

# MVDC – TEKNISK OCH EKONOMISK GENOMFÖRBARHETSSTUDIE

RAPPORT 2022:880



RISK- OCH  
TILLFÖRLITLIGHETSANALYS





# **MVDC – TEKNISK OCH EKONOMISK GENOMFÖRBARHETSSTUDIE**

Etapp 1

**AMBRA SANNINO  
LUCAS THOMÉE  
HENRIK HEMARK  
ALEXANDER SVENSSON  
DANIEL KARLSSON**

ISBN 978-91-7673-880-1 | © Energiforsk augusti 2022

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: [kontakt@energiforsk.se](mailto:kontakt@energiforsk.se) | [www.energiforsk.se](http://www.energiforsk.se)



## Förord

**Energiforsks råd för Elnät, Vindkraft och Solel har initierat projektet MVDC – Teknisk och ekonomisk genomförbarhetsstudie och genomför det i samarbete med programmet Risk- och Tillförlitlighetsanalys 2021-2025. Syftet med projektet är att ta fram underlag och rekommendationer för att DC-system och tekniken i högre grad ska uppmärksammas och beaktas i kommande nätplaneringsarbete.**

Projektet bestod av PL Ambra Sannino, DNV, som har samarbetat med kollegerna Lucas Thomée, Henrik Hemark, Alexander Svensson och Daniel Karlsson.

Energiforsk vill framföra ett stort tack till referensgruppen, som bidragit med synpunkter, erfarenheter, och hjälpt till att identifiera utmaningar och lösningar med MVDC i det svenska elnätet. Referensgruppen har bestått av:

- Javier Iglesias, Hitachi Energy
- Ritwik Majumder (ersattes senare av Bertil Berggren), Hitachi Energy
- Bertil Berggren, Hitachi Energy
- Thomas Eriksson, ABB
- Thomas Saubach, Ellevio,
- Mats Estéen, Ellevio
- Henrik Skog, Eskilstuna Energi och Miljö
- Arne Berlin, Vattenfall
- Nils Wiklund, Skellefteå Kraft
- Pontus Jonasson, Kraftringen
- John Laury, Trafikverket
- Thorsten Handler, Jämtkraft (& Elinorr)

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

- Jenny Paulinder, Göteborg Energi Nät (ordförande)
- Emil Welin, Vattenfall Eldistribution
- Petter Sandberg, Ellevio
- Mari Jacobsson Ueda, Svenska kraftnät
- Göran Hamlund, Elinorr
- Magnus Brodin, Skellefteå Kraft Elnät
- Mattias Jonsson, Umeå Energi
- Hampus Halvarsson, Jämtkraft
- Johan Mikkelsen, Öresundskraft
- Henric Johansson, Jönköping Energi Nät
- Fredrik Byström Sjödin, Installatörsföretagen
- Carl Johan Wallnerström, Energimarknadsinspektionen (adjungerad)
- Anders Richert, Elsäkerhetsverket (adjungerad)

Följande bolag har deltagit som intressenter till projektet. Energiforsk framför ett stort tack till samtliga för värdefulla insatser.

- Svenska kraftnät
- Ellevio AB
- Vattenfall Eldistribution
- Göteborg Energi
- Elinorr
- Jämtkraft Elnät
- Öresundskraft
- Skellefteå Kraft
- Umeå Energi
- Kraftringen Nät
- Jönköping Energi Nät
- AB PiteEnergi
- Karlstads El och Stadsnät
- Karlskoga Elnät
- Elinorr ekonomisk förening;
- Bergs Tingslags Elektriska
- Blåsjön Nät
- Dala Energi Elnät
- Elektra Nät
- Gävle Energi
- Hamra Besparingsskog
- Hofors Elverk
- Härjeåns Nät
- Härnösand Elnät
- Ljusdal Elnät
- Malungs Elnät
- Sandviken Energi Nät
- Sundsvall Elnät
- Söderhamn Elnät
- Åsele Elnät
- Årsunda Kraft & Belysningsförening
- Övik Energi Nät
- Energimarknadsinspektionen (adjungerad)
- Elsäkerhetsverket (adjungerad)

Stockholm i augusti 2022

*Susanne Stjernfeldt*

Energiforsk AB

Forskningsområde Elnät Vindkraft och Solel

## Sammanfattning

**Med en ökad mängd likströmsbaserad elproduktion från förnyelsebara energikällor, som vind och sol, samt trender inom elförbrukningen med en ökad användning av likström, finns ett behov av att anpassa elnätet och möta dessa förändringar. Ett sätt att hjälpa till i den här omställningen är att i högre grad nyttja DC-teknik.**

Hittills används DC-system i främst HVDC-applikationer där minskade förluster ses som den största fördelen. Med den pågående utvecklingen inom DC-system finns stor potential att nyttja tekniken inom hittills outnyttjade områden för att stödja utvecklingen mot ett mer effektivt, stabilt och hållbart energisystem.

Detta projekt har tagit fram underlag och rekommendationer för att DC-teknik i högre grad ska uppmärksammas och beaktas i kommande nätplaneringsarbete. Mer specifikt har projektet undersökt teknisk och ekonomisk genomförbarhet för MVDC-system i specifika kundapplikationer i det svenska elnätet.

Analysen av kundfallen för tätort visar på många fördelar med att nyttja MVDC-teknik, med ökad tillförlitlighet som den främsta fördelen och drivande faktorn. Även minskade förluster och ökad styrbarhet i effekt och spänning motiverar fortsatta studier. I de två fall i tätort som identifierats visar utvärderingen på god potential för båda MVDC-lösningarna: med två AC/DC-omriktare sammankopplade på DC-sidan, med eller utan DC-länk. De största utmaningarna i tillämpningen är begränsat utrymme i stationerna och de höga kostnaderna. I kundfallet som analyserats för lokalnät på landsbygd ses ingen större vinning med att använda MVDC-teknik när det kommer till minskade förluster eller kostnader. Sträckorna på ledningarna som orsakar högt spänningsfall är för korta i detta fall, och dessutom saknas tillgängliga produkter inom detta spännings- och effektområde. Erfarenhet från andra länder tyder på att mer lämpliga applikationsfall för MVDC inom landsbygd finns på högre spänningsnivåer, exempelvis inom regionnät.

Sammanfattningsvis borde fokus i det fortsatta arbetet läggas på applikationerna i tätort. I övrigt vill projektgruppen lämna följande rekommendationer:

1. Få till stånd (minst) en **demonstrationsanläggning** för att testa och utvärdera tekniken i Sverige, med fokus på ett verkligt fall i tätort, exempelvis från distributionen i Stockholm eller Göteborg.
2. Starta ett **MVDC-forum** eller -nätverk för dc-applikationer i distributionsnät, för att fortsätta utveckla och sprida kunskap.
3. Lansera en liknande studie som utreder nuläget, risker och möjligheter för likströmsapplikationer på lågspänningsnivå (**LVDC**).
4. Studera flera applikationer som kan bli aktuella i ett längre tidsperspektiv, exempelvis **MVDC för industrinät, solparker och vindparker**.

### Nyckelord

Distribution, likström, DC, mellanspänning, frekvensomriktare, MVDC.

## Summary

**With an increased amount of decentralized electricity production from sources such as wind and solar having direct current (DC) as output, and trends in the electricity consumption with increased use of DC, there is a need to adapt the electrical grid to meet these changes. One solution to help in this transition is to make greater use of DC technology.**

DC systems are mainly used in HVDC applications where reduced losses is seen as the biggest advantage. With the ongoing development in DC systems, there is great potential to use the technology in new areas to reduce losses, increase security of supply and ensure the reliability of the electrical grid, and support the development towards a more efficient, stable, and sustainable energy system.

This project has produced data and recommendations for DC systems and technology to be given greater attention in future network planning. More specifically, the project has investigated both technical and economic feasibility of MVDC systems for selected customer case studies in the Swedish power system.

The analysis of the case studies for urban areas indicates several advantages of using MVDC technology, with increased reliability as the main advantage and driving factor. Reduced losses and increased controllability in power and voltage also motivate further studies. The final solution needs to consider limited space in the substations and the high capital expenditures. In the specific customer case for distribution grid in rural areas, there is no major benefit from using MVDC technology when it comes to reduced losses or costs. The length of the overhead lines is too short in this case, and no suitable and available MVDC products could be identified in this voltage and power range. Experience from pilot projects in other countries indicate more relevant applications for MVDC in rural areas are at higher voltage levels, for example, regional grids.

In summary, the focus of the future work in this area should be on the applications in urban areas. The project group also wishes to make the following recommendations:

1. Establish (at least) a demonstration facility to test and evaluate the technology in Sweden, focusing on a real case in urban area, for example from the distribution in Stockholm or Gothenburg.
2. Start an MVDC forum or network for dc applications in distribution networks, to continue developing and disseminating knowledge.
3. Launch a similar study examining the current situation, risks, and opportunities for low voltage DC (LVDC) applications.
4. Study several applications that may be relevant in a longer time perspective, for example MVDC for industrial networks, solar parks, and wind farms.



# Innehåll

<b>1</b>	<b>Introduktion</b>	<b>9</b>
1.1	Bakgrund	9
1.2	Projektets mål	9
1.3	Omfattning och avgränsningar	10
1.4	Rapportöversikt	10
<b>2</b>	<b>Varför likström (DC) och MVDC?</b>	<b>12</b>
2.1	AC och DC ur ett historiskt perspektiv	12
2.2	Fördelar med likström	12
2.3	Definition av MVDC spänningsnivå	14
2.3.1	Mono- och Bipolära MVDC-system	16
2.3.2	Slutsats definition av MVDC	17
2.4	MVDC-Standardisering och regelverk	18
2.5	MVDC-konfigurationer	18
2.6	MVDC-applikationer	22
2.6.1	Distributionsnät: tätort och landsbygd	23
2.6.2	Industri, DC-laster och produktion	23
2.7	Fokus för detta projekt	25
<b>3</b>	<b>Nulägesanalys: Projekterfarenhet</b>	<b>26</b>
3.1	MVDC-B2B projekt	26
3.2	MVDC-P2P projekt	27
3.3	MVDC-distribution och -nät projekt	32
3.4	Sammanfattning och observationer	37
<b>4</b>	<b>Komponenter i ett DC-system</b>	<b>40</b>
4.1	Frekvensomriktare	40
4.1.1	VSC-omriktare	40
4.1.2	MMC-omriktare	42
4.1.3	Nuläge – Tillgänglig teknik	43
4.2	DC-Brytare	46
4.3	DC-Ledningar och kablar	47
4.4	Kostnader i MVDC-system	51
<b>5</b>	<b>Reglering</b>	<b>53</b>
5.1	Bakgrund	53
5.2	Elkvalitet	55
5.3	Nätförlustincitamentet	55
5.4	Belastningsincitamentet	56
5.5	Vad gäller för MVDC?	56
<b>6</b>	<b>Applikationer i distributionsnäten: teknisk-ekonomisk jämförelse</b>	<b>58</b>
6.1	Metodik	58
6.2	Fallstudie A – MVDC-B2B Tätort	59

6.2.1	Tekniska lösningar	59
6.2.2	Ekonomisk värdering	64
6.2.3	Slutsatser	65
6.3	Fallstudie B – MVDC-P2P Tätort	65
6.3.1	Tekniska lösningar	66
6.3.2	Ekonomisk värdering	71
6.3.3	Slutsatser	73
6.4	Fallstudie C – MVDC-P2P Landsbygd	73
6.4.1	Tekniska lösningar	73
6.4.2	Ekonomisk värdering	77
6.4.3	Slutsatser	78
<b>7</b>	<b>Slutsatser, risker och rekommendationer</b>	<b>80</b>
7.1	Slutsatser	80
7.2	Risker	80
7.3	Rekommendationer	81
<b>8</b>	<b>Referenslista</b>	<b>83</b>

# 1 Introduktion

Detta kapitel ger en generell introduktion till projektet MVDC – Teknisk och ekonomisk genomförbarhetsstudie, med bakgrund, projektets mål, omfattning och avgränsningar, samt rapportöversikt.

## 1.1 BAKGRUND

I enlighet med Energiforsks egna prognoser bedöms framtidens elnät bli alltmer komplexa. Där ses Agenda 2030 och ambitionen att Sveriges elproduktion ska vara 100 procent förnyelsebar år 2040, som bakomliggande faktorer till omställningen.

Med en ökad mängd likströmsbaserad elproduktion från förnyelsebara energikällor, som vind och sol, samt trender inom elförbrukningen med en ökad användning av likström, exempelvis elbilar, elektroniska apparater i hushåll och kontor och i större utrustning inom industrin, finns ett behov av att anpassa elnätet och möta dessa förändringar. Ett verktyg för att hjälpa till i omställningen är att i större grad nyttja DC-teknik.

Hittills används DC-system i främst HVDC-applikationer där minskade förluster ses som den största fördelen. Med den pågående utvecklingen inom DC-system finns stor potential att nyttja tekniken inom hittills outnyttjade områden för att minska förlusterna, öka leveranssäkerheten och elnätets pålitlighet, samt stödja utvecklingen mot ett mer effektivt, stabilt och hållbart energisystem.

## 1.2 PROJEKTETS MÅL

Energiforsk har initierat DC-projektet med målsättningen att ta fram underlag och rekommendationer för att DC-system i högre grad ska uppmärksammas och beaktas i kommande nätplaneringsarbete.

Initiativet har två huvudsakliga syften:

1. Verifiera att DC-tekniken löser specificerade problem och att lösningen är kostnadseffektiv jämfört med andra alternativa möjligheter.
2. Genom resultatspridning, som seminarier och nyhetsbrev, visa på rekommendationer för DC-system till beslutsfattare och andra intressenter.

Dessa två huvudsyften bidrar därmed till att uppfylla projektets övergripande mål:

- Sammanföra och underlätta svenskt samarbete rörande användning av DC-teknik inom elnätsverksamheten;
- Höja kunskapsnivån hos teknik- och energiföretag kring det strategiska DC-området;
- I förlängningen, trygga ett hållbart utbyggt svenskt samhälle.

### 1.3 OMFATTNING OCH AVGRÄNSNINGAR

Fokus för detta projekt som drivs av DNV är likström på mellanspänningsnivå (eng. medium voltage direct current, MVDC). Målet med projektet är att analysera teknisk och ekonomisk genomförbarhet av MVDC-teknik.

Projektet har vidare delats upp i två faser.

1. Fas 1 (denna rapport): En generell jämförelse som identifiera risker och gap i exempelvis produkter, och identifierar under vilka tekniska och ekonomiska förutsättningar MVDC är en genomförbar lösning och fördelaktig mot traditionell MVAC. För att nå fram till en sådan slutsats studeras ett antal (3) applikationer/användarfall som valts ut i diskussion med referensgruppen. I slutsatsen lämnas rekommendationer och förslag på fortsatt arbete med ett eventuellt pilotfall.
2. Fas 2 (ev. framtida arbete): Utifrån rekommendationerna från fas 1 startas fas 2 med val av ett pilotfall. Detta pilotfall studeras och analyseras sedan i större detalj med hjälp av simuleringsverktyg och beräkningar. En design med preliminär kostnadskalkyl tas fram som underlag till ett eventuellt kommande pilotprojekt.

Eftersom projektet slutligen ska komma fram till en design för ett MVDC pilotprojekt, avgränsas fokus till lösningar som anses vara tekniskt möjliga att kunna implementeras och byggas inom ett fåtal år. Projektet avgränsas även till att fokusera på applikationer inom distributionsnät, eftersom merparten av referensgruppen är representanter från distributionsnätsföretag, vilket begränsar möjligheten att knyta de övriga applikationerna till verkliga kundapplikationer och i längden ett eventuellt pilotprojekt. Andra möjliga applikationer beskrivs översiktligt.

Följande teknikområden är utanför ramen för projektet:

- LVDC (spänningsnivå < 1,5 kV)
- HVDC (spänningsnivå > 60 kV)\*

\* Definition av MVDC och gränser för spänningsnivåer diskuteras i avsnitt 2.3.

Det finns intresse från Energiforsk att även studera genomförbarheten för applikationer inom lågspänningsområdet, såsom byggnader, kontor och bostäder. LVDC väcker även andra typer av frågor, t ex kring elsäkerhet, vilket gör det lämpligare att hantera LVDC separat, eventuellt som föremål för ytterligare ett forskningsprojekt längre fram.

### 1.4 RAPPORTÖVERSIKT

Denna rapport är uppdelad i följande kapitel:

*1 Introduktion* – med bakgrund, projektets mål, omfattning och avgränsningar, samt rapportöversikt.

2 *Varför likström (DC) och MVDC?* – med AC och DC ur ett historiskt perspektiv, fördelar med DC, definition av MVDC, konfigurationer och applikationer, samt fokus inom MVDC för detta projekt.

3 *Nulägesanalys: Projekterfarenhet* – ger en översikt över MVDC-projekt runt om i världen, med olika komplexitet, varav majoriteten är pilotprojekt och demonstrationsanläggningar, och ett fåtal är kommersiella projekt.

4 *Komponenter i ett DC-system* – med en översikt över kritiska komponenter i DC-system såsom frekvensomriktare, brytare, ledningar och kablar.

5 *Reglering*– ger en översikt över nuvarande reglering med fokus på intäktsramen och hur väl MVDC-tekniken passar in i den.

6 *Applikationer i distributionsnäten: teknisk-ekonomisk jämförelse* - med analys av tre fallstudier från det svenska elnätet med problembeskrivning, jämförelse mellan AC- och DC-lösningar, analys och diskussion.

7 *Slutsatser, risker och rekommendationer* – med slutsatser, risker och slutgiltiga rekommendationer för fortsatt arbete, inklusive en möjlig etapp 2 av projektet, på väg mot ett pilotprojekt.

## 2 Varför likström (DC) och MVDC?

Detta kapitel ger en översikt av AC och DC ur ett historiskt perspektiv och fördelar med likström. Sedan görs en kartläggning av befintliga definitioner av MVDC som används inom branschen och olika standarder, följt av en slutsats kring den definition av MVDC som används i detta projekt. Möjliga koncept och applikationer för MVDC identifieras med fokus på utformning, och slutligen specificeras fokus inom MVDC för detta projekt.

### 2.1 AC OCH DC UR ETT HISTORISKT PERSPEKTIV

I slutet på 1800-talet pågick en kamp mellan Thomas Edison, som arbetade med och förespråkade DC-system, och George Westinghouse, som i stället utvecklade och propagerade för AC-system<sup>1</sup>.

I början på denna kamp mellan AC och DC, drevs många gatubelysningar av likström genom gas- eller båggljus. Denna sorts belysning krävde dock mycket underhåll och det fick slutligen Edison att komma fram till en lösning där man kunde ersätta båggljuset med glödlampor. Dedikerade DC-system utvecklades för glödlamporna som kunde leverera konstant spänning och innefattade mätare, lampfästen, brytare och säkringar. De första installationerna som drevs med detta DC-system installerades 1882. Nackdelen med dessa system var att de drevs av 100-110 VDC, vilket resulterade i små isolerade system för att reducera förlusterna. Ett större DC-system skulle kräva stora mängder koppar.<sup>2</sup>

Det första AC-systemet visades upp år 1881 i London. Westinghouse tog med idén till USA där han 1886 till slut kunde visa upp ett belysningssystem baserat på AC-teknik. År 1887 ansökte Nikola Tesla om flertalet patent baserade på AC-teknik som köptes upp av Westinghouse och tillsammans kunde de vidareutveckla AC-systemet. År 1891 spänningssattes en ca 20 km lång ledning för att demonstrera hur el kunde överföras över långa avstånd<sup>3,4</sup>.

Slutligen blev AC grunden för dagens elnät. Den främsta anledningen är transformatorn, som ger möjligheten att omvandla spänning från en nivå till en annan, för att överföra el över långa avstånd. Utöver det blev även AC-maskiner, som exempelvis asynkronmotorn, dominerande inom industrin, eftersom de var mer robusta och krävde mindre underhåll än DC-maskiner<sup>3,4</sup>.

### 2.2 FÖRDELAR MED LIKSTRÖM

Framtidens elnät kommer att genomgå förändringar och överföra större mängd elektricitet i takt med att efterfrågan på energi ökar. En gemensam faktor för omställningen och många av dessa nya installationer i elnätet, exempelvis solkraft,

<sup>1</sup> C. Sulzberger, "Triumph of AC – from Pearl Street to Niagara", IEEE Power Energy Mag. Vol. 1, no. 3, pp.64-67, 2003

<sup>2</sup> D. Nilsson, "DC Distribution Systems", Chalmers University of Technology, 2005

<sup>3</sup> G. Woodward, "History of a single-phase high-voltage distribution system," Proc. IEEE, vol. 140, no. 3, pp. 207–214, May 1993.

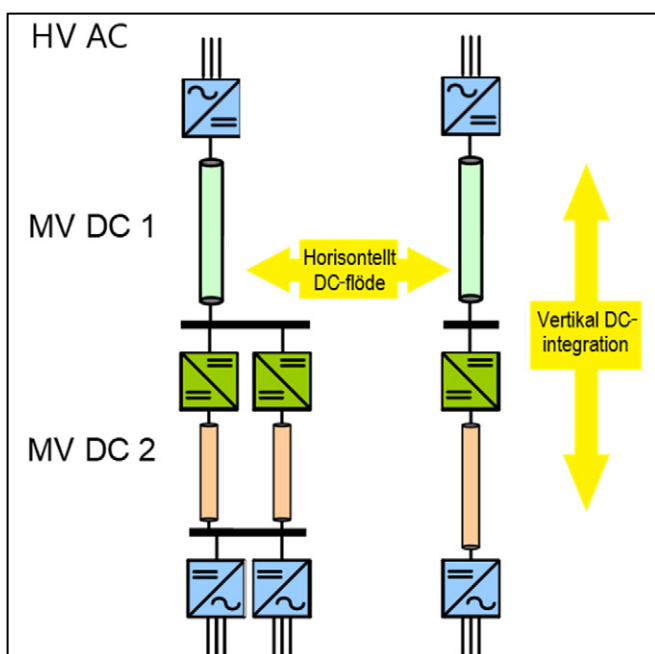
<sup>4</sup> "Triumph of AC – the battle of currents", IEEE Power Energy Mag., vol. 1, no. 4, pp. 70-73, 2003

vindkraft, energilagarsystem, elektrolysanläggningar, laddningsinfrastruktur för fordon och andra nya elförbrukare, är att de levererar eller drivs av likström.

Som en följd av den pågående övergången till större andel förnyelsebar energi och nya typer av laster, finns det redan idag exempel på elnät där andelen DC-system är större än andelen AC-system. Användningen av omriktarsystem kommer också att fortsätta öka. Genom att utnyttja utvecklingen inom DC-system kan effektomvandling undvikas och därmed förluster minskas, speciellt i de fall med två omvandlingssteg, från likström till växelström och tillbaka<sup>5</sup>.

I traditionella elsystem är vanligtvis elnätet på transmissionsnivå maskat och distributionsnät radiella vilket innebär ett "vertikalt" effektlöde av el från högre spänningsnivåer till lägre spänningsnivåer, se Figur 1. DC-system är i dagens system integrerade på högspänningsnivå (ex. HVDC-länkar) och DC-omriktare för solkraft och vindkraft på lågspänningsnivå.

I mer moderna och framtida elsystem med större andel decentraliserade förnyelsebara energikällor, energilagarsystem och andra DC-system, kan integreringen ske på fler spänningsnivåer. I framtida DC-nät kan omriktare agera som transformatorer och sammankoppla olika spänningsnivåer genom AC-DC och DC-DC omvandling. I framtida fall där omriktare används i båda ändarna av ett distributionsnät kan DC-distribution vara det mer effektiva valet, med lägre förluster och lägre kostnader, enligt organisationen CIRED<sup>6</sup>. I dessa framtida elsystem skulle det också kunna vara mer effektivt att skapa ett "horisontellt" effektlöde genom att koppla samman parallella "radialer" i nätet, i stället för traditionellt vertikalt effektlöde, se Figur 1.



Figur 1: DC-integrering i framtida elnät

<sup>5</sup> T. Kaipia och e. al., POSSIBILITIES OF THE LOW VOLTAGE DC DISTRIBUTION SYSTEMS, Lappeenranta, Finland: Lappeenranta University of Technology.

<sup>6</sup> WG 2019-1 "DC Networks on the distribution level – New trend of Vision?", CIRED, Juli 2021

Ett ökande problem i distributionsnät, främst tätort, är ökade nivåer av kortslutningsströmmar. För att bibehålla eller öka redundans och tillförlitlighet, eller om nättopologin förändras till exempel i ett N-1 fall, kan det vara önskvärt att bibehålla eller skapa en horisontell sammankoppling mellan två distributionsnät. Problematiken är att det då finns en risk att kortslutningsströmmarna för det sammankopplade nätet blir för stora och genom konventionella åtgärder bör de två distributionsnäten fränkopplas permanent. Redundans och tillförlitlighet kan eventuellt återskapas genom ytterligare konstruktionsåtgärder för de båda delnäten.

Genom DC-omriktare kan näten kopplas samman och skapa ett horisontellt effektflöde eftersom strömmen utifrån omriktaren begränsas via styrningen till märkströmmen, även under felfall, och därmed påverkas inte kortslutningsströmmarna. Dessutom kan DC-sammankopplingen användas för att ansluta två olika jordade AC-nät eller två AC-nät med olika frekvenser, vilket inte är möjligt genom konventionell AC-sammankoppling<sup>7</sup>.

### 2.3 DEFINITION AV MVDC SPÄNNINGSNIVÅ

Konceptet MVDC är förhållandevis nytt och det saknas en genomgående standardisering av spänningsnivån i branschen. Dessutom är det en variation i gränserna för MVDC-spänningsnivåerna som omnämns i diverse forskningsprojekt och rapporter. Det finns därför ett behov av en definition av vilka spänningsnivåer som innefattas av MVDC.

För lågspänning finns det för både AC och DC, en tydligt specificerad och standardiserad övre gräns, som ligger på 1 kV för AC och 1,5 kV för DC. För AC finns det inga tydliga gränser för mellanspänning, och inte heller för högspänning. I flera standarder finns till och med ett överlapp mellan mellanspänning och högspänning för AC. Ett urval av de standarder som analyserats listas i Tabell 1.

Tabell 1: Standarder innehållandes definitioner av spänningsintervall för MV.

Standard	Spänningsintervall MV
EN 50160:2010	$1 \text{ kV} < U_n \leq 36 \text{ kV}$
IEC 61000-3-7:2008	$1 \text{ kV} < U_n \leq 35 \text{ kV}$
IEC 60050-601-01-26	$1 \text{ kV} < U_n$
IEC 60050-601-01-27	-
IEC 60050-601-01-28	$U_n < 30\text{-}100 \text{ kV}$
IEC 60038:2009	$1 \text{ kV} < U_n \leq 35 \text{ kV}$
ANSI C84.1-1989	$2,4 \text{ kV} < U_n \leq 69 \text{ kV}$
ANSI/IEEE 1585-2002	$1 \text{ kV} < U_n \leq 35 \text{ kV}$
IEEE Std 1623-2004	$1 \text{ kV} < U_n \leq 35 \text{ kV}$

Trots att få av dessa standarder tydligt definierar en övre gräns för mellanspänning AC så går det att dra slutsatsen att i de flesta fall anges en övre gräns på 35 kV.

<sup>7</sup> WG 2019-1 "DC Networks on the distribution level – New trend of Vision?", CIRED, Juli 2021



På grund av hur likriktning fungerar och hur isolation för AC respektive DC ser ut, är det rimligt att det bör finnas en koppling mellan nivåerna för MVDC och MVAC. Sambandet mellan AC- och DC-spänning för spänningsomriktare, som förklaras närmare i avsnitt 4.3, ger en minimum DC-spänning, som ges enligt följande

$$U_{DC} = 2 \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} U_{AC} \cong 1,6 U_{AC}$$

För isolering gäller att DC klarar 1-2 gånger så hög spänning än AC för friledningar, medan motsvarande för markkabel är 2-3 gånger.

Genom att studera existerande projekt för DC-spänning över  $\pm 0,75$  kV (1,5 kV) och som inte benämns HVDC, visas det att de vanligaste nivåerna ligger på mellan  $\pm 10$  och  $\pm 20$  kV, men exempel både under och över detta intervall finns också, se Tabell 2. Av de spänningsnivåer som används inom applikationer för både MVDC och HVDC, uppmärksammas det att HVDC normalt börjar användas först vid  $\pm 70$  kV, men oftast används  $\pm 100$  kV som den undre gräns för HVDC.

Tabell 2: Spänningsnivåer från LVDC  $\pm 0,75$  kV upp till  $\pm 100$  kV och hur de grupperas inom olika projekt.

Spänningsnivå	Gruppering
$\pm 0,75$	Odefinierad/ MVDC
$\pm 2,5$	
$\pm 3,5$	
$\pm 9$	
$\pm 10$	
$\pm 12,5$	
$\pm 15$	
$\pm 15,9$	
$\pm 20$	
$\pm 27$	
$\pm 35$	
$\pm 50$	
$\pm 70$	
$\pm 80$	
$\pm 100$	

Slutsatsen kan dras att MVDC bör ha en övre gräns precis under den första nivån som benämns som HVDC, dvs. upp till och med  $\pm 50$  kV. Att det blir ett odefinierat område på 10 kV anses för projektets syfte inte vara ett problem, speciellt eftersom denna spänningsnivå inte verkar användas varken i de projekt eller definitioner som har studerats.

I en rapport från CIGRE<sup>8</sup> har det gjorts undersökningar bland universitet och företag som jobbar med koncept, projekt och produkter inom området. Denna

<sup>8</sup> Medium voltage direct current (MVDC) grid feasibility study, Reference: 793, C6 Active distribution systems and distributed energy resources, Paris, CIGRÉ, 2020

undersökning visar två alternativ till en övre gräns för MVDC, 35 och 100 kV (motsvarande  $\pm 17,5$  och  $\pm 50$  kV), se Figur 2.

Recommended range of voltage levels of DC distribution networks	South Korea	KEPRI	1.5 kV-35 kV
		Ihna University	48 V-100 kV
		Hanyang University	10 kV-35 kV
		Korea University	0.4 kV-35 kV
		HHI	48 V-200 kV
		Keri	10 kV-35 kV
		HHI	0.4 kV-100 kV
	China	SGRI	1.5 kV-100 kV
		CEPRI	1.5 kV-100 kV
		NCEPU	1.5 kV-35 kV
	Japan		0.4 kV-35 kV
	France	EDF	48 V-35 kV
	Italy	ABB	1.5 kV-100 kV
Switzerland	EPFL	1.5 kV-100 kV	
USA	ABB	1.5 kV-100 kV	

Figur 2: Rekommenderade spänningsintervall för MVDC från diverse företag och universitet <sup>8</sup>.

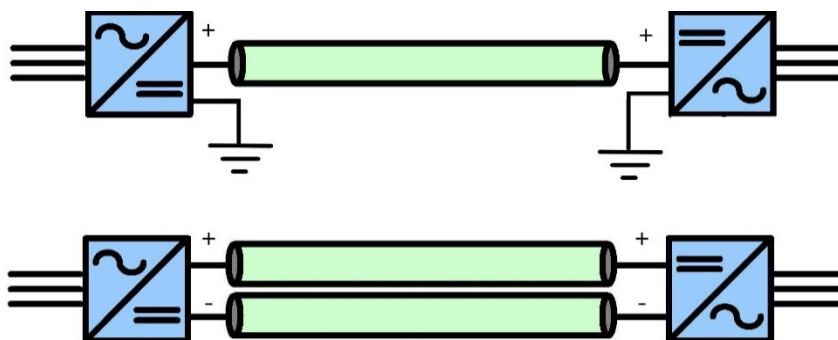
Rapporten från CIGRÉ rekommenderar intervallet 1,5 till 100 kV för enpoliga/monopolära system, och  $\pm 0,75$  till  $\pm 50$  kV för tvåpoliga/bipolära system<sup>8</sup>.

### 2.3.1 Mono- och Bipolära MVDC-system

Inom DC, i detta fall MVDC, finns det i huvudsak två olika systemtopologier, mono- och bipolärt DC-system. För monopolära system går det även att dela upp ytterligare i ett asymmetriskt och ett symmetriskt monopolärt system.

System med monopolär topologi har i typfallet endast en omriktare i varje ände av en DC-länk, oavsett om det är ett asymmetriskt eller symmetriskt system. Den asymmetriska varianten utmärker sig genom att endast ha en MVDC-kabel mellan stationerna, medan returvägen för strömmen antingen är genom marken, vatten (exempelvis vid offshore applikationer) eller en lågohmig metalledare. I denna lösning ligger spänningen i MVDC-kabeln på en positiv nivå medan returvägen är jordad. Således används i CIGRÉ-rapporten MVDC-definitionen 1,5 till 100 kV för ett asymmetriskt monopolärt system.

Symmetriska monopolära system har till skillnad från de asymmetriska två MVDC-kablar, en för positiv och en för negativ polaritet, samt flytande jord. En sådan lösning blir dyrare på grund av en dubbling av kablaget, men eftersom varje kabel bara utsätts för halva DC-spänningen minskar överförings- och isolationskraven jämfört med den asymmetriska varianten. Se Figur 3 för principskisser över asymmetriskt och symmetriskt monopolära system. På grund av de olika polariteterna på kablarna används för ett symmetriskt monopolärt system i CIGRÉ-rapporten MVDC-definitionen  $\pm 0,75$  till  $\pm 50$  kV.

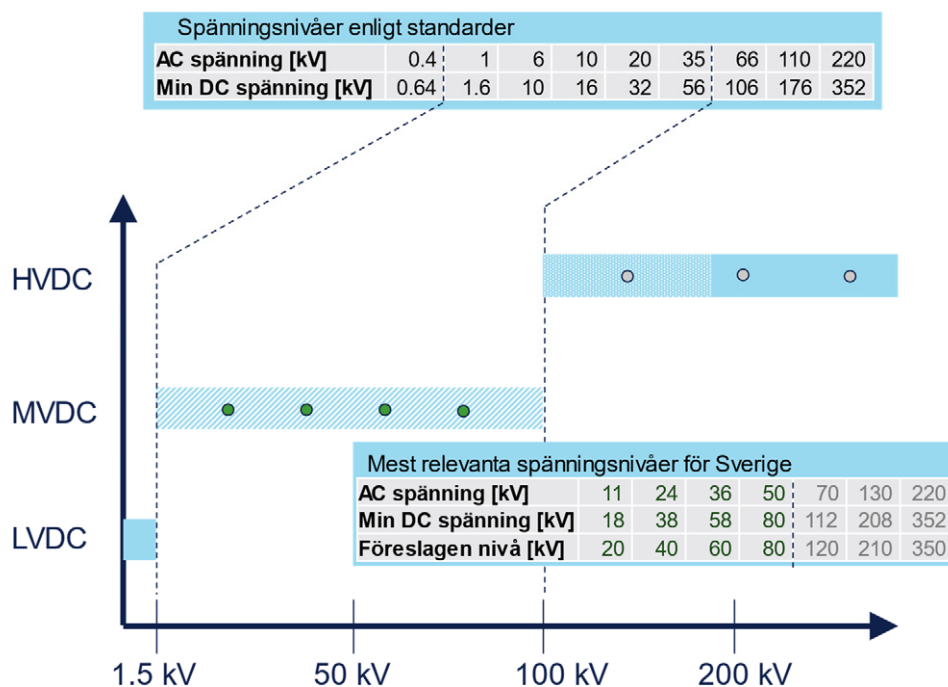


Figur 3: Principskiss för asymmetriskt och symmetriskt monopolära system.

Bipolära system har i typfallet två omriktare i varje ände av DC-länken och mellan stationerna två MVDC-kablar, precis som det symmetriska monopolära systemet. På grund av samma dubblering av kablaget tillsammans med en dubblering av antalet omriktare är denna bipolära topologi den dyrare varianten. fördelarna är dock att mer effekt kan överföras, samt att övertonernas påverkan kan reduceras. Ytterligare en fördel är att om ena polen skadas så att den inte kan användas, så kan systemet fortfarande fungera som ett monopolärt system.<sup>9</sup> Även denna topologi använder sig av MVDC-definitionen  $\pm 0,75$  till  $\pm 50$  kV.

### 2.3.2 Slutsats definition av MVDC

En sammanställning och kartläggning av de spänningsnivåer som omnämns i litteraturen och inom branschen, i förhållande till standarder och spänningsnivåer som är relevanta för Sverige, visas i Figur 4.



Figur 4: Sammanställning och kartläggning av relevanta gränser för spänningsnivåer.

<sup>9</sup> Jianzhao Wei, Review of Current Control Strategies in Modular Multilevel Converter, 2016

I CIGRE-rapporten rekommenderas intervall 1,5 ( $\pm 0,75$ ) till 100 ( $\pm 50$ ) kV vilket sammanfaller med det som är relevant för Sverige upp till och med 50 kV AC-nät. MVDC i detta projekt definieras därmed som likström i spänningsintervallet 1,5 ( $\pm 0,75$ ) till 100 ( $\pm 50$ ) kV.

## 2.4 MVDC-STANDARDISERING OCH REGELVERK

Standardisering och gemensamma regelverk inom elnätet ser till att driften förblir säker, tillförlitlig och det kan effektivisera och förenkla arbete. Standardisering av MVDC är därmed ett avgörande steg för att DC-system ska kunna implementeras i allmänna distributionsnät och möjliggöra ytterligare teknisk utveckling. Status kring detta ämne behöver därmed förtydligas.

I Tabell 3 listas relevanta standarder och regelverk för DC-system, både LVDC, MVDC och HVDC.

Tabell 3: Relevanta standarder och regelverk för DC-system<sup>10</sup>

	Tillämpning	Design	Skydd	Säkerhet	Elkvalité	Jordning	Ställverk och brytare
LVDC < 1,5kV	Generellt	IEEE 946-2020 IEC 60038 IEC 60364-1 IEEE P2030.10	BS EN 60947-2	IEC 62477-1	IEC TR 63282	IEC 50162	IEC 60947-1 IEC 60947-2 IEC 60947-3
	Mikronät	IEEE P2030.10.1 IEEE P2030.10.2	BS EN 60947-3	IEEE P2984 IEC 61439-2 IEC 61557	IEC TR 63282 IEC 61000-2-2	ESQCR	IEC 61439-1
	Omriktare	IEC TS 62578 IEC 60146-1-1 IEC 60146-2 IEC 62909-1 IEC 62909-2		IEC 62477-1	IEC 61204-3		
	Hushåll	IEEE P2030.10.2 IEEE P2847			IEC 61000-4-17 IEC 61000-4-29		IEC 61008-1
	Telekom/IT	ITU T Rec. L.1201 ITU T Rec. L.1204				ITU T Rec. L.1200	
	Datacenter				IEC 62040-1 IEC 60598-1 IEC 61347-1		
	LED belysning				IEC 61643-32		
	Solpaneler-PV		IEC 60269-6 IEC 60092-202 IEC 60092-507				
	Fartyg	IEC 60092-201					
	MVDC 1,5-100kV	Allmänna elnät	CIGRE WG C6.31 CIGRE WG C6/B4.37	IEEE PC37.01	IEC 62477-2 IEC TS 61936-2	IEC 61000-4-30	IEC 50162
Omriktare		IEC TS 62578 IEC 60146-1-1 IEC TR 60146-1-2 IEC 60146-2		BS EN 50122 IEC 62477-2			
Fartyg		IEEE 1709-2018					
Järnväg		BS EN 50123 BS EN 50328 IEC 62924		IEC 62128-1 IEC 62128-3	IEC 62590		IEC 61992
HVDC > 100kV	Allmänna elnät	CIGRE WG B4.52	IEEE P2832		CIGRE WG B4.68		IEC 62271
	Omriktare		IEC 60099-9				

De standarder som är noterade i fetstil i tabellen ovan ingår i en djupare analys i CIREDD rapporten <sup>10</sup>. Generellt noteras det att standardiseringen är en pågående process för olika DC-tillämpningar och det finns ett stort behov av fortsatt arbete och uppdateringar, och specifikt för MVDC saknas fortfarande tydliga standarder och regelverk.

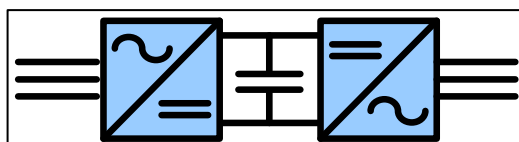
## 2.5 MVDC-KONFIGURATIONER

Inom ramen för detta projekt har ett antal olika MVDC-konfigurationer med stigande komplexitet identifierats.

<sup>10</sup> WG 2019-1 "DC Networks on the distribution level – New trend of Vision?", CIREDD, Juli 2021

*MVDC-Back-to-Back (B2B)*

Två frekvensomriktare kopplade på DC-ledet kan koppla ihop två separata AC-skenor inom samma nätstation och i andra fall där avstånden är korta och ingen likströmsledning är nödvändig. Konceptet kallas för Back-to-Back (B2B) och illustreras i Figur 5.



Figur 5: Principiell skiss av konceptet för MVDC-B2B

Denna lösning är framför allt användbar i de fall där de två separata systemen inte kan kopplas ihop med traditionella AC-lösningar på grund av:

- frekvenskillnader i de olika systemen;
- fasvinkelskillnader;
- kortslutningsströmmar blir för höga vid sammankoppling;
- övertoner eller flimmar blir för höga vid sammankoppling (problem med spänningskvalité);
- olika jordningssystem; samt,
- regulatoriska anledningar.

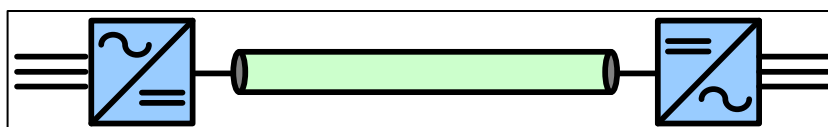
Att använda en B2B-lösning löser problematiken med sammankoppling mellan två system utan att begränsas av kortslutningsströmmar eller spänningskvalité, och kan ge ytterligare funktionalitet såsom:

- styrbarhet av aktiv effekt;
- styrbarhet i spänning och reaktiv effekt;
- och i vissa fall ökad överföringsförmåga.

På DC-ledet kan potentiellt också andra DC-system kopplas in direkt (dock beroende på spänningsnivå), exempelvis energilager eller laddningsinfrastruktur för fordon. Fördelarna som beskrivs ovan måste från fall till fall vägas emot nackdelarna, främst kostnaden och yt-/utrymmesbehov, vilket kan innebära en begränsning för att implementera denna lösning i befintliga stationer.

*MVDC-Point-to-Point (P2P)*

I den generella konfigurationen MVDC-Point-to-Point (P2P) används frekvensomriktare för att koppla ihop separata system, men till skillnad från B2B så sker detta med en likströmsledning mellan omriktarna. Denna kan bestå av en luftledning eller kabel. Konceptet illustreras i Figur 6.



Figur 6: Principiell skiss av konceptet för MVDC P2P

Genom att använda DC istället för AC i överföringen i ledningen går det att åstadkomma ökad överföringsförmåga med lägre förluster och lägre spänningsfall,

speciellt när det kommer till längre ledningar, se avsnitt 4.3. MVDC-P2P kan också ge möjlighet till ökad styrbarhet av spänning och reaktiv effekt i båda ändarna med hjälp av inbyggd funktionalitet i omriktarna. De främsta fördelarna med P2P-lösningen är:

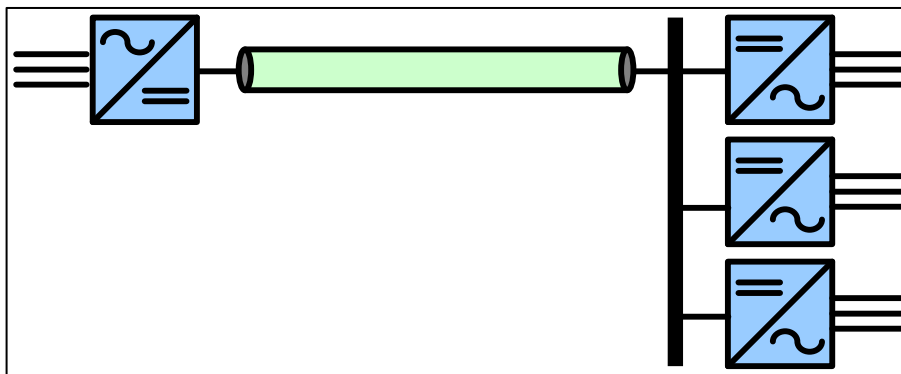
- ökad överföringsförmåga;
- lägre förluster och spänningsfall;
- minskat behov av nätutbyggnad och återanvändning av AC-kablar för DC;
- ökad styrbarhet av spänning, aktiv och reaktiv effekt; samt,
- lägre miljöpåverkan med nya DC-ledningar jämfört med traditionella AC-ledningar<sup>11</sup>.

Vid kortslutning på DC-sidan kopplas länken bort med hjälp av brytare på AC-sidan av omriktarna och ingen ytterligare brytare behövs på DC-sidan.

Fördelarna som beskrivs ovan måste från fall till fall vägas emot nackdelarna, främst kostnaden och yt-/utrymmesbehov.

#### *MVDC-distribution*

I denna generella konfiguration för MVDC-distribution sammankopplas ett MVDC-system i flera (mer än två) punkter radiellt vid samma spänningsnivå. Konceptet illustreras i Figur 7.



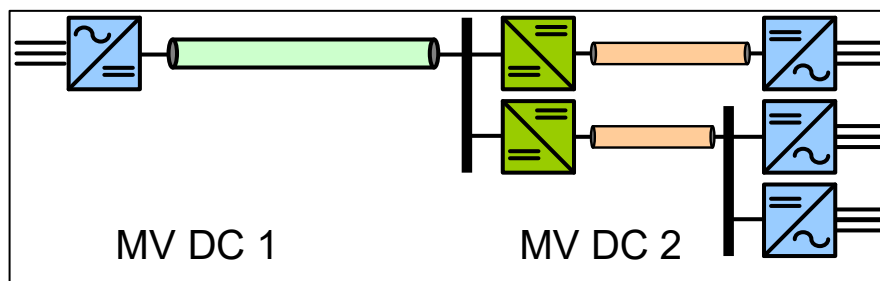
**Figur 7: Principiell skiss av konceptet för MVDC-Distribution – med en spänningsnivå**

Fördelarna med denna konfiguration är liknande de som nämns för MVDC-P2P med ökad överföringsförmåga jämfört med AC-lösningar och lägre förluster i DC-nätet. Jämfört med MVDC-P2P ger denna konfiguration möjlighet att koppla samman flera inmatnings- och uttagspunkter, vilket möjliggör individuell styrning av varje omriktargränssnitt. På så sätt kan gränssnittet till varje apparat eller del av nät styras optimalt, jämfört med P2P-fallet ovan, för att uppnå bättre prestanda, eller lägre förluster, osv. Nackdelen är främst den ökade kostnaden, där en enda större enhet i P2P-fallet är normalt billigare per MW än fler mindre omriktare.

I denna konfiguration behövs troligen DC-brytare eller -frånskiljare/-kopplare för att kunna upprätthålla driften vid fel på någon av omriktarna till höger i Figur 7. Vid fel i kabeln kopplas hela systemet bort av brytare på AC-sidan av varje omriktare.

<sup>11</sup> Prof. L. A. Koshcheev, Environmental Characteristics of HVDC Overhead Transmission Lines, 2003

I en vidareutveckling av konceptet för MVDC-distribution sammankopplas ett MVDC-system i flera punkter radiellt med mer än en spänningsnivå. Konceptet illustreras i Figur 8.



Figur 8: Principiell skiss av konceptet för MVDC-distribution – med flera spänningsnivåer

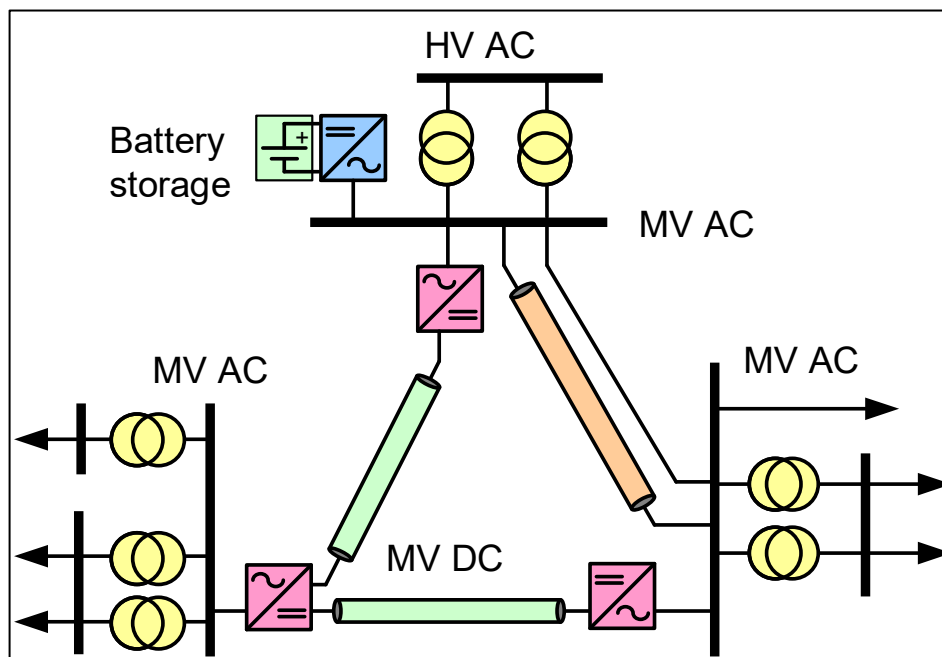
Med denna konfiguration kan man uppnå större DC-system med flera sammankopplade områden över en större yta. Exempelvis kan detta vara fördelaktigt i industrinät eller i allmänna distributionsnät eftersom överföring via DC generellt kräver mindre yta samtidigt som det ökar överföringskapaciteten, vilket visas genom beräkningar senare i rapporten i avsnitt 4.3. För DC-distribution innebär det även att DC-system i form av exempelvis energilager, förnyelsebara energikällor och DC-laster kan integreras på DC-sidan<sup>12</sup>.

I detta fall krävs DC/DC-omriktare mellan de olika DC-spänningsnivåerna, vilket är en utmaning när det kommer till tillgängliga produkter på marknaden. Konfigurationen kräver även DC-brytare för att undvika att hela systemet kopplas bort vid fel i kablarna eller enstaka komponenter (främst frekvensomriktarna).

#### *MVDC-nät – maskat system*

I den mest komplexa konfigurationen som här kallas för MVDC-nät kopplas flera punkter samman med likström i ett maskat system. Konceptet illustreras i Figur 9.

<sup>12</sup> R. Bernacchi, "MVDC and Grid Inerties: enabling new features in distribution, sub-transmission and industrial networks" ABB Power Grids, 2019



Figur 9: Principiell skiss av konceptet för MVDC-nät – maskat system

Detta koncept innebär ett integrerat MVDC-system med högre flexibilitet och minskade förluster i jämförelse med de tidigare presenterade MVDC-koncepten.

Med MVDC-nät kan man även öka möjligheten att integrera DC-konsumenter/-producenter direkt på DC-leden med lägre kostnader och förluster i effektomvandlingen, exempelvis vid inkoppling av solpaneler eller elbilsaddning (ej med i bilden ovan). Ett maskat MVDC-nät ger även ökad möjlighet till styrbarhet av anslutna laster och energikällor. Ett maskat MVDC-system kräver dock mer komplext skydd och kontroll, samt DC-brytare för att kunna separera och isolera begränsade delar av nätet vid kortslutningar.

Maskade DC-nät är ett område där det forskas väldigt aktivt på högspänningsnivå, särskilt vid byggnation av helt nya nät för anslutning av vindkraft till havs<sup>13</sup>. Inom mellanspänningsområdet är det dock mer sannolikt att MVDC kommer in i nischapplikationer i ett begränsat område och kompletterar befintliga AC-nät, och därför är enklare konfigurationer troligtvis mer relevanta. Relevanta applikationer nämns i nästa avsnitt.

## 2.6 MVDC-APPLIKATIONER

De huvudapplikationer som identifierats för eventuella implementeringar med MVDC är:

- distributionsnät (både i tätort och landsbygd);
- industri, inklusive datacenter, samt byggnader, såsom större kontorshus och köpcentrum;
- järnvägsapplikationer;
- mikronät; samt,

<sup>13</sup> <https://www.promotion-offshore.net/>



- förnyelsebart: vind- och solkraft, samt batterilager.

### 2.6.1 Distributionsnät: tätort och landsbygd

Inom distributionsnät är det främst följande problemområden som står i fokus:

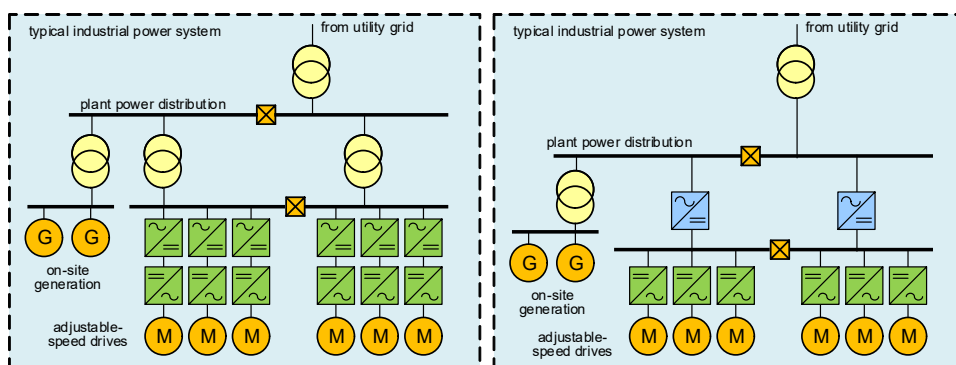
- begränsad tillgänglighet;
- höga förluster;
- höga spänningsfall;
- låg redundans;
- behov av ökad styrbarhet i aktiv effekt, spänning och/eller reaktiv effekt
- spänningskvalité;
- olika skyddsaspekter; samt
- begränsat utrymme och miljöpåverkan.

MVDC ses i dessa fall som en alternativ lösning till traditionella AC-lösningar, eller en lösning där det inte finns någon rimlig traditionell AC-lösning.

### 2.6.2 Industri, DC-laster och produktion

Applikationer inom industri, datacenter, DC-laster, förnyelsebar produktion och batterilager, samt mikronät, ses som en viktig drivkraft för implementering av MVDC. Den främsta anledningen till ett behov av MVDC i alla dessa applikationer är att det med hjälp av MVDC kan minska kostnaderna (CAPEX och OPEX) avsevärt i alla dessa applikationer genom att spara på ett antal komponenter.

Figur 10 visar exempelvis hur det interna nätet i en industrianläggning kan se ut om AC byts ut mot DC. Vid ett stort antal drivsystem kan enskilda likriktare i drivsystemen ersättas av en större enhet och växelriktarna kopplas ihop via en DC-skena (MV eller LV) i en så kallad "line-up". I en vidareutveckling av konceptet kan likström nyttjas på flera spänningsnivåer, vilket visas i Figur 11.



Figur 10: Principiell skiss av industrinät med AC-distribution (t.v.) och DC-skena (t.h.)



## 2.7 FOKUS FÖR DETTA PROJEKT

Urvalet av de olika MVDC-konfigurationerna och -applikationerna som valts ut för att täckas i detta projekt och utvärderas för ett potentiell pilotprojekt, har skett i samråd med referensgruppen.

De MVDC-konfigurationer som studeras vidare i detta projekt är:

- MVDC-B2B
- MVDC-P2P

MVDC-distribution med flera spänningsnivåer och MVDC-nät har inte analyserats vidare eftersom dessa konfigurationer inte anses vara aktuella i de kundfall som identifierats efter diskussion med referensgruppen. Det är inte heller rimligt att anta att dessa konfigurationer kan vara teknisk möjliga att implementera och bygga inom ett till två år och de är därmed inte heller lämpliga för ett eventuellt pilotprojekt.

De MVDC-applikationer som adresseras i projektet är MVDC för allmän distribution.

MVDC-applikationer för industrier, byggnader, datacenter eller andra industrier och vind- eller solkraftverk analyseras inte vidare i projektet. Detta eftersom merparten av referensgruppen är verksam inom området distributionsnät vilket begränsar möjligheten att knyta de övriga applikationerna till verkliga kundfall och i förlängningen ett eventuellt pilotprojekt.

Att tillämpa DC i dessa övriga applikationer på ett kostnads- och energieffektivt sätt kräver också omfattande förändringar även i lasten/apparaterna hos kunden, vilka förutsätter en överenskommelse mellan ännu flera aktörer. Därför tros dessa applikationer kunna utvecklas först på ett längre tidsperspektiv, trots att de troligen har större fördelar.

### 3 Nulägesanalys: Projekterfarenhet

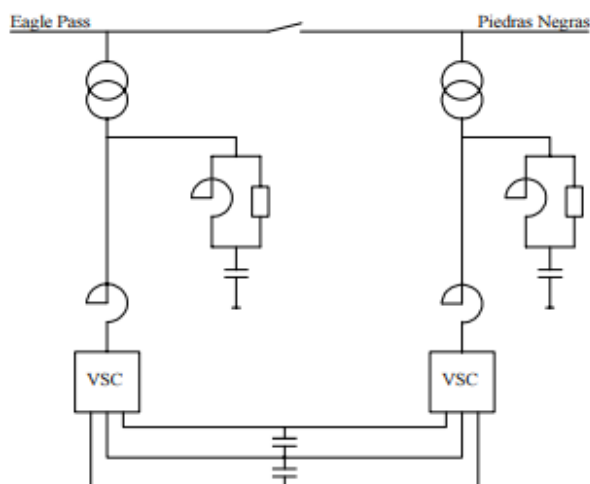
I detta kapitel beskrivs ett 20-tal projekt inom MVDC som genomförts eller pågår världen över. Projekten har valts ut som aktuella exempel på de olika MVDC-konfigurationerna som beskrivs i avsnitt 2.5. I slutet av kapitlet grupperas och sammanfattas projekten med fokus på syftet och nämnvärda observationer och lärdomar.

#### 3.1 MVDC-B2B PROJEKT

Detta avsnitt ger ett par exempel på projekt som genomförts runt om i världen som fokuserar på lösning med MVDC-B2B, två frekvensomriktare sammankopplade på DC-ledet i fall där avstånden är korta och ingen likströmsledning är nödvändig.

*Eagle Pass*<sup>15</sup>

År 2000 byggdes en MVDC-B2B-omriktarlösning i Texas, USA, av Central Power and Light (numera AEP Texas) och ABB, för att koppla samman Texas transmissionsnät med Mexikos transmissionsnät. Omriktaren möjliggör kraftöverföring mellan länderna, vars nät har samma frekvens men är inte synkroniserade (se Figur 13), samt hjälper till med att förbättra spänningsstabiliteten. Spänningsnivån i DC-delen är på  $\pm 15,9$  kV och kopplas till 138 kV AC-nätet via en AC-spänning på 17,9 kV. Systemet har en kapacitet för injicering eller absorbering av reaktiv effekt på 36 MVAR, och är än idag i drift. Detta exempel är relevant att ta med eftersom spänningsnivån ligger inom projektets avgränsningar.



Figur 13: B2B-lösningen i Eagle Pass.<sup>15</sup>

<sup>15</sup> Å Petersson, A Edris, Dynamic Performance of the Eagle Pass Back-to-Back HVDC Light, ABB Power Systems AB, 2003

*Acaray back-to-back*<sup>16</sup>

Anläggningen vid Acaray liknar till stor del den anläggning som finns i Eagle Pass. Det är en B2B-omriktarlösning som kopplar samman näten i Brasilien och Paraguay, och utöver det fungerar även systemet som en frekvensomvandlare eftersom Brasiliens nät använder 50 Hz och Paraguays nät använder 60 Hz. Anläggningen byggdes redan 1981 och har en kapacitet på 55 MW vid 25 kV. Detta exempel är relevant att ta med eftersom spänningsnivån ligger inom projektets avgränsningar.

*Flexible Power Link (FPL)*<sup>17 18</sup>

Projektet Flexible Power Link (FPL) har syftet för att förbättra spänningsregleringen inom större geografiska områden, samt reglering av effektflöde och transienter i begränsade områden. Målen med projektet var bland annat att göra det snabbare och mer kostnadseffektivt att koppla in nya kunder och producenter, men även att påvisa att lösningar med spänningsomriktare kan förbättra verkningsgraden för effektöverföring och samtidigt hjälpa nätstabiliteten utan att öka felströmsnivåerna. En av lösningarna som undersöktes och sedan valdes var FPL.

Projektet drevs av Western Power Distribution (WPD) och pågick mellan 2015 och 2019, varefter länken fortsatt har varit i drift på den sydvästengelska halvön. FPL är en 33 kV B2B AC/DC-omriktare som möjliggör två 33 kV AC-distributionsnät att kopplas samman. FPL tar via en transformator i vardera änden ner spänningen och omvandlar den till 3,25 kV DC.

Baserat på en modell för termiska förhållanden och spänningsbeteende i det specifika nätet, räknas vid gränsöverskridningar aktiva och reaktiva börvärden för FPL ut, för att få rätt på nivåerna igen. Genom att kunna förse båda sidor om enheten med reaktiv effekt kan FPL spänningskompensera, vilket är särskilt viktigt långt ut i ett nät där förändringar i last och generering kan påverka spänningsprofilen kraftigt. Analyser av projektets resultat har visat att FPL har frigjort upp till 20 MW kapacitet i nätet som kan användas till att koppla in ytterligare distribuerad generering i området.

### 3.2 MVDC-P2P PROJEKT

Detta avsnitt ger ett par exempel på projekt fokuserade på MVDC-P2P lösningen, där två omriktare kopplas samman med en likströmsledning mellan omriktarna.

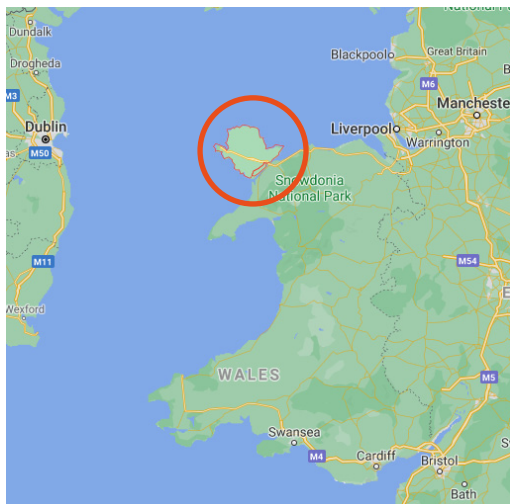
<sup>16</sup> 'Acaray Dam' (2017) Wikipedia. Available at: [https://en.wikipedia.org/wiki/Acaray\\_Dam](https://en.wikipedia.org/wiki/Acaray_Dam) (Accessed: 10 June 2021).

<sup>17</sup> J. Berry, Y. Mavrocostanti, N. Murdoch, D. Hardman, Balancing Generation and Demand – Closedown Report, Western Power Distribution, 2019

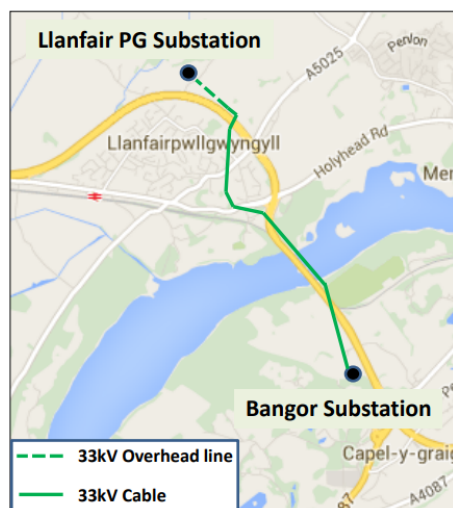
<sup>18</sup> Equilibrium (Low Carbon Networks Fund Screening Submission Pro-forma), LCN Fund

*Angle DC*<sup>19 20 21</sup>

Angle DC är ett projekt för att förstärka nätet mellan Isle of Anglesey och nordvästra Wales, se Figur 14, då det befintliga 33 kV AC-nätet började nå gränsen både termiskt och med avseende på spänningshållning. Projektet går ut på att bygga om en befintlig ledning över sundet till en MVDC-länk, se Figur 15. I längden ska detta projekt bygga erfarenhet och förtroende för MVDC-teknologin för att kunna implementera lösningen på andra platser i Storbritannien.



Figur 14: Isle of Anglesey markerad med röda ring och dess position i förhållande till Wales.<sup>22</sup>



Figur 15: Ledningen till ön som har byggts om till en MVDC länk.<sup>19</sup>

Projektet drivs av SP Energy Networks tillsammans med bland andra GE Power Conversion och Cardiffs Universitet, och påbörjades i slutet av 2015. Planen var att projektet skulle vara klar i april 2020, men i skrivande stund anges status

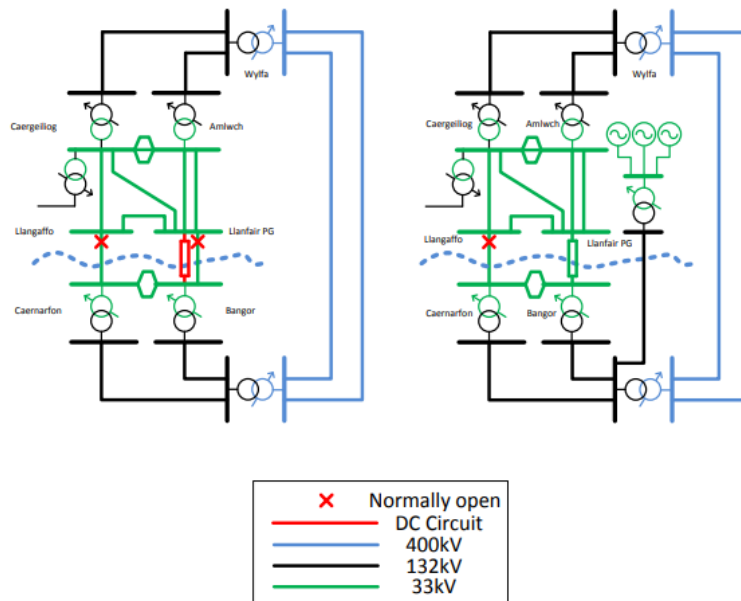
<sup>19</sup> Angle-DC 2015 Electricity Network Innovation Competition, SP Energy Networks, 2015

<sup>20</sup> Avinash Aithal, Jianzhong Wu, Operation and Performance of a Medium Voltage DC Link, CIRED, 2017

<sup>21</sup> Chao Long, Jianzhong Wu, Kevin Smith, Andrew Moon, Russel Bryans, James Yu, MVDC link in a 33 kV distribution network, CIRED, 2017

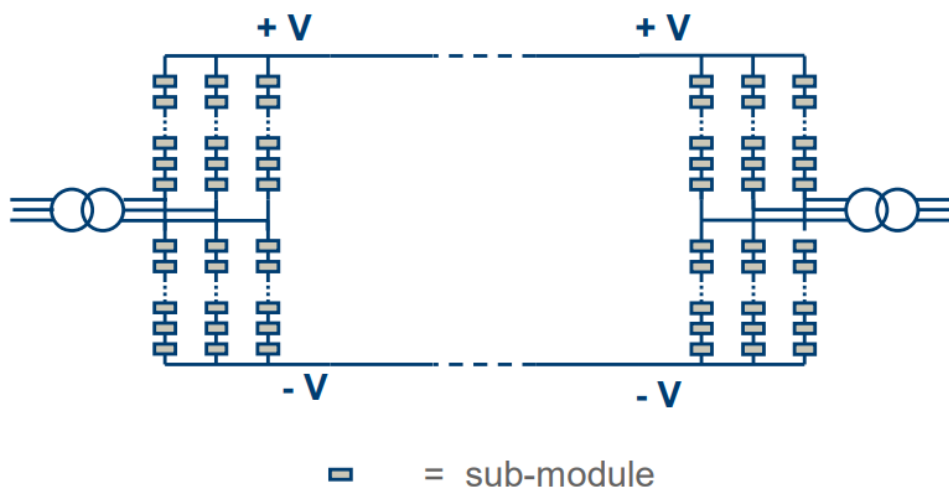
<sup>22</sup> Google Maps, 2021. *Isle of Anglesey*. Google Maps [online] Available through: <www.maps.google.com> [Accessed 31 March 2021].

fortfarande vara pågående<sup>23</sup>. Den befintliga 33 kV AC-länken över sundet byggdes om till en DC-länk på  $\pm 27$  kV, men det existerar fortfarande AC-länkar över sundet. Ombyggnaden av en av dessa möjliggör dock en högre kapacitet i nätet och därmed kan en utbyggnad eller förstärkning av AC-nätet kan skjutas upp, se Figur 16. En bred implementering av lösningen i hela Storbritannien skulle leda till betydande besparingar enligt projektets slutrapport<sup>19</sup>.



Figur 16: MVDC-lösningen (till vänster) och konventionell lösning för att kunna föra över effekt från nybyggda förnybara källor till Wales fastland.<sup>19</sup>

I varje ände av den 3 km långa ledningen finns en spänningsstyv omriktare och en transformator för omvandlingen från AC till DC, och tvärtom i andra änden. Omriktaren är en så kallad Modular Multi-level Converter (MMC), se Figur 17, vilket beskrivs senare i avsnitt 4.1.2.



Figur 17: Principskiss för en MMC som används i Angle DC projektet.<sup>19</sup>

<sup>23</sup> Angle-DC, viewed 4 March 2022, <[https://www.spenergynetworks.co.uk/pages/angle\\_dc.aspx](https://www.spenergynetworks.co.uk/pages/angle_dc.aspx)>

Nätet med MVDC-länk har simulerats under olika förhållanden och med olika reglerstrategier, och studierna visar att även om överföringskapaciteten ökade, kunde förlusterna i nätet både öka och minska beroende på last och generering samt reglerstrategi. De två främsta reglerstrategier som jämfördes var: 1. styrning med data från transformatorerna, och 2. styrning med data från SCADA med mätningar från olika delar av systemet. Slutsatsen var att styrning baserat på SCADA-system resulterade i mindre förluster och är således den föredragna strategin, men vid kommunikationsfel måste styrningen falla tillbaka på realtidsdata från 132/33 kV transformatorerna i fördelningsstationerna.

#### *Shanghai Nanhui VSC DC Project* <sup>24 25</sup>

Detta demonstrationsprojekt, som blev klart 2011, var Asiens första MVDC-projekt med spänningsstyva omriktare, och kopplar samman en vindpark utanför Shanghai med 35 kV AC-nätet. Dock finns det även en AC-koppling mellan parken och nätet, och det finns olika lägen för de olika kopplingarna till nätet (endast via DC, via både AC och DC parallellt och ett STATCOM-läge).

DC-länken har en kapacitet på 18 MW (tillräckligt för hela vindparken) vid  $\pm 30$  kV med en kabellängd på 8,4 km och IGBT-baserade omriktare i varje ände. DC-lösningen möjliggör bland annat en förbättrad stabilitet på nätet genom att kunna injicera eller absorbera reaktiv effekt.

#### *Wenchang Project* <sup>26</sup>

Projektets mål var att uppnå en mer tillförlitlig elförsörjning för ett antal lastplattformar till havs i Wenchang (Kina). 2010 påbörjades därmed ett projekt med att omvandla 35 kV AC-ledningar till tvåpoliga DC-ledningar på  $\pm 15$  kV genom spänningsstyva omriktare, när det blir fel på en av de tre AC-kablarna. MVDC-lösningen är konfigurerad på så sätt att varje pol kan fungera oberoende av den andra, så att försörjningen av plattformarna kan säkerställas även vid fel.

#### *HVDC light SE* <sup>27</sup>

1997 byggdes världens första pilot för "HVDC light" i Hällsjön i Sverige, med en kapacitet på 3 MW vid en spänning på  $\pm 10$  kV. Teknologin från ABB byggde på spänningsstyva omvandlare (VSC) med IGBT. Nätet ersatte ett 10 km långt 50 kV AC-nät mellan Hällsjön och Grängesberg. Ledningarna matade ett isolerat nät utan egen produktion, och styrde frekvens och spänningsnivå i AC-nätet. Målet med pilotprojektet var att testa både produktion och förbrukning av reaktiv effekt, samt komponenter, för första DC-länken baserad på spänningsstyva omriktare.

Detta pilotprojekt med världens första VSC-HVDC lade grunden för att använda transistorer som styrbara halvledarkomponenter för DC-transmission. Sedan dess

<sup>24</sup> Tang Guangfu, First VSC-HVDC Demonstration Project in China – Nanhui Wind Farm Grid Integration, China Electric Power Research Institute

<sup>25</sup> Junzheng Cao, Jim Y Cai, HVDC in China – Presented in EPRI 2013 HVDC & FACTS Conference, 2013

<sup>26</sup> James Yu, Future medium voltage distribution applications of power electronics - The Evolving Distribution Networks, Cigre,

<sup>27</sup> <https://www.hitachienergy.com/se/sv/case-studies/hallsjon-the-first-hvdc-light-transmission>



har över 20 projekt byggts eller slutförts och tekniken har varit en central del i ABBs (numera Hitachi Energys) produktportfölj<sup>28</sup>.

#### *HVDC light DK*<sup>29</sup>

ABB byggde även en "HVDC light"-förbindelse i Danmark år 2000, vilken kopplade ihop en 6 MW vindpark med övriga elnätet. DC-nätet hade en kapacitet på 7,2 MW (eller 8 MVA) vid en spänning på  $\pm 9$  kV. Målet med projektet var att undersöka styrbarhet och optimering av vindkraftsproduktionen. Detta gjordes genom att undersöka styrning av tillförsel av reaktiv effekt samt att tillåta frekvensen från vindturbinerna att anpassas till vinden.

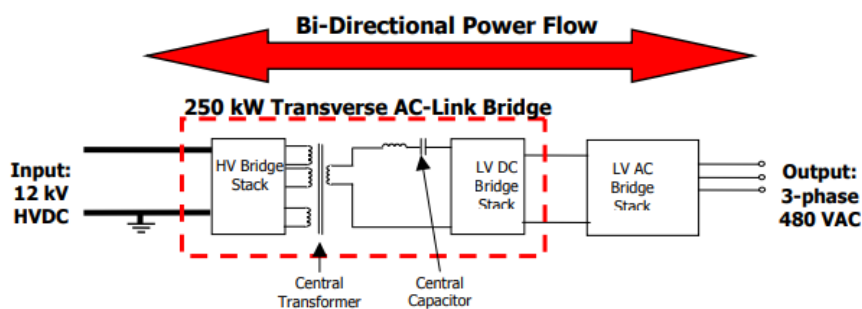
Vindparken hade utöver DC-ledningarna även traditionella AC-ledningar, så att det var möjligt att köra antingen bara AC eller DC, eller båda samtidigt, beroende på den aktuella produktionen. Projektet fungerade som ett demonstrationsprojekt för kommande större vindparker till havs och har numera monterats ner.

#### *HVDC Transmission System for Remote Alaskan Applications*<sup>30</sup>

Ett område där MVDC ses som en tillämpbar möjlig lösning är elförsörjning av avlägsna, mindre samhällen. Dessa samhällen som ofta saknar elförsörjning från stamnätet är ofta beroende av dieselgeneratorer för el, vilket för med sig olika problem som till exempel kostnad och olika utmaningar med att transportera diesel ut till samhällena.

MVDC-lösningen anses vara kostnadseffektiv i jämförelse med traditionella AC-ledningar, och kan även minska förlusterna i nätet. De flesta av de aktuella samhällena har en total last på mellan 1 och 10 MW, och genom att ha en relativ hög DC-spänning ( $\pm 50$  kV) kan strömmen i överföringen hållas nere.

Projektet använder HVDC som benämning, men spänningsnivåerna ligger inom det spann som här definieras som MVDC. Projektet som fokuserade på Alaska bestod av två faser. För fas 1 gjordes testerna för  $\pm 12,5$  kV (se Figur 18), medan i fas 2 användes  $\pm 50$  kV. Motsvarande siffror för effekt var 250 kW respektive 1 MVA.



Figur 18: Beskrivande bild av testnätet från fas 1 i projektet.<sup>30</sup>

Båda faserna innefattade en studie i teknisk genomförbarhet genom att studera mindre DC-omriktares design, modellering, prototypbygge och -testning, samt

<sup>28</sup> <https://new.abb.com/news/detail/4224/evolution-of-hvdc-light>

<sup>29</sup> <https://www.hitachienergy.com/case-studies/tjaereborg>

<sup>30</sup> HVDC Transmission System for Remote Alaska Application, Phase 1: Preliminary Design and Feasibility Analysis, polarconsult Alaska, inc., 2009

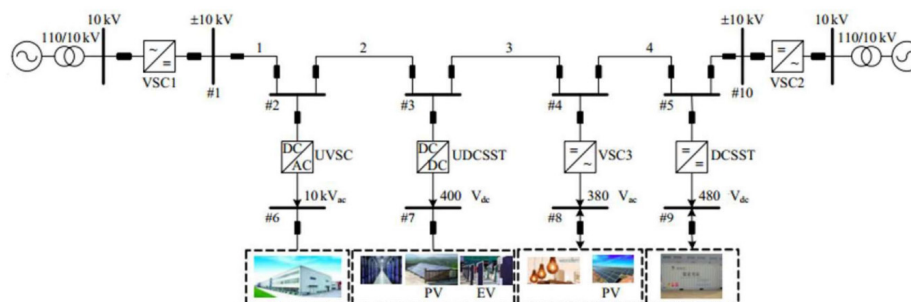
möjliga ekonomiska besparingar jämfört med AC-lösningar. Första fasen avslutades 2009, medan den andra avslutades 2013. Slutsatsen från projektet var att lösningen uppfyller alla krav som sattes, och ses som en både ekonomiskt och tekniskt genomförbar lösning. Fortsatta studier för liknande applikationer håller fortfarande på att genomföras och utvärderas<sup>31</sup>.

### 3.3 MVDC-DISTRIBUTION OCH -NÄT PROJEKT

Detta avsnitt ger ett antal exempel på MVDC-distribution och -nät där flera punkter kopplas samman med likström i ett maskat system.

*Flexible DC Power Distribution Project*<sup>8</sup>

Ett DC distributionsnät har byggts i Shenzhen Baolong Industripark, vilket har en spänning på  $\pm 10$  kV. Inom detta nät finns, utöver olika typer av laster, även produktion i form av solceller, men merparten av effekten kommer från vardera änden av DC nätet, där 110 kV AC först transformeras ner till 10 kV AC innan den likriktas. Topologin för detta nät kan ses i Figur 19 nedan.

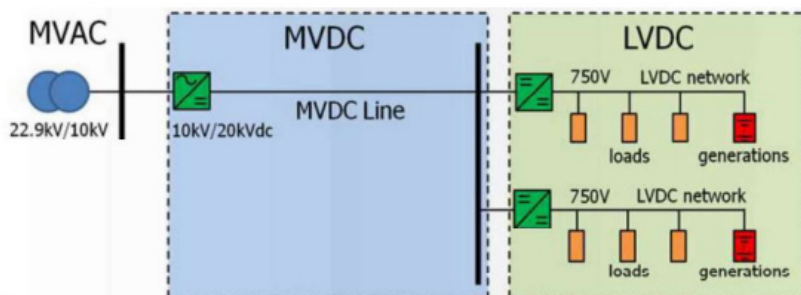


Figur 19: Nättopologi för distributionsnätet<sup>8</sup>.

*MVDC Grid Project*<sup>8</sup>

Som en del i ett större DC projekt i Sydkorea, utvecklas sedan 2016 ett 20 kV DC distributionsnät. Utöver MVDC-nätet byggs även flera LVDC nät ut från distributionsnätet, med både laster, lokal produktion och energilager, se Figur 20. Spänningen i denna del ligger på 750 V, och planen var att ha denna del färdig 2018 och skulle då förse 60 hushåll på ön Seogeochoa med el. DC-nätet är kopplat till AC-nätet via en 22,9/10 kV transformator, där den lägre spänningen sedan omvandlas till 20 kV DC. Förhoppningen med hela detta nät är att överföringskapaciteten ska kunna ökas samtidigt som stabiliteten ska förbättras.

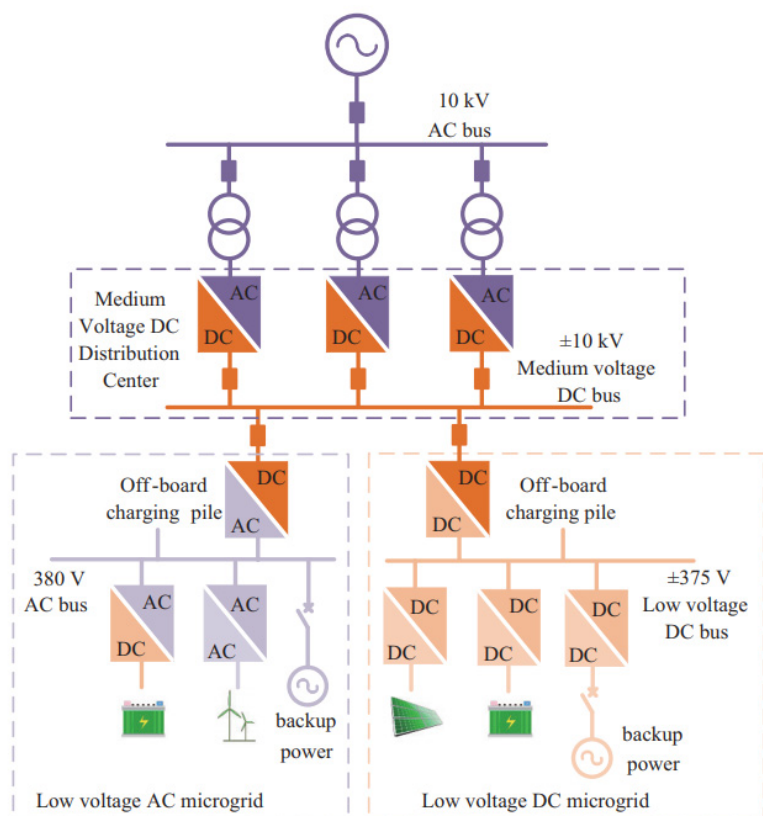
<sup>31</sup> <https://www.osti.gov/servlets/purl/1645986>



Figur 20: MVDC- och LVDC-näten som togs fram i projektet <sup>8</sup>

*Guizhou University Demonstration Project* <sup>32</sup>

Ett demonstrationsprojekt av Guizhou universitetet Kina är landets första MVDC-distributionsnät med fem terminaler. MVDC nätet är på  $\pm 10$  kV och förses av tre stycken 10 kV AC-nät, se Figur 21. MVDC nätet distribuerar el till två underliggande nät, ett lågspännings AC-nät och ett lågspännings DC-nät, med både laster och lokal, grön elproduktion. MVDC-nätet använder droop-kontroll för styrning, samt modulära flernivåomriktare (MMC), konfigurerade med moduler med både halv- och fullbryggor. Projektet blev färdigt och nätet sattes i gång 2018.

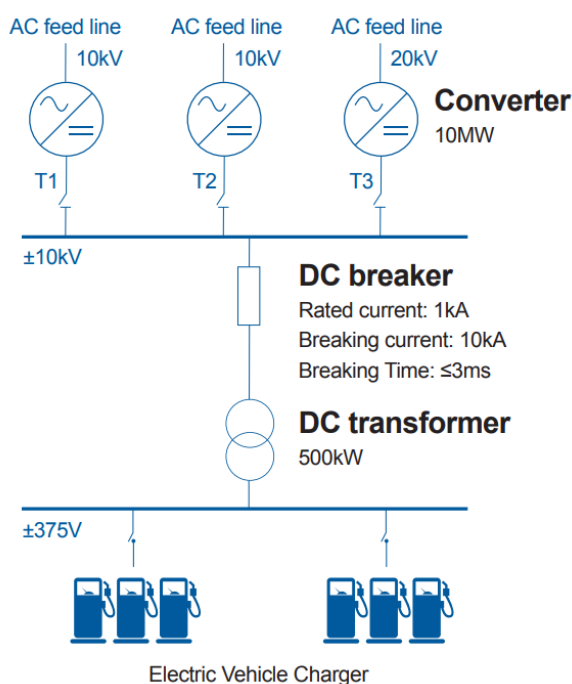


Figur 21: Nättopologi för demonstrationsprojektet i Guizhou. <sup>32</sup>

<sup>32</sup> Iiwen Fan, Yongning Chi, Yan Li, Zhibing Wang, Hongzhi Liu, Wei Liu, Xiangyu Li, Key technologies for medium and low voltage DC distribution system, Global Energy Interconnection, 2021

*Jiangdong MVDC Project*<sup>32 33</sup>

I Jiangdong i Kina har det varit problem med strömförsörjning mellan olika distributionsområden, där både effektbrist och tillförlitlighet är vanliga problem. I Jiangdong MVDC-projektet konstruerades ett MVDC-distributionsnät som kopplar samman två 10 kV och ett 20 kV AC-nät, se Figur 22. Målet var att förbättra tillförlitlighet i underliggande lågspänningsnät och möjliggöra att lokal solkraftsproduktion vid överproduktion ska kunna exporteras längre upp i nätet via MVDC. DC-nätet är på  $\pm 10$  kV och inkluderar även en DC-brytare och DC-transformator till lågspänningsnätet. Bygget blev klart och nätet togs i drift 2018.



Figur 22: Nättopologi för Jiangdongs MVDC projekt.<sup>33</sup>

*Zhangbei AC/DC Demonstration Project*<sup>34 35</sup>

Ett utvecklingsarbete och demonstrationsprojekt i Zhanbei i Kina påbörjades i oktober 2017 och drifstattes i december 2018. Genom detta projekt byggdes ett MVDC distributionsnät för vinter OS 2022, där nätet skulle möjliggöra stadion i Beijing att bli den första i OS-historien att förses till 100% av förnybar energi. Nätet i sig är ett tvåpoligt DC-nät på  $\pm 10$  kV med kopplingar till både AC-nätet och en solpark på 2,5 MW. I nätet finns utöver vanliga AC-laster (såsom stadion) även DC-laster (t.ex. datacenter och laddning av elfordon) samt lokal produktion.

*MVDC project of Beijing*<sup>8</sup>

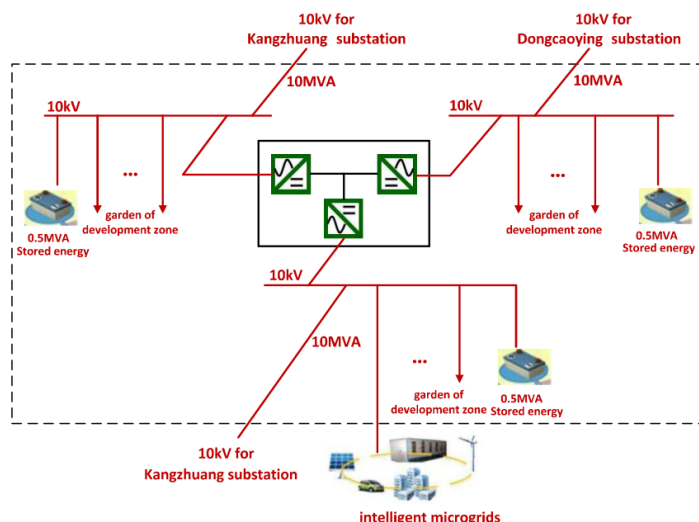
I Badaling i Yanqing, norr om Beijing i Kina, byggde 2019 Beijing Electric Power Corporation of State Grid ett distributionsnät med både DC och AC. Tre stycken

<sup>33</sup> NR's MVDC Solution,  $\pm 10$  kV JiangDong MVDC for optimizing distribution network, NR Electric Co

<sup>34</sup> Flexible AC/DC Distribution Network Demonstration Project officially put into operation in Zhangjiakou, Hebei, Mechanical Technology & News, 2019

<sup>35</sup> World's first flexible DC power grid starts operation, China.org.cn, 2020

nätstationer kopplas samman via en  $\pm 10$  kV DC länk, som kan kontrollera effektflödet och förbättra kapaciteten i nätet. Själva DC delen har en kapacitet på 10 MW vid angiven spänning, och omvandlas till 10 kV AC på väg ut till nätstationerna.



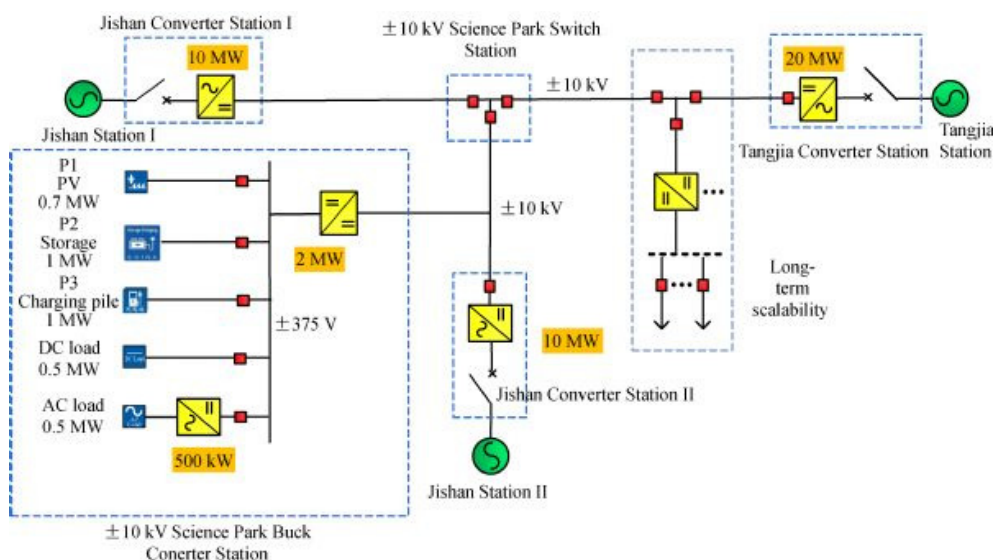
Figur 23: Diagram över konceptet för MVDC-distributionsnätet i Beijing <sup>36</sup>.

*MVDC Multi-terminal Distribution Grid* <sup>36</sup>

Ett MVDC demonstrationsnät i Zhuhai i Kina har byggts och varit i drift sedan 2018. Nätet har tre kopplingar till 10 kV AC samt en DC-koppling till ett LVDC-nät med produktion och last, både DC och AC. Det finns även möjligheter att skala upp nätet ytterligare med fler DC-kopplingar.

De tre AC-kopplingarnas omriktare har kapacitet på respektive 10, 10 och 20 MW (se Figur 24), medan DC-kopplingen mellan MVDC och LVDC har en kapacitet på 2 MW, där LVDC-nätet dock även har viss lokal produktion. DC/DC-omriktaren är baserad på en dubbel aktiv brygga (eng. Dual active bridge). Spänningen på MVDC nätet är på  $\pm 10$  kV och ett par av nätstationerna har DC-brytare baserad på kopplad negativ spänningskommutering (eng. coupled negative voltage commutation).

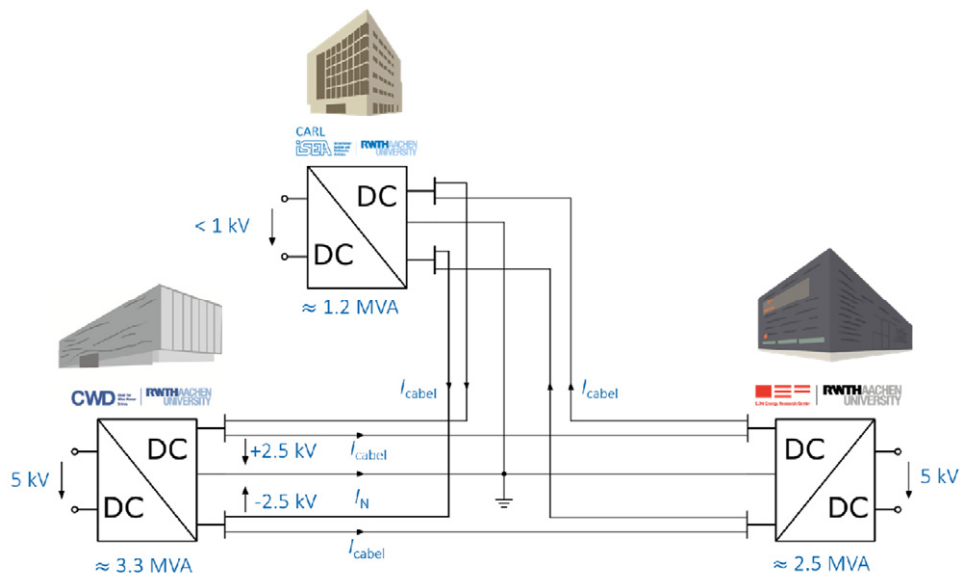
<sup>36</sup> Lu QU, Zhanqing YU, Qiang SONG, Zhichang YUAN, Biao ZHAO, Dawei YAO, Jianfu CHEN, Yao LIU, Rong ZENG, Planning and analysis of the demonstration project of the MVDC distribution network in Zhuhai, 2019



Figur 24: Nättopologi för MVDC-demonstrationsprojektet i Zhuhai.<sup>36</sup>

RWTH Aachen University MV Campus Grid<sup>8, 37</sup>

Under 2018 påbörjades konstruktionen av ett MVDC-nät i forskningssyfte på och av RWTH Aachen (Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule), tillsammans med bland annat E.ON Energy Research Center. Nätet blev färdigt 2019 och har sedan dess varit i drift och kopplar samman ett flertal byggnader (se Figur 25), vilka studerar kontroll av och stabilitet i ett MVDC nät med flera terminaler.



Figur 25: MVDC-nätet på universitetet i Aachen där byggnaderna med laboratorier är sammankopplade<sup>37</sup>

Utöver kontroll och stabilitet testas även komponenter, såsom DC/DC-omvandlare, i verkliga förhållanden. Nätet är på 3 MW och uppbyggt som en ring mellan byggnaderna, och är i en två-polig konfiguration med  $\pm 2.5$  kV och flytande jord.

<sup>37</sup> Rik W. De Doncker, Energy System Transition and DC Hybrid Power Systems, EU Directorate General for Energy Round Table – Hybrid Grids, 2018

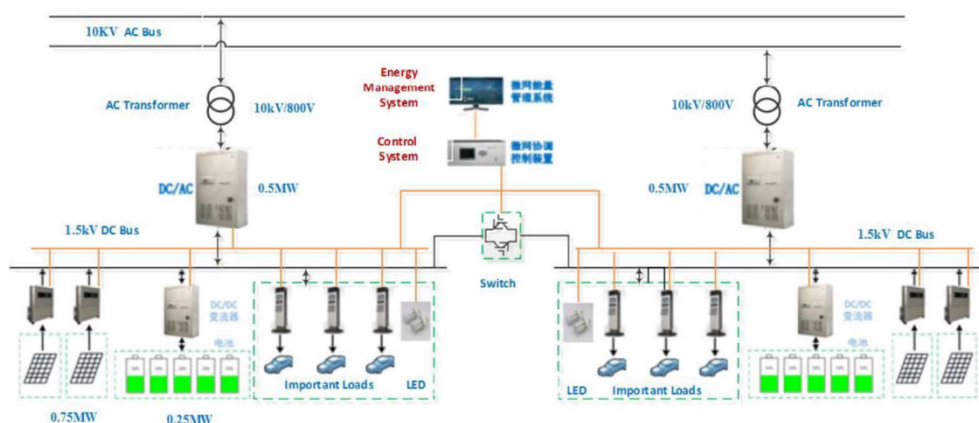


Det finns ingen generering i DC-nätet, så det finns därför också en koppling till det externa 10 kV AC-nätet via en transformator och likriktare.

En modell av nätet utvecklades och används för simuleringsstudier, från vilka det bland annat har visat sig att spänningen i DC-nätet kan hållas stabilt genom att styra endast en punkt; mer specifikt den där det externa AC-nätet kommer in och omvandlas till DC. Kontrollmetoden är alltså master/slave, men detta gäller främst på grund av att nätet saknar egen generering, samt det låga antalet omriktare.

#### *Anhui Lu'an Jinzhai DC Distribution Project*<sup>8</sup>

China Electric Power Research Institute (CEPRI) designade och byggde 2017 ett MVDC distributionsnät i Lu'an city i Anhui provinsen i Kina. Projektet består av tre delar; distributionsnätet, distribuerad elproduktion och ett DC-mikronät. DC-spänningen i nätet är enpoligt på 1,5 kV medan distributionen sker via 10 kV AC, se Figur 26.



**Figur 26:** Konfiguration av distributionsnätet i Anhui Lu'an Jinzhai<sup>8</sup>.

#### *Replacing rotary frequency converters (RFC) in navy base*<sup>38</sup>

I brittiska flottans bas i Portsmouth byts traditionella roterande frekvensomvandlare ut med statiska frekvensomvandlare. Omvandlarna används för att ändra frekvensen i det engelska nätet på 50 Hz, till 60 Hz som är standard för skepp fastställt av NATO.

De nya omvandlarna ändrar utöver frekvensen även spänningsnivå, från 11 kV till 6,6 kV, och båda delar görs via DC. Fördelen med den nya typen av frekvensomriktare jämfört med traditionella är att de inte har några rörliga delar (utöver för kylning) och är mer driftsäkra och effektivare.

### 3.4 SAMMANFATTNING OCH OBSERVATIONER

#### *B2B-projekt*

Den typiska applikationen för B2B-projekt är en så kallad "Grid inter-tie", alltså sammankoppling av icke-synkroniserade nät, eller nät med olika frekvenser,

<sup>38</sup> Flexible power supply for Portsmouth, ABB, 2018

inklusive mikronät. I nyare exempel som FPL handlar det om att skapa flexibilitet i nätet via kombinerad spänning- och effektregering. En annan observation är att spännings- och effektnivåerna vanligtvis är högre än för P2P och distributionsnät, se Tabell 4.

Tabell 4: MVDC-B2B projekt.

Projekt	Kund/Aktör	Land	Spänning	Effekt	Applikation
Eagle Pass	Central Power and Light (nu AEP Texas)	US-MX	DC: $\pm 15,9$ kV AC: 138 kV (via 17,9 kV)	36 MVA 36 MVA <sub>r</sub>	B2B – Sammankoppling av osynkroniserade nät
Acaray back-to-back	Administracion Nacional de Electricidad (ANDE)	PA-BR	DC: 25 kV	55 MW	B2B – Sammankoppling av nät med olika frekvens.
Flexible Power Link (FPL)	Western Power Distribution (WPD)	UK	DC: 3,25 kV AC: 33 kV	20 MW	B2B – Spännings- och effektregering.

#### P2P-projekt

För P2P-projekt är det värt att notera att typiska målsättningar är att öka kraftöverföringskapaciteten, och att förse avlägsna samhällen och (elektriska) öar med effekt. Andra generella observationer är att spänningsnivåerna verkar variera kraftigt (från  $\pm 9$  kV till  $\pm 50$  kV, se översikten i Tabell 5, och att det allmänt handlar om begränsade effektnivåer, men där högre spänning används för mer effekt.

Tabell 5: MVDC-P2P projekt

Projekt	Kund/Aktör	Land	Spänning	Effekt	Applikation
Angle DC	SP Energy Networks GE Power Conversion Cardiff University	UK	DC: 54 kV ( $\pm 27$ kV) AC: 33 kV	20 MW	P2P – Nätförstärkning i distributionsnät
Shanghai Nanhui VSC DC Project		Kina	DC: $\pm 30$ kV AC: 35 kV	20 MVA	P2P – sammankoppling av landbaserad vindkraft
Wenchang Project	China National Offshore Oil Corporation (CNOOC)	Kina	DC: $\pm 15$ kV	3 MW	P2P – anslutning av plattformar till havs
HVDC light Hellsjön	ABB	Sverige	DC: $\pm 10$ kV	3 MW	P2P – Pilotprojekt för spännings- och frekvensreglering i ö-nät
HVDC light Tjereborg	ABB	Danmark	DC: $\pm 9$ kV	7.2 MW	P2P – Demonstrationsprojekt för anslutning av vindkraft till havs.
HVDC Transmission System for Remote Alaskan Applications	Energy Alaska	USA	DC: $\pm 12.5$ kV/ $\pm 50$ kV	0.25-1 MW	P2P/MVDC for anslutning av avlägsna områden (prototyp)



## MVDC-distribution och MVDC-nät

För projekt av typen MVDC-distribution och MVDC-nät, sammanfattade i Tabell 6 kan följande noteras:

- Många demonstrationsprojekt för MVDC-distributionsnät på senare tiden, vilka återfinns nästan uteslutande i Kina.
- Spänningsnivåerna är  $\pm 10$  kV.
- Effektnivåerna är låga, på grund av att de är begränsade system i syfte att demonstrera tekniken (pilotprojekt).

Tabell 6: MVDC-distribution och -nät projekt

Projekt	Kund/Aktör	Land	Spänning	Effekt	Applikation
Flexible DC Power Distribution Project		Kina	DC: $\pm 10$ kV AC 110 kV/10 kV	<i>Ospecificerat</i>	MVDC-distribution – spänningsreglering
Medium Voltage DC Grid Project	Korea Electric Power Corporation (KEPCO)	Sydkorea	DC: 20 kV AC: 10 kV	<i>Ospecificerat</i>	MVDC-distribution
Guizhou University Demonstration Project		Kina	DC: $\pm 10$ kV	<i>Ospecificerat</i>	MVDC-distribution
Jiangdong MVDC Project		Kina	DC: $\pm 10$ kV	10 MW	MVDC-distribution (Demonstrations-projekt, smart eltilförsel)
Zhangbei AC/DC Demonstration Project		Kina	DC: $\pm 10$ kV	2.5 MW	MVDC-Distribution (Demonstrations-projekt)
MVDC project of Beijing	Beijing Electric Corporation of State Grid	Kina	DC: AC: 10 kV	10 MW	MVDC-distribution
<b>MVDC nät</b>					
Suzhou Industrial Park Pilot Project		Kina	DC: $\pm 20$ kV AC: 20 kV	<i>Ospecificerat</i>	Sammankoppling med AC-nät och optimering av effektlöde
MVDC Multi-terminal Distribution Grid		Kina	DC: 20 kV ( $\pm 10$ kV)	20/10/10 MW (3 terminals)	MVDC-nät med AC/DC- och DC/DC-omriktare.
RWTH Aachen University MV Campus Grid	Aachen University	Tyskland	DC 5 kV ( $\pm 2,5$ kV) AC: 20 kV	3 MW	MVDC-nät för forskning om kontroll och stabilitet.
Anhui Lu'an Jinzhai DC Distribution Project	China Electric Power Research Institute, CEPRI	Kina	DC: 1.5 kV AC: 10 kV	1 MW	Distributionsnät, Distribuerad generation och mikronät
Replacing rotary frequency converters (RFC) in navy base	Royal Navy ABB	England	DC: 6.6 kV AC: 33 kV/11 kV	<i>Ospecificerat</i>	Frekvensomvandling och spänningsomvandling (step-down)

## 4 Komponenter i ett DC-system

Detta kapitel belyser de nyckelkomponenter och teknologier som identifierats som kritiska för att bygga MVDC-system och sammanfattar deras nuvarande teknologiska status och utveckling. Följande nyckelkomponenter beaktas:

- Frekvensomriktare
- DC-brytare
- Ledningar och kablar

### 4.1 FREKVENSSOMRIKTARE

Frekvensomriktare är kraftelektronikkomponenter som behövs för att integrera DC-system med det befintliga AC-nätet. Dessa komponenter behövs för all omvandling från AC till DC, DC till AC, och DC till DC för system med flera spänningsnivåer.

Den mest optimala omriktartypen för alla MVDC-konfigurationer som beskrivits är en så kallad spänningsstyv strömriktare (eng. Voltage Source Converters, VSC). En spänningsstyv omriktare är uppbyggd av styrbara halvledarkomponenter som har förmåga att styra effekt och spänning oberoende av varandra och möjliggör ett dubbelriktat effektflyde. Dessa egenskaper gör det till ett lämpligt val i de flesta MVDC-applikationerna.

De vanligaste topologierna för AC/DC-omvandling är:

1. 2-nivå-VSC
2. 3-nivå-VSC
3. Modulär flernivåomriktare (eng. modular multilevel converters, MMC)

Tyristorbaserade omriktare (så kallade Line Commutated Converters, LCC) används i HVDC-applikationer, men anses vara mindre lämpliga än VSC-teknologier för MVDC, på grund av begränsad styrbarhet hos tyristorer. LCC-omriktare analyseras därför inte vidare i denna rapport.

#### 4.1.1 VSC-omriktare

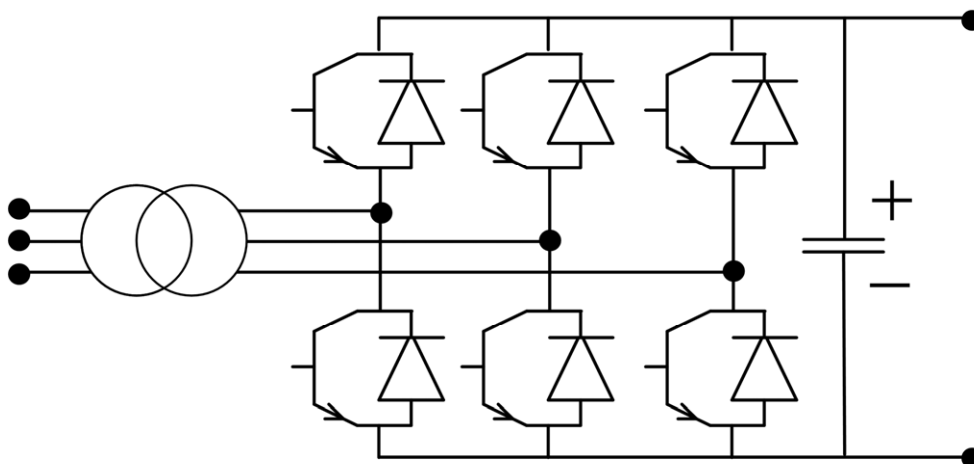
VSC-omriktare använder sig av halvledarkomponenten IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor), vilken är fullt styrbar i tänd- och släck-förloppet oberoende av polaritet på spänningen, men kan bara leda ström i en riktning. Genom att koppla en diod parallellt mot IGBTn skapas en fullt styrbar bidirektionell "switch" eller IGBT-position som fungerar som en byggsten för olika omriktarkonfigurationer.

##### *2-nivå-VSC*

En 3-fasig 2-nivå-VSC använder sig av 6 stycken IGBT-positioner, se skissen i Figur 27. Full styrbarhet i IGBT-positionerna möjliggör ett dubbelriktat effektflyde. Spänningen på AC-sidan av omriktaren styrs av DC-länkspänningen, och när omriktaren körs som likriktare är det möjligt att öka spänningen på DC-ledet. Den

lågsta nivån på DC-sidan bestäms av AC-spänningen och blir som lägst två gånger toppvärdet för fas-jord-spänningen<sup>1</sup>.

Positionerna tänds och släcks med en hög frekvens på flera kHz för att kunna skapa en spänning som är nära sinusformad. Detta innebär förluster i halvledarna, samt att strömmen innehåller högfrekvenskomponenter som måste filtreras bort.



Figur 27: Skiss av en 2-nivå-VSC med transformator

Två huvudfördelar med VSC jämfört med tidigare tyristor-baserade omriktare är:

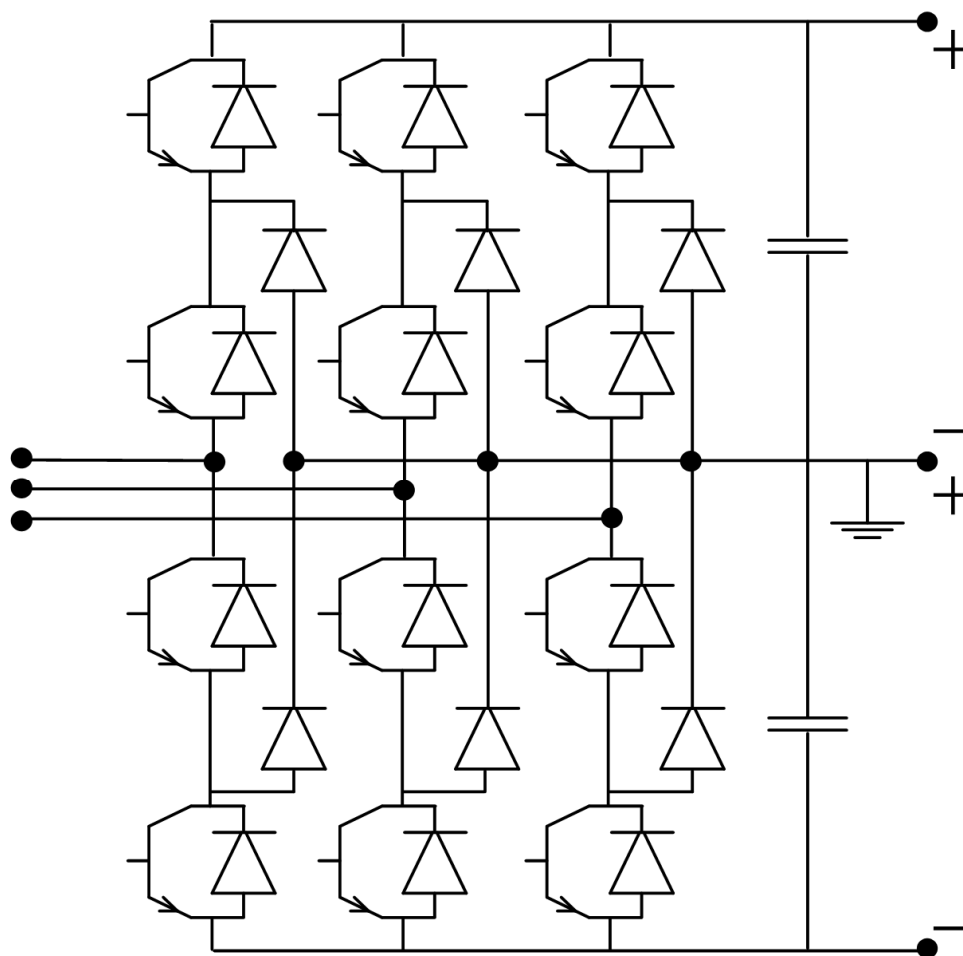
- Kontrollerbar effektfaktor vilket innebär styrning av aktiv och reaktiv effekt oberoende av varandra, inom ramen för omriktarens märkeffekt.
- I DC-applikationer har VSC fördelen att riktningen på den aktiva effekten kan ändras utan att polaritet på spänningen ändras, vilket är fördelaktigt i applikationer med kabelförband (gäller för kablar som använder PEX som isolationsmaterial).

En enskild IGBT tål en spänning på några kV, så för att använda omriktaren i MVDC-applikationer kan spänningen behöva anpassas med hjälp av en transformator som visas i Figur 27. Om en transformator används fungerar den även som ett filter för fasströmmarna ut mot nätet, och ger galvanisk isolation mellan AC- och DC-systemen.

Som alternativ kan flera IGBT-positioner kopplas i serie, vilket dock medför utmaningar i komplex styrning av omkopplingen av IGBT. Sådan teknologi utvecklades av ABB (idag Hitachi Energy) med HVDC Light och SVC Light<sup>1</sup>, men dessa har idag ersatts av nyare MMC-omriktare, som diskuteras senare.

### 3-nivå-VSC

En VSC med tre nivåer, som visas i Figur 28, använder dubbelt så många IGBT-positioner jämfört med 2-nivå-VSC. Detta resulterar i två, istället för en, styrbara likströmlänkar från samma AC-försörjning. De två DC-länksspänningarna kan även styras individuellt. I en DC-applikation betyder det att laster kan anslutas till någon av de två likströmlänkarna, varefter det fortfarande är möjligt att bibehålla en balanserad DC-länksspänning, vilket inte skulle vara möjligt med en 2-nivå-VSC<sup>1</sup>.



Figur 28: Skiss av en 3-nivå-VSC.

På liknande sätt som för 2-nivå-VSC kommer en omriktare för MVDC-tillämpningar baserad på 3-nivå-VSC med största sannolikhet att kräva en transformator för att anpassa AC-nätspänningen.

#### 4.1.2 MMC-omriktare

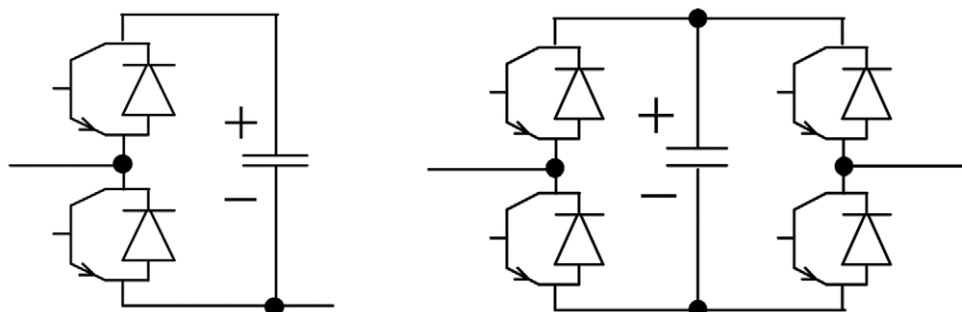
För direkt omvandling mellan AC och DC är idag modulära flernivåomriktare (eng. modular multi-level converters, MMC) den teknologi som föredras i nätapplikationer, exempelvis HVDC och FACTS, och som ligger i fokus för vidareutveckling. MMC-tekniken ger designflexibilitet, goda underhållsmöjligheter, hög tillgänglighet, låga förluster och låg vikt samt volym vilket innebär att kostnaderna på systemnivå blir lägre<sup>39</sup>.

De fördelaktiga egenskaperna hos 2-nivå och 3-nivå-VSC, exempelvis fullt kontrollerbar effektfaktor och dubbelriktat effektlöde, finns också i MMC-omriktare. Utöver detta ger även MMC också modularitet och skalbarhet som kan nyttjas för att få upp spänningen till nästan vilka nivåer som helst.

<sup>39</sup> Steinke, Jürgen K., Maibach, Philippe, Ortiz, Gabriel, Canales, Francisco, and Steimer, Peter, MVDC Applications and Technology, PCIM Europe 2019, Nuremberg, Germany, May 2019

Byggstenen i en MMC-omriktare är en så kallad "cell" eller "brygga", som kan vara av typen halvbygga (Half Bridge, HB) eller helbygga (Full Bridge, FB). Typexempel för HB och FB visas i Figur 29. Flera celler staplas på varandra i en "arm" som kopplas mellan den positiva och negativa polen på DC-systemet. Mittpunkten på armen kopplas till en av faserna i AC-systemet, se även Figur 17 i kapitel 3. Varje koppling har en grupp IGBT:er och en induktans för att begränsa strömmen<sup>40</sup>.

Till skillnad från VSC kan IGBT-positionerna i en MMC slås av och på med en låg frekvens, företrädesvis 50 Hz, men genom att skicka signalerna till olika celler vid olika tidpunkter (med visst mellanrum) skapas ändå en nära sinusformad spänning. Detta resulterar i sin tur i låga förluster och att strömmarna mot nätet har låg övertonshalt, jämfört med 2- eller 3-nivå VSC.



Figur 29: Exempel på konfiguration med halvbygga till vänster och fullbygga till höger.

Det är värt att notera att en MMC-omriktare med enbart HB-celler inte har någon styrförmåga vid en kortslutning mellan likströmsterminalerna, och kan således behöva skyddas med en snabb DC brytare i mer komplexa system. En MMC-omriktare med FB-celler kan istället begränsa felströmmen genom att styra ner strömmen genom omriktaren. Felet kan sedan isoleras med hjälp av fränkskiljare. Detta kan vara en mycket värdefull egenskap som minskar behovet av DC-brytare. Nackdelen med FB-celler är behovet av dubbla antalet IGBT:er i jämförelse med en halvbygga vilket medför ökad kostnad.

Det pågår forskning, utveckling och utvärdering av nya lösningar baserade på både alternativa topologier och nya komponenter (som kiselkarbidtransistor). Ett exempel är ett projekt för nästa generations MMC-submoduler vid Universität der Bundeswehr i Munchen, som bland annat syftar till att ta fram topologier med inbyggd förmåga att hantera felströmmar, vilket då minskar behov av separata DC-brytare<sup>41</sup>.

#### 4.1.3 Nuläge – Tillgänglig teknik

För lagspanningsapplikationer finns flera tillverkare av frekvensomriktare och en uppsjö av produkter, med jämförbara nivåer av prestanda och pris. Inom hogspanningsomradet har marknaden för HVDC-system ökat kraftigt under de

<sup>40</sup> WG 2019-1 "DC Networks on the distribution level – New trend of Vision?", CIRED, Juli 2021

<sup>41</sup> Dahmen, Christopher (contact), Next-Generation Submodule Technology for MMC, <https://www.unibw.de/leistungselektronik-eit/submodule-technology>, Universität der Bundeswehr, Munchen

senaste 10 åren vilket har attraherat, vid sidan om Hitachi Energy, Siemens och GE, även ett flertal tillverkare från Asien. Här refereras främst till omriktare från Hitachi Energy, som är aktiv i projektet och har bistått med informationen.

För mellanspänningsapplikationer är marknaden mer begränsad och det finns nästan inga plattformar som är optimerade för detta område i effekt och spänning. Ett alternativ är att skala ner en produkt eller plattform som är tänkt för HVDC-applikationer med risken att kostnaden inte är optimerad.

#### *PCS6000*

Hitachi Energy har en produkt, kallad PCS6000, som är lämplig att använda för MVDC-B2B projekt, och som redan testats i denna applikation i exempelvis Flexible Power Link-projektet som beskrivs i avsnitt 3.1. PCS6000 är en 3-nivå omriktare baserad på halvledarkomponenten Insulated Gate-Commutated Thyristor, IGCT, vilken lämpas väl för mellanspänningstillämpningar<sup>42</sup>. En IGCT är en variant av tyristor som också är släckbar så att den kan användas in en spänningsstyv omriktare, som tidigare beskrivet. Omriktarna har utspänning på ungefär 3,3 kV och kopplas till AC-nätet via transformatorer. PCS6000 har funnits på marknaden i mer än 20 år och använts i olika applikationer. I grundutförande är märkeffekten 20-40 MVA men genom parallellkoppling kan högre effekter uppnås. Ungefärlig verkningsgrad för omriktarsystemet ligger på ca 97 %.

Ställverksområdet för projektet Flexible Power Link (FPL) som beskrivit i avsnitt 3.1, upptar en yta av totalt 320 m<sup>2</sup>. Omriktarna (PCS6000), FPL skydd och kontrollrum, styrning till kylsystem och pumpar för kylning av omriktarna är i normalfallet monterade i en 14x3,5 m container. Containerlösningen innebär att delar av idrifttagningen kan göras redan i fabriken vilket sparar kostnader i tid och pengar i fält. Enligt slutsatser i en rapport från Wester Power Distribution<sup>43</sup> som gjordes för FPL så skulle ytbehovet minska med 9,4% om utrustningen i containern skulle monteras i befintliga byggnader, men då skulle hela driftsättningen behöva göras på plats. Utöver omriktar-container behövs även för de flesta tillämpningar med PCS6000 ytterligare transformatorer, ställverk, filter, m.m. vilket utökar behovet för yta, cirka 28x20 m (560 m<sup>2</sup>).

För att använda PCS6000 i P2P-MVDC med en mellanlänk, exempelvis en kabel, behövs vidareutveckling som Hitachi Energy har öppnat för.

#### *SFC Light*

Hitachi Energy har även en nyare plattform baserad på MMC-omriktare som kallas för SFC Light, en kraftfull plattform med en lägsta gräns i effekt på ca 50 MVA som tack vare skalbarheten hos MMC-omriktaren kan anpassas och kopplas direkt utan transformator upp till 36 kV. Verkningsgraden för systemet utan överföringsförluster, ligger på ca 96 %.

SFC Light utvecklades för att användas som STATCOM (AC/DC-omriktare som utbyter reaktiv effekt med nätet) och därefter togs en B2B-topologi fram för att användas som B2B-omriktare främst för banmatning i järnvägsapplikationer med

<sup>42</sup> <https://library.e.abb.com/public/d7034f1ec29475dbc1256ddd00346f12/12-17m457.pdf>

<sup>43</sup> Hardman, Daniel, FPL Development and Improvement Report, Western Power Distribution, 2019

16.7 Hz. Topologin för banmatning bygger på att frekvensen skiljer mellan de två AC-näten, och därmed kan inte topologin användas för att koppla ihop två nät med samma frekvens. Däremot kan byggstenarna (MMC-modulerna) som finns i SFC Light byggas ihop i en annan topologi som passar MVDC-B2B och även MVDC-P2P, tidigare visat i Figur 17 i kapitel 3.

Det krävs alltså en del utveckling innan den kan användas med en MVDC länk. Hitachi Energy anser att ett demonstrationsprojekt inom MVDC vore ett bra tillfälle att göra de erforderliga vidareutvecklingsinsatserna för att anpassa MMC-plattformen för syftet.

**Tabell 7: Hitachi Energy PCS6000 & SFC Light**

Hitachi Energy MVDC	PCS6000	SFC Light
DC-spänning vid likriktarstation AC till DC	±2,5 - 3 kV	Anpassningsbar
Aktiv effekt vid omriktarstation DC till AC	20 - 30 MW	>50 MW
Verkningsgrad (dubbla omriktare)	0,97	0,96 (utan DC-länk)
Projekterfarenhet MVDC	Pilotprojekt FPL Exbridge	Nej
Fälterfarenhet, andra applikationer	Flertal kommersiella projekt inom en rad applikationer sedan 1998	Inom järnväg (banmatning) och pumpvattenkraft (B2B), även STATCOM (AC/DC)
Skalbarhet	Monolitisk, ej skalbar	Modulär, skalbar i spänning

#### MVDC Plus

Ett exempel på produkt som marknadsförs specifikt för MVDC-applikationer är Siemens MVDC Plus, som också är en MMC-plattform. Siemens MVDC-lösning utgår från deras HVDC-teknologi. Antalet moduler anpassas efter önskad spänningsnivå, se Tabell 8. Enligt Siemens är MVDC-installationen förenklad jämfört med HVDC och man använder standard MVA-komponenter som har kvalificerats för MVDC. Inom de förskrivna spänningsområdena (enligt VDE-AR-N 4110) så behöver transformatorn som är ansluten till omriktaren inga lindningskopplare. Vid underspänning prioriteras reaktiv effekt till förmån för aktiv effekt för att stötta elnätet utan att behöva överlasta omriktaren <sup>44</sup>.

**Tabell 8: Varianter på Siemens MVDC Plus**

Siemens MVDC Plus	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
DC-spänning vid likriktarstation AC till DC	±24 kV	±30 kV	±50 kV
Aktiv effekt vid omriktarstation DC till AC	30 till 70 MW	Upp till 90 MW	Upp till 150 MW

<sup>44</sup> MVDC Plus – Medium Voltage Direct Current Managing the future grid, White Paper, Siemens AG, 2017



## 4.2 DC-BRYTARE

En stor utmaning för etablering av större MVDC-distributionsnät är bristen på specifika nyckelkomponenter för skydd mot kortslutningar. Det finns ett stort behov av DC-brytare med låga förluster, snabba bryttider vid fel, och låg designkomplexitet (med ökad tillförlitlighet)<sup>45</sup>.

I DC-system finns ingen naturlig nollgenomgång i felströmmen och därmed fungerar inte traditionella AC-brytare. DC-brytare kategoriseras ofta som: mekaniska brytare (MCB), statiska brytare (SSCB), hybridbrytare (HBCB), och Z-source brytare för mer komplexa DC-applikationer. Huvudsyftet med DC-brytare är att kunna tvinga strömmen till noll, avleda energin, motstå överspänningen och säkerställa ett snabbt avbrott.

I jämförelse med HVDC, har MVDC-system lägre induktans på grund av kortare relativa avstånd, och/eller, på grund av användning av kablar, också högre felströmmar. Nuvarande kommersiella HVDC-hybridbrytare använder främst felströmsbegränsare vilket leder till stor volym, vikt och installationskostnad.

Fokus på utvecklingen inom DC-brytare ligger främst på lågspänning för integrering av exempelvis solpaneler. Högre spänning inom MVDC-området innebär ökade svårigheter med DC-brytare, lägre tillgänglighet och brist på möjliga lösningar. Det finns brytare för light rail (lätta eldrivna tåg eller stadsbanor) tillämpningar på 3 kV DC men det finns inga kommersiellt tillgängliga DC-brytare för mellanspänning i det övre intervallet av MVDC. ABB menar att hybridbrytare motsvarande de som finns för HVDC är intressanta och att utvecklingsarbete pågår<sup>37</sup> men det saknas befintliga produkter i dagsläget.

CIGRÉ<sup>46</sup> skriver att stort fokus kommer vara på DC brytare (och även säkringar) i framtiden men det är en stor utmaning att utveckla DC brytare, vilket bekräftas av den forskning som pågår runt om i världen. Bland annat så har U.S. Department of Energy finansierat sju olika program för att utveckla MVDC brytare för 1–100 kV och över 1 MW<sup>47</sup>. De sju programmen är (ej översatta för att undvika feltolkning):

1. Drexel University - Resonant Solid-State Breakers Based on Wireless Coupling in MVDC Systems
2. Eaton Corporation - Ultra-Efficient Intelligent MVDC Hybrid Circuit Breaker
3. General Electric (GE) Global Research - Inline Gas Discharge Tube Breaker for Meshed MVDC Grids
4. Georgia Tech Research Corporation - EDISON - Efficient DC Interrupter with Surge Protection
5. Marquette University - Ultra Fast Resonant DC Breaker
6. Sandia National Laboratories - ARC-SAFE: Accelerated Response semiconducting Contactors and Surge Attenuation for DC Electrical systems.

<sup>45</sup> A. Giannakis, & D. Pefitsis, MVDC distribution grids and potential applications: Future trends and protection challenges, NTNU, 2018

<sup>46</sup> Medium voltage direct current (MVDC) grid feasibility study, Reference: 793, C6 Active distribution systems and distributed energy resources, Paris, Cigre, 2020

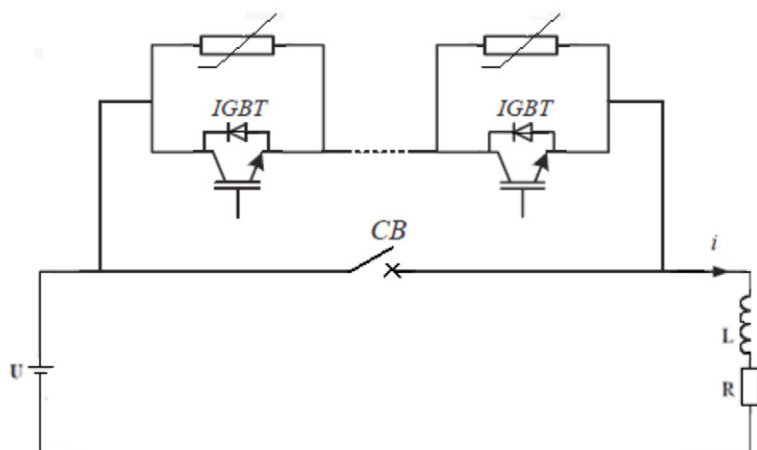
<sup>47</sup> <https://arpa-e.energy.gov/technologies/programs/breakers>



## 7. The Ohio State University - T-Type Modular DC Circuit Breaker (T-Breaker) for Future DC Networks

Olika alternativa möjligheter och tänkbara lösningar har diskuterats med ABB:

- Seriekoppling av konventionella AC brytare för ökad DC isolation
  - × Brytare måste synkroniseras
  - × Spänningståligheten (isolationsnivån) ökar inte linjärt med antalet brytare
- Mekanisk brytare med släcklameller
  - × Beprövat för AC, inte lämpligt för DC
- Hybridbrytare
  - × Med snabba halvledare i kombination med mekaniska brytare som ger hög spänningstålighet. En mycket snabb brytare, se Figur 30
  - × Med en RC-resonanskrets för att skapa nollgenomgång i ström och släcka ljusbågen
- Styra ner strömmen med omriktaren för att bryta med en konventionell brytare vid låg eller noll-ström
  - × Innebär ett strömavbrott under brytningen i ett nät med flera anslutningar vid eventuell bortkoppling



Figur 30. Hybridbrytare med halvledare (illustration ABB<sup>48</sup>)

De DC-brytare (eller metoder) som nämns i de MVDC-projekt som beskrivits och studerats är antingen hybrid DC-brytare, DC-felblockering i omriktaren eller AC-brytare på växelströmssidan av nätet. I studerade B2B- och P2P -tillämpningar används generellt beprövade AC-brytare på växelströmssidan av omriktarna och behovet av DC brytare uteblir i dessa fall.

Slutsatsen blir att i dagsläget finns det inte kommersiellt gångbara eller beprövade MVDC-brytare, således är det realistiska alternativet att ha AC-brytare på AC-sidan i anslutning till omriktarna.

### 4.3 DC-LEDNINGAR OCH KABLAR

Inom MVDC-system anses generellt DC-ledningar och kablar inte vara en begränsande komponent i utvecklingen av MVDC. Förvisso är tillgängligheten av

<sup>48</sup> Technical Application Papers No. 24, Medium voltage direct current applications, ABB, 2017

dedikerade MVDC kablar på marknaden begränsad, men en betydande fördel för implementering av MVDC är att befintliga AC-ledningar kan användas för DC.

Genom att använda befintliga AC-ledningar för DC-transmission i en luftledning kan man med samma överföringsström minska ledningsförlusterna, minska spänningsfall och öka överföringskapaciteten för likvärdig ledning i DC-tillämpningar jämfört AC-tillämpningar. DC-lösningar är särskilt gynnsamma för längre avstånd då ledningsförlusterna är lägre för DC-ledningar p.g.a. avsaknaden av reaktivt effektutbyte, samt skineffekt och näreffekt (proximity). Notera att förlusterna från skineffekt och näreffekt är nästintill försumbara i DC-applikationer. I DC-ledningar har man däremot högre förluster i stationerna p.g.a. omriktarna.

För DC-ledningar är det resistiva spänningsfallet den avgörande begränsningen. AC är därför att föredra för korta avstånd och DC för längre för att minimera förlusterna.

Förlusterna i ett symmetriskt monopol kan uttryckas:

$$Förlust_{DC} = \frac{P_{DC,likriktare} - P_{DC,omriktare}}{P_{DC,likriktare}}$$

som kan omvandlas till:

$$Förlust_{DC} = \frac{2 \cdot R \cdot I_{DC}^2}{P_{DC,likriktare}}$$

$R$  är resistansen ( $\Omega$ ) i ena ledningen (från A till B)

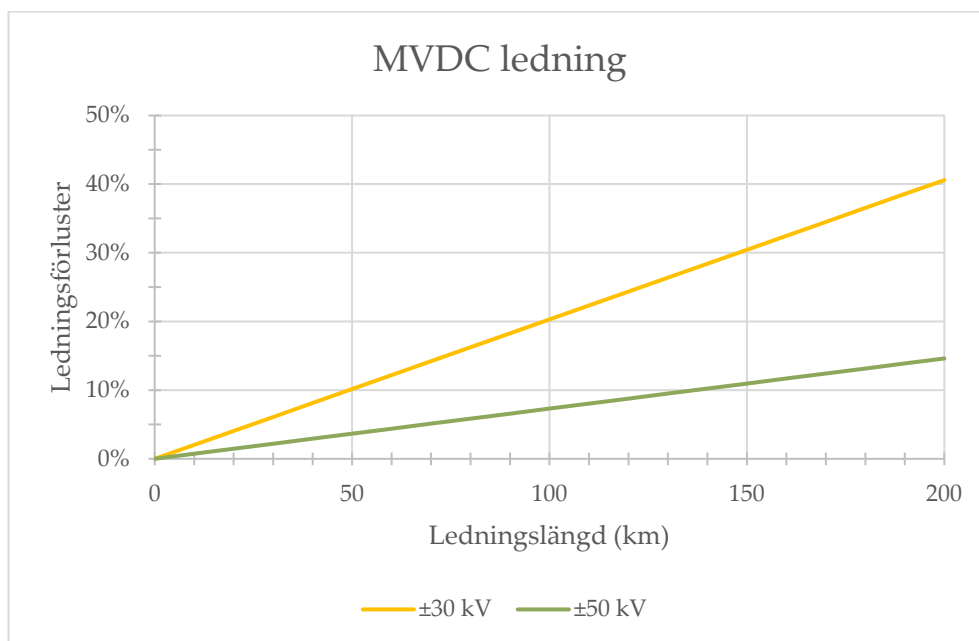
En sista omvandling ger slutligen:

$$Förlust_{DC} = \frac{\rho \cdot l \cdot P_{DC,likriktare}}{A \cdot 2 \cdot U_{DC,likriktare}^2}$$

$\rho$  där är resistiviteten ( $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ ),  $l$  är ledningslängden (m),  $A$  är ledningsarea ( $\text{mm}^2$ ).

Siemens har i sitt White Paper<sup>49</sup> som exempel en ledning som består av två trefas AC-system som man konverterar till symmetriskt monopol DC, ledningarna är  $265 \text{ mm}^2$  och har erforderlig kapacitet för tillämpningen. Beräkningarna baseras på 90 MW och en ledningstemperatur på  $70 \text{ }^\circ\text{C}$ , samt jämför ledningsförlusterna vid  $\pm 30 \text{ kV}$  och  $\pm 50 \text{ kV DC}$ , se Figur 31.

<sup>49</sup> MVDC Plus – Medium Voltage Direct Current Managing the future grid, White Paper, Siemens AG, 2017



Figur 31. Ledningsförluster vid 90 MW aktiv effekt vid likriktarstationen

Vid  $\pm 30$  kV blir ledningsförlusterna större än 10% redan vid 50 km ledning, men vid  $\pm 50$  kV blir avståndet i stället 125 km.

Den maximala matningsströmmen i en ledning beror på den maximalt tillåtna temperaturen för ledaren, och därmed är strömöverföringskapaciteten för en bipolär DC-ledning och en trefas AC-ledning ungefär lika. Genom att använda MVDC kan man alltså öka den totala överföringsförmågan eftersom MVDC bara använder två ledningar medan AC använder tre.

Beräkningarna som ligger till grund för jämförelsen i överföringskapacitet för likström och växelströmsnät, börjar med effektöverföringen i en enkel AC-ledning

$$P_{1AC} = U * I * \cos(\varnothing)$$

där  $U$  är RMS-värdet på linje-till-jord spänningen,  $I$  är RMS-värdet på ledningsströmmen och  $\cos(\varnothing)$  effektfaktorn. Totalt för tre ledningar i ett AC system är effektöverföringen

$$P_{3AC} = 3 * U * I * \cos(\varnothing)$$

När samma ledning körs med DC, kan strömmen  $I$  maximalt vara på samma RMS-värde som i fallet med AC, på grund av termiska begränsningar. Eftersom isoleringen i en AC-ledning räcker upp till toppspänning ( $\hat{U}$ ) blir alltså den maximala DC-driftspänningen en faktor  $\sqrt{2}$  av RMS-värdet  $U$

$$\hat{U} = \sqrt{2} * U$$

Därmed blir överföringskapaciteten för en DC-ledning

$$P_{1DC} = \sqrt{2} * U * I$$

Och för två ledningar blir överföringseffekten

$$P_{2DC} = 2\sqrt{2} * U * I$$

På systemnivå blir därmed förhållandet mellan överföringskapaciteten för DC och AC

$$\frac{P_{2DC}}{P_{3AC}} = \frac{2\sqrt{2} * U * I}{3 * U * I * \cos(\varnothing)} = \frac{2\sqrt{2}}{3} \approx 1$$

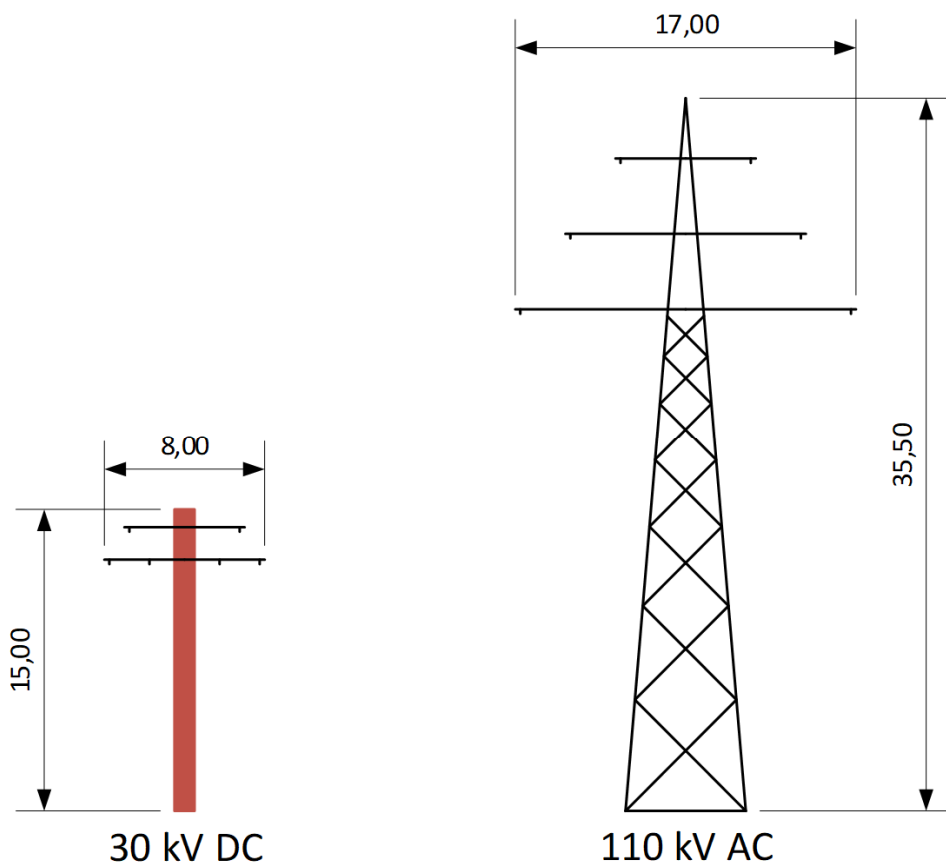
Med hänvisning till effektfaktorn (antas vara = 1) och till en mindre del avsaknaden av skineffekt och näreffekt, kan alltså en DC-ledning överföra ca 150% effekt i jämförelse med en motsvarande AC-ledning. Överföringskapaciteten för ett 2-ledar DC-system motsvarar därför ett 3-ledar AC-system.

Generellt kan följande tumregler appliceras vid jämförelse av DC-system och AC-system:

- a) Ett 2-ledar DC-system har samma överföringskapacitet som ett 3-ledar AC-system
- b) Med endast 2 ledningar istället för 3 blir förlusterna i ett DC-system 2/3 av motsvarande AC-system
- c) Ett 2-ledar DC system behöver bara 2/3 av ledningsmaterial och utrymme som motsvarande AC-system<sup>50</sup>

I Siemens White Paper finns även en jämförelse av hur stort utrymme som krävs för en 110 kV AC-ledning och en 30 kV DC-ledning med samma överföringskapacitet. MVDC ledningen blir avsevärt lägre höjdmässigt och ledningsgatan kan göras smalare, se Figur 32. Detta kan vara av betydande i tätbebyggda områden eller ifall då kapaciteten måste höjas inom befintliga ledningar.

<sup>50</sup> WG 2019-1 "DC Networks on the distribution level – New trend of Vision?", CIRED, Juli 2021



Figur 32. HVAC utrymnesbehov jämfört med MVDC för samma överföringskapacitet.

#### 4.4 KOSTNADER I MVDC-SYSTEM

CIGRÉ redovisar i sin rapport från 2020 en global undersökning där svaren från deltagarna indikerar komponenternas kostnadsandel för en MVDC-lösning.

- Ledning 40%
- VSC (Voltage Source Converter, omriktare) 25%
- DC/DC omvandlare 15%
- Kringutrustning 15%
- Åskskydd 5%

I ett konventionellt AC-distributionsnät står ledning för cirka 40% av totalkostnaden. DC-ledningar ställer normalt lägre krav på isolation och DC-spänningen kan normalt vara 50-100% högre än ekvivalent AC-spänning vilket antingen innebär högre överföringskapacitet eller lägre ledningskostnader för samma kapacitet.

Kostnaden för kraftelektronik till MVDC är fortfarande förhållandevis hög och leder till högre investeringskostnader för MVDC-nät än motsvarande AC-nät. De flesta industriella laster är konstruerade för att matas med AC och innehåller i många fall en likriktare. Med utbyggda MVDC-nät skulle både omvandlingen till AC och likriktaren i lasten rationaliseras bort vilket leder till betydliga besparingar.

Efter hand som tekniken utvecklas med den snabba utvecklingen av kraftelektronik, och större produktionsvolymmer som redan observerats inom andra tillämpningar, kommer på sikt bidra till lägre kostnader.

I jämförande studier<sup>51,52,53</sup> mellan MVDC-anslutning ( $\pm 60$  kV DC) och motsvarande AC-anslutning för tre olika spänningar för havsbaserade vindparker, visar att MVDC-lösningen är mest gynnsam i jämförda fall. I jämförelserna ingår kapitalkostnaderna inklusive vindturbingeneratorer, transformatorer, omriktare, kablar och ledningar, plattform och erforderliga ställverk.

---

<sup>51</sup> C. Cleary, G. McFadzean, S. Hay and S. Dixon, The Potential Benefits of Direct-to-Shore MVDC Connections for Offshore Wind, 2015 EWEA Offshore, Copenhagen, Denmark, March 2015

<sup>52</sup> Medium voltage direct current (MVDC) grid feasibility study, Reference: 793, C6 Active distribution systems and distributed energy resources, Paris, Cigre, 2020, p. 102

<sup>53</sup> The Carbon Trust - Offshore Wind Accelerator – TWG-E, DC-Array System Technology Revisit, 2021

## 5 Reglering

För att MVDC ska kunna bli verklighet och användas på bred front i framtidens distributionsnät är det viktigt att likströmstekniken finner stöd i regelverket. I detta kapitel diskuteras frågan med fokus på regleringen med avseende på intäktsramen, som begränsar hur mycket nätföretagen får ta ut i avgift av sina kunder och som indirekt påverkar investeringar i näten.

Kapitlet inleds med en sammanfattning av hur intäktsramen är reglerad och principerna för hur incitamenten är utformade. Dessa utgör även en grund för en kvalitativ ekonomisk värdering av olika åtgärder för elnätsföretagen, vilken presenteras senare i rapporten.

Kapitlet avslutas med en diskussion om hur väl incitamenten stödjer DC-tekniken i syfte att identifiera möjliga gap. En djupare analys av incitamentens nivåer och tillämpning är utanför ramen för detta projekt.

### 5.1 BAKGRUND

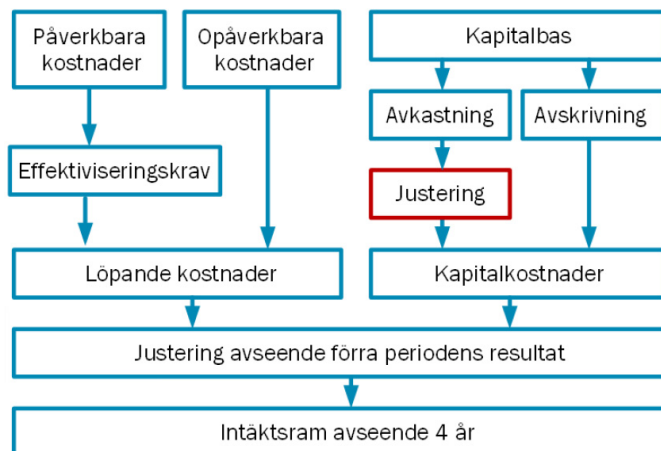
Energimarknadsinspektionen (Ei) har nyligen tagit fram en promemoria Ei PM2022:02<sup>54</sup> som ger en övergripande beskrivning av vad som gäller vid fastställande av intäktsramen för elnätsföretag för tillsynsperioden 2020–2023, med fokus på incitamenten för kvalitet och för effektivt nätutnyttjande. Dessa finns sedan tidigare beskrivna i detalj i två separata dokument Ei R2015:06<sup>55</sup> och Ei R2015:07<sup>56</sup>.

Eftersom ett elnätsbolag har ett naturligt monopol på den lokala marknaden, regleras intäktsramen ur ett samhällsekonomiskt perspektiv för att säkerställa att kunderna betalar ett skäligt pris, samt får en trygg och kvalitativ elförsörjning. Inför varje tillsynsperiod på fyra år fattar Ei beslut om intäktsramen, som utgör ett tak för hur mycket varje elnätsföretag får ta ut i avgift av sina kunder. Figur 33 visar en schematisk bild över intäktsramsregleringen. Intäktsramen beräknas utifrån löpande kostnader och kapitalkostnader för elnätsföretagen. Löpande kostnader delas i sin tur in i påverkbara och opåverkbara kostnader. De sistnämnda, som nätbolagen får full kompensation för via intäktsramen, är: kostnad för nätförluster, för abonnemang, för ersättning för inmatning av produktion, och för nätkapacitetsreserv.

<sup>54</sup> Incitament för kvalitet och effektivt nätutnyttjande i regleringen av elnätsföretagens intäktsramar - Regelverk från och med tillsynsperioden 2020–2023, Ei PM2022:02

<sup>55</sup> Kvalitetsreglering av intäktsram för elnätsföretag – Reviderad metod inför tillsynsperiod 2016–2019, Ei R2015:06.

<sup>56</sup> Incitament för effektivt utnyttjande av elnätet, Ei R2015:07



Figur 33: Schematisk bild över regleringen av intäktsramen <sup>54</sup>

Kapitalkostnader delas in i avskrivningar och avkastning på kapitalbasen. Således finns ett tydligt incitament i regelverket till nyinvesteringar i elnäten vilka ökar kapitalbasen. I regleringen tas också hänsyn till kvaliteten i nätverksamheten och effektivt utnyttjande av elnätet via specifika incitament. Utfallet av dessa incitament räknas fram varje år och används för att justera avkastningen för samma år, se den röda boxen 'justering' i Figur 33. Generellt grundar incitamenten sig på:

- en indikator, som är en mått på prestationen och som räknas fram baserad på inrapporterade data och jämförs med en "normnivå". Skillnaden indikerar om bolaget har presterat bättre eller sämre än förväntat.
- en relevant kostnad som används för att prissätta prestationen och resulterar i en justering av intäktsramen.

Elnätsbolagets prestation med avseende på leveranskvaliteten och effektivt nätutnyttjande påverkar därmed hur avkastningen på kapitalbasen bidrar till intäktsramen. Normnivåer fastställs för alla indikatorer innan tillsynsperioden börjar. Efter tillsynsperiodens slut jämförs företagets faktiska utfall för indikatorerna under tillsynsperioden med respektive normnivåer. Incitamenten beräknas per år, och resultaten från respektive incitament summeras och jämförs mot den regulatoriska avkastningen. Justeringen kopplad till incitamenten är begränsad till en tredjedel av den regulatoriska avkastningen per år.

Nedan följer en sammanfattning av hur incitamenten är utformade. Elkvalitetsincitamentet är kopplat till avbrott, medan incitamentet för effektivt nätutnyttjande är uppdelat i två delar: nätförlustincitamentet och belastningsincitamentet.



## 5.2 ELKVALITET

I nuvarande elkvalitetsincitamentet görs skillnad mellan aviserade och oaviserade avbrott, och mellan korta och långa avbrott, där korta avbrott avser avbrott som är längre än 100 millisekunder och upp till och med 3 minuter och där långa avbrott är längre än 3 minuter. I nuvarande reglering används två indikatorer:

- medelavbrottslängd (Average Interruption Time, AIT)
- medelavbrottsfrekvens (Average Interruption Frequency, AIF)

Dessa beräknas baserat på icke-levererad energi (ILE) respektive icke-levererad effekt (ILEffekt), alltså den energi respektive effekt som skulle levererats om avbrottet inte hade inträffat, och viktas med total levererad energi respektive effekt, för att kunna jämföra prestation hos nätföretagen av olika storlek. Dessa indikatorer beräknas varje år, baserat på inrapporterade avbrott, för både aviserade och oaviserade avbrott, och per kundtyp, av sex olika definierade kundtyper: Hushåll, Industri, Jordbruk, Handel och tjänster, Offentlig verksamhet, Gränspunkt; vilket resulterar i 24 olika värden på varje indikator. För alla indikatorer tas normvärden fram med hänsyn till kundtätthet baserad på medelavbrottsnivån eller egen historik (för lokalnät), respektive egen historik (för regionnät).

För oaviserade avbrott gäller följande:

- för lokalnät är det alltid långa avbrott på mer än 3 minuter som räknas vid beräkning av både AIT (ILE) och AIF (ILEffekt).
- för regionnät räknas även korta avbrott mellan 100 ms upp till 3min vid beräkning av AIF (ILE).

För att prissätta incitamenten används avbrottskostnaderna. Viktigt att notera att avbrottskostnaderna varierar kraftigt mellan olika kundtyper, se Tabell 9.

Tabell 9: Avbrottskostnader baserat på kundtyp<sup>54</sup>

Kundtyp	Oaviserade avbrott	Oaviserade avbrott	Aviserade avbrott	Aviserade avbrott
	Kostnad ILE SEK/kWh	Kostnad ILEffekt SEK/kW	Kostnad ILE SEK/kWh	Kostnad ILEffekt SEK/kW
Industri	159,96	70,75	76,00	20,71
Handel och tjänster	175,06	17,78	79,31	5,94
Jordbruk	34,35	9,78	14,10	1,72
Offentlig verksamhet	96,97	7,65	43,70	0,92
Hushåll	5,84	1,95	4,98	1,85
Gränspunkter	96,01	22,18	45,16	7,08

## 5.3 NÄTFÖRLUSTINCITAMENTET

Som indikator för nätförlustincitamentet används andelen nätförluster i relation till mängden inmatad energi. Nätförluster är skillnaden mellan inmatad och uttagen energi i ett nät, där anläggningspunkter ger ett positivt bidrag (inmatning), medan

gränspunkter ger ett negativt (export till annat nät). Andelen nätförluster  $N_f$  definieras som nätförluster dividerat med inmatad energi.

Normnivån för lokalnät baseras på en gemensam normfunktion som tar hänsyn till kundtätthet och andel energi som matas till högspänningskunder. För regionnät används istället varje företags egen historik som norm.

Efter tillsynsperiodens slut jämförs det faktiska utfallet under tillsynsperioden med normnivåerna för andelen nätförluster. Skillnaden multipliceras med mängden inmatad energi under motsvarande år samt medelkostnaden som elnätsföretagen haft för att täcka upp för nätförlusterna. Av den resulterande totala värderingen tillfaller 75% elnätsföretaget som justering av avkastningen. Faktorn höjdes från 0,5 till 0,75 för nuvarande tillsynsperiod för att stärka incitamentet att sänka nätförlusterna.

#### 5.4 BELASTNINGSINCITAMENTET

Belastningsincitamentet styr mot att jämna ut lasten i elnätet mot överliggande nät, vilket ger möjlighet till lägre kostnad för abonnerad effekt och till viss del även minskade nätförluster, samt på sikt minskar investeringsbehovet i både eget och överliggande nät.

Den belastningsindikator som används är medellastfaktorn ( $L_f$ ), som ger ett mått på hur jämn belastningskurvan är varje dag över ett år. Kvoten mellan medeleffekten och maxeffekten under ett dygn ger dygnslastfaktorn. Medelvärdet av samtliga dygnslastfaktorer under ett kalenderår ger medellastfaktorn. I incitamentet beräknas och fastställs en normnivå för en belastningsindikator utifrån nätföretagets egen historik och jämförs med utfallet för densamma under tillsynsperioden.

För att prissätta belastningsincitamentet används en ”kostnad för överliggande nät”, som beräknas som summan av den totala kostnaden under aktuellt år för abonnemang för överliggande och angränsande nät, samt kostnaden för ersättning vid inmatning av el (till ägare av produktionsanläggningar). En förbättring eller försämring av hur jämn belastningskurvan är mellan norm- och tillsynsperiod ger ett påslag eller avdrag på ett elnätsföretags avkastning på kapitalbasen.

#### 5.5 VAD GÄLLER FÖR MVDC?

MVDC-system innebär en investering på liknande sätt som för AC-tekniken, exempelvis en station eller en ledning, vilket påverkar kapitalbasen. När det kommer till incitamenten för elkvalitet och effektivt utnyttjande, är följande reflektioner relevanta:

Om elkvalitetsincitamentet:

- Incitamentet baseras uteslutande på avbrott. Med hjälp av MVDC-lösningar (baserade på omriktare eller brytare) kan man bygga redundans utan att kortslutningsströmmarna ökar, vilket är fördelaktigt;

- Alla lösningar baserade på spänningsstyva omriktare har även en god förmåga att reglera spänning. Spänningsreglering värderas dock inte med nuvarande incitament för elkvalitet;
- Även filtrering av övertoner (så kallad aktiv filtrering) är oftast möjlig med noll eller minimal påverkan på omriktardesignen (kräver dock en specifik reglering). Övertonsfiltrering värderas dock inte med nuvarande incitament för elkvalitet;

Om incitamenten för effektivt utnyttjande:

- Det är inte självklart om nätförlusterna ökar eller minskar med en MVDC-lösning, eftersom förlusterna varierar från fall till fall, beroende på kabellängd, spänning och effekt. Nätförlustincitamentet är väl utformat på ett teknikoberoende sätt, vilket naturligt stödjer applikationen av MVDC i de fall där den leder till minskade förluster;
- En frekvensomriktare har en väldigt begränsad förmåga att lagra energi och därför ingen inneboende förmåga till lastutjämning. Däremot kan man med MVDC via B2B-omriktare, med eller utan kabel, koppla punkter i nätet med olika lastprofiler och därmed omfördela och jämna ut belastningen. En förutsättning i dessa fall är att AC-teknik inte kan nyttjas eller att DC-tekniken är billigare.
- Det är möjligt att komplettera frekvensomriktaren med ett energilagring i DC-ledet, exempelvis ett batteri. En sådan komplettering innebär en högre kostnad men kan förbättra affärsfallet och läget för investeringsbeslutet. Hur stor förändringen blir beror på medellastfaktorn och på abonnemangskostnaden i det specifika fallet.

En generell slutsats är att inga specifika gap kunde identifieras i regleringen. De incitament som är kopplade till intäktsramen är teknikoberoende, och därför varken stödjer eller motverkar DC-tekniken i sig. Viss funktionalitet som MVDC tillhandahåller värdesätts inte idag.

## 6 Applikationer i distributionsnäten: teknisk-ekonomisk jämförelse

De fallstudier som inkluderas i denna analys bygger på verkliga exempel från distributionsnät och problemfall från aktörerna i referensgruppen. Typfallen har generaliserats och sedan har traditionella AC-lösningar identifierats och jämförts med DC-lösningarna.

### 6.1 METODIK

Den generella metodiken som används för den tekniska och ekonomiska genomförbarhetsstudien för utvärdering av fallstudierna visas i Figur 34.



Figur 34: Generell metodik för den tekniska och ekonomiska analysen.

#### 1. Identifiera typfall

*Vad är problemet?* - I det första steget har aktuella problem i distributionsnäten identifierats och analyserats genom diskussioner med referensgruppen. Typfall har identifierats som i dagsläget innebär utmaningar för nätbolagen i referensgruppen, och som kan lämpa sig för MVDC-lösningar.

#### 2. Identifiera lösningar

*Hur ska det lösas?* – I det andra steget har möjliga lösningar tagits fram, vilka baseras på AC- och DC-teknik. Projektgruppen har i nära samarbete med referensgruppen valt ut möjliga traditionella AC-lösningar, samt arbetat med tillverkarna ABB och Hitachi för att avgöra vilka tekniska DC-lösningar som är tekniskt möjliga och kan finnas tillgängliga inom en rimlig tidshorisont.

#### 3. Teknisk jämförelse

*Hur bra är lösningen?* – I detta steg jämförs lösningarna främst kvalitativt med fokus på fördelar, begränsningar och risker, samt viktiga parametrar såsom tillgänglighet, förluster, yt-/utrymmesbehov, och kostnad (uppskattad investeringskostnad, CAPEX), baserat på information från referensgruppen och publik information. När data har funnits att tillgå har även en kvantitativ analys genomförts.

#### 4. Ekonomisk värdering

*Hur ser affärsfallet ut?* – Lösningarna har även jämförts ekonomiskt, förutsatt att de har funnits tekniskt möjliga att genomföra. Den ekonomiska jämförelsen har fokuserat på hur en eventuell investering kan betalas tillbaka genom att uppskatta påverkan på intäktsramen. Inga löpande kostnader (OPEX) har tagits med då de anses variera mycket från fall till fall.

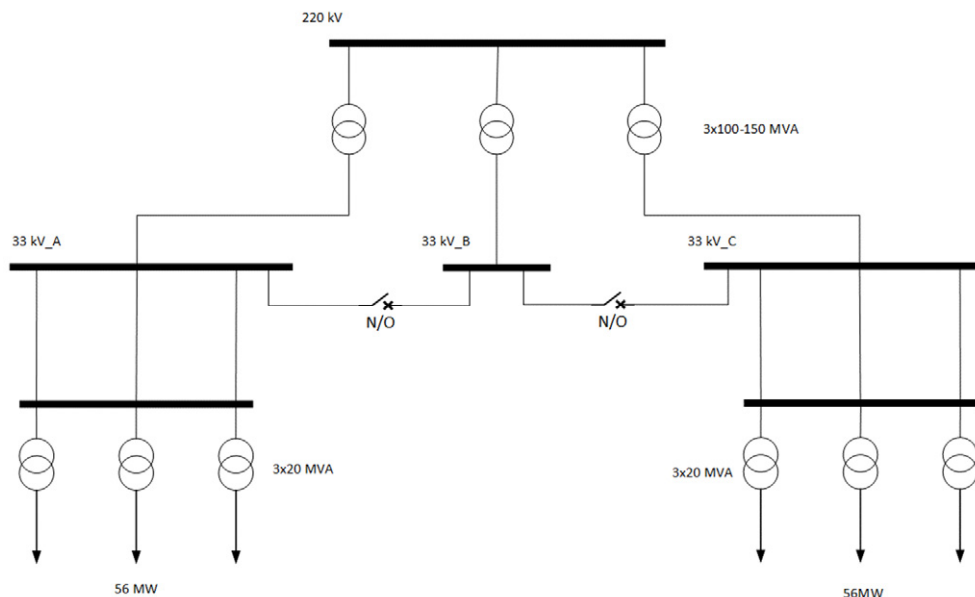
#### 5. Sammanställning

I det slutgiltiga steget sammanfattas risker och gap för de olika typfallen, och rekommendationer och förslag på fortsatt arbete med ett eventuellt pilotfall lämnas.

## 6.2 FALLSTUDIE A – MVDC-B2B TÄTORT

Fallstudie A baseras på ett kundfall i tätort från Ellevio.

Idag finns flera stationer med tre 220/33 kV transformatorer parallellt, där 33 kV-systemen drivs separat och en av transformatorerna används som reserv. Brytare mellan samlingsskenorna A/B och B/C i den principiella ritningen i Figur 35 är därför normalt öppna. För att öka redundansen och tillförlitligheten på försörjningen är det önskvärt att koppla samman nedsidan av transformatorerna för att undvika avbrott vid transformatorfel. Detta är dock inte möjligt på grund av för höga kortslutningsströmmar vid sammankopplad drift, och man tvingas sektionera systemet.



Figur 35: Fallstudie A – typfall.

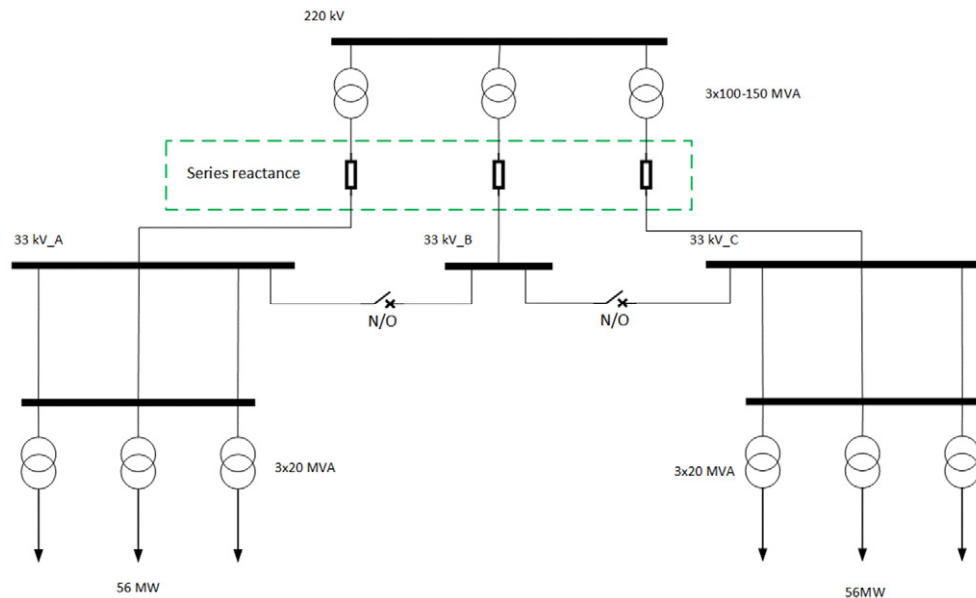
220/33 kV-stationerna är i dagsläget utrustade med automatisk omkopplingsmekanik och vid ett eventuellt fel i en av transformatorerna, är avbrottstiden normalt kort. För vissa kundtyper kan även korta avbrottstider leda till höga kostnader för otillgänglighet. Utöver avbrott finns det problematik med hög spänning under sommaren vid låg last.

### 6.2.1 Tekniska lösningar

För fallstudie A har två möjliga AC-lösningar och två möjliga MVDC-lösningar identifieras. De två AC-lösningarna för fallstudie A visas i principiella skisser i Figur 36 och Figur 37. De två DC-lösningarna, B2B och DC-brytare visas i Figur 38 och Figur 39.

### AC-lösning 1: Seriereaktans

En möjlig AC-lösning på problematiken i fallstudie A är installation av reaktanser i serie med 220/33 kV transformatorerna för att reducera kortslutningsströmmarna, vilket visas i Figur 36. Seriereaktanserna är designade för att ha låg impedans för plus- och minusföljdströmmar (lastströmmar) och stor impedans för nollföljdsströmmar (vid kortslutning till jord).

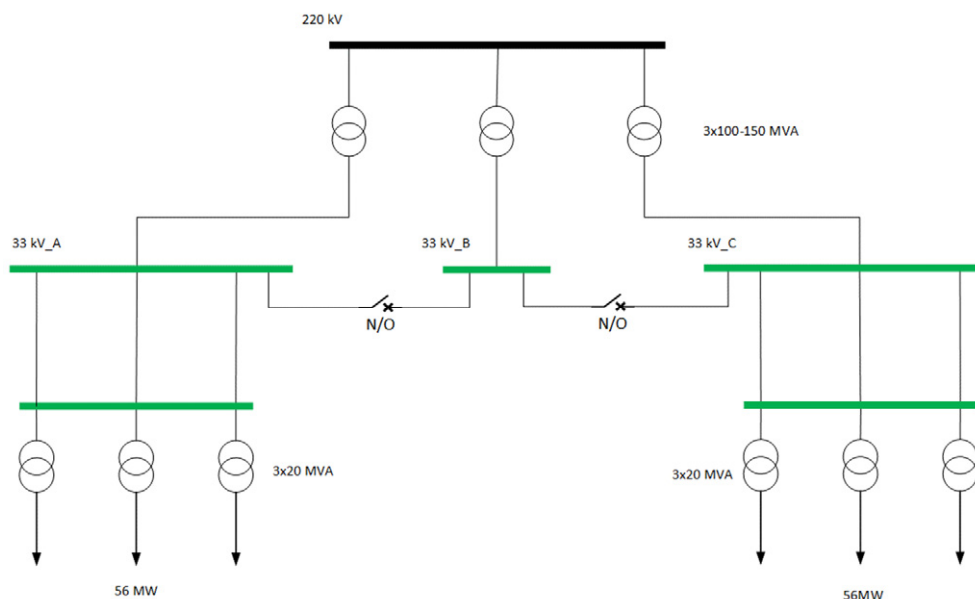


**Figur 36: Typfall A - AC-lösning 1: Seriereaktans**

Installationen kan principiellt vara på antingen uppsidan eller nedsidan av transformatorn. Det senare lämpar sig bättre med avseende på tillgängligt utrymme och isolationsavstånd. Storleksmässigt blir det ungefär som en nollpunktsreaktor och kan monteras i ett skåp.

### AC-lösning 2: Stationsuppgradering

Det andra traditionella AC-alternativet, som visas i Figur 37, är en uppgradering av samtliga stationer och all utrustning som brytare, samlingsskenor, osv. markerade i grön färg, för att kunna motstå de höga kortslutningsströmmarna. Detta behöver rimligtvis ske i samband med ombyggnation av stationen/erna.



Figur 37: Typfall A - AC-lösning 2: Stationsuppgradering

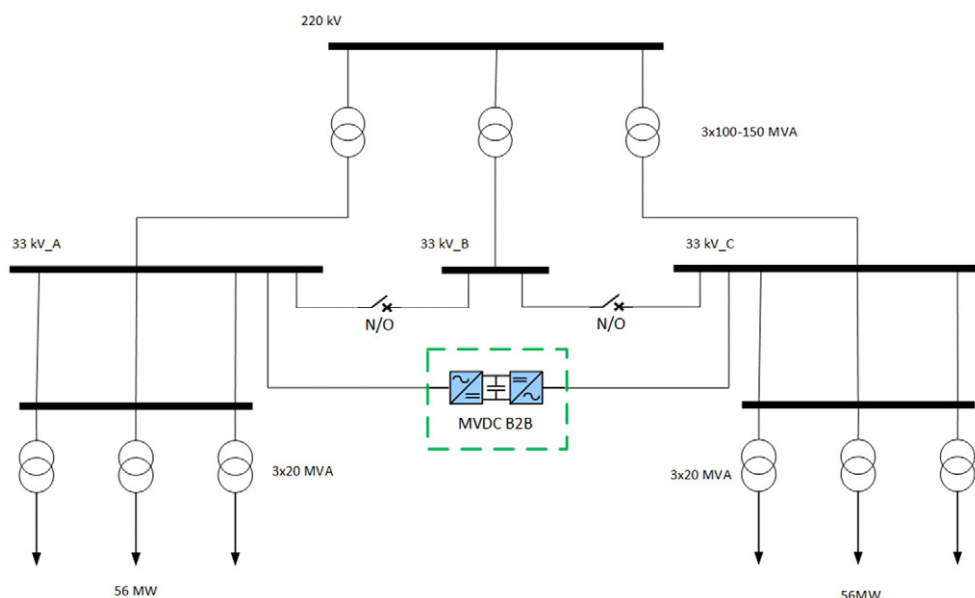
En sammanfattande analys av de båda AC-lösningarna visas i Tabell 10.

Tabell 10: Typfall A - Sammanfattning AC-lösning 1 och 2

	AC-lösning 1: Seriereaktans	AC-lösning 2: Stationsuppgradering
<b>Beskrivning</b>	- Kortslutningsströmmarna begränsas med hjälp av seriereaktanser på nedsidan av 220/33 kV transformatorerna.	- All utrustning i 220/33 kV stationen och 33 kV nätet som inte kan motstå kortslutningsströmmarna uppgraderas. Exempelvis alla brytare och samlingskenor.
<b>Fördelar</b>	- Kortslutningsströmmarna begränsas. - Teknologin är väl beprövad. Inga tekniska risker. - Inga andra ändringar krävs, som exempelvis i skyddsfunktionerna.	- Ökad kortslutningsförmåga i all utrustning som uppgraderas. - Teknologin är väl beprövad. Inga tekniska risker. - Inga andra ändringar krävs.
<b>Begränsningar &amp; Risker</b>	- Det kan finnas projektbaserade risker, beroende på den aktuella kombinationen av spänning och ström för typfallet. - Lösningen ger ingen ökad förmåga till styrbarhet av effekt eller spänning.	- Det kan finnas projektbaserade risker, beroende på utrustningen som behöver uppgraderas. - Uppgradering bör ske i samband med ombyggnation. - Lösningen ger ingen ökad förmåga till styrbarhet av effekt eller spänning.
<b>Förluster</b>	- Ökade förluster i normala driftfall.	- Opåverkade eller minskade förluster.
<b>Tillgänglighet</b>	- Ökad tillgänglighet, parallell drift möjliggörs.	- Ökad tillgänglighet, parallell drift möjliggörs.
<b>Yt-/utrymmesbehov</b>	- Ytterligare utrustning behöver installeras i redan begränsade utrymmen.	- Begränsad eller ingen påverkan på ytbehov, befintligt utrymme nyttjas.
<b>Kostnad (CAPEX)</b>	- Ökade kostnader för seriereaktanserna.	- <b>Stor kostnad.</b>

### DC-lösning 1: MVDC-B2B

Den första DC-lösningen realiseras med en MVDC-B2B. Lösningen möjliggör parallell drift med en transformator som reserv, och ger även ökad styrbarhet i både spänning och effekt mellan 33 kV-stationerna. Funktionaliteten kan exempelvis nyttjas för att jämma ut belastningen mellan samlingsskenorna A och C.



**Figur 38: Typfall A - DC-lösning 1: MVDC-B2B**

En MVDC-B2B-lösning för detta typfall kan realiserars exempelvis med utrustning från Hitachi Energy, med liknande koncept från pilotprojektet Flexible Power Link, som beskrivs i avsnitt 3.1, baserad på PCS6000. Då denna applikation har relativt högt effektbehov, behöver två eller tre omriktare kopplas parallellt enligt följande möjliga alternativ:

1. 2st PCS6000 – 30 MW styck.
2. 3st PCS6000 – 20 MW styck.

Eftersom spänningen ut från omriktarna ligger på 3,3 kV behövs även ytterligare transformatorer och annan utrustning i form av ställverk, ev. filter och värmeväxlare. I detta fall blir ytbehovet signifikant med minst två stycken 14x3,5 m containrar, och med ytterligare behov av utrustning krävs minst en yta på cirka 28x20 m (560 m<sup>2</sup>). Verkningsgraden ligger på ca 97%.

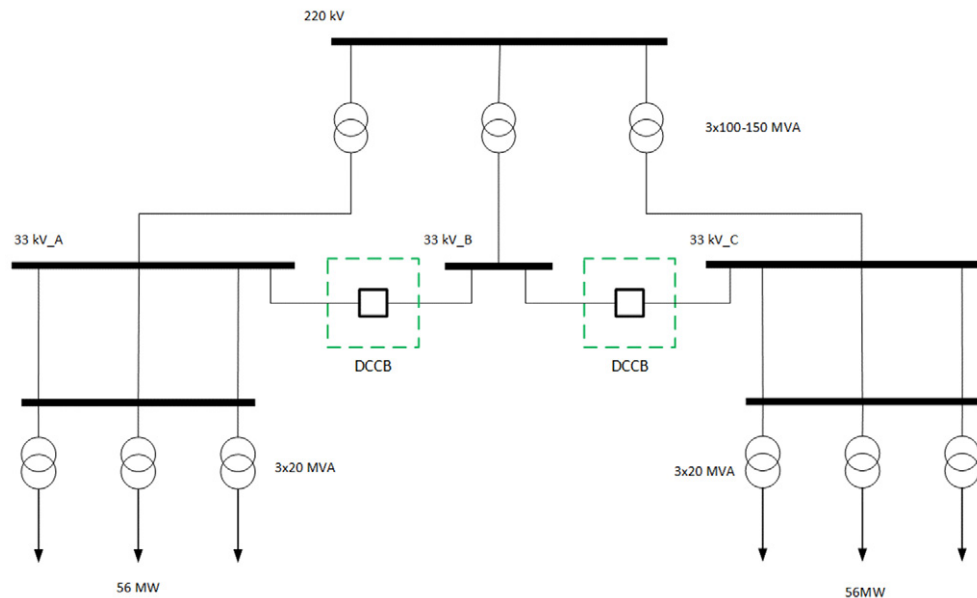
En annan möjlighet för MVDC-B2B-lösningen är att använda den nyare MMC-plattformen **SFC Light** från Hitachi Energy, med minsta effektnivå 50 MVA. Där kan effektbehovet täckas av en enda frekvensomriktare. Det går även att installera lösningen utan transformator för spänningar upp till 36 kV. Trots detta verkar inte lösningen bli mer kompakt, och det uppskattade ytbehovet ligger på ca 16x20 m (320 m<sup>2</sup>). Verkningsgraden ligger på ca 96%.

Den kostnadsuppskattning som angetts för båda lösningarna för MVDC-B2B ligger uppskattningsvis i spannet 150-200 MSEK för all utrustning, installation och spänningssättning.



### DC-lösning 2: DC-brytare

Den andra DC-lösningen för fallstudie A innebär att nyttja DC-brytare, vilket visas i Figur 39. De befintliga brytarna mellan samlingsskenor A/B och B/C byts ut mot DC-brytare som klarar av att bryta felströmmen som uppstår vid fel under drift med sammankoppling av systemen. Lösningen möjliggör parallell drift som snabbt kan gå över till radiell drift vid händelse av kortslutning.



**Figur 39: Typfall A - DC-lösning 2: DC-brytare**

För den aktuella spänningen 33 kV finns inga produkter tillgängliga idag. DC-brytare baserat på mekaniska brytare har utvecklats i ett pilotprojekt för 80 kV, och hybridbrytare har tidigare utvecklats inom spänningsintervallet 10-15 kV, i båda fallen av ABB. Den aktuella spänningsnivån ligger däremellan. Hybridbrytare skulle kunna skalas upp till 20 kV, men för att klara av 33 kV krävs utveckling av ny brytarisolation. Fokus för utvecklingen ligger i stället på LV-nivåer där utvecklingen inom solkraft och vindkraft är drivande.

Sammanfattningsvis är det teknisk sett möjligt att utveckla en DC-brytarlösning men ledtiderna kan uppgå till flera år.

En sammanfattande analys av de båda DC-lösningarna visas i Tabell 11.

Tabell 11: Typfall A - Sammanfattning DC-lösningar 1 och 2

	DC-lösning 1: MVDC-B2B	DC-lösning 2: DC-brytare
<b>Beskrivning</b>	- B2B-omriktare installeras mellan samlingsskenor A och C vilket möjliggör parallell drift med en transformator i reserv.	- Brytarna mellan skenorna A/B och B/C byts ut mot DC-brytare. Vid kortslutning bryter den strömmen snabbt och går över till radiell drift.
<b>Fördelar</b>	- Parallell drift möjliggörs, högre tillgänglighet. - Ökad styrbarheten i spänning och effekt mellan de två olika systemen. - Begränsat bidrag till kortslutningseffekt.	- Parallell drift möjliggörs, högre tillgänglighet. - Inget bidrag till kortslutningseffekt.
<b>Begränsningar &amp; Risker</b>	- B2B omriktarna och tillhörande utrustning kräver stort utrymme. - Risk för ökade ljudnivåer och andra störningar, ex. EMI från omriktarna, i stadsmiljö.	- <b>Teknologin ännu ej beprövad, kräver ytterligare utveckling.</b> - Lösningen behöver koordineras med transformatorskyddet.
<b>Förluster</b>	- Ökade förluster i normalfallet.	- Marginell ökning.
<b>Tillgänglighet</b>	- Ökad redundans med parallell drift, men beror också på felstatistik för B2B-lösningen. - Inget avbrott vid transformatorfel, endast en kortvarig spänningsdipp kommer märkas för lasterna i systemet.	- Ökad (dock marginell) tillgänglighet, kortare omkopplingstider. - Inget avbrott vid transformatorfel, endast en kortvarig spänningsdipp kommer märkas för lasterna i systemet.
<b>Yt-/utrymmebehov</b>	- <b>Stort behov av yta</b>	- Ytterligare utrustning behöver installeras i redan begränsade utrymmen.
<b>Kostnad (CAPEX)</b>	- Hög kostnad för B2B-lösningen.	- Kostnaden för DC-brytare förväntas vara hög.

### 6.2.2 Ekonomisk värdering

Alla lösningar presenterade för Typfall A löser avbrottsproblematiken och innebär därmed en förbättring av kvalitetsincitamentet. Genom att möjliggöra en stående parallellkoppling av samlingsskenorna i stationen minskar alla fyra lösningarna avbrottsfrekvensen (AIF) och icke-levererad effekt (ILE) drastiskt. Vid fel i en transformator kan den kopplas bort och lasten tas över av resterande två transformatorer utan avbrott. För vissa kundtyper, exempelvis tjänstesektorn i tätort/städer, kan avbrottskostnader trots relativt låg risk för transformatorfel vara betydande och en förbättring av leverans kvalitet mot normperioden kan resultera i en avsevärd justering av avkastningen in i intäktsramen.

En heluppgradering av stationen är en väldigt dyr lösning som visserligen påverkar kapitalbasen direkt och även ger en viss förbättring av förlusterna, men det ger ingen möjlighet till lastutjämning mellan stationerna. Att införa seriereaktans har inte heller någon inverkan på lastutjämning och påverkar förlusterna i normal drift negativt, samt har en begränsad direkt påverkan på kapitalbasen, då det handlar om ett fåtal komponenter.

MVDC-B2B uppskattas vara den lösning som, näst efter en heluppgradering av stationen, har störst inverkan direkt in i kapitalbasen eftersom det handlar om en

förhållandevis stor investering i ny utrustning. Det är också den enda lösningen som med sin styrbarhet möjliggör lastutjämning. Dock har den en negativ påverkan på förluster på grund av förlusterna i frekvensomriktarna.

DC-brytaren innebär också en investering som uppskattas vara högre än seriereaktans men lägre än övriga lösningar. Den ger inte möjlighet till lastutjämning och kan innebära något högre förluster.

En sammanfattning av påverkan på intäktsramen visas i Tabell 12. Slutsatsen är att MVDC-B2B är en lösning värd att undersökas vidare - särskilt i delar av ett nät med god potential för lastutjämning mellan olika stationer.

Tabell 12: Fallstudie A - påverkan på intäktsramen

Påverkan på intäktsramen	AC lösning 1: Seriereaktans	AC lösning 2: Uppgradering	DC lösning 1: MVDC-B2B	DC lösning 2: DC-brytare
Bidrag till kapitalbasen	Minimalt noll (0)	Stor vid heluppgradering (+++)	Ganska stor (++)	Begränsad (+)
Avbrott	Positiv (+++)	Positiv (+++)	Positiv (+++)	Positiv (+++)
Nätförluster	Negativ (-)	Begränsad (+)	Negativ (-)	Minimalt noll (0)
Lastutjämning	Ingen påverkan (0)	Ingen påverkan (0)	Ganska stor (++)	Ingen påverkan (0)
Sammanlagd värdering	Låg	Hög	Hög	Mellan

### 6.2.3 Slutsatser

Trots att DC-brytarlösningen ser principiellt lovande ut, faller lösningen på att det saknas tillgänglig bryarteknologi för de aktuella spänningsnivåerna. Lösningen anses inte heller kunna utvecklas inom den aktuella tidshorisonten för detta projekt.

Lösningen med MVDC-B2B ger många fördelar med ökad tillgänglighet, styrbarhet i effekt och spänning och störst incitament utifrån den ekonomiska värderingen. Förutsatt att det finns tillräcklig med utrymme i befintlig station för att installera omriktarna är detta ett attraktivt fall där det finns positiva incitament som bidrar till bra avkastning på den höga initiala investeringskostnaden.

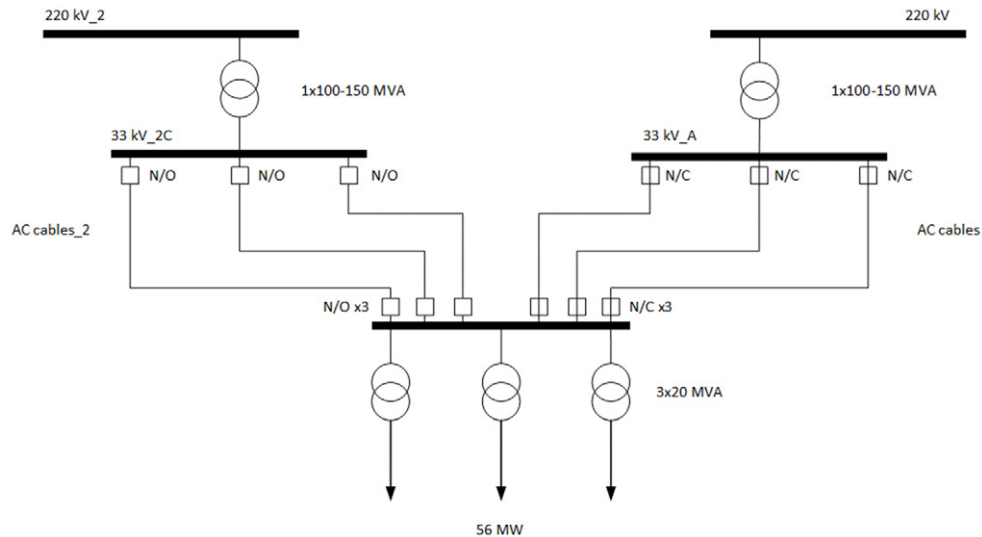
MVDC-B2B är den lösningen som löser samtliga problem i fallstudie A och kan vara rimlig att få på plats inom den aktuella tidshorisonten för detta projekt. Lösningen rekommenderas att analyseras vidare och bör jämföras i första hand med heluppgradering av stationen.

## 6.3 FALLSTUDIE B – MVDC-P2P TÄTORT

Fallstudie B baseras på ytterligare ett kundfall i tätort från Ellevio.

Idag matas 33/11 kV transformatorstationer från en enda 220/33 kV-station. För att uppnå högre tillgänglighet av försörjning till 11 kV är det önskvärt att mata 33/11 kV-stationerna från två separata 220/33 kV-stationer. Direkt AC-anslutning

är dock inte möjlig på grund av höga kortslutningsströmmar och risk för parallella flöden från transmissionssystemet och därmed ström i fel riktning.



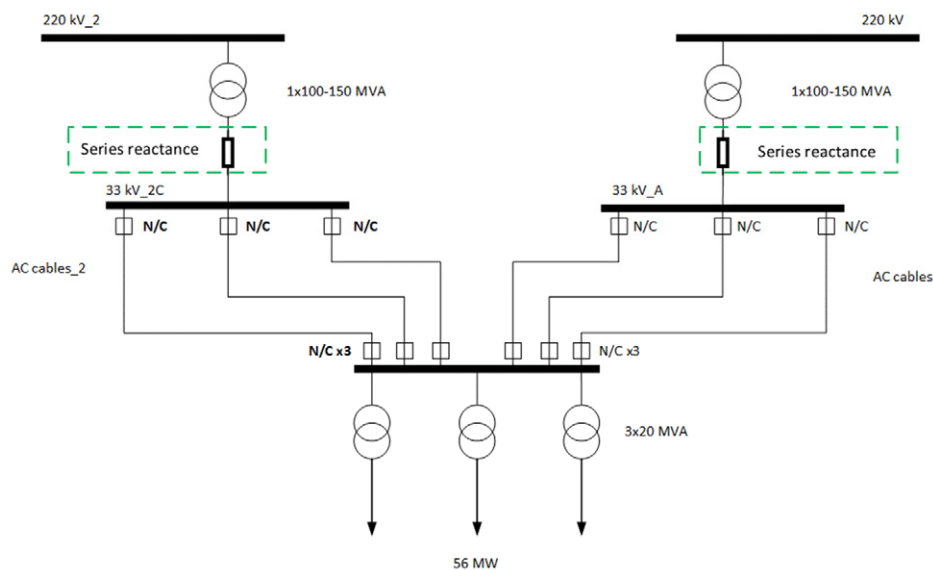
Figur 40: Fallstudie B – typfall

### 6.3.1 Tekniska lösningar

Även för fallstudie B har två AC-lösningar och två DC-lösningar diskuterats. De två AC-lösningarna är de samma som för fallstudie A, och visas i principiell skiss i Figur 41 och Figur 42. De två DC-lösningarna, MVDC-P2P och MVDC-B2B, visas i Figur 43 och Figur 44.

#### *AC-lösning 1: Seriemarktanser*

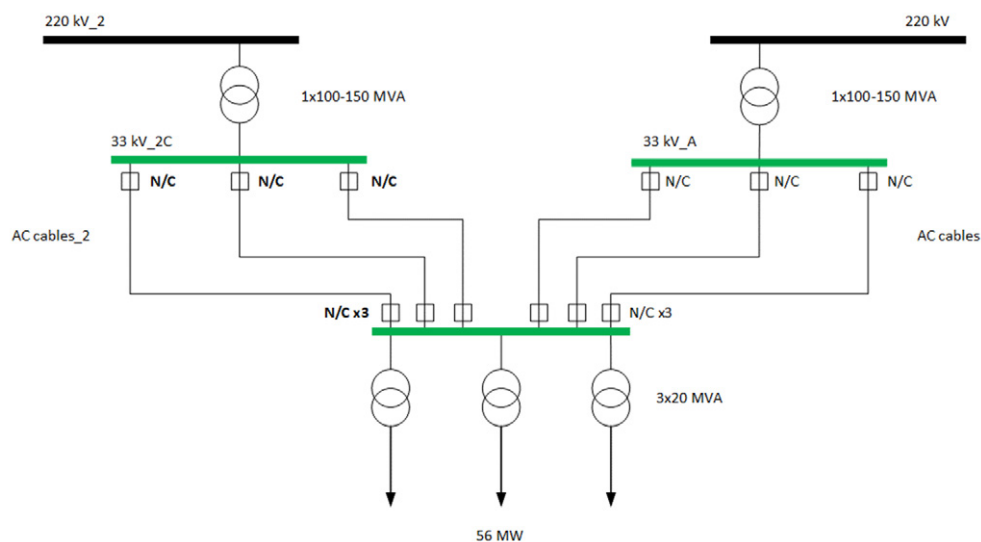
En traditionell lösning på problematiken i fallstudie B är installation av reaktanser i serie med 220/33 kV transformatorerna i de två olika distributionsstationerna, för att reducera kortslutningsströmmarna. Som i fallstudie A, kan installationen principiellt vara på både uppsidan eller nedsidan av transformatorn, men med avseende på tillgängligt utrymme och isolationsavstånd, lämpar sig installationen bäst på nedsidan av transformatorerna.



Figur 41: Fallstudie B - AC-lösning 1: Seriereaktans

#### AC-lösning 2: Stationsuppgradering

Som i fallstudie A, innebär den andra AC-lösningen för fallstudie B uppgradering av samtliga stationer och all utrustning, som brytare, samlingskenor, osv., för att kunna motstå de höga kortslutningsströmmarna. Detta behöver rimligtvis ske i samband med ombyggnation av stationen/-erna.



Figur 42: Fallstudie B - AC-lösning 2: Stationsuppgradering

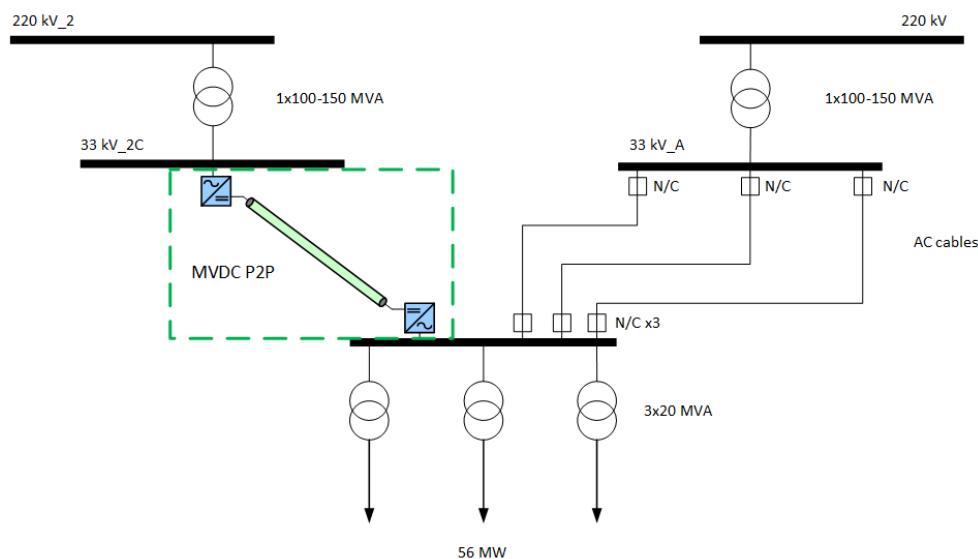
En sammanfattande analys av AC-lösningarna presenteras i Tabell 13.

Tabell 13: Typfall B - Sammanfattning AC-lösning 1 och 2

	AC-lösning 1: Seriereaktans	AC-lösning 2: Stationsuppgradering
<b>Beskrivning</b>	- Seriereaktanser installeras på nedsidan av varje transformator i de två stationerna. - Skyddsfunktionerna behöver uppdateras för att bryta vid ström i fel riktning.	- All utrustning i 220/33-kV stationerna och 33 kV-nätet, som inte kan motstå kortslutningsströmmarna, uppgraderas. - Skyddsfunktionerna behöver uppdateras för att bryta vid ström i fel riktning.
<b>Fördelar</b>	- Kortslutningsströmmarna begränsas - Teknologin är väl beprövad. Inga tekniska risker.	- Ökad kortslutningsförmåga i all utrustning som uppgraderas. - Teknologin är väl beprövad. Inga tekniska risker.
<b>Begränsningar &amp; Risker</b>	- Projektbaserade risker kan finnas, beroende på den aktuella kombinationen av spänning och ström. - Risk för "transportströmmar", dvs. oönskat flöde mellan de olika systemen. Kräver uppdatering av skyddet, se ovan.	- Projektbaserade risker kan finnas, beroende på utrustningen som behöver uppgraderas. - Uppgradering bör ske i samband med ombyggnation i båda stationerna. - Risk för "transportströmmar", dvs. oönskat flöde mellan de olika systemen. Kräver uppdatering av skyddet, se ovan.
<b>Förluster</b>	- Ökade förluster i normala driftfall.	- Opåverkade eller minskade förluster.
<b>Tillgänglighet</b>	- Full redundans, sammankoppling av de separata 220/33 kV stationerna möjliggörs. - Inget avbrott vid kabelfel eller fel i transformatorerna, endast en kortvarig spänningsdipp kommer märkas för lasterna i systemet.	- Full redundans, sammankoppling av de separata 220/33 kV stationerna möjliggörs. - Inget avbrott vid kabelfel eller fel i transformatorerna, endast en kortvarig spänningsdipp kommer märkas för lasterna i systemet.
<b>Yt-/utrymmesbehov</b>	- Ytterligare utrustning behöver installeras i redan begränsade utrymmen.	- Begränsad eller ingen påverkan på ytbehov.
<b>Kostnad (CAPEX)</b>	- Ökade kostnader för seriereaktanserna.	- Uppgradering i två stationer, stor kostnad.

*DC-lösning 1: MVDC-P2P*

En MVDC-P2P-lösning möjliggör sammankoppling av systemen med full redundans, styrbarhet i effekt mellan 33 kV-stationerna, styrbarhet i spänning och ingen risk för ström i fel riktning. Vid en eventuell kortslutning är bidraget till kortslutningseffekten från omriktare också begränsad till märkeffekten. Vid kabelbyte kan även spänningen höjas för att ytterligare minska förlusterna, men det är annars möjligt att behålla de befintliga AC-kablarna och nyttja dem för DC-länken. Så kallad grid-forming-kapabilitet (dvs. att omriktaren kan bygga upp egen spänning med egen fasvinkel om det inte har ett externt nät att kommutera mot) kan behövas vid totalt bortfall av AC-länken, för att kunna säkerställa stabilitet till anslutna laster.



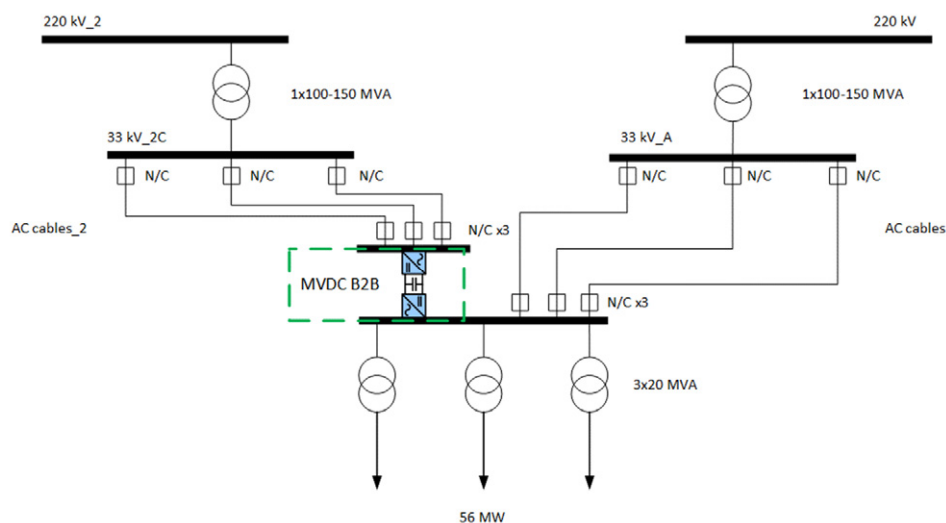
Figur 43: Fallstudie B - DC-lösning 1: MVDC-P2P

Lösningen som föreslagit av Hitachi Energy bygger på **SFC Light**, där effektbehovet kan täckas av en frekvensomriktare och det går att implementera lösningen utan transformatorer. Lösningen kräver dock en del vidareutveckling innan den kan användas i applikationen.

Kostnadsuppskattningen ligger på 150-200 MSEK för omriktarstationerna, där kablarna dock inte är inkluderade.

#### DC-lösning 2: MVDC-B2B

Den andra DC-lösningen nyttjar de befintliga AC-ledningarna tillsammans med en MVDC-B2B-omriktare i slutet på ledningarna, vilket är en mindre fördelaktig lösning som kan bli aktuell om det är ont om plats i 220/33 kV stationen. De befintliga ledningarna nyttjas och lösningen kopplar samman stationerna med full redundans utan ökade kortslutningsströmmar. Grid-forming kapabilitet kan däremot behövas.



Figur 44: Fallstudie B - DC-lösning 2: MVDC-B2B

Lösningen från Hitachi Energy för fallstudie B bygger på samma princip som i Fallstudie A, baserad på ett PCS6000-omriktarsystem vilket kan realiseras genom två alternativ:

1. 2st PCS6000 – 30 MW styck.
2. 3st PCS6000 – 20 MW styck.

En sammanfattande analys av de båda DC-lösningarna visas i Tabell 14.



Tabell 14: Typfall B - Sammanfattning DC-lösning 1 och 2

	DC-lösning 1: P2P-omriktare	DC-lösning 2: B2B-omriktare
<b>Beskrivning</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En P2P-länk installeras för att koppla samman de två 220/33 kV stationerna</li> <li>- Befintliga AC kablar kan nyttjas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- B2B-omriktare installeras på ändan av 33-kV kablarna från ena systemet för att koppla samman de två separata 220/33 kV stationerna.</li> <li>- Befintliga AC kablar kan nyttjas.</li> </ul>
<b>Fördelar</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sammankoppling av de separata systemen med full redundans utan ökade kortslutningsströmmar.</li> <li>- Ökad styrbarhet i effekt och spänning och ingen risk för ström i fel riktning.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sammankoppling av de separata systemen med full redundans utan ökade kortslutningsströmmar.</li> <li>- Ökad styrbarhet i effekt och spänning och ingen risk för ström i fel riktning då B2B-omriktaren placeras på nedsidan av 33-kV kablarna.</li> </ul>
<b>Begränsningar &amp; Risker</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Risk för ö-drift vid förlust av AC-länk och endast drift via MVDC P2P-omriktaren vilket kräver grid-forming kapabilitet.</li> <li>- P2P-omriktarna och tillhörande utrustning kräver stort utrymme.</li> <li>- Risk för ökade ljudnivåer och andra störningar, ex. EMI från omriktarna, i stadsmiljö.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Risk för ö-drift vid förlust av AC-länk och endast drift via B2B omriktaren, kräver ytterligare teknisk utveckling med grid-forming kapabilitet.</li> <li>- B2B omriktaren och tillhörande utrustning kräver stort utrymme.</li> <li>- Risk för ökade ljudnivåer och andra störningar, ex. EMI från omriktarna, i stadsmiljö.</li> </ul>
<b>Förluster</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Beror på avståndet: lägre förluster i överföringen via DC-länken, men ökade förluster i omriktarna.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ökade förluster i B2B-omriktare.</li> </ul>
<b>Tillgänglighet</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Full redundans, sammankoppling av de separata 220/33 kV stationerna möjliggörs, men beror också på felstatistik för P2P-lösningen.</li> <li>- Inget avbrott vid kabelfel eller fel i transformatorerna, endast en kortvarig spänningsdipp kommer märkas för lasterna i systemet.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Full redundans, sammankoppling av de separata 220/33 kV stationerna möjliggörs, men beror också på felstatistik för B2B-lösningen.</li> <li>- Inget avbrott vid kabelfel eller fel i transformatorerna, endast en kortvarig spänningsdipp kommer märkas för lasterna i systemet.</li> </ul>
<b>Yt-/utrymmebehov</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Två omriktare behöver installeras, en i varje befintlig station.</li> <li>- Beroende på de lokala förhållandena kan det vara värre än B2B-fallet.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- B2B-omriktare behöver installeras i befintlig station.</li> <li>- Beroende på de lokala förhållandena kan det vara värre än P2P-fallet.</li> </ul>
<b>Kostnad (CAPEX)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ökad kostnad för P2P-omriktare.</li> <li>- Befintliga AC kablar kan nyttjas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ökad kostnad för B2B-omriktare.</li> <li>- Befintliga AC kablar nyttjas.</li> </ul>

### 6.3.2 Ekonomisk värdering

Alla lösningar som presenterats för typfall B löser avbrottsproblematiken och innebär därmed en förbättring av kvalitetsincitamentet. Genom att möjliggöra parallell drift av alla sex befintliga kabelförband minskar alla fyra lösningarna avbrottsfrekvensen (AIF) och icke-levererad effekt (ILE) drastiskt. Vid fel i ett kabelförband tas lasten över av resterande kablar utan avbrott. För vissa kundtyper, exempelvis tjänstesektorn i tätort/städer, kan avbrottskostnader vara

betydande och en förbättring av leverans kvalitet mot normperioden resultera i en avsevärd justering av avkastningen in i intäktsramen.

I likhet med typfall A har de traditionella AC-lösningarna ingen styrbarhet, men en jämnare fördelning av laster mellan de två 220/33 kV-stationerna sker naturligt tack vare parallellkopplingen. Förhållandet mellan max- och mellaneffekt ändras inte, däremot skulle fördelningen i specifika fall kunna resultera i en möjlighet att sänka abonnemangskostnaden mot överliggande nät. Att lägga till seriereaktanser innebär jämfört med andra lösningar en mindre investering som har lägre direkt inverkan på kapitalbasen och dessutom en negativ inverkan på förluster. En uppgradering av alla kraftapparaterna i stationerna samt skyddet innebär en hög kostnad som också påverkar intäktsramen direkt och har en begränsat positiv inverkan på förlusterna.

Av de föreslagna DC-lösningarna är investeringen för MVDC-P2P minst lika stor som för MVDC-B2B eller högre, ifall även kablarna byts ut. Förlusterna i frekvensomriktarna, som påverkar förlustprestandan med B2B-lösningen negativt, kompenseras i MVDC-P2P-lösningen av lägre förluster i överföringen, särskilt vid ett tillräckligt långt avstånd. Vid byte av kablarna finns även möjlighet att välja en högre spänning på DC-länken och därmed minska förlusterna ytterligare. Båda DC-lösningarna ger styrbarhet, vilket exempelvis innebär möjligheten att hålla den aktiva effekten från överliggande nät konstant oavsett driftläge. Däremot är det inte möjligt att kapa effekttoppar med hjälp av MVDC-P2P eller MVDC-B2B. En möjlighet för att kunna göra detta är att utvidga denna lösning med ett energilagrar (exempelvis ett batteri av lämplig kapacitet) kopplat till DC-länken.

Tabell 15: Fallstudie B - påverkan på intäktsramen

Påverkan på intäktsramen	AC lösning 1: Seriereaktans	AC lösning 2: Uppgradering	DC lösning 1: MVDC-P2P	DC lösning 2: MVDC-B2B
Bidrag till kapitalbasen	Mindre (+)	Stor vid heluppgradering (+++)	Stor (+++)	Ganska stor (++)
Avbrott	Positiv (+++)	Positiv (+++)	Positiv (+++)	Positiv (+++)
Nätförluster	Negativ (-)	Begränsad (+)	Positiv vid betydande kabellängd (++)	Negativ (-)
Lastutjämning	Möjlig påverkan på kostnad för överliggande nät (+)	Möjlig påverkan på kostnad för överliggande nät (+)	Något högre påverkan på kostnad för överliggande nät (++)	Något högre påverkan på kostnad för överliggande nät (++)
Sammanlagd värdering	Lågt	Mellan	Högt	Mellan

En sammanfattning av påverkan på intäktsramen visas i Tabell 15.

Sammanfattningsvis verkar typfall B kunna lämpa sig väl för en DC-lösning och särskilt MVDC-P2P-lösningen, där förlustminskningen ökar med kabellängden och DC-spänningen.

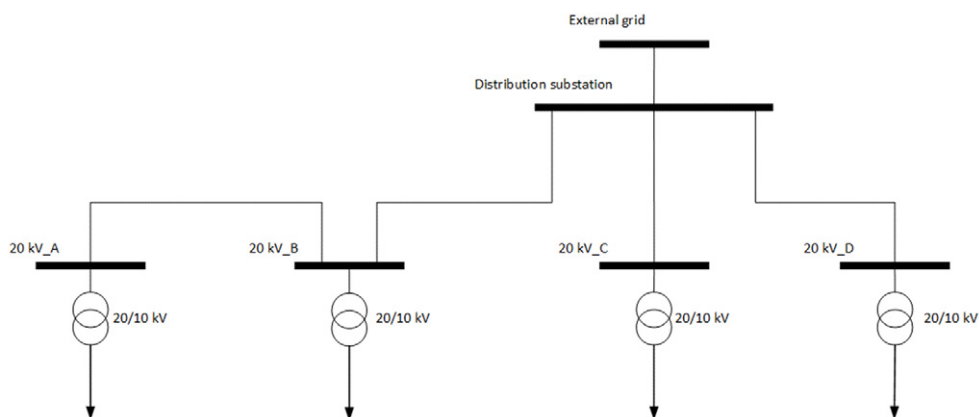
### 6.3.3 Slutsatser

I fallstudie B är en MVDC-P2P en mycket fördelaktig lösning, särskilt om avståndet mellan de separata systemen är betydande. Lösningen ökar tillgängligheten genom att möjliggöra parallell drift, utan att bidra till kortslutningsströmmar och utan risk för parallella flöden och ”transportströmmar”. Lösningen minskar sannolikt också förlusterna. Vid kabelbyte kan spänningen på DC-länken med fördel höjas och således minskar förlusterna ytterligare. Alla dessa faktorer bidrar till ett positivt affärsfall för investeringen. I det specifika fallet är det kritiskt att verifiera tidigt att det finns tillräckligt med utrymme i de befintliga stationerna för att installera omriktarna.

## 6.4 FALLSTUDIE C – MVDC-P2P LANDSBYGD

Fallstudie C är baserat på ett kundfall som rör lokalnät i landsbygd, från Eskilstuna Energi och Miljö.

Idag upplevs betydande spänningsfall och förluster i distributionsnäten på landsbygden på grund av långa ledningar. Detta begränsar potentialen för ytterligare utveckling och ökad belastning. Typfallet består av ett antal distributionsledningar och -transformatorer i landsbygd på 20 kV-nivå som visas i Figur 45.



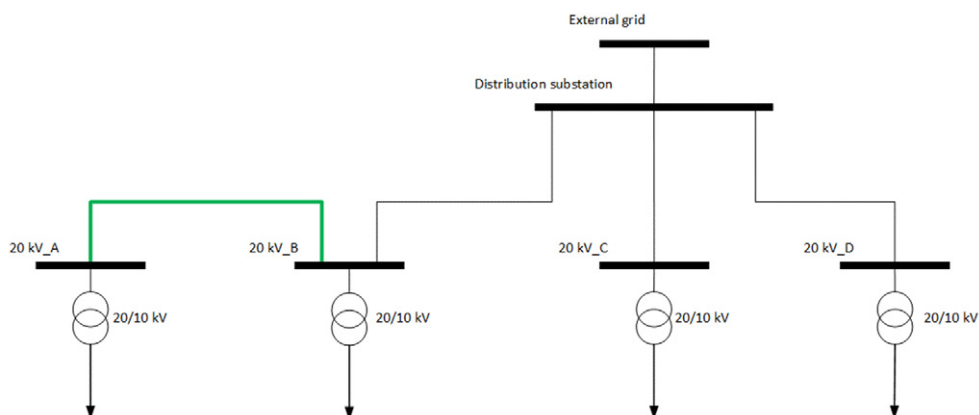
Figur 45: Fallstudie C - Typfall

### 6.4.1 Tekniska lösningar

Även för fallstudie C har två AC-lösningar och två DC-lösningar diskuterats. De två AC-lösningarna visas i principiell skiss i Figur 46 och Figur 47, och de två DC-lösningarna visas i Figur 48 och Figur 51.

#### *AC-lösning 1: Uppgradering av AC-ledning*

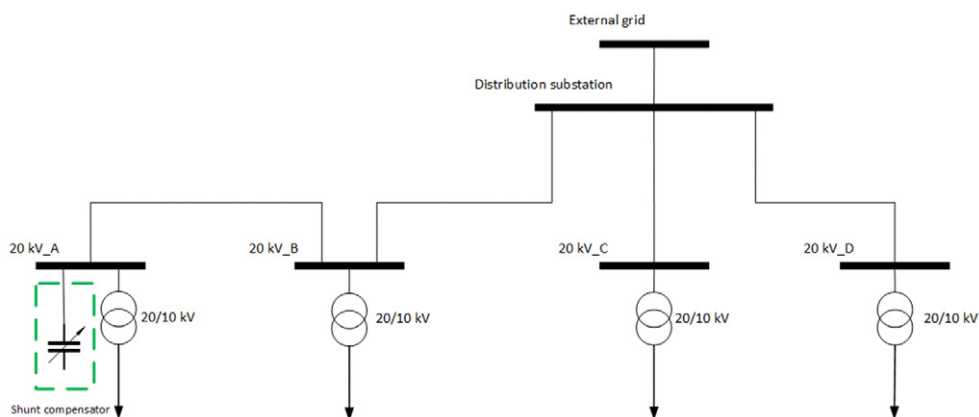
Lösningen innebär att uppgradera ledningssträckan till större ledningsarea. Detta kan implementeras mellan olika sträckor, i lösningsexempel i Figur 46 visas lösningen på sista sträckan i grön färg.



Figur 46: Fallstudie C - AC-lösning 1: Uppgradering av ledning

*AC-lösning 2: Shunt-kompensator*

Kompensering av reaktiv effekt installeras vid slutet av ledningen för att minska spänningsfallet. Beroende på varierbarhet i lasterna kan det vara varierbar kompensering i form av en liten SVC eller STATCOM.



Figur 47: Fallstudie C – AC-lösning 2: Shunt-kompensator

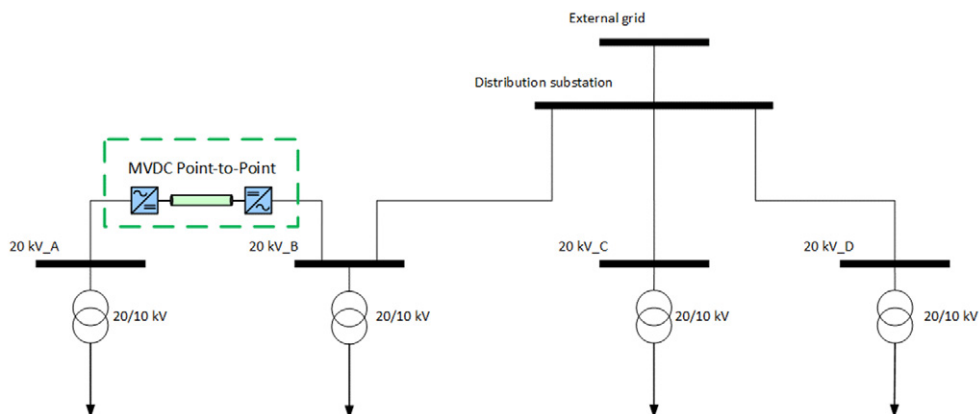
En sammanfattande analys av de båda AC-lösningarna visas i Tabell 16.

Tabell 16: Typfall C - Sammanfattning AC-lösning 1 och 2

	AC-lösning 1: Uppgradering av ledning	AC-lösning 2: Shunt-kompensator
<b>Beskrivning</b>	- Ledningssträckan uppgraderas med större ledningsarea.	- Kompensering av reaktiv effekt installeras vid slutet av ledningen. - Kan vara styrbar kompensering (liten SVC / STATCOM).
<b>Fördelar</b>	- Enkel lösning med få tekniska risker, minskade förluster och spänningsfall. - Möjliggör anslutning av ytterligare laster.	- Minskat spänningsfall och förluster. - Etablerad teknik och ökad styrbarhet för att möta ökat antal anslutningar.
<b>Begränsningar &amp; Risker</b>	- Få risker. - Ledning behöver tas ur drift vid uppgradering.	- Mer komplex lösning i jämförelse med uppgradering av ledning.
<b>Förluster</b>	- Minskade förluster.	- Minskning i förluster, men inte lika stor skillnad som vid uppgradering av ledning.
<b>Tillgänglighet</b>	- Oförändrad tillgänglighet.	- Oförändrad tillgänglighet.
<b>Yt-/utrymmesbehov</b>	- Oförändrad, om befintlig ledningsgata används.	- Ökat behov av yta för att få plats med ytterligare kompenseringsutrustning.
<b>Kostnad</b>	- Ökade kostnader för ny ledning.	- Ökade kostnader för ytterligare utrustning.

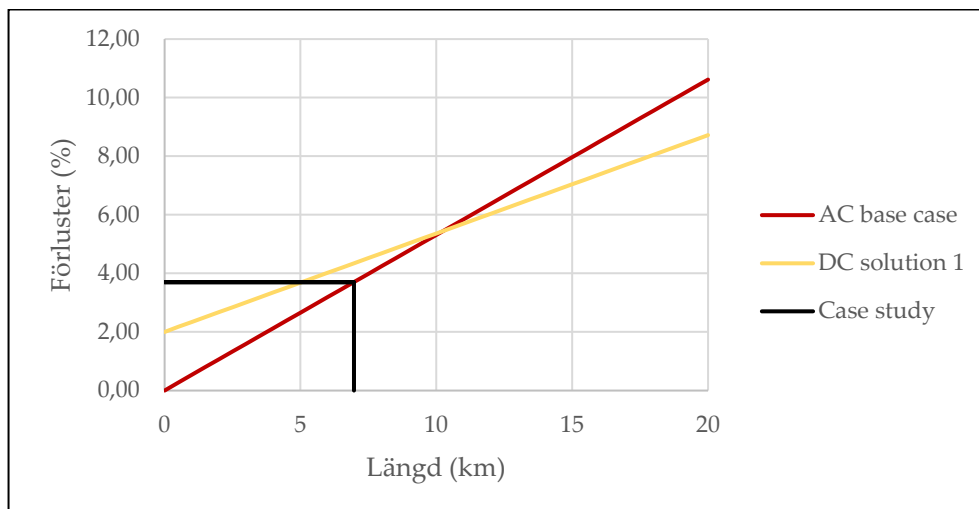
## DC-lösning 1: MVDC-P2P

En av de befintliga ledningarna, förslagsvis den sista biten, ersätts med en MVDC-P2P, se Figur 48. I det aktuella fallet har DC-länken enligt data från ESEM en ganska liten effekt (<3MW) och begränsad längd på knappt 7km.



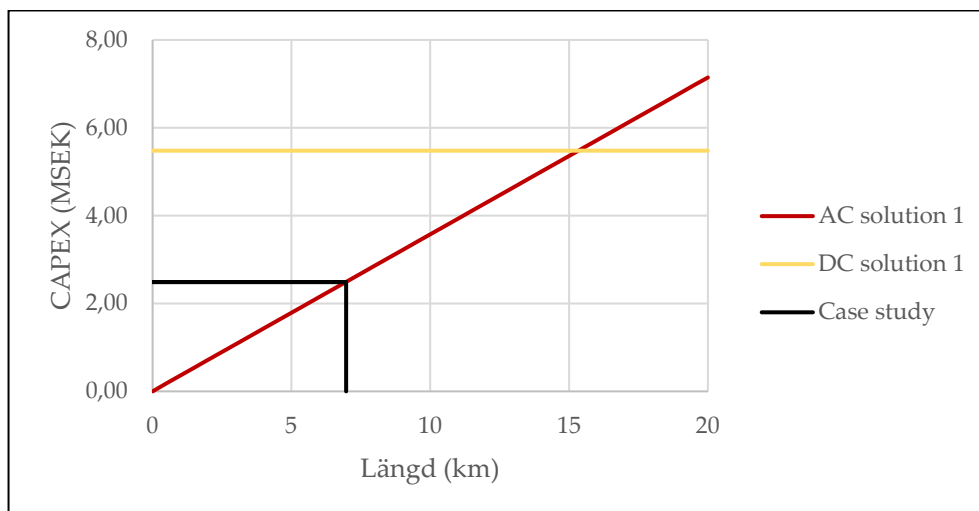
Figur 48: Fallstudie C - DC-lösning 1: MVDC-P2P

En analys av kostnader och förluster baserad på offentliga källor och DNV:s databaser visar att kombinationen av längd och effekt i detta fall inte är gynnsam för MVDC.



Figur 49: Fallstudie C - DC-lösning 1: Förluster baserat på ledningslängd.

DC-lösningen leder till lägre förluster först vid längder över 10 km, se Figur 49.

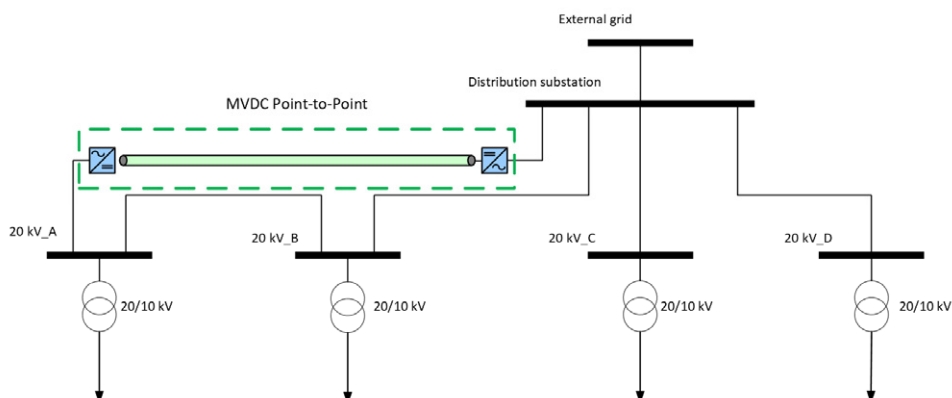


Figur 50: Fallstudie C - DC-lösning 1: Kostnad baserat på ledningslängd.

Investeringskostnad är också väsentligt högre jämfört med AC-lösningen, upp till en längd på 15 km, se Figur 50. Det har visat sig också vara svårt att hitta lämpliga omriktartyper på marknaden för så låga effekter.

#### DC-lösning 2: P2P-parallellt

I denna alternativa lösning installeras en P2P-länk parallellt med en befintliga AC-ledningen. Lösningen leder till ökad redundans, ökad överföring och styrbarhet i spänning. Det är dock svårt att få mervärde för dessa egenskaper i det aktuella fallet, som rör distribution på landsbygden, där behov av tillgänglighet/redundans och styrbarhet är relativt sällsynt. Det är möjligen en lösning som skulle passa bättre på transmissionsnivå (HVDC).



Figur 51: Fallstudie C - DC-lösning 2: MVDC-P2P-parallell

En sammanfattande analys av de båda DC-lösningarna visas i Tabell 17.

Tabell 17: Typfall C - Sammanfattning DC-lösning 1 och 2

	DC-lösning 1: P2P-enkel	DC-lösning 2: P2P-parallell
<b>Beskrivning</b>	- En ledning ersätts med MVDC P2P.	- En parallell P2P-länk installeras.
<b>Fördelar</b>	- Lägre förluster i ledningen och spänningsreglering vid slutet av ledningen.	- Minskade förluster och spänningsfall. - Ökad tillgänglighet. - Ökad styrbarhet
<b>Begränsningar &amp; Risker</b>	- <b>Begränsat utbud av produkter</b> - Lösningen kräver grid-forming kapabilitet.	- Kräver ytterligare tillstånd för ny/utökad ledningsgata, lång process för att få ansökan godkänd.
<b>Förluster</b>	- Ingen minskning i förluster i jämförelse med AC-basfallet på grund av för kort ledningslängd. Vid längre avstånd ger MVDC P2P lägre förluster.	- Marginellt minskade förluster i jämförelse med AC-basfallet.
<b>Tillgänglighet</b>	- Beror på felstatistik för P2P-lösningen.	- Ökad tillgänglighet med parallell ledning, full redundans kan uppnås.
<b>Yt-/utrymmebehov</b>	- Ökat ytbehov. Yta är dock oftast inte kritisk i landsbygd.	- <b>Signifikant ökat ytbehov på grund av ny ledning.</b>
<b>Kostnad</b>	- Hög kostnad för två omriktare. - Befintlig ledning kan nyttjas för DC-länken	- <b>Hög kostnad för två nya omriktare och ny DC-ledning.</b>

#### 6.4.2 Ekonomisk värdering

Alla åtgärder i fallstudie C leder till förbättrad spänningshållning.

Elkvalitetsincitamenten i regleringen är dock enbart kopplade till avbrott och inte till spänningskvalitet. Av de föreslagna lösningarna är MVDC-P2P 2, där en ny ledning byggs parallellt mot den befintliga, den enda som ger redundans och därmed mycket lägre avbrottsfrekvens. Eftersom detta fall handlar om distribution på landsbygden är dock värderingen (det vill säga avbrottskostnaden) troligtvis inte hög.

En sammanfattning av påverkan på intäktsramen visas i Tabell 18. Vid betydande avstånd kan MVDC-P2P-lösning 1, där den befintliga ledningen ersätts av en

MVDC-länk, leda till totalt lägre förluster med samma resonemang som ovan. Det har dock inte visat sig vara fallet här. Ingen av de föreslagna lösningarna har någon påverkan på lastutjämning.

Tabell 18: Fallstudie C - påverkan på intäktsramen

Påverkan på intäktsramen	AC lösning 1: Uppgradering	AC lösning 2: Kompensering	DC lösning 1: MVDC-P2P 1	DC lösning 2: MVDC-P2P 2
Kapitalbasen	Stor (+++)	Stor (+)	Stor (++)	Stor (+++)
Avbrott	Ingen påverkan (0)	Ingen påverkan (0)	Minimalt till noll (-)	Begränsad (+)
Nätförluster	Stor (+++)	Begränsad (+)	Positiv vid betydande kabellängd (++)	Ej självklart!
Lastutjämning	Ingen påverkan (0)	Ingen påverkan (0)	Ingen påverkan (0)	Ingen påverkan (0)
Sammanlagt incitament	Högt	Högre	Högt	Högre

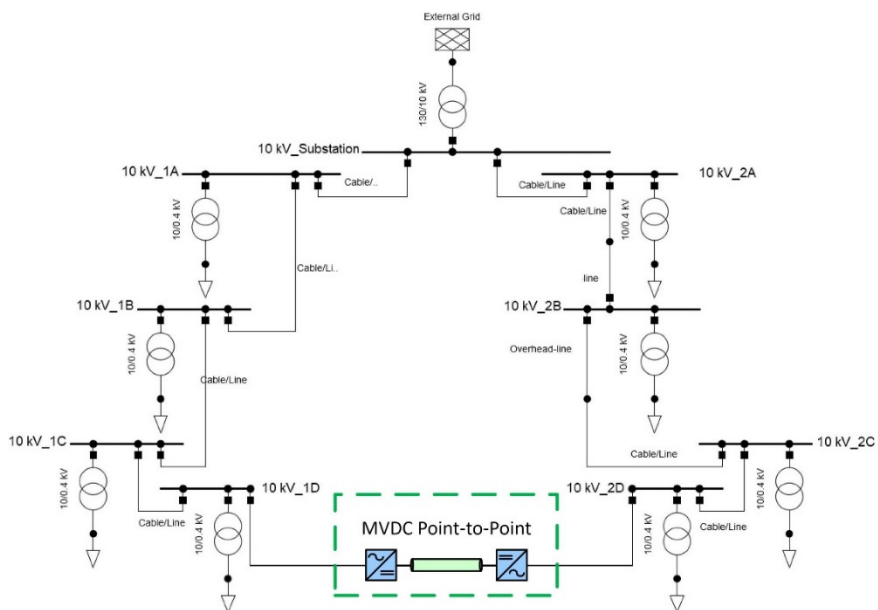
#### 6.4.3 Slutsatser

MVDC-P2P kan förstärka svaga områden på långt avstånd från starkt nät (vilket visas exempelvis i pilotprojektet Angle DC i avsnitt 3.2). I detta specifika fall verkar dock kombinationen av effekt och längd på ledning inte vara gynnsamt för MVDC-P2P.

Sammanfattningsvis lämpar detta fall inte sig för en MVDC-applikation. Affärsfallet för MVDC verkar vara svårt när tillgängligheten inte är kritisk, som är fallet vid distribution på landsbygden.

I en vidareutveckling av lösningen kopplas uttagspunkten A via en MVDC-länk till en helt annan punkt i nätet och därmed skapas redundans utan att orsaka parallella flöden och utan att behöva uppgradera skyddet. Ett generellt exempel visas i Figur 52. En sådan lösning skulle leda till både bättre spänningshållning, lägre avbrottsfrekvens, och ge möjlighet till lastutjämning, och borde därför vara intressant för distribution i tätort.





Figur 52: Ringkonfiguration i tätort med MVDC-P2P-lösning.

## 7 Slutsatser, risker och rekommendationer

### 7.1 SLUTSATSER

Detta projekt har tagit fram underlag och rekommendationer för att DC-system och DC-teknik i högre grad ska uppmärksammas och beaktas i kommande nätplaneringsarbete. Mer specifikt har projektet undersökt både teknisk och ekonomisk genomförbarhet för MVDC-system i specifika kundapplikationer i det svenska elnätet.

Projektresultaten påvisar att genom att använda MVDC för distributionssystem kan ett antal problem lösas som upplevs i dagens distributionsnät. Med hjälp av MVDC, går det att öka tillförlitligheten och åstadkomma högre redundans i systemen, uppnå lägre förluster, lägre spänningsfall i ledningar, samt öka styrbarheten i både effekt och spänning.

Analysen av de specifika kundapplikationerna för tätort visar på många fördelar med att nyttja MVDC-teknik, med ökad tillförlitlighet som den främsta fördelen och drivande faktorn. Även minskade förluster och ökad styrbarhet i effekt och spänning motiverar fortsatta studier. I de två fall som identifierats visar utvärderingen på god potential för båda MVDC-lösningarna, med två AC/DC-omriktare kopplade på DC-sidan, med eller utan DC-länk. De största utmaningarna och nackdelarna med tillämpningen är begränsat utrymme i stationerna och de höga kostnaderna.

I kundfallet som analyserats för lokalnät på landsbygd ses ingen större vinning med att använda MVDC-teknik när det kommer till minskade förluster eller kostnader. Sträckorna på ledningarna som orsakar högt spänningsfall är för korta i detta fall, och dessutom saknas tillgängliga produkter inom detta spännings- och effektområde. Erfarenhet från andra länder tyder på att mer lämpliga applikationsfall för MVDC inom landsbygd finns på högre spänningsnivåer, exempelvis inom regionnät vilket är utanför avgränsningarna för detta projekt.

Sammanfattningsvis borde fokus i det fortsatta arbetet läggas på applikationerna i tätort. Övriga rekommendationer för fortsatt arbete ges nedan i avsnitt 7.3.

### 7.2 RISKER

Eftersom området fortfarande är nytt och studien är av generell karaktär, är även de risker och gap som identifierats under arbetets gång beskrivna generellt och skall ses främst som exempel. Dessa presenteras i Tabell 19 nedan sorterade efter område: Teknik och produkter; Kompetens; Normer och standarder; Ekonomi, investeringar, och projektkostnader.

Nästa steg i vidare arbete är att kvantifiera riskerna, med deras sannolikhet och påverkan, och ta fram lämpliga åtgärder, vilket görs bäst för ett specifikt typfall eller projekt.

En generell observation är dock att de flesta riskerna och utmaningarna i fallet MVDC är knutna till omogen teknik och att det saknas erfarenhet från

applikationer i elnäten i Sverige. Det är därför viktigt att planera för piloter och demonstrationsprojekt som ger möjlighet att identifiera och hantera möjliga risker under kontrollerade former och sedan vidta förebyggande åtgärder inför en tillämpning i större skala. En pilot skulle också ge möjlighet att kvantifiera nyttan kontra kostnaden och inleda en dialog med tillverkarna av nyckelkomponenter om möjliga volymeffekter och potential för kostnadsänkningar på sikt, vilket visat sig vara svårt att göra på en generell nivå inom ramen för detta projekt. De pilotprojekt som genomförts nyligen i exempelvis UK, ger positiva indikationer även på den ekonomiska aspekten.

Tabell 19: Exempel på risker

Nr	Risker / Gap	Beskrivning	Område
1	AC/DC-omriktare ej optimerad	Omriktarplattformar finns som kan anpassas till denna applikation men inte framtagna för MVDC. En icke-optimerad riskerar att resultera i en hög kostnad.	Teknik, produkter
2	Ingen DC/DC-omriktare tillgänglig	Inga kända produkter tillgängliga. Påverkar främst system med flera spänningsnivåer.	Teknik, produkter
3	DC-brytare inte tillgänglig för lämpliga spänningar (1)	Inga produkter tillgängliga. Risk att tillgänglig teknik för lägre spänningar är tekniskt omöjligt att skala upp.	Teknik, produkter
4	DC-brytare inte tillgänglig för lämpliga spänningar (2)	Inga produkter tillgängliga. Risk att teknik under utveckling för HVDC-brytare inte kan skalas ner till en rimlig kostnad.	Teknik, produkter
5	För stort yt-/utrymmesbehov	Omöjligt att konvertera befintliga stationer på grund av för stort yt-/utrymmesbehov och ytbehov för exempelvis B2B-omriktare	Teknik, produkter
6	Begränsad erfarenhet av DC-teknik	Inga pilotprojekt / demonstrationsanläggningar i Sverige	Kompetens
7	Underhåll av MVDC-komponenter	Underhållspersonal hos nätbolagen är inte van vid DC-tekniken (se ovan)	Kompetens
8	Integration av MVDC i daglig drift	Nytt med styrbara komponenter i distributionsnäten. Hur kan styrbarheten i DC-lösningarna nyttjas på bästa sätt?	Kompetens
9	Standardiserade spänningsnivåer för MVDC saknas	Svårt att ta fram kostnadseffektiva produkter och bygga DC-system med produkter från olika tillverkare, vilket i längden försvårar en introduktion av MVDC på bred front.	Normer, standarder
10	Otillräckliga incitament för DC-teknik	Vissa funktioner som DC-tekniken kan tillhandahålla värdesätts inte i regleringen. Kan minska benägenheten att investera i tekniken.	Ekonomi, investeringar, projektkostnader

### 7.3 REKOMMENDATIONER

Baserat på detta arbete och diskussionerna internt i projektet och med referensgruppen, vill projektgruppen lämna följande rekommendationer:

1. Få till stånd (minst) en **demonstrationsanläggning** för att testa och utvärdera tekniken i Sverige. Som nämns ovan är distribution i tätort den mest lovande applikationen. Ett möjligt fortsättningsprojekt bör fokusera på ett verkligt fall som väljs ut som pilotfall, exempelvis från distributionen i Stockholm eller Göteborg, ta fram en lösning och studera hur den ska styras och fungera både i

vanlig drift och vid felfall, men även hur den ska integreras fysiskt i nätet (yt-/utrymmesbehov, volym, gränssnitt och eventuella andra begränsningar). Vidare bör projektet ta fram en kostnadskalkyl och ett förslag på finansiering. Ett sådant fortsättningsprojekt är en nödvändig förberedelse för att i ett nästa steg få på plats en demonstrationsanläggning, och förutsätter tätt samarbete med (minst) ett nätbolag och en tillverkare.

2. Starta ett **MVDC-forum** eller -nätverk för DC-applikationer i distributionsnät för att fortsätta utveckla och sprida kunskap och hålla liv i dialogen mellan aktörerna. Möjliga ämnen att diskutera är exempelvis erfarenheter från praktiska applikationer, uppdateringar om standardiseringsarbetet, och uppdateringar om produktutveckling från tillverkare;
3. Lansera en liknande studie som utreder nuläget, risker och möjligheter för likströmsapplikationer på lågspänningsnivå (**LVDC**). En ökad andel av solkraft, batterier, elektroniska laster och andra apparater som naturligt använder likström öppnar för nya möjligheter.
4. Även MVDC-applikationer som kan bli aktuella i ett längre tidsperspektiv än den som gällde i denna studie bör studeras, exempelvis **MVDC för industrinät, solparker och vindparker**. Den ökade användningen av elektrolysörer i industriprocesser driver också i samma riktning. Ett förslag är att involvera aktörer som representerar producenter och industrier i en liknande studie med fokus på dessa applikationer. En tillämpning av MVDC i det interna nätet i anläggningen kan göra nytta för anläggningsägaren men kanske även ge fördelar för nätbolaget på andra sidan anslutningspunkten.

## 8 Referenslista

1. C. Sulzberger, "Triumph of AC – from Pearl Street to Niagara", IEEE Power Energy Mag. Vol. 1, no. 3, pp.64-67, 2003
2. D. Nilsson, "DC Distribution Systems", Chalmers University of Technology, 2005
3. G. Woodward, "History of a single-phase high-voltage distribution system," Proc. IEEE, vol. 140, no. 3, pp. 207–214, May 1993.
4. "Triumph of AC – the battle of currents", IEEE Power Energy Mag., vol. 1, no. 4, pp. 70-73, 2003
5. T. Kaipia och e. al., POSSIBILITIES OF THE LOW VOLTAGE DC DISTRIBUTION SYSTEMS, Lappeenranta, Finland: Lappeenranta University of Technology.
6. WG 2019-1 "DC Networks on the distribution level – New trend of Vision?", CIRED, Juli 2021
7. WG 2019-1 "DC Networks on the distribution level – New trend of Vision?", CIRED, Juli 2021
8. Medium voltage direct current (MVDC) grid feasibility study, Reference: 793, C6 Active distribution systems and distributed energy resources, Paris, CIGRÉ, 2020
9. Jianzhao Wei, Review of Current Control Strategies in Modular Multilevel Converter, 2016
10. WG 2019-1 "DC Networks on the distribution level – New trend of Vision?", CIRED, Juli 2021
11. Prof. L. A. Koshcheev, Environmental Characteristics of HVDC Overhead Transmission Lines, 2003
12. R. Bernacchi, "MVDC and Grid Inerties: enabling new features in distribution, sub-transmission and industrial networks" ABB Power Grids, 2019
13. <https://www.promotion-offshore.net/>
14. The Carbon Trust - Offshore Wind Accelerator – TWG-E, DC-Array System Technology Revisit, 2021
15. Å Petersson, A Edris, Dynamic Performance of the Eagle Pass Back-to-Back HVDC Light, ABB Power Systems AB, 2003
16. 'Acaray Dam' (2017) Wikipedia. Available at: [https://en.wikipedia.org/wiki/Acaray\\_Dam](https://en.wikipedia.org/wiki/Acaray_Dam) (Accessed: 10 June 2021).
17. J. Berry, Y. Mavrocostanti. N. Murdoch, D. Hardman, Balancing Generation and Demand – Closedown Report, Western Power Distribution, 2019
18. Equilibrium (Low Carbon Networks Fund Screening Submission Pro-forma), LCN Fund
19. Angle-DC 2015 Electricity Network Innovation Competition, SP Energy Networks, 2015
20. Avinash Aithal, Jianzhong Wu, Operation and Performance of a Medium Voltage DC Link, CIRED, 2017
21. Chao Long, Jianzhong Wu, Kevin Smith, Andrew Moon, Russel Bryans, James Yu, MVDC link in a 33 kV distribution network, CIRED, 2017
22. Google Maps, 2021. Isle of Anglesey. Google Maps [online] Available through: <[www.maps.google.com](http://www.maps.google.com)> [Accessed 31 March 2021].
23. Angle-DC, viewed 4 March 2022, [https://www.spenergynetworks.co.uk/pages/angle\\_dc.aspx](https://www.spenergynetworks.co.uk/pages/angle_dc.aspx)

24. Tang Guangfu, First VSC-HVDC Demonstration Project in China – Nanhui Wind Farm Grid Integration, China Electric Power Research Institute
25. Junzheng Cao, Jim Y Cai, HVDC in China – Presented in EPRI 2013 HVDC & FACTS Conference, 2013
26. James Yu, Future medium voltage distribution applications of power electronics - The Evolving Distribution Networks, Cigre,
27. <https://www.hitachienergy.com/se/sv/case-studies/hallsjon-the-first-hvdc-light-transmission>
28. <https://www.hitachienergy.com/case-studies/tjaereborg>
29. HVDC Transmission System for Remote Alaska Application, Phase 1: Preliminary Design and Feasibility Analysis, polarconsult Alaska, inc., 2009
30. Iiwen Fan, Yongning Chi, Yan Li, Zhibing Wang, Hongzhi Liu, Wei Liu, Xiangyu Li, Key technologies for medium and low voltage DC distribution system, Global Energy Interconnection, 2021
31. NR's MVDC Solution,  $\pm 10$ kV JiangDong MVDC for optimizing distribution network, NR Electric Co
32. Flexible AC/DC Distribution Network Demonstration Project officially put into operation in Zhangjiakou, Hebei, Mechanical Technology & News, 2019
33. World's first flexible DC power grid starts operation, China.org.cn, 2020
34. Lu QU, Zhanqing YU, Qiang SONG, Zhichang YUAN, Biao ZHAO, Dawei YAO, Jianfu CHEN, Yao LIU, Rong ZENG, Planning and analysis of the demonstration project of the MVDC distribution network in Zhuhai, 2019
35. Rik W. De Doncker, Energy System Transition and DC Hybrid Power Systems, EU Directorate General for Energy Round Table – Hybrid Grids, 2018
36. Flexible power supply for Portsmouth, ABB, 2018
37. Steinke, Jürgen K., Maibach, Philippe, Ortiz, Gabriel, Canales, Francisco, and Steimer, Peter, MVDC Applications and Technology, PCIM Europe 2019, Nuremberg, Germany, May 2019
38. WG 2019-1 “DC Networks on the distribution level – New trend of Vision?”, CIRED, Juli 2021
39. Dahmen, Christopher (contact), Next-Generation Submodule Technology for MMC, <https://www.unibw.de/leistungselektronik-eit/submodule-technology>, Universität der Bundeswehr, München
40. <https://library.e.abb.com/public/d7034f1ec29475dbc1256ddd00346f12/12-17m457.pdf>
41. Hardman, Daniel, FPL Development and Improvement Report, Western Power Distribution, 2019
42. MVDC Plus – Medium Voltage Direct Current Managing the future grid, White Paper, Siemens AG, 2017
43. A. Giannakis, & D. Pefititsis, MVDC distribution grids and potential applications: Future trends and protection challenges, NTNU, 2018
44. Medium voltage direct current (MVDC) grid feasibility study, Reference: 793, C6 Active distribution systems and distributed energy resources, Paris, Cigre, 2020
45. <https://arpa-e.energy.gov/technologies/programs/breakers>
46. Technical Application Papers No. 24, Medium voltage direct current applications, ABB, 2017
47. MVDC Plus – Medium Voltage Direct Current Managing the future grid, White Paper, Siemens AG, 2017
48. WG 2019-1 “DC Networks on the distribution level – New trend of Vision?”, CIRED, Juli 2021

49. C. Cleary, G. McFadzean, S. Hay and S. Dixon, The Potential Benefits of Direct-to-Shore MVDC Connections for Offshore Wind, 2015 EWEA Offshore, Copenhagen, Denmark, March 2015
50. Medium voltage direct current (MVDC) grid feasibility study, Reference: 793, C6 Active distribution systems and distributed energy resources, Paris, Cigre, 2020, p. 102
51. The Carbon Trust - Offshore Wind Accelerator – TWG-E, DC-Array System Technology Revisit, 2021
52. Incitament för kvalitet och effektivt nätutnyttjande i regleringen av elnätsföretagens intäktsramar - Regelverk från och med tillsynsperioden 2020–2023, Ei PM2022:02
53. Kvalitetsreglering av intäktsram för elnätsföretag – Reviderad metod inför tillsynsperiod 2016–2019, Ei R2015:06.
54. Incitament för effektivt utnyttjande av elnätet, Ei R2015:07

# MVDC – TEKNISK OCH EKONOMISK GENOMFÖRBARHETSSTUDIE

Med en ökad mängd likströmsbaserad elproduktion från förnyelsebara energikällor, som vind och sol, samt trender inom elförbrukningen med en ökad användning av likström, finns ett behov av att anpassa elnätet och möta dessa förändringar. Ett sätt att hjälpa till i den här omställningen är att i högre grad nyttja DC-teknik.

Projektet har tagit fram rekommendationer för att DC-teknik i högre grad ska beaktas i kommande nätplaneringsarbete. Analysen av kundfallen för tätort visar på många fördelar med att nyttja MVDC-teknik, med ökad tillförlitlighet som främsta fördel. Även minskade förluster och ökad styrbarhet i effekt och spänning motiverar fortsatta studier. Fokus i det fortsatta arbetet bör läggas på applikationerna i tätort.

## Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. [www.energiforsk.se](http://www.energiforsk.se)