessionerat nät; en byggnad får byggas "off grid".
- Det är tillåtet att anlägga IKN mellan byggnader på olika fastigheter. I betänkandet står det att en begränsning till den egna fastigheten förmodligen inte är tillräcklig för att möta framtida behov och i 22 c § punkt 2 nämns inte ordet fastighet alls. Ligger byggnaderna på olika fastigheter behöver de dock ha egna elanslutningar till koncessionerat nät då IKN endast ska vara ett komplement till koncessionsnätet.
- I betänkandet anges att begränsningen för när IKN får byggas ligger i den tekniska begränsningen som lågspänning innebär samt i användningsområdet som är beskrivet som delning av energi i syfte att minska belastningen på elnätet. Det är därmed tekniken lågspänning som begränsar hur långa ledningar som får byggas.

- Man poängterar att begränsningen ska vara teknikneutral för att tillåta alla lösningar som minskar belastningarna på nätet. En viktig utveckling som pågår nu är utvecklingen av olika stödtjänster som möjliggör för fastighetsägare att stötta elnätet genom att exempelvis justera sin konsumtion eller produktion. Sådana tjänster förutsätter inte lokal förnybar produktion eller energilager utan fastighetsägare som har andra styrbara laster (exempelvis värmepumpar och elbilsaddning) kan delta. Vår tolkning är därför att det är tillåtet att bygga IKN enligt 22c § även om man inte har lokal förnybar produktion eller energilager i de anslutna byggnaderna då möjligheten att stödja elnätet och minska belastningen på det samma ökar med IKN.
- Det är tillåtet att ansluta en markmonterad solcellsanläggning till en byggnad om anläggningarna ligger på samma fastighet. Vår tolkning är att byggnaden inte behöver vara ett bostadshus (bostadshus omnämns i betänkandet som ett exempel). Man får även ansluta en markmonterad solcellsanläggning som ligger på en annan fastighet men då måste anläggningen också ha en egen anslutning till ett koncessionspliktigt nät.

Av 24 § punkt 10, se nedan, framgår att överföringen också får ske för annans räkning.

Omarbetad paragraf, 24 §

24 § Tidigare lydelse	24 § Ny lydelse
Överföring av el för annans räkning får äga rum på ett elnät som är beläget på eller inom en byggnad och som får användas utan stöd av nätkoncession. Detta gäller även om nätet i sin helhet ursprungligen inte har använts för överföring av el uteslutande för egen räkning.	Överföring av el för annans räkning får ske 1. på ett nät som är beläget inom ett område för fritidsverksamhet, såsom idrottsplats, motorbana, ridhus, trav- eller galoppbana, parkteater, nöjespark, utomhusbad och liknande, 2. på ett nät som är beläget inom området för en industrianläggning, 3. på ett nät som är beläget inom området för en flygplats som godkänts för allmänt nyttjande, tillhör staten eller nyttjas för statligt ändamål, 4. på ett lågspänningsnät som är beläget inom området för en jordbruksfastighet, 5. på ett nät som är beläget på eller inom en byggnad, 6. på ett nät som är beläget inom området för en campingplats, 7. på ett nät som är beläget inom området för en båtklubb, marina, gästhamn, vinterupplägningsplats för fritidsbåtar eller liknande anläggning, 8. mellan anläggningar på ett sådant internt nät som avses i 22 a §, även om anläggningarna har olika innehavare, 9. på ett sådant internt nät som avses i 22 b §, och 10. på ett sådant internt lågspänningsnät som avses i 22 c §, även om anläggningarna har olika innehavare. Förordning (2021:976).

Huvudregeln är att överföring av el för annans räkning inte får ske på ett IKN, 4 § IKN-förordningen. I betänkandet konstaterar man att det bör tydliggöras vad som avses med

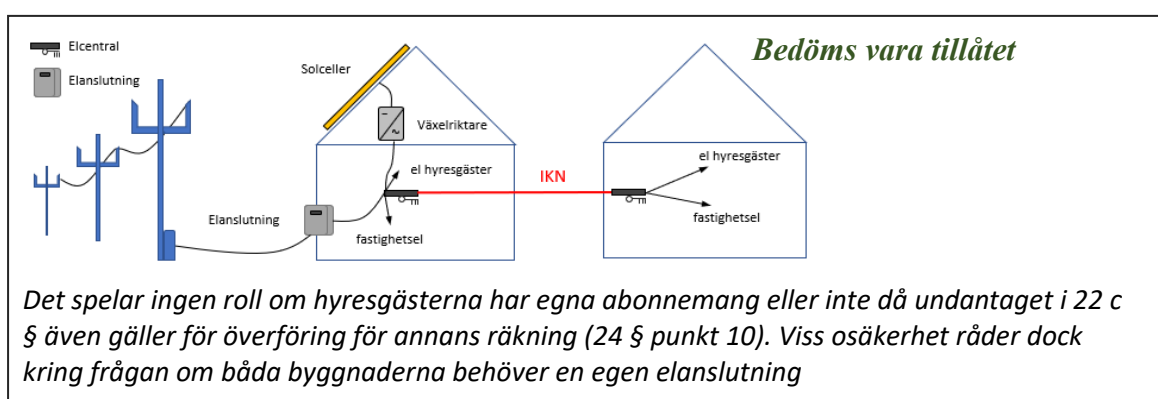
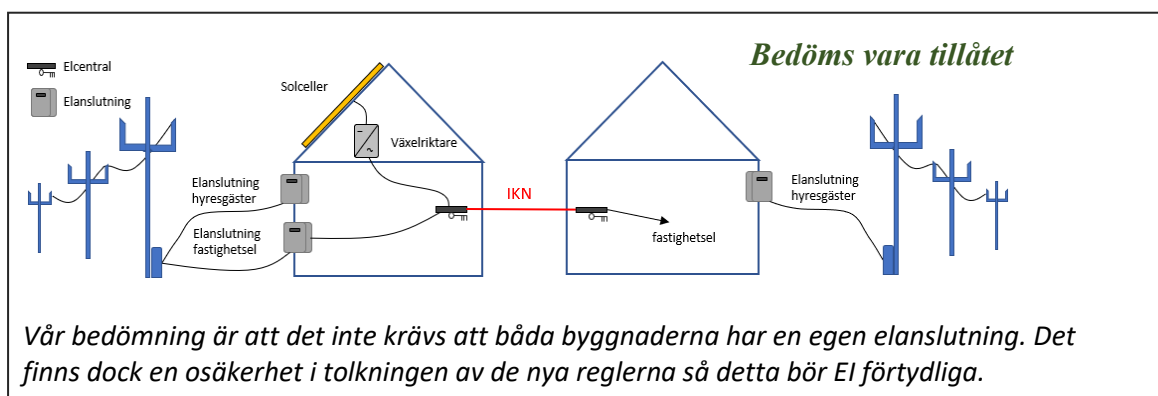
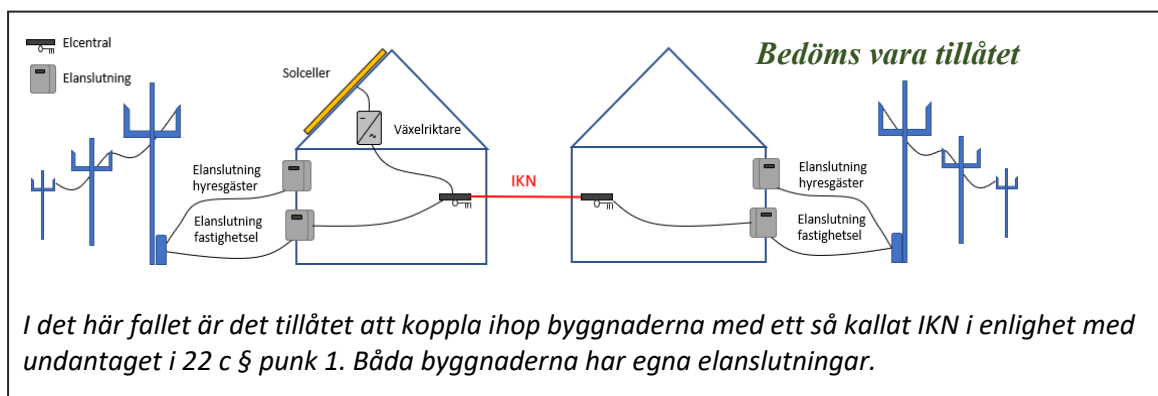
överföring för egen respektive annans räkning (sid 83). Det förtydligandet är implementerat i 24 §.

Punkt 1–7 beskriver specifika situationer när överföring för annans räkning får ske. Punkt 8–10 hänvisar till 22 a §, 22 b § och 22 c § och anger att överföring för annans räkning får ske även för sådana IKN.

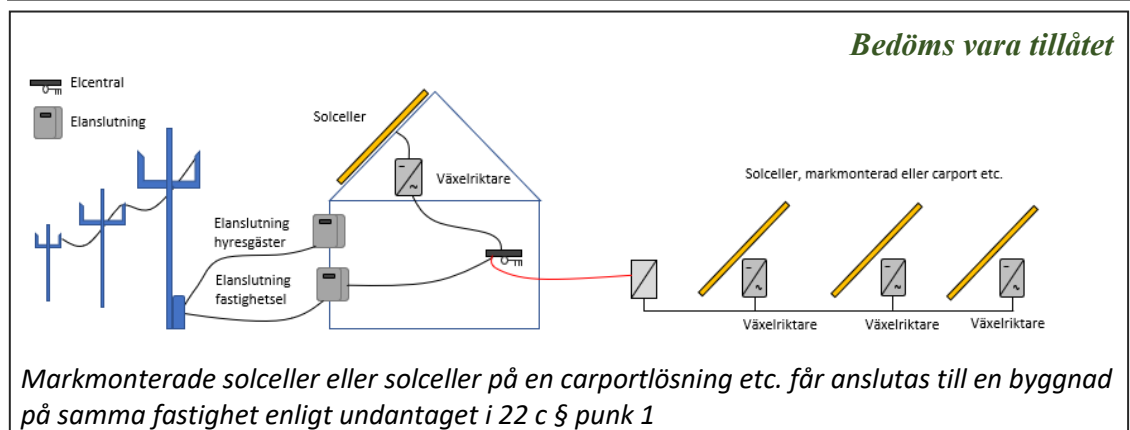
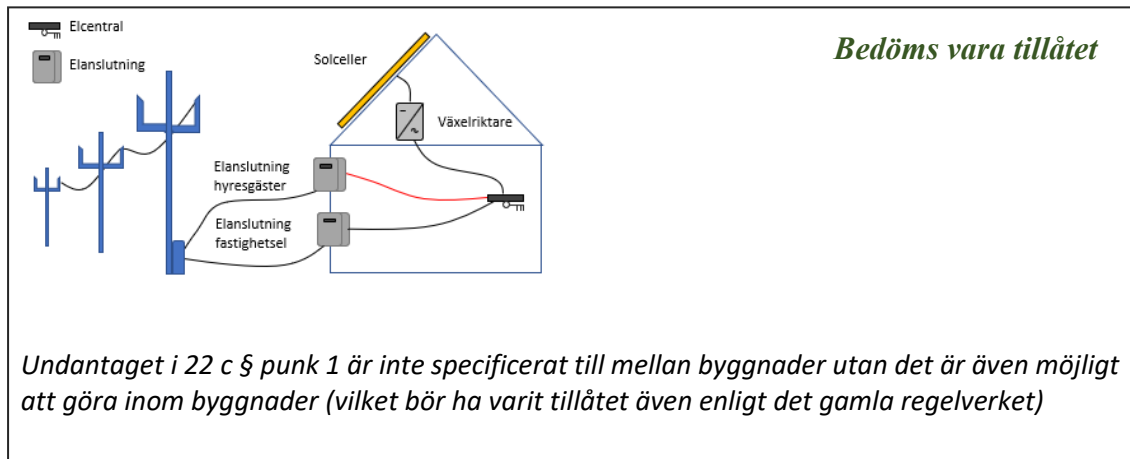
Illustrationer —exempel på där IKN bedöms vara tillåtet respektive inte tillåtet

Byggnader och anläggningar på samma fastighet

Två byggnader ligger på samma fastighet, den ena har solceller eller batterilager.

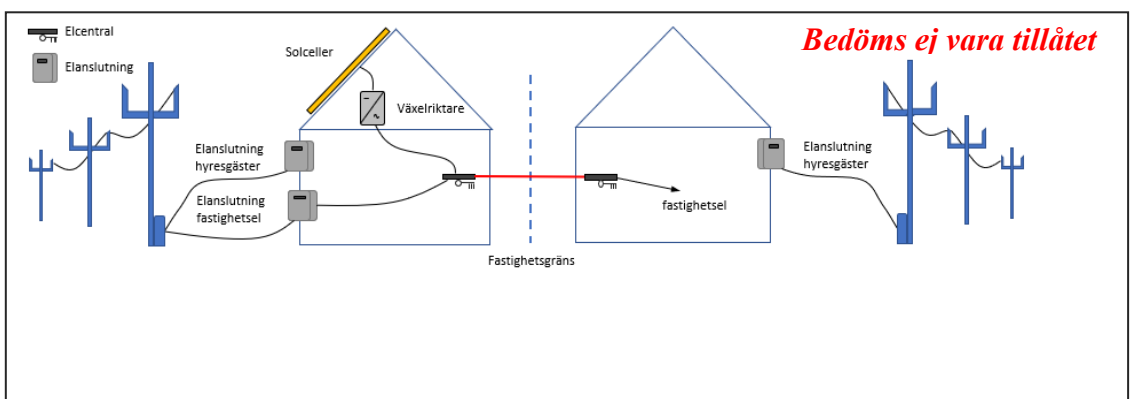
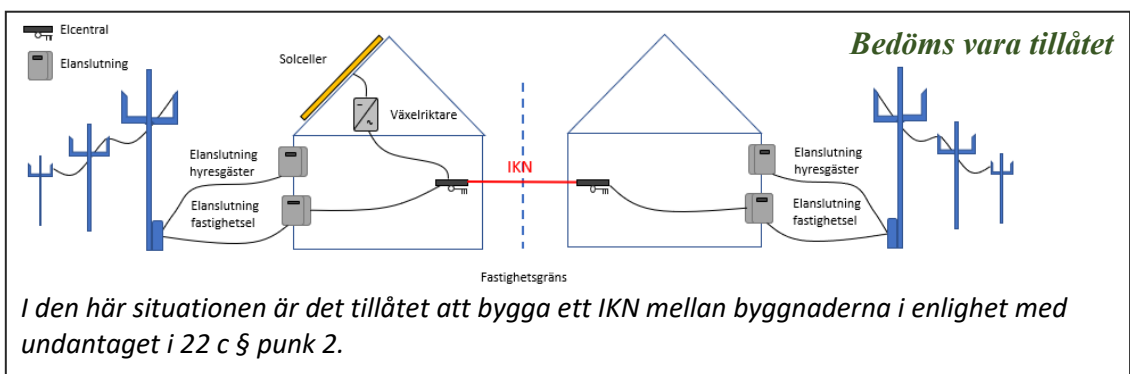


Vår bedömning är att solcellerna i situationerna ovan kan bytas ut mot ett energilager med samma möjlighet till IKN. Saknas både solceller och batterilager kan det eventuellt vara möjligt att bygga ett IKN med hänvisning till att det erbjuder större möjligheter att stötta elnätet genom handel med flexibilitet. Men det är högst osäkert om EI kommer att göra den tolkningen av regelverket och förarbetet.

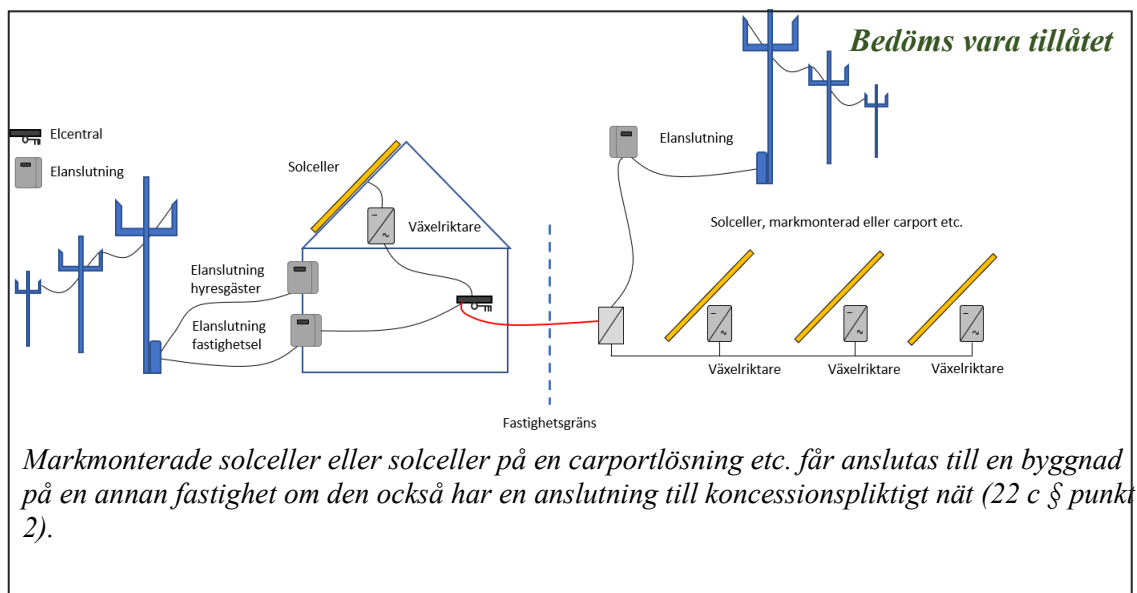
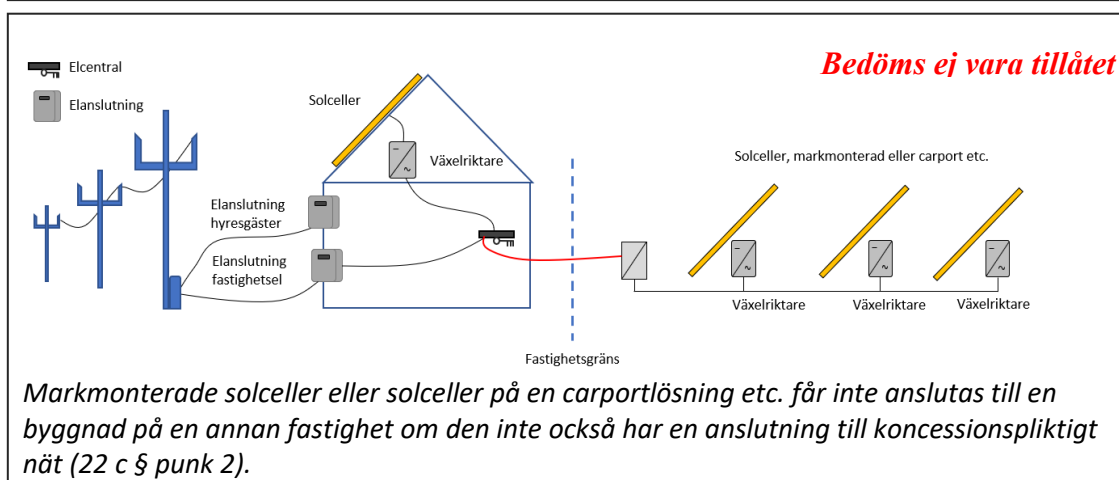
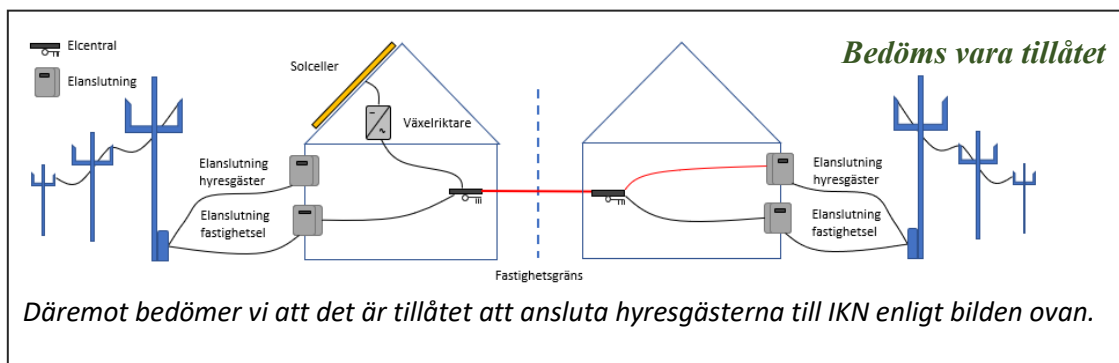


Byggnader och anläggningar på olika fastigheter

Två byggnader ligger på olika fastigheter, den ena har solceller. Båda byggnaderna har egna elabonnemang för fastighetselen och hyresgästerna har också egna abonnemang.



Vår bedömning är att båda byggnaderna måste ha egna anslutningar till koncessionerat nät. Situationen i bilden ovan är därmed inte tillåten då den ena byggnaden inte har en elanslutning för fastighetselen.



Solelkommissionen 
www.solelkommissionen.se


FASTIGHETSÄGARNA
www.fastighetsagarna.se

 **Svensk Solenergi**
www.svensksolenergi.se

DC GRID WHITEPAPER

ferroamp



1 About this document

This document contains a summary of information about DC grids and its applications in addition to recommendations for planning and dimensioning. It shall also be noted that this document acts as a complement to and shall always be read together with local electrical safety regulations and electrical installation rules. Note that regulations and existing standards have precedent recommendations of this document. All planning and dimensioning should be performed by consultants with the necessary knowledge of the relevant technology. All installations should be performed by a certified electrician.

Table of Contents

1	About this document.....	0
2	General information about DC grids	2
2.1	DC voltage and AC voltage	2
2.2	DC grid applications.....	2
2.3	Reduced environmental impact.....	4
3	Safety.....	6
3.1	Voltage level	7
3.2	Several feeds	7
3.3	Labels.....	7
3.4	Protection against hazardous voltages.....	8
3.5	Short-circuit protection.....	8
3.6	Overload protection	11
3.7	Other electrical equipment	11
3.8	Residual-current device (RCD).....	11
3.9	Earthing.....	11
4	Overvoltage protection	12
4.1	Regulations.....	12
4.2	Surge protection in Energyhub systems	12
5	Power grid regulation - Sweden	14
5.1	Internal grid	14
6	Dimensioning	15
6.1	Voltage drop and conductor area.....	15
7	Grid structure	16
7.1	Topology	16
7.2	Distribution.....	17
7.3	Corrosion.....	17
7.4	Connection currents.....	18
7.5	Energising / blackstart	18
7.6	Stray currents.....	18
8	Communication.....	20
9	Connecting third party equipment	21
9.1	step load and load variations.....	21
9.2	Load control.....	21
9.3	Unbalanced loads	22
10	Cable systems.....	23
10.1	Use of parties.....	23
10.2	Area of protective conductor.....	23
10.3	Cable markings.....	24
10.4	Separation of plus and minus cables	24

2 General information about DC grids

Local DC grids within a building or between several buildings offer a range of different applications and advantages. This white paper describes Ferroamp Elektronik AB's DC grid technology with applications, safety, design rules and recommendations for the efficient and safe installation and use of DC grids.

2.1 DC voltage and AC voltage

DC voltage and AC voltage can be described as two different ways of transporting electrical energy. For historical reasons, AC voltage has been the dominant form since it has been the most effective way of transporting energy over long distances. AC voltage has also been the easiest way of operating the electric motors that have given rise to the predominant use of electric energy.

Over the last 20 years, however, the development of power electronics and the introduction of solar panels, batteries and electric vehicles have made the disadvantages of alternating current increasingly clear. Today, all modern electrical equipment such as adjustable-speed electric motors, solar panels and batteries use direct current, DC. When these are connected to traditional AC power grids, converters need to be used to convert AC voltage to DC voltage with attendant rectifiers and inverters, and all these conversion steps give rise to efficiency losses. In addition to such losses, there is also a need for extra components which entails higher costs and usage of raw materials during the manufacturing. These are not needed to the same extent with DC grids.

Today, development has reached a point where the new energy technologies installed in buildings, such as solar panels, electric vehicle chargers, energy storage in batteries, are both suitable and advantageous for being connected to DC grids. The next step includes industrial equipment in the form of, for example, servers and industrial lighting, which today include a growing range of products operating at 380 V DC. However, at present, there is an almost non-existent supply of direct current products such as computers, TVs, dishwashers, etc. within the consumer sector. For this reason, AC grids will continue to be needed in properties. Because of this, Ferroamp advocates the construction of DC grids in parallel with traditional AC grids, but primarily in connection with the installation of solar panels, electric vehicles or energy storage, since in these cases new electrical installation with new cables is still required. EnergyHub is the bridge between the new DC grid and the traditional AC grid.

2.2 DC grid applications

DC grids have several different applications, especially in combination with renewable energy production from solar panels, for charging electric vehicles and energy storage with batteries. Here, DC grids can yield benefits such as lower conversion losses; reduced environmental impact thanks to lower weight and metal consumption in equipment and cables for DC voltage; high power output; uninterruptible power and the possibility of reduced charges for connection to the public power grid. This section briefly describes some different applications and possibilities from a DC grid.

2.2.1 Solar power production

Solar panels, by their very nature, supply direct current. Simpler equipment is required when they are connected directly into DC grids instead of when the power they produce is to be linked to a traditional AC grid. Ferroamp's SSO (Solar String Optimizer) is a DC/DC converter that adjusts different levels of DC voltage from the solar panels to the level used in the DC grid. Each SSO also includes safety features in the form of isolation monitoring and ground fault detection required in solar panel installations, together with measurement and control of each solar panel string.

2.2.2 Energy storage (batteries)

Just like solar panels, batteries for energy storage are also DC equipment. Here, the batteries can be connected to a DC grid with compact bi-directional DC/DC converters that can both charge and discharge the battery as needed. Ferroamp's ESO (Energy Storage Optimizer) adjusts the voltage of the battery to the level used in the DC grid and also controls the recharging of the battery. Furthermore, each ESO includes measurement and monitoring of the respective battery.

2.2.3 Backup power

Local DC grids provide cost-effective access to backup power, allowing the DC grid to operate even when the external AC grid fails. In this way, solar panels and batteries can also be used during power failures when they are connected in a DC grid. For ordinary AC equipment to continue to function during a power failure, an inverter with so-called off-grid or back-up functionality is required in the system.

2.2.4 High power output

Conventional AC grids are often not designed for high power output to the end consumer. The limitation is attributable, in part to the physical capacity of the supply line to a building and in part, to the mains fuses used. On the other hand, in a DC grid, power can be obtained from several different sources. These may include solar panels, batteries and external power grids via an inverter (EnergyHub). This means that equipment with high power requirements, such as chargers for electric vehicles, can be effectively connected to the DC grid.

2.2.5 Resource sharing

A DC grid can supply several EnergyHubs (inverters) which thereby indirectly link up different AC voltage grids. In such a so-called PowerShare installation, common resources in the form of solar panels, energy storage or electric vehicle chargers can be shared between several buildings since the energy can be directed via the various inverters to where it is most needed at any given time.

2.2.6 Charging electric vehicles

Electric vehicle batteries charged using alternating current are limited by the size of the vehicle's on-board charger. Higher loads and thus faster charging can be achieved using an external charger. Since the vehicle's battery is then charged directly with direct current, connecting to a DC

grid provides fast and efficient charging. Furthermore, solar energy can be channeled directly to the electric vehicle, thereby reducing conversion losses.

2.3 Reduced environmental impact

2.3.1 Reduced environmental impact

A DC grid using Ferroamp technology employs a voltage level of 760 V, which enables more efficient utilization of cables and equipment. For a given power, the amount of metal used can be halved compared with what would be required in the cabling of a corresponding 230/400 V AC grid. In a larger installation, this yields a considerable improvement in the LCC analysis concerning the extraction of raw materials for construction.

Example:

In a 100 kW solar panel installation, electrical energy must be transported a distance of 200 meters from the panels to the nearest connection point. If the energy is transported using 230/400 VAC, an aluminium cable with dimensions of 4x185 mm² is required. If instead, the energy is transported using 760 VDC, an aluminium cable with AXQG dimensions of 4x50 mm² can be used. In this case, the reduction in consumption of aluminium, namely about 500 kg, has a corresponding CO₂ equivalent of some 5,300 kg. When compared to the electricity production from the solar panels, which contribute with a CO₂ equivalent of 28,000 kg during a 25-year operating life span based on the Swedish electricity mix of 13 g CO₂e/kWh.

In this case, DC voltage transportation thus yields a 19% greater CO₂ reduction from the solar panel facility throughout its expected lifetime.

2.3.2 Lower conversion losses

Solar panels, energy storage and electric vehicles are DC voltage equipment by their very nature and the exchange of energy between them can, therefore, be considerably more efficient than when the energy is transported via an AC grid. This is because the power electronics required to control the energy are more effective for DC voltage than for AC voltage. A DC/DC converter for these purposes has an efficiency of around 99% while a DC/AC converter has an efficiency of around 97%. Figure 1 shows the total conversion losses in an application to save solar energy for later consumption, i.e. to increase the intrinsic consumption of solar energy. In a DC grid, conversion losses are halved in comparison with a corresponding AC grid.

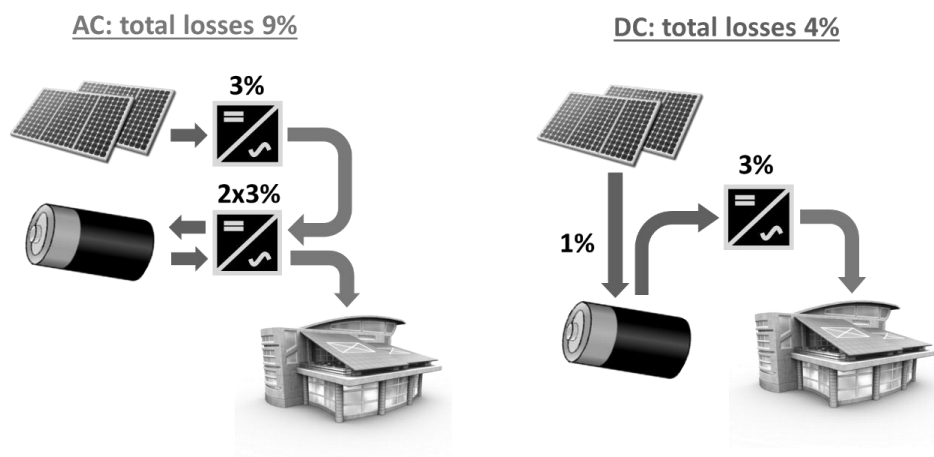


Figure 1 – Energy losses when solar energy is stored in batteries for later consumption

3 Safety

This section describes safety-related aspects of the DC grids that are built in the facilities with Ferroamp technology.

The DC grid in Ferroamp's EnergyHub and PowerShare system has a nominal voltage level of 760 VDC (+/- 380 V relative ground) to effectively distribute the solar energy with minimal losses and to manage high loads with, for example, electric vehicle charging without requiring overly dimensioned cabling.

A Ferroamp DC grid uses the same protection principles and safety functions as in ordinary AC power grids with TN-C-S earthing, except that only permanently installed equipment is permitted and that all electrical equipment must have double insulation and/or protective earthing.

Figure 2 shows the various safety concepts used in a Ferroamp DC grid.

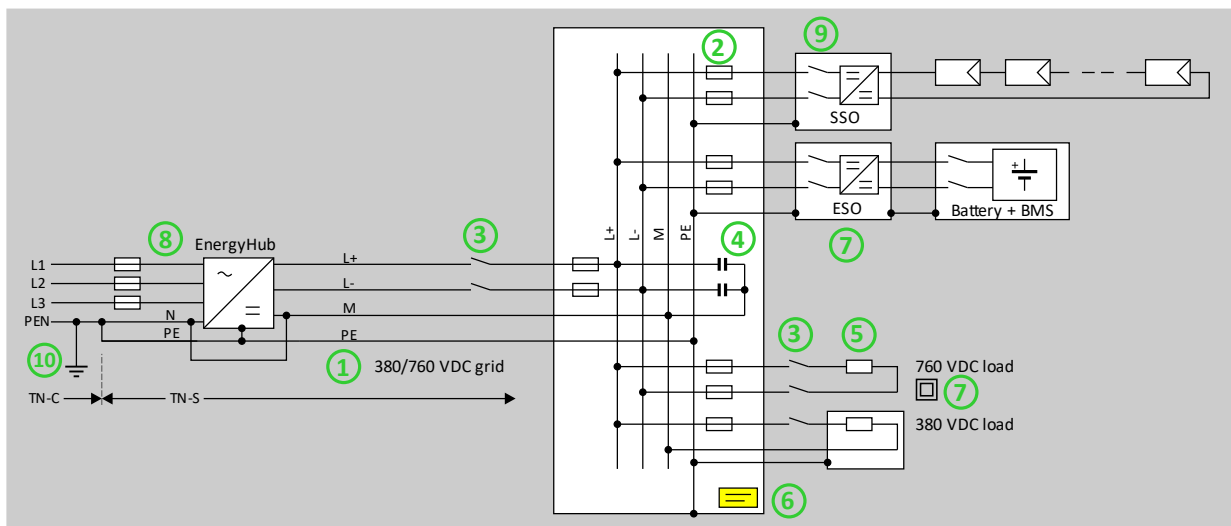


Figure 2 - Overview of safety features in a Ferroamp DC grid

The estimates below describe the various safety concepts in the figure.

1. Centre point earthed TN-C-S grid
2. All equipment is connected via group fuses to L+ and L-
3. Contact breakers and fuses must be approved for DC voltage
4. Capacitors provide short-circuit power
5. Only permanently connected equipment
6. Clear labeling indicating the risks and operating instructions
7. All products and electrical equipment produced with a protective ground and/or double insulation
8. Power inverter with protection against island operation prevents the emission of any energy to the AC grid
9. SSO has insulation monitoring and leakage current detection and disconnects panels in case of failure
10. For off-grid or backup functionality, local earthing is required on the PEN conductor. Furthermore, the N and M conductors need to be bridged outside the EnergyHub so that the DC grid remains earthed in island operation. If energy needs to be discharged into the property's AC grid, an ATS (Automatic Transfer Switch) that disconnects external power grids is also required on the AC side.

3.1 Voltage level

The voltage level in the DC grid is nominally 760 VDC with a normal control interval of 720 – 800 VDC. The grid is built as a center point earthed TN grid and the voltage between live conductors and earth is thus nominally 380 V which is marginally higher than the peak voltage in ordinary 230 V AC grids.

3.2 Several feeds

In a PowerShare installation, connected buildings are provided with bi-directional inverters (EnergyHub) which input energy for consumption to the building's AC grid. All EnergyHub models include protection against island operation according to EN 50438, EN 61 209-1 and EN 62 109-2, and thus ensure that no energy is discharged to the AC grid in the event of an external power failure.

In a DC grid installation there are often several different voltage sources, allowing points in the grid to be fed from multiple directions. Thus each facility component must be accompanied with visible labels describing that buildings are supplied with several feeds. It must also state how and where the DC grid should be disconnected. See section **Error! Reference source not found..**

3.3 Labels

An important aspect of the safety of DC power grids is that buildings and facility components connected to a DC grid must be provided with signage and markings showing the voltage level and that there are several feeds separated to allow safe working conditions. Figure 3 shows examples of the design of a warning sign in a building that has both a production facility and a connection to an external DC grid.

This signage should be mounted on all electrical rooms/switchboards/electrical cabinets where several supplies can occur.

	WARNING Multiple connection points The building is connected to an external DC grid and a production facility
	Work must not be carried out until the facility has been disconnected from external AC grid, DC grid and production facility
Disconnect external AC power supply at: _____	
Disconnect external DC grid at: _____	
Disconnect the production at: _____	

Figure 3 – A sign in the building in connection to both external DC grid and production facility

Switches/circuit breakers for external direct current grids and production facilities are provided with markings so that these can be clearly identified. Figure 4 shows the examples of markings at the respective circuit breakers.

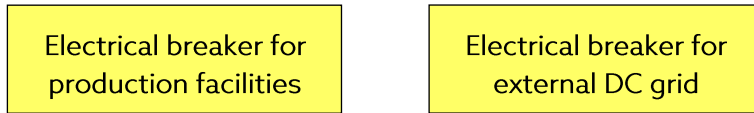


Figure 4 – Label at the circuit breaker for production facilities and external DC grids

Furthermore, distribution boxes and electrical cabinets with DC supply should be provided with warning signs that inform about the voltage level and possibly other regulations connected to the DC components.

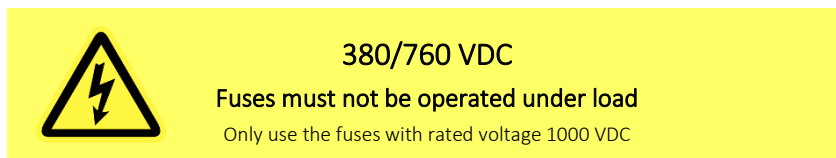


Figure 5 – Warning sign on DC voltage equipment

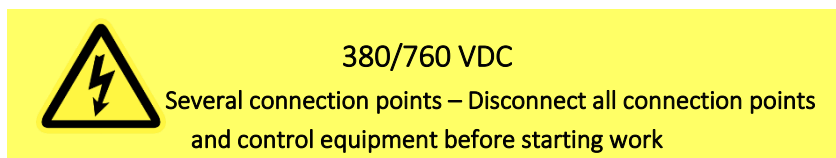


Figure 6 – Warning sign on the DC voltage equipment fed from multiple directions

3.4 Protection against hazardous voltages

All installations in the DC grid must be designed as permanently installed equipment. Accessible conductive parts must either be grounded and/or separated by double/reinforced insulation. Cabling in the DC grid must either be double insulated or have reinforced insulation.

In cases where connectors are used, these must be designed so that they cannot be disconnected without the use of tools. They must also not be disconnected during operation.

3.5 Short-circuit protection

In the event of insulation failure in installation components or cabling, the appropriate fuse must be used so that the fault is switched off within the time specified in IEC 60364-4-41¹. For DC grids with TN grounding and a voltage level (conductor to the ground) in the range 230 – 400 V, this means that faults must be switched off within 0.4 seconds for circuits with rated currents up to 32 A. For circuits with higher rated current, faults must be switched off within 5 seconds.

¹ IEC 60364-4-41 Low-voltage electrical installations – Part 4-41: Protection for safety – Protection against electric shock

Table 41.1 – Maximum disconnection times

System	$50\text{ V} < U_o \leq 120\text{ V}_s$		$120\text{ V} < U_o \leq 230\text{ V}_s$		$230\text{ V} < U_o \leq 400\text{ V}_s$		$U_o > 400\text{ V}_s$	
	a.c.	d.c.	a.c.	d.c.	a.c.	d.c.	a.c.	d.c.
TN	0,8	Note 1	0,4	5	0,2	0,4	0,1	0,1
TT	0,3	Note 1	0,2	0,4	0,07	0,2	0,04	0,1

Where in TT systems the disconnection is achieved by an overcurrent protective device and the protective equipotential bonding is connected with all extraneous-conductive-parts within the installation, the maximum disconnection times applicable to TN systems may be used.

U_o is the nominal a.c. or d.c. line to earth voltage.

Figure 7 - Disconnection times in the case of failure according to IEC 60364-4-41

Disconnection in the Ferroamp DC grid is done by means of fuses or MCBs (miniature circuit breakers). To disconnect within the prescribed time, the following factors are required:

1. A voltage source with the required output and energy to trigger the fuse used
2. Loop impedance that provides sufficient short circuit current
3. Fuse with sufficiently short break time

3.5.1 Power source with required output energy

When the DC grid is only powered by power electronics and does not use battery cables directly connected to the mains, the short-circuit power required to trigger fuses in the case of insulation faults is usually lacking. In the Ferroamp DC grid, short-circuit power can be supplied from several sources according to Figure 8.

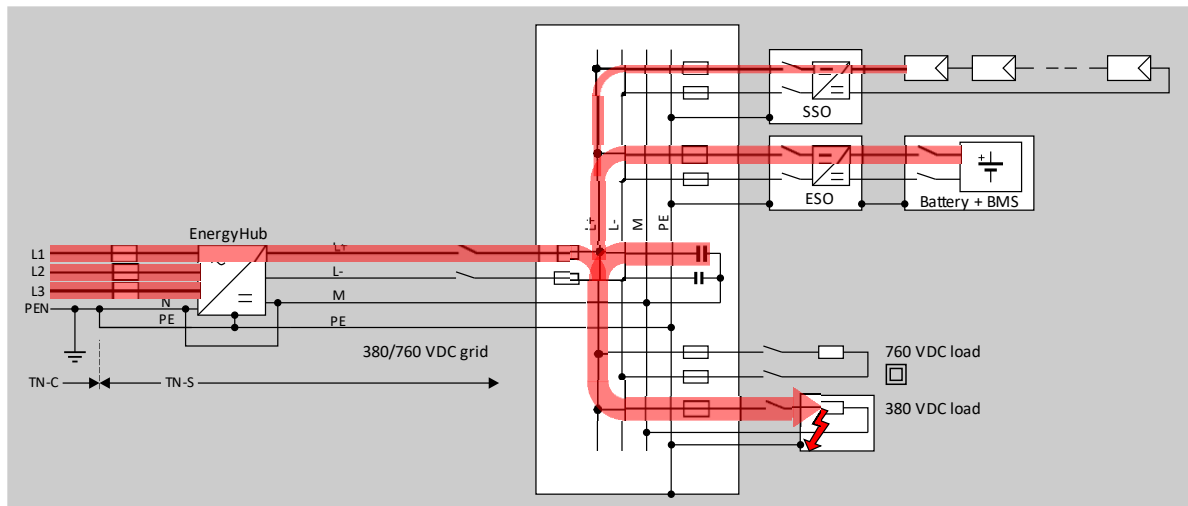


Figure 8 – Short-circuit current sources with the Ferroamp DC grid

1. Internal capacitance in the DC grid
2. From external power grid via rectification in EnergyHub
3. From battery cables via diodes in ESO
4. From connected solar panels (limited, however, to the actual short-circuit current of the solar panels)

In the event of a short circuit, in most cases, short circuit current will flow from several of the above-mentioned sources depending on their internal voltage and impedance. Here, the internal capacitances in the DC grid should have such a low impedance that they can supply a greater part

of the short-circuit current so that selectivity can be maintained. Otherwise, a battery fuse and/or EnergyHub fuse on the AC side, for example, risk being triggered in combination with the DC fuse closest to the fault.

3.5.2 Selectivity for fuses

In cases where selectivity is required, group fuses in the DC grid should not be greater than those that can be triggered with short-circuiting power from the system capacitor bank.

Below are theoretically calculated capacitances for maintaining selectivity against external fuses on the power grid (EnergyHub) or in the connected battery bank. When selectivity is required, these values should be verified by actual short circuit tests in the actual facility.

Use of fuse	Recommended capacitance at 380 VDC
1A 10x38 mm gPV 1000VDC	1 mF
2A 10x38 mm gPV 1000VDC	1 mF
10A 10x38 mm gPV 1000VDC	2.5 mF
20A 10x38 mm gPV 1000VDC	50 mF
40A MCB typ B 1000V	150 mF

Table 1 – Recommended capacitance for selectivity

In cases where smaller fuses up to 2A of type gPV or equivalent are used in DC grids, selectivity is normally achieved because the external fuses for EnergyHub or a connected battery bank are at least 10 A.

The values above furthermore assume that the internal impedance values of the capacitor bank or the inverter/external power grid and the battery bank are such that a major part of the short-circuit current is supplied from the capacitor bank.

By comparison, the internal capacitances in EnergyHub 2.8 mF are therefore normally not sufficient to maintain selectivity against external fuses on the power grid or in the battery bank without the support of an additional capacitor bank.

3.5.3 Choice of fuses

Fuses for DC grids must be approved for breaking the expected short-circuit current and with a voltage of up to 1000 V. At present, ceramic fuses or automatic fuses with several serial switching chambers may be used for this.



Figure 9 – 1000 VDC circuit breaker with four serial switching chambers (left), Holder and 10 x 38 mm fuse for 1000 VDC (right)

3.6 Overload protection

Since DC grids in the applications mentioned in this document only have permanently installed equipment connected with known maximum loads, overload protection for cabling and power distribution equipment is not normally required.

If a facility is expanded, dimensioning of cabling and fuses needs to be reviewed.

3.7 Other electrical equipment

Other electrical equipment used in the DC grid, such as fuses, circuit breakers, switchboards, junction boxes and cables must be approved for DC and the required rated voltage. This is particularly important for circuit breakers and connectors where arcing may otherwise occur during circuit breaking.

3.8 Residual-current device (RCD)

Normal RCD used in an AC grid, are unable to break DC currents, for which they cannot be used in DC grids. For this reason, all installation must be performed as a fixed installation and touchable parts must be grounded or separated by double or reinforced insulation. Cabling in the DC grid must either be double insulated or have reinforced insulation. See **Error! Reference source not found.**

An installation with an EnergyHub may be equipped with an RCD 300 mA on the AC side for fire prevention in cases where required. This assumes that, on the DC side, there is no equipment that can give rise to leakage currents which can cause faulty tripping. Ferroamp's SSO and ESO give rise to negligible leakage currents and may be used on the DC side in combination with an RCD. The greater the distribution of the DC grid and the more devices that are connected to the DC side, the greater the risk that the RCD will trigger incorrectly due to normal leakage currents and transients.

In cases where several EnergyHubs are connected on the DC side in a PowerShare installation, RCDs cannot normally be used, since potential equalisation currents naturally occur via the various EnergyHubs, and they can cause erroneous triggering of the RCDs.

For personal protection, each SSO contains an RCD, which disconnects the panels from the DC grid at fault currents above 30 mA, in accordance with EN 62109-2.

3.9 Earthing

The DC grid must be made with a midpoint ground so that any insulation faults to ground can trigger the fuses.

4 Overvoltage protection

In high-voltage installations, surge protections can be used to avoid interruptions in critical equipment and to protect expensive equipment from damage due to lightning surges or connection over-voltages. This section describes the surge protections incorporated into the EnergyHub system and how these may be supplemented with additional protection where required or recommended.

4.1 Regulations

The electrical installation regulations (SS 436 40 00), Sections 443 and 712 describe the requirement for surge protection for electrical installations and PV systems. These stipulate that surge protection must be provided where the consequences of over-voltages affect:

- a) human life (e.g. security systems and medical equipment in hospitals)
- b) public service and cultural heritage (e.g. loss of public services, data centres and museums)
- (c) commercial and industrial activities (e.g. hotels, banks, industries, commercial markets and agriculture).

In other cases, a risk assessment is vehicleried out according to 443.5 (for general electrical installations) and 712.443.102 (for solar power plants) to determine if surge protection is required. As a general rule of thumb, it can be said that, in most cases, according to these risk assessments, surge protection is not required in urban environments nor for smaller solar panel installations in suburban/rural environments. Furthermore, for residential buildings, surge protection is not needed if the value of the protected equipment is less than 5 times the cost of the surge protection. See also the electrical installation rules for a more detailed risk assessment in each individual case.

4.2 Surge protection in Energyhub systems

EnergyHub is designed and tested in accordance with IEC 62109-1 and IEC 62109-2, thus the grid connection can withstand overvoltage category III and the DC voltage connection overvoltage category II, which corresponds to a test voltage of 4 kV impulse, and can therefore almost be likened to surge protection class III.

However, these internal protections do not cope with the same currents and pulse energies as external protection. For this reason, the EnergyHub system can be supplemented with external protection in cases where it is prescribed in the electrical installation rules or is desirable as additional protection of the equipment.

Figure 1 below shows the recommended location in cases where the EnergyHub system is supplemented with additional surge protection.

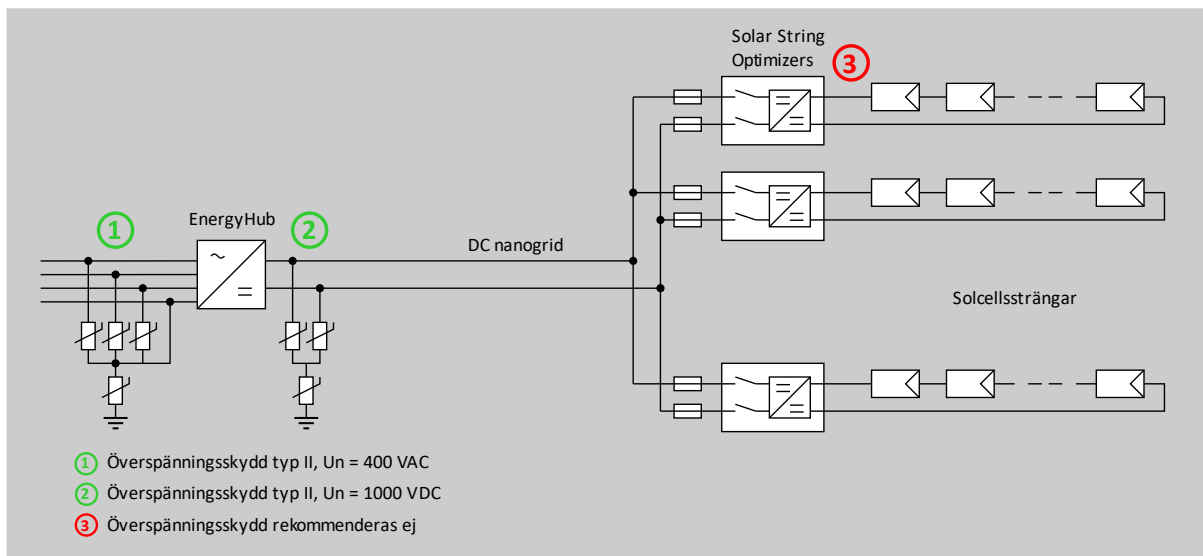


Figure 10 – Location of surge protection in EnergyHub installation

4.2.1 Surge protection on the AC side of the EnergyHub

In those cases where surge protection is prescribed, the AC side of the EnergyHub may be equipped with class II surge protection, connection type 2 (CT2).

E.g. FEEO FSP-A 4P AC SPD.



4.2.2 Surge protection on the DC side of the EnergyHub

In those cases where a surge protector is prescribed or desired as additional protection on the DC side, a surge protection class II, connection type 2 must be used.

E.g. ZJBENY BUD-40/3 1000V.



4.2.3 Surge protection at the input to SSOs

Surge protection is not recommended for the inputs to SSOs because it increases costs and is a potential source of error in installations. Due to the number of optimizers that are often used, their location and relatively low cost very much outweigh the disadvantages of surge protection. Furthermore, SSOs are designed with double-insulation, exactly like solar panels and are therefore able to withstand 4 kV impulses relative to earth, reducing the need for external surge protection.

5 Power grid regulation - Sweden

This section deals with the current (March 2019) Swedish power grid regulation. In other markets, local legislation and local regulations must be consulted. At the time of writing, the IKN Regulation is subject to investigation, and a new edition is expected to be issued in 2019.

5.1 Internal grid

The electricity sector allows certain types of internal grids to be built without the support of grid concession. IKN Regulation 2017:215 lists a number of different cases where so-called non-concessionary grids may be built, such as in industrial areas, university areas and schools, hospitals, agricultural areas etc.

Furthermore, there is an exception – paragraph 22a –which states that grids connecting production facilities may be built without the support of grid concession. In some cases in Sweden, electricity grid companies interpreted this as being permitted in cases where solar panels (production facilities) are located on all buildings connected together in a local electricity grid.

A final decision that a local DC grid is covered by the Grid Concession Act or cannot be obtained by applying for binding notification of the prior verification by the Energy Market Inspectorate (EI).

6 Dimensioning

6.1 Voltage drop and conductor area

A Ferroamp DC grid must be dimensioned so that the following conditions are met:

- Maximum voltage drop from EnergyHub to a connected battery (ESO) 1%
- Maximum voltage drop from EnergyHub to connected solar panels (SSO) 3%
- Maximum voltage drop between two EnergyHubs in a PowerShare installation 1%

The conductor area must be dimensioned so that the above requirements for voltage drop are met under all conceivable combinations of operating conditions. In addition, the requirements for maximum conductor temperatures must also be met.

Particularly in PowerShare installations, all different operating cases need to be taken into account, so that cabling is dimensioned for maximum current flow. If an extension with e.g. more solar panels, chargers for electric vehicles etc. is planned or expected, this should also be considered in the cabling dimensioning.

At https://tools.ferroamp.com/cable_calculator/, there is a tool for dimensioning cables in DC and AC grids.

7 Grid structure

7.1 Topology

When connecting several EnergyHubs, these must be connected to all conductors L+, M, L and PE.

When a larger DC grid that connects buildings is built, it is important that different installations can be made completely voltage-free. For this reason, the DC grid should be provided with circuit breakers that permit appropriate elements to be disconnected.

Unlike conventional AC grids, a DC grid usually has several feeds which do not only contribute to the stability and usability of the grid, but also present a challenge when the entire grid or part of the grid needs to be disconnected. For this reason, the grid should be provided with disconnecting switches which allow appropriate elements of the grid to be easily disconnected. For example, it should be possible to make the DC grid in a building current neutral by breaking the DC grid in two places.



DC grids connecting several electricity subscriptions may be used for a variety of applications with different needs for configuration and capabilities. In case of doubt, contact Ferroamp in connection with project planning to ensure the function.

7.1.1 Star-shaped grids

In a star grid construction, a central point of the grid is provided with DC switchgear that distributes the power to the various nodes in the grid. See Figure 11 below. Each line to a substation in the grid has switches at both ends and fuses for short-circuit protection based on the central switchgear. Switches at both ends of the cabling can be dispensed with in cases where the distance between the substation and the overlying switchboard is short and the switches are lockable, for example in cases where the switchboards are installed in the same room or the same building. In cases where the substations are located in their own buildings, it is always recommended that the cabling can be broken at both ends.

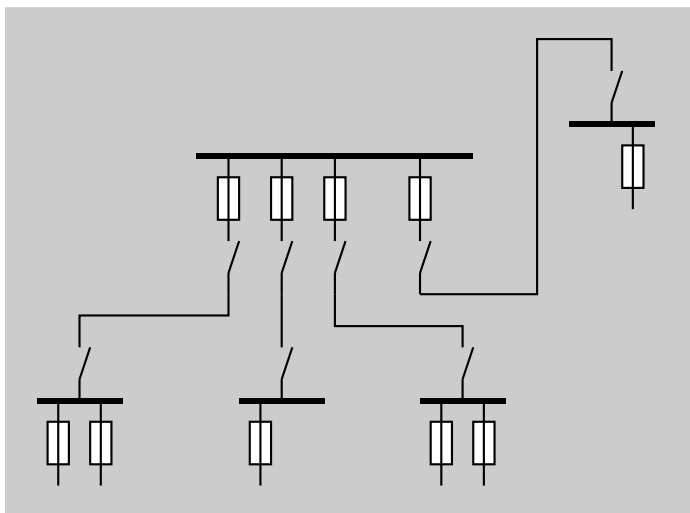


Figure 11 - DC grid with star topology

7.1.2 Linear grids

In a linearly built grid, there are not the same natural interconnection points for the different nodes as in star grids. Instead it is recommended to at multiple locations provide switches so that a section can be made deenergized without needing to shut the whole system down. Figure 12 shows an example of a linearly built DC grid where a central switchgear doesn't exist and instead each and every node can be made deenergized by operating at most two switches.

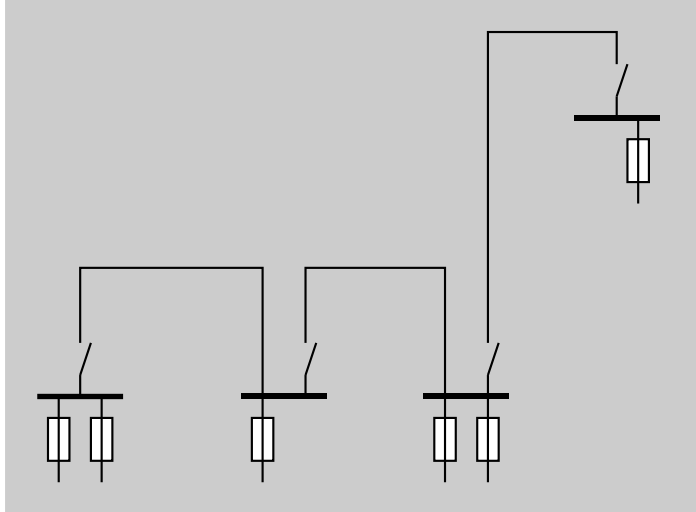


Figure 12 – DC grid with linear topology

7.2 Distribution

A DC grid with 380/760 V can be constructed with a distribution range spanning several hundred metres up to a 1 km thanks to the high voltage which contributes to low losses with reasonable dimensioning. However, it must be taken into consideration that in cases where the grid connects several earth systems, stray currents can occur, see **Error! Reference source not found.** below. The greater the grid's distribution; the greater the risk of stray currents.

For those grids with a large distribution but not locally grounded endpoints, potential differences can arise between the DC grid earthing and local earthing. This can pose a personal safety risk at long distances, especially with regard to induced voltages in connection with lightning or solar storms. However, any problems with stray currents will decrease when local earthing is not used.

7.3 Corrosion

In DC systems with high DC currents, there is a risk of corrosion of, for example, metal building components if there is DC current flow through them. The Ferroamp DC grid is designed as a TN-C-S grid and therefore all load current should normally only flow in the cabling intended for that purpose and the power distribution grid and not through building components. In cases where larger DC grids are built and several earthing points are used, such as is the case in PowerShare installations, a measurement of the total DC current flowing through cables should be vehicleried out in conjunction with commissioning to ascertain that no direct current risks flowing through building components.

7.4 Connection currents

One problem with certain components of a DC grid is the relatively large capacitance that can be observed. Firstly, the DC grid has a considerable capacitance in and of itself to maintain stability, and different products connected to the DC grid will have their own capacitances. If a discharged capacitance in a product is connected to a voltage-supplied DC grid or vice versa, an energised capacitance is coupled to a switched-off DC grid, a switch-on current will take place which may be so great that it triggers fuses and switches in the grid.

To avoid this, one of the following principles should therefore be applied:

1. Switches in the grid must only be switched on when both sides are energised to nominal voltage
2. Products with large internal capacitance must not expose the capacitance of the DC terminals when the capacitance is not charged to its normal operating voltage.

7.5 Energising / blackstart

When a DC grid needs to be energised after being switched off, the capacitances in the grid need to be charged up to nominal operating voltage. At the same time, leakage currents and local consumption in all connected equipment need to be supplied until the various units which then maintain the grid's stability have started up. This stability is normally supplied by EnergyHub and battery cables with ESOs. However, the active regulators in these components only kick in after the DC grid has been energised and communication between the units has started.

The Ferroamp EnergyHub has a built-in blackstart function using power from the external AC grid, where each EnergyHub can deliver approximately 50 W and has the ability to charge capacitances in the grid up to 5 mF. If several EnergyHubs are connected in parallel, this capacity is multiplied by the number of EnergyHubs.

If the grid contains more capacitance or has more equipment that starts to consume current from the DC grid before reaching nominal operating voltage, or if the DC grid can be used in an insular grid, a separate output for blackstart is required.

7.6 Stray currents

When a DC grid connects different buildings via inverters without transformers such as EnergyHub, the two ground systems in the buildings become interconnected. If the two ground systems have different potentials, this can cause what is called stray current between the buildings. This current gives rise to magnetic fields and, in the event of a large potential difference, it can cause heat generation in the DC cable between the buildings.

Stray currents can also arise from other metallic structures that connect buildings, such as water pipes, district heating grids, and cable screens

For magnetic fields, there are no uniform limit values, but the Swedish Radiation Safety Authority (SSM) applies the precautionary principle and has defined the reference value of 100 μ T for 50 Hz magnetic fields. By comparison, one conductor with 10 A current generates a magnetic field of 2

μT at a range of one metre and $0.2 \mu\text{T}$ at a range of 10 metres. Thus, significant currents and short distances are required to generate the fields near the $100 \mu\text{T}$ reference value.

A somewhat bigger problem can be the heat generation that stray currents can give rise to. A guideline for the avoidance of harmful heating of a DC cable between buildings is that the stray current should be less than 5% of the nominal operating current. For a conductor dimensioned for 100 A DC, an AC stray current should not exceed 5 A.

In situation where currents exceed desirable limits, this can be avoided by supplying the DC connection with common mode inductances which increase the impedance of the components to 50 Hz but allow the DC current to flow freely.

When connecting buildings, AC current through the cable should therefore always be measured at the time of installation in order to verify that it does not become too great. The current is most easily measured using a clamp ammeter around the entire cable, including all the conductors and any screening. If the stray current in a DC cable exceeds 5% of the cable's rated current, it should be provided with a common mode inductance.

EnergyHub can help reduce the incidence of stray currents both in cases where it is connected to a DC power supply and in those where it only supplies a property by activating the phase equalisation function (ACE). This function reduces the current in the PEN conductor and thus any eventual stray currents.

8 Communication

Ferroamp's DC equipment communicates with PLC (Power Line Communication) over the DC grid. In this way, the various connected units can be controlled and deliver measurement data to EnergyHub. Communication is superimposed as a narrow band signal on the DC cables so if a switch is opened or fuse is triggered, communication to the lost equipment is also lost.

In Ferroamp's present DC grid, the PLC signal is connected between L+ and L-. For this reason, larger capacitances connected to the grid, for example for selectivity, must be provided with series inductances of about 50 μH so as not to short-circuit the signal.

9 Connecting third party equipment

Third party equipment such as lighting, fans, and heating vehicletridges can in some cases be connected directly to the DC grid to more effectively use the available solar power and energy storage.

The above stated assumes that the loads have the necessary functionality that fulfills the requirements below, alternatively connected via equipment that does.

9.1 Step load and load variations

The voltage level in the DC grid is maintained collectively by all electronic equipment in Ferroamps EnergyHub (inverter), ESO (DC/DC converter for batteries), and SSO (DC/DC converter for solar panels). All these products contain a system for "droop control" which adapts the power relatively to the DC grid so that a stable DC voltage is maintained.

Step load and load variations should therefore be held within the limits stated below. The limits are for each inverter and can thus be upscaled when several parallel EnergyHubs are used in the same system.

	Max laststeg	Max lastvariation
EnergyHub wall	1 kW	5 kW/s
EnergyHub XL	1 kW	5 kW/s

Example: A facility with 4 EnergyHub XL can tolerate step load of $4 \times 1 = 4$ kW and load variations of $4 \times 5 = 20$ kW/s.

9.2 Load control

Voltage in the DC grid is a measure of the available power. In a situation where a deficit of power arises in the DC grid where the consumption exceeds that of the available solar power and possibly power from batteries, the voltage drops.

In this case the connected loads must sense the drop in voltage and either decrease its strain on the grid or disconnect entirely. This decrease and disconnect should still be in accordance to the requirements for step load and load variations above.

While the voltage in the DC grid is between 740 – 780 V the loads can be used without restriction. If the voltage drops below 740 V the load must be decreased linearly so that it reaches 0 at 720 V. This is also true where the voltage exceeds 780 V but should instead be decreased to reach 0 at 800 V as shown in Figure 13 below.

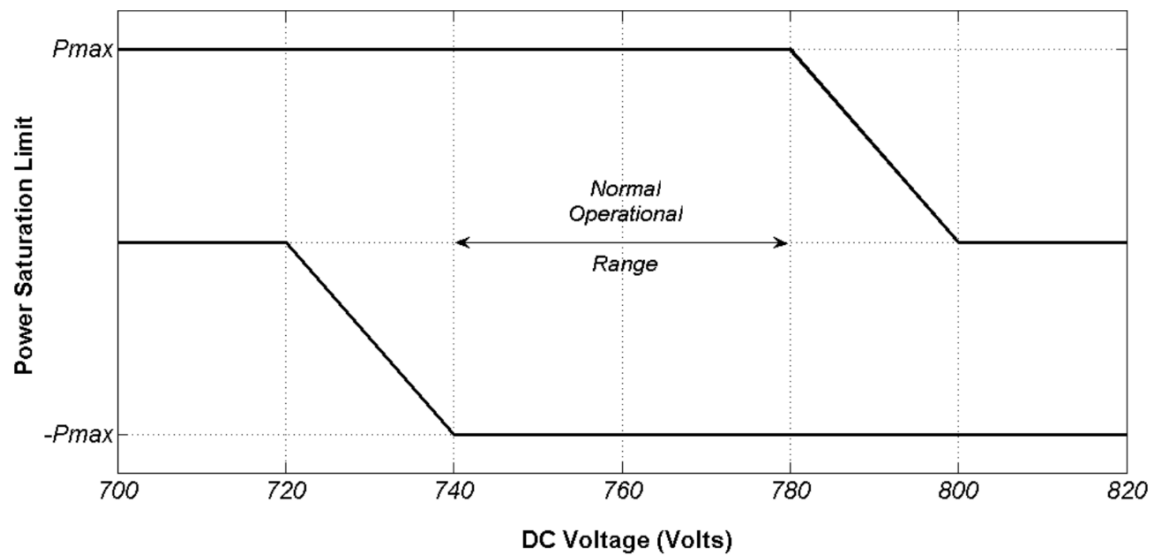


Figure 13 – Permissible outlet and input of power to the DC grid

9.3 Unbalanced loads

Loads that are only connected to the 380 VDC between L+ / M or between M / L- contribute to an imbalance between the two halves in the DC grid. This imbalance is regulated electronically via the connected EnergyHub by exposing this imbalance to the whole grid. This imbalance can be up to the maximum of 0.5% of the rated current to fulfill the requirements of the mains electricity.

This practically means that the total imbalance from one or more 380V loads that are connected to the DC grid can amount to 0.5%. The maximum imbalanced DC load for a 14 kW EnergyHub can therefore amount to 70 W.

10 Cable systems

Most common power cables with a rated voltage of 450/750 VAC or higher can be used in DC grids with a voltage level of 380/760 V. Some cable manufacturers specify that the cables can be used with 50% higher DC voltage than AC rated voltage. A cable with a rated voltage of 0.6/1 kV can then be used for DC voltages up to 0.9/1.5 kV.

The following are some examples of approved cables for DC use:

- Draka/Prysmian ACEFLEX 0.6/1kV
- Draka/Prysmian ACEFLEX Pure 0.6/1kV
- Nexans FXQ Easy 1kV
- Helukabel – multiple types with rated voltage 0.6/1kV

10.1 Use of parties

The conductors in a DC system are referred to by analogy with the conductors in an AC system for:

L+	Positive DC conductor
M	Grounded centre point in the DC system (see neutral conductor in AC system)
L-	Negative DC conductor
PE	Protective ground

Usually, in DC systems, the colour codes used are red for L+ and black for L-. For practical reasons, however, there is no wide selection of cables for DC systems. When standard AC cables are used, colour coding should be done in accordance with IEC. The table below shows the colour coding according to IEC and the recommended colour coding when different types of AC cables are used.

Conductor	IEC	3-wire cable	4-wire cable	5-wire (IEC)	5-wire Double
L+	Brown	Brown	Brown	Brown	Brown + Black
M	Blue		Black	Blue	-
L-	Grey	Blue	Grey	Grey	Grey + Blue
PE	Green/Yellow	Green/Yellow	Green/Yellow	Green/Yellow	Green/Yellow
Not used				Black	

The parties should always be marked with L+, M and L- in junction boxes and control panels to avoid erroneous connections.

10.2 Area of protective conductor

The protective conductor's area should be in accordance to the "elinstallationsregler" chapter 543. The table below shows the minimum area for the protective conductor given that it has the same conductive material as the DC conductor.

Conductor area S mm ²	Smallest Area for Conductor mm ² Cu
S < 16	S

$16 < S < 35$	16
$S > 35$	$S/2$

The protective conductor could also be dimensioned after the "elinstallationsreglerna" 543.1.2 which could make room for a small conductor area depending on the expected short circuit current and how fast the protective measures (fuse) in use are.

10.3 Cable markings

Cables for direct current should be labeled with "DC" when they enter an electrical enclosure or an electrical distribution.

10.4 Separation of plus and minus cables

In solar panel installations, the separation of the positive and negative conductors is sometimes provided for in string cables. This requirement may be relevant for lines that directly connect solar panel fields because the solar panels by their very nature are limited in power and do not have the ability to trigger fuses, which can produce permanent arcing in the event of insulation errors between positive and negative conductors.

For DC grids between EnergyHub, SSO and ESO, there is no need for separation of the conductors in the same way because the cables in this grid are fused and the DC grid can supply the short-circuit power required for disconnecting the cable in the event of a ground fault or insulation fault.

ferroamp

Electricity.
Reinvented.