



RAPPORT
**TEKNISKE PROBLEM-
STILLINGER
FORBUNDET MED
NYE TRANSMISSIONS-
FORBINDELSER I
DANMARK**

Vestkystforbindelsen fra den tyske grænse
til Endrup og Endrup-Idomlund

Denne tekniske redegørelse er en dansk oversættelse af den originale redegørelse: Technical issues related to new transmission lines in Denmark. I tilfælde af eventuelle afvigelser eller tvivl er indholdet i den originale redegørelse gældende.

Indholdsfortegnelse

Ordliste – termer og forkortelser	5
Sammendrag med baggrund og konklusion	7
1. Indledning.....	12
1.1 Rapportens indhold og afgrænsning.....	13
1.2 Rapportens struktur.....	13
2. Det danske transmissionssystem	14
2.1 Kort overblik over det danske elsystem.....	14
2.2 Energinets forpligtelser.....	18
2.3 Energinets netudviklingsprocedure	18
2.4 Operationelle retningslinjer.....	19
2.4.1 Anvendelse af manuelle effektreserver	19
2.5 Netudviklingsplan	20
2.6 Energipolitisk aftale 2018 og nye planlægningsforudsætninger	20
2.6.1 Ændringer i forhold til 2017-planlægningsforudsætningerne.....	21
2.6.2 Havmølleparker i planlægningsforudsætningerne	22
3. Baggrunden for projektet.....	24
3.1 Nødvendige netudbygninger i Vestjylland	24
3.1.1 Endrup-Idomlund	28
3.1.2 Endrup-Klixbüll	28
3.1.3 Viking Link.....	29
3.2 Overvejelser vedrørende spændingsniveau for transmissionsforbindelser	29
3.2.1 Netudbygning på 150 kV niveau.....	30
3.2.2 Netudbygning på 220 kV niveau.....	30
3.2.3 Netudbygning på 400 kV niveau.....	32
3.3 Fremtidige udbygninger.....	32
3.4 Sammendrag	35
4. Transmissionsteknologier	36
4.1 400 kV vekselstrømsluftledninger	36
4.1.1 Generelt.....	36
4.1.2 Reaktiv effektkompensering.....	37
4.1.3 Anvendelighed.....	37
4.1.4 Pålidelighed	37
4.1.5 Miljøpåvirkning.....	38
4.2 400 kV vekselstrømskabler	39
4.2.1 Generelt.....	39
4.2.2 Belastningsevne.....	40
4.2.3 Skærmsystemer	41
4.2.4 Oversigt over EHV-kabelsystemer i drift	42
4.2.5 Reaktiv effektkompensering.....	46
4.2.6 Anvendelighed.....	46
4.2.7 Pålidelighed	47
4.2.8 Miljøpåvirkning.....	47

4.3	400 kV gasisolerede transmissionsforbindelser (GIL)	47
4.3.1	Generelt	47
4.3.2	GIL-anlæg i drift	48
4.3.3	Reaktiv effektkompensering	49
4.3.4	Anvendelighed	49
4.3.5	Pålidelighed	49
4.3.6	Miljøpåvirkning	50
4.4	Jævnstrømsforbindelser (HVDC)	51
4.4.1	Generelt	51
4.4.2	Anvendelighed	54
4.4.3	Pålidelighed	54
4.4.4	Miljøpåvirkning	56
4.5	Sammendrag	57
5.	Projektspecifikke vurderinger vedrørende valg af	
	transmissionsteknologi	58
5.1	400 kV vekselstrømsluftledninger	58
5.1.1	Anvendelighed	58
5.1.2	Tekniske overvejelser	58
5.1.3	Tidsplan for etablering	59
5.1.4	Sammendrag vedrørende projektspecifik anvendelse af luftledningsteknologi	59
5.2	400 kV vekselstrømskabler	59
5.2.1	Anvendelighed	59
5.2.2	Tekniske overvejelser	59
5.2.3	Tidsplan for etablering	61
5.2.4	Sammendrag vedrørende projektspecifik anvendelse af kabelteknologi	62
5.3	400 kV gasisolerede transmissionsforbindelser (GIL)	63
5.3.1	Anvendelighed	63
5.3.2	Tekniske overvejelser	63
5.3.3	Tidsplan for etablering	65
5.3.4	Sammendrag vedrørende projektspecifik anvendelse af GIL-teknologi	65
5.4	Jævnstrømsforbindelser (HVDC)	66
5.4.1	Anvendelighed	66
5.4.2	Netudbygning med vekselstrøm eller jævnstrøm	67
5.4.3	Konklusion på HVDC-systemdesign	69
5.4.4	Kontrol og regulering af et HVDC-system	70
5.4.5	Netudbygning med jævnstrøm til havs	71
5.4.6	Tidsplan for etablering	71
5.4.7	Sammendrag vedrørende projektspecifik anvendelse af HVDC- teknologi	71
5.5	Økonomiske aspekter	72
5.5.1	Omkostningsestimat – 400 kV vekselstrømsluftledninger	72
5.5.2	Omkostningsestimat – 400 kV vekselstrømskabler	73
5.5.3	Omkostningsestimat – 400 kV gasisolerede transmissionsforbindelser (GIL)	74

5.5.4	Omkostningsestimat – Jævnstrømsforbindelser (HVDC)	74
5.6	Diskussion	75
5.7	Konklusion på valg af transmissionsteknologi	76
6.	Tekniske problemstillinger ved anvendelse af lange vekselstrømskabler	79
6.1	Indledning	79
6.2	Spændings- og reaktiv effektregulering	81
6.2.1	Spændingsprofiler	81
6.2.2	Spændingsspring	83
6.2.3	Diskussion og konklusion	85
6.3	Temporære overspændinger	86
6.3.1	Temporære overspændinger i forbindelse med transformerspændingssætning	87
6.3.2	Temporære overspændinger efter udkobling af fejl	90
6.3.3	Temporære overspændinger efter system-ødrift	91
6.3.4	Diskussion og konklusion	91
6.4	Overspænding efter udkobling af en transmissionsforbindelse	91
6.4.1	Langsomme, modulerede overspændinger efter udkobling af en transmissionsforbindelse	92
6.4.2	Udkobling med variable shuntreaktorer	93
6.4.3	Diskussion og konklusion	94
6.5	Overspændinger ved indkobling af en transmissionsforbindelse	95
6.5.1	Casedefinitioner	95
6.5.2	Spændingssætning af rene luftlednings- eller kabelsystemer	97
6.5.3	Spændingssætning af hybridledninger	99
6.5.4	Diskussion og konklusion	100
6.6	Problemer vedrørende spændingskvalitet	101
6.6.1	Spændingskvalitet generelt og erfaringer med det danske transmissionsnet	101
6.6.2	Vurdering af harmoniske på systemniveau i et formasket transmissionsnet	103
6.6.3	Nye teknologier til afhjælpning af harmoniske	114
6.6.4	Redegørelse for virkningen af forhøjet harmonisk forvrængning	114
6.6.5	Diskussion og konklusion	115
6.7	Redegørelse for resultater af de tekniske undersøgelser	116
7.	Konklusion	118
8.	Bibliografi	120
	Bilag A – Ministerens opgavebrev og synopsis for den tekniske redegørelse	122
	Bilag B – Boksplot-analyse af harmonisk forstærkning	125

Ordliste – termer og forkortelser

Term	Forkortelse	Beskrivelse
Driftsforstyrrelse eller fejl		Uventet fejl i elnettet eller udfald af en netkomponent, såsom en transmissionsforbindelse eller en HVDC-forbindelse
Elnetselskab	DSO	Selskab som ejer og driver distributionsnet inden for eget netbevillingsområde
Energinet		Systemansvarligt transmissionselskab i Danmark
Gasisoleret koblingsanlæg	GIS	Koblingsanlæg hvor de elektriske dele er isoleret af gas
Gasisoleret transmissionsforbindelse	GIL	Transmissionsforbindelse fremført i et gasfyldt rør
Jævnstrømsforbindelser	HVDC	Transmissionssystem, der anvender jævnstrøm til overføring af elektrisk energi til forskel fra almindelige vekselstrømsforbindelser i transmissionsnettet
Kombineret nettilslutningsløsning	CGS	HVDC-forbindelse, der indgår som en del af nettilslutningen til Kriegers Flak havmølleparken
Krydsbundet polyethylen	PEX	Form for polyethylen opbygget med krydsbindinger, der anvendes til kabelisolering
Line-commutated converter	LCC	HVDC-konverter baseret på tyristorer
Modular Multi-level Converter	MMC	HVDC-konverter bestående af et stort antal serieforbundne moduler med transistorer for hver af de tre faser
N-1-princippet	N-1	Regel der beskriver, hvorledes netkomponenter i drift, inden for en TSO's netområde, skal være i stand til at modstå den nye driftstilstand efter en driftsforstyrrelse har indtruffet, uden at overskride de driftsmæssige sikkerhedskriterier
Netforstærkning		Nødvendig opgradering eller udbygning af transmissionsnettet for at kunne servicere elforbrug eller elproduktion. Netforstærkning omfatter transmissionsforbindelser, transformere og transformerstationer
Overspændingsafleder		Enhed anvendt til beskyttelse af komponenter mod overspænding
Polyethylen	PE	Et termoplastisk kunststof og blandt andet anvendt som isolationsmateriale for højspændingskabler
Solcelle	PV	Energiproduktion, hvor solenergi konver-

		teres til jævnstrøm ved hjælp af halvledende materialer
Svovlhexafluorid	SF ₆	Drivhusgas, der anvendes som elektrisk isolator i forskellige elektriske komponenter
System		Del af transmissionsnettet, der overfører elektrisk effekt
Systemansvarligt transmissionselskab	TSO	Selskab med ansvaret for at drive det overordnede eltransmissionssystem
Særlig høj spænding	EHV	Transmissionsspændingsniveauer over 300 kV
TenneT TSO GmbH		Systemansvarligt transmissionselskab i Tyskland
Transmissionsforbindelse		Elektrisk forbindelse etableret som luftledning eller kabel
Transmissionsnet		Formasket net af transmissionsforbindelser (400 kV, 220 kV, 150 kV og 132 kV)
Tværspejndingstransformere	PST	Netkomponent, der anvendes til at regulere overførslen af aktiv effekt
Udlandsforbindelse		Transmissionsforbindelse, der forbinder det danske energimarked med Europa og muliggør handel med energi markederne imellem
Voltage source converter	VSC	HVDC-konverter baseret på transistorer
VVM-redegørelse	VVM	Vurdering af et projekts miljømæssige konsekvenser

Transformerstationer:

EDR – Transformerstation Endrup

IDU – Transformerstation Idomlund

REV – Transformerstation Revsing

STS – Transformerstation Stovstrup

KLIX – Transformerstation Klixbüll (Nordtyskland)

Sammendrag med baggrund og konklusion

Baggrund

Energinet søgte i december 2015 energi-, forsynings- og klimaministeren om tilladelse til at etablere 400 kV luftledninger mellem Endrup og Idomlund og mellem Endrup og den dansk-tyske grænse.

I oktober 2017 godkendte ministeren de to projekter, hvorefter Energinet i marts 2018 anmeldte projekterne til Miljøstyrelsen. Første offentlighedsfase af VVM-processen blev afviklet fra 9. april til 9. maj 2018, og der blev holdt en række borgermøder, hvor der blev gjort rede for projekterne samt den politiske aftale fra november 2016, hvoraf det fremgår, at 400 kV forbindelser som udgangspunkt skal anlægges som luftledninger.

På baggrund af tilbagemeldinger fra borgere i de berørte områder bad ministeren i juni 2018 Energinet om at udarbejde en teknisk redegørelse, der beskriver den mulige kabelandel, der kan anvendes for de nye forbindelser. Formålet er at finde en løsning, der begrænser miljøpåvirkningen og afhjælper eventuelle offentlige bekymringer så meget som muligt. Ministeren bad Energinet behandle følgende muligheder med den godkendte 400 kV luftledningsløsning som reference (alternativ A):

- Den godkendte 400 kV luftledningsløsning – med en øget kabelandel uden behov for etablering af yderligere kompenseringsstationer (alternativ B)
- Den godkendte 400 kV luftledningsløsning – med en øget kabelandel og et deraf udledt behov for etablering af yderligere kompenseringsstationer (alternativ C)
- Fuldstændig kabellægning af 400 kV forbindelsen (alternativ D)
- Perspektiver for anvendelse af 150 kV eller 220 kV kabelanlæg med fuldstændig kabellægning (alternativ E)
- Perspektiver for anvendelse af jævnstrømsforbindelser (HVDC) med udlægning af nødvendige kabelanlæg på land eller til havs (alternativ F)

Samlet konklusion

Der kan på forbindelserne mellem Idomlund-Endrup og Endrup-landegrænsen etableres begrænsede strækninger med nedgravede 400 kV kabler, men lange strækninger vil medføre betydelige risici og potentielt kompromittere Danmarks forsyningsikkerhed.

Rapporten påviser risiko for forvrænget spænding, også kaldet elektrisk støj, som overstiger de tilladte grænseværdier i store dele af transmissionsnettet. Dette kan medføre forkortet levetid og fejl i komponenter i elnettet og i elapparater hos forbrugerne.

I forbindelse med de to oprindelige 400 kV projekter mellem Idomlund-Endrup samt Endrup-landegrænsen, var det forudsat, at der højst blev kabellagt ca. 10 procent af den samlede strækning, svarende til ca. 17 km tracé. Rapporten konkluderer, at andelen af kabellægning kan øges til op til 15 procent, svarende til ca. 26 km tracé. Det kan evt. ske ved følgende tiltag:

- Anvende kabler med meget stor overføringskapacitet - f.eks. aluminiumskabler med meget stort ledertværsnit. Der er imidlertid få globale erfaringer med sådanne kabeltyper. Ved at bruge store kabler og gå fra to parallelle kabelsystemer til ét kabelsystem kan man reducere mængden af kabler og dermed reducere problemet med forvrænget spænding.
- Installere filtre i 400 kV nettet til at afbøde konsekvenser ved øget kabellægning.

Kabellægning af 400 kV forbindelserne ud over 15 procent vil, uanset kabelvalg eller anvendelsen af filtre, være forbundet med betydelig kompleksitet og risici, fordi det vil kræve, at der indsættes mange nye filtre, kompenseringsspoler og andre komponenter i elnettet for at afbøde de problemer, der opstår med lange kabelstrækninger. Der vil være tale om uprøvet styring og teknologi i den krævede størrelsesorden, der er brug for, og sandsynligheden for fejl og afbrud stiger dermed.

Alternative løsninger i form af anvendelse 150 kV- eller 220 kV kabler, HVDC-forbindelser, offshore-forbindelser og gasisolerede transmissionsforbindelser er ligeledes forbundet med betydelige risici og opfylder ikke behovet for transport af energi. De er dermed ikke alternativer til at etablere de aktuelle projekter i Vest- og Sønderjylland som 400 kV luftledninger.

Konklusioner om de alternative løsninger B, C, D, E og F

Op til 15 % af strækningen kan kabellægges

Det er muligt at etablere op til 15 procent af den samlede strækning med 400 kV kabler i jorden, svarende til Alternativ B. En større andel af kabler - Alternativ C og D - vil resultere i forvrænget spænding i store dele af transmissionsnettet og vil derfor være forbundet med betydelige risici for, at spændingsforvrængning ikke kan kontrolleres og fastsatte grænseværdier overskrides. Høj spændingsforvrængning over grænseværdierne kan medføre, at komponenter i elnettet og elapparater hos forbrugerne fejler eller deres levetid forkortes. Desuden kan en større kabelandel medføre, at Danmark eksporterer spændingsforvrængning til nabolande, hvorved de samme risici opstår der.

En højere andel af 400 kV kabler medfører også et mere komplekst og mindre robust elnet, bl.a. fordi der vil være behov for at indsætte anlæg, der skal afbøde uhensigtsmæssigheder forbundet med anvendelsen af kabler. F.eks. skal der installeres et ukendt antal filtre, og filtrene skal kompenseres med kompenseringsspoler. Desuden er der behov for at kompensere kablernes ladestrøm, for at kablerne kan bruges til at overføre energi. Samlet set skal der indsættes så mange komponenter, at der er behov for automatiseret styring af disse. En sådan type styring er pt. ikke udviklet til et større elsystem. Ud over at teknologien ikke er udviklet, vil markant flere komponenter i elnettet øge sandsynligheden for fejl og forsyningssvigt.

150 kV- og 220 kV kabler risikerer at blive overbelastede og kræver restrukturering af elnettet

Installation af 150 kV eller 220 kV kabler på strækningerne Idomlund-Endrup og Endrup-landegrænsen vil kræve en massiv restrukturering af transmissionsnettet i Jylland.

150 kV nettet udgør elnettets "landeveje" og anvendes til lokal opsamling og fordeling af energi. 400 kV nettet udgør "motorvejene" og anvendes til overførsel af store mængder energi over lange afstande. Når overførslen af store mængder energi flyttes til et lavere spændingsniveau (alternativ E), påvirker det ikke kun de enkelte kabler, men hele 150 kV nettet. Dette vil kræve meget omfattende forstærkninger af elnettet for bl.a. at forhindre overbelastning i andre dele af 150 kV nettet. Elproduktionen skifter, som vinden blæser, og kan nå meget store mængder i visse timer. Store produktionsudsving kombineret med ændringer i elforbruget og energiudveksling på tværs af landegrænserne øger risikoen for overbelastning og uacceptabel spændingsregulering. Dette vil medføre, at driften af elsystemet bliver meget kompleks og kræver, at der indføres automatisk styring af hele transmissionsnettet. Disse systemer er ikke udviklet. Stor kompleksitet øger samtidigt sandsynligheden for fejl og afbrud. De samme udfordringer i forhold til styring vil være gældende for en 220 kV løsning.

Derudover vil kabelløsninger på 150 kV og 220 kV niveau have en betydelig lavere overføringskapacitet i forhold til netudbygninger på 400 kV niveau og dermed mangle robusthed og fremtidssikring: Det vil f.eks. være nødvendigt løbende at bygge nye parallelle "landeveje" i takt med udbygning af vedvarende energi og øget elforbrug som følge af øget elektrificering af f.eks. varme- og transportsektoren.

Endelig vil en 150 kV eller 220 kV forbindelse for at få tilstrækkelig overføringskapacitet kræve etablering af en stribe parallelle kabler, hvormed antallet af kabelkilometer forøges betragteligt og sandsynligvis medføre samme problemer med forvrænget spænding, som det er konstateret med 400 kV kabler.

Jævnstrøm vil øge kompleksiteten betydeligt og øge risikoen for fejl

For de projekter, der er behandlet i denne rapport, vil HVDC-forbindelser (jævnstrøm), alternativ F, være så komplekse, at de ikke er mulige løsninger. HVDC ville kræve installation af mange nye komponenter, hvilket vil medføre behov for meget komplicerede styringsanlæg og øge risikoen for fejl. Der er mangel på erfaring med anlæg af denne størrelse, og der kræves megen forskning og udvikling, før HVDC-forbindelserne kan matche egenskaberne for vekselstrømsnet (AC).

I modsætning til vekselstrømsløsninger mangler HVDC-forbindelser f.eks. egenskaberne til automatisk at reagere på fejl og udfald i transmissionsnettet og aktivere reserver. Et udfald af forbindelsen mellem Danmark og England, Viking Link, vil kræve momentan import fra Tyskland via forbindelsen mellem Endrup og den dansk-tyske grænse for at opretholde sikker elforsyning i Danmark.

HVDC-forbindelser bruges til at transportere store mængder energi over lange, ubrudte afstande, f.eks. mellem lande. Der er i Vestjylland behov for "tilkørsler" med indfødning af produktion fra f.eks. havmølleparker, samt "frakørsler" for elforbruget. Anvendelse af HVDC-løsninger som integrerede dele af vekselstrømsnettet vil kræve konverterstationer i hver ende af en forbindelse samt ved hver "til- og frakørsel". Dette vil gøre driften af elnettet uhyre kompleks og øge risikoen for fejl.

HVDC-multiterminalteknologi, der kan reducere antallet af konvertere, er stadig umoden og endnu ikke afprøvet i den størrelsesorden, der er behov for i Vest- og Sønderjylland.

Offshore-kabler har samme udfordringer som landkabler

Kabler til havs, f.eks. langs den jyske vestkyst, har samme grundlæggende driftsmæssige udfordringer som kabler nedgravet i jorden. Det gør således ingen systemmæssig forskel, om forbindelser ligger i jord eller vand. Problemer og risici for hhv. jævnstrømsforbindelser og 400 kV vekselstrømskabler er de samme som beskrevet herover.

Gasisolerede transmissionsforbindelser kabellægges kun over meget korte afstande

Ud over alternativerne B-F behandler rapporten desuden muligheden for at anvende gasisolerede transmissionsforbindelser (GIL). GIL anvendes bl.a. i byområder, hvor installationer er placeret i tunneler under jorden. Der er globalt meget få erfaringer med direkte nedgravede gasisolerede transmissionsforbindelser og kun over meget korte afstande på ca. 1 km. Indførelse af GIL-teknologi på en 170 km lang strækning vil således ikke kun skabe en hidtil uset driftsrisiko, men også komplikationer og risici under installations- og idriftsættelsesfasen.

Fremtidsperspektiv

Elnettet er under forandring – kabler skal bruges med varsomhed

Omstillingen til vedvarende energi betyder, at elsystemet undergår store forandringer. Vindenergi udgør allerede i dag den største enkeltkilde til Danmarks elforsyning, og andelen vil stige yderligt i årene fremover. Forsynings sikkerheden skal fremover tilvejebringes på andre måder end i dag. Det medfører behov for, at meget store energimængder skal transporteres fra produktionen, der ofte vil være placeret på havet eller langt fra forbrugerne, til husholdninger, virksomheder mv. i andre regioner eller nabolande.

Udviklingen foregår ikke bare i Danmark, men i hele Europa. Omstillingen til grøn energi gør det fordelagtigt og nødvendigt at øge energiudvekslingen på tværs af landegrænserne. For eksempel kan danske elproducere eksportere mere, når det blæser meget, og forbrugerne kan importere energi, når det er gunstigt, eller når elproduktionen i Danmark er lav. 400 kV nettet er ryggraden i transmissionsnettet både i Danmark og resten af Europa.

Den aktuelle forstærkning af transmissionsnettet mellem Idomlund og Endrup er nødvendig på grund af den store udbygning med vindenergi i Nord- og Vestjylland - senest kommer to nye kystnære havmølleparker med en samlet installeret kapacitet på 350 MW til, og der er behov for udbygning for at kunne håndtere de store mængder vedvarende energi.

400 kV forbindelsen mellem Endrup og landegrænsen hænger tæt sammen med den 770 km lange Viking Link på tværs af Nordsøen. Forbindelsen mellem Danmark og England får en kapacitet på 1.400 MW og bliver dermed dobbelt så stor som de største øvrige udlandsforbindelser i Danmark. Viking Link bliver en meget stor komponent i det danske transmissionsnet, og for at forhindre et større forsyningsvigt eller nedbrud, hvis der skulle ske udfald af Viking Link, er der behov for at forstærke forbindelserne mellem Danmark og Tyskland, så et pludseligt tab af store mængder energi kan erstattes fra Tyskland og Centraleuropa. Ligeledes bidrager 400 kV forbindelsen til en forbedret markedsadgang mellem Tyskland og Danmark. I Tyskland er man i gang med at udbygge 400 kV transmissionsnettet langs den tyske vestkyst mellem Hamborg og Nibøl og dermed den danske grænse.

Den politiske ambition er, at vindenergi i 2020 skal producere, hvad der svarer til 50 procent af Danmarks elforbrug. I 2030 skal andelen af vedvarende energi i elsystemet være vokset til 100 procent, og el skal i stigende grad erstatte fossile brændsler i transportsektoren og varmesektoren, i form af f.eks. elbiler og elektriske varmepumper i både fjernvarmen og i private husstande. Målet er et lavemissionsfund i 2050. Denne udvikling vil løbende medføre yderligere behov for forstærkninger og udbygninger af elnettet, herunder også 400 kV nettet. F.eks. vil placeringen af fremtidens havmølleparker, bl.a. de tre nye havmølleparker, der er aftalt i Folketingets energipolitiske aftale, gøre det nødvendigt med stærke elmotorveje for at sikre, at energien kan komme frem til forbrugerne og sikre strøm i stikkontakterne.

Den nye 400 kV luftledningsforbindelse mellem Idomlund og Endrup er en robust og fremtidssikret løsning. De nye master skal ved anlæggelsen bære to 400 kV systemer, men det ene skal til at begynde med drives som et 150 kV system som erstatning for det 150 kV system, der i dag hænger som luftledninger på den største del af strækningen, nemlig mellem Idomlund og Karlsgårde. Sker der som forventet yderligere udbygning med vedvarende energi, herunder vindkraftudbygning i Nordsøen, kan 150 kV systemet opgraderes til 400 kV.

Ligeledes vil der andre steder i landet blive behov for forstærkning af elnettet. Eftersom den nuværende kabelteknologi kun efterlader mulighed for at anvende en begrænset mængde 400 kV kabler, skal kabellægning ske med varsomhed og med hensyntagen til fremtidig udbygning af elnettet.

Transmissionsnettet er et stort sammenhængende net, og mange kabler ét sted begrænser muligheden for anvendelsen af kabler andre steder. I fremtidens udbygning af transmissionsnettet vil der sandsynligvis også blive brug for at kabellægge nær naturområder eller nær byer. Samtidig vil der blive introduceret endnu flere kabler i transmissionsnettet i forbindelse med nettilslutning af kommende havmølleparker.

1. Indledning

Væsentlige udbygninger af det danske transmissionsnet og dermed forbundne investeringer er nødvendige for at imødekomme både det stigende energiforbrug, den øgede internationale energiudveksling som følge af nye udlandsforbindelser og den øgede produktion fra vedvarende energikilder i overensstemmelse med de energipolitiske målsætninger.

I henhold til de nationale principper for etablering af transmissionsforbindelser [1] har Energinet søgt om og opnået godkendelse til at etablere de nødvendige netudbygninger i Vest- og Sønderjylland som luftledninger eftersom dette er referenceteknologien for overførsel af energi på 400 kV spændingsniveauet.

Etableringen af nye 400 kV luftledninger skaber imidlertid betydelige bekymringer i lokalsamfundene, og muligheden for at anvende andre tekniske løsninger som alternativer til luftledninger vil sandsynligvis blive genstand for offentlig debat i forbindelse med alle fremtidige forslag til udbygninger af transmissionsnettet. Som svar på disse bekymringer har energi-, forsynings- og klimaministeren bedt Energinet om at undersøge mulighederne for øget anvendelse af 400 kV kabler som alternativ til de godkendte 400 kV luftledningsprojekter i Vest- og Sønderjylland.

Undersøgelsen omfatter tekniske egenskaber, pålidelighed, samt driftsmæssige og økonomiske forhold ved anvendelse af 400 kV kabler i forbindelse med de godkendte 400 kV netudbygninger i Vest- og Sønderjylland.

Et af hovedformålene med undersøgelsen er at fastlægge den teknisk acceptable maksimale andel af 400 kV kabler, der kan anvendes for de aktuelle 400 kV netudbygninger i Vest- og Sønderjylland. Der er defineret i alt fire 400 kV løsninger (alternativ A til D) med forskellige andele af kabler:

- Den godkendte 400 kV luftledningsløsning (reference/alternativ A)
- Den godkendte 400 kV luftledningsløsning – med en øget kabelandel uden behov for etablering af yderligere kompenseringsstationer (alternativ B)
- Den godkendte 400 kV luftledningsløsning – med en øget kabelandel og et deraf afledt behov for etablering af yderligere kompenseringsstationer (alternativ C)
- Fuldstændig kabellægning af den aktuelle 400 kV forbindelse (alternativ D).

De fire 400 kV løsninger (alternativ A til D) er beskrevet i kapitel 5.6.

Rapporten indeholder desuden en gennemgang af tekniske løsninger baseret på 150 kV og 220 kV kabler (alternativ E), jævnstrømsforbindelser (HVDC) (alternativ F) og gasisolerede transmissionsforbindelser (GIL) for at afdække alle relevante alternativer til 400 kV netudbygningerne i Vest- og Sønderjylland.

Som forudsætning skal alle tekniske løsninger kunne gennemføres inden for tidsplanen for Viking Link-projektet, hvor denne forbindelse idriftsættes i 2023.

Ministerens opgavebrev vedrørende den tekniske redegørelse og synopsis for denne fremgår af Bilag A.

1.1 Rapportens indhold og afgrænsning

I henhold til ministerens opgavebrev har Energinet undersøgt mulighederne for øget anvendelse af 400 kV kabler i Vest- og Sønderjylland, samt undersøgt relevante standard- og ikke-standard transmissionsteknologier, herunder alternative spændingsniveauer.

Rapporten er afgrænset til at omfatte en redegørelse om anvendelsen af relevante tekniske løsninger til realiseringen af det konstaterede behov for forstærkning af transmissionsnettet i Vest- og Sønderjylland, hvilket betyder, at det ligger uden for rammerne for denne rapport at diskutere behovet for disse netudbygningsprojekter, herunder etableringen af Viking Link.

De tekniske analyser vedrørende anvendelsen af 400 kV kabler er gennemført for fire 400 kV alternativer med forskellige andele af 400 kV kabel med henblik på at identificere relevante tekniske udfordringer, hvor eventuelle elektriske problemstillinger behandles, og umiddelbare mitigeringsiltag identificeres og analyseres. Det skal understreges, at konkrete mitigeringsiltag kun kan specificeres i forbindelse med et designstudie for et specifikt projekt.

1.2 Rapportens struktur

Kapitel 1 præsenterer baggrunden for rapporten og beskriver dens struktur samt indhold og afgrænsning.

Kapitel 2 præsenterer det danske transmissionssystem og nøgletal for dets forventede udvikling med vægt på den potentielle udbygning med vedvarende energi. Afslutningsvis beskrives Energinets procedure for planlægning og udvikling af transmissionsnettet.

Kapitel 3 behandler de nødvendige netudbygninger i Vest- og Sønderjylland, herunder perspektiverne for anvendelse af 150 kV- eller 220 kV kabler.

Kapitel 4 indeholder en overordnet gennemgang af international praksis for anvendelse af kabler på transmissionsniveau (EHV) samt GIL- og HVDC VSC-forbindelser som alternative transmissionsteknologier.

Kapitel 5 indeholder en projektspecifik vurdering af de kommercielt tilgængelige transmissionsteknologier. Evalueringen omfatter en sammenligning af de centrale tekniske og økonomiske forhold for de forskellige teknologier set fra et transmissionssystemets perspektiv.

Kapitel 6 præsenterer resultaterne af undersøgelsen af tekniske udfordringer forbundet med anvendelsen af 400 kV vekselstrømskabler.

Endelig opsummerer kapitel 7 rapportens vigtigste konklusioner.

2. Det danske transmissionssystem

Dette kapitel præsenterer det danske transmissionssystem, herunder systemets nøgletal samt de anvendte drifts- og planlægningsprocedurer. Formålet er at introducere læseren til baggrunden for de to 400 kV netudbygningsprojekter i Vest- og Sønderjylland.

2.1 Kort overblik over det danske elsystem

Det danske elsystem gennemgår, som andre elsystemer verden over, en forandring fra at være et system domineret af centrale kraftværker, til et system bestående af et mere diversificeret elproduktionsapparat bestående af mange forskellige elproducerende anlæg af forskellige størrelse og baseret på forskellige teknologier, såsom vindkraft og solceller.

Selvom elsystemet forandrer sig, forandrer fysikkens love, der bestemmer hvordan energien fordeles i systemet, sig ikke. For at opretholde et pålideligt og økonomisk effektivt elsystem skal en række indbyrdes afhængige tekniske og driftsmæssige grundprincipper altid være opfyldt.

400 kV transmissionsnettet fungerer som elsystemets ryggrad, så store mængder energi kan transporteres over hele landet. Store kraftværker, storforbrugere, udlandsforbindelser og havmølleparker er tilsluttet transmissionsnettet.

Det mere regionale transmissionsnet (drevet ved 132 kV på Sjælland samt 150 kV i Jylland og på Fyn) udveksler elektrisk energi med 400 kV transmissionsnettet og transporterer denne energi til transformerstationer i nærheden af forbrugscentre, der betjenes af distributionsnettene. Større byer kan være forsynet via et koncentreret 132/150 kV net, der omfatter flere transformerstationer inden for et forholdsvis lille geografisk område. Ligeledes betjener det regionale transmissionsnet mere tyndt befolkede områder, hvor der typisk er større afstande mellem transformerstationerne. Figur 1 viser det planlagte transmissionsnet i Danmark anno 2024.

Distributionsnettene planlægges og drives af elnetselskaberne i Danmark. Energinet og elnetselskaberne samarbejder om at drive det sammenhængende elsystem og har en række samarbejdsaftaler og fælles driftsprocedurer.

Det samlede elsystem, herunder både transmissions- og distributionsnet, betjener elproducenter og forbrugere gennem elmarkedet for at sikre, at udbud af og efterspørgsel på energi matches fysisk.

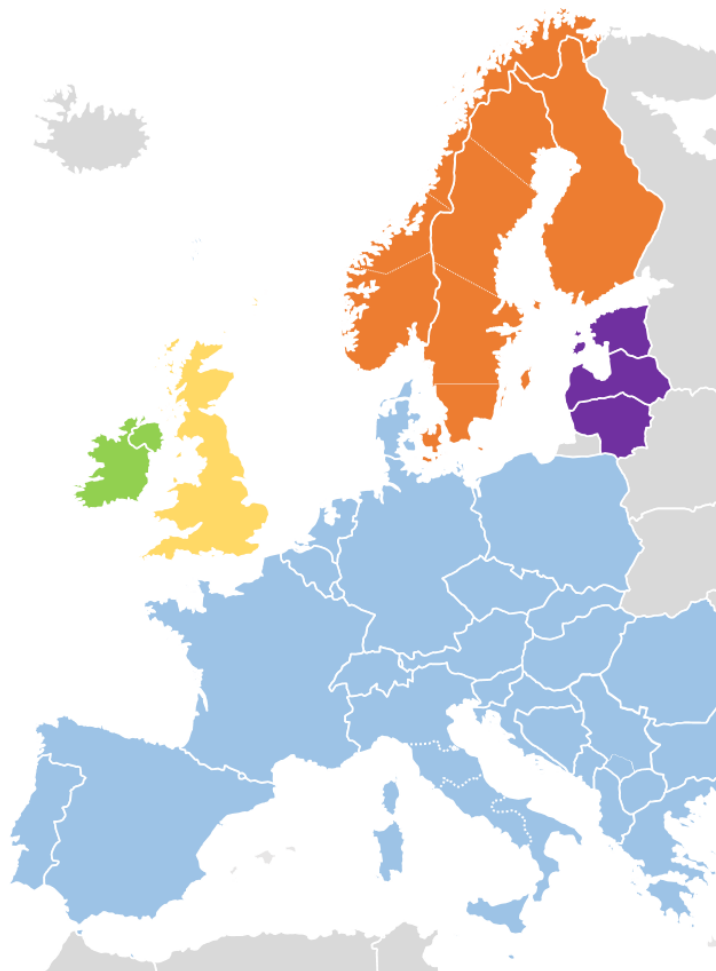


Figur 1 Det planlagte transmissionsnet i Danmark anno 2024.

Transmissionsnettet dimensioneres og drives i henhold til internationale standarder¹ for at sikre tilstrækkelig overføringskapacitet til at overføre elektrisk energi fra produktionsområder til forbrugsområder. Begrænsede faktorer for overføringskapaciteten i transmissionsnettet omfatter termiske strømgrænser, spændingsbegrænsninger og dynamiske stabilitetsbegrænsninger.

Det danske transmissionsnet drives af historiske årsager som to separate, synkron systemer, men med samme frekvens. Østdanmark er en del af det nordiske synkronsystem, mens Vestdanmark er en del af det kontinentaleuropæiske synkronsystem. Figur 2 viser de nuværende europæiske synkronsystemer. Som en del af to synkronsystemer er Danmark forbundet til de omkringliggende elsystemer via flere jævnstrømsforbindelser og vekselstrømsforbindelser.

¹ Yderligere oplysninger om ENTSO-E-netregler: https://www.entsoe.eu/network_codes/



Figur 2 Europæiske synkronsystemer (ENTSO-E).

Den vestlige del af det danske transmissionsnet er forbundet til det kontinentaleuropæiske synkronsystem via vekselstrømsforbindelser. Forbindelsen til Tyskland består af fire vekselstrømsforbindelser, hvor den samlede eksportkapacitet er på 1.780 MW og importkapaciteten på 1.500 MW. I 2023 planlægges Tysklandsforbindelsen udbygget til i alt seks 400 kV forbindelser, hvormed overføringskapaciteten øges til 3.500 MW i begge retninger.

Derudover er den vestlige del af det danske transmissionsnet forbundet til Sverige og Norge via jævnstrømsforbindelser. Konti-Skan-forbindelsen til Sverige består af to HVDC-forbindelser med en samlet eksportkapacitet på 740 MW og en importkapacitet på 680 MW. Skagerrak-forbindelsen til Norge består af fire HVDC-forbindelser med en samlet overføringskapacitet på 1.700 MW i begge retninger.

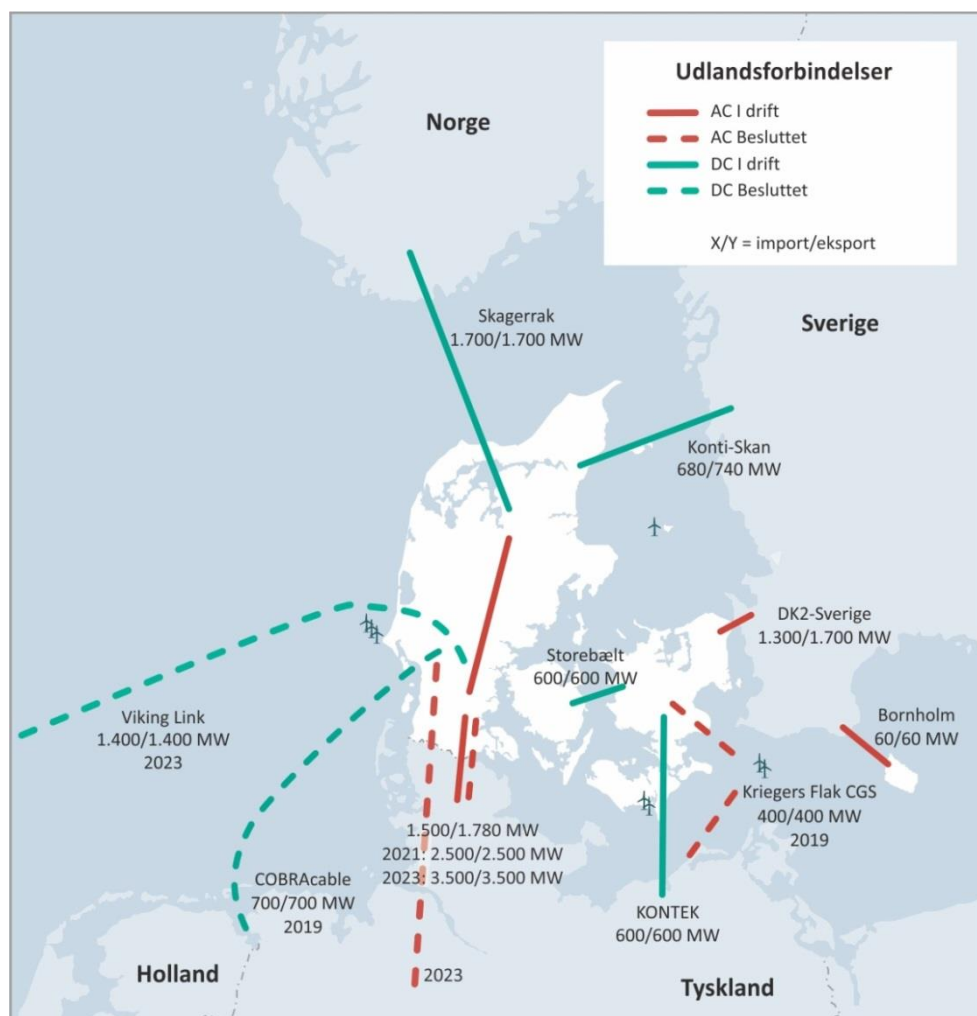
En 700 MW HVDC-forbindelse mellem Vestdanmark og Holland (COBRACable) er under etablering med planlagt idriftsættelse i 2019. Ligeledes planlægges Viking Link HVDC-forbindelsen mellem Vestdanmark og England på 1.400 MW at være i drift i 2023. Viking Link-projektet er beskrevet nærmere i kapitel 3.1.3.

Den østlige del af det danske transmissionsnet er forbundet med det synkrone nordiske system via vekselstrømsforbindelser. Øresundsforbindelsen mellem Sjælland og Sverige består af fire vekselstrømsforbindelser med en samlet eksportkapacitet på 1.700 MW og en importkapacitet på 1.300 MW.

Den østlige del af det danske transmissionsnet er forbundet med Tyskland via Kontek HVDC-forbindelsen, der har en overføringskapacitet på 600 MW. Derudover bliver Østdanmark og Tyskland forbundet via verdens første offshore transmissionsnet i forbindelse med nettilslutningen af havmølleparken Kriegers Flak. Den kombinerede nettilslutningsløsning (CGS) for Kriegers Flak havmølleparken har en overføringskapacitet på 400 MW i begge retninger og planlagt idriftsættelse i 2019. Forbindelsens eksport- og importkapacitet begrænses af den aktuelle elproduktion for Kriegers Flak havmølleparken.

Vest- og Østdanmark er indbyrdes forbundet af Storebælt HVDC-forbindelsen, der har en overføringskapacitet på 600 MW. Forbindelsen er naturligvis ikke en egentlig udlandsforbindelse, eftersom den forbinder to interne danske markedsområder, men drives den på samme måde og indgår i markedet på samme vilkår som udlandsforbindelser.

Danmark har den største overføringskapacitet via udlandsforbindelser i Europa set i forhold til det indenlandske elforbrug og har en betydelig energiudveksling med nabolandene. Disse udlandsforbindelser har stor indflydelse på samspillet mellem elproduktion og elforbrug i de forbundne elsystemer. Den elektriske sammenkobling med nabosystemer er afgørende for at kunne balancere et elsystem med en stor produktionsandel af vedvarende energi og bidrager desuden til at fremme et konkurrencedygtigt elmarked. Nuværende og fremtidige danske udlandsforbindelser er vist i Figur 3.



Figur 3 Nuværende og fremtidige udlandsforbindelser.

Det danske transmissionsnet består hovedsageligt af luftledninger og luftisolerede udendørs transformestationer. Anvendelsen af gasisolerede (GIS) transformestationer i transmissionsnettet er imidlertid steget de seneste år. På verdensplan anvendes kabler sjældent i forbindelse med transmissionsforbindelser på 400 kV spændingsniveauet og kun over korte afstande på grund af de afledte tekniske udfordringer forbundet hermed og de høje omkostninger, der skyldes krav om stor overføringskapacitet for de pågældende kabelforbindelser, som kræver installation af flere parallelle kabelsystemer.

Kabelanlæg drevet ved 132/150 kV spændingsniveauet medfører ikke de samme tekniske udfordringer og høje omkostninger, som det er tilfældet med 400 kV kabler, og har derfor været referenceteknologien for 132/150 kV spændingsniveauet gennem flere år i henhold til de nationale principper for etablering af transmissionsforbindelser. Kabelandelen for 132/150 kV transmissionsnettet udgør ca. halvdelen.

2.2 Energinets forpligtelser

Energinet er en selvstændig offentlig virksomhed og det lovbestemte systemansvarlige transmissionselskab (TSO) i Danmark.

Energinet har blandt andet følgende ansvarsområder:

- At drive et pålideligt og økonomisk effektivt transmissionsnet
- At planlægge og udvikle netinfrastrukturen, herunder udlandsforbindelser
- At fremme integrationen af vedvarende energi i Danmark
- At fremme markedsudviklingen

Udvikling af transmissionsnettet er en af Energinets centrale opgaver som TSO med ansvar for planlægning og drift af det overordnede elsystem i Danmark. Langsigtet planlægning og udvikling sikrer, at transmissionsnettet og elsystemet som helhed opfylder de krav, der er fastsat gennem nationale og internationale regulativer.

2.3 Energinets netudviklingsprocedure

Transmissionsnettet skal udbygges gennem en sammenhængende, langsigtet og reguleret udvikling, der opretholder forsynings sikkerheden og understøtter en optimal markedsfunktion. Derudover skal netudbygninger ske under hensyntagen til den fortsatte teknologiske udvikling, miljøforhold, herunder landskabelige hensyn samt samfundsøkonomi.

I forbindelse med den anvendte procedure for netudvikling vurderes transmissionsalternativer i forhold til en række centrale målsætninger, der skal opfyldes, uanset teknologi:

- At overholde retningslinjerne for systemdrift [2] og netdimensioneringskriterier [3]
- At tilvejebringe en miljømæssig acceptabel og omkostningseffektiv løsning
- At tilvejebringe den nødvendige overføringskapacitet
- At muliggøre fremtidige udbygninger af transmissionsnettet
- At muliggøre fremtidig nettilslutning af vedvarende energi

Netdimensioneringskriterierne er defineret og anvendt ved netplanlægningsprocessen til evaluering af transmissionsnettets egenskaber i forbindelse med forskellige driftsforstyrrelser, f.eks. en enkelt fejl i elnettet (N-1) eller en dobbelt fejl (N-1-1). Evalueringen af transmissionsnettets egenskaber og behovet for netudbygninger sker på baggrund af resultaterne af simulerede driftsscenerier, herunder forskellige forbrugs- og produktionsprofiler samt forskellige mønstre for udveksling af energi via udlandsforbindelserne.

Derudover skal elsystemets stabilitet kunne opretholdes og effektpendlinger dæmpes effektivt i forbindelse med alvorlige driftsforstyrrelser, f.eks. en trefaset kortslutning af en vigtig transmissionsforbindelse eller en trefaset kortslutning af en samleskinne i en transformerstation.

2.4 Operationelle retningslinjer

Driften af det forbundne kontinentaleuropæiske synkronsystem er baseret på princippet om, at hver TSO er ansvarlig for driften af eget system. I denne forbindelse anvendes *N-1-princippet* i forbindelse drifts- og planlægning blandt europæiske TSO'er, hvormed det sikres, at driftssikkerheden kan opretholdes, idet foruddefinerede driftsforstyrrelser i ét netområde ikke må kompromittere driftssikkerheden for det øvrige synkronsystem. *Normale* og *ekstraordinære* driftsforstyrrelser er defineret og indgår i driftsplanlægningen.

De operationelle retningslinjer omfatter f.eks. driftsprocedurer, der er vigtige for driften af det forbundne kontinentaleuropæiske synkronsystem.

2.4.1 Anvendelse af manuelle effektreserver

Energinet er forpligtet til at udbedre driftsforstyrrelser i det danske elsystem og genoprette sikker drift inden for et fastlagt tidsrum, herunder reetablering af den planlagte energiudveksling via udlandsforbindelserne. Et vigtigt håndtag i denne henseende er opretholdelse af de nødvendige effektreserver, der skal holdes på et tilstrækkeligt niveau for at sikre, at driftsforstyrrelser ikke medfører overskridelse af de driftsmæssige sikkerhedskriterier.

Dimensionerende hændelser er defineret som det største produktionsudfald eller udfald af effektindfødning fra HVDC-forbindelser, som elsystemet skal kunne modstå. I Vestdanmark er den dimensionerende hændelse et udfald af 700 MW.

De manuelle effektreserver er fordelt overalt i elsystemet. Energinet har begrænset viden om reservernes placering, når de aktiveres. Dermed kan der ikke antages at være specifikke manuelle effektreserver til rådighed til håndtering af netrelaterede driftsforstyrrelser. Energinet aktiverer derfor generelt kun reserver for at korrigere for produktionsudfald eller udfald af effektindfødning fra HVDC-forbindelser.

Energinet vurderer, at det er samfundsøkonomisk optimalt, at dimensionere transmissionsnettet således der sikres tilstrækkelig overføringskapacitet til at kunne håndtere eventuelle normale netrelaterede driftsforstyrrelser, uden at dette kræver ændring af den planlagte energiudveksling via udlandsforbindelserne eller elproduktionen. Derfor opretholder Energinet ikke manuelle effektreserver til at håndtere netrelaterede fejl, såsom udkobling af en transmissionsforbindelse. Kun i tilfælde af, at der opstår yderligere en fejl inden for den samme 24-timers "markedsperiode", vil det være nødvendigt at ændre den planlagte energiudveksling via udlandsforbindelserne i overensstemmelse med de driftsmæssige retningslinjer.

2.5 Netudviklingsplan

Energinets seneste netudviklingsplan, *RUS-plan 2017* [4], blev offentliggjort i 2017. RUS-planen er en overordnet og langsigtet udviklingsplan for transmissionsnettet, der beskriver og koordinerer reinvesterings-, udbygnings- og saneringsbehovet. Planen omfatter de næste 10 år og definerer den forventede langsigtede struktur for det danske transmissionsnet.

Energinets RUS-plan 2017 er udarbejdet i henhold til de nationale principper for etablering af transmissionsforbindelser. Ifølge de reviderede principper skal nye 400 kV transmissionsforbindelser bygges som luftledninger med mulighed for partiel kabellægning samt kabellægning af 132/150 kV luftledninger i nærheden af nye 400 kV luftledninger.

Nye 132/150 kV transmissionsforbindelser skal etableres med kabler. De reviderede principper fastsætter derudover, at kabelhandlingsplanen fra 2009 [5] ikke længere gælder. Der er dog stadig, i et vist omfang, mulighed for kabellægning af 132/150 kV luftledninger i udvalgte byområder og naturområder.

2.6 Energipolitisk aftale 2018 og nye planlægningsforudsætninger

Folketinget indgik i juni 2018 en energipolitik aftale [6], der definerer langsigtede energipolitiske initiativer. Aftalen indeholder en forpligtelse til at udbyde og idriftsætte tre nye havmølleparker med en samlet kapacitet på 2.400 MW og yderligere investeringer i vind- og solenergi på land.

Energistyrelsen har udarbejdet et nyt sæt planlægningsforudsætninger, der udmønter de langsigtede energipolitiske ambitioner. På tidspunktet for udarbejdelsen af denne rapport er de nye planlægningsforudsætninger ikke færdigbehandlet. Sammenlignet med planlægningsforudsætningerne fra 2017 adskiller de nye planlægningsforudsætninger sig primært i forhold til den forventede mængde og sammensætning af den fremtidige vedvarende energiproduktion.

Vedvarende energi har i de senere år haft en betydelig indvirkning på behovet for forstærkning af det danske transmissionsnet. Det blev således besluttet at anvende de opdaterede planlægningsforudsætninger som grundlag for analysen af det fremtidige behov for forstærkning af transmissionsnettet.

2.6.1 Ændringer i forhold til 2017-planlægningsforudsætningerne

Sammenlignet med de eksisterende 2017-planlægningsforudsætninger, forudsættes der med den nye energipolitiske aftale og de reviderede 2018-planlægningsforudsætninger følgende ændringer med hensyn til den fremtidige udvikling af vedvarende energi.

Ændring i havmølleparkers produktionskapacitet:

Havvind [MW]	2018	2024	2028	2031	2040
2017-forudsætninger	1.142	2.149	2.589	3.023	4.007
2018-forudsætninger	1.142	2.149	2.789	4.023	7.307
Forskellen mellem 2017- og 2018-forudsætninger	0	0	200	1.000	3.300

Ændring i land- og kystnære vindmøllers produktionskapacitet:

Land- og kystnær vindkraft [MW]	2018	2024	2028	2031	2040
2017-forudsætninger	4.252	6.403	6.235	6.071	6.687
2018-forudsætninger	4.295	5.498	5.608	5.560	5.528
Forskellen mellem 2017- og 2018-forudsætninger	43	-905	-627	-511	-1.159

Ændring i solcellers produktionskapacitet:

Solceller [MW]	2018	2024	2028	2031	2040
2017-forudsætninger	915	1.103	1.468	2.103	6.050
2018-forudsætninger	1.040	1.660	2.397	3.257	7.374
Forskellen mellem 2017- og 2018-forudsætninger	125	557	929	1.154	1.324

Samlet ændring i vedvarende energikilders produktionskapacitet:

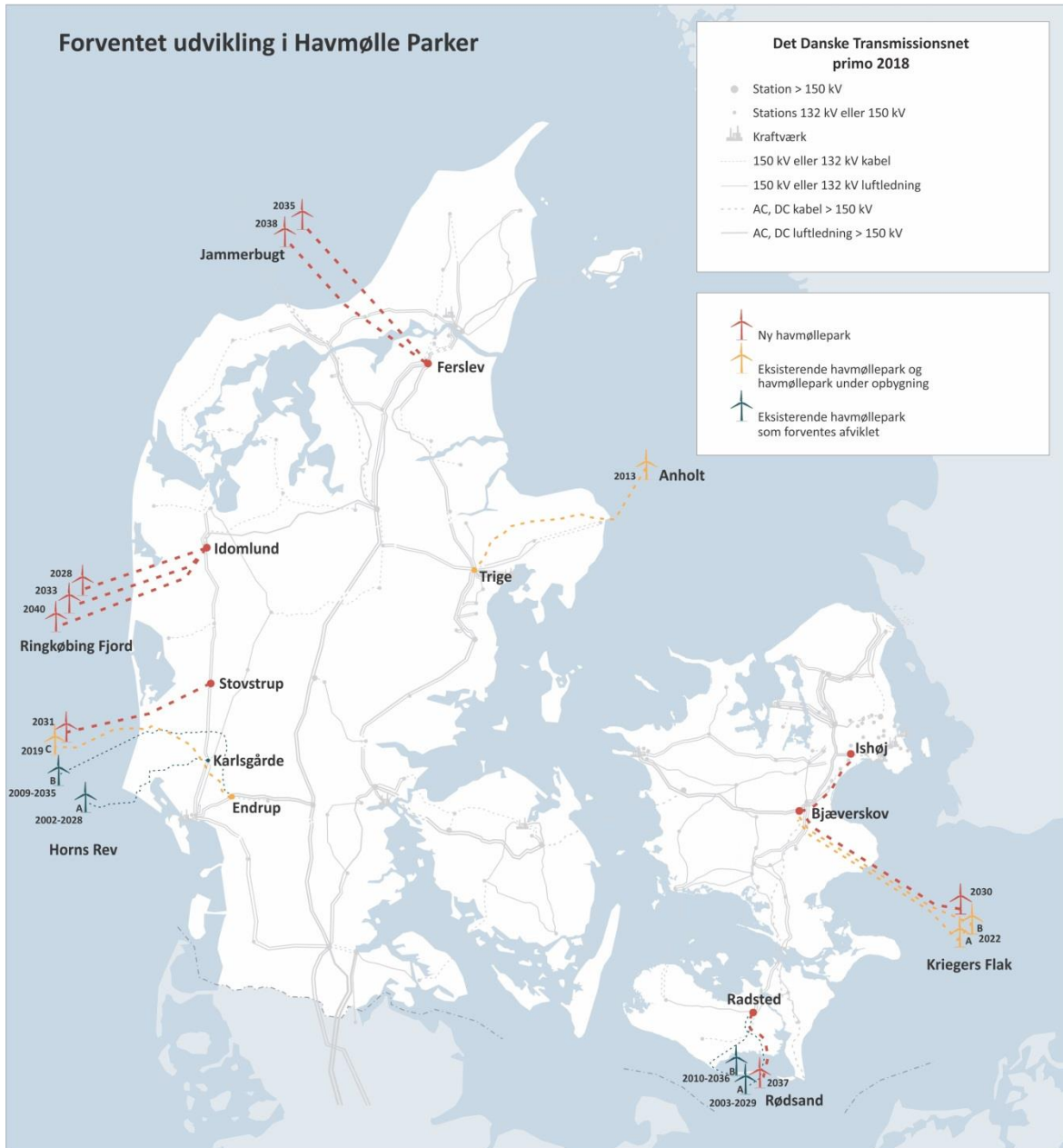
El fra vedvarende energikilder i alt [MW]	2018	2024	2028	2031	2040
2017-forudsætninger	6.309	9.655	10.292	11.197	16.744
2018-forudsætninger	6.477	9.307	10.794	12.840	20.209
Forskellen mellem 2017- og 2018-forudsætninger	168	-348	502	1.643	3.465

De nye planlægningsforudsætninger viser generelt en betydelig stigning i installeret produktionskapacitet for vedvarende energikilder i forhold til 2017-planlægningsforudsætningerne.

De følgende afsnit beskriver Energinets forventninger i forhold til de kommende havmølleparkers nettilslutningspunkter.

2.6.2 Havmølleparker i planlægningsforudsætningerne

Det antages, at der skal installeres en betydelig produktionskapacitet i form af havmølleparker langs den jyske vestkyst. Forventede placeringer og nettilslutningspunkter for de enkelte havmølleparker er vist Figur 4.



Figur 4 Forventede placeringer og nettilslutningspunkter for fremtidige havmølleparker.

2.6.2.1 Eksisterende havmølleparker og forventet skrotningsår

De fire ældste havmølleparker i Danmark blev idriftsat i det første årti af det nye årtusinde og er alle tilsluttet transmissionsnettet på 132 kV eller 150 kV niveau, hvor dette har været tilstrækkeligt på grund af havmølleparkerens begrænsede produktionskapacitet. Disse fire havmølleparker forventes at blive skrottet efter koncessionsaftalens udløb, typisk efter 25 år.

Offshoreplacering	Kapacitet [MW]	Idriftsættelsesår	Forudsat år for skrotning	Nettilslutningspunkt
Horns Rev A	160	2002	2028	Karlsgårde
Rødsand A	166	2003	2029	Radsted
Horns Rev B	209	2009	2035	Endrup
Rødsand B	207	2010	2036	Radsted
Anholt	400	2013	-	Trige
I alt	1.142			

2.6.2.2 Havmølleparker under opførelse

To havmølleparker er under opførelse og vil blive tilsluttet til 400 kV transmissionsnettet med 220 kV ilandsføringsanlæg bestående af kabler og 400/220 kV transformere ved nettilslutningspunkterne på land. Disse havmølleparker forventes at være i drift frem mod 2040.

Offshoreplacering	Kapacitet [MW]	Idriftsættelsesår	Forudsat år for skrotning	Nettilslutningspunkt
Horns Rev C	407	2019	-	Endrup
Kriegers Flak A+B	600	2022	-	Bjæverskov og Ishøj
I alt	1.007			

2.6.2.3 Nye havmølleparker

Det forventes, at der er tilsluttet i alt ca. 6.000 MW havvind frem mod 2040. Placeringen af fremtidige havmølleparker og deres nettilslutningspunkter på land er ikke afgjort på tidspunktet for udarbejdelsen af denne rapport. Dermed repræsenterer nedenstående placeringer, idriftsættelsesår og nettilslutningspunkter kun kvalificerede vurderinger.

Offshoreplacering	Kapacitet [MW]	Idriftsættelsesår	Forudsat år for skrotning	Forventet nettilslutningspunkt
Ringkøbing A	800	2028	-	Idomlund
Kriegers Flak C	600	2030	-	Bjæverskov + Ishøj
Horns Rev D	800	2031	-	Stovstrup
Ringkøbing B	1.000	2033	-	Idomlund
Jammerbugt A	1.000	2035	-	Ferslev
Rødsand C	400	2037	-	Radsted
Jammerbugt B	800	2038	-	Ferslev
Ringkøbing C	500	2040	-	Idomlund
I alt	5.900			

3. Baggrunden for projektet

I dette kapitel præsenteres baggrunden for de to godkendte netudbygningsprojekter i Vest- og Sønderjylland i detaljer. Det er vigtigt at forstå de to transmissionsforbindelsers formål og kravene hertil, samt Viking Links indflydelse på behovet for udbygning af transmissionsnettet. Derudover diskuteres det anvendte spændingsniveau for de aktuelle transmissionsforbindelser set i lyset af det fremtidige behov for netudbygninger.

3.1 Nødvendige netudbygninger i Vestjylland

Med en hidtil uset mængde installeret produktionskapacitet i form af vedvarende energi, og mere på vej i henhold til de reviderede planlægningsforudsætninger, kombineret med tilgangen af nye udlandsforbindelser, er det nødvendigt at udbygge transmissionsnettet.

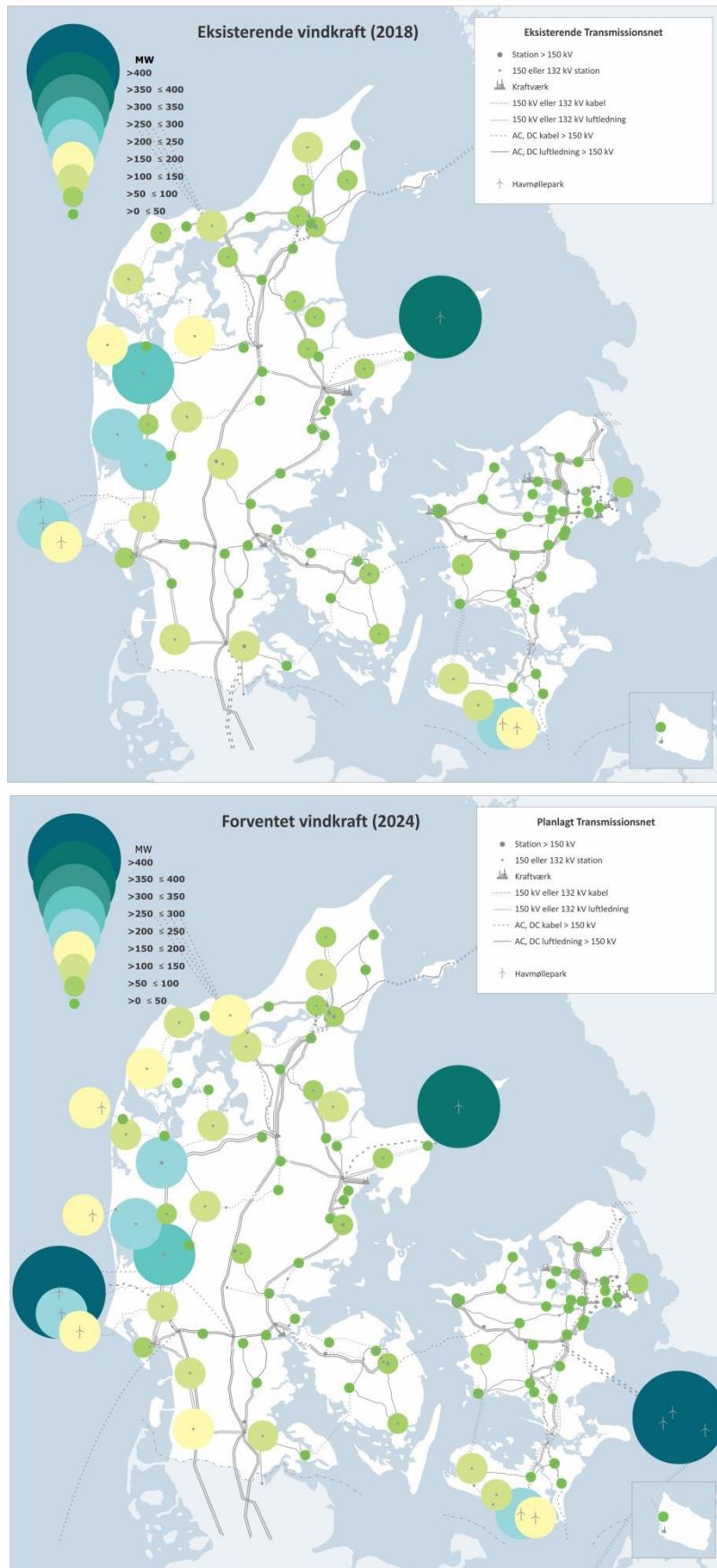
Det vstdanske transmissionsnet drives som et formasket 150 kV- og 400 kV net. Tidligere blev overførslen af energi varetaget af 150 kV transmissionsnettet, men efterhånden som energioverførslen antog et niveau, hvor der krævedes mere overføringskapacitet, blev 400 kV spændingsniveauet indført i slutningen af 1970'erne. 400 kV nettet har i dag overtaget den overordnede transport af energi, mens 150 kV nettet fungerer som lokal transmission og, i et vist omfang, som begrænset reserve i tilfælde af udfald af 400 kV nettet.

Historisk set er transmissionsnettet dimensioneret til at servicere det regionale elforbrug. I takt med udviklingen af den vedvarende energiproduktion samt den stigende energiudveksling mellem regionerne og via udlandsforbindelserne, skal netudviklingen tage højde for de øgede krav til overføringskapacitet, som dette indebærer.

Vindkraftanlæg på land blev først indført i Danmark i 1970'erne, men accelererede i de følgende årtier og kulminerede i 2000 med en årlig vækst på mere end 600 MW. Herefter har udviklingen af vindkraftudbygningen på land været mere moderat på grund af ændringer i den førte energipolitik. Havmølleparker blev indført i det første årti af det nye årtusinde ved Horns Rev og Rødsand. Der er planer om at etablere flere havmølleparker i Vestdanmark, hvor disse parkers nettislutningsforhold får stor indflydelse på transmissionsnettets fremtidige udvikling.

På grund af de gunstige vindforhold i Nordvestjylland er udbredelsen af vindkraft betydeligt større i disse områder end i resten af Danmark. Dette fremgår tydeligt af Figur 5, hvor vindkraftanlæggenes nuværende og forventede placeringer og installerede (akkumulerede) kapacitet er angivet for henholdsvis 2018 og 2024.

Vedvarende energi genereres kun sjældent dér, hvor den rent faktisk forbruges. Den relativt lave befolkningstæthed og, som følge deraf, det forholdsvist begrænsede forbrug af elektrisk energi i Vestjylland, opstår der et betydeligt regionalt overskud af elektrisk energi i perioder med stor vindkraftproduktion og lavt elforbrug. Derfor transmitteres der stadig mere elektrisk energi over lange afstande til de større forbrugsområder eller til udlandet.



Figur 5 Placeringer og installerede kapaciteter (akkumuleret) for vindkraft.

Elforbruget og dets sammensætning ændres frem til 2030, især afhængigt af det forventede elforbrug for store forbrugere såsom datacentre og specifikke initiativer vedrørende elektrificering af fjernvarme- og transportsektoren. Derudover ombygges eller skrottes flere konventionelle kraftværker i byområder i løbet af de næste 10 år.

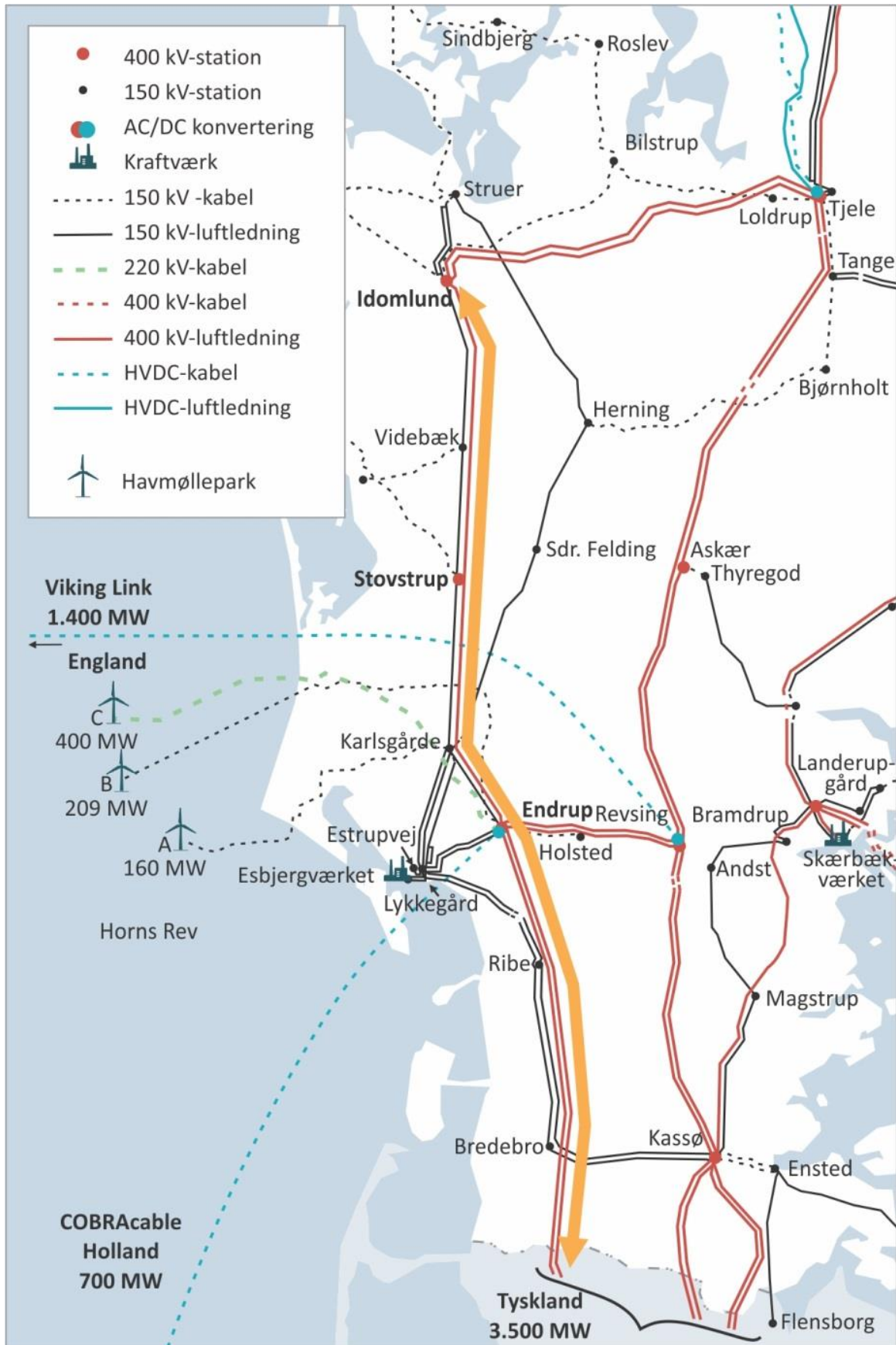
Disse ændringer af det overordnede elsystem medfører øgede krav til transmissionsnettets overføringskapacitet, der vil spille en afgørende rolle i forbindelse med den igangværende grønne omstilling af energisektoren i Danmark.

For at opnå den nødvendige funktionalitet og forsyningssikkerhed, der kræves af transmissionsnettet, skal driftssikkerheden kunne opretholdes ved udfald af en vilkårlig netkomponent som defineret med *N-1-princippet*.

Konsekvenserne af fremtidens energiscenarier i henhold til Energinets fremskrivninger og de opdaterede planlægningsforudsætninger er undersøgt ved anvendelse af simuleringmodeller indeholdende det samlede transmissionsnet. Disse analyser har identificeret utilstrækkelig overføringskapacitet i flere regioner og dermed behov for udbygning af transmissionsnettet over de næste 10 år, herunder de allerede planlagte udbygninger af det danske transmissionsnet frem til 2040. De nødvendige forstærkninger af transmissionsnettet i Vest- og Sønderjylland har gennem flere år været et hovedtema i Energinets årlige netudviklingsplan.

De pågældende undersøgelser har således vist, at overføringskapaciteten for det eksisterende 150 kV transmissionsnet i Vestjylland ikke er tilstrækkelig for kunne håndtere den forventede udvikling i produktionen af vedvarende energi i regionen.

De forventede strækninger for de nødvendige netudbygninger i Vest- og Sønderjylland er vist i Figur 6.



Figur 6 Forventede strækninger for de nødvendige netudbygninger i Vest- og Sønderjylland.

Som beskrevet i de respektive business cases for de igangværende netudbygningsprojekter i Vest- og Sønderjylland er der konstateret et behov for forstærkning af transmissionsnettet på strækningen Endrup-Idomlund. Ligeledes kræver etableringen af Viking Link og bestræbelserne om forbedret markedsintegration mellem Nordtyskland og Jylland etablering af en transmissionsforbindelse mellem de vestlige dele af 400 kV transmissionsnettene i Tyskland og Jylland. Disse netudbygninger og Viking Link er beskrevet i de følgende afsnit.

3.1.1 Endrup-Idomlund

På grund af den eksisterende produktion af vedvarende energi på land i Vest- og Nordjylland og etableringen af kystnære vindmølleparker i det samme område, udnyttes overføringskapaciteten i 150 kV transmissionsnettet fuldt ud, indtil de nødvendige netudbygninger er gennemført. I den daglige drift af transmissionsnettet kan dette medføre behov for nedregulering (begrænsning) af produktionen af vedvarende energi. I betragtning af den seneste energipolitiske aftale forventes der en tilvækst i produktionskapaciteten for vedvarende energi, hvilket kun vil forværre situationen yderligere inden for de næste par år. Netforstærkninger er derfor nødvendige for at fremme integrationen af ny produktionskapacitet tilsluttet transformerstationerne på strækningen fra Endrup til Idomlund.

I betragtning af de betydelige vindressourcer i regionen, og dermed potentialet for vedvarende energi, forventes et yderligere behov for udbygning af transmissionsnettet inden for en 2030-tidsramme. Tidspunktet for eventuelle yderligere netudbygninger afhænger af en række forhold, herunder den hastighed, hvormed produktionen af vedvarende energi udvikles i regionen.

3.1.2 Endrup-Klixbüll

For at imødekomme den øgede efterspørgsel på udveksling af energi mellem Danmark og Tyskland skal overføringskapaciteten i de eksisterende transmissionsnet i Slesvig-Holsten-regionen og Sønderjylland forøges.

Aftalen med den tyske TSO, TenneT TSO GmbH, forudsætter, at denne fælles netudbygning skal forøge handelskapaciteten mellem Tyskland og Jylland fra 2.500 MW til 3.500 MW. Det er aftalt, at denne udvidelse som udgangspunkt skal etableres som en luftledningsforbindelse bestående af to 400 kV systemer, hver med en overføringskapacitet på mindst 3.600 A.

Den danske del af forbindelsen vil blive tilsluttet det tyske 400 kV transmissionsnet ved den dansk-tyske grænse. Den tyske del af forbindelsen vil blive tilsluttet en transformerstation i nærheden af Klixbüll, ca. 16 km syd for den dansk-tyske grænse. 400 kV forbindelsen mellem Endrup og Klixbüll er en del af et større 400 kV netudbygningsprojekt i Nordtyskland, der omfatter etablering af ca. 140 km luftledning på en strækning mellem Brunsbüttel og den dansk-tyske grænse.

Endrup-Klixbüll-forbindelsen er en forudsætning for etablering af Viking Link-forbindelsen på 1.400 MW. Endrup-Klixbüll muliggør en forøget energiudvekslingen over grænsen i de første par minutter efter en driftsforstyrrelse. Dette vil muliggøre en mere effektiv udnyttelse af produktionskapaciteten i Danmark og Tyskland således der ikke kræves øgede effektreserver for at kunne håndtere et udfald af Viking Link.

Som tidligere beskrevet er det aftalt mellem TenneT TSO GmbH og Energinet, at Endrup-Klixbüll-forbindelsen skal bygges som en 400 kV forbindelse. Derfor vurderes 150 kV og 220 kV transmissionsalternativer ikke som værende relevante for Endrup-Klixbüll-forbindelsen.

3.1.3 Viking Link

National Grid Viking Link Limited (NGVL) og Energinet har foreslået en ny HVDC-forbindelse mellem Storbritannien og Danmark, kaldet Viking Link, der forbinder det danske og engelske transmissionsnet.

Viking Link vil muliggøre en mere effektiv udnyttelse af vedvarende energi, adgang til bæredygtig elproduktion og øget elforsyningsikkerhed. Dette vil således gavne Danmark og Storbritannien samt Europa som helhed.

Viking Link er en 1.400 MW HVDC-forbindelse, der tilsluttes transmissionsnettet ved Bicker Fen i Lincolnshire i England og Revsing i Sønderjylland. Forbindelsen vil passere både hollandsk og tysk territorialfarvand. Viking Link vil have en samlet længde på ca. 760 km og planlægges at være i drift i 2023.

Viking Link er i overensstemmelse med Europa-Kommissionens målsætning om et integreret energimarked med hensyn til både energipriser og forsyningsikkerhed.

3.2 Overvejelser vedrørende spændingsniveau for transmissionsforbindelser

I forbindelse med gennemgangen af mulige transmissionsalternativer til den nødvendige forstærkning af transmissionsnettet i Vestjylland, er der blevet evalueret forskellige tekniske løsninger. For nuværende driver Energinet transmissionsnettet i Jylland og på Fyn på tre spændingsniveauer: 400 kV, 220 kV og 150 kV. Vekselstrømsteknologier blev derfor undersøgt for disse spændingsniveauer, herunder mulighederne for anvendelse af 150 kV- og 220 kV kabler. Disse løsninger beskrives i de følgende afsnit.

Disse transmissionsalternativer er undersøgt samt vurderet og sammenholdt med Energinets netplanlægningskriterier som beskrevet i afsnit 2.3 og gentaget herunder:

- At overholde retningslinjerne for systemdrift og netdimensioneringskriterier
- At tilvejebringe en miljømæssig acceptabel og omkostningseffektiv løsning
- At tilvejebringe den nødvendige overføringskapacitet
- At muliggøre fremtidige udbygninger af transmissionsnettet
- At muliggøre fremtidig nettilslutning af vedvarende energi

Hvert transmissionsalternativ skal derfor være tilstrækkelig robust til at kunne integreres i det eksisterende 400 kV transmissionsnet samt understøtte forskellige scenarier for den fremtidige udvikling af transmissionsnettet. Funktionaliteten for hvert alternativ, som omfatter pålidelighed og fleksibilitet med hensyn til overholdelse af de driftsmæssige krav vægtes ligeligt.

3.2.1 Netudbygning på 150 kV niveau

I business casen for Endrup-Idomlund-projektet blev der undersøgt en løsning omfattende tre 150 kV kabelsystemer mellem Endrup og Idomlund [7]. Her blev det konkluderet, at i betragtning af flere vindkraftanlæg under opførelse og potentialet for yderligere udbygning med vedvarende energi i regionen, ville 150 kV løsningen ikke være tilstrækkelig på grund af dens begrænsede overføringskapacitet.

Forstærkning af transmissionsnettet i Vestjylland med 150 kV kabler vil kræve etablering af et betydeligt antal kabelsystemer, ikke kun på strækningen mellem Endrup og Idomlund, men også i andre dele af transmissionsnettet. I denne forbindelse skal det bemærkes, at overføringskapaciteten for et enkelt 400 kV luftledningssystem svarer til fem til otte parallelle 150 kV kabelsystemer (afhængigt af den anvendte kabeltype).

En løsning baseret på 150 kV kabler vil kræve udvikling og etablering af en ny topologi for 150 kV transmissionsnettet i Vestdanmark for at kunne håndtere det fremtidige overføringsbehov i det resterende transmissionsnet. Derudover vurderes en 150 kV kabelbaseret løsning ikke som værende tilstrækkelig robust i forhold til det fremtidige overføringsbehov, hvor ændringer af de nuværende planlægningsforudsætninger i relation til udvikling i elforbrug og produktion vil kræve etablering af yderligere 150 kV kabelsystemer og dermed en afledt meromkostning.

Etablering af paralleldrift af et formasket 150 kV kabelnet og resten af 400 kV transmissionsnettet vil medføre en uacceptabel driftskompleksitet i forhold til regulering af effektfordelingen mellem spændingsniveauerne, herunder risikoen for driftsmæssige begrænsninger.

Som en forudsætning skal alle transmissionsalternativer kunne gennemføres inden for Viking Link-projektets tidsplan, der skal idriftsættes i 2023. Derfor vurderes en løsning baseret på 150 kV kabler ikke som værende en hensigtsmæssig og langsigtet løsning, og undersøges derfor ikke yderligere i denne rapport.

3.2.2 Netudbygning på 220 kV niveau

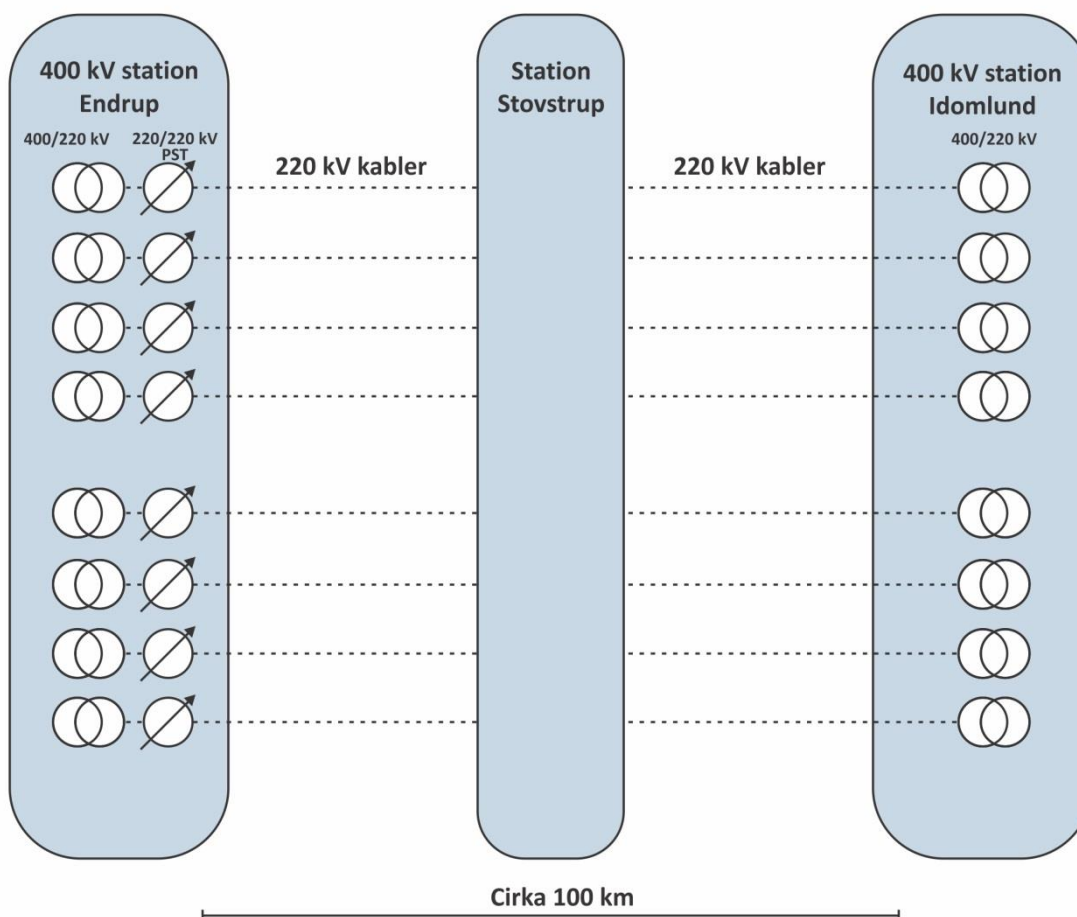
Et enkelt 220 kV kabelsystem kan overføre 400-500 MW. Etableres et integreret 220 kV kabelnet på strækningen mellem Endrup og Idomlund, skal der etableres en 400/220 kV transformere i begge ender for hvert kabelsystem for at kunne forbinde kabelanlægget med det eksisterende 400 kV net. Derudover skal der installeres 220/150 kV transformere i station Stovstrup for at kunne forbinde 220 kV kabelnettet med det eksisterende 150 kV transmissionsnet i Vestjylland.

Indførelsen af 220 kV spændingsniveauet i form af et integreret 220 kV net i Vestjylland vil, alt taget i betragtning, øge transmissionsnettets kompleksitet unødigt og øge investeringsomkostningerne.

På grund af forskelle i de elektriske impedanser mellem de parallelle forbindelser bestående af det eksisterende 400 kV transmissionsnet og de beskrevne 220 kV kabelsystemer mellem Endrup og Idomlund, skal effektfordelingen reguleres ved hjælp af tværspændingstransformere (PST) installeret i serie med 400/220 kV transformeren i den ene ende af hvert kabelsystem.

Som følge af 220 kV kablernes lavere overføringskapacitet (400-500 MW) skal der anvendes fire til fem 220 kV kabelsystemer for at opnå samme overføringskapacitet for et enkelt 400 kV luftledningssystem. Derfor skal der bruges op til 10 parallelle 220 kV kabelsystemer og tilhørende 400/220 kV transformere og tværspændings-transformere for at opfylde transmissionsnettets langsigtede overføringsbehov i Vestjylland. Til sammenligning opfylder 400 kV løsningsforslaget det samme overføringsbehov uden behov for yderligere

transformatorer (bortset fra behovet for etablering af yderligere 400/150 kV transformering). Den overordnede opbygning af den beskrevne 220 kV løsning er vist i Figur 7.



Figur 7 Opbygning af 220 kV kabelsystemer som erstatning for et dobbeltsystem med 400 kV luftledninger.

Etablering af paralleldrift mellem et integreret 220 kV kabelnet og resten af 400 kV transmissionsnettet vil medføre en uacceptabel driftsmæssig kompleksitet i forhold til regulering af effektfordelingen mellem spændingsniveauerne, herunder risikoen for driftsmæssige begrænsninger. Et omfattende 220 kV kabelnet vil medføre tekniske udfordringer som dem, der ses ved større 400 kV kabelprojekter, herunder udfordringer i relation til spændingskvalitet og spændingssætning af komponenter. Endelig mangler et formasket 220 kV kabelnet den nødvendige robusthed, der kræves af hensyn til den fremtidige udvikling af energisystemet.

Den beskrevne 220 kV kabelløsning vurderes hverken som værende teknisk mulig, tilstrækkeligt robust eller realiserbar inden for den fastlagte tidshorisont, og undersøges derfor ikke yderligere i denne rapport.

Det skal bemærkes, at 220 kV spændingsniveauet er under udfasning i Nordtyskland, idet et større antal eksisterende 220 kV transmissionsforbindelser opgraderes til 400 kV niveauet for at imødekøbe det fremtidige behov for overføringskapacitet i transmissionsnettet. Derudover opgraderes de eksisterende 220 kV forbindelser mellem Tyskland og Danmark til 400 kV for at imødekøbe den øgede efterspørgsel på energiudveksling mellem Danmark og Tyskland. 220 kV spændingsniveauet betragtes derfor ikke som en del af det fremtidige danske transmissionsnet på grund af dets begrænsede overføringskapacitet og manglende robusthed. 220 kV spændingsniveauet anses dog fortsat som værende velegnet for ilandføringsanlæg for fremtidige havmølleparker.

3.2.3 Netudbygning på 400 kV niveau

Udbygning af transmissionsnettet med 400 kV transmissionsforbindelser vil muliggøre nettilslutning af de forventede havmølleparker ved Ringkøbing og Horns Rev og tilsvarende muliggøre nettilslutning af andre former for vedvarende energi, f.eks. større solcelleanlæg eller større elforbrugende enheder i regionen.

Det er derfor vigtigt at understrege, at Energinet i forbindelse med beslutningsprocessen vedrørende netudbygning ikke kun skal tage højde for de specifikke krav til det aktuelle projekt (i dette tilfælde de nuværende vest- og sønderjyske projekter), men også for de mere omfattende systemkrav med henblik på at opnå et robust, økonomisk, funktionsdygtigt og miljøvenligt system.

Baseret på gennemgangen af de enkelte transmissionsalternativer vurderes 400 kV løsningen stadig som værende det mest effektive alternativ på grund af den indbyggede robusthed og muligheden for integration med det eksisterende transmissionsnet, uden behov for at indføre yderligere avancerede systemer til styring og regulering af effektfordelingen i det overordnede transmissionsnet.

Eftersom 400 kV løsninger opbygget med luftledninger og kabler opfylder de i afsnit 2.3 beskrevne netdimensioneringskriterier, og set i lyset af begrænsningerne forbundet med 150 kV og 220 kV transmissionsalternativerne, undersøges kun 400 kV vekselstrøms- og jævnstrømsalternativerne nærmere i denne rapport.

I afsnit 3.3 redegøres for fremtidige netudbygninger. Formålet med afsnittet er at beskrive behovet for fremtidige udbygninger af det danske transmissionsnet.

3.3 Fremtidige udbygninger

Det er undersøgt, hvordan de nye planlægningsforudsætninger påvirker den i RUS-plan 2017 præsenterede struktur for det fremtidige transmissionsnet i Danmark. De undersøgte driftsscenerier indeholder en række driftsmæssige forudsætninger, herunder variationer i produktionsbidraget fra vedvarende energikilder kombineret med forskellige niveauer for elforbruget samt forskellige mønstre for energiudveksling via udlandsforbindelserne.

Transmissionsnettets tilstrækkelighed er undersøgt i henhold til Energinets netplanlægningskriterier og de foruddefinerede driftsscenerier.

Der er fortaget netundersøgelser for følgende år:

- 2024 (inklusive Viking Link samt 400 kV forbindelserne Endrup-Klixbüll og Endrup-Idomlund og ingen nye havmølleparker)
- 2028 (inklusive den første nye havmøllepark ved Ringkøbing Fjord nettilsluttet i Idomlund)
- 2031 (inklusive den anden nye havmøllepark ved Horns Rev nettilsluttet i Stovstrup)
- 2040 (inklusive alle nye havmølleparker i henhold til afsnit 2.6.2.3)

Foruden de allerede identificerede behov for udbygning af 400 kV nettet i Vest- og Sønderjylland kræves følgende yderligere 400 kV transmissionsforbindelser (i henhold til RUS-plan 2017) for at imødekomme det fremtidige overføringsbehov afledt af de nye planlægningsforudsætninger:

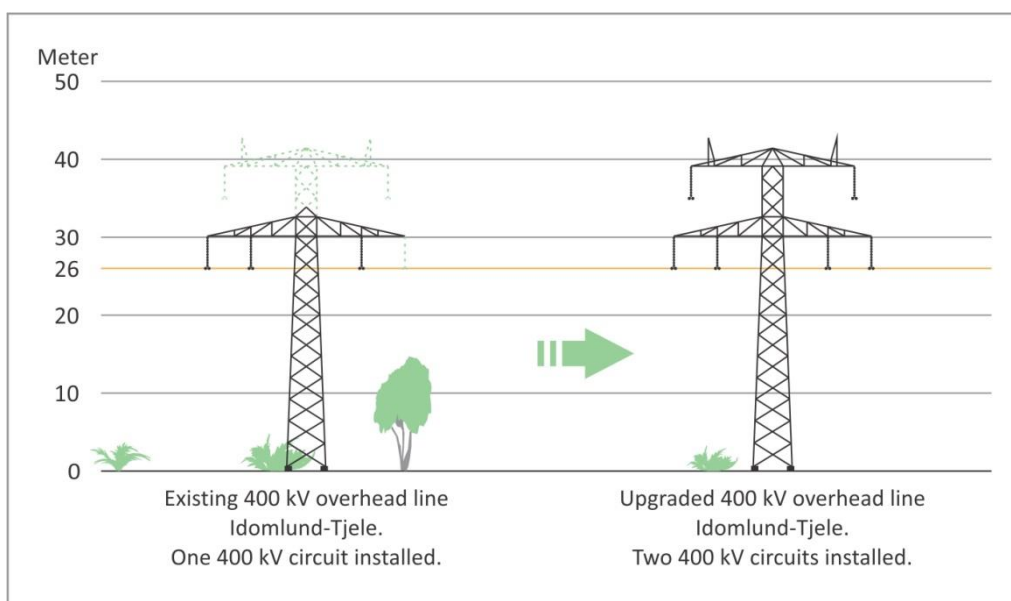
1. 400 kV Idomlund-Tjele (system 2) for at muliggøre den forventede udvikling i vedvarende energi (vindkraft og solceller) i Vestjylland
2. 400 kV Endrup-Idomlund (system 2) for at muliggøre den forventede udvikling i vedvarende energi (vindkraft og solceller) i Vestjylland
3. 400 kV Ferslev-Tjele for at muliggøre den forventede udvikling i vedvarende energi (vindkraft og solceller) i Nordjylland
4. 400 kV Ferslev-Vester Hassing for at muliggøre den forventede udvikling i vedvarende energi (vindkraft og solceller)
5. 400 kV Landerupgård-Revsing for at fremme elmarkedet og sikre forsyningen til Østjylland og Fyn
6. 400 kV Hovegård-Ishøj for at muliggøre den nye vindmøllepark på Kriegers Flak
7. 400 kV Hovegård-Bellahøj af hensyn til forsyningssikkerheden i Københavnsområdet
8. 400 kV Hovegård-Bjæverskov til generel forstærkning af 400 kV transmissionsnettet

I Figur 8 er de nødvendige 400 kV netudbygninger fremhævet, hvor den aktuelle forbindelse mellem Endrup og Idomlund er angivet med grønt (ID2), og gult angiver øvrige netudbygningsbehov.



Figur 8 Nødvendige udbygninger af 400 kV transmissionsnettet (tallene henviser til ovenstående punktopstilling).

På listen over nødvendige udbygninger af 400 kV nettet indgår etablering af endnu et 400 kV system for den eksisterende 400 kV luftledningsforbindelse mellem transformestationerne ved Idomlund og Tjele (ID 1). Dette yderligere 400 kV system forbinder effektivt den vestlige del af transmissionsnettet med den eksisterende 400 kV "rygrad" i Jylland, således at der etableres en redundant (N-1-sikker) forsyning af 400 kV transformestationen ved Idomlund, hvilket er en forudsætning for nettilslutning af den påtænkte Ringkøbing 1-havmøllepark (800 MW). Etableringen af dette yderligere 400 kV system planlægges realiseret ved ombygning af de eksisterende 400 kV Donau-master anvendt for luftledningsforbindelsen mellem Idomlund og Tjele, hvor mastetyper er forberedt til formålet og dermed muliggør anvendelse af det eksisterende tracé som vist i Figur 9.



Figur 9 Foreslået ombygning af eksisterende 400 kV Donau-master.

Analysen viser også, at der er behov for yderligere overføringskapacitet i Vestjylland som følge af nettilslutning af fremtidige havmølleparker ved Ringkøbing og Horns Rev. Den nødvendige overføringskapacitet etableres i form af yderligere et 400 kV system mellem transformestationerne ved Endrup og Idomlund (ID 2). Denne udbygning skal være gennemført inden 2030.

Tilslutningen af store havmølleparker vil medføre en betydelig effektindfødning i nettilslutningspunkterne og i det omkringliggende transmissionsnet. En konkret og langsigtet strategisk udviklingsplan for udbygningen med fremtidige havmølleparker i Danmark vil sikre en tilsvarende udvikling af transmissionsnettet, og dermed fremmer en rettidig koordinering og idriftsættelse af nødvendige netudbygninger i forhold til idriftsættelsen af de respektive havmølleparker.

Havmølleparker med en kapacitet på 600-800 MW vil kræve, at placeringen af disse anlæg skal fastlægges i henhold til en langsigtet udviklingsplan for at sikre, at transmissionsnettet udvikles i overensstemmelse hermed, for så vidt angår rettidighed, robusthed og omkostningseffektivitet. Uden en sådan plan vil der kunne opstå betydelige meromkostninger, såfremt der træffes et suboptimalt valg af ikke-robuste løsninger for kommende udbygning af transmissionsnettet.

De specifikke behov for overføringskapacitet samt det optimale tidspunkt for idriftsættelse af disse fremtidige 400 kV forbindelser vil blive analyseret nærmere i forbindelse med den kommende RUS-plan 2018.

3.4 Sammen drag

For at imødekomme det fremtidige behov for overføringskapacitet, som muliggør opfyldelse af de danske energipolitiske målsætninger og forpligtelser omkring produktion og anvendelse af vedvarende energi, er det nødvendigt at udbygge transmissionsnettet i Vest- og Sønderjylland. Hovedformålet med de to projekter er at muliggøre nettilslutning af fremtidig vedvarende energi i Vestjylland og gøre det muligt at integrere Viking Link HVDC-forbindelsen med en overføringskapacitet på 1.400 MW. Netudbygningerne vil også indgå som vigtige og integrerede dele af transmissionsnettet, der er nødvendige for at overføre vedvarende energi samt imødekomme elforbrugernes langsigtede behov, herunder sikring af forsyningen til store datacentre, der i øjeblikket er under udvikling i regionen.

Som tidligere beskrevet vil gennemførelsen af den nationale energipolitik medføre en massiv udbygning med vedvarende energi, hvor hovedparten forventes at komme fra havmølleparker. Den forventede udbygning med vedvarende energi i Danmark er dog behæftet med betydelig usikkerhed, der medfører en række udfordringer i relation til rettidig udbygning af transmissionsnettet. En særlig udfordring er nettilslutningen af fremtidige havmølleparker, hvor valget af parkernes placering og produktionskapacitet har betydelig indflydelse på kapacitetsbehovet i transmissionsnettet.

Baseret på de allerede identificerede og forventede udbygningsbehov vurderes 150 kV- og 220 kV kabelløsninger ikke som værende relevante tekniske løsninger, der opfylder de opstillede planlægningsmæssige krav. Generelt er det danske 150 kV transmissionsnettet et overvejende regionalt transmissionsnet, der ikke er udlagt til at transportere store mængder energi sammen med 400 kV transmissionsnettet.

Anvendelsen af 150 kV og 220 kV transmissionsnet til transport af de store mængder af vedvarende energi, som forudsat i denne rapport, vil kræve større netudbygninger i store dele af Jylland og være mere omfangsrigt udover de ledningsstrækninger, der omhandles i denne rapport. Anvendelsen af et integreret 220 kV net kan ikke anbefales, da dette ville kræve avancerede kontrolsystemer, der ville øge transmissionsnettets driftsmæssige kompleksitet, og tilføje et stort antal ekstra komponenter for at sikre en acceptabel effektfordeling mellem sådanne nye kabelsystemer og resten af 400 kV transmissionsnettet.

400 kV transmissionsalternativet er både effektivt og pålideligt, hvilket muliggør overførsel af større mængder af energi og begrænser samtidig overføringstabene i forhold til den overførte effekt. Derfor har Energinet, i lighed med de fleste europæiske TSO'er, udviklet en 400 kV infrastruktur, som udgør ryggraden i det danske transmissionsnet.

4. Transmissionsteknologier

Dette kapitel beskriver forskellige kendte transmissionsteknologier. Formålet med kapitlet er at give generel baggrundsviden for den projektspecifikke redegørelse om alternativer i kapitel 5.

Følgende transmissionsteknologier er omfattet af gennemgangen:

- 400 kV vekselstrømsluftledninger
- 400 kV vekselstrømskabler
- 400 kV gasisolerede transmissionsforbindelser (GIL)
- Jævnstrømsforbindelser (HVDC)

Alternativerne beskrives ud fra relevante parametre, der påvirker valget af teknologi i forbindelse med de 400 kV projekter omhandlet i denne rapport. Parametrene omfatter en generel teknologibeskrivelse, tekniske overvejelser, anvendelighed, pålidelighed og miljøbelastning.

4.1 400 kV vekselstrømsluftledninger

4.1.1 Generelt

På verdensplan sker overførslen af elektrisk energi overvejende ved hjælp af vekselstrømsluftledninger, primært fordi dette repræsenterer den mest omkostningseffektive og samtidig den mest simple teknologi i relation til etablering og vedligeholdelse af et driftssikkert transmissionsnet.

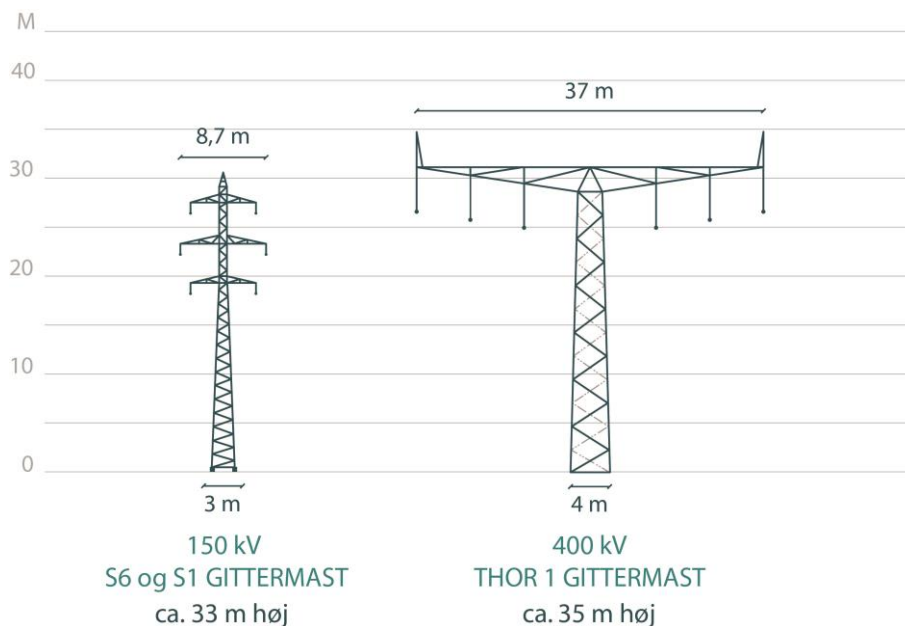
En luftledning består af en leder, der er ophængt i isolatorer på stålmaster. Isolatorer anvendt ved nye luftledningsforbindelser i Danmark er fremstillet af et kompositmateriale. Lederne er generelt fremstillet af aluminium med en stålforstærkning i midten, og de nyeste 400 kV luftledninger i Danmark er ophængt i en triplex (tredobbelt) lederkonfiguration. Denne konfiguration vælges typisk for at reducere den akustiske støj, men har desuden den fordel at reducere tab. Erfaringer viser, at de reducerede tab udgør omkostningsforskellen mellem en duplex (dobbel) og triplex lederkonfiguration. På grund af fordelene ved støjreduktion er det blevet besluttet at etablere alle nye danske luftledninger med en triplex lederkonfiguration.

Figur 10 visualiserer anvendelsen af luftledninger. Til venstre ses den eksisterende 150 kV luftledning, der anvendes på strækningen mellem Endrup og Idomlund. Til højre ses en visualisering af den foreslåede nye 400 kV luftledning, hvor det antages, at masterne placeres på præcis samme steder. Figur 11 viser snittegninger af de to master.



Figur 10 Venstre: Eksisterende 150 kV luftledning mellem Endrup og Idomlund.

Højre: Foreslået 400/150 kV luftledning.



Figur 11 Venstre: Eksisterende 150 kV mastekonstruktion mellem Endrup og Idomlund.
Højre: Foreslået mastekonstruktion for 400 kV luftledning (Thor).

4.1.2 Reaktiv effektkompensering

Behovet for reaktiv kompensering af 400 kV luftledninger er ganske lavt, eftersom den producerede reaktive effekt er ca. 1 Mvar/km. I Danmark etableres kompenseringen normalt med en enkelt shuntreaktor for hele luftledningsforbindelsen. Den reaktive effektkompensering installeres i de fleste tilfælde ved de transformerstationer, hvor luftledningene er tilsluttet, og hvor fælles shuntreaktorer dækker flere luftledninger.

4.1.3 Anvendelighed

Ud fra et teknisk synspunkt kan luftledninger bruges overalt uden for tæt bebyggelse. Luftledningsteknologien er blevet udviklet og forbedret gennem årtier, og repræsenterer i dag en robust og omkostningseffektiv løsning, der giver mulighed for stor overføringskapacitet over lange afstande. Luftledninger kan nemt integreres i et eksisterende transmissionsnet og sikrer en høj fleksibilitet med hensyn til senere opgradering, især i områder, hvor kravet til den nødvendige overføringskapacitet forventes at stige over tid.

4.1.4 Pålidelighed

Fejl på luftledninger kan være af både forbigående og permanent karakter. Forbigående fejl skyldes hovedsageligt dårlige vejrforhold, for det meste lynnedslag, men også lejlighedsvis piskninger og ledere, der slår sammen i stærk blæst. Saltstorme er normalt ikke et problem på 400 kV niveau. Det er erfaringen i Danmark, at meget få fejl på luftledninger skyldes flyvende genstande, faldende træer osv., hvilket kan tilskrives luftledningernes højde, sammenlignet med ledningshøjderne anvendt ved de lavere spændingsniveauer, samt korrekt beskæring af træer i risikozonen.

Når der opstår en fejl (kortslutning), er beskyttelsessystemerne designet til straks at udkoble den berørte luftledning for at forebygge (eller i det mindste minimere) skader på materiel. Automatiske koblingssekvenser (automatisk genindkobling) aktiveres derefter for at spændingssætte luftledningen igen, og hvis en fejl viser sig at være forbigående, kommer luftledningsforbindelsen hurtigt i drift igen inden for et par sekunder.

Permanente luftledningsfejl er sjældne. Hvis sådan en fejl opstår, sikrer koblingssekvenserne imidlertid, at luftledningen udkobles permanent, og et reparationshold sendes ud for at udbedre fejlen og bringe luftled-

ningen tilbage til normal driftstilstand. Denne proces kan vare fra et par timer op til et par dage, alt efter omstændighederne. Hvis der opstår en fejl på en luftledning i Danmark, vil det normalt være muligt at reparere og idriftsætte anlægget inden for 100 timer.

4.1.5 Miljøpåvirkning

En luftledning har en væsentlig visuel påvirkning. Den er tydeligt synlig i landskabet, og det er klart, at den er et fremmed element.

Udviklingen inden for produktionsteknologier og materialer medfører, at der nu er nye muligheder for mastdesign, som ikke tidligere var praktisk mulige eller var dyre. For nye luftledningsprojekter kan reduktion af den visuelle påvirkning være et væsentligt element i forbindelse med valg af design. Dette har ført til en re-vurdering af de mere traditionelle design og udviklingen af Thor-masten, der er foreslået anvendt til 400 kV projekterne i Vestjylland.

Thor-gittermasten er konstrueret af rør i stedet for de mere omkostningseffektive og velkendte vinkeljern. Rørkonstruktionen giver mulighed for mere afstand mellem stiverne og fjerner skarpe kanter, hvilket gør det samlede visuelle indtryk mindre dominerende. Luftledningen vil dog stadig være synlig i landskabet.

Dette mastdesign er lavere end tidligere design med en maksimal højde på 32 m fra jorden til traverset og 36 m fra jorden til toppen af jordlederens ophæng. Den typiske afstand mellem masterne vil være ca. 330 meter i gennemsnit (maksimalt 360 meter).

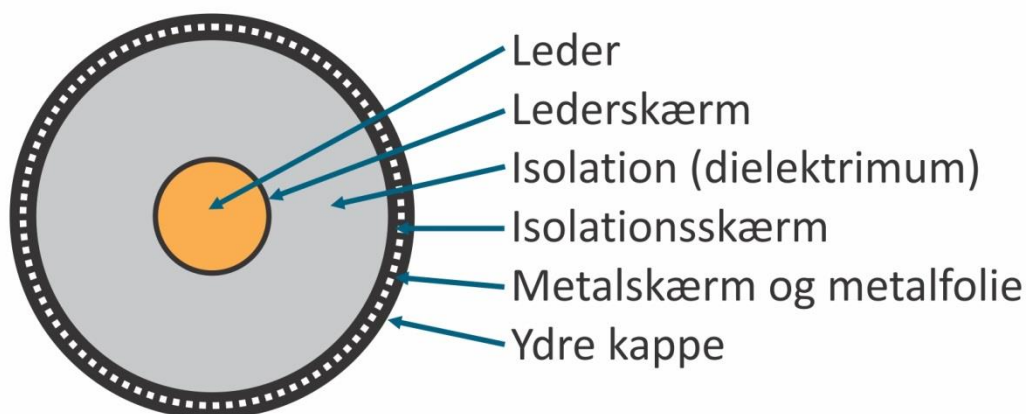
4.2 400 kV vekselstrømskabler

4.2.1 Generelt

Kabler spiller en vigtig rolle i transmissionssystemet, især i byområder og tæt bebyggede områder samt i områder, hvor særlige miljømæssige forhold skal tilgodeses.

I modsætning til luftledninger anvender kabler ikke luft som isolationsmateriale. Der bruges i stedet et specialudviklet krydsbundet polyethylenmateriale (PEX). Vindpåvirkningen gør, at den omgivende luft bedre kan bortlede varme fra lederne for en luftledning sammenlignet med kabelanlæggets omkringliggende jord. For at kompensere for dette er kablers ledertværsnit generelt større end lederne anvendt for luftledning med henblik på at reducere den elektriske modstand og varmeudviklingen.

Markedet tilbyder mange forskellige kabeldesign, og de forskellige producenter har hver sin særlige tilgang til design og produktion. Figur 12 viser et tværsnit af et PEX-kabel anvendt i transmissionsnettet.



Figur 12 Eksempel på et enfaset kabel.

Figuren viser hovedkomponenterne for et enfaset kabel:

- Leder (aluminium eller kobber)
- Lederskærm (halvledende lag) (PE)
- Isolation (dielektrikum) (krydsbundet polyethylen) (PEX)
- Isolationsskærm (halvledende lag) (PE)
- Metalskærm og metalfolie (aluminium eller kobber)
- Ydre kappe (PE)

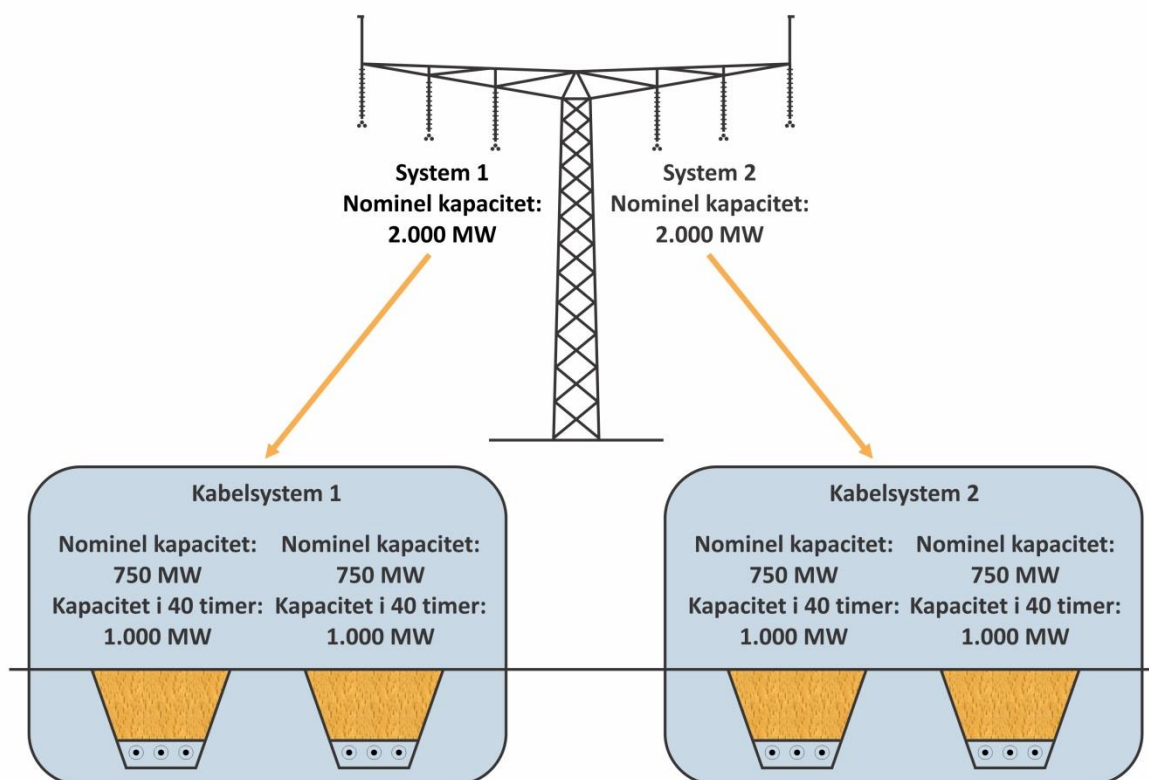
Når spændingen øges, kan der overføres mere effekt, men det øger også den nødvendige isolationstykkelse. Der kræves normalt flere parallelle kabelsystemer for at matche den nominelle overføringskapacitet for 400 kV luftledninger.

4.2.2 Belastningsevne

PEX-isolerede kabler har en stor termisk masse i forhold til luftledninger, og et kabelanlægs termiske tidskonstant samt den omkringliggende jord giver normalt mulighed for betydelig kortvarig overbelastning og moderat langvarig overbelastning af kabelanlægget, mens luftledninger kun giver mulighed for begrænset overbelastning og kun kortvarigt.

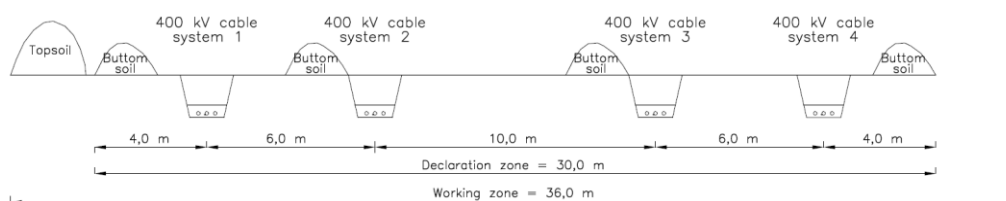
For kombinerede luftlednings- og kabelforbindelser kan det anvendte kabelanlægs nominelle overføringskapacitet dimensioneres lavere end luftledningsstrækningernes nominelle overføringskapacitet. Kabelanlæggets kortvarige dynamiske overføringskapacitet designes typisk til at matche luftledningsstrækningernes nominelle overføringskapacitet med henblik på at overholde den nødvendige overføringskapacitet i forbindelse med driftsforstyrrelser i op til 40 timer (se Figur 13).

Der kan opnås betydelige besparelser ved korrekt optimering af et kabelanlægs nominelle og dynamiske belastningsevne. Den dynamiske belastningsevne beregnes ud fra den forventede forudgående belastning af kabelanlægget og den maksimalt tilladte driftstemperatur for lederne og den omgivende jord.



Figur 13 Sammenligning mellem overføringskapacitet for en luftledning og det tilsvarende kabel.

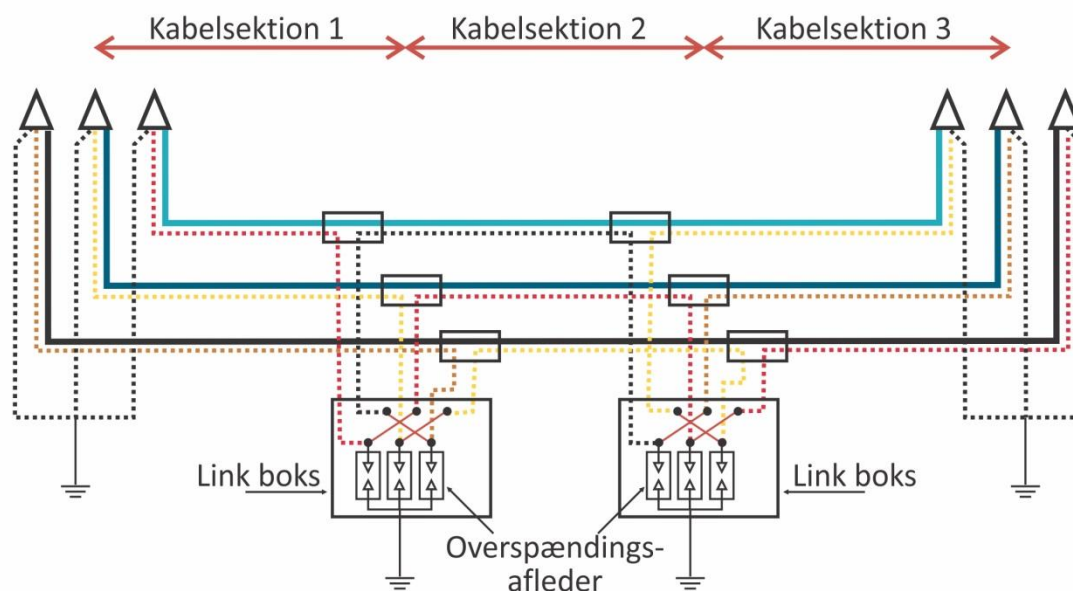
For at matche den nominelle overføringskapacitet for en to-systems 400 kV luftledning skal der etableres 12 separate enlederkabler i fire separate kabelgrave, hvilket kræver et arbejdsområde, der er op til 36 meter bredt, som vist i Figur 14. Kabelanlæg, hvor kravet til overføringskapacitet svarer til luftledninger, vil have en væsentlig miljøpåvirkning og arealrestriktioner langs kabelstrækningen. I dette deklaraationsområde må der kun under særlige omstændigheder opføres bygninger, veje eller foretages ændringer af terrænen. I forhold til luftledninger muliggør kabler at udføre mindre reguleringer af det direkte trace for at imødekomme lokale forhold.



Figur 14 Forventet opbygning og deklarationsområde med to kabelsystemer pr. luftledningssystem.

4.2.3 Skærmsystemer

For længere kabelanlæg er skærmene for enlederkabler typisk krydskoblede (cross bonded). Dette gøres for at reducere de cirkulerende strømme i skærmene og reducere tab. En kabelstrækning med krydskoblede skærmsystemer består af tre mindre delstrækninger, og for hver delstrækning er skærmene krydskoblet som vist i Figur 15. Ved enderne af det samlede kabelanlæg er skærmene samlet og jordet.



Figur 15 Krydskobling af kabelskærme.

I hver link boks, hvor den fysiske krydskobling af kabelskærmene udføres, er der installeret overspændingsafledere for at begrænse skærmspændingen. Den typiske afstand mellem link bokse for et 400 kV kabelanlæg er 1-1,5 km.

4.2.4 Oversigt over EHV-kabelsystemer i drift

I 2007 gennemførte CIGRE en undersøgelse [8] af anvendelsen af EHV-kabler rundt om i verden. Resultaterne af undersøgelsen er vist i Tabel 1.

Land	Installeret mængde EHV-kabler
Danmark	52 km
Frankrig	2 km
Tyskland	65 km
Italien	34 km
Japan	123 km
Korea	221 km
Holland	7 km
Singapore	111 km
Spanien	80 km
Storbritannien	166 km
USA	536 km

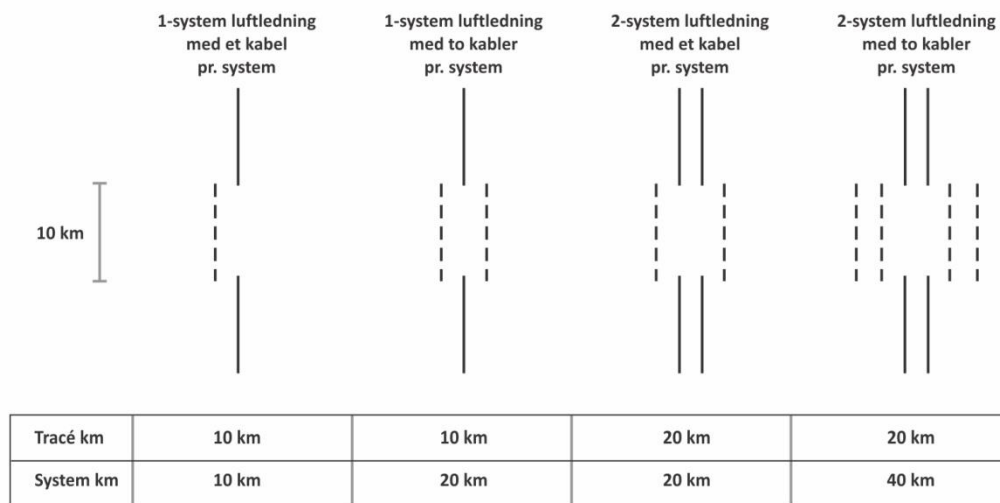
Tabel 1: EHV-kabler – CIGRE-undersøgelse – 2007.

I 2017 opdaterede CIGRE 2007-undersøgelsen [9] og identificerede de længste 400 kV kabelprojekter i drift globalt set. De opdaterede resultater er vist i Tabel 2 herunder.

Figur 16 viser sammenhæng mellem tracelængde og systemlængde og hvordan dette er defineret. *Tracelængde* repræsenterer en længde svarende til ét luftledningssystem. Hvis der anvendes flere kabelsystemer pr. system, vises denne summerede længde i kolonnen *systemlængde*.

Land	Idriftsættelsesår	Systemnavn	Antallet af systemer i anlægget	Spænding (U_N) [kV]	Kapacitet [MVA]	Trace-længde [km]	System-længde [km]
Norge	2017	Kollsnes Mongstad	1	420	300	30	30
Spanien-Marokko	1997	Spanien-Marokko	1	420	700	28	28
Spanien-Marokko	2006	Spanien-Marokko	1	420	700	33	33
Kina	2009	Hainan-Guangdong	1	525	740	32	32
Danmark	1997	København	1	420	975	22	22
Canada	1984	BC Hydro-Vancouver	2	525	1.200	38	76
Saudi-Arabien/Bahrain	2006	GCCIA	2	420	1.200	51	102
Storbritannien	2005	St John's Wood	1	420	1.600	26	26
Japan	2000	Shin-Toyosu	2	525	1.800	40	80
Italien	2015	Sorgente-Rizziconi	2	420	2.000	47	95
Holland	2015	Randstad	2	420	5.280	20	40

Tabel 2: EHV-kabler – CIGRE- 2017.



Figur 16 Definition af tracélængde og systemlængde.

De opdaterede informationer om gennemførte projekter verden over viser en vækst i anvendelsen af kabler på transmissionsniveau. Oversigten viser, at projekter indtil nu hovedsageligt er gennemført i byområder, i forbindelse med havkrydsninger eller i naturområder, hvilket også har været de vigtigste faktorer for anvendelsen af kabler i Danmark som beskrevet i de følgende afsnit.

4.2.4.1 Eksisterende 400 kV kabler i Danmark

I Danmark anvendes 400 kV kabler i byområder og for at reducere miljøpåvirkningen i naturområder. Placeringen af eksisterende 400 kV kabler i Danmark er vist i Figur 17. Detaljerede oplysninger om 400 kV kabler installeret i Jylland og på Sjælland fremgår af henholdsvis Tabel 3 og Tabel 4.

Hovedparten af disse 400 kV kabler er blevet installeret de seneste 20 år.



Figur 17 Placeringen af eksisterende 400 kV kabler i Danmark.

Region	Idriftsættelsesår	Systemnavn	Antallet af systemer i anlægget	Spænding (U _N) [kV]	Kapacitet [MVA]	Trace-længde [km]	System-længde [km]
Jylland	2004/2015	Indkildedalen	3	420	-	15,8	23,2
Jylland	2004	Mariager Fjord	2	420	-	2,8	5,6
Jylland	2004	Gudenådalen	2	420	-	4,5	8,9
Jylland	2014	Nørreå-Vejrum Sø	2	420	-	3,2	6,4
Jylland	2014	Bølling Sø	2	420	-	9,0	18,0
Jylland	2017	Vejleådal	2	420	-	7,0	14,1
Jylland	2012	Gamst Å-Gamst Sø	2	420	-	4,9	9,8
Jylland	2013	Lillebælt	2	420	-	12,5	24,9
I alt						59,6	110,9

Tabel 3 Længde af 400 kV kabler i Jylland.

Region	Idriftsættelsesår	Systemnavn	Antallet af systemer i anlægget	Spænding (U _N) [kV]	Kapacitet [MVA]	Trace-længde [km]	System-længde [km]
Sjælland	1999	Glentegård-Måløv	1	420	-	12,0	12,0
Sjælland	1997	Avedøreværket-H. C. Ørstedværket	1	420	-	8,9	8,9
Sjælland	1973/1983	Øresund ²	1	420	-	9,7	9,7
Sjælland	1997	Avedøreværket-Ishøj	1	420	-	12,1	12,1
I alt						42,6	42,6

Tabel 4 Længde af 400 kV kabler på Sjælland.

² 400 kV kablerne, der krydser Øresund, er en del af forbindelsen til Sverige. I tabellen opsummeres længde kun for Energinet-ejede kabler. Hvis svensk-ejede kabler inkluderes, udgør Øresundspassagen i alt ca. 18 km.

Der er i alt 102^3 km kabler (tracelængde) med en samlet systemlængde på 154 km installeret i Danmark. De 154 systemkilometer 400 kV kabler svarer til 462 km enlederkabel.

4.2.4.2 Igangværende 400 kV kabelprojekter i Danmark

Energinet er i færd med at installere et 17 km langt 400 kV kabelforbindelse mellem transformerstationerne Ishøj og Hovegård (planlagt idriftsat i 2018) som en del af nettilslutningen af havmølleparken Kriegers Flak.

4.2.5 Reaktiv effektkompensering

Kabler har i kraft af deres fysiske opbygning kapacitive egenskaber, hvilket kan kræve installation af reaktiv effektkompensering, når kabler anvendes i vekselstrømssystemer. Behovet for reaktiv kompensering for et specifikt kabelsystem øges i takt med driftsspænding og kabellængden.

Kabelsystemers reaktive effektproduktion er i forhold til luftledninger betydeligt større (8-10 gange). Derfor installeres shuntreaktorer ved de transformerstationer, hvor kablerne er tilsluttet og, i visse tilfælde, ved ét eller flere kompenseringsstationer langs strækningen, afhængigt af længden af kabelanlægget.

Antallet af kompenseringsstationer langs strækningen og krav til reaktiv kompensering er fastlægges ud fra behovet for regulering af det reaktive effektflow i kabelsystemerne samt af hensyn til spændingsreguleringen af transmissionsnettet. Reduktion af antallet af mellemliggende kompenseringsstationer for en givet kabelanlæg gør det vanskeligere at kontrollere spændingsprofilen langs den pågældende kabelforbindelse samt i det omkringliggende net, og kan medføre reduceret overføringskapacitet for kablet.

4.2.6 Anvendelighed

400 kV vekselstrømskabler anvendes typisk:

- I byområder, hvor anvendelse af luftledninger ikke er mulig, og kravet til overføringskapacitet er så højt, at en 132-150 kV kabelløsning ikke ville være tilstrækkelig
- Ved søkabelinstallationer, såsom søkablerne under Øresund mellem Sverige og Danmark, hvor afstanden er for stor til at bruge luftledninger, og jævnstrøm er for dyrt
- Ved krydsning af naturområder

Et enkelt 400 kV kabelsystem er normalt tilstrækkeligt for forbindelser med et krav til overføringskapacitet på mindre end 800 MW. Overføringskravet til transmissionsforbindelser i større formaskede net er typisk forskelligt og mere krævende end for radiale forbindelser anvendt ved tilslutning af lokale forbrug- eller produktionsområder, og derfor foretraktes luftledninger på grund af deres omkostningseffektivitet i forhold til kabler.

Forhindringer såsom veje, jernbaner, vandløb og andre følsomme områder kan krydses ved hjælp af styrbare underboringer.

³ Dette tal er rettet i forhold til den engelske udgave af rapporten.

4.2.7 Pålidelighed

Den begrænsede driftserfaring med 400 kV kabelanlæg viser, at kabelfejl typisk opstår i starten af anlæggets levetid, og at sandsynligheden efter en periode med lav fejlrate vil stige igen, når anlægget nærmer sig slutningen af levetiden (en klassisk U-form).

Kabler betragtes ofte som værende vedligeholdelsesfrie, og kabelfejl har ikke haft nogen væsentlig påvirkning på grund af den forholdsvis lille procentdel af kabler i transmissionsnettet.

Kabelfejl er mindre forekommende end fejl på luftledninger, men de kan opstå. Eftersom det meste af et kabelanlæg er nedgravet og dermed utilgængeligt, kan fejlsøgning forsinke reparationsarbejdet. Det kan tage 2-4 uger at reparere et kabel, når fejlen er lokaliseret, og i denne periode kan elproduktionen og energiudvekslingen via udlandsforbindelserne blive påvirket.

4.2.8 Miljøpåvirkning

Selvom kabelanlæg har en langt mindre visuel påvirkning end luftledninger, er væsentlige dele af kabelanlægget stadig synligt over jorden, især ved kabelafslutningerne mellem luftledningssektioner og ved kabelafslutningerne i kompenseringstationer. Kabelsystemer giver generelt anledning til færre miljømæssige problemer end luftledninger fordi de producerer mindre akustisk støj.

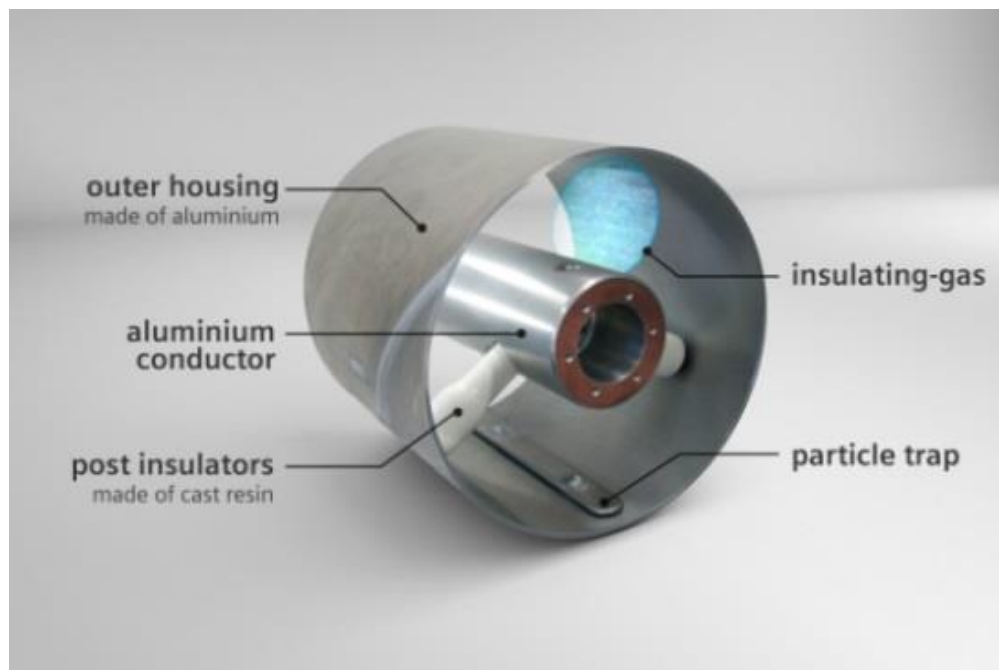
4.3 400 kV gasisolerede transmissionsforbindelser (GIL)

4.3.1 Generelt

Gasisolerede transmissionsforbindelser (GIL) blev opfundet i begyndelsen af 1970'erne med det formål at tilbyde et transmissionssystem med høj overføringskapacitet og størst mulig sikkerhed for materiel og personale i tunnelanlæg. Dette mål blev opnået ved at udskifte brandbare isoleringsmaterialer (f.eks. PEX og oliefyldte kabler) med en ikke-brandbar og ugiftig isolerende gas. Derfor blev de første GIL-anlæg installeret i tunnelanlæg i forbindelse med kaverne- og vandkraftværker, f.eks. 380 kV GIL-anlægget på Schluchsee Pump Storage HPP (1975), der stadig er i drift.

GIL-installationer har en forventet levetid på over 60 år. Den isolerende gas ældes ikke, og de indbyggede kunststof isolatorer er anbragt i denne beskyttende gas, der forhindrer oxidation af materialer. Problemstillinger i relation til ældning af isolatorer som følge af inducerede spændinger kendes ikke for nuværende.

Et GIL-system består af to koncentriske aluminiumsrør for hver fase. Den indre elektriske leder hviler på støbte isolatorer, hvilket centrerer lederen i det yderste aluminiumsrør. Denne ydre kappe er konstrueret af et aluminiumsrør, der sikrer en solid mekanisk og elektroteknisk kapsling. For at opfylde de seneste miljømæssige- og tekniske krav, er GIL-anlæg er fyldt med en isolerende gasblanding, der hovedsagelig består af nitrogen og en mindre andel svovlhexafluorid (SF_6). GIL-konstruktionen er vist i Figur 18.



Figur 18 GIL-konstruktion (foto: Siemens).

Kapslingen er fremstillet af en korrosionsbestandig aluminiumslegering. Ifølge leverandører kan GIL-løsningen anses som et vedligeholdelsesfrit produkt, eftersom det ikke er nødvendigt at efterfylde isolerende gas i løbet af den forventede levetid for en GIL-installation. Kapslingen er designet til at modstå interne lysbuer, og der er således ingen eksterne risici forbundet med en GIL-installation, heller ikke i det usandsynlige tilfælde af en intern lysbue. Med henblik på overvågning og kontrol af GIL-systemet installeres der eksternt udstyr til måling af gastyk og temperatur. Dette er de samme elementer, der anvendes i et gasisoleret koblingsanlæg (GIS).

Anvendelsen af gas som isolationsmedie medfører en fysisk lighed med en luftledning, hvilket betyder, at kombinationen af disse to anlægstyper fungerer godt sammen ud fra et driftsmæssigt synspunkt. Derfor kan gasisolerede transmissionsforbindelser (GIL) i nogle tilfælde være et alternativ til luftledninger og kabler.

Ren SF₆, som er det foretrukne isolationsmedie vil være meget dyrt på grund af de danske afgifter på SF₆. Producenter tilbyder dog alternative isolerende gasarter uden væsentlig bidrag til den globale opvarmning. Der er dog stadig miljøhensyn, som skal overvejes, eftersom den nødvendige mængde isolerende gas for længere GIL-installationer vil være uden fortilfælde, og de toksikologiske bivirkninger af de tilknyttede biprodukter er ukendte.

4.3.2 GIL-anlæg i drift

GIL-anlæg er velegnede til partiel underjordisk fremføring af transmissionsforbindelser ved tilslutning af transformerstationer eller kraftværker til transmissionsnettet, eller som en måde til at spare plads, når store industriinstallationer skal nettilsluttes.

Den længste 400 kV GIL-installation, der er nedgravet direkte i jorden, er en ca. 1 km strækning med to GIL-systemer i nærheden af lufthavnen i Frankfurt. Figur 19 viser installationen.



Figur 19 To 400 kV GIL-anlæg nedgravet direkte i Kelsterbach (foto: Siemens).

4.3.3 Reaktiv effektkompensering

På grund af et GIL-anlægs lave kapacitans kræves der generelt ikke kompensationsstationer, heller ikke for længere GIL-strækninger. Produktionen af reaktiv effekt for et standard GIL-system (ca. 3 Mvar/km) udgør kun en tredjedel af, hvad der produceres af et 400 kV PEX-kabel.

4.3.4 Anvendelighed

GIL-anlæg på transmissionsniveau kan leveres i forskellige design, der i forskellige konfigurationer kan anvendes som erstatning for luftledninger. Alle elementer såsom rør, vinkler og specialmoduler er lette og kan transporteres med forholdsvis lette standardlastvogne.

Som beskrevet i afsnit 4.3.2 installeres GIL-anlæg fortrinsvist i tunneler, men der findes kommercielle løsninger, hvor GIL nedgraves direkte i jorden. Dette er dog kun anvendt i begrænset omfang.

Der mangler erfaring med lange styrbare underboringer anvendt ved GIL-installationer, og der mangler ligeledes erfaring med etablering af tunneler til GIL-installationer i vådområder.

4.3.5 Pålidelighed

Pålideligheden af GIL-anlæg i kontrollerede miljøer, såsom tunneller, vurderes som værende meget høj, selv om der ikke kan gives yderligere statistiske oplysninger på grund af manglende driftserfaringer.

Svejsede GIL-anlæg er stort set vedligeholdelsesfri med en forventet lang levetid (det første GIL-anlæg blev installeret i 1975). Det hævdes, at teknologien ikke har nogen umiddelbare begrænsninger med hensyn til længde, og der bør forventes samme høje grad af pålidelighed ved lange strækninger, når der anvendes svejsede rør.

For traditionelle udendørs GIL-installationer anvendt ved koblingsanlæg, er der rapporteret flere lækageproblemer på grund af utætte samlinger. Et svejset GIL-anlæg som en transmissionsforbindelse anvender en anden teknologi, og der bør ikke forventes nogen gaslækager.

4.3.6 Miljøpåvirkning

GIL-anlægs miljømæssige påvirkning under og efter anlægsfasen er sammenlignelig med kablers.

SF₆ er en relativt ugiftig gas, der anvendes til en række elektriske formål på grund af dens kemisk inaktive egenskaber. De dielektriske egenskaber sammenholdt med den kemiske inaktivitet har ført til den omfattende brug af SF₆ som isolerende gas i koblingsanlæg. Mens SF₆ er kemisk inaktiv under normal brug, kan der i forbindelse med elektriske udladninger i SF₆-fyldt materiel dannes giftige biprodukter, der udgør en sundhedsmæssig risiko for det personale, der udsættes for disse.

SF₆ er en af de mest potente drivhusgasser, kan alternative gasser (ren luft eller Fluoronitril) uden væsentlig bidrag til den globale opvarmning være alternativer i fremtiden. Håndtering af de isolerende gasser vil imidlertid kræve en stor oplagrings- og transportkapacitet, men dette forhold er ikke undersøgt yderligere på grund af den begrænsede anvendelse af GIL-anlæg verden over.

4.4 Jævnstrømsforbindelser (HVDC)

Jævnstrømsforbindelser (HVDC) er en gennemprøvet teknologi til effektiv og pålidelig overførsel af elektrisk energi over lange afstande. Mulighederne for effektoverførsel over lange afstande med lave tab kombineret med fordele som f.eks. muligheden for at sammenkoble asynkrone elsystemer, har åbnet op for nye anvendelsesmuligheder for denne alsidige teknologi. HVDC har været anvendt i Danmark siden 1965 i form af forbindelsen mellem Sverige og Jylland (Konti-Skan-forbindelsen).

4.4.1 Generelt

Der anvendes to teknologier til HVDC-transmission:

- Line-commutated converters (LCC) baseret på tyristorer
- Voltage source converters (VSC) baseret på transistorer

LCC-teknologien anvendes i dag for nye anlæg primært til meget store effektoverførsler ved ultrahøj jævnspænding (800 kV og derover) og jævnstrømsluftledninger. Alle HVDC-projekter under opførelse i Europa er baseret på VSC-teknologien, og eftersom denne teknologi anses som værende den nye standard, vil kun denne blive beskrevet i det følgende.

4.4.1.1 Voltage source converters

VSC-teknologien er baseret på transistorer, fortrinsvis IGBT (insulated gate bipolar transistor). Den mest anvendte teknologi er Modular Multi-level Converter (MMC), hvor konverteren består af et stort antal serieforbundne moduler med IGBT'er for hver af de tre faser.

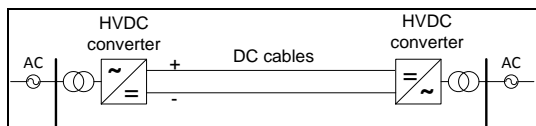
Den reaktive effekt, der udveksles mellem en HVDC VSC-forbindelse og vekselstrømsnettet, kan styres uafhængigt i begge ender af forbindelsen indenfor dens nominelle overføringskapacitet og uafhængigt af den overførte aktive effekt. En HVDC VSC-forbindelse kan understøtte spændingsreguleringen under normal drift, men mere vigtigt, også bidrage med dynamisk spændingsstøtte under og efter driftsforstyrrelser i det omkringliggende transmissionsnet.

Ved flere HVDC VSC-forbindelser anvendes 320 kV jævnspænding, men der etableres i øjeblikket forbindelser med PEX-kabler og jævnspænding på op til 525 kV. Jævnstrømmen er begrænset af den maksimalt tilladte strøm for IGBT'erne og ligger typisk i intervallet 1.200-2.000 A.

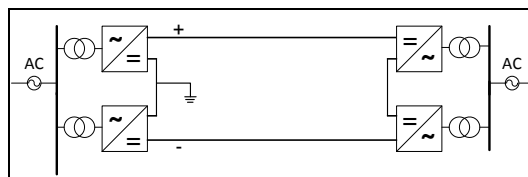
De elektriske tab i hver konverter er typisk 0,9-1,1 % af den overførte aktive effekt. Dertil kommer tabene i HVDC kablerne.

4.4.1.2 Konfiguration af HVDC VSC-forbindelser

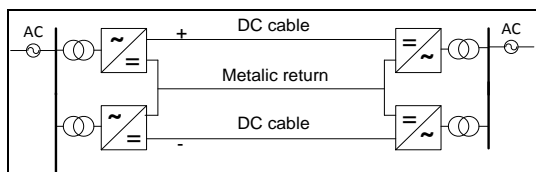
En HVDC VSC-forbindelse kan konfigureres på flere forskellige måder. Mange VSC-forbindelser er symmetriske monopoler, hvor to HVDC-kabler til henholdsvis plus- og minus-spændinger anvendes (f.eks. +/-320 kV på 700 MW COBRACable-forbindelsen mellem Danmark og Holland). For højere overføringskapacitet anvendes normalt en bipol-konfiguration, som f.eks. en rigid bipol (som planlagt for Viking Link) eller en bipol med metallisk returleder eller retur igennem jorden. De forskellige muligheder er vist i Figur 20 til Figur 23.



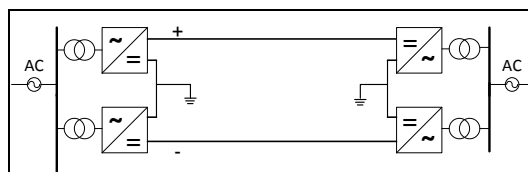
Figur 20 Symmetrisk monopol.



Figur 21 Rigid bipol (uden metallisk returleder).



Figur 22 Bipol med metallisk returleder.



Figur 23 Bipol med jordforbindelse.

4.4.1.2.1 Rigid bipol

Med en rigid bipol anvendes kun to HVDC-kabler og ingen returleder (f.eks. +/-525 kV for Viking Link). Ulempen er, at den fulde overføringskapacitet mistes i tilfælde af en kabel fejl. I tilfælde af en fejl i en af konverterne mistes den fulde overføringskapacitet, indtil HVDC-kablerne rekonfigureres til monopoldrift med ét sæt konvertere. Hvis jævnstrømsanlægget er udstyret med koblingsapparater, kan halvdelen af overføringskapaciteten således retableres på få sekunder.

4.4.1.2.2 Bipol med metallisk returleder

En bipol med metallisk returleder kræver to HVDC-kabler og en returforbindelse. Fordelen ved denne konfiguration er, at halvdelen af overføringskapaciteten kan opretholdes i tilfælde af en fejl på et kabel eller i en konverter. En ulempe er meromkostninger til det tredje kabel. I forbindelse med vedligehold af konverterne er monopolar drift mulig uden krav om installation af særlige jævnstrømskoblingsapparater.

4.4.1.2.3 Bipol med retur i jord

En bipol, der anvender jorden som returleder, kræver to HVDC-kabler og et elektrodeanlæg i hver ende af forbindelsen. Under normal drift løber der ingen strøm i jorden. I forbindelse med en kabel- eller konverterfejl vil monopoldrift imidlertid kræve, at hele jævnstrømmen returneres gennem jorden. For lange HVDC-forbindelser er løsningen med retur i jorden billigere end en metallisk jordforbindelse, men længerevarende jordstrømme kan medføre korrosion af metalliske rørledninger i nærheden af elektrodestationer.

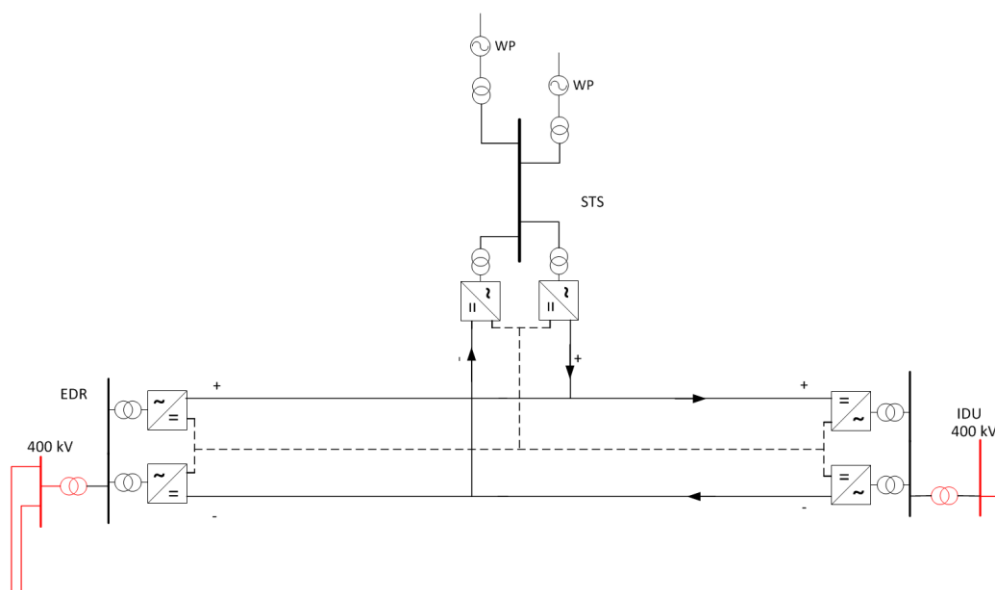
4.4.1.2.4 HVDC-multiterminal

Interessen for VSC-baserede HVDC-multiterminalanlæg er stigende som følge af de fordele, de har i forhold til LCC-baserede HVDC-multiterminalanlæg, f.eks.:

- Evnen til at regulere effektretningen gennem hver af de forbundne konvertere og muligheden for at vende effektretningen gennem en konverter uden mekaniske koblingsapparater på jævnstrømsdelen
- Muligheden for at forbinde passive net samt mindre overtonegenerering

Den største ulempe ved VSC-baserede HVDC-multiterminalanlæg er de fortsat meget begrænsede driftserfaringer, idet der kun findes begrænsede mængder pålidelige data om forventelige udfordringer forbundet med installation og drift af et HVDC-multiterminalanlæg som følge af det meget begrænsede antal anlæg i drift.

En af fordelene ved en vekselstrømsforbindelse er dens fleksibilitet med hensyn til at muliggøre nettilslutning af fremtidig produktion og forbrug langs ledningsstrækningen. En HVDC-multiterminalforbindelse kan i et vist omfang anvendes på samme måde til opfyldelse af de tekniske krav til forbindelsen mellem Endrup og Idomlund. Konfigurationen i Figur 24 er et eksempel på nettilslutning af to havmølleparker (WP) der muliggør, at der kan fødes produktion fra transformerstation Stovstrup (STS) til forskellige transformerstationer, i dette tilfælde EDR (Endrup) og IDU (Idomlund).



Figur 24 To HVDC-forbindelser hver med tre terminaler konfigureret som bipoler eksemplificeret ved hjælp af forbindelsen mellem Endrup og Idomlund.

Den dimensionerende hændelse i det danske transmissionsnet er tab af 700 MW produktion eller udfald af effektindføding fra HVDC-forbindelser. Dette betyder, at en fejl på en HVDC-forbindelse, der anvendes til at tilslutte produktion til transmissionsnettet, ikke på noget tidspunkt må føre til et momentant produktionstab på mere end 700 MW. Denne begrænsning skal overholdes for en HVDC-multiterminalforbindelse som alternativ til vekselstrømsforbindelsen mellem Endrup og Idomlund, og derfor må den nominelle overføringskapacitet for konverterne i Stovstrup højst være 700 MW.

4.4.1.3 Reguleringsfunktioner

Af natur reagerer en HVDC VSC-forbindelse ikke på udkobling af en parallel vekselstrømsforbindelse i form af automatisk tilpasning af den overførte aktive effekt, som det ville være tilfældet med en vekselstrømsforbindelse. Hurtig regulering af aktiv og reaktiv effekt for at støtte transmissionsnettet kan opnås ved anvendelse af særlige reguleringsfunktioner. Der er nogle få HVDC-forbindelser rundt om i verden, hvor kontrolsystemerne er konstrueret til at emulere en vekselstrømsforbindelse, men driftserfaringerne hermed er begrænsede.

4.4.2 Anvendelighed

HVDC-forbindelser bruges i særlige tilfælde i transmissionsnettet, og de væsentligste årsager til at vælge HVDC-teknologi er:

1. Sammenkobling af to asynkrone elsystemer
2. Lange afstande (herunder lange søkabler, hvor luftledninger ikke er mulige)
3. Meget stor effekt, der skal overføres over meget lange afstande, hvor HVDC er mere omkostningseffektiv end vekselstrøm

Ved andre anvendelser end disse tre, og især over forholdsvis korte afstande, er vekselstrømsforbindelser normalt mere omkostningseffektive end HVDC på grund af de høje omkostninger til konverterstationer.

HVDC-forbindelsen over Storebælt er et eksempel på tilfælde 1 herover. For andre forbindelser mellem det nordiske synkronsystem og det centraleuropæiske synkronsystem (f.eks. Skagerrak) er både tilfælde 1 og 2 relevante. I Tyskland anvendes HVDC-forbindelser til at tilslutte større havvindmølleparker, der er placeret langt fra kysten. Dette er endnu ikke implementeret i Danmark. I Kina er der f.eks. opført flere HVDC-forbindelser for at muliggøre meget store effektoverførsler over meget lange afstande (tilfælde 3).

HVDC-forbindelser integreres ikke naturligt i vekselstrømssystemer og bibringer ikke vekselstrømsnettet den samme robusthed som vekselstrømsforbindelser. HVDC er mere kompleks end vekselstrøm i alle henseender, fra design, konstruktion, afprøvning og vedligeholdelse til drift. Derfor vil et formasket transmissionsnet baseret på vekselstrøm med integrerede HVDC-forbindelser øge kompleksiteten for den fremtidige planlægning og udbygning af transmissionsnettet.

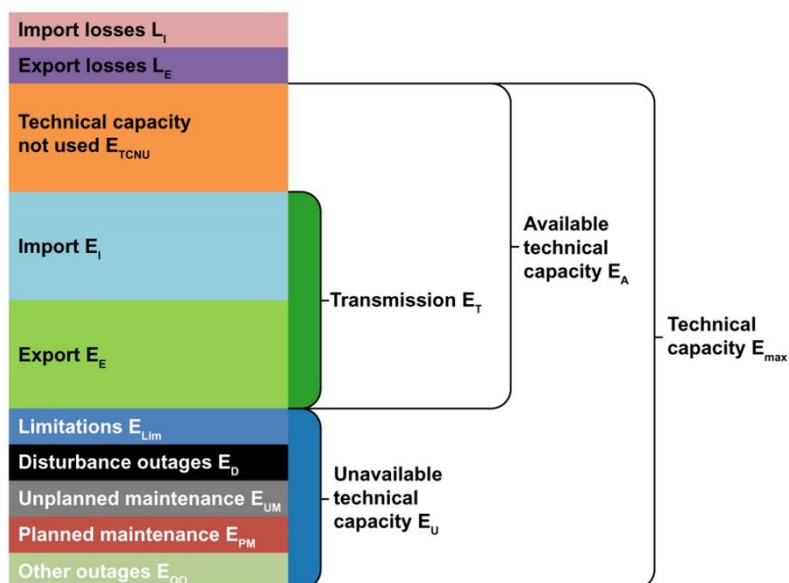
På grund af disse tekniske årsager anvendes HVDC normalt kun i transmissionsnettet i de tilfælde, hvor tekniske eller økonomiske grunde udelukker anvendelse af vekselstrømsforbindelser.

4.4.3 Pålidelighed

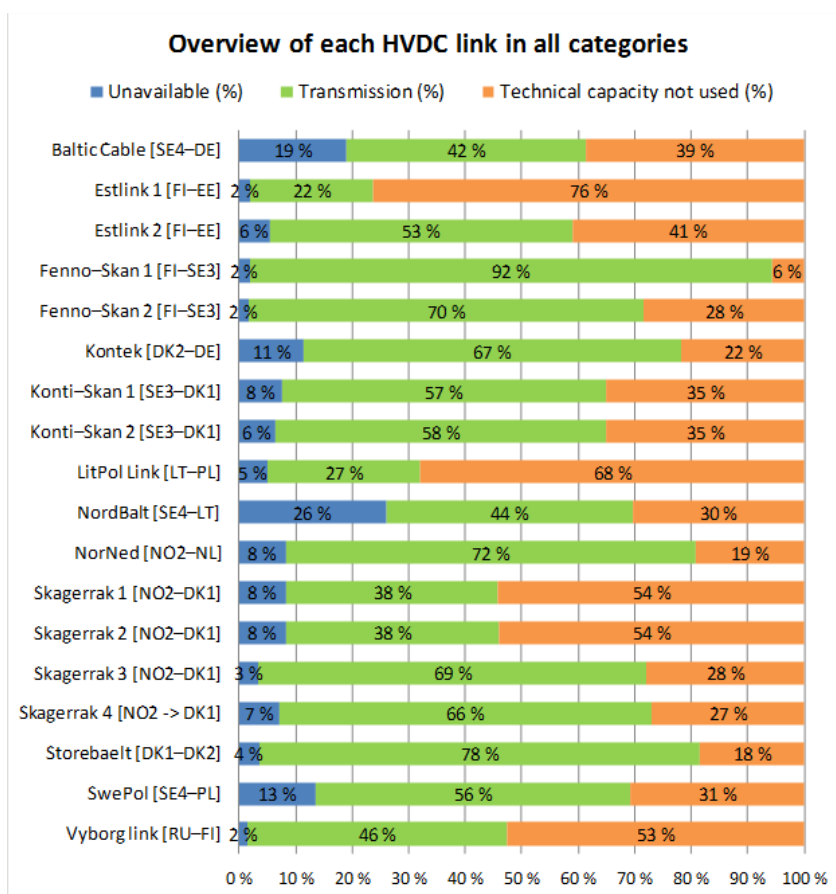
HVDC-forbindelsers pålidelighed påvirkes af hyppigheden og varigheden af både ikke-planlagt og planlagt vedligeholdelse. Ikke-planlagt vedligeholdelse er en afbrydelse, der skyldes en fejl i en del af anlægget. Planlagt vedligeholdelse er typisk en del af en årlig - eller to-årig vedligeholdelsesplan eller ganske enkelt et behov for reparationer uden for de normale vedligeholdelsesplaner.

Planlagt vedligeholdelse har en mindre påvirkning af elsystemet, eftersom dette kan planlægges udført, når efterspørgslen efter elektrisk energi er lav, eller når der forventes lavere overføringsbehov. Ikke-planlagt vedligeholdelse kan forekomme når som helst og kan medføre en betydelig påvirkning af elsystemet.

ENTSO-E udgiver årligt "Nordic HVDC Utilisation og Unavailability Statistics" [10], hvor rådighed og udnyttelse af HVDC-forbindelser, der indgår i det nordiske og baltiske elsystem, præsenteres med et særligt fokus manglende rådighed som følge af ikke-planlagt vedligeholdelse. Definitionerne anvendt til fastlæggelse af rådigheden fremgår af Figur 25. Rådighedsstatistikken for 2016 er vist i Tabel 5. De anvendte værdier er energiværdier og repræsenterer andele i forhold til HVDC-forbindelsernes samlede tekniske kapacitet.



Figur 25 Rådighed og udnyttelseskategorier anvendt ved ENTSO-E HVDC statistik.



Tabel 5: Udnyttelse af nordiske HVDC-anlæg.

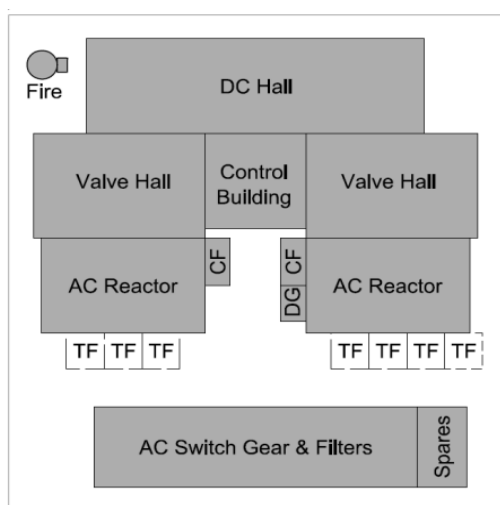
Desværre dækker statistikken ikke flere årtier, men data viser, at der er forskelle i rådigheden for de enkelte HVDC-forbindelser. Alvorlige fejl fører til lange perioder med manglende rådighed på grund af HVDC-anlægs kompleksitet såvel som risikoen for fejl i jævnstrømskabler.

4.4.4 Miljøpåvirkning

Vekselstrømskoblingsanlægget for en HVDC-forbindelse har nogenlunde samme opbygning som eksisterende 400 kV transformerstationer i transmissionsnettet. Grundarealet for denne del af konverterstationen varierer imidlertid betydeligt, afhængigt af den anvendte HVDC-teknologi og HVDC-forbindelsens overføringskapacitet.

Analysen fra Viking Link-projektets projekteringsfase viser, at den tekniske installation vil dække et areal på 42.000 m². Figur 26 viser en konverterstation med et grundareal på 210 x 200 m².

Konverterstationen ville i alt dække 20 hektar eller ca. 200.000 m², inkl. nødvendig parkering, regnvandsopsamling og læbælter osv.



Figur 26 Konceptuel opbygning af en 1.400 MW bipol.

I Figur 27 herunder visualiseres 400 kV station Revsing efter etablering af Viking Link.



Figur 27 Visualisering af 400 kV station Revsing efter etablering af Viking Link.

4.5 Sammen drag

Valget af teknologi ved udbygning af transmissionsnettet er baseret på en række tekniske, økonomiske og miljømæssige overvejelser. Derudover skal beslutningen baseres på strategiske overvejelser, især i områder, hvor fremtidige krav til overføringskapacitet er en vigtig parameter.

I overensstemmelse med rammerne for denne rapport er udbygningsomfanget og det fremtidige overførselsbehov vigtige aspekter, og det er således vigtigt, at den tekniske løsning er robust, hvilket vil sikre en omkostningseffektiv langsigtet udvikling af transmissionsnettet i Vestjylland.

I denne sammenhæng opfylder en luftledningsløsning kravene til overføringskapacitet og sikrer den nødvendige robusthed i forhold til usikkerheden omkring tidspunktet for udbygning og placering af fremtidige havmølleparker. Luftledninger er en gennemprøvet og pålidelig teknologi, der verden over er anerkendt som den foretrukne løsning på trods af deres indlysende visuelle påvirkning.

Med de godkendte luftledningsprojekter i Vest- og Sønderjylland forudsættes etablering af partiel kabellægning i områder med særlige naturinteresser, hvilket sikrer, at den godkendte 400 kV luftledningsløsning kan etableres med størst mulig hensyntagen til miljømæssige forhold.

GIL-anlæg anvendes i øjeblikket kun over meget korte afstande. GIL-anlæg, der nedgraves direkte i jorden i stedet for tunnelinstallationer, er kommercielt tilgængelige, hvilket giver mulighed for anvendelse af GIL-anlæg over længere afstande. Anvendelse og håndtering af isolerende gasser vil imidlertid fortsat være en stor udfordring.

Jævnstrøm er en gennemprøvet teknologi og anvendes primært til transport af store mængder energi over lange afstande eller til at forbinde asynkrone elsystemer. Indførelsen af HVDC VSC-teknologi kan give forbedret teknisk ydeevne. Anvendelse af integrerede HVDC-forbindelser i sammenhæng med transmissionsnettet i Vestjylland vil medføre betydelig kompleksitet med hensyn til driften og den fremtidige udvikling af transmissionsnettet i forhold til en vekselstrømsløsning.

5. Projektspecifikke vurderinger vedrørende valg af transmissionsteknologi

På baggrund af det identificerede behov for forstærkning af transmissionsnettet i Vest- og Sønderjylland, var første trin i evalueringen af transmissionsalternativerne et overordnet studie af, hvordan dette netforstærkningsbehov bedst kan opfyldes. Dette afsnit sammenstiller karakteristika for de forskellige transmissionsteknologier beskrevet i kapitel 4, og deres anvendelighed i sammenhæng med det beskrevne netforstærkningsbehov.

Transmissionsteknologierne blev analyseret og sammenlignet ud fra følgende kriterier:

- Anvendelighed
- Tekniske overvejelser
- Tidsplan for etablering

Forskellige teknologier har forskellige elektriske karakteristika, der påvirker, hvordan de kan integreres i transmissionsnettet. Generelt kan de forskellige karakteristika tilpasses teknisk set, men særlige foranstaltninger er påkrævede, der leder til øgede omkostninger, reduceret pålidelighed og øget systemmæssig kompleksitet.

Som allerede nævnt er evalueringskriterierne vurderet på et overordnet niveau. Det konstateres, at der er krævet detaljeret udvikling og et endeligt design for fuldt ud at kunne identificere systempåvirkningerne. Vurderingen er baseret på en række generiske data og generelle karakteristika, såsom evnen til at kunne integreres i det eksisterende transmissionsnet, samt en række kriterier, der kan vurderes på et kvalitativt grundlag, såsom tekniske overvejelser, robusthed med hensyn til fremtidig udbygning/fleksibilitet og risiko i forhold til projektgennemførelse.

Inden for rammerne af denne rapport er der opstillet omkostningsestimater for at sikre en objektiv vurdering af investeringsomkostningerne forbundet med luftledninger og kabler samt forholdet mellem vekselstrøms- og jævnstrømsteknologier. Omkostningsestimaterne for de fire teknologiske alternativer præsenteres og opsummeres i afsnit 5.5.

5.1 400 kV vekselstrømsluftledninger

5.1.1 Anvendelighed

Set ud fra et teknisk synspunkt kan luftledninger bruges overalt uden for tæt bebyggelse. Teknologien er enkel, og dens elektriske forhold er kendte. Herudover har erfaringerne på verdensplan med hensyn til konstruktion og drift af luftledninger påvist teknologiens anvendelighed og robusthed.

5.1.2 Tekniske overvejelser

Uden hensyntagen til den visuelle påvirkning kan luftledninger anvendes på hele strækningen uden yderligere tekniske overvejelser, herunder reaktiv effektkompensering, spændingsregulering, overspænding, harmonisk forstærkning, beskyttelse mv.

5.1.3 Tidsplan for etablering

En luftledningsforbindelse på hele strækningen fra den dansk-tyske grænse til Idomlund kan bygges i løbet af 2½-3 år.

5.1.4 Sammendrag vedrørende projektspecifik anvendelse af luftledningsteknologi

Set ud fra et teknisk synspunkt er der ingen begrænsninger forbundet med anvendelsen af 400 kV luftledninger, når alle tekniske aspekter tages i betragtning. Der er identificeret følgende fordele:

- Luftledninger er lette at integrere i det eksisterende transmissionsnet
- Gennemprøvet teknologi med en høj pålidelighed
- Påvirker ikke forsyningsikkerhed som følge af tekniske udfordringer, såsom resonans osv.
- Muliggør en forholdsvis enkel opgradering eller ombygning, da det foretrukne 400 kV luftledningsdesign giver betydelig fleksibilitet i forhold til overføringskapacitet med henblik på kunne integrere den fremtidige mængde vedvarende energi i Vest- og Sønderjylland.

Der er ikke identificeret egentlige tekniske ulemper ved driften af vekselstrømsluftledninger.

5.2 400 kV vekselstrømskabler

5.2.1 Anvendelighed

Den åbenlyse fordel ved kabelsystemer er muligheden for reduceret visuel påvirkning i forhold til luftledninger. Omfattende kabellægning af 400 kV transmissionsforbindelser anvendes ikke noget sted i verden. Globalt set anvendes 400 kV kabler primært i forbindelse med anlæg, der forsyner store forbrugscentre og over korte afstande, f.eks. i form af partiel kabellægning.

Anvendelse af 400 kV kabler er teknisk mulig over begrænsede afstande, hvor der skal tages hensyn til særlige miljømæssige forhold. Set ud fra et anlægsmæssigt synspunkt er det muligt at etablere hele strækningen som kabel, men set ud fra et elektrisk synspunkt, vil driftsmæssige forhold og systempåvirkningen medføre en stor usikkerhed, når der implementeres en stor andel af kabler i et mindre elektrisk system.

5.2.2 Tekniske overvejelser

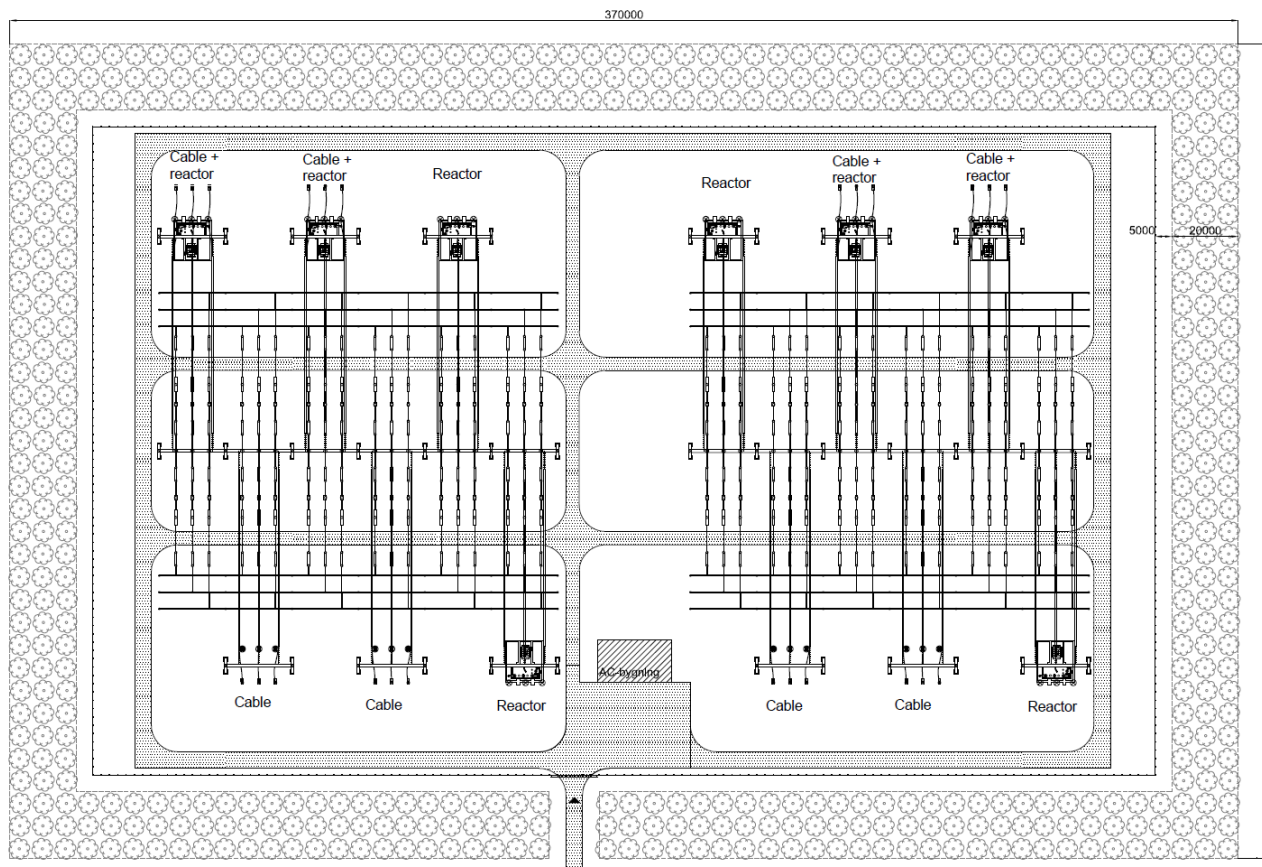
I de følgende afsnit beskrives kendte tekniske forhold, der skal tages højde for, når der overvejes anvendelse af lange vekselstrømskabler.

5.2.2.1 Overføringskapacitet

Hvis der i fremtiden opstår behov for opgradering for at imødekomme den forventede mængde vedvarende energi, vil den nødvendige forøgelse af overføringskapaciteten for en kabelløsning være dyr i forhold til en luftledningsløsning, eftersom dette ville kræve installation af ekstra 400 kV kabelsystemer (sammenlignet med en opgradering af en luftledning).

5.2.2.2 Reaktiv effektkompensering

Fuldstændig kabellægning af en 400 kV forbindelse fra den dansk-tyske grænse til Idomlund ville kræve etablering af flere kompenseringsstationer langs strækningen for at kompensere kablernes ladestrøm. Hvis kompenseringen etableres som friluftstationer, der er Energinets nuværende standard for 400 kV transformerstationer uden for byområder, vil hver kompenseringsstation fylde 80-100.000 m², svarende til størrelsen af 11-14 fodboldbaner. Højden på anlægget vil være 6-8 meter, men nogle komponenter til lynbeskyttelse osv. ville være ca. 25 meter høje. Figur 28 viser et eksempel på opbygningen af en sådan kompenseringsstation.



Figur 28 Opbygning af en kompensationsstation.

5.2.2.3 Effektfordeling

Kabelanlæg har lavere synkronsekvens impedans [11] end luftledninger. De vil således overføre en større del af den samlede overførte effekt, når de drives parallelt med luftledninger. Der skal gennemføres en detaljeret analyse for at fastslå, om dette effektivt kan modvirkes ved anvendelse af reaktorer i serie med kabelanlæggene og dermed øge kablernes resulterende reaktans.

5.2.2.4 Kortslutningsniveau

En kabelløsning kan medføre en forøgelse af transmissionsnettets kortslutningsniveau, og dermed overskride den nuværende dimensioneringsgrænse på 40 kA. Hvis denne grænseværdi overskrides, skal eksisterende komponenter i dele af transmissionsnettet og på lavere spændingsniveauer udskiftes for at modstå det forhøjede kortslutningsniveau. Der skal gennemføres en detaljeret analyse for at fastlægge omfanget af de nødvendige udskiftninger af netkomponenter. Derudover skal det undersøges, om kortslutningsniveauer kan holdes inden for grænseværdier ved anvendelse af reaktorer i serie med kabelanlæggene og dermed øge kablernes resulterende reaktans.

5.2.2.5 Temporær overspænding

For et kabelanlæg er risikoen for temporære overspændinger (TOV) højere, eftersom kablernes høje kapacitans forskyder resonanspunkterne til lavere frekvensområder. Der skal tages højde for dette ved evaluering af koblingssekvenser i forbindelse med udkobling af fejl, ved spændingssætning af transformere og shuntreaktorer samt ved forbrugsaflastning og i forbindelse med blackstart.

5.2.2.6 Forstærkning af eksisterende spændingsforvrængning

En stor kabelandel i transmissionsnettet øger risikoen for resonans og dermed forstærkning af eksisterende spændingsforvrængning. Resonansforhold kan forårsage højere spændingsforvrængning, der overstiger planlægningsniveauerne og endda mærkeværdierne for elektrisk materiel.

For klassiske HVDC LCC-forbindelser har den harmoniske impedans i vekselstrømsnettet meget stor betydning for konverternes harmoniske egenskaber, eftersom den harmoniske strøm, der genereres af LCC-forbindelser, kan medføre højere harmonisk spændingsforvrængning end forudsat, hvis vekselstrømsnettets impedans ændres til værdier uden for konverterens designspecifikationer. Dette kan medføre overbelastning af harmoniske filtre, der kan udkoble for at beskytte sig selv, hvilket øger spændingsforvrængningen yderligt både lokalt og globalt i elnettet. En øget spændingsforvrængning vil have negativ indvirkning på alle transmissionstilsluttede forbrugere.

Spændingsforvrængning i transmissionsnettet kan medføre forvrængning af både strøm og spænding. Dette kan føre til dårligere spændingskvalitet hos forbrugerne. Alle kunder, der er indkoblet på transmissionsnettet, f.eks. vindmølleparker og storforbrugere samt netselskaber, forventer et vist maksimalt niveau af spændingsforvrængning og dimensionerer deres respektive anlæg i overensstemmelse hermed. Højere niveauer end forventet kan reducere levetiden for elektrisk materiel og i værste fald føre til funktionsfejl.

5.2.2.7 Indvirkning på eksisterende HVDC-kontrolsystemer

En stor andel af kabler i transmissionsnettet vil kræve yderligere systemstudier for at eftervise HVDC-kontrolsystemernes stabilitet (wide band stability). For eksisterende HVDC-forbindelser anbefales det, at der gennemføres opdaterede designstudier for hver HVDC-forbindelse. De nye studier kan eventuelt påvise, hvorvidt indstillingerne for HVDC-forbindelsernes kontrolsystemer skal ændres på grund af transmissionssystemets nye karakteristika.

5.2.3 Tidsplan for etablering

De to 400 kV transmissionsforbindelser skal være i drift i 2023 på grund af idriftsættelsen af Viking Link forbindelsen mellem Storbritannien og Danmark, og den deraf nødvendige udbygning af 400 kV nettet mellem Nordtyskland og Sønderjylland. De forudsete overbelastninger af det eksisterende 150 kV transmissionsnet i Vestjylland vil uundgåeligt medføre behov for nedregulering (begrænsning) af produktionen af vedvarende energi i regionen, indtil de nødvendige netudbygninger kan sættes i drift.

Hvis projekterne i Vestjylland etableres med en kabellægningsandel på 50 %, skal der installeres ca. 750 km enlederkabel. Den anslåede byggeperiode fra den endelige tilladelse foreligger til idriftsættelse af et sådant kabelanlæg er på mindst 39 måneder. Manglende oplysninger om tilgængelig produktionskapacitet på verdensplan udgør en risiko for tidsplanen.

5.2.4 Sammendrag vedrørende projektspecifik anvendelse af kabelteknologi

Ud over de åbenlyse visuelle fordele og opretholdelse af ejendomsværdier har kabelsystemer én primær fordel i forhold til luftledninger:

- Reducerede vedligeholdelsesomkostninger, eftersom komponenter i kabelanlæg er mindre udsatte og kræver dermed mindre vedligehold. Hjælpeudstyr, såsom shuntreaktorer og koblingsanlæg, vil dog øge vedligeholdelsesomkostningerne for et 400 kV kabelanlæg.

Anvendelsen af 400 kV kabler er relevant over korte afstande, forudsat at de tekniske forhold beskrevet i afsnit 5.2.2 kan afhjælpes effektivt uden at skabe præcedens og begrænsninger for den fremtidige udvikling af det danske transmissionsnet.

Det skal understreges, at andelen af kabler anvendt ved fremtidige udbygninger af 400 kV nettet skal ses i sammenhæng med den akkumulerede mængde installerede kabelsystemer i det samlede transmissionsnet, eftersom denne samlede mængde kabler dikterer mulighederne for anvendelse af kabler i et givet transmissionsnet. Derfor er det vigtigt, at ethvert valg mellem 400 kV kabler og 400 kV luftledninger indeholder et langsigtet systemperspektiv.

En øget andel af 400 kV kabler i transmissionsnettet introducerer en række ubekendte faktorer og dermed betydelige risici. På grund af den begrænsede erfaring med drift af transmissionssystemer med en betydelig kabelandel, undersøges relevante tekniske aspekter nærmere i kapitel 6.

Tiltag med henblik på at håndtere de tekniske udfordringer relateret til kabler, der alle skyldes fysikkens love, kan forsinke yderligere udbygning med vedvarende energi i Danmark, eftersom der vil være en øvre grænse for den samlede mængde 400 kV kabler, der kan etableres i et transmissionsnet.

5.3 400 kV gasisolerede transmissionsforbindelser (GIL)

5.3.1 Anvendelighed

Installation af GIL-anlæg over lange afstande (>1 km) er ikke gennemført noget sted i verden. GIL-anlæg, der nedgraves direkte i jorden fremfor installeret i tunneler, er dog kommercielt tilgængelige, hvilket giver mulighed for anvendelse af GIL-anlæg over lange afstande i fremtiden.

Installationen af lange GIL-anlæg introducerer en række ubekendte faktorer og dermed betydelige risici som følge af begrænsede driftserfaringer. Identificerede risici vedrører primært tidsplan for etablering, installation og forhold omkring pålideligheden på langt sigt.

Ved tunnelinstallationer i byområder vurderes GIL som værende en konkurrencedygtig løsning i stedet for kabler, især for forbindelser, hvor der kræves stor overføringskapacitet. GIL-anlæg i tunneler giver en fordel i forhold til personsikkerhed, eftersom en lysbue (kortslutning) mellem lederen og metalrøret ikke vil skabe en trykstigning i tunnelen. Derudover anses GIL-anlæg som brandsikre, fordi de ikke indeholder brandbare materialer.



Figur 29 GIL installeret i tunneller (Siemens).

5.3.2 Tekniske overvejelser

I de følgende afsnit beskrives kendte tekniske forhold, der skal tages højde for, når der overvejes anvendelse af lange GIL-systemer.

5.3.2.1 Overføringskapacitet

GIL-systemer kan dimensioneres til samme overføringskapacitet som en luftledning, hvilket reducerer den nødvendige plads til anlægget, eftersom den krævede overføringskapacitet kan opnås med et enkelt system, hvorimod der normalt kræves to systemer for kabelanlæg.



Figur 30 To-systems GIL-installation (Foto: Siemens).

5.3.2.2 Reaktiv effektkompensering

GIL-anlæg har den fordel, at deres elektriske karakteristika er sammenlignelige med luftledninger, hvilket har betydning for driften af transmissionsnettet. GIL-systemers kapacitans er lav, således at der kan installeres lange GIL-anlæg uden et væsentligt behov for reaktiv kompensering, som det er tilfældet for et kabelanlæg.

Set ud fra et driftmæssigt synspunkt er der ingen tekniske udfordringer ved reaktiv effektkompensering af GIL-anlæg. Design og den optimale placering af den påkrævede reaktive kompensering vil skulle fastlægges på baggrund af detaljerede studier.

5.3.2.3 Effektfordeling

GIL-anlæg har lavere synkronsekvens impedans [11] end luftledninger. De vil således overføre en større del af den samlede overførte effekt, når de drives parallelt med luftledninger. Der skal gennemføres en detaljeret analyse for at fastslå, om dette effektivt kan modvirkes ved anvendelse af reaktorer i serie med GIL-anlægget og dermed øge anlæggets resulterende reaktans.

5.3.2.4 Kortslutningsniveau

Et GIL-anlæg kan medføre en forøgelse af transmissionsnettets kortslutningsniveau, og dermed overskride den nuværende dimensioneringsgrænse på 40 kA. Hvis denne grænseværdi overskrides, skal eksisterende komponenter i dele af transmissionsnettet og på lavere spændingsniveauer udskiftes for at modstå det forhøjede kortslutningsniveau. Der skal gennemføres en detaljeret analyse for at fastlægge omfanget af de nødvendige udskiftninger af netkomponenter. Derudover skal det undersøges, om kortslutningsniveauer kan holdes inden for grænseværdier ved anvendelse af reaktorer i serie med GIL-anlæggets og dermed øge anlæggets resulterende reaktans.

5.3.2.5 Temporær overspænding

Risikoen for temporære overspændinger (TOV) i forbindelse med GIL-anlæg vurderes som lav. Der skal dog gennemføres en detaljeret analyse for at fastslå, om der skal træffes særlige forholdsregler i hvert enkelt tilfælde.

5.3.2.6 Forstærkning af eksisterende spændingsforvrængning

Risikoen for forstærkning af eksisterende spændingsforvrængning i forbindelse med anvendelse af GIL-anlæg vurderes som værende lav. Der skal dog gennemføres en detaljeret analyse for at fastslå, om der kan opstå uacceptabel forstærkning.

5.3.2.7 Indvirkning på eksisterende HVDC-kontrolsystemer

Anvendelse af lange GIL-anlæg forventes ikke at medføre nogen risiko for HVDC-kontrolsystemernes stabilitet (wide band stability).

5.3.3 Tidsplan for etablering

Der er ikke udarbejdet en detaljeret tidsplan for etablering for et langt GIL-anlæg. Derimod er der udarbejdet en tidsplan for installation af en 5 km GIL-strækning bestående af to systemer (i alt 30 km enfasede rør).

Det forventes, at en strækning på 5 km kan installeres og idriftsættes inden for 3 år. Installation og idriftsættelse af hele den planlagte 400 kV strækning med GIL-teknologi inden for den tilgængelige tidsramme vurderes meget usandsynligt.

5.3.4 Sammendrag vedrørende projektspecifik anvendelse af GIL-teknologi

Anvendelse af lange, direkte nedgravede GIL-anlæg i forbindelse med de nødvendige udbygninger af transmissionsnettet i Vest- og Sønderjylland vurderes som meget risikabel på grund af de begrænsede driftserfaringer. Identificerede risici vedrører primært konstruktion, installation og forhold i relation til pålideligheden på langt sigt for direkte nedgravede GIL-anlæg.

Det anerkendes, at GIL-anlæg har en lang række fordele i forhold til kabler, eftersom GIL-anlæggenes elektriske karakteristika er sammenlignelige med luftledningers, hvilket reducerer de grundlæggende udfordringer forbundet med kablernes kapacitans som beskrevet i afsnit 5.2.2.

En af de væsentligste ukendte faktorer for lange GIL-anlæg er den mekaniske påvirkning i jorden under installation og drift. GIL-anlægges pålidelighed i tunnelinstallationer har vist sig at være høj. Pålideligheden af lange GIL-anlæg, der nedgraves direkte i jorden, skal imidlertid fastlægges, førend denne metode bør anvendes til GIL-installationer over lange afstande.

Det forventes, at der kan installeres og idriftsættes et GIL-anlæg med en længde på 5 km inden for 3 år. Installation og idriftsættelse af GIL-anlæg på hele strækningen for de godkendte 400 kV forbindelser inden for den tilgængelige tidsramme vurderes meget usandsynligt.

På grund af manglende erfaringer med drift af lange GIL-anlæg, de væsentlige meromkostninger og den aktuelle tidsplan for etablering vurderes GIL ikke som en mulig alternativ transmissionsteknologi i forbindelse med de nødvendige udbygninger af transmissionsnettet i Vest- og Sønderjylland.

5.4 Jævnstrømsforbindelser (HVDC)

5.4.1 Anvendelighed

De følgende afsnit beskriver forhold vedrørende drift af integrerede HVDC-forbindelser i en dansk kontekst, hvor hovedvægten er lagt på Endrup-Idomlund projektet, samt særlige aspekter, der skal inddrages i denne sammenhæng. Som beskrevet i afsnit 3.3 vil det fremtidige overføringsbehov i Vestjylland nødvendiggøre etablering af to 400 kV vekselstrømssystemer på strækningen mellem Endrup og Idomlund, hvilket udgør referencen for vurderingen af HVDC-alternativet.

Aktuelt er der HVDC-projekter under etablering og udvikling i Sverige og Tyskland med anvendelse lange HVDC-forbindelser på land, der muliggør transport af energi parallelt med det eksisterende vekselstrømsbaserede transmissionsnet.

Det svenske SydVästlänken-projekt består af 180 km 400 kV vekselstrømsluftledning og to 600 MW HVDC-forbindelser baseret på VSC-teknologi. HVDC-forbindelserne består af et 190 km jævnstrømskabel og 60 km jævnstrømsluftledning. Med en kapacitet på 2 x 600 MW forventes SydVästlänken at kunne reducere forskelle i energipriser, der skyldes et regionalt effektunderskud. I sammenhæng med diskussionen i denne rapport er det vigtigt at bemærke, at den nominelle overføringskapacitet for den enkelte HVDC-forbindelse er mindre end den dimensionerende hændelse i Sydsverige (700 MW).

De tyske projekter SuedLink og SuedOstLink er i planlægnings- og designfasen. Suedlink består af to 2.000 MW HVDC-forbindelser mellem Brunsbüttel nordvest for Hamborg til Heilbronn nord for Stuttgart. Afstanden mellem disse punkter er ca. 600 km. Ifølge TenneT TSO GmbH forventes forbindelserne idriftsat i 2025.

SuedOstLink består af en 2.000 MW HVDC-forbindelse over en afstand på ca. 580 km fra Sachsen-Anhalt til Bayern. Ifølge TenneT TSO GmbH forventes de idriftsat i 2025. Det bør bemærkes, at den nominelle overføringskapacitet for hver enkelt HVDC-forbindelse er mindre end den dimensionerende hændelse i Tyskland (3.000 MW).

Bemærk, at formålene med de svenske og tyske netudbygningsprojekter og netudbygningsprojekterne i Vestdanmark er meget forskellige. Som nævnt er hovedformålet med de svenske og tyske projekter at muliggøre store transporter af energi fra punkt til punkt, hvorimod det danske projekt mellem Endrup og Idomlund skal forstærke transmissionsnettet samt muliggøre nettilslutning af den forventede stigning i produktionen af vedvarende energi i Vestjylland.

I Tyskland anvendes HVDC VSC-teknologi i nogle tilfælde ved nettilslutning af havmølleparker til 400 kV transmissionsnettet. Det skyldes primært, at afstanden fra nettilslutningspunktet på land til havmølleparkerne er for lang til anvendelse af vekselstrømsforbindelser. Derudover kan vindmølleparkens kapacitet eventuelt kræve installation af flere parallelle vekselstrømskabler, hvormed denne løsning er mindre rentabel end en HVDC-løsning.

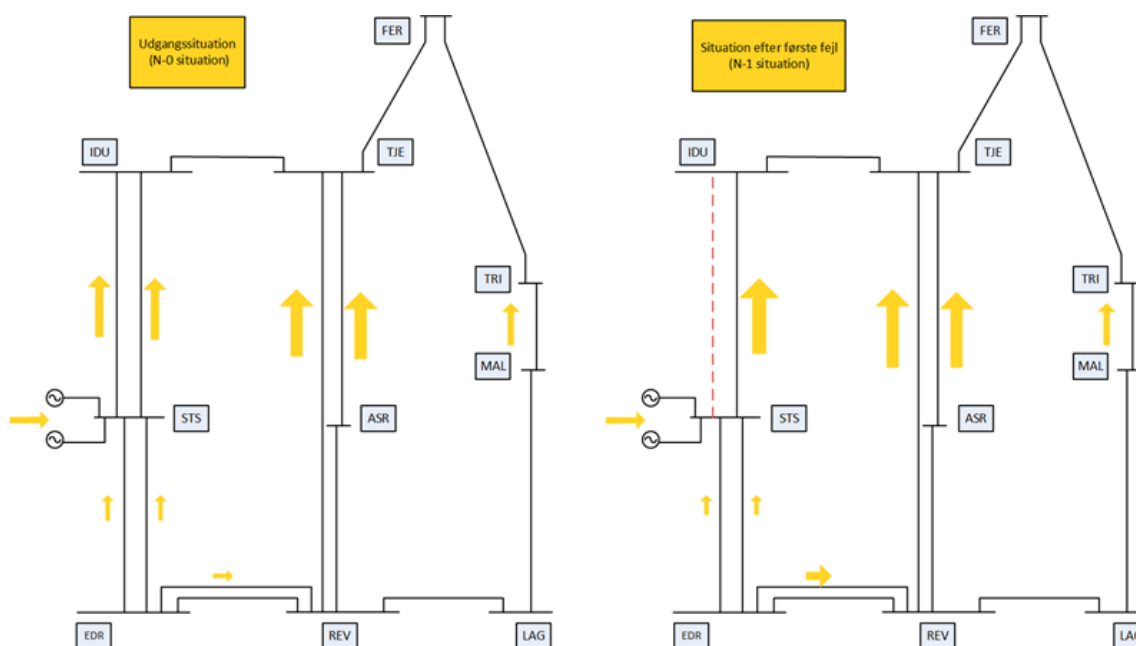
En anden årsag er, at den dimensionerende hændelse i Centraleuropa giver mulighed for anvendelse af HVDC-forbindelser med større overføringskapacitet, hvilket medfører mere omkostningseffektive løsninger end tilfældet med de mindre HVDC-forbindelser, der er påkrævet i Danmark.

5.4.2 Netudbygning med vekselstrøm eller jævnstrøm

Overordnet set er formålet med de projektspecifikke overvejelser at imødekomme det identificerede behov for udbygning af 400 kV transmissionsnettet med hensyn til integration af store mængder vedvarende energi og fuld udnyttelse af udlandsforbindelserne. I denne sammenhæng er det vigtigt at kende de grundlæggende forskelle mellem vekselstrøms- og jævnstrømsteknologierne for at forstå de kriterier, der ligger til grund ved det endelige valg af transmissionsteknologier i det afsluttende afsnit. Derfor behandles grundlæggende forhold omkring netudbygning med vekselstrøm og jævnstrøm nærmere i de følgende afsnit.

5.4.2.1 Netudbygning med vekselstrøm

For at beskrive forskellen på vekselstrøm og jævnstrøm med hensyn til anlæggenes egenskaber i systemet, antages i nedenstående eksempel, at vindkraft svarende til to havmølleparker hver på 700 MW tilsluttes til Stovstrup transformerstationen, og at den foreslåede 400 kV forbindelse mellem Endrup og Idomlund drives med to 400 kV vekselstrømssystemer. Det undersøgte scenarie omfatter en situation med stor produktion fra vindkraft og nordgående effektretning gennem transmissionsnettet som vist i Figur 31. Den venstre figur viser effektretningen under normal drift, og den højre figur viser effektretningen i forbindelse med en fejl (N-1), hvor der er opstået et ikke-planlagt udfald af ét af 400 kV systemerne på forbindelsen mellem Idomlund og Stovstrup. Pilenes størrelse angiver det aktive effektflow før og efter fejlen.



Figur 31 N-0 og N-1-scenarier (netudbygning med vekselstrøm).

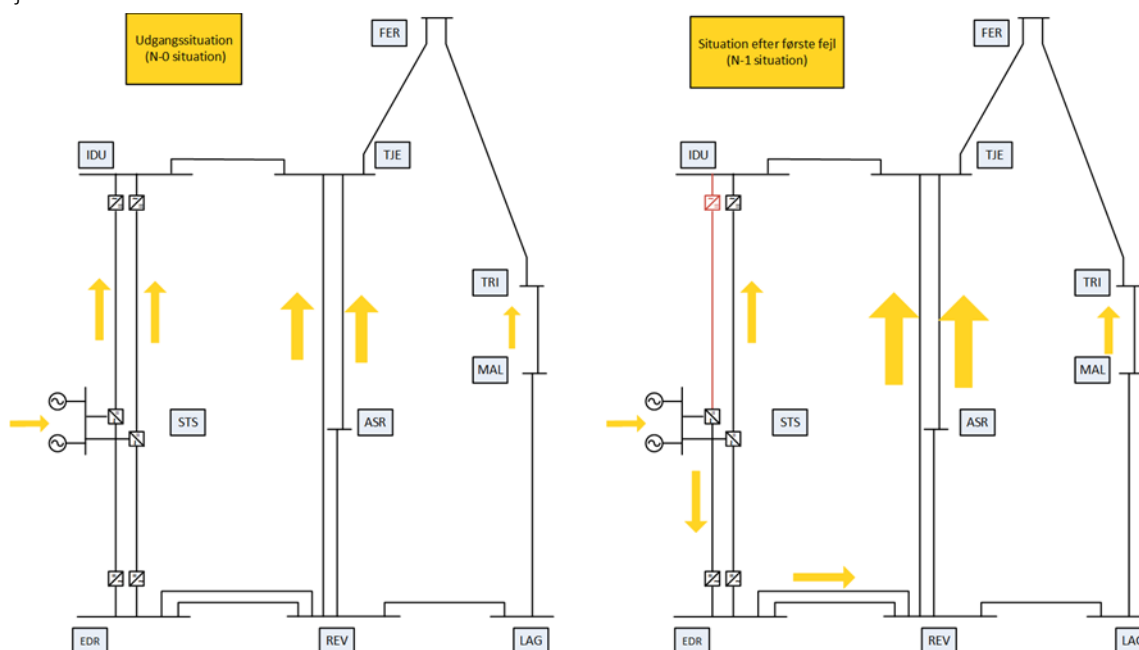
I et vekselstrømsbaseret transmissionsnet, vil en fejl på en transmissionsforbindelse (rød stiplede linje i figuren til højre) automatisk medføre en omfordeling af det aktive effektflow mellem de resterende parallelle forbindelser i transmissionsnettet. Den største andel af det aktive effektflow før fejlen flyttes automatisk til det tilbageværende 400 kV system mellem Idomlund og Stovstrup, mens belastningen af andre parallelle forbindelser påvirkes af denne fejl i et vist omfang.

5.4.2.2 Netudbygning med jævnstrøm

Den nominelle overføringskapacitet for HVDC-konvertere, der forbinder vindkraftanlæg til transmissionsnettet, er begrænset til 700 MW på grund af den dimensionerende hændelse i Vestdanmark som beskrevet i afsnit 2.4.1.

Under forudsætning af samme randbetingelser som for vekselstrømseksemplet ovenfor kræver en HVDC-løsning med tilsvarende mængder vindkraftproduktionen tilsluttet i Stovstrup transformerstationen anvendelse af mindst to 700 MW HVDC-forbindelser.

I Figur 32 viser figuren til venstre effektretningen under normal drift, mens figuren til højre viser effektretningen på HVDC-forbindelserne og i det omkringliggende transmissionsnet som følge af en kabelfejl på jævnstrømskablet (N-1) mellem Stovstrup og Idomlund. Pilenes størrelse angiver det aktive effektflow før og efter fejlen.



Figur 32 N-0 og N-1-situation (Forstærkning med jævnstrøm).

Eksemplet viser, at hvis en af HVDC-forbindelserne mellem Idomlund og Stovstrup udkobles i en situation med stor produktion fra vindkraft og planlagt nordgående effektretning, øges belastningen af de eksisterende parallelle 400 kV vekselstrømsforbindelser. For at undgå overbelastning af vekselstrømsforbindelserne på grund af denne belastningsstigning, skal der etableres yderligere HVDC-kapacitet for at kunne opretholde en fortsat driftssikker overførsel af effekt i tilfælde af yderlig en driftsforstyrrelse måtte indtræffe.

Som et overordnet designkriterium skal et koncept med integrerede multiterminal HVDC-forbindelser være robust og fleksibelt i forhold til det langsigtede behov for overføringskapacitet i Vest- og Sønderjylland. Derudover skal det påvises, at et sådant koncept er pålideligt og stabilt med hensyn til at kunne modstå de definerede *normale* og *ekstraordinære* driftsforstyrrelser uden at kompromittere forsynings sikkerheden. Det er vurderet, at en 1.000 MW HVDC-forbindelse mellem Revsing og Tjele ville være tilstrækkelig til at modstå de definerede driftsforstyrrelser, og dermed bringe overføringskapaciteten for multiterminal HVDC-konceptet på niveau med 400 kV vekselstrømsalternativet.

Evalueringen af det integrerede multiterminal HVDC-koncept er baseret på systemet vist i Figur 33.



Figur 33 Opbygning af integreret multiterminal HVDC-koncept.

5.4.3 Konklusion på HVDC-systemdesign

Det er vurderet, at for at overholde planlægningsforudsætningerne i relation til den nye energipolitiske aftale vil det være nødvendigt, at implementere mindst to integrerede HVDC-multiterminalforbindelser samt en integreret HVDC-forbindelse langs den eksisterende strækning mellem Revsing og Tjele. Derudover vil der blive behov for yderligere integrerede HVDC-multiterminalforbindelser i forbindelse med nettilslutningen af nye havmølleparker. Endelig vil der fortsat være behov for udvikling af transmissionsnettet for at sikre forsyningssikkerheden og muliggøre landbaseret produktion af vedvarende energi i regionen.

5.4.4 Kontrol og regulering af et HVDC-system

En særlig udfordring ved kontrol og regulering af et HVDC-system er, at effektoverførslen for en integreret HVDC-forbindelse ikke automatisk følger belastningen af og retningen for effektoverførslen i det omgivende transmissionsnet.

Der er idriftsat en 2 x 1.000 MW HVDC VSC-forbindelse mellem Frankrig og Spanien, hvor denne er etableret med vinkeldifferenskontrol, der skal emulere forholdene gældende for parallelle vekselstrømsforbindelser. Det ligger uden for rammerne for denne rapport at fastslå, hvorvidt anvendelse af en tilsvarende vinkeldifferenskontrol ville være tilstrækkeligt i forbindelse med en kontrolalgoritme, som skal kunne kontrollere og regulere flere integrerede HVDC-forbindelser i det danske transmissionsnet. Dertil kræves detaljerede studier for at kunne designe et realiserbart og robust kontrolkoncept i tilfælde af, at der skal implementeres et avanceret HVDC-koncept som en del af den nødvendige forstærkning af transmissionsnettet i Vestjylland.

Forudsat at de HVDC-forbindelser beskrevet i afsnit 5.4.2.2 skal reguleres i realtid ved hjælp af traditionelle digitale og analoge indgangssignaler, bliver kontrolsystemet meget kompliceret for at kunne håndtere et stort antal forskellige driftsscenerier i realtid samt håndtere driftsforstyrrelser. Denne kontrolalgoritme vil skulle omfatte følgende transmissionsforbindelser og komponenter (listen ikke er udtømmende):

- 400 kV vekselstrømsforbindelsen Askær-Revsing
- 400 kV vekselstrømsforbindelsen Askær-Tjele
- 400 kV vekselstrømsforbindelsen Revsing-Tjele
- 400 kV vekselstrømsforbindelse Kassø-Revsing (system 1+2)
- 400 kV vekselstrømsforbindelsen Endrup-Revsing (system 1+2)
- 400 kV vekselstrømsforbindelsen Idomlund-Tjele (system 1+2⁴)
- 400 kV vekselstrømsforbindelsen Landerupgård-Revsing⁵
- Viking Link (1.400 MW HVDC-forbindelse)
- COBRACable (700 MW HVDC-forbindelse)
- 400 kV vekselstrømsforbindelsen Kassø-Landerupgård
- 400 kV vekselstrømsforbindelsen Landerupgård-Malling
- 400 kV vekselstrømsforbindelsen Malling-Trige
- Dele af det nordtyske 400 kV transmissionsnet

Et globalt kontrolsystem designet til at styre de angivne integrerede HVDC-forbindelser i et formasket transmissionsnet eksisterer ikke noget sted i verden. Det må forventes, at der vil opstå tekniske begrænsninger, når flere integrerede HVDC-forbindelser interagerer i det samme netområde [12].

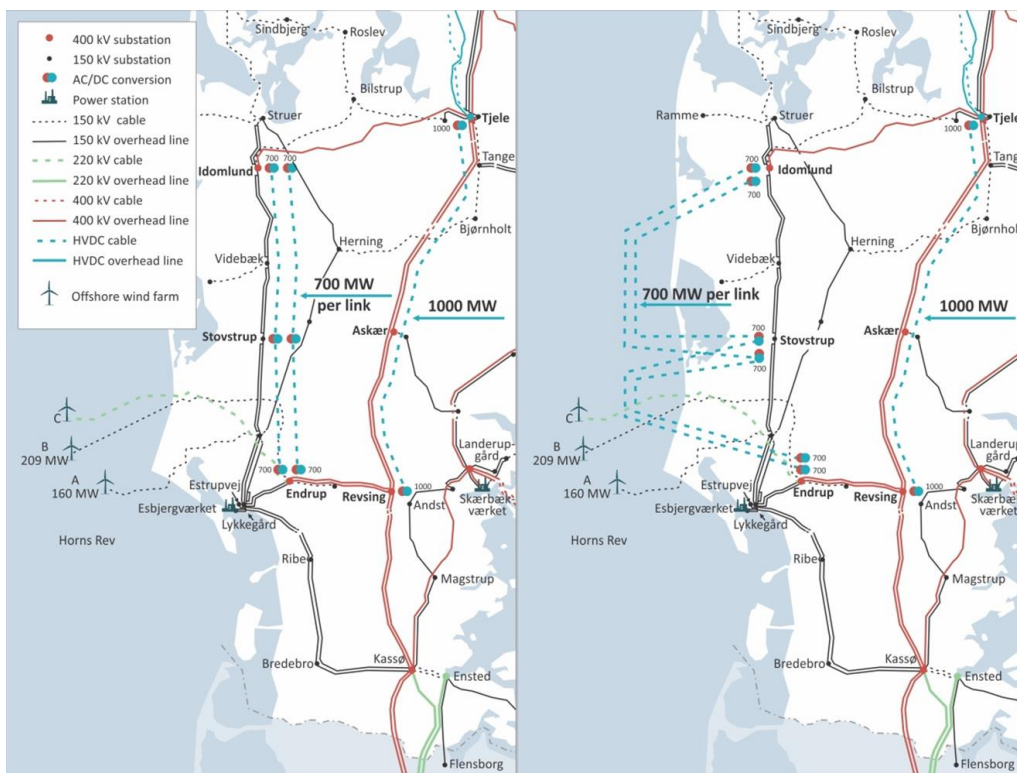
Denne ekstra kompleksitet forbundet med HVDC-konceptet og de nødvendige kontrolfunktioner gør driften af et allerede komplekst transmissionsnet endnu mere komplekst. En fejl i kontrolsystemet for HVDC-anlæg udgør yderligere en driftsrisiko, som kan have betydelig påvirkning på transmissionsnettet som helhed.

⁴ System 2 er ikke godkendt på tidspunktet for offentliggørelse af denne rapport.

⁵ Denne forbindelse er ikke godkendt på tidspunktet for offentliggørelse af denne rapport.

5.4.5 Netudbygning med jævnstrøm til havs

Det har været diskuteret i offentligheden at placere kabler til havs i stedet for på land. Figur 34 viser sammenlignelige HVDC-systemer med alle konverteranlæg placeret på land og hvor de tilhørende kabler er etableret på land og til havs som alternativ til en 400 kV forbindelse mellem Endrup og Idomlund. De to HVDC-løsninger er identiske set ud fra et teknisk synspunkt.



Figur 34 Sammenlignelige HVDC-forbindelser på land og til havs.

Forudsat at der blev etableret konverteranlæg i Stovstrup med anvendelse af jævnstrømskabler, installeret delvist på land og til havs, ville den samlede længde af jævnstrømskablerne være længere end den tilsvarende direkte strækning på land mellem konverterstationerne.

5.4.6 Tidsplan for etablering

Etableringstiden for de beskrevne HVDC-anlæg vurderes at være mere end 5 år, foruden analyse- og designfaserne samt godkendelsesproces og VVM-redegørelse. Etablering og idriftsættelse af et HVDC-koncept, omfattende flere integrerede HVDC-multiterminalforbindelser, inden for den tilgængelige tidshorizont vurderes meget usandsynligt.

5.4.7 Sammendrag vedrørende projektspecifik anvendelse af HVDC-teknologi

Anvendelsen af integrerede HVDC-forbindelser vil medføre en hidtil uset teknisk og driftsmæssig kompleksitet. Driften af et HVDC-multiterminalnet vil kræve udvikling og implementering af avancerede kontrolalgoritmer. Der er ikke identificeret referencer til eksisterende sammenlignelige HVDC-kontrolkoncepter.

Et formasket transmissionsnet med integrerede HVDC-forbindelser ville øge kompleksiteten for den fremtidige planlægning og udbygning af transmissionsnettet. Uden kendskab til de præcise placeringer og mængder af vedvarende energi, som nettilsluttes og skal overføres, er det en stor udfordring at designe robuste HVDC-løsninger, der er både fleksible og rummelige i forhold til de usikkerheder, som er forbundet med vindkraftudviklingen i Danmark.

Som beskrevet i afsnit 3.1.2 fastsætter aftalen mellem TenneT TSO GmbH og Energinet, at forbindelsen mellem Endrup og Klixbüll skal etableres som en 400 kV luftledningsforbindelse. Derfor er HVDC-løsningen ikke et relevant alternativ for denne strækning.

Det vurderes som værende meget risikabelt og udfordrende at etablere integrerede HVDC-forbindelser indenfor en tidshorizont frem til 2023, og derfor vurderes integrerede HVDC-multiterminalforbindelser ikke som værende et muligt alternativ i forbindelse med de nødvendige udbygninger af transmissionsnettet i Vest- og Sønderjylland.

5.5 Økonomiske aspekter

Omkostningsestimater præsenteret i denne rapport baseres fortrinsvis på teknologier og standardkomponenter, som i øjeblikket anvendes i danske transmissionsnet. Der er dog undtagelser herfor i forbindelse med GIL- og HVDC-teknologi. Trods den for nuværende meget begrænsede anvendelse af GIL-anlæg i Danmark er der inkluderet et omkostningsestimat for anvendelse af denne teknologi.

Der er kun inkluderet for investeringsomkostninger (CAPEX) i sammenligningen af transmissionsalternativer for pågældende netudbygningsprojekter i Vest- og Sønderjylland. Driftsomkostninger, såsom vedligeholdelsesomkostninger og kapitaliserede tab, er ikke inkluderet, eftersom dette kræver flere analyser, end det har været muligt inden for den begrænsede tidsramme for udarbejdelsen af denne rapport.

Omkostningsestimater er så vidt muligt baseret på leverandørestimater og kendte omkostninger fra de seneste projekter eller igangværende projekter indekseret til nutidsværdi. Det skal understreges, at de angivne estimater er forbundet med visse forbehold i relation til prisudviklingen på det internationale marked.

Omkostningsestimater er udarbejdet, så vidt muligt, med en "bottom-up" tilgang, dvs. ved at anvende enhedspriser på hovedkomponenter og derefter addition af disse til et samlet estimat.

5.5.1 Omkostningsestimat – 400 kV vekselstrømsluftledninger

400 kV luftledningsforbindelser er den mest omkostningseffektive måde til etablering af den nødvendige overføringskapacitet i transmissionsnettet. For at sammenligne de forskellige transmissionsteknologier er de estimerede anlægsinvesteringer ved anvendelse af luftledninger på de to strækninger mellem Endrup og Idomlund samt mellem Endrup og den dansk-tyske grænse angivet uden omkostninger til partielle kabellægninger (baseret på 2015-priser justeret for inflation):

- Endrup-Idomlund: 1.540 mio. kr.
- Endrup-grænsen: 960 mio. kr.

Begge estimater omfatter nødvendige udbygninger af transformerstationer, lodsejererstatninger og alle øvrige projektrelaterede omkostninger.

I forbindelse med en fremtidig opgradering af den godkendte kombinerede 400/150 kV forbindelse mellem Endrup og Idomlund i form af et ekstra 400 kV system som beskrevet i afsnit 3.3, vil 150 kV luftledningssystemet, der installeres parallelt med 400 kV systemet, blive kabellagt.

Installationen af disse 150 kV kabelsystemer udgør den største omkostning ved opgradering af den kombinerede 400/150 kV forbindelse. Et groft estimat over investeringsomkostningerne til den beskrevne udbygning af 150 kV nettet beløber sig til 800-1.000 mio. kr.

5.5.2 Omkostningsestimater – 400 kV vekselstrømskabler

Det er alment anerkendt, at en af de væsentligste årsager til den begrænsede anvendelse af kabler på transmissionsniveau er de betydelige meromkostninger i forhold til luftledninger.

Energinet har estimeret omkostningerne ved kabellægning af 400 kV forbindelserne Endrup-Idomlund og Endrup-den tyske grænse med forskellige andele (længder) af partiel kabellægning. Investeringsomkostningerne afhænger i høj grad af antallet af parallelle kabelsystemer, der er nødvendigt for at sikre den nødvendige overføringskapacitet for 400 kV forbindelserne, når disse kabellægges. Omkostningsestimaterne er baseret på antagelsen om anvendelse af Energinets nuværende standard bestående af to kabelsystemer pr. luftledningssystem.

Andelen af kabellægning har stor indflydelse for investeringsomkostningerne, og det samme har valget mellem kabellægning af én lang strækning eller flere korte strækninger.

Det skal understreges, at de viste omkostningsestimater ikke må betragtes som værende endelige, da der er en række usikkerheder forbundet med omkostningerne til hovedkomponenter. Derudover kan yderligere omkostninger til etablering af nødvendige mitigerings tiltag, såsom harmoniske filtrering osv., kun estimeres på baggrund af et konkret kabelanlæg.

5.5.2.1 Partiel kabellægning af 400 kV forbindelsen Endrup-Idomlund

Investeringsomkostninger for de undersøgte 400 kV luftlednings- og kabelalternativer med forskellige andele af partiel kabellægning på strækningen mellem Endrup og Idomlund er estimeret og vist i Tabel 6 .

Som det konstateres i kapitel 6 er alternativ C og D ikke teknisk mulige, hvorfor der ikke udarbejdet prisestimater for disse alternativer.

Partiel kabellægning af 150 kV delene af luftledningsforbindelsen er estimeret under forudsætning om anvendelse af standard 150 kV materiel og 150 kV kabler.

Løsning	Alternativ A	Alternativ B	Alternativ C	Alternativ D
Investeringsomkostninger (2018-priser) [mio. kr]	1.680 ⁶	1.900 ⁷	-	-

Tabel 6 Omkostningsestimater for partiel kabellægning af forbindelsen Endrup-Idomlund.

⁶ Investeringsomkostningerne fra businesscase (korrigeret for inflation).

⁷ Investeringsomkostninger uden indregning af omkostninger til afhjælpning af harmonisk forstærkning.

5.5.2.2 Partiel kabellægning af 400 kV forbindelsen mellem Endrup og den dansk-tyske grænse

Investeringsomkostninger for de undersøgte 400 kV luftlednings- og kabelalternativer med forskellige andele af partiel kabellægning på strækningen mellem Endrup og den dansk-tyske grænse er estimeret og vist i Tabel 7

Som det konstateres i kapitel 6 er alternativ C og D ikke teknisk mulige, hvorfor der ikke udarbejdet prisestimer for disse alternativer.

Løsning	Alternativ A	Alternativ B	Alternativ C	Alternativ D
Investeringsomkostninger (2018-priser) [mio. kr]	1.240 ⁸	1.400 ⁹	-	-

Tabel 7 Omkostningsestimater ved partiel kabellægning af forbindelsen Endrup-Klixbüll.

5.5.3 Omkostningsestimat – 400 kV gasisolerede transmissionsforbindelser (GIL)

Investeringsomkostningerne for en GIL-forbindelse er høj i forhold til 400 kV kabler. For at være konkurrencedygtig med 400 kV kabler skal kravet til overføringskapacitet som minimum svare til overføringskapaciteten for flere 400 kV kabelsystemer, og selv da vil investeringsomkostningerne for en GIL-forbindelse være betydeligt højere.

Eftersom der ikke er gennemført en konkret udbudsproces er det vurderet, at investeringsomkostningerne for en GIL-forbindelse er 2-3 gange højere end investeringsomkostningerne for et sammenligneligt 400 kV kabelanlæg.

5.5.4 Omkostningsestimat – Jævnstrømsforbindelser (HVDC)

De tekniske og økonomiske usikkerheder forbundet med etableringen af HVDC-forbindelser og vekselstrømsforbindelser er meget forskellige. På grund af det begrænsede antal producenter er de økonomiske usikkerheder signifikante.

Det er muligt at gennemføre en udbudsproces på verdensmarkedet for standardmateriel til vekselstrømsforbindelser, hvilket ikke er tilfældet for ikke-standard HVDC-anlæg såsom det beskrevne multiterminalkoncept. For nuværende ville investeringsomkostninger for HVDC-løsningen forblive et groft estimat indtil afslutningen af en egentlig udbudsproces.

Antallet af nødvendige HVDC-konvertere er en anden usikkerhedsfaktor, der vil påvirke omkostningerne. Der vil skulle anvendes i alt 12 konvertere, herunder fire konvertere til Viking Link, hvor to af disse konvertere ville skulle installeres på den engelske side af HVDC-forbindelsen. Alle konvertere ville skulle etableres senest i 2023. Efterspørgslen på flere HVDC-forbindelser inden for en afgrænset tidshorizont vil sandsynligvis påvirke de samlede investeringsomkostninger.

Vekselstrømsforbindelser har i sagens natur en større indbygget overføringskapacitet og giver anlægget mere fleksibilitet end et HVDC-koncept. Investeringsomkostningerne for vekselstrøms- og jævnstrømsløsninger er således ikke direkte sammenlignelige.

⁸ Investeringsomkostningerne fra businesscase (korrigeret for inflation).

⁹ Investeringsomkostninger uden indregning af omkostninger til afhjælpning af harmonisk forstærkning.

Uden hensyntagen til de beskrevne prisusikkerheder anslås omkostningerne til to 700 MW HVDC multiterminalforbindelser og en 1.000 MW HVDC-forbindelse til ca. 11.500 mio. kr.

5.6 Diskussion

Som beskrevet i rapportens kapitel 1 har Energinet foretaget en gennemgang af forskellige transmissionsteknologier under hensyntagen til karakteren af og parametrene for de nødvendige netudbygninger i Vest- og Sønderjylland. Denne gennemgang omfatter anvendelsen af vekselstrømsforbindelser i form af luftledninger, kabelanlæg og GIL samt anvendelse af HVDC-teknologi.

Formålet var at undersøge anvendeligheden af hver af de ovennævnte transmissionsteknologier, belyse relative fordele og ulemper for hver af disse i forhold til kravene givet for netudbygningsprojekterne i Vest- og Sønderjylland med henblik på at identificere alle teknisk mulige alternativer.

Undersøgelsen er baseret på en kvalitativ vurdering af kriterierne defineret i kapitel 5, hvor disse kriterier vægtes ligeligt. Undersøgelsen er sammenfattet i en analyseoversigt i form af Tabel 8, hvor den anvendte vurderingsskala fremgår af Tabel 9

Teknologi	Vekselstrøms- luftledninger	Vekselstrøms- kabler	GIL	Jævnstrøm (HVDC)
Anvendelighed	5	3	3	2
Tekniske overvejelser	5	1	3	1
Tidsplan	5	4	1	1
Miljøpåvirkning	1	4	3	4
Økonomiske aspekter	5	3	1	1

Tabel 8 Analyseoversigt.

Skala	Beskrivelse
1	Mindst foretrukne, høj sværhedsgrad, uacceptabel
2	Store tekniske udfordringer, vanskelig, ringe acceptabilitet og meget risikabel
3	Kendte tekniske udfordringer, vanskelig, begrænset acceptabilitet og høj risiko
4	Kendte tekniske udfordringer, acceptabel og en vis risiko
5	Foretrukket, ingen tekniske udfordringer, fuldt acceptabel og lav risiko

Tabel 9 Anvendt vurderingsskala.

Analyseoversigten viser, at luftledninger udgør den mest acceptable tekniske løsning vurderet på baggrund af de definerede evalueringskriterier, og er aktuelt den foretrukne teknologi for netudbygningerne i Vest- og Sønderjylland.

Miljøpåvirkningen fra et transmissionsanlæg afhænger af det berørte områdes karakteristika. Den visuelle påvirkning er tydeligvis mere dominerende for luftledninger. Kabelanlæg kan have en betydelig lokal påvirkning. I områder, hvor særlige miljømæssige forhold skal tilgodeses, kan etablering af kabelanlæg være vanskelig, og ændringer af traceet kan være nødvendigt, hvilket øger omkostningerne. Selvom det skyldes andre årsager, gælder dette imidlertid også for luftledninger, og konklusioner herom bør derfor baseres på resultaterne af en specifik miljøvurdering (VVM-redegørelse).

Anvendelsen af integrerede HVDC-forbindelser har vist sig at være særdeles kompliceret. HVDC-forbindelser giver ikke samme robusthed som vekselstrømsløsninger. Desuden vil et skifte fra anvendelse af 400 kV vekselstrømsløsninger i Vestjylland til en HVDC-løsning medføre en omtrentlig femdobling af omkostningerne. For det aktuelle tilfælde er HVDC-løsningen blevet vurderet, men forkastet på grund af den øgede driftskompleksitet, højere omkostninger og begrænsninger med hensyn til fremtidige udbygninger i forhold til integration af vedvarende energiproduktion. Med henvisning til overføringskapaciteter og afstandsforhold som er gældende i Danmark, vil anvendelsen af integrerede HVDC-forbindelser ikke give tekniske og økonomiske fordele i forbindelse med netudbygningsprojekter.

Gasisolerede transmissionsforbindelser er en lovende teknologi med indlysende elektriske fordele i forhold til kabelanlæg. Der mangler dog driftserfaring med direkte nedgravede GIL-anlæg i åbne landskaber og i naturområder, herunder manglende erfaring med lange styrbare underboringer anvendt ved GIL-installationer eller etablering af tunneler til GIL-installationer under disse områder. Anvendes af GIL-anlæg over lange afstande vil ikke være et alternativ til luftledninger og kabler.

5.7 Konklusion på valg af transmissionsteknologi

Luftledninger udgør den mest acceptable tekniske løsning vurderet på baggrund af de definerede evalueringskriterier, og er aktuelt den foretrukne teknologi for netudbygningerne i Vest- og Sønderjylland.

Det anerkendes, at ud fra et miljømæssigt synspunkt og under hensyntagen til områder, hvor særlige miljømæssige forhold skal tilgodeses, vil det være nødvendigt at etablere 400 kV forbindelserne som kombinerede luftlednings- og kabelforbindelser. Sammenlignet med andre teknologier vurderes 400 kV kabler som værende det eneste reelle alternativ til luftledninger i forbindelse med netudbygningsprojekterne i Vest- og Sønderjylland, eftersom den nødvendige overføringskapacitet kan opnås mest omkostningseffektivt med anvendelse af standardkabeløsninger.

Undersøgelsen viser også, at fuldstændig kabellægning af netudbygningsprojekterne i Vest- og Sønderjylland, vil medføre signifikante begrænsninger, særligt i forhold til drift af det samlede system.

På baggrund af ovenstående konklusioner blev det besluttet kun at gennemføre en detaljeret analyse af projektspecifikke løsninger baseret på en kombination af luftlednings- og kabelforbindelser.

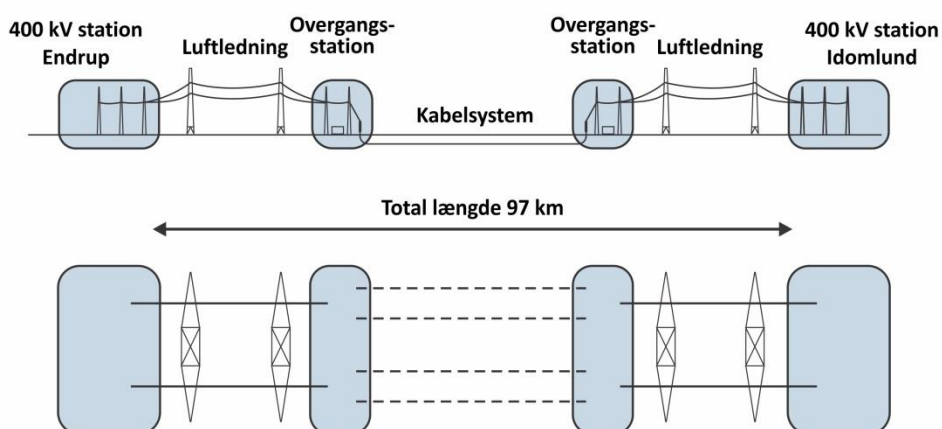
Et af formålene med denne undersøgelse er at fastlægge den teknisk acceptable maksimale andel (længde) af 400 kV kabler, der kan anvendes til netudbygningsprojekterne i Vest- og Sønderjylland. Der er defineret i alt fire 400 kV luftlednings- og kabelløsninger (alternativ A til D) med forskellige andele af kabler:

- Den godkendte 400 kV luftledningsløsning (reference/alternativ A)
- Den godkendte 400 kV luftledningsløsning – med en øget kabelandel uden behov for etablering af yderligere kompenseringsstationer (alternativ B)
- Den godkendte 400 kV luftledningsløsning – med en øget kabelandel og et deraf afledt behov for etablering af yderligere kompenseringsstationer (alternativ C)
- Fuldstændig kabellægning af den aktuelle 400 kV forbindelse (alternativ D)

Under hensyntagen til de mulige strækninger for de godkendte kombinerede 400 kV luftlednings- og kabelforbindelser er der analyseret forskellige kabelandele på mellem 6 % og 100 %, hvor den resterende del af strækningen er opbygget som en luftledning.

Det skal bemærkes, at placeringen og den nøjagtige længde af de enkelte kabelstrækninger skal fastlægges i forbindelse med VVM-redegørelsen, hvilket er uden for rammerne af denne rapport. De fire undersøgte luftlednings- og kabelalternativer for de to 400 kV projekter er vist i Figur 35 og Figur 36. De definerede kabelandele er vist i Tabel 10 og Tabel 11.

400 kV forbindelsen – Endrup-Idomlund

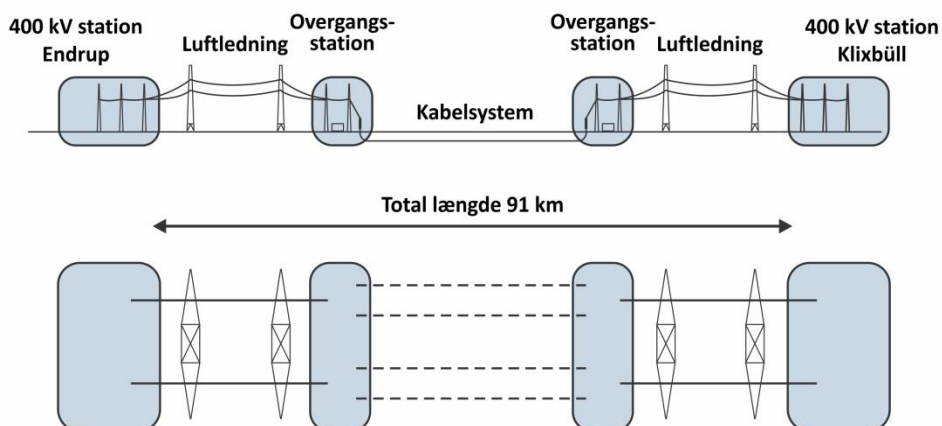


Figur 35 400 kV forbindelsen – Endrup-Idomlund.

Alternativ	Kabelandel	Luftledningsandel	Samlet længde
A	6 km (ca. 6 %)	91 km (ca. 94 %)	97 km
B	15 km (ca. 15,5 %)	82 km (ca. 85 %)	97 km
C	48,5 km (ca. 50 %)	48,5 km (ca. 50 %)	97 km
D	97 km (100 %)	Ingen	97 km

Tabel 10 Definerede kabelandele (Endrup-Idomlund).

400 kV forbindelse – Endrup-Klixbüll



Figur 36 400 kV forbindelsen – Endrup-Klixbüll.

Alternativ	Kabelandel	Luftledningsandel	Samlet længde
A	10 km (ca. 11 %)	80,6 km (ca. 89 %)	91 km
B	11 km (ca. 12,3 %)	79,5 km (ca. 87,7 %)	91 km
C	37,3 km (ca. 41,2 %)	53,3 km (ca. 58,8 %)	91 km
D	91 km (100 %)	Ingen	91 km

Tabel 11 Definerede kabelandele (Endrup-Klixbüll).

Bemærk venligst, at den tyske del¹⁰ af 400 kV forbindelsen Endrup-Klixbüll er inkluderet i de beregnede kabelandele. Hvis den tyske del udelades, vil kabelandelene svare til 400 kV forbindelsen mellem Endrup og Idomlund.

Konsekvenserne ved at introducere de definerede kabelmængder i det danske transmissionsnet beskrives nærmere i kapitel 6.

¹⁰ Den tyske del af 400 kV forbindelsen Endrup-Klixbüll etableres som en luftledning med en længde på ca. 16 km.

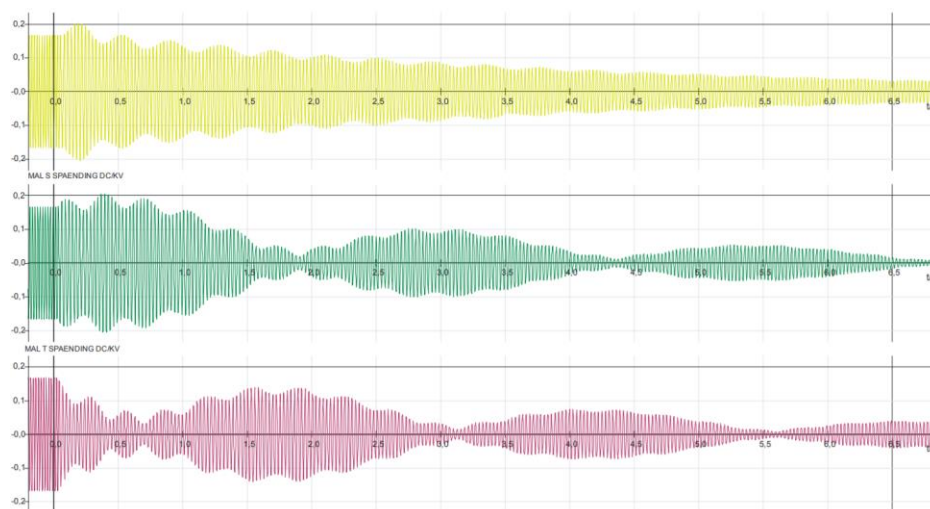
6. Tekniske problemstillinger ved anvendelse af lange vekselstrømskabler

6.1 Indledning

Sikker og pålidelig drift af et elsystem afhænger af mange faktorer. En af disse faktorer er den anvendte tilgang i anlæggets planlægningsfase. Ethvert netudbygningsprojekt, der f.eks. introducerer komponenter, der kan give anledning til overspændinger ved spændingssætning eller påvirke spændingskvaliteten negativt, skal gennemgå en række undersøgelser på system- og komponentniveau i projektets designfase. Dette for at påvise sådanne problemstillinger samt for at kunne planlægge og dimensionere passende afhjælpende foranstaltninger.

Et repræsentativt eksempel på dette er installationen af asymmetriske transmissionsforbindelser, der kan forårsage inverssekvensspændinger i systemet. Processen i forhold til at etablere god systemintegritet betegnes generelt som systemets tekniske performance. Fokus for en sådan række undersøgelser er at fastslå samspillet mellem elsystemet og dets komponenter med særlig interesse for transiente og dynamiske forhold. Området dækker dog også forskellige problemstillinger ved stationær tilstand, spændingskvalitet, elektromagnetisk kompatibilitet, lynundersøgelser og systemstabilitet.

Energinet har gennem mange år gennemført egne undersøgelser med fokus på den klassiske elsystemstruktur baseret på store kraftværker og transmissionssystemer opbygget med luftledningsforbindelser. Observationen af en besynderlig udkoblingsspænding i 2004 for en 400 kV forbindelse mellem de to danske transformerstationer Trige og Ferslev øgede Energinets fokus på design, planlægning og drift af kabelanlæg. Dette udkoblingsforløb er illustreret i Figur 37.



Figur 37 Observeret spændingsprofil ved udkobling af 400 kV forbindelse.

Denne tendens blev yderligere motiveret af den danske kabelhandlingsplan fra 2009, der førte til opstart af et omfattende forsknings og udviklingsprogram (DANPAC), der var målrettet undersøgelser af problemstillinger i forbindelse med kabellægning af luftledningsforbindelser på komponent- og systemniveau. Nødvendigheden heraf opstod på grund af de store forskelle i kablers og luftledningers elektriske opførsel og den potentielle indvirkning på systemet, der vurderes som meget høj. Øget viden var selvsagt afgørende, og der gik fem år med at studere emnet.

En del af DANPAC-projektet handlede om praktiske problemstillinger ved kabellægning. Det resulterende i "Kabelhåndbogen" – en omfattende håndbog på dansk, der beskriver alle aspekter af kabellægning fra et

praktisk perspektiv [5]. Projektets anden akademiske del bestod af fem ph.d.-projekter, hvoraf de fire fokuserede på systemmæssige aspekter og kabelmodellering til systemundersøgelser. Når det gælder videnskabelige publikationer, resulterede DANPAC i fem ph.d.-afhandlinger, 32 konference- og tidsskriftsartikler samt en bog [13] [14] [15] [16] [17] [18].

Siden DANPAC-projektet blev afsluttet, har Energinet været stærkt involveret i internationale arbejdsgrupper og tekniske fora med særligt fokus på CIGRE-arbejdsgrupper inden for komponent, teknologi og systemmæssige undersøgelseskomiteer (A2, C4, B1 og B4).

For konkrete kabelprojekter håndterer Energinet alle designmæssige komponentproblemstillinger i forbindelse med kabelanlæg samt brede systemrelateret design i systemniveauundersøgelser. Der udføres interne analyser af belastningsfordeling, kortslutning, dynamik, elektromagnetiske transienter (EMT) og spændingskvalitet.

Den resterende del af dette kapitel fokuserer på teknisk analyse og er skrevet på basis af erfaringer fra DANPAC, internationalt samarbejde og videndingsplatforme, som f.eks. CIGRE, samt fra de kabel- og hybridledningsprojekter, der er projekteret, konstrueret, idriftsat og drevet af Energinet.

De følgende afsnit behandler de tekniske problemstillinger, som Energinet har fundet mest relevant for de nødvendige netudbygninger i Vest- og Sønderjylland. De udvalgte emner for yderligere redegørelse er:

- Spænding- og reaktiv effektregulering
- Temporær overspænding efter:
 - Transformerspændingssætning
 - Udkobling af fejl
 - Ødrift
- Udkobling af transmissionsforbindelser
- Spændingssætning af transmissionsforbindelser (koblingsoverspændinger)
- Problemer med spændingskvalitet med fokus på harmonisk forvrængning

Andre problemstillinger er også af interesse, men grundet anvendelsen af gennemtestede og afprøvede løsninger gør det dem mindre relevant for denne rapport. For eksempel kan problemer såsom "fanget ladning" på kabler efter udkobling, under visse omstændigheder, medføre komplikationer. Energinets brug af induktive spændingstransformere som foranstaltning for at sikre afladning før eventuel efterfølgende spændingssætning, eliminerer imidlertid eventuelle problemer. Dette er en simpel og omkostningseffektiv løsning af et muligt problem. Derfor er problemet mindre relevant i denne rapport, men behandles i designfasen af netudbygningsprojekterne, når der træffes bestemte designbeslutninger. Med samme argumentation indgår transient tilbagevendende spænding (TRV), induceret spænding, og spændingsubalancer heller ikke i den følgende redegørelse.

6.2 Spændings- og reaktiv effektregulering

Den reaktive effekt, der produceres af en transmissionsforbindelse, påvirker spændingsprofilen langs denne. Lange luftlednings- og kabelforbindelser kræver reaktiv effektkompensering for at der kan opnås en tilfredsstillende spændingsregulering i stationær tilstand under forskellige belastningsforhold. I dette afsnit undersøges spændingsprofilerne for strækningerne Endrup-Idomlund og Endrup-Klixbüll uden belastning (tomgang) og spændingsspring i forbindelse med spændingssætning af forbindelserne.

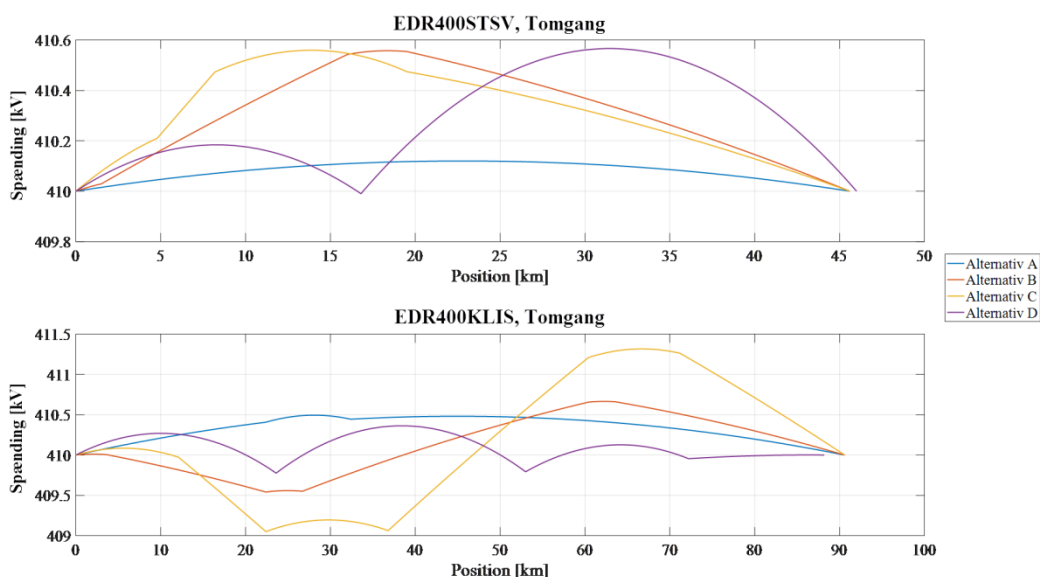
6.2.1 Spændingsprofiler

6.2.1.1 Tomgangsspændingsprofil

Ved tomgang når en transmissionsforbindelses produktion af reaktive effekt sit maksimale niveau, eftersom tomgangsbelastningen af forbindelsen ikke medfører et egetforbrug af reaktiv effekt. Ved ubelastet drift af en symmetrisk opbygget transmissionsforbindelse med fast spænding i begge ender, når spændingen sin højeste værdi ved forbindelsens midtpunkt. Kabler producerer mere reaktiv effekt end luftledninger på grund af den højere kapacitans, hvilket medfører en højere spændingsstigning langs kablet. Med distribueret reaktiv kompensering langs linjen, vil spændingsprofilen variere mindre fra den ene ende til den anden sammenlignet med en konfiguration, hvor kompensering alene er placeret i hver ende af forbindelsen.

6.2.1.1.1 Tomgangsspændingsprofiler for forbindelserne EDR400STSV og EDR400KLIS

Under tomgangsdrift med en fast spænding på 410 kV ved tilslutningspunkterne, er spændingsprofilerne for alternativ A, B, C og D langs 400 kV forbindelserne Endrup-Stovstrup (EDR400STSV) og Endrup-Klixbüll (EDR400KLIS) som vist i Figur 38. Det bør bemærkes, at alle spændingsprofiler, der er vist i Figur 38, repræsenterer situationer, hvor kablerne kompenseres fuldt ud ved installation af fasttilkoblet reaktiv effektkompensering. I alternativ D opnås kompensering ved at inkludere én kompenseringstation for forbindelsen Endrup-Stovstrup og tre kompenseringstationer for forbindelsen Endrup-Klixbüll. I alternativ C inkluderes en kompenseringstation for forbindelsen Endrup-Stovstrup. I alternativ A, B og C inkluderes to kompenseringstranstationer for forbindelsen Endrup-Klixbüll.



Figur 38 Tomgangsspændingsprofiler for forbindelserne Endrup-Stovstrup og Endrup-Klixbüll ved en fast spænding på 410 kV ved begge tilslutningspunkter.

Endrup-Stovstrup

For alternativ A udgør kabelsystemerne kun en kort del af strækningerne, hvilket medfører en spændingsprofil med små variationer for begge transmissionsforbindelser. I alternativ B og C er andelen af luftledninger og kabler mere ligeligt fordelt. Dette medfører en større spændingsvariation med den givne fordeling af reaktiv effektkompensering. Selvom alternativ D repræsenterer en fuldstændig kabellagt forbindelse og derfor producerer den største mængde reaktiv effekt, er spændingsvariationen begrænset på grund af anvendelsen af de forudsatte kompenseringsstationer for forbindelsen.

Endrup-Klixbüll

Den laveste spændingsvariation findes for alternativ A, der også indeholder den mindste andel af kabel, hvorimod alternativ B og C giver anledning til de højeste spændingsvariationer. Alternativ D giver anledning til spændingsvariationer, der ligner dem for alternativ A. Dette skyldes den jævne fordeling af reaktiv effektkompensering sammenlignet med alternativ B og C. Placeringen af kompensering ses tydeligt i alternativ C og D.

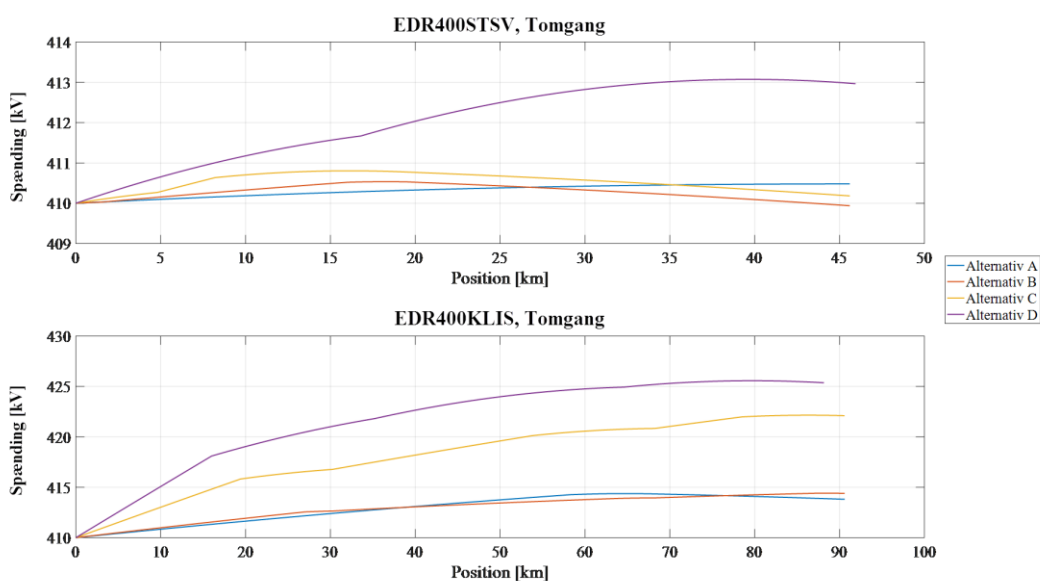
6.2.1.2 Åben ende-spændingsprofil

Når en transmissionsforbindelse spændingssættes fra den ene ende, og forbindelsens reaktive effektproduktion ikke kompenseres fuldt ud, kan der være en betydelig spændingsstigning langs forbindelsen. Dette fænomen kaldes Ferranti-effekten. Det forudsættes, at mængden af reaktiv effektkompensering er fastsat til højst 50 % af forbindelsens egenproduktion i henhold til Energinets designstandard vedrørende afhjælpning af zero-miss problematikken. Dette medfører dog en ubalance i kablets reaktive effekt ved spændingssætning.

Ved at kombinere luftledninger og kabler i et enkelt system (hybridsystem) påvirkes spændingsprofilen langs hele forbindelsen. Dette er især relevant ved indkobling af en hybrid transmissionsforbindelse fra luftledningssiden, da dette medfører højere spænding end ved spændingssætning fra kablesiden. Dette sker eftersom den reaktive effekt, der produceres af kablet giver en spændingsstigning over luftledningens reaktans. Der kan observeres højere åbneende-overspændinger for alternativ B og C i forhold til alternativ D som følge af dette fænomen.

6.2.1.2.1 Åben ende-spændingsprofiler for EDR400STSV og EDR400KLIS

I en situation, hvor forbindelsen Endrup-Stovstrup skal spændingssættes, vil det sandsynligvis ske fra Endrup, hvor kortslutningseffekten er større end i Stovstrup. Hvis Endrup-Klixbüll skal spændingssættes, kan det ske fra begge ender. Eftersom der er en luftledningsforbindelse på den tyske side af grænsen, vil spændingssætning fra Klixbüll medføre den største spændingsvariation. Spændingsprofilerne for forbindelserne Endrup-Stovstrup og Endrup-Klixbüll er vist i Figur 39. Transmissionsforbindelserne kompenseres for ca. 50 % af den af forbindelserne producerede reaktive effekt.



Figur 39 Åbne end- spændingsprofiler i Endrup-Stovstrup med Stovstrup-enden åben og Endrup-Klixbüll med Endrup-enden åben. For begge forbindelser er spændingen fastsat til 410 kV ved den ende, der er indkoblet til transmissionsnettet.

Endrup-Stovstrup

For alternativ B og C er noget af den reaktive effektkompensering placeret på linjesiden af afbryderen i Stovstrup, mens det meste af kabelandelen er placeret tættere på Endrup. På grund af dette falder spændingen mod Stovstrup. I Figur 39 forekommer den største spænding for alternativ D.

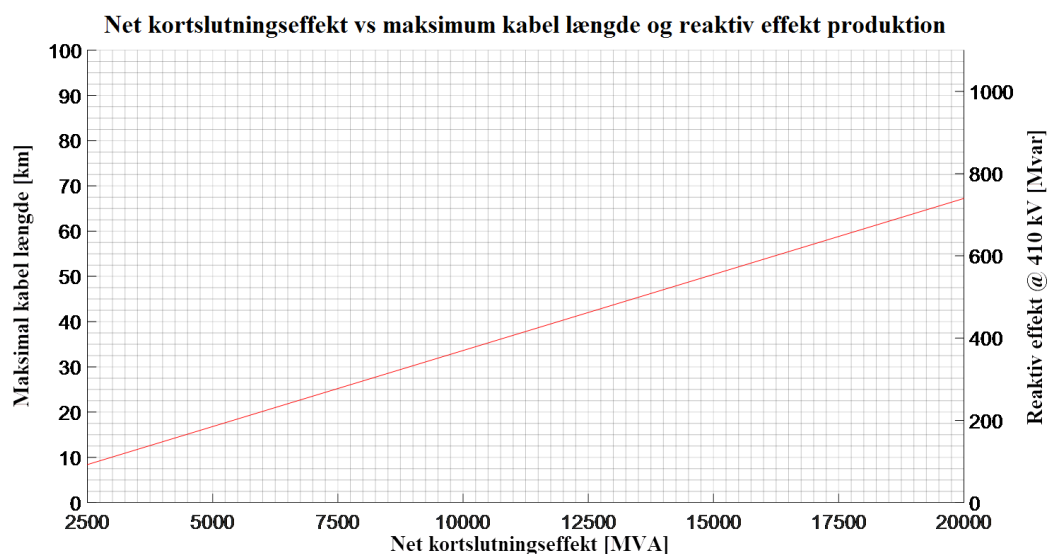
Endrup-Klixbüll

For Endrup-Klixbüll er spændingsstigningen langs forbindelsen for alternativ C og D hhv. 12 kV og 15 kV. Som vist i Figur 39 er åben ende-spændingen over 420 kV, hvilket er Energinets designgrænse. I nogle tilfælde kan åben ende-spændingen antage 435 kV. Én metode til at undgå spændinger over designgrænsen er at reducere spændingen under spændingssætning af forbindelsen. Dette kan være uacceptabelt set ud fra et driftsmæssigt synspunkt. En anden metode er at spændingssætte kortere linjestrækninger ved opdeling af linjen. Dette vil kræve yderligere anlægskomponenter og øge anlæggets kompleksitet.

6.2.2 Spændingsspring

Spændingsspring er ændringen i spænding ved transmissionsforbindelsens tilslutningspunkt, når forbindelsen spændingssættes. Med den nuværende zero-miss-designfilosofi, vil der være et flow af reaktiv effekt til det tilstødende transmissionsnet ved spændingssætning af en forbindelse. Jo længere forbindelsen er, og jo mere af den længde, der er kablelagt, desto større vil den reaktive effektubalance være. Det er derfor relevant at se på størrelsen af spændingsspring ved spændingssætning af de fire definerede alternativer.

Ifølge Energinets netplanlægningskriterier er det maksimale tilladte spændingsspring 4 % under normal drift. Et 400 kV kabelsystem producerer ca. 11 Mvar/km pr. kabel ved 410 kV. Forudsat at forbindelserne kompenseres 50 %, og at der anvendes to kabelsystemer per fase, er forholdet mellem transmissionsnettets kortslutningseffekt og den maksimalt tilladte kabellængde for at overholde kravet til spændingsspring på 4 % vist i Figur 40.



Figur 40 Forholdet mellem kortslutningseffekten og indkoblet reaktiv effekt svarende til en 400 kV kabellængde etableret med 50 % kompensering ved et spændingsspring på 4 %.

Ud fra en kortslutningseffekt på 5.000 MVA, som repræsenterer et realistisk scenarie med lav kortslutningsniveau, ville den maksimale længde af en forbindelse med to kabler pr. fase være ca. 17 km for ikke at overskride kriteriet om spændingsspring.

6.2.2.1 Diskussion vedrørende spændingssætning af transmissionsforbindelser for de fire alternativer
Eftersom spændingsspringene er afhængige af den producerede reaktive effekt, er det relevant at analysere den reaktive effektproduktion for forbindelserne for de forskellige alternativer. Det vides, at et enkelt kabel, uden kompensering, producerer 11 Mvar/km, og luftledninger producerer 0,76 Mvar/km, når de begge er i drift ved 410 kV. Der kræves to kabelsystemer pr. fase for at opnå samme overføringskapacitet som for luftledninger, og at kabelsektionerne kompenseres 50 %. Dette medføre en produktion af reaktive effekt som vist i Tabel 12.

	Idomlund-Stovstrup, [Mvar]	Endrup-Stovstrup, [Mvar]	Endrup-Klixbüll, [Mvar]
Alternativ A	87	77	136
Alternativ B	119	106	182
Alternativ C	307	272	451
Alternativ D	575	511	835

Tabel 12: Produceret reaktiv effekt ved spændingssætning, under forudsætning af 50 % reaktiv kompensering af kablerne ved alle alternativer.

Når transmissionsnettets kortslutningseffekt inddrages, er det muligt at estimere, hvilke forbindelser der giver anledning til højere spændingsspring ved spændingssætning udover det tilladte niveau. Estimatet forudsætter, at forbindelsen spændingssættes som ét samlet system. I Tabel 13 ses den minimale kortslutningseffekt for transformerstationerne Idomlund, Endrup og Klixbüll.

	Sk ² min, [MVA]
Idomlund (Idomlund-Stovstrup åben)	3.465
Endrup (Endrup-Klixbüll åben)	5.816
Endrup (Endrup-Stovstrup åben)	8.747
Klixbüll (Endrup-Klixbüll åben)	5.247

Tabel 13: Minimal kortslutningseffekt ved forbindelsernes tilslutningspunkter.

I betragtning af den reaktive effektproduktion pr. forbindelse vist i Tabel 12, og under antagelse af minimumsbetingelserne for kortslutningseffekt som angivet i Tabel 13, kan de resulterende spændingsspring beregnes som vist i Tabel 14.

Spændingsspring [%]	Idomlund-Stovstrup, fra Idomlund	Endrup-Stovstrup, fra Endrup	Endrup-Klixbüll, fra Endrup	Endrup-Klixbüll, fra Klixbüll
Alternativ A	2,5	0,9	1,6	2,6
Alternativ B	3,4	1,2	2,1	3,5
Alternativ C	8,9	3,1	5,2	8,6
Alternativ D	16,6	5,8	9,5	15,9

Tabel 14: Beregnede spændingsspring ved spændingssætning af forbindelserne under minimumsbetingelserne for kortslutningseffekt.

Det ses i Tabel 14, at spændingsspringene for alternativ A og B er under den tilladte grænse på 4 %, men for alternativ C og D overskrides spændingsspringene grænsen. For at kunne spændingssætte forbindelserne i alternativ C og D kræves der ændringer af hele kabelsystemets design. Dette kunne være indførelse af en eller flere mellemliggende kompenseringsstationer, således at kun en del af forbindelserne spændingssættes ad gangen. Dette vil imidlertid øge kompleksiteten af systemet, herunder dets drift. En anden mulighed ville være at ændre strategien for zero-miss. Zero-miss kan undgås ved at spændingssætte forbindelsen ved spændingsmaksimum ved anvendelse af synkroniseret indkobling [19]. Dette vil imidlertid forårsage maksimal koblingsoverspænding, og på grund af afbryderpolspredningen er det ikke muligt at kompensere forbindelsen fuldstændigt. En anden mulighed er at anvende sekventiel afbryderudkobling, når en enfaset fejltilstand opstår [19]. Dette vil imidlertid kompromittere den af Energinet anvendte reservebeskyttelse.

6.2.3 Diskussion og konklusion

De gennemførte analyser viser ingen problemstillinger for tomgangsdrift, uanset det anvendte alternativ. Anderledes forholder det sig med hensyn til åbne ende-spændinger og spændingsspring, hvor disse overskrider grænseværdierne for alternativerne C og D. For at løse problemstillingerne vedrørende åbne ende-overspændinger og spændingsspring skal den forhøjede reaktive effektproduktion ved spændingssætning reduceres. Én løsning er at tilføje kompenseringsstationer, der muliggør indkobling af kortere forbindelser. Denne løsning kræver imidlertid flere anlægskomponenter og dermed en øget systemkompleksitet. En alternativ løsning ville være en ændring af designfilosofien vedrørende modvirkning af zero-miss for at muliggøre en højere reaktiv effektkompensering. Dette er imidlertid forbundet med adskillige problemer, som ikke kan accepteres.

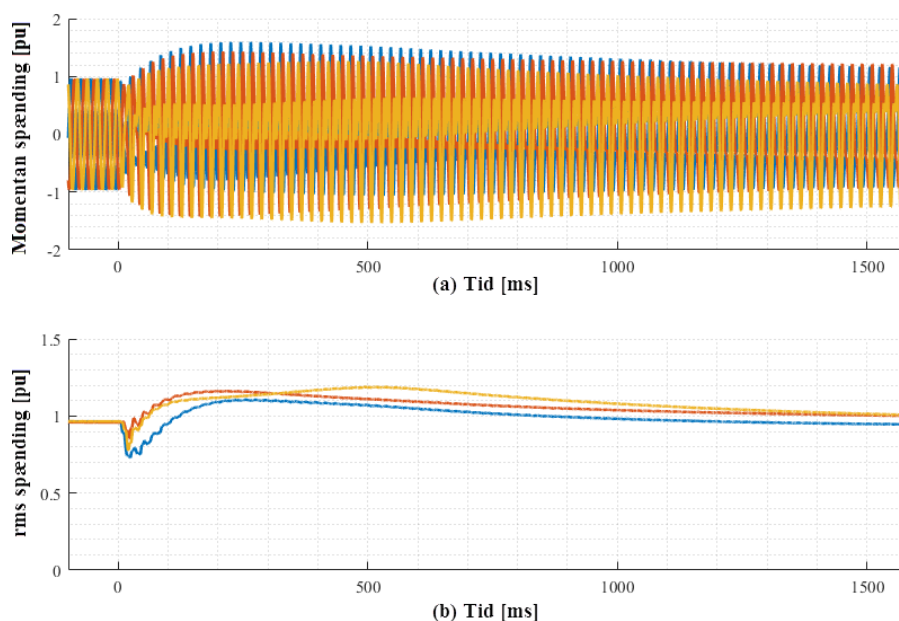
6.3 Temporære overspændinger

Det er kendt, at installation af kabelsystemer vil medføre lavere resonansfrekvenser på grund af kablernes høje kapacitans [20]. I denne forbindelse skal det undersøges, hvorvidt mængden af kabler anvendt ved de definerede alternativer for de nødvendige netudbygninger i Vest- og Sønderjylland kan føre til, at kritiske temporære overspændinger opstår. Temporære overspændinger opstår i transmissionssystemer som følge af anslag af elnettets resonanser. Disse er kendetegnet ved meget høje eller meget lave impedansværdier (dvs. parallel- og serieresonans). Temporære overspændinger forårsaget af anslåede parallelresonanser opstår, når en harmonisk strøm injiceres ved resonansfrekvensen.

Denne situation opstår hyppigst i forbindelse med spændingssætning af store krafttransformere, da disse trækker meget store indkoblingsstrømme fra transmissionsnettet, hvor disse strømme har et højt indhold af lave harmoniske overtoner [21] [22] [23]. Eventuel parallelresonans ved disse lave frekvenser kan medføre kritiske temporære overspændinger. På samme måde kan samtidig genmagnetisering af krafttransformere ved spændingsopbygning efter fejl føre til høje temporære overspændinger.

Temporære overspændinger er kendetegnet ved lavere spændinger end det ses ved koblings- og lynoverspændinger. Temporære overspændinger er imidlertid lige så kritiske for transmissionssystemet på grund af deres lange varighed. Temporære overspændinger kan medføre fejl på højspændingskomponenter som følge af termisk overbelastning. Et eksempel på temporære overspændinger er vist i Figur 41. Overspændingsafledere beregnet til at afhjælpe koblings- og lynoverspændinger, er de svageste komponenter i forhold til temporære overspændinger, eftersom deres termiske begrænsning kan blive oversteget i løbet af få sekunder [20]. Magnetiske komponenter, såsom krafttransformer eller shuntreaktorer er også følsomme over for temporære overspændinger, eftersom overmagnetisering af den magnetiske kerne medfører overophedning. De er dog mindre følsomme end overspændingsafledere [24].

Det er værd at nævne, at temporære overspændinger typisk spreder sig til større dele af elsystemet. De kan derfor påvirke mange komponenter, hvilket øger konsekvenserne. Dette er modsat overspændinger med højt frekvensindhold, der typisk vil være af mere lokal karakter på grund af højere dæmpning.



Figur 41 Eksempel på temporære overspændinger efter transformerspændingssætning.

De følgende afsnit præsenterer evaluering af temporære overspændinger, der skyldes anslag af parallelle resonanser i forbindelse med transformerspændingssætning, fejlafhjælpning eller ødrift. Denne evaluering beskriver forskellene mellem alternativ A, B, C og D for at identificere eventuelle indvirkninger på systemet.

6.3.1 Temporære overspændinger i forbindelse med transformerspændingssætning

Formålet med dette afsnit er at vurdere risikoen for temporære overspændinger i forbindelse med spændingssætning af transformere for hvert af de undersøgte alternativer i forbindelse med de nødvendige netudbygninger i Vest- og Sønderjylland. Dette opnås ved at undersøge impedansspektrene for de dele af transmissionsnettet, der tæt elektrisk koblet med transmissionsnettet i Vest- og Sønderjylland. Derudover identificeres potentielle lavordens harmoniske resonanser, og eventuelle forskelle mellem alternativerne fremhæves.

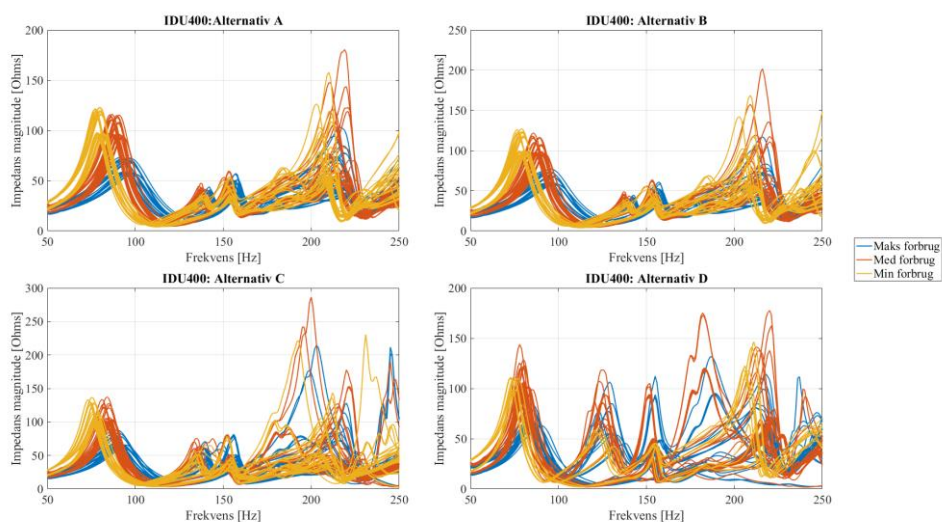
Som hovedregel drives transmissionsnettet i en planlagt tilstand, hvor konsekvenserne af mulige driftsforstyrrelser er analyseret. For det danske transmissionssystem dækker den planlagte driftstilstand N-0- eller N-1-situationer, dvs. når systemet drives med intakt net eller med en enkelt ikke-planlagt komponentafbrydelse. Transformerspændingssætning vil med sikkerhed forekomme under N-0- og N-1-situationer fordi systemet primært drives i disse tilstande i modsætning til de sjældne, unormale netkonfigurationer. Der skal udvises særlig forsigtighed under særlige netkonfigurationer, hvor blackstart er et klassisk eksempel på dette. Disse er typisk meget kritiske netkonfigurationer, eftersom kortslutningseffektniveauet er lavt, hvormed der skabes forholdsvis høje impedanser, og resonanser forskydes mod lavere frekvenser. I de følgende afsnit præsenteres en analyse af disse netkonfigurationer samt diskussion af konsekvenserne af hvert enkelt case.

6.3.1.1 Metode

Simuleringsstudier gennemføres med Energinets PowerFactory-systemmodel. Det indledende mål er at vurdere impedansspektrene for det pågældende netområde. Simuleringerne foretages for flere scenarier, der dækker mulige netkonfigurationer, hvor transformerspændingssætning kan finde sted. Disse omfatter forskellige alternativer, forskellige systembelastninger, forskellige kombinationer af harmoniske filtre i drift og en række N-1 og blackstart netkonfigurationer. For hvert enkelt case vurderes størrelsen af netimpedansen set fra de relevante samleskinner på og omkring 100 Hz, 150 Hz og 200 Hz for at identificere mulige resonanser omkring disse frekvenser. For at bestemme kritiske cases vurderes størrelsen af impedansen ved de nævnte frekvenser og sammenlignes med en række screeningsimpedansniveauer. Ud fra den etablerede erfaring er screeningsniveauerne for det danske transmissionssystem på 400 ohm ved 100 ± 10 Hz, 600 ohm ved 150 ± 10 Hz og 2.400 ohm ved 200 ± 10 Hz. Hvis størrelsen af impedansen ved en af disse frekvenser overskrider screeningsniveauet, iværksættes yderligere undersøgelser.

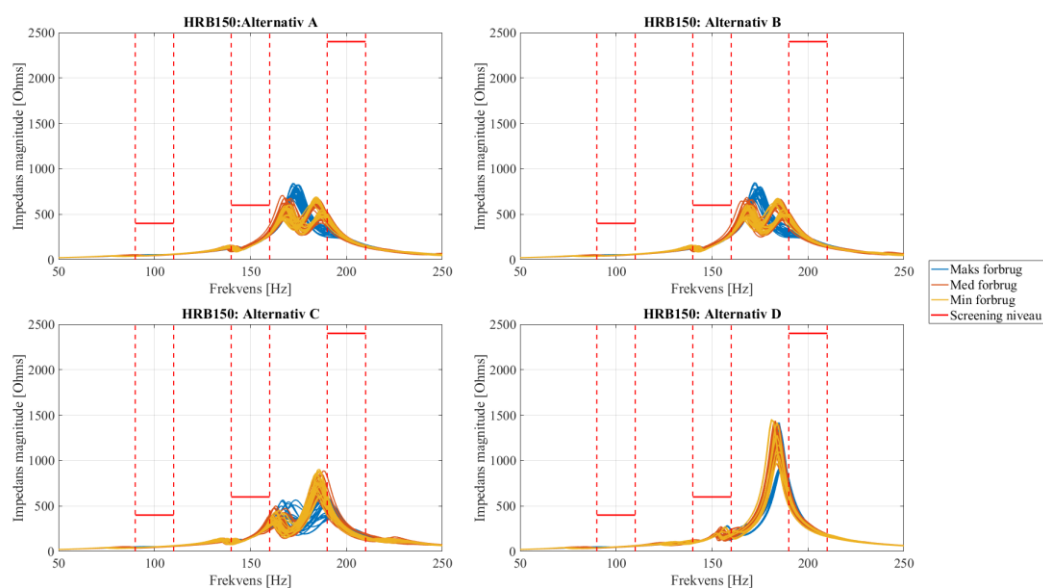
6.3.1.2 Transformerspænding under normaldrift

Som udgangspunkt analyseres den frekvensafhængige impedans set fra 400 kV transformerstationerne og offshore platforme placeret tæt på vestkysten under N-0- og N-1-netkonfigurationer for alternativ A, B, C og D. Figur 42 viser den frekvensafhængige størrelse af impedansen set fra 400 kV transformerstation Idomlund (IDU400). Hver farve repræsenterer et kortslutningsniveau dvs. høje, middel og lave kortslutningseffektscenarier, for hvilke der vises flere netkonfigurationer. Resultaterne viser, at der ikke er nogen resonanspunkter med en størrelse over screeningsniveauerne for nogen af de relevante lavordens harmoniske, hvilket tyder på, at der sandsynligvis ikke vil forekomme kritiske temporære overspændinger under transformerspændingssætning. Samme konklusion kan drages for de øvrige 400 kV transformerstationer.



Figur 42 Frekvensafhængig impedans set fra IDU400 i forskellige N-0- og N-1-situationer.

Figur 43 viser den frekvensafhængige netimpedans set fra knudepunktet Horns Rev B (150 kV) i forskellige N-0- og N-1-situationer. Det fremgår, at frekvensresponsen angiver en forholdsvis stor resonans mellem 150 og 200 Hz. Dette niveau er imidlertid inden for den fastsatte tærskelværdi og dermed ikke af væsentlig betydning. Det fremgår også, at der ikke sker nogen væsentlig frekvensforskydning af denne resonans, afhængigt af kortslutningsniveauet eller det undersøgte alternativ, hvilket indikerer, at resonansen fortrinsvis bestemmes af de lange land- og søkabler, der forbinder Horns Rev B til 150 kV transformerstation Endrup. Denne observerede resonans er med andre ord ikke introduceret af de undersøgte alternativer, og det er meget sandsynligt, at den allerede er til stede i den nuværende netkonfiguration. En lignende konklusion kan også drages for Horns Rev C 220 kV.



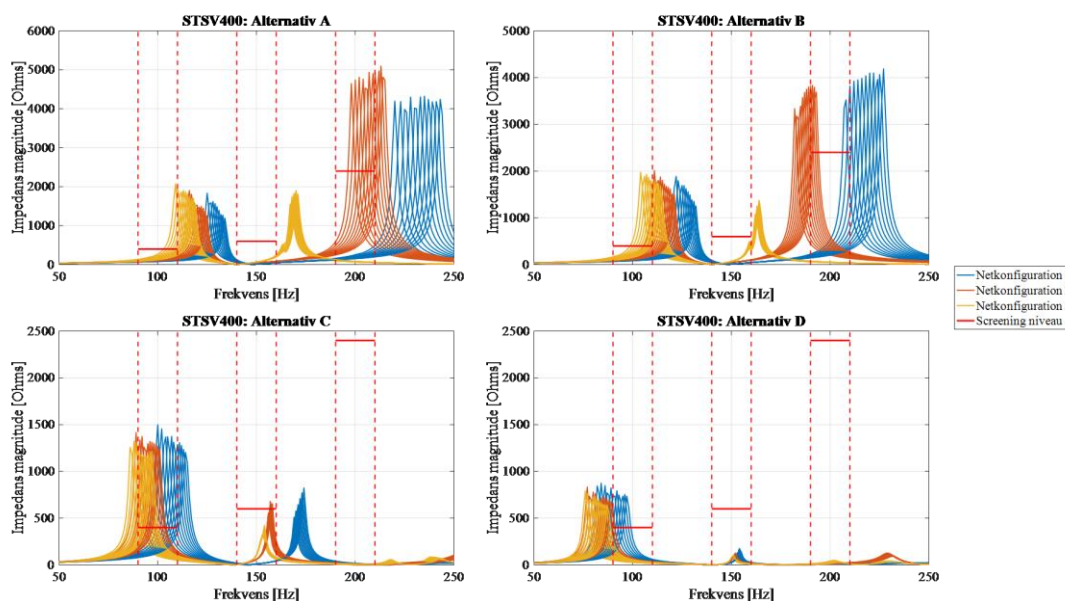
Figur 43 Frekvensafhængig impedans set fra Horns Rev B for forskellige N-0- og N-1-scenarier.

Analysen viser, at systemets egenskaber med hensyn til dets frekvensrespons for planlagte betingelser i N-0- og N-1-netkonfigurationer er forholdsvis robust og sandsynligvis ikke vil give anledning til kritiske temporære overspændinger. Derudover er der ikke observeret stor forskel på de forskellige alternativer.

6.3.1.3 Transformerspændingssætning under blackstart

Dette afsnit undersøger muligheden for temporære overspændinger, når store krafttransformere spændingssættes via transmissionsforbindelserne på vestkysten under blackstart. Det forudsættes, at blackstart kan igangsættes fra Tyskland (KLIS400 og nordpå) eller fra de danske kraftværker Studstrupværket (MKS) og Nordjyllandsværket (NVV) mod 400 kV transformerstation Tjele (TJE400), Idomlund (IDU400) og sydover. Eftersom situationen er baseret på en reduceret systemkonfiguration, reduceres Energinets PowerFactory model til at indeholde de relevante transformerstationer, idet der placeres et eksternt netækivalent ved TJE400 ved blackstart fra Danmark og ved KLIS400 ved spændingssætning fra Tyskland. Det er derudover kendt, at de eksterne netækivalenters kortslutningsniveau vil have stor indvirkning på placeringen og størrelsen af resonanser på transformerterminalerne. Det er derfor besluttet i forbindelse med blackstart ikke kun at vurdere de forskellige alternativer og netkonfigurationer, men også variere de eksterne netækivalenters kortslutningsniveau. Det bør bemærkes, at eksterne netækivalenter repræsenteres af spændingskilder og grundfrekvens Thévenin ækvivalente impedanser. Dette indebærer, at den impedans, der ses ved frekvenser over 50 Hz, mangler dæmpning, og metoden vil derfor typisk give konservative resultater. Eftersom hovedformålet er at afdække forskelle mellem de forskellige alternativer i forbindelse med de nødvendige netudbygninger i Vest- og Sønderjylland, og eftersom denne konservatisme gælder alle alternativer, kan metoden imidlertid anvendes med tilstrækkelig sikkerhed.

Figur 44 viser den frekvensafhængige impedans set fra 400 kV transformerstation Stovstrup (STSV400) under forskellige netkonfigurationer og kortslutningsniveauer, der kan forekomme under en blackstartsituation fra Tyskland. Det fremgår, at der ved alle alternativer er mindst én netkonfiguration, der forårsager overskridelse af screeningsniveauet for et givet kortslutningsniveau, hvilket betyder, at kritiske temporære overspændinger kan opstå ved transformerspændingssætning fra STSV400. Analyser af de øvrige relevante transformerstationer viser tilsvarende resultater og dermed samme konklusioner. Konkret ligger resonansen for alternativ A og B mellem 100 og 150 Hz, mens den ligger mellem 50 og 100 Hz for alternativ C og D. Denne konklusion gælder for alle relevante transformerstationer, analyserede netkonfigurationer og kortslutningsniveauer, der er taget i betragtning. Undtagelser fra ovenstående konklusioner omfatter TJE400 i alternativ D ved spændingssætning fra Tyskland, og 400 kV transformerstationerne Revsing (REV400) og Endrup (EDR400) i alternativ D ved spændingssætning fra Danmark, hvor der ikke identificeres nogen risiko for temporære overspændinger.



Figur 44 Frekvensafhængig impedans set fra STSV400 i forskellige blackstart-scenarier

Det er tidligere beskrevet, at der er risiko for forskydning af resonanser til de kritiske frekvensbånd på mindst ét kortslutningsniveau og én netkonfiguration, uafhængigt af den undersøgte transformerstation og det undersøgte alternativ. Det er derfor yderst vigtigt at gennemføre en detaljeret undersøgelse af blackstart for det valgte alternativ for at identificere sikre kombinationer af kortslutningsniveau (dvs. synkronmaskiner i drift) og netkonfiguration (dvs. transmissionsforbindelser i drift), hvor disse operationer kan udføres. Sammenfattende kan det anføres, at intet alternativ har nogen klar fordel frem for de andre vedrørende placering og størrelse af lave harmoniske resonanser.

6.3.2 Temporære overspændinger efter udkobling af fejl

I forbindelse med en fejl er den spænding, der ses på nærliggende samleskinner og dermed de tilsluttede transformere, tæt på nul. Efter fejlen er udkoblet, spændingssættes transformere igen, normalt kaldet pseudo-spændingssætning, og transformeren kan drives mætning. Dette skyldes, at transformerkernerne fastholder et fluxniveau, hvor den remanente flux kan være helt op til 0,8 p.u. i sådanne tilfælde af pseudo-spændingssætning [21]. I sådanne tilfælde kan magnetiseringsstrømmen, der trækkes af transformerne, nå niveauer svarende til en normal spændingssætning (afhængigt af fejludkoblingstidspunkt). På grund af antallet af transformere, der samtidig kan spændingssættes på ny på denne måde, kan de temporære overspændinger, der forekommer under fejl, være større end ved spændingssætningen af en enkelt transformer.

Impedansscanninger, der blev udført i forbindelse med undersøgelsen af transformerens spændingssætning, viste ingen kritisk lavordens harmoniske resonanser i N-1-konfigurationer, hvor systemet sandsynligvis drives efter en fejl. I betragtning af den forholdsvis lave sandsynlighed for fejl, indgår andre sjældne og problematiske netkonfigurationer, såsom blackstart, ikke i evalueringen af alternativerne. Det kan derfor konkluderes, at det ikke er sandsynligt, at der forekommer nogen kritisk temporær overspænding på grund af fejl, uanset alternativet. Dette skal dog bekræftes i den projektspecifikke undersøgelsesfase for at tage højde for sjældne netkonfigurationer i vurderingen.

6.3.3 Temporære overspændinger efter system-ødrift

Når der opstår en fejl i transmissionssystemet, udkobler beskyttelsessystemerne de relevante afbrydere for at isolere fejlen. Dette kan være afbrydelse af en transmissionsforbindelse, en transformer eller andre komponenter. I radiale eller svagt formaskede net kan tab af transmissionsforbindelser føre til en væsentlig reduktion af kortslutningseffekten set fra samleskinner, der er elektrisk tæt på fejlen. I disse situationer kan der opstå store temporære overspændinger som følge af overlejring af forskellige frekvenskomponenter. Størrelsen af disse temporære overspændinger er mere tilbøjelig til at være høje, hvis ødrift fører til fremkomst af lavordens harmoniske resonanser i systemet, eftersom disse vil blive anslået af den gen-spændingssætning af nærliggende transformere.

De 400 kV transformerstationer, der er placeret i Vest- og Sønderjylland, med undtagelse af STSV400, er alle tilsluttet et formasket net. Derudover viser impedansscanninger, der er udført i forbindelse med undersøgelsen af transformerspændingssætning, ikke nogen kritiske lavordens harmoniske resonanser under N-0- eller N-1-netkonfigurationer. Det kan derfor udledes, at det ikke er sandsynligt, at der opstår kritiske temporære overspændinger på grund af ødrift efter udkobling af fejl.

6.3.4 Diskussion og konklusion

Dette afsnit omhandler undersøgelse af risikoen for temporære overspændinger i forbindelse med transformerspændingssætning som en direkte handling eller i forbindelse med udkobling af fejl og ødrift for hvert af de undersøgte alternativer. Resultaterne for N-0- og N-1-netkonfigurationer viser, at ingen af de analyserede scenarier giver anledning til kritiske temporære overspændinger for nogen af alternativerne. Spændingssætning af transformere under sjældne netkonfigurationer med radial netstruktur og lav kortslutningsniveau og dæmpning, såsom blackstart, kan imidlertid forårsage kritiske temporære overspændinger på grund af lavordens harmoniske resonanser.

Den gennemførte analyse viser, at intet alternativ har en klar fordel i forhold til de øvrige vedrørende risikoen for kritiske temporære overspændinger, eftersom dette vurderes som værende meget usandsynligt under planlagte netkonfigurationer. I situationer med meget lavt kortslutningsniveau og meget lav dæmpning i specifikke netkonfigurationer er det imidlertid muligt at observere situationer, der medfører kritiske temporære overspændinger. I disse tilfælde er der brug for projektspecifikke undersøgelser af transformerspændingssætning for at identificere sikre netkonfigurationer.

6.4 Overspænding efter udkobling af en transmissionsforbindelse

Når en kompenseret transmissionsforbindelse udkobles, vil det udkoblede system resonere ved sin egenfrekvens, idet energiudveksling mellem kapacitive og induktive elementer finder sted. Kapacitiv kobling mellem luftledningsledere og induktiv kobling mellem kabel- og luftledningsledere samt shuntreaktorviklinger vil desuden give anledning til langsom moduleret overspænding [20] [25] [26]. Amplituden, frekvensen og varigheden af overspændingen afhænger af systemparametre, der igen afhænger af systemets fysiske opbygning, forholdet mellem kabler og luftledninger samt graden af reaktiv kompensering.

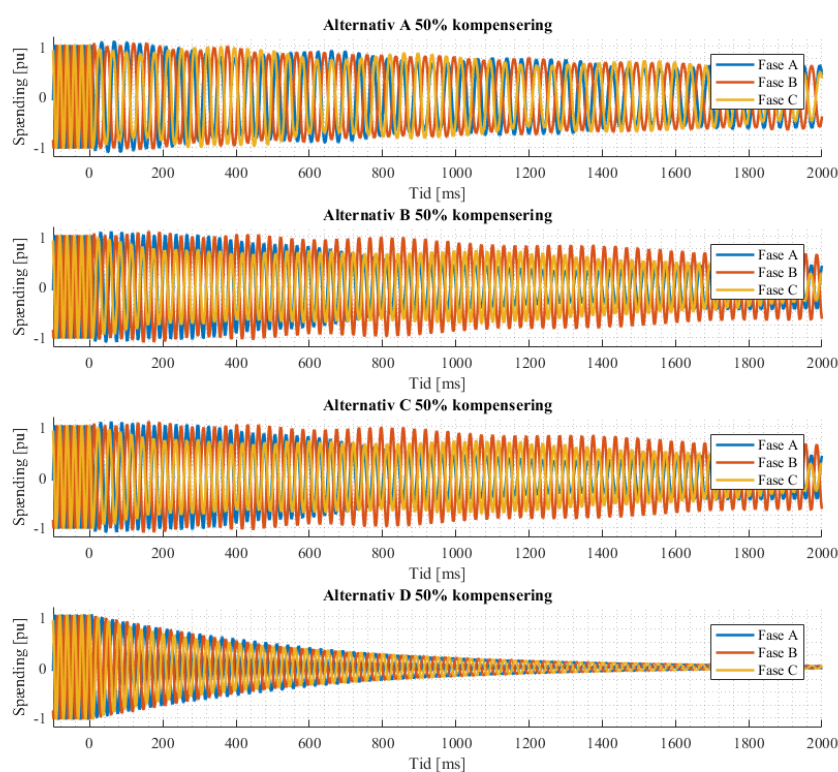
Et andet interessant punkt i denne sammenhæng er overmagnetisering af fasttilkoblede shuntreaktorer. Fluxen i reaktorkernen er proportional med spændingen og omvendt proportional med frekvensen. Egenfrekvensen for den udkoblede kompenserede linje er omvendt proportional med kvadratroden af graden af kompensering med egenfrekvenser på 50 Hz ved 100 % kompensering, 36 Hz ved 50 % kompensering og 15 Hz ved 10 % kompensering. Afhængigt af spændings/frekvensforholdet og overmagnetiseringens varighed kan en shuntreaktor blive overophedet og i værste fald beskadiget. Der er dog kun begrænset publiceret litteratur, der omhandler vurdering af overmagnetisering af magnetiske komponenter. I denne sammenhæng

anbefaler CIGRE Electra nr. 179 [24] maksimalniveauer for netkomponenters holdfasthed overfor temporære overspændinger, hvor overmagnetisering af disse komponenter udgør den væsentligste begrænsning. Disse grænseværdier gælder imidlertid kun under grundfrekvensoverspændinger og kan derfor ikke anvendes direkte til vurdering ved andre frekvenser.

Eftersom de fire alternativer anvender forskellige forhold mellem kabler og luftledninger, er det relevant at fastslå, hvorvidt de enkelte alternativer forårsager uacceptable overspændinger og tilsvarende uacceptable fluxniveauer for reaktorer i forbindelse med udkobling af fejl, hvor dette behandles i de følgende afsnit.

6.4.1 Langsomme, modulerede overspændinger efter udkobling af en transmissionsforbindelse

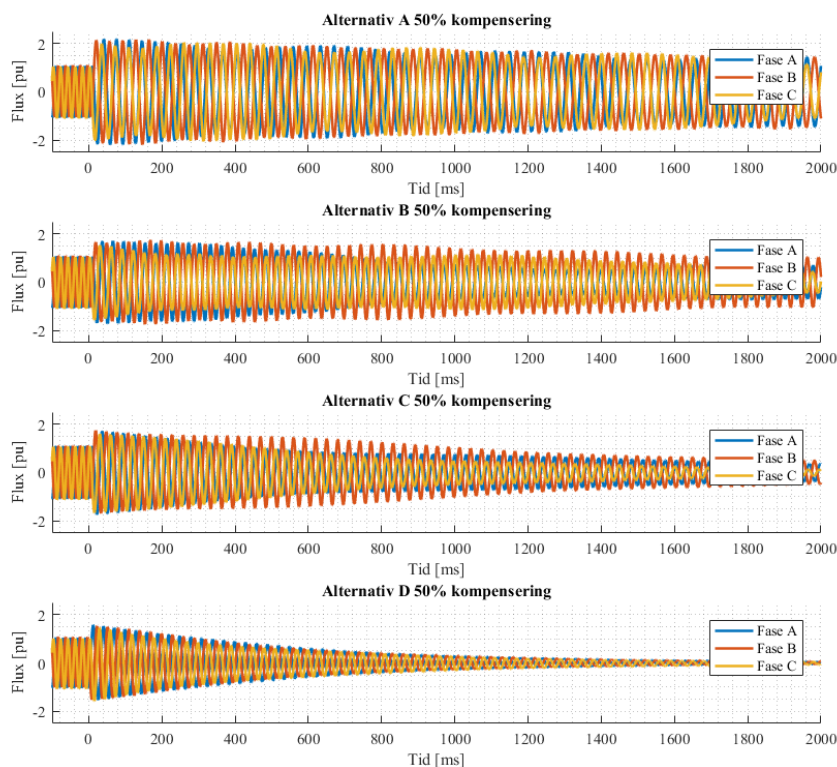
Som eksempel vises i Figur 45 fase-til-jord-spændinger efter udkobling af den 50 km lange transmissionsforbindelse mellem Idomlund og Stovstrup opbygget som alternativ A, B, C eller D.



Figur 45 Fase-til-jord-spændinger efter udkobling af transmissionsforbindelsen mellem Idomlund og Stovstrup opbygget som alternativ A, B, C eller D.

Figuren viser, at den højeste spænding forekommer i alternativ A efterfulgt af B og C, dog er ingen af overspændingerne kritiske. Overspændingen er højest i alternativ A, fordi denne har den højeste andel af luftledninger og deraf øget kapacitiv kobling. Gensidig kapacitans mellem faser i et kabelanlæg er ubetydelig, fordi der anvendes en metalkappe, og jorden fungerer som ækvipotentialeflade. Der ses derfor ingen modulerede overspændinger i spændingsprofilen i alternativ D, og spændingen aftager langsomt, svingende ved sin egenfrekvens. Under alle omstændigheder er tidskonstanten for aftagningen afhængig af tab i linjekomponenter. For alle fire alternativer er overspændinger ikke kritiske, idet den højeste fase-til-jord-spænding for alternativ A er 1,2 p.u. topper i fase B.

Den relative flux i shuntreaktoren vises i Figur 46.



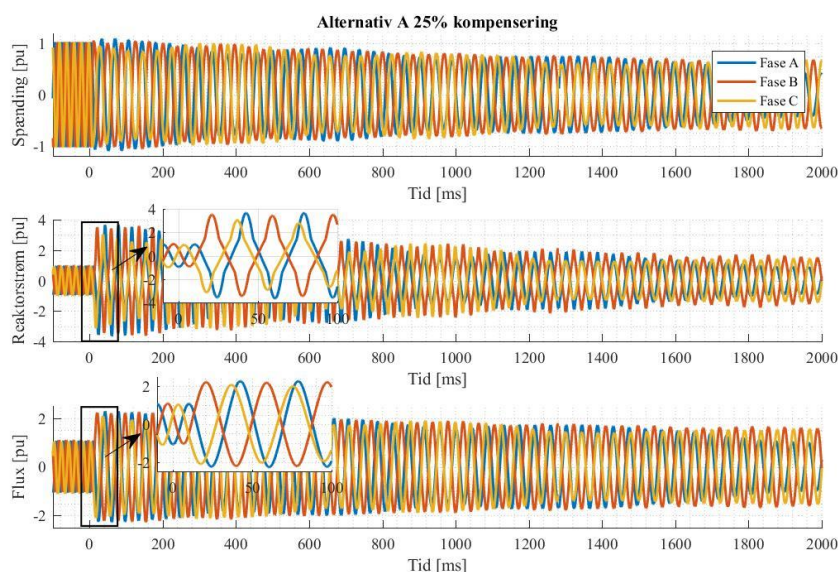
Figur 46 Relativ flux efter udkobling af transmissionsforbindelsen mellem Idomlund og Stovtrup opbygget som alternativ A, B, C eller D.

Fluxen i en shuntreaktor stiger efter udkobling ved forholdet mellem grundfrekvensen og egenfrekvensen. Endvidere øges fluxen yderligere på grund af de modulerede overspændinger i alternativerne baseret på hybridledninger (A, B og C), når den modulerede spænding når sit maksimum. Især i alternativ A begrænses fluxen eftersom en shuntreaktor er i mætning.

6.4.2 Udkobling med variable shuntreaktorer

Set ud fra et driftsperspektiv kan det være at foretrække, at udstyre transmissionsforbindelsen med variabel shuntkompensering i stedet for fasttilkoblet kompensering som beskrevet i afsnit 6.2. Dette gælder især for de hybrid-baserede alternativer A, B og C. Men som vist i foregående afsnit er disse alternativer mest udsatte for overmagnetisering af shuntreaktoren som følge af den øgede andel af luftledning.

Reduktion af kompenseringsgraden reducerer forbindelsens egenfrekvens og medfører forhøjede fluxniveauer, der resulterer i hurtigere opvarmning af shuntreaktoren. Et eksempel herpå fremgår af Figur 47, hvor fasespændinger, reaktorflux og reaktorstrømme er vist efter udkobling af en 25 % kompenseret transmissionsforbindelse.



Figur 47 Linjespændinger, reaktor strøm og relativ flux efter udkobling af transmissionsforbindelsen mellem Idomlund og Stovtrup opbygget som alternativ A med 25 % kompensering.

Reaktorstrømmen bliver stærkt forvrænget og overstiger 1 p.u. i 6-7 sekunder efter udkobling, og det tager fluxen samme tid at vende tilbage til nominelle niveauer. Det kan være kritisk for en shuntreaktor, og denne risiko skal afhjælpes. En mulighed for afhjælpning kan være at tilføje en afbryder i forbindelse med shuntreaktoren, således at denne reaktor kan isoleres fra transmissionsforbindelsen efter udkobling. Dette indebærer imidlertid andre kompleksiteter i forhold til en fasttilkoblet shuntreaktor. Udkobling af en shuntreaktor i forbindelse med udkobling af transmissionsforbindelsen forhindrer anvendelsen af automatisk genindkobling. Automatisk genindkobling er et vigtigt driftsmæssigt værktøj, der kan genindkoble en transmissionsforbindelse i forbindelse med en ikke-planlagt udkobling, f.eks. i forbindelse med en driftsforstyrrelse. En anden mulighed er at øge de nominelle fluxniveauer i reaktorkernen ved hjælp af overdimensionering. Dette vil dog øge omkostningerne til shuntreaktorer og bør så vidt muligt undgås.

6.4.3 Diskussion og konklusion

Dette afsnit beskriver, hvordan udkobling af hybridledninger med større andele luftledning kan forårsage modulerede overspændinger ved lav frekvens som følge af luftledningens gensidige kapacitans. Shuntreaktorens fluxniveauer øges under udkobling, eftersom fluxen er proportional med spændingen og omvendt proportional med frekvensen. Fluxniveauer er stærkt afhængige af kompenseringsgraden, idet niveauerne stiger i takt med, at kompenseringsgraden falder. Især for alternativ A og B med lave kompenseringsniveauer vil shuntreaktoren blive drevet stærkt i mætning. Den afledte kritikalitet er dog vanskelig at afgøre grundet den begrænsede varighed og ingen anerkendt international standard for området. Det kan konstateres, at der er stor risiko for, at overmagnetisering bliver et problem, og der er brug for detaljeret diskussioner med producer af shuntreaktorer, før der kan drages endelige konklusioner. For kabelbaserede transmissionsforbindelser er problemer med udkobling mindre afgørende på grund af lave fluxniveauer og kort overfluxvarighed.

Afslutningsvis kan det konkluderes, at indførelse af variable shuntreaktorer med hybridledningsdesign særlig opmærksomhed ved alternativ A, B og eventuelt C. Der er ingen sådanne problemer ved alternativ D.

6.5 Overspændinger ved indkobling af en transmissionsforbindelse

Overspændingens karakteristika i forbindelse med indkobling (spændingssætning) af kabelsystemer afviger betydeligt fra karakteristika for en luftledningsforbindelse. De væsentligste forskelle er lavere elektromagnetisk bølgehastighed, anvendelse af krydskobling ved kabelanlæg og forskelle i bølgeimpedanser [16] [27].

For luftledningsforbindelser udbreder interfasebølgen sig med lysets hastighed. For kabelanlæg udbreder den tilsvarende koaksialbølge sig med 2/3 af denne hastighed på grund af påvirkningen fra lederens isolering. Generelt giver den reducerede bølgehastighed i kabler anledning til reducerede frekvenser i spændings- og strømprofilerne efter spændingssætning. I modsætning til en luftledning giver krydskobling af kabelskærmen, der anvendes ved længere højspændingskabler, anledning til et stort antal yderligere høje frekvenskomponenter i profilerne. Disse yderligere høje frekvenskomponenter opstår, fordi hver bølge, der møder et krydskoblingspunkt, vil reflektere og bryde, så der opstår et stort antal refleksioner i ethvert punkt i kablet.

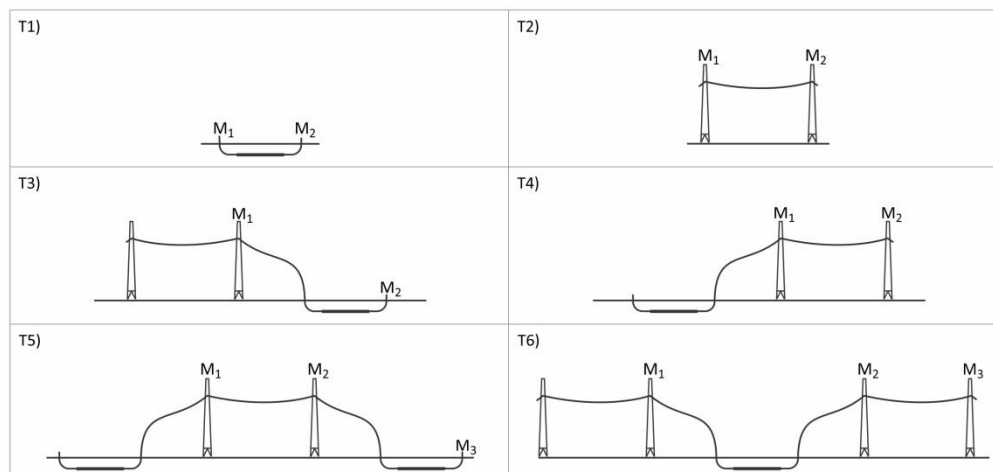
Kablernes lave bølgeimpedans er relevant, fordi denne bestemmer forholdet mellem de reflekterede og brudte bølger ved bølgeimpedansens diskontinuitetspunkter. Typiske værdier for koaksialkablernes bølgeimpedanser er 25-50 Ω i forhold til 350-400 Ω for luftledninger. Det resulterende overspændingsprofil efter spændingssætningen bestemmes både af disse faktorer og af elsystemets opbygning. Dette gør det meget vanskeligt at forudsige overspændingsprofiler for bestemte transmissionsforbindelser. Det er dog Energinets erfaring, at overspændinger efter spændingssætning af kabler, medmindre en resonans anslås, antager samme eller mindre værdier end overspændinger for luftledninger af samme længde.

Tre af de fire undersøgte alternativer er hybridledninger (dvs. forbindelser etableret med både kabler og luftledninger). Det er velkendt, at en elektromagnetisk bølge, der udbreder sig, vil blive væsentligt påvirket (reflekteret og brudt) af bølgeimpedansens diskontinuitetspunkt i overgangen mellem luftledninger og kabler på grund af den store forskel i bølgeimpedans for luftledninger og kabler. Dette påvirker spændingsprofilen kraftigt efter spændingssætning af hybridledninger. Eftersom alternativ A, B og C er hybridledningsstrukturer, undersøges overspændinger efter spændingssætning af hybridledninger.

6.5.1 Casedefinitioner

Det er vigtigt at kende alle detaljer på komponent- og systemniveau for at udføre en repræsentativ overspændingsundersøgelse. Dette er ikke tilfældet for de nødvendige netudbygninger i Vest- og Sønderjylland på tidspunktet for udarbejdelsen af denne rapport, hvorfor der er foretaget en række generiske simuleringer med udgangspunkt i den 50 km lange 400 kV forbindelse mellem Idomlund og Stovstrup. Formålet med undersøgelsen er at sammenligne overspændinger efter spændingssætning for de fire alternativer.

Som nævnt er alternativ A, B og C hybridledninger. Enhver hybridledning kan konstrueres med et vilkårligt antal luftledninger og kabelsektioner, men eftersom dette ikke er fastsat på tidspunktet for udarbejdelsen af denne rapport, antages de hybridledningsstrukturer T_3 , T_4 , T_5 og T_6 , der er vist i Figur 48. Den rene kabelstruktur T_1 i Figur 48 repræsenterer alternativ D, og den rene luftledningsstruktur T_2 er også inkluderet til sammenligningsformål.



Figur 48 Topologi over linjer, der skal spændingssættes – M_x markerer målepunkt x .

Længderne af linjesegmenterne T_1 og T_2 i Figur 48 er fastsat til 50 km for at repræsentere Idomlund-Stovstrup forbindelsen og varieres ikke. Længderne af kabel- og luftledningssegmenterne T_3 og T_4 i Figur 48 bestemmes ved hjælp af de forhold, der er defineret for alternativ A, B og C. I Figur 48 antages de to kabelsegmenter T_5 og to luftledningssegmenter T_6 at have samme længde og varieres i forholdet af kabler og luftledninger, der er defineret for alternativ A, B og C (se en detaljeret beskrivelse af alternativerne i afsnit 5.7).

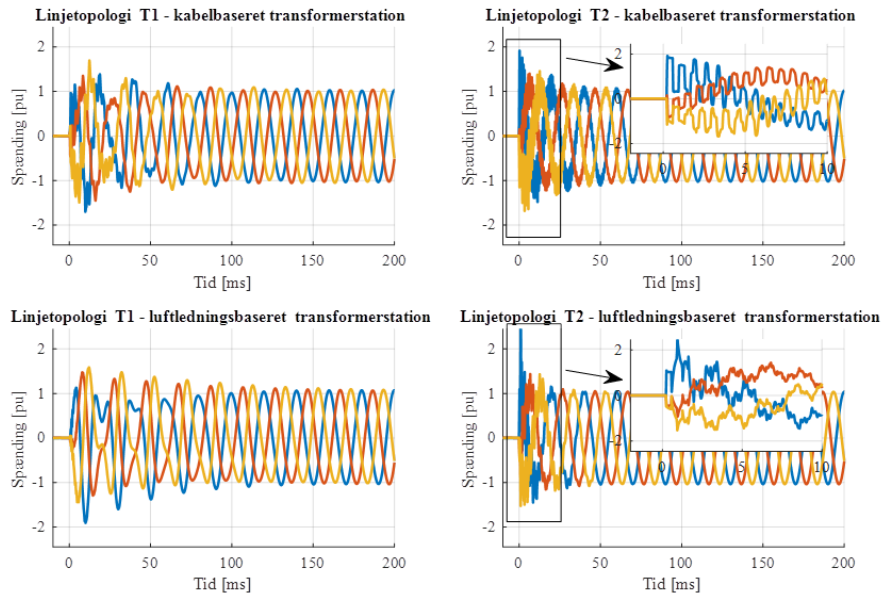
Eftersom bølgeimpedansen i transformestationen i tilslutningspunktet, hvor der spændingssættes fra, vil påvirke den resulterende overspændingsprofil, undersøges to forskellige konfigurationer af transformestationer for hver linjetopologi vist i Figur 48:

1. En transformestation, hvor transmissionsforbindelsen til transformestationen er en 400 kV luftledning ophængt på Thor-master (kaldet luftledningsbaseret transformestation); og
2. En transformestation, hvor transmissionsforbindelsen til transformestationen er et enkelt kabelsystem (kaldet kabelbaseret transformestation).

For hver af de seks linjetopologier (Figur 48) med to mulige konfigurationer af transformestationer i spændingssætningsenden og for alle fire alternativer er der gennemført 200 simuleringer af spændingssætning af transmissionsforbindelsen. Spændingen i hver fase blev registreret på de målepunkter, der er markeret med " M_x " i Figur 48. Koblingstidspunktet varierer efter en ensartet fordelingskurve over en grundfrekvensperiode og afbryderpolspredning varierer efter en normal fordeling med en middelværdi på 0 ms og en standardafvigelse på 1 ms. Analyserne inkluderer ikke overspændingsafledere.

6.5.2 Spændingssætning af rene luftlednings- eller kabelsystemer

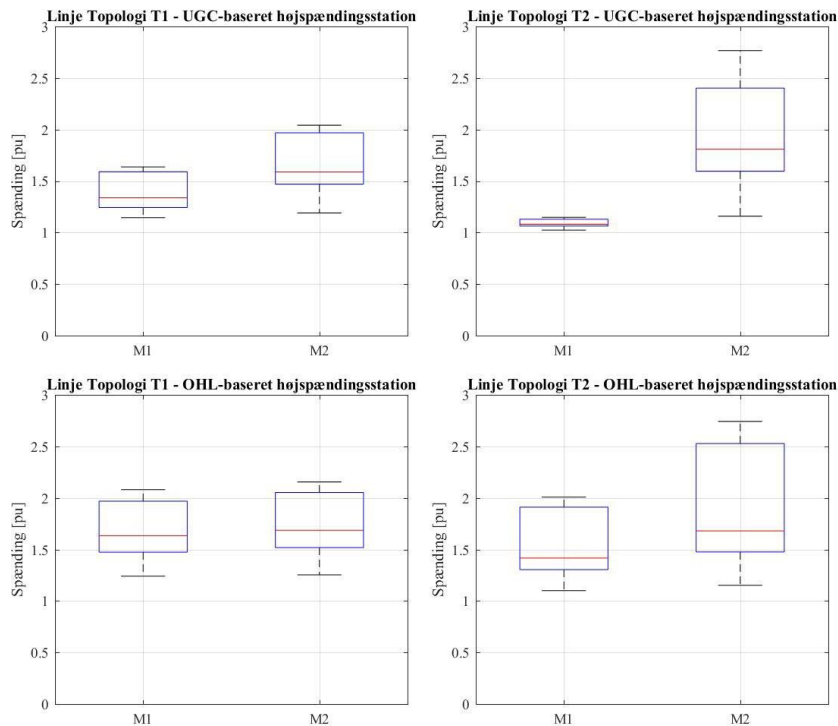
Spændingernes øjebliksværdier målt ved M_2 er afbildet i Figur 49 for linjetopologi T_1 og T_2 (se Figur 48) ved spændingssætning fra en kabel- og luftledningsbaseret transformerstation.



Figur 49 Tidssammenligning af spændinger målt ved M_2 under linjetopologi T_1 og T_2 med den indkoblede forbindelse tilsluttet en kabel- eller luftledningsbaseret transformerstation.

Spændingskurverne vist i Figur 49 er repræsentative for det normale koblingsforløb for kabler og luftledninger. Spændingsprofilen for kablet (ledningstopologi T_1) indeholder en lavere frekvenskomponent, der dæmpes relativt langsomt, mens luftledningen (ledningstopologi T_2) indeholder højfrekvente hurtigt dæmpede transienter. Stationskonfigurationen har en vis betydning, idet den luftledningsbaserede konfiguration medfører den længst vedvarende overspænding.

Spændinger på M_1 og M_2 i linjetopologi T_1 og T_2 (se Figur 48) er vist i Figur 50. Figuren viser den højeste, 98-fraktilen (ofte anvendt til isolationskoordinering), medianen, 25-fraktilen og minimumspændingerne ved hjælp af boksplots.



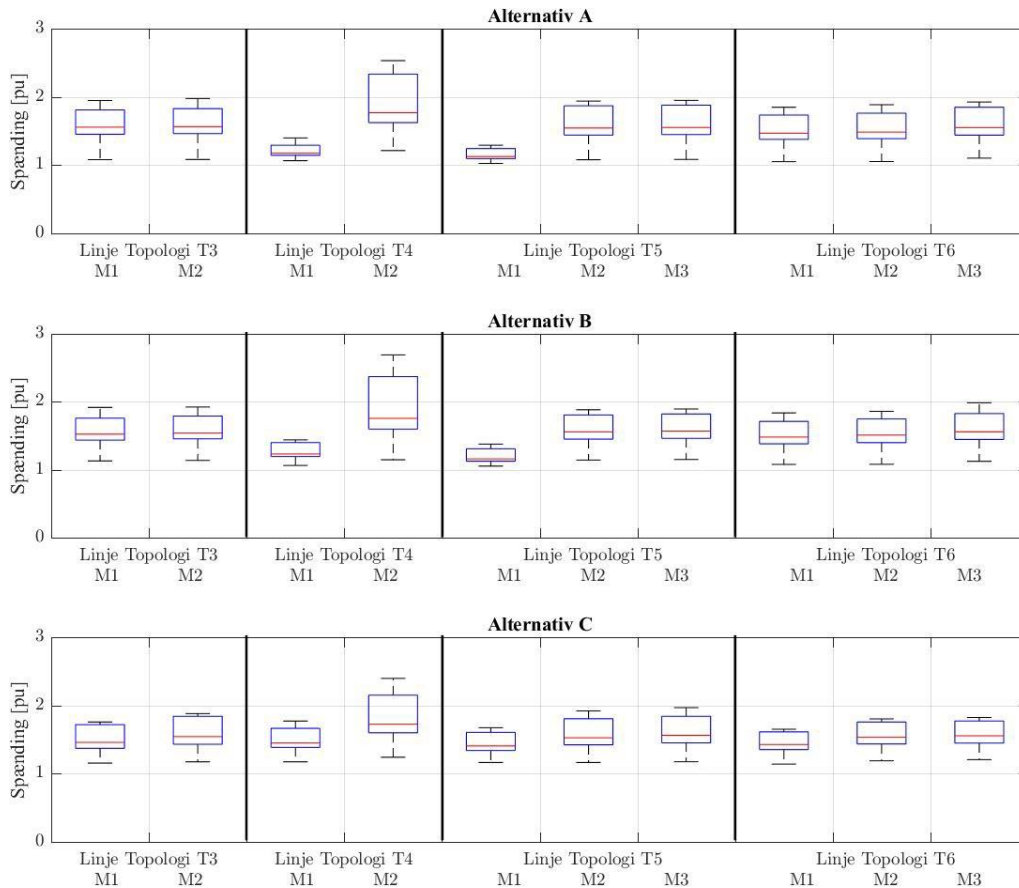
Figur 50 Højeste, 98-fraktil, medianen, 25-fraktil og minimumsoverspænding ved spændingssætning af 50 km kabel eller luftledning indkoblet til en kabel- eller luftledningsbaseret transformerstation. Målepunkter defineret som i Figur 48.

Resultaterne viser, at der kan forventes lave koblingsoverspændinger ved spændingssætning af lange vekselstrømskabler. Figureerne øverst og nederst til venstre, der viser spændingssætningen af kabler, viser lavere overspændinger i den åbne ende (M_2) end spændingssætning af luftledninger. Dette er en fordel og især vigtig for kabler, fordi isoleringsmaterialet er ikke-selvgenererende.

Åbne-ende spændinger på næsten 3 p.u. ses, når luftledninger spændingssættes (figurerne øverst og nederst til højre), uanset om der spændingssættes fra en kabel- eller luftledningsbaseret transformerstation. Det er også vigtigt at bemærke, at overspændingen i den indkoblede ende (M_1 i figuren øverst til højre) er lav. Dette er en ekstra fordel, eftersom denne spænding vil påvirke alle komponenter, der er forbundet med transformerstationen, ved spændingssætning af luftledninger tilsluttet en kabelbaseret transformerstation.

6.5.3 Spændingssætning af hybridledninger

På Figur 51 ses lignende boksploks af overspændinger, der skyldes spændingssætning af hybridledninger (linjetopologi T₃-T₆ i Figur 48), når de spændingssættes gennem en kabelbaseret transformerstation.

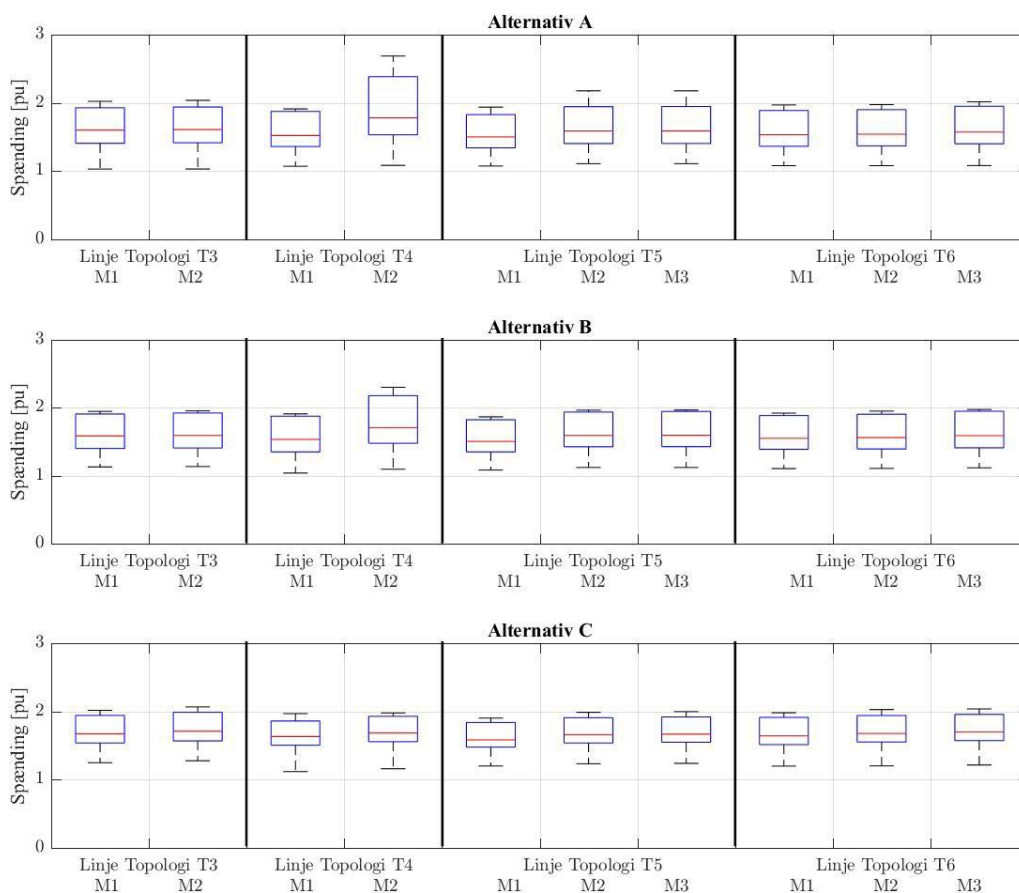


Figur 51 Højeste, 98-fraktil, medianen, 25-fraktil og minimumoverspænding ved spændingssætning af den 50 km lange hybridledning under forskellige konfigurationer, der spændingssættes via en kabelbaseret transformerstation. Målepunkter defineret som i Figur 48.

Figur 51 viser, at linjetopologi T₄ vil give anledning til den højeste åben-ende spænding. Hybridledningstopologi T₄ svarer til spændingssætningen af en luftledningsforbindelse indkoblet til en kabelbaseret transformerstation, der også gav anledning til den højeste overspænding i det forrige afsnit med kun luftledninger og kabler. Det bør også bemærkes, at fordelingen af overspændinger mellem de tre alternativer til samme ledningstopologi stort set ligner hinanden med en tendens til lavere spændinger i alternativ C. Dette resultat svarer også godt til resultaterne fra det tidligere afsnit, hvor spændingssætning af et kabel medførte lavere spændinger end luftledningen.

Energinet installerer som standard overspændingsafledere på transmissionsforbindelser med komponenter med fast isolationsmateriale. Erfaringsmæssigt er de estimerede overspændinger på niveauer, hvor omtalte standardløsning er tilstrækkelig til at reducere overspændinger til acceptable niveauer. Dette skal dog bekræftes i designfasen af netudbygningsprojekterne.

Tilsvarende resultater under forudsætning af spændingssætning via en luftledningsbaseret transformerstation er vist i Figur 52.



Figur 52 Højeste, 98-fraktil, medianen, 25-fraktil og minimumsoverspænding ved spændingssætning af den 50 km lange hybridledning under forskellige konfigurationer, der er indkoblet til en luftledningsbaseret transformerstation. Målepunkter defineret som i Figur 48

Resultaterne i Figur 52 viser, at overspændingsfordelingen er meget ens, uanset om hybridledningerne spændingssættes fra en luftledningsbaseret transformerstation (Figur 52) eller en kabelbaseret transformerstation (Figur 51). Den væsentligste forskel mellem de to alternativer er, at den kabelbaserede transformerstation har den laveste spænding i snitpunktet mellem hybridledning/transformerstation (M_1). Forklaringen kan findes i afsnittet om spændingssætning af rene luftledninger og kabler.

6.5.4 Diskussion og konklusion

Dette afsnit viser, at spændingssætning af kabler generelt forårsager koblingsoverspændinger af en størrelsesorden, der er lavere end for en tilsvarende luftledning. Det samme kan siges om en hybridledning, hvor kabel-/luftledningskonfigurationen i hybridsystemet slutter med en luftledning.

Resultaterne viser, at forholdet mellem kabel og luftledning (valg af alternativ) ikke har nogen kritisk indvirkning på overspændinger. Dette skyldes, at kablers eller luftledningers geometriske struktur afgør bølgeudbredelsens karakteristisk, herunder forbindelsernes bølgeimpedanser. De store forskelle mellem kablers og luftledningers bølgeimpedanser betyder, at bølgerrefleksionskoefficienter vil være meget ens, uanset typen af luftledninger og kabler. Derfor kan det angives, at resultaterne i dette afsnit er generelle.

Det kan konkluderes, at en ren kabelbaseret transmissionsforbindelse, når der ikke er nogen resonansforhold er mere attraktiv set ud fra et spændingssætnings synspunkt. Overspændinger, der opstår ved spændingssætning af hybridledninger, ligger imidlertid alle under niveauer, der kan håndteres ved installation af overspæn-

dingsafledere foran alle kabler og i visse tilfælde for enden af luftledninger i henhold til Energinets tekniske standard.

6.6 Problemer vedrørende spændingskvalitet

Elkvalitet er defineret som manifestationen af ethvert problem med spændings-, strøm- eller frekvensafvigelser, der medfører u hensigtsmæssig opførsel eller fejl i elektrisk materiel. Udtrykket kan i de fleste tilfælde anvendes synonymt med spændingskvalitet. Som reference defineres en ideel spændingsbølgeform som en, der har/er:

- Antager en konstant sinuskurveform
- Kun indeholder én konstant frekvens
- Er symmetrisk mellem de tre faser
- En konstant rms-værdi, der ikke ændres over tid
- Upåvirkelig over for belastningsændringer
- Pålidelig og tilgængelig, når det er nødvendigt

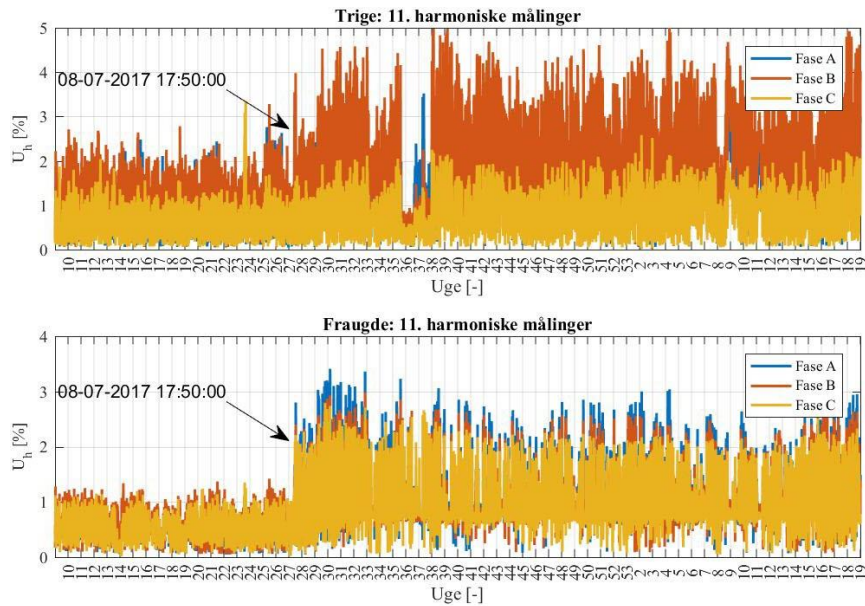
Udtrykket harmoniske har forskellige definitioner, hvor den gældende definition for elsystemer er en periodisk sinusformet kurve med en frekvens, der er et heltal multiplum af grundfrekvensen. Grundfrekvensen i det danske elsystem er 50 Hz, og dermed klassificeres enhver kurveform med en frekvens som et heltals multiplum af denne som harmoniske.

Energinets ansvar

Energinet er ansvarlig for koordinering af den samlede spændingskvalitet på transmissionsniveau i Danmark. En af de primære parametre for spændingskvalitet er som i de fleste andre lande harmonisk spændingsforvrængning. For at kunne opretholde en acceptabel spændingskvalitet udsteder Energinet emissionsgrænser for harmoniske for alle nye anlæg der tilsluttes. Energinet er ansvarlig for at begrænse forstærkningen af allerede eksisterende baggrundsforvrængning, der er forårsaget af netudbygningsprojekter i transmissionsnettet, og overvåger systemets indhold af harmoniske ved hjælp af et specialudviklet overvågningssystem for spændingskvalitet på transmissionsniveau. I forbindelse med koordinering har Energinet indført de vejledende planlægningsniveauer givet ved IEC 61000-3-6 [28].

6.6.1 Spændingskvalitet generelt og erfaringer med det danske transmissionsnet

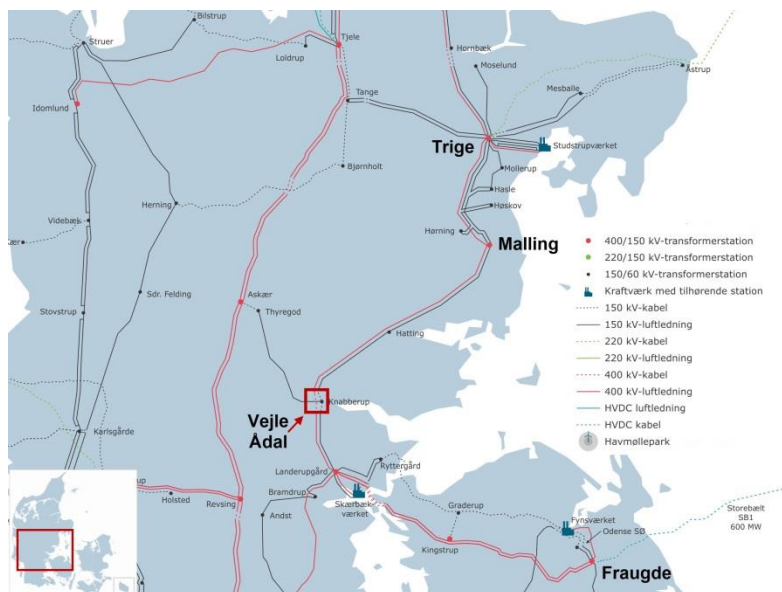
Den 8. juli 2017 kl. 17.50 idriftsatte Energinet to parallelle 400 kV kabelsystemer på 8 km i Vejle Ådalområdet. Umiddelbart derefter observeredes der væsentligt forøgede harmoniske spændinger i 400 kV transformerstationerne Trige og Fraugde. Stigningerne blev set for den 11. ordens harmoniske, og tidsseriemålinger fra begge 400 kV transformerstationer er vist i Figur 53. Bemærk, at ændringen i fase C i Trige er ubetydelig i forhold til Fraugde, hvilket illustrerer forstærkningens ubalancerede karakter.



Figur 53 Harmoniske målinger af 11. ordens harmoniske som 10 minutters gennemsnit på 400 kV transformerstationerne Fraugde og Trige fra uge 10 i 2017 til uge 19 i 2018.

Efter idriftsættelse af Vejle Ådal-kablerne overskred indholdet af den 11. ordens harmoniske planlægningsniveauet i Trige, mens samme harmoniske i Fraugde lå inden for planlægningsniveauet trods betydelig forstærkning. En løsning på problemet er i øjeblikket under udarbejdelse.

Placeringen af Vejle-Ådal-kablerne i forhold til 400 kV transformerstationerne Trige og Fraugde er vist i Figur 54. Det skal bemærkes, at den elektriske afstand fra Vejle Ådal til Fraugde og Trige er henholdsvis 80 km og 90 km, hvilket giver en samlet længde på hele strækningen på 170 km. Det er vigtigt at bemærke den problematiske indvirkning af så forholdsvis korte 400 kV kabler har på spændingskvaliteten i et stort geografisk område.



Figur 54 Placering af Vejle Ådal-kabler i forhold til 400 kV transformerstationerne Fraugde og Trige.

Forstærkningen af de 11. ordens harmoniske spændinger skyldes en ændring i transmissionssystemets harmoniske impedans som følge af idriftsættelse af Vejle-Ådal-kablerne. Kablernes høje kapacitans forskyder systemets resonanser til lavere frekvenser. Efter hændelsen var Energinet i stand til at identificere denne resonansforskydning og den efterfølgende forstærkning af harmoniske spændinger ved hjælp af Energinets harmoniske beregningsmodel.

Set i lyset af Vejle Ådals store indvirkning på systemet, er bekymringen, at 400 kV kabler anvendt ved de nødvendige netudbygningsprojekter i Vest- og Sønderjylland kan forårsage lignende problemer. Erfaringen med det danske transmissionsnet viser, at især 5., 7., 11. og 13. ordens harmoniske er kritiske. Dette skyldes, at den eksisterende baggrundsforvrængning ligger på ca. 50-60 % af planlægningsniveauerne. Den primære bekymring er derfor, at lange vekselstrømskabler forårsager forstærkning i systemet ved disse frekvenser. Derfor gennemføres der en analyse for at identificere den potentielle indvirkning, som forskellige de forskellige alternativer vil have på harmonisk forvrængning i transmissionssystemet.

6.6.2 Vurdering af harmoniske på systemniveau i et formasket transmissionsnet

Det er en kompliceret opgave at vurdere harmonisk forstærkning i et formasket transmissionssystem. Variation i inputparametre, manglende komponent- og systemdata samt ukendte kilder til harmoniske gør det vanskeligt at gennemføre meget præcise undersøgelser. Der findes ingen international metode, og hver TSO udvikler typisk sine egne interne metoder til sådanne vurderinger.

Disse metoder udvikles typisk til det betragtede systems specifikke karakteristika. I lighed med andre europæiske TSO'er har Energinet udviklet en screeningsmetode til anvendelse på systemniveau til at identificere harmoniske resonansproblemer og vurdere forskellige forbindelsers acceptabilitet og indvirkning. Denne udviklede metode anvendes til at vurdere indvirkningen af 400 kV kabler anvendt ved de nødvendige netudbygningsprojekter i Vest- og Sønderjylland på harmonisk spændingsforvrængning i systemet.

Metoden er baseret på undersøgelser af udbredelsen af harmoniske i frekvensdomænet, der udføres ved hjælp af Energinets PowerFactory-model for det danske transmissionssystem i Jylland og på Fyn. Simuleringer er udført for at beregne harmoniske spændinger, som derefter anvendes til at bestemme forstærkningskoefficienter for harmonisk spænding. Forstærkningskoefficienter repræsenterer de relative ændringer i harmoniske spændinger, når transmissionssystemets impedans ændres af f.eks. idriftsættelse af nye transmissionsforbindelser under den forudsætning, at harmoniske emissioner i elnettet før og efter ændringen af systemet er de samme. Forstærkningskoefficienter anvendes til at vurdere, hvor forskelligt alternativerne påvirker den eksisterende baggrundsforvrængning i transmissionssystemet.

Formålet med den igangværende analyse er at bestemme, hvilken indvirkning hvert af alternativerne vil have på spændingskvaliteten i det danske transmissionsnet. Denne analyse er en screeningsundersøgelse, hvilket betyder, at resultaterne kun er vejledende. Undersøgelsen kan imidlertid anvendes til at udarbejde en teknisk funderet vurdering om systemets forventede tilstand som følge af hvert af de fire alternativer. Efter en endelig beslutning om valg af teknisk løsning skal der udføres en detaljeret projektspecifik harmonisk undersøgelse for at vurdere det valgte alternativs indvirkning på systemet og overveje mulige afhjælpende foranstaltninger og omkostninger.

6.6.2.1 Opsætning af den harmoniske model

Komponentmodellering

Alle luftledninger og kabelanlæg for de fire alternativer modelleres ved hjælp af distribuerede bredbåndsmo-
deller (frekvensafhængig modstand og induktans) med givne inputparametre, baseret på en geometrisk
repræsentation af forbindelserne, hvor krydskoblinger implementeres manuelt. Alle øvrige kabelanlæg i
transmissionsnettet er modelleret baseret på grundfrekvens impedans og susceptans (ækvivalent pi-model
baseret på grundfrekvensparametre). For at tage højde for deres frekvensafhængighed anvendes en distri-
buerede model, hvor der indføres en tilnærmelse for lange transmissionsforbindelser baseret på anvendel-
sen af hyperbolske funktioner. Dermed er kabelmodellerne implementerede som ækvivalent pi-led som
anbefalet i [29]. Lastmodeller implementeres i henhold til [30], og frekvensafhængig dæmpning i transforme-
re og shuntreaktorer inkluderes som beskrevet i [29]. Synkrongeneratorer og synkronkompensatorer mo-
delleres som beskrevet i [29].

Repræsentation af eksisterende baggrundsforvrængning

Der kan anvendes to traditionelle fremgangsmåder til at repræsentere baggrundharmonisk spændingsfor-
vrængning:

- En spændingskilde bag systemets impedans placeret på det relevante sted
- Flere strømkilder, fordelt omkring i systemet, der indstilles for at opnå den målte forvrængning

Der er fordele og ulemper ved begge fremgangsmåder.

Den første fremgangsmåde kan generelt forudsige ændringen af eksisterende baggrundsforvrængning som
følge af ændringer i systemet tilstrækkeligt præcist, når den nye forbindelse er af radial type. Metoden, der
indgår i den første fremgangsmåde, er en beregning af systemimpedans på det relevante sted før og efter
systemændringer. Den giver en god indikator for eventuel ændring af eksisterende baggrundsforvrængning,
men den er ikke endegyldig, eftersom al forvrængning antages at centreres på beregningspunktet, hvorved
enhver ændring af tilstrømning af harmoniske strømme til punktet ikke inkluderes.

Den anden fremgangsmåde er baseret på distribuerede harmoniske strømkilder og forudsætter, at kilderne
til harmoniske strømme er nogenlunde kendte i systemet. I de fleste tilfælde gælder dette ikke, da harmoni-
ske strømme på transmissionsniveau kan stamme fra lavere spændingsniveau. Men i nærværelse af kendte
harmoniske kilder med høj injektion er metoden mere nøjagtig til bedømmelse af eksisterende baggrunds-
forvrængning. For det specifikke system er niveauet af harmonisk strømemission fra kendte LCC HVDC-
omformerstationer ved deres karakteristiske harmoniske mere udtalt end dem, der stammer fra lavere
spændingsniveauer med mindst en faktor.

På baggrund af ovenstående er den anden fremgangsmåde valgt til at bestemme forstærkningskoefficienter
for de fire alternativer. Som led i tilgangen blev harmoniske strømkilder tilsluttet på de tre 400 kV transfor-
merstationer, hvor LCC HVDC-omformere er i installeret (dvs. Vester Hassing, Tjele og Fraugde). Endvidere er
der tilsluttet strømkilder til de fleste 150 kV samleskinner, der er forsynet direkte fra 400 kV transformersta-
tioner. Dette for at repræsentere baggrundharmonisk spændingsforvrængning, der forplanter sig fra lavere
spændingsniveauer. Der anvendes i alt 14 strømkilder i analysen, hvor deres bidrag summeres som beskrevet
i afsnit 6.6.2.2. Der blev for alle kilder anvendt synkronsekvens strømme med en frekvensopløsning på 5 Hz.

Driftsscenarier

Disse undersøgelser foretages for tre driftsscenarier: Højt, middel og lavt kortslutningsniveau. For hvert driftsscenario inkluderes ni forskellige HVDC-filterkonfigurationer på tre LCC HVDC-konverterlokationer, hvilket resulterer i 27 cases per alternativ. Ingen af driftsscenerierne, der blev vurderet, tager højde for N-1 hændelser. En redegørelse for indvirkningen af N-1-fejl findes i afsnit 6.6.2.6.

Base case-alternativ

For at vurdere potentiel harmonisk forstærkning for alternativerne er der behov for en referencecase. Det eksisterende system kan ikke anvendes som base case-alternativ fordi det adskiller sig topologisk fra de undersøgte alternativer (f.eks. bygges 400 kV stationen Stovstrup først i forbindelse med 400 kV netudbygningsprojekterne i Vest- og Sønderjylland). Derfor er der behov for en base case, der er topologisk identisk med de undersøgte alternativer. Med dette i mente defineres base case-alternativet i form af 400 kV netudbygningsprojekterne i Vest- og Sønderjylland etableret som rene luftledningsforbindelser. Dette er valgt, eftersom luftledninger ikke forårsager større problemer med harmoniskforstærkning som det er konstateret ved idriftsættelsen af et stort antal luftledningsprojekter. Anvendeligheden af fremgangsmåden verificeres ved at vurdere den harmoniske forvrængning i eksisterende 400 kV transformerstationer i Vest- og Sønderjylland med 400 kV forbindelserne modelleret som tidligere nævnt (rene luftledningsforbindelser). Som verifikation af metoden idriftsættes 400 kV forbindelserne, hvorefter de tages den ud af drift. Samtidig registreres niveauerne af harmoniske og det bekræftes, at der ses en effekt på niveauet af harmoniske, men den er begrænset.

6.6.2.2 Analysemetode

Estimering af harmoniske forstærkningskoefficient

Fasevinklerne for de harmoniske strømkomponenter, der påtrykkes på forskellige steder, er ukendt i forhold til hinanden. For at tage højde for dette summeres de harmoniske spændinger, der skyldes de enkelte strømkilder i systemet, ved hjælp af den generelle IEC-sommeringslov med de anbefalede α -koefficienter [28]. Som nævnt anvendes der 14 strømkilder til analysen. Derfor beregnes de resulterende harmoniske spændinger som vist i Lign. 1 [28].

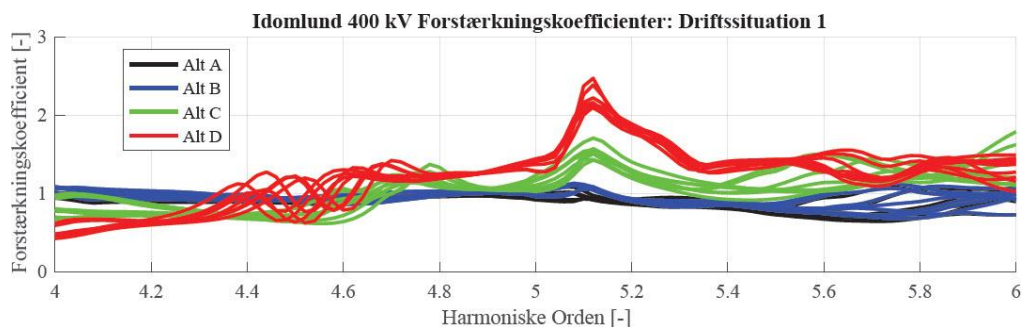
$$U(h) = \sqrt{\sum_{i=1}^{14} U_i(h)^\alpha} \quad \text{Lign. 1}$$

Ved hjælp af Lign. 1 beregnes harmoniske spændinger på hver 400 kV transformerstation i Jylland og på Fyn for hvert af de fem alternativer (A, B, C, D og basecasen). Baseret på disse harmoniske spændinger kan harmoniske forstærkningskoefficienter derefter beregnes for hvert alternativ med Lign. 2.

$$G(h) = \frac{|U_{Alt_x}(h)|}{|U_{Alt_0}(h)|} \quad \text{Lign. 2}$$

hvor Alt_x angiver alternativ A, B, C eller D, og Alt_0 repræsenterer basecasen.

Eksempelvis vises forstærkningskoefficienter, der er beregnet i Idomlund 400 kV transformerstationen i Figur 55. Forstærkningskoefficienter beregnes for hvert alternativ for et driftsscenario med de ni forskellige filterkonfigurationer.



Figur 55 Forstærkningskoefficienter for Idomlund 400 kV transformerstationen beregnet for frekvensområdet 200-300 Hz.

Figuren viser, at forstærkningskoefficienter kan variere betydeligt i størrelse inden for dette forholdsvis smalle frekvensområde. Det er kendt, at modelunøjagtigheder medfører forskydning af resonanspunkters frekvens og dermed den enkelte forstærkningskoefficients placering. Derudover er ingen af parametrene for komponenter anvendt ved 400 kV netudbygningerne i Vest- og Sønderjylland tilgængelige i projektets planlægningsfase, hvilket bidrager til usikkerheden om resonansfrekvenserne. Typisk forudsiger modellen præcist, om der f.eks. vil forekomme høje forstærkningskoefficienter i et bestemt frekvensområde.

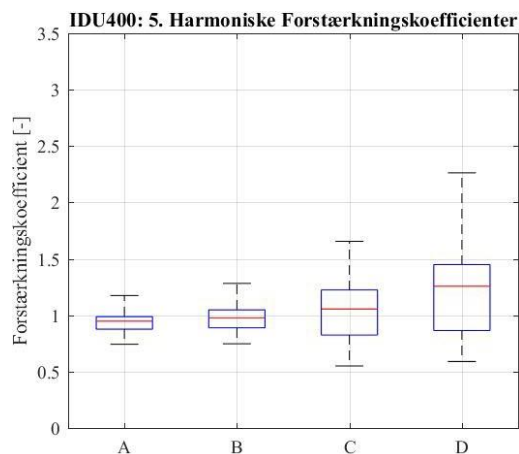
I en screeningsundersøgelse, hvor målet er at vurdere harmonisk forhold på systemniveau, er det vigtigt at tage højde for frekvensusikkerheden. Erfaringsmæssigt kan forstærkningskoefficienten i kabelbaserede systemer bestemmes inden for ± 50 Hz med god nøjagtighed.

6.6.2.3 Databehandling på systemniveau

Ifølge Energinets erfaring er det meget usandsynligt, at de 5 % højeste forstærkningskoefficienter, der er identificeret ved hjælp af Energinets harmoniske systemmodel, forekommer i praksis, og de er især usandsynlige i kabelanlæg. For at tage højde for dette fjernes de højeste 5 % forstærkningskoefficienter fra vurderingen. Forudsat at der er lige stor sandsynlighed for, at alle de betragtede driftsscenerier kan forekomme, kan den 95. fraktilforstærkning desuden relateres til planlægningsniveauerne, der begrænser harmoniske spændinger i den 95. fraktil.

I denne type harmoniske screeningsundersøgelse er det ikke kun relevant at kende den harmoniske spænding i den 95. fraktil, men også at indsamle oplysninger om fordelingen af øvrige forstærkningskoefficienter fra undersøgelsen, eftersom fordelingen af disse vil give et estimat over den forventede sandsynlighed for mulig forstærkning. Harmoniske forstærkningskoefficienter i den 25., 50., 75. og 95. fraktil er bestemt for de fire alternativer for de fleste 400 kV transformerstationer (13 transformerstationer blev vurderet) i Vestdanmark for 5., 7., 11. og 13. ordens harmoniske (de dominerende harmoniske ordener i Danmark).

Eksempelvis viser Figur 56 et bokplot over fordelingen af den 5. ordens harmoniske forstærkningskoefficient for de fire alternativer for Idomlund 400 kV transformerstationen.



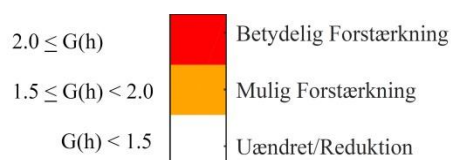
Figur 56 Boksplot viser den 95. (øverste sorte linje), 75. (øverste blå linje), 50. (rød linje), 25. (nederste blå linje) og 5. (nederste sorte linje) fraktil for forstærkningskoefficienter, der estimeres for den 5. harmoniske orden for Idomlund 400 kV transformerstationen.

Figur 56 viser, at alternativ A og B medfører harmoniske forstærkningskoefficienter i den 95. fraktil på hhv. 1,25 og 1,4, og at forstærkningskoefficienter er under 1,05 for 75 % af de undersøgte scenarier. Alternativ C og D har 95. fraktiler på hhv. 1,65 og 2,25. Figuren viser desuden, at 25 % af scenarierne for alternativ D vil medføre forstærkninger over 1,5. Disse resultater viser, at det er mere sandsynligt, at der vil forekomme høje forstærkningskoefficienter, jo større andelen af kabler er.

Tilsvarende resultater for øvrige undersøgte transformerstationer og for de fire relevante harmoniske ordener fremgår af bilag B.

Ovenstående grafiske resultat beskriver kun én harmonisk frekvens i én transformerstation. Dette giver ikke det fulde billede af, hvordan den overordnede spændingskvalitet påvirkes på systemniveau af de forskellige alternativer for transmissionsforbindelser. Det er derfor nødvendigt at vurdere alle de kritiske harmoniske frekvenser for alle relevante transformerstationer på en måde, der nemt og hurtigt kan visualiseres.

Til dette formål placeres de harmoniske forstærkningskoefficienter i kategorier afhængigt af størrelsen af den 95. fraktil af den harmoniske forstærkningskoefficient for hver harmonisk orden. Disse kategorier er vist i Figur 57.



Figur 57 Kategorier for vurdering af harmonisk forstærkningskoefficient.

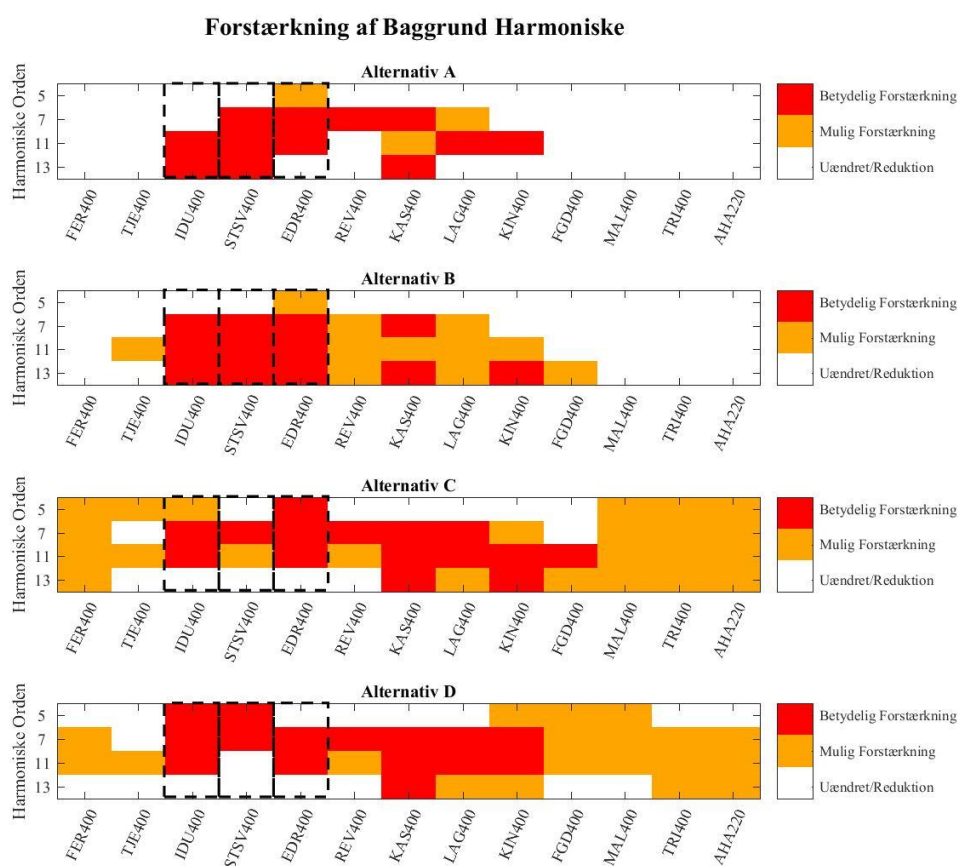
En forstærkning på 2 eller derover vil forårsage harmoniske spændinger, der overstiger planlægningsniveauet, i betragtning af at det gennemsnitlige harmoniske forvrængningsniveau på 5., 7., 11. og 13. ordens harmoniske allerede optager 50 % af planlægningsniveauet i dag. Overskridelse af planlægningsniveauet for enhver harmoniske kræver handling og markeres som kritisk, eftersom der ikke er noget harmonisk bånd tilbage. Mellem 1,5 og 2 kan forstærkning være problematisk eller ej, afhængigt af eksisterende niveauer,

hvilket betyder, at denne kategori udgør en risiko, der skal vurderes og håndteres korrekt. Harmoniske forstærkningskoefficienter under 1,5 kan håndteres og betegnes derfor som ubetydelig.

I de følgende afsnit præsenteres resultaterne af den harmoniske vurdering på systemniveau for de relevante transformerstationer.

6.6.2.4 Vurdering på systemniveau af alternativernes indvirkning

Med anvendelse af metoden beskrevet i afsnit 6.6.2.2 og 6.6.2.3 til vurdering af harmoniske, er der estimeret harmoniske forstærkningskoefficienter for 5., 7., 11. og 13. ordens harmoniske for alternativ A, B, C eller D for de fleste 400 kV transformerstationer i Jylland og på Fyn. Resultaterne er præsenteret i Figur 58, hvor transformerstationer sorteres efter deres geografiske placering i forhold til 400 kV netudbygningerne i Vest- og Sønderjylland. Formålet er at give et visuelt indtryk af forstærkningens spredning fra de to relevante 400 kV forbindelser.



Figur 58 Illustration af forstærkningskoefficienter i 95. fraktilen for alternativene. Hvid angiver den 95. fraktilværdi under 1,5, orange angiver værdien mellem 1,5 og 2,0, og rød angiver 95. fraktilen over 2,0. De stiplede sorte rektangler angiver 400 kV transformerstationer i Vestjylland. Der er anvendt et frekvensbånd på ± 50 Hz.

Figur 58 viser, at alle alternativene kan forårsage betydelig harmonisk forstærkning. For alternativ A og B er forstærkning primært lokal omkring de transformerstationer, hvor 400 kV forbindelserne er tilsluttet. Dette er lig resultatet fra for Vejle-Ådal, der blev behandlet tidligere i dette afsnit. Den væsentligste forskel mellem alternativ A og B er, at alternativ B kan forårsage forstærkning på transformerstationer geografisk længere væk fra 400 kV -forbindelserne i Vestjylland. Både alternativ C og D medfører betydelig forstærkning i næsten alle transformerstationer, der indgår i undersøgelsen. Der er ingen væsentlige forskelle mellem alternativ C

og D, eftersom begge højst sandsynligt vil medføre for høje harmoniske niveauer på systemniveau. Indvirkningen af disse resultater diskuteres i afsnit 6.6.4.

6.6.2.5 Harmonisk afhjælpning ved hjælp af passive filtre

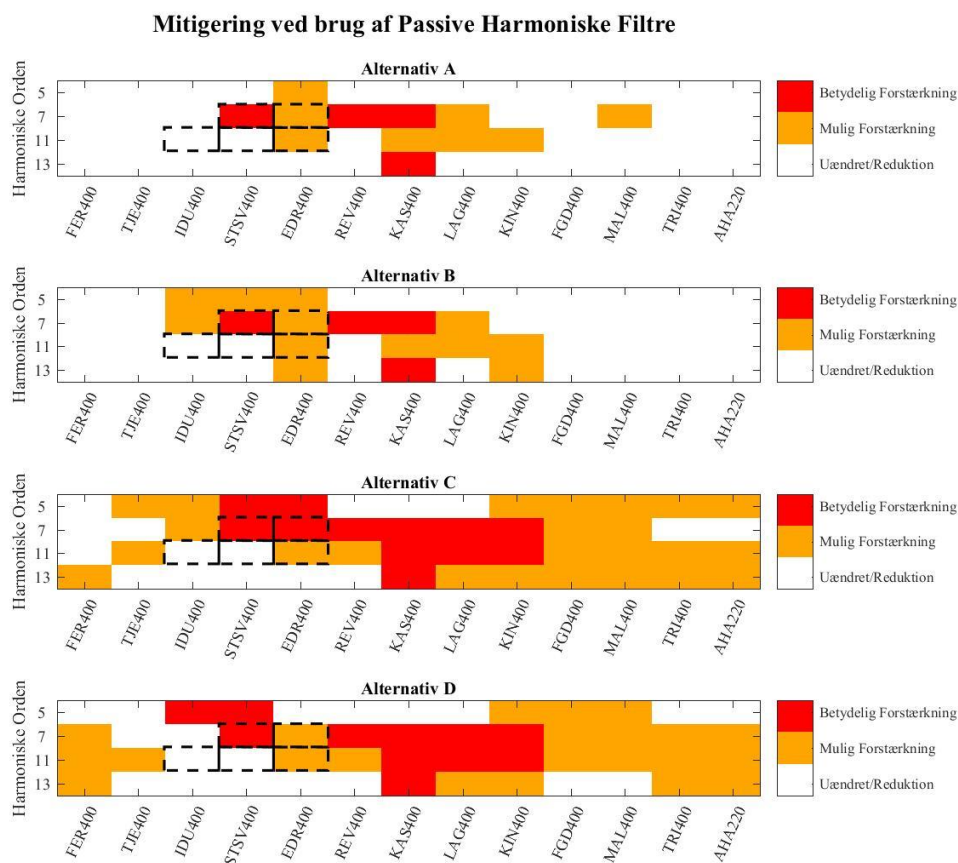
I det foregående afsnit blev det bestemt, at der er stor sandsynlighed for, at alle alternativer vil forårsage harmonisk forstærkning med tendens til, at flere transformerstationer påvirkes, jo større andelen af kabler der anvendes. Derfor gennemføres en analyse for at bestemme virkningen af at tilføje passive harmoniske filtre til systemet. Eftersom filtre er kendt for at påvirke systemets resonanser, og antiresonans kan forårsage problemer ved andre frekvenser end tuningsfrekvensen, anvendes der kun dæmpningsfilter (af C-typen) med en lav godhed [31] [32]. Det er vigtigt at bemærke, at formålet med screeningsundersøgelsen er at undersøge harmoniske filters indvirkning på systemniveau, ikke at designe en komplet løsning for hvert alternativ.

Passive harmoniske filters effekt på systemniveau

I forbindelse med denne undersøgelse tilføjes de filtre, der er angivet i Tabel 15, til alternativerne. Derudover tilføjes shuntreaktorer for at kompensere for reaktiv effekt fra filtrene. Det skal bemærkes, at den filterløsning, der foreslås for alle alternativer, er den samme. Dette er for at muliggøre sammenligning. Resultaterne præsenteres i Figur 59.

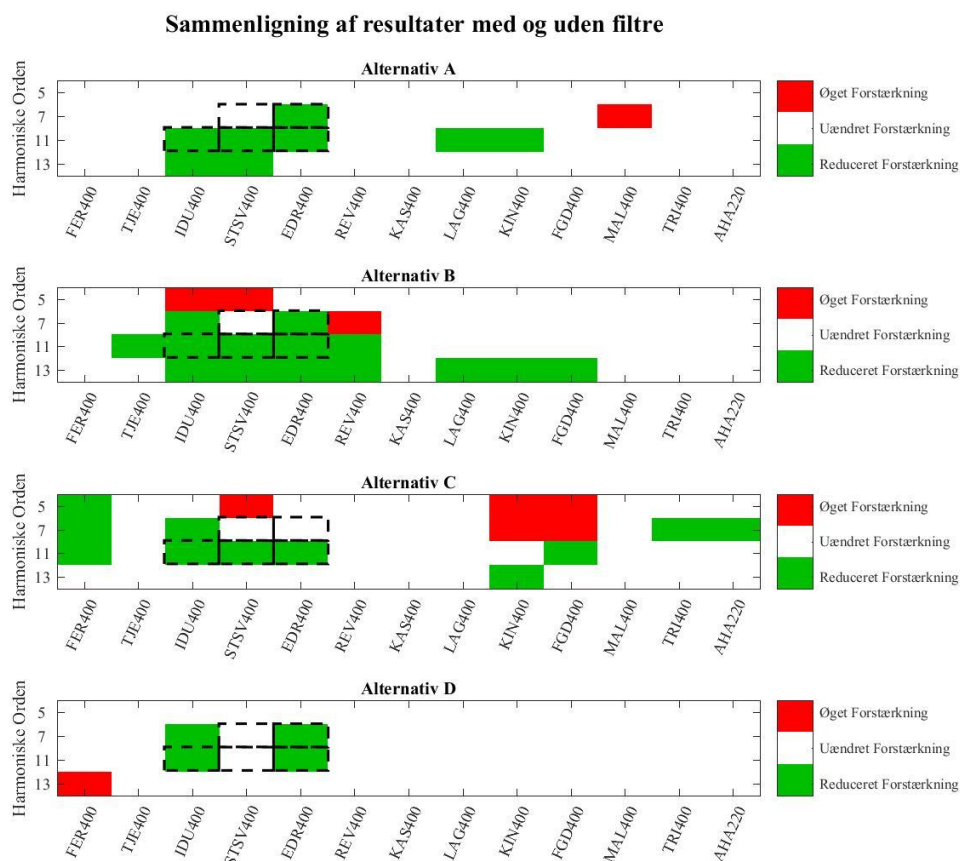
Transformerstation	Filtertype	Tuningsfrekvens	Størrelse	Godhed
Idomlund	C-type	550 Hz	100 Mvar	2
Stovstrup	C-type	350 Hz	100 Mvar	2
Stovstrup	C-type	550 Hz	100 Mvar	2
Endrup	C-type	350 Hz	100 Mvar	2
Endrup	C-type	550 Hz	100 Mvar	2

Tabel 15 Filtre og shuntreaktorer tilføjet til alternativ A, B, C og D for at undersøge harmonisk afhjælpning med C-type-filtre.



Figur 59 Illustration af forstærkningskoefficienter i 95. fraktil for alternativene med harmoniske filtre af C-typen til alternativ A, B, C og D. Stiplede sorte rektangler viser transformerstationer og tunede frekvenser for tilføjede harmoniske filtre.

Figur 60 er lavet for at illustrere den indvirkning, de testede filtre har på harmonisk forstærkning. Figuren sammenligner grafisk Figur 58 og Figur 59. En grøn markering viser positiv effekt ved et filter, mens negativ effekt er markeret med rødt. Effekten er positiv, hvis en rød firkant skifter til orange eller hvid, eller hvis en orange firkant skifter til hvid. Filterets placering og tuningsfrekvenser er markeret med stiplede linjer.



Figur 60 Sammenligning mellem forstærkingskoefficienterne i 95. fraktil for alternativene uden filtre og med harmoniske filtre af C-typen. Stiplede sorte rektangler viser transformerstationer og tunede frekvenser for tilføjede harmoniske filtre.

Resultaterne viser, at passive harmoniske filtre forbedrer systemets spændingskvalitet, eftersom disse afhjælper den harmoniske forstærkning. For alternativ A og B er filternes positive effekt generelt mere udbredt i systemet. For alternativ C er den forholdsvis lokal, og for alternativ D ses effekten kun på de transformerstationer, hvor filterne er installeret. Det er interessant at bemærke, at filteret, der er tunet til den 11. orden og placeret i IDU400, STSV400 og EDR400 (transformerstationer i Vestjylland) for alternativ A og B også reducerer forstærkningen af den 13. harmoniske. Denne virkning ses ikke for alternativ C og D.

Idet der tages højde for, at mængden af kabler hænger sammen med mere udbredt harmonisk forstærkning i systemet, og at filterne kun virker lokalt i alternativene med en høj andel af kabler, forventes det, at antallet af nødvendige filtre for at løse problemerne på systemniveau, øges med mængden af kabler. Det kan være en stor udfordring at opnå en robust løsning i disse alternativer ganske enkelt på grund af det nødvendige antal filtre, hvilket sandsynligvis øger risikoen for harmonisk forstærkning ved andre frekvenser på andre steder (antiresonans) end den, der var målet, sådan som det især er observeret for alternativ C (bemærk, at denne effekt ikke forekommer i alternativ D). Det er også interessant at nævne behovet for filterredundans for at overholde planlægningsniveauer under f.eks. planlagt filtervedligeholdelse.

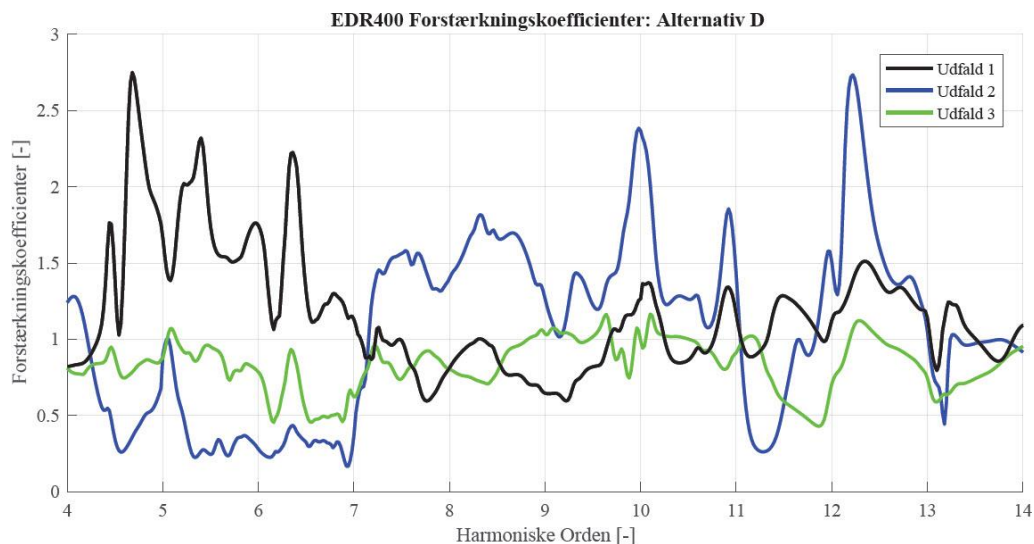
6.6.2.6 Virkningen af N-1-fejl

Resultaterne præsenteret indtil nu har kun været gennemført for scenarier med intakt net. Under systemets daglige drift opstår der imidlertid situationer på grund af enten planlagt vedligeholdelse eller fejl, hvor komponenter er ude af drift. Sådanne er kendt for at ændre systemets harmoniske impedans, især hvis nærværende liggende transmissionsforbindelser er ude af drift.

Udfald fører ofte til mere ekstreme forhold, idet de ændrer forstærkningen af bestemte harmoniske frekvenser eller forskyder resonansfrekvenser. For at illustrere denne pointe beregnes forstærkningskoefficienter for 400 kV transformerstation Endrup for alternativ D til de tre N-1-situationer, der er angivet i Tabel 16. Forstærkningskoefficienter beregnes med henvisning til alternativ D under intakt nettilstand og er vist i Figur 61.

Udfald:	Forbindelse ude af drift
Udfald 1	Endrup-Klixbüll 400 kV forbindelsen
Udfald 2	Endrup-Stovstrup 400 kV forbindelsen
Udfald 3	Idomlund-Tjele 400 kV forbindelsen

Tabel 16 Udfald, der betragtes for analyse af harmoniske forstærkning.



Figur 61 Forstærkningskoefficient for Endrup 400 kV transformerstationen beregnet for alternativ D under tre N-1-situationer.

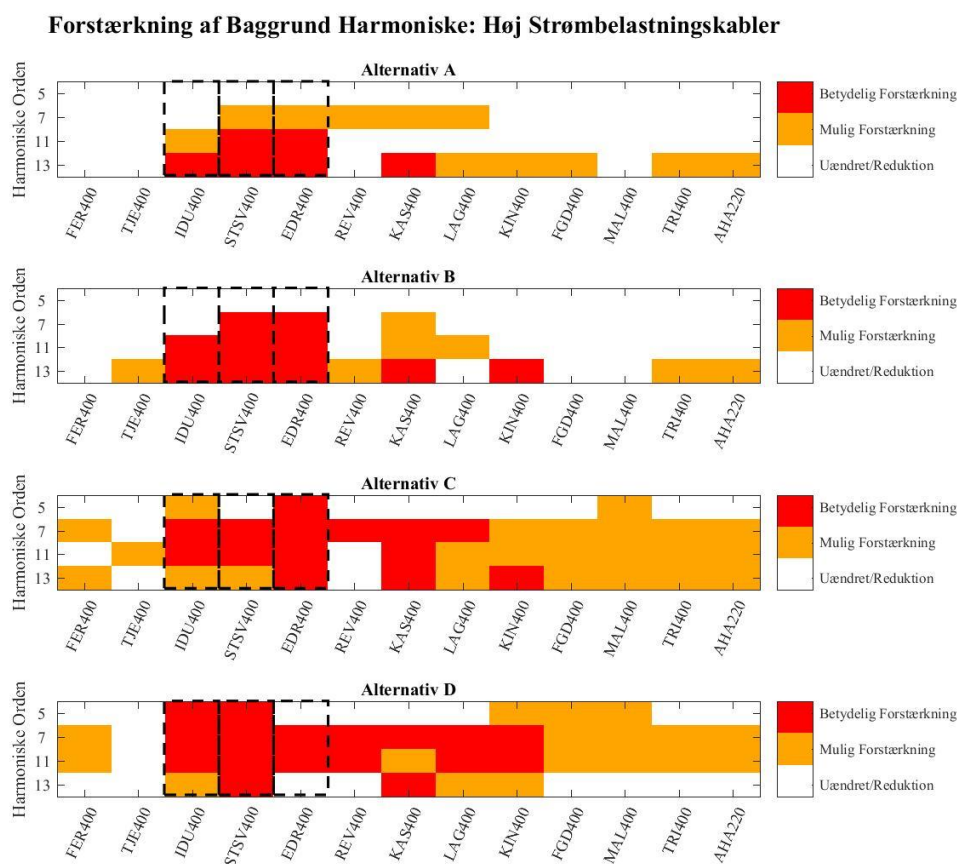
Figur 61 viser, at forstærkningen kan ændres drastisk i takt med, at resonansbetingelserne forskydes af N-1-netkonfigurationen. I figuren giver især Udfald 1 og 2 meget forskellige forstærkningskoefficienter sammenlignet med et intakt net, eftersom disse situationer repræsenterede udfald af 400 kV forbindelserne Endrup-Klixbüll og Endrup-Stovstrup. Omvendt viser Udfald 3 mindre ændringer, eftersom forstærkningskoefficienterne er på 1 eller derunder. Udfald 3 omfatter en 400 kV forbindelserne mellem transformerstationerne Idomlund og Tjele, der ligger langt fra transformerstation Endrup.

Det er klart, at udfald af komponenter i nærheden af transformerstationen har den største indflydelse på den harmoniske spændingsforvrængning og Energinet oplever generelt, at udfald kan forårsage væsentlige ændringer i den lokale harmoniske spændingsforstærkning. Dette forventes at forekomme lige ofte for de fire alternativer. Alternativ C og D er imidlertid en udfordring, eftersom der er stor sandsynlighed for, at de forårsager forstærkning overalt i systemet i forbindelse med ved intakt net. Eftersom udfald forårsager betydelige lokale ændringer i forstærkningsniveauet, bliver ethvert udfald i systemet relevant for disse alternativer. For

alternativ A og B kan et begrænset antal udfald vise sig at være relevante, eftersom den harmoniske forstærkning i udgangspunktet er tæt på 400 kV forbindelserne i Vest- og Sønderjylland.

6.6.2.7 Harmonisk afhjælpning ved installation af kabler med stor overføringskapacitet

En metode til reduktion af kablers indvirkning på eksisterende baggrundharmonisk spændingsforvrængning er at erstatte det hidtil forudsatte kabeldesign (2 x 2.000 mm² Al) med en anden type, der har et større tværsnit og et ledermateriale med lavere resistivitet (1 x 2.500 mm² Cu). Denne kabeltype med ca. den dobbelte overføringskapacitet vil reducere kabellængden med 50 % for alle alternativer. For at opnå tilstrækkelig overføringskapacitet anbringes kablerne dog med en afstand af 1 m i stedet for standardafstanden på 0,4 m. Dette øger den gensidige induktans, hvilket medfører en øget synkronsekvens induktans i kabelsystemet og forskydning af resonanser til lavere frekvenser. Resultaterne af denne analyse vises i Figur 62.



Figur 62 Illustration af forstærkningskoefficienter i 95. fraktilen for de alternativer, der anvender kabler med stor overføringskapacitet. Stiplede sorte rektangler viser vestkyst-transformerstationer.

Resultaterne viser en reduktion i harmonisk forstærkning for alternativ A og B og beskeden eller ingen reduktion i alternativ C og D. Den identificerede reduktion for alternativ A og B skyldes, at reduktionen i samlet kapacitans, der tilføres til systemet, er højere end stigningen i induktans. Når de samlede mængde kabler overstiger et bestemt niveau, aftager den positive effekt. Et lignende resultat blev identificeret med anvendelse af 2 x 2000 mm² Al-kabler, hvor resultaterne viser, at forstærkningen på systemniveau var værre i alternativ C end D. Samlet set kan det konkluderes, at en reduktion af den samlede kabellængde ved hjælp af kabler med større tværsnit, reducerer den harmoniske forstærkning, så længe den installerede kabellængde er begrænset. Teknologien er derfor interessant i forbindelse med 400 kV netudbygningsprojekterne i Vest- og Sønderjylland.

6.6.3 Nye teknologier til afhjælpning af harmoniske

6.6.3.1 Aktiv filtrering

Aktiv filtrering af harmoniske på transmissionsniveau ved hjælp af effektelektronik er en ny lovende teknologi. Eftersom det aktive filter styres af software, er løsningen mere fleksibel end en passiv filterløsning designet til en bestemt egenskab. Denne fleksibilitet er vigtig ved håndtering af usikkerheder i analysen af de harmoniske forstærkninger på systemniveau ved gennemførelse af omfattende netudbygninger, svarende til dem i Vest- og Sønderjylland.

Aktive filtre implementeres ofte som shuntforbundne STATCOMs. En STATCOM anvendes typisk til afhjælpning af problemer med dynamisk spændingsstabilitet og reaktiv effektkompensering, men kan også bruges til aktiv filtrering. Teknologien er testet med succes til radialt indkoblede havmølleparker.

I et formasket transmissionsnet bliver det aktive filters kontrolformål imidlertid vanskeligere at bestemme, og problemer såsom netimpedansvariationer og variation i harmonisk indhold bliver vigtige. Kontrolformålet kunne eksempelvis være at reducere to eller tre harmoniske spændingskomponenter ved en lokal samleskinne hvor STATCOM'en er tilsluttet. Dette kan ske ved at injicere harmonisk strøm med de relevante frekvenser ind i elnettet, hvilket medfører stigninger i harmonisk spændinger i modfase til dem, der allerede eksisterer i systemet. Dette vil dog ske på bekostning af harmonisk spændingsforvrængning på andre fjerne samleskinner (udbredelseeffekt som for passive filtre).

Der er ikke implementeret nogen aktiv filterbaseret løsning for at begrænse harmoniske på transmissionsniveau i et formasket transmissionsnet noget sted i verden. Ud fra dette og en antagelse om, at der kræves et betydeligt antal STATCOM-enheder for at afhjælpe på systemniveau, vurderes en aktiv filter-baseret løsning som værende umulig i forbindelse med 400 kV netudbygningsprojekterne i Vest- og Sønderjylland.

6.6.4 Redegørelse for virkningen af forhøjet harmonisk forvrængning

6.6.4.1 Eksisterende og nye tilsluttede enheder

Energinets praksis for at koordinere harmonisk forvrængning forårsaget af transmissionstilsluttede anlæg er at tildele hver tilsluttet enhed en del af det tilgængelige harmoniske bånd. Båndet bestemmes som forskellen mellem de gældende planlægningsniveauer og den eksisterende baggrundharmonisk spændingsforvrængning i det relevante tilslutningspunkt.

Det påhviler herefter den tilsluttede kunde at foretage de nødvendige investeringer for at sikre, at sådanne grænser ikke overskrides. Hvis der er beskedent eller intet harmonisk bånd tilgængeligt, bliver de harmoniske emissionsgrænser for tilsluttede enheder meget strenge, hvilket medfører øgede investeringsomkostninger (både i nødvendigt materiel og areal) for det tilsluttede anlæg.

Dette udgør en særlig risiko for fremtidige store elforbrugere, elnetselskaber samt ved nettilslutning af vind- eller solcelleanlæg. For eksisterende transmissionstilsluttede anlæg, er virkningerne tilsvarende alle andre komponenter på transmissionsniveau. Komponenter i de tilsluttede anlæg kan i alvorlige tilfælde have kortere levetid, øgede tab og endog fejl.

Det kan konkluderes, at kabellægning af store dele af transmissionsnettet på samme tid således kan indebære en betydelig risiko for både eksisterende og nye tilsluttede anlæg i Danmark.

6.6.4.2 Transmissionssystemet

Forhøjet harmonisk forvrængning i elnettet øger tab og kan reducere komponenternes levetid, hvilket øger driftsomkostningerne forbundet med daglig drift af elnettet. Eksisterende HVDC påvirkes også.

Harmoniske filtre i et LCC HVDC-anlæg udfører to opgaver: De fungerer som harmoniske filtre for at reducere de harmoniske strømme og levere reaktiv effekt til HVDC-anlægget. Uden denne reaktive effektstøtte er HVDC-stationers evne til at overføre aktiv effekt begrænset på grund af spændingsforhold i transmissionsnettet.

Overbelastning af LCC HVDC-anlæggets filtre grundet forhøjede harmoniske strømme som følge af øget harmonisk forvrængning vil medføre, at filterets beskyttelsessystem udkobler filteret. En reaktiv effektkontrolfunktion (RPC) vil derefter, hvis der ikke er noget reservefilter, nedregulere den aktive effektoverførsel på HVDC-forbindelsen for at undgå overbelastning af de resterende filtre på grund af harmoniske fra HVDC-anlægget. Hvis overbelastningen skyldes en stigning af eksisterende baggrundsforvrængning, kan de resterende filtre også blive udkoblet på grund af overbelastning. Hvis de resterende filtre ikke berøres af det udkoblede filter, vil de forblive i drift, men den harmoniske forvrængning øges i elnettet på grund af det udkoblede filter.

6.6.4.3 Nabolande forbundet via vekselstrøm

En anden problemstilling i forhold til kabellægning er indflydelsen på det tyske transmissionssystem. De foregående afsnit har vist, at kabelandelen for 400 kV netudbygningsprojekterne i Vest- og Sønderjylland vil have en væsentlig indvirkning på den harmoniske forstærkning i det meste af det danske transmissionssystem. En sådan indvirkning vil, med en vis sikkerhed, forplante sig til det tyske transmissionssystem. Dette udgør en potentiel risiko for det tyske system samt for Energinet som den ansvarlige part. Emnet kan ikke belyses uden detaljerede undersøgelser med anvendelse af harmoniske modeller for hvert af de to lande.

6.6.5 Diskussion og konklusion

Erfaring fra det danske transmissionsnet viser, at korte 400 kV kabelanlæg kan have en stor indvirkning på forstærkningen af harmoniske spændinger. Dette blev identificeret for Vejle-Ådal-kablerne, der medførte væsentlig forstærkning af 11. ordens harmoniske spændinger over et stort geografisk område.

I forbindelse med den aktuelle analyse blev der undersøgt fire alternativer (A, B, C og D) for 400 kV netudbygningerne i Vest- og Sønderjylland for at vurdere den indvirkning, hvert alternativ ville have på spændingskvaliteten i det danske transmissionssystem. Det blev fastslået, at en forøgelse af andelen af kabler vil forårsage betydelig harmonisk forstærkning af kritiske frekvenser over et omfattende område. Alternativ A og B med 10 % og 15 % kabelandele udviste harmonisk forstærkning, der er koncentreret i nærheden af 400 kV transformerstationer i Vestjylland, mens der for alternativ C og D med 50 % og 100 % kabelandele blev påvist harmonisk forstærkning overalt i transmissionssystemet. Alternativ C blev identificeret til at være det værste scenarie, eftersom dette alternativ forårsagede forstærkning af de fleste harmoniske og ved de fleste 400 kV transformerstationer.

Analysen har undersøgt anvendelsen af passive harmoniske filtre for at afhjælpe udfordringen omkring harmonisk forstærkning. Denne viste, at forstærkning af bestemte harmoniske frekvenser kan afhjælpes, men designet af filterløsningen bliver mere kompleks, jo mere kabel der anvendes, især i alternativ C og D grundet det store antal nødvendige filtre. Et kabel med en større overføringskapacitet kan anvendes til at halvere de nødvendige kabellængder, men vil kun have en positiv effekt for alternativ A og B og beskeden eller ingen indvirkning på alternativ C og D.

Denne vurdering af harmonisk forstærkning viser, at en øget andel af kabler for 400 kV netudbygningsprojekterne i Vest- og Sønderjylland vil give anledning til harmonisk forstærkning overalt i systemet og som følge deraf afhjælpende foranstaltninger med større kompleksitet. Det er påvist, at forstærkningen i takt med en stigende andel af kabler breder sig til et større område af transmissionssystemet, hvilket komplicerer afhjælpningen betydeligt.

6.7 Redegørelse for resultater af de tekniske undersøgelser

Den fortsatte udbygning og udvikling af det danske transmissionsnet skal altid udføres uden at bringe systemsikkerheden og forsyningsikkerheden i fare. De tekniske løsninger, der vælges og implementeres, skal være teknisk robuste for at indgå i den forventede udviklingsplan for det overordnede transmissionssystem, og samtidig medføre et minimum af driftsmæssige risici.

Med denne forudsætning i mente viser resultaterne af de udførte tekniske analyser, at der højst sandsynligt vil opstå problemer, når andelen af kabler øges. Føringelse af spændingskvaliteten vil især have en begrænsende indvirkning på muligheden for at anvende kabler.

De identificerede udfordringer med hensyn til spændingskvalitet giver, på grund af øget anvendelse af kabler, ikke kun anledning til lokale problemstillinger i det område, der er direkte berørt af de nye transmissionsforbindelser, men også i andre dele af transmissionssystemet. Anvendelse af kabler i det omfang, der er defineret i alternativ C eller D, forventes at indvirke spændingskvaliteten negativt i det meste af det vstdanske system og muligvis også Nordtyskland.

Derfor skal de problemer, der opstår, ikke bare afhjælpes lokalt, men skal håndteres på systemniveau. Efter som dette kræver flere afhjælpende foranstaltninger, bliver designet og den funktionelle specifikation af et sådant system ekstremt kompliceret. Dette er tilfældet, selv før der indregnes komponentudfald. Desuden er behovet for redundans meget vigtigt eftersom de afhjælpende komponenter bliver afgørende for systemdriften, ikke kun i Danmark, men også i Tyskland. Hertil kommer kompleksiteten ved at indføre, drive og regulere et stort antal reaktive kompenseringsenheder både for at kompensere de harmoniske filtre og kablerne og igen bliver spørgsmålet om redundans relevant.

Set ud fra et samlet netudviklingsperspektiv er sekventiel idriftsættelse af flere mindre kabelprojekter mere ønskelig end idriftsættelse af én enkelt stor kabelinstallation. Dette skyldes de mange tekniske usikkerheder, der skal håndteres på én gang i tilfælde af et stort kabelprojekt. Det er en fordel, at nye designbetingelser, som f.eks. målinger af harmoniske spændinger eller målinger af impedans for en idriftsat installation, kan fastsættes sekventielt for små på hinanden følgende kabelprojekter. Dette giver større sikkerhed for transmissionsnettets fremtidige udbygning og udvikling.

I betragtning af den udbygningshastighed, der forventes for det jysk-fynske transmissionsnet, er en sådan sekventiel udbygning ikke mulig i praksis. De planlagte udbygninger af 400 kV nettet må forventes at falde sammen med netudbygninger på lavere spændingsniveauer, herunder forbindelser fra fremtidige havmølleanlæg, der typisk anvender lange kabler. Derudover synes antallet af transmissionstilsluttede forbrugere at øges kraftigt, hvilket er en yderligere komplikation.

Spændingskvalitetsanalysen viser, at en stor samlet mængde kabler i transmissionsnettet har en negativ indvirkning på spændingskvaliteten i det meste af systemet. Derfor kræves der et betydeligt antal harmoniske filtre til afhjælpning. Som følge heraf er muligheden for at designe robuste afhjælpende foranstaltninger langt mere kompleks. Derfor kan diskussionen af tilgangen om brug af kabler ikke begrænses til hvert enkelt

projekt, men skal overvejes for alle sammenfaldende projekter for at sikre den nødvendige robusthed. Dette vil gøre det muligt at sikre en mere hensigtsmæssig langsigtet koordinering af spændingskvaliteten i transmissionssystemet.

Det er vigtigt at bemærke muligheden for at anvende en kabeltype med øget overføringskapacitet for nuværende og fremtidige 400 kV netudbygningsprojekter. Dette har en mindre negativ indvirkning på udbredelsen af harmonisk forstærkning, i takt med at den samlede kabelmængde reduceres. Anvendelsen af denne type kabel indebærer imidlertid nye udfordringer med hensyn til transport og installation på grund af kabelstørrelse og betydeligt større vægt. Derudover findes der ingen gældende internationale prøvningsstandarder for denne kabeltype, og den tilbydes kun af et begrænset antal leverandører. Det vurderes dog, at disse udfordringer kan løses, og da man har både denne løsning samt muligheden for at anvende passive harmoniske filtre, giver dette fleksibilitet i designfasen for nye 400 kV transmissionsforbindelser.

Ud fra disse argumenter konkluderes det, at anvendelsen af en større kabelandel for de aktuelle 400 kV netudbygningsprojekter i Vest- og Sønderjylland er forbundet med uacceptable driftsrisici. Ud fra samme risikobetragtning vurderes anvendelse af kabelandele svarende til alternativ B, som værende gennemførlig med anvendelse af afhjælpende foranstaltninger, der vil kunne designes, håndteres og idriftsættes i rette tid.

7. Konklusion

Den første offentlighedsfase i forbindelse med etableringen af 400 kV forbindelsen i Vest- og Sønderjylland mellem Holstebro og den dansk-tyske grænse gav anledning til lokale bekymringer, krav om fuldstændig kabellægning og efterfølgende tvivl i offentligheden, om det er økonomi, teknologi eller geografi, der bestemmer, om det er muligt at gennemføre kabellægning på 400 kV niveau. Derudover blev der udtrykt et ønske om en undersøgelse af mulige alternativer til den foreslåede 400 kV luftledning. På dette grundlag blev der anmodet om en teknisk rapport vedrørende alternativerne til den godkendte luftledningsforbindelse.

Der er udarbejdet en teknisk rapport, der beskriver og kvantificerer det samlede udbygningsbehov og den systemmæssige opgave, der i fremtiden skal varetages af elinfrastrukturen i Vest- og Sønderjylland med hensyn til integration af vedvarende energi, opretholdelse af forsynings sikkerheden og facilitering af elmarkedet på transmissionsniveau. Rapporten beskriver det danske elsystems strukturelle opbygning og undersøger forholdet mellem det eksisterende system og behovet for udbygning af 400 kV eltransmissionsnettet. Endelig indeholder rapporten en gennemgang af dansk og international praksis vedrørende brug af kabler på transmissionsniveau.

Den tekniske rapport redegør for den potentielle anvendelse af følgende tekniske løsninger i forbindelse med gennemførelsen af de identificerede behov for udbygning af transmissionsnettet i Vest- og Sønderjylland:

- Den godkendte 400 kV luftledningsløsning (reference/alternativ A)
- Den godkendte 400 kV luftledningsløsning – med en øget kabelandel uden behov for etablering af yderligere kompenseringstationer (alternativ B)
- Den godkendte 400 kV luftledningsløsning – med en øget kabelandel og deraf udledt behov for etablering af yderligere kompenseringstationer (alternativ C)
- Fuldstændig kabellægning af den aktuelle 400 kV forbindelse (alternativ D)
- Perspektiver for anvendelse af 150 kV eller 220 kV kabelanlæg med fuldstændig kabellægning (alternativ E)
- Perspektiver for anvendelse af jævnstrøm (HVDC) med udlægning af nødvendige kabelanlæg på land eller til havs (alternativ F)

Derudover undersøges den mulige anvendelse af gasisolerede transmissionsforbindelser (GIL).

De vigtigste konklusioner i rapporten er sammenfattet herunder:

400 kV luftledningsløsning med varierende kabelandel (alternativ A-D)

Muligheden for øget 400 kV kabellægning er undersøgt for de definerede alternativer A, B, C og D. Konklusionen er, at det er muligt at kabellægge op til 15 % af den samlede længde, svarende til alternativ B. Yderligere kabellægning vil medføre betydelige og uacceptable risici for elnettet på grund af harmonisk forstærkning i det øvrige system. Begrænsning af harmonisk forvrængning under planlægningsniveauerne er meget vigtigt af hensyn til anlægs levetid og en kompatibel drift. Afvigelse fra planlægningsniveauerne vil i sidste ende medføre driftsfejl på et niveau, der eventuelt kan bringe forsynings sikkerheden i fare.

Perspektiver for anvendelse af 150 kV eller 220 kV kabelanlæg med fuldstændig kabellægning (alternativ E)

Anvendelse af 150 kV eller 220 kV kabelanlæg vil kræve massiv restrukturering af transmissionsnettet i Jylland som følge af et behov for meget omfattende netforstærkninger. Etablering af paralleldrift mellem formaskede 150 kV eller 220 kV kabelnet og det øvrige 400 kV transmissionsnet vil medføre en uacceptabel driftsmæssig kompleksitet i forhold til effektreguleringen mellem spændingsniveauer, herunder risikoen for driftsmæssige begrænsninger. Etablering af store 150 kV og 200 kV kabelnet ville medføre tekniske udfordringer svarende til dem, der ses ved store 400 kV kabelprojekter, herunder udfordringer i forbindelse med spændingskvalitet og spændingssætning af komponenter. Endelig mangler formaskede 150 kV eller 220 kV kabelnet den nødvendige robusthed, der kræves af hensyn til den fremtidige udvikling af energisystemet.

Perspektiver for anvendelse af jævnstrømsforbindelser (HVDC) med udlægning af nødvendige kabelanlæg på land eller til havs (alternativ F)

HVDC-forbindelser, der indgår som integrerede dele af transmissionsnettet, vil medføre uacceptable tekniske risici og driftsrisici på grund af de nødvendige kontrolalgoritmer, der er nødvendige for integrerede HVDC-forbindelser for at emulere et vekselstrømsbaseret transmissionssystemes elektriske egenskaber. Sådanne kontrolalgoritmer er ikke anvendt noget sted i verden. Der er desuden generelt manglende erfaring med anvendelse af integrerede multiterminal HVDC-forbindelser i den størrelsesorden som er nødvendig for de aktuelle netudbygningsprojekter.

Anvendelse af gasisolerede transmissionsforbindelser

Der er verden over ingen erfaring med anvendelse af lange, kabellagte gasisolerede transmissionsforbindelser. Løsningen anvendes i øjeblikket kun til meget korte afstande på op til ca. 1 km. Derfor udgør introduktionen af gasisolerede transmissionsforbindelser på en 170 km lang strækning en uacceptabel risiko.

Perspektiver for anvendelse af 400 kV kabler i forbindelse med langsigtede netudbygningsplaner

Anvendelse af 400 kV kabellægning skal vurderes ud fra et systemperspektiv, eftersom den aktuelle kabelteknologi kun muliggør begrænset anvendelse i systemet. Derfor skal kabellægning anvendes med varsomhed og under hensyntagen til fremtidige netudbygningsplaner, der også tager hensyn til eventuelle behov for kabellægning i nærheden af fredede områder eller byområder. Det er derfor vigtigt at sikre, at den mulige kabelandel anvendes der, hvor der er størst behov for det.

8. Bibliografi

- [1] Danish ministry of energy utilities and climate, »Agreement on discontinuation of the PSO (public service obligations) tax dated 17 November 2016 (Aftale om afskaffelse af PSO-afgiften af 17. november 2016) (in Danish only),« 2016. [Online]. Available: <https://efkm.dk/media/7912/elementer-i-aftale-om-pso.pdf>.
- [2] ENTSO-E, Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation, ENTSO-E, 2017.
- [3] Energinet, »Energinet's planning criteria,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/-/media/F737881B1E724E15B0EA64CC8410232E.pdf?la=da&hash=7D2F40D242F94F7DOCCFBB27C541CFEB2438465F>.
- [4] Energinet, »RUS Plan 2017,« 2017. [Online]. Available: <https://en.energinet.dk/About-our-reports/Reports/Rus-plan-2017-summary>.
- [5] Energinet, Cable Action Plan (Kabelhandlingsplan) 132-150 kV, Energinet 2009 (In Danish only), Energinet, 2009 .
- [6] Danish ministry of energy utilities and climate, »Danish ministry of energy utilities and climate - Energiaftale,« [Online]. Available: <https://efkm.dk/ministeriet/aftaler-og-politiske-udspil/energiaftalen/>.
- [7] Energinet, »ENDRUP-IDOMLUND: FORSTÆRKNING AF ELNETTET,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/Anlaeg-og-projekter/Projektliste/Endrup-Idomlund>.
- [8] Cigré, »Statistics of AC underground cables in power networks,« Cigré Technical Brochure 338 , 2008.
- [9] CIGRÈ, IMPLEMENTATION OF LONG AC HV AND EHV CABLE SYSTEMS, 2017.
- [10] entsoe, »Annual Nordic HVDC Utilisation and Unavailability Statistics,« [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/#nordic>.
- [11] Cigré, »GAS INSULATED TRANSMISSION LINES,« Cigré Technical Brochure 218 , 2003.
- [12] Cigré, »Influence of Embedded HVDC Transmission on System Security and AC Network Performance,« Cigré Technical Brochure 536, 2013.
- [13] U. S. Gudmundsdóttir, Modelling of long High Voltage AC cables in Transmission Systems, PhD-thesis, Aalborg University, 2010.
- [14] F. M. F. d. Silva, Analysis and simulation of electromagnetic transients in HVAC cable transmission grid, phd-thesis, 2011.
- [15] T. Ohno, Dynamic Study on the 400 kV 60 km Kyndbyværket Asnæsværket Line, PhD-thesis, Aalborg University, 2012.
- [16] C. F. Jensen, Online Location of Faults on AC Cables in Underground Transmission Systems, PhD-thesis, Aalborg Universitet, 2013.
- [17] R. Olsen, Dynamic Loadability of Cable Based Transmission Grids, DTU Denmark, 2013.
- [18] C. F. Jensen, Online Location of Faults on AC Cables in Underground Transmission Systems, Springer Thesis, 2014.
- [19] H. Khalilnezhad, »Countermeasures of Zero-Missing Phenomenon in (E)HV Cable Systems,« *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, VOL. 33, NO. 4, AUGUST 2018, 2018.
- [20] Cigré, »Power System Technical Performance Issues Related to the Application of Long HVAC Cables,« Cigré Technical Brochure 556, 2013.
- [21] Cigré, »Transformer Energization in Power Systems: A Study Guide,« Cigré Technical Brochure 568, 2014.
- [22] Cigré, »Electrical Transient Interaction Between transformers and the power system - part A,« Cigré Technical Brochure 577a .
- [23] Cigré, »Electrical Transient Interaction Between transformers and the power system - part B,« Cigré Technical Brochure 577b, 2014.
- [24] Cigré , »Temporary overvoltage withstand characteristics of extra high voltage equipment,« *Electra No 179*, 1998.

- [25] Cigré , »Resonance and Ferroresonance in Power Networks,« Cigré Technical Brochure 569 , 2014.
- [26] F. F. d. Silva og C. L. Bak, Electromagnetic Transients in Power Cables, Springer, 2013.
- [27] Cigré , »Insulation coordination for HVAC underground cable systems,« Cigré Technical Brochure 189 .
- [28] IEC, »Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV Power systems,« IEC, 2008-02.
- [29] Cigré , »Guide for Assessing the Network Harmonic Impedance,« *Electra*, nr. 167, pp. 97-131, August 1996.
- [30] IEEE Task Force on Harmonic Modeling and Simulation, »Impact of Aggregate Linear Load Modeling on Harmonic analysis: A comparison of Common Practice and Analytical Methods,« *IEEE Transactions on Power Delivery*, årg. 18, nr. 2, April 2003.
- [31] N. R. Watson og J. Arrillaga, Power System Harmonics, Chichester: Wiley, 2003.
- [32] J. C. Das, Power System Harmonics and Passive Filter Designs, Hoboken, New Jersey: Wiley, 2015.
- [33] Consolidated Act on Energinet, Act no. 997 of 27 (Bekendtgørelse af lov om Energinet, LBK nr. 997 af 27. juni 2018), 2018 .
- [34] »Applications of PSCAD/EMTDC,« Manitoba HVDC Research Centre Inc..
- [35] »IEC 60071-1: Insulation co-ordination - Part 1: Definitions, principles and rules«.
- [36] »IEC 60071-2: Insulation co-ordination - Part 2: Application guide«.
- [37] IEC, »IEC 61000 Electromagnetic compatability - Part 3-7: Limits - Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems,« IEC, 2008.
- [38] IEC, "IEC 61000 Electromagnetic compatability - Part 3-13: Limits - Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems.," IEC, 2008.
- [39] »IEEE std. C37.011 – IEEE application guide for transient recovery voltage for AC high-voltage circuit breakers,« IEEE, 2005.
- [40] Cigré , »Temporary Overvoltage Withstand Characteristics of Extra High Voltage Equipment,« *ELECTRA*, nr. 179, pp. 38-49, August 1998.
- [41] National Grid & Energinet, »Viking Link,« [Online]. Available: <http://viking-link.dk/>.
- [42] S. D. Svendsen og U. S. Guðmundsdóttir, »Kabelhåndbogen AC-kabelanlæg 132-400 kV,« Energinet.dk, 2013.
- [43] IEC, »IEC 61000 Electromagnetic Compatability - Part 3-6 Assesment of emission limits for the connection of distortion installations to MV, HV and EHV Power Systems,« The International Electrotechnical Commision (IEC), 2008.
- [44] IEC, »Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and Measurement techniques - Power Quality measurements methods,« 2009-02-11.
- [45] C. J. 36.05.02/14.03.03, »AC System Modelling For AC Filter Design - An Overview of Impedance Modelling,« *Electra*, nr. 164, 1996.

Bilag A – Ministerens opgavebrev og synopsis for den tekniske redegørelse



Energi-,
Forsynings- og
Klimaministeriet

Bestyrelsesformand Lars Barfoed
Energinet
Tonne Kjærsvej 65
7000 Fredericia

Ministeren

Dato
17. juli 2018

J nr. 2018-498

Teknisk redegørelse om anvendelse af kabelanlæg ved udbygning af 400 kV-nettet i Syd- og Vestjylland

Kære Lars Barfoed

Første offentlighedsfase omkring etableringen af 400 kV-forbindelsen i Syd- og Vestjylland har affødt lokal bekymring og krav om fuld kabellægning. I den forbindelse er der opstået tvivl i offentligheden om, hvorvidt det er økonomi, teknik eller geografi, der afgør mulighederne for at kabellægge på 400 kV-niveau. På den baggrund vil jeg bede Energinet udarbejde en teknisk redegørelse, der redegør for mulighederne for øget kabellægning og andre alternative kabelløsninger.

Der vedlægges den synopsis for redegørelsen, som er udarbejdet i samarbejde med Energinet, og som nærmere beskriver indholdet i den tekniske redegørelse.

Energinet bedes levere et første udkast til redegørelsen den 17. september og levere den endelige version den 28. september 2018. Den endelige redegørelse bedes sendt i både en dansk og engelsk version.

Med venlig hilsen

Lars Chr. Lilleholt

Energi-, Forsynings- og
Klimaministeriet

Stomgade 2-6
1470 København K

T: +45 3392 2800
E: efkm@efkm.dk

www.efkm.dk

Side 1/1



Energi-,
Forsynings- og
Klimaministeriet

Synopsis til teknisk redegørelse om anvendelse af kabelanlæg ved udbygning af 400 kV-nettet i Syd- og Vestjylland

Kontor
Energikontor II

Dato
27. juni 2018

J nr. 2018-498

/ KOEP

Baggrund

Et tilstrækkeligt og robust eltransmissionsnet er en forudsætning for realiseringen af de energipolitiske målsætninger for indpasning af vedvarende energi, forsyningsikkerhed og markedsudvikling i energisektoren. Eltransmissionsnettet skal derfor løbende udbygges og tilpasses i takt med indpasningen af store mængder vedvarende energi og forøgelsen af handelskapaciteter til naboområder.

Første offentlighedsfase vedrørende etableringen af 400 kV-forbindelsen i Vest- og Sønderjylland på strækningen mellem Holstebro og den dansk/tyske grænse har affødt lokal bekymring, krav om fuld kabellægning og efterfølgende tvivl i offentligheden om, hvorvidt det er økonomi, teknik eller geografi, der afgør mulighederne for at kabellægge på 400 kV-niveau. På denne baggrund ønskes en teknisk redegørelse vedrørende alternativer til den godkendte luftledningsforbindelse.

Der udarbejdes en teknisk redegørelse, der beskriver og kvantificerer det samlede udbygningsbehov samt den systemmæssige opgave, som elinfrastrukturen i Vest- og Sønderjylland skal varetage i fremtiden med hensyn til indpasning af vedvarende energi, opretholdelse af forsyningsikkerheden og facilitering af elmarkedet på transmissionsniveau. Redegørelsen vil beskrive den strukturelle opbygning af elsystemet i Danmark og perspektivere dette i forhold til behovet for udbygning af 400 kV eltransmissionsnettet. Endeligt redegøres for dansk og international praksis for anvendelse af kabler på transmissionsniveau.

Den tekniske redegørelse skal afklare mulig anvendelse af nedenstående tekniske løsninger i forbindelse med realiseringen af det konstaterede udbygningsbehov i Vest- og Sønderjylland:

- Den godkendte 400 kV-luftledningsløsning (Reference/Alternativ A)
- Den godkendte 400 kV-luftledningsløsning – med en øget kabelandel uden behov for etablering af yderligere kompenseringsstationer (alternativ B)
- Den godkendte 400 kV-luftledningsløsning – med en øget kabelandel og et deraf afledt behov for etablering af yderligere kompenseringsstationer (alternativ C)
- Fuldstændig kabellægning af den aktuelle 400 kV-forbindelse (Alternativ D)
- Perspektiver for anvendelse af 150 kV- eller 220 kV-kabelanlæg med fuldstændig kabellægning (Alternativ E)



- Perspektiver for anvendelse af jævnstrømsforbindelser (HVDC) med udlægning af nødvendige kabelanlæg på land eller til havs (Alternativ F)

Den tekniske redegørelse skal beskrive tekniske løsninger, herunder mulighederne for anvendelse af en øget 400 kV-kabelandel for det aktuelle anlægsprojekt, som kan gennemføres inden for rammerne af den foreliggende tidsplan. Ligeledes beskrives konsekvenserne ved forsinket udbygning af transmissionsnettet i Vest- og Sydjylland i relation til den godkendte etablering af Viking Link-forbindelsen mellem England og Jylland samt den relaterede udbygning af 400 kV-nettet mellem Nordtyskland og Sønderjylland.

Den tekniske redegørelse indeholder endvidere en konsekvensvurdering ved en eventuel anvendelse af ovenstående tekniske alternativer i den aktuelle situation og set i relation til fremtidig udbygning af 400 kV-nettet i Danmark og dennes påvirkning af mulighederne for realisering af de energipolitiske målsætninger om øget indpasning af vedvarende energi, opretholdelse af forsyningssikkerheden og facilitering af elmarkedet.

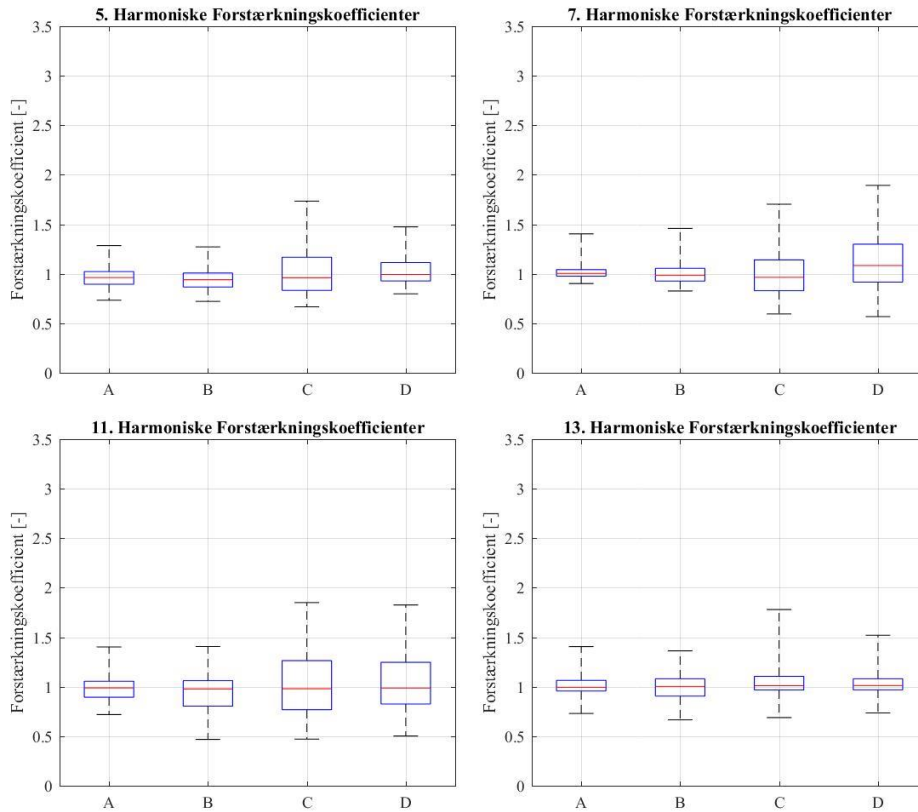
Den tekniske redegørelse skal afdække tekniske, omkostnings- og tidsmæssige konsekvenser samt systemmæssige begrænsninger forbundet med en eventuel anvendelse af ovenstående tekniske alternativer.

Afrapportering

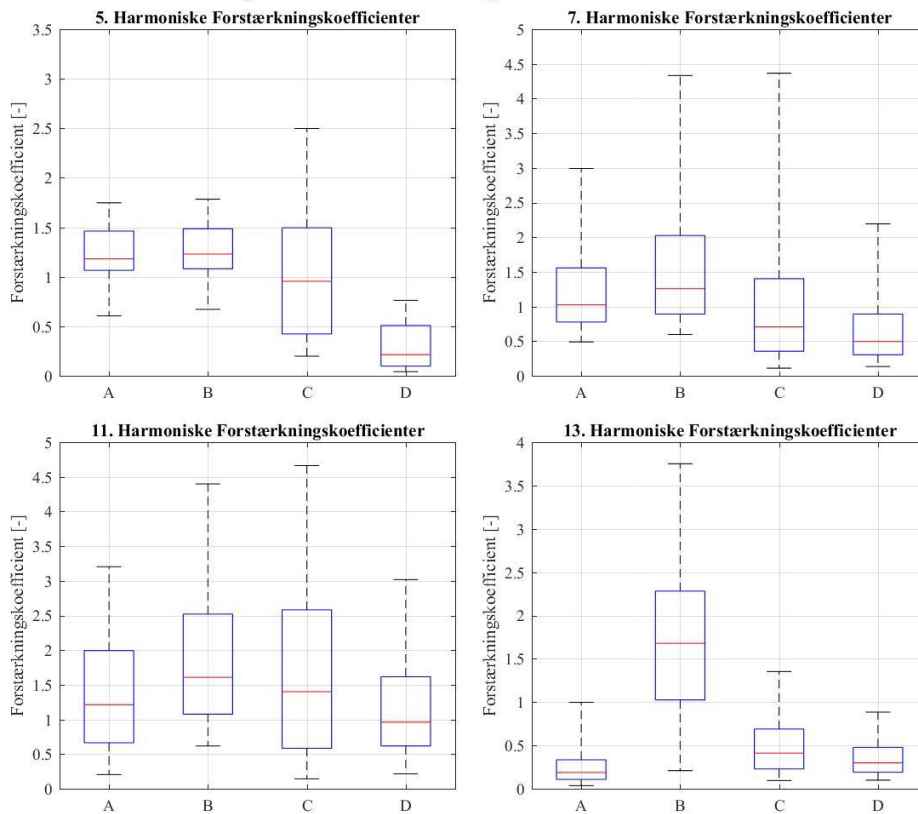
Energinet leverer første udkast på den tekniske redegørelse medio september 2018 og sender en endelig version ultimo september 2018. Den tekniske redegørelse forelægges energi-, forsynings- og klimaministeren. Herefter sender Energi-styrelsen redegørelsen til en uvildig vurdering af internationale eksperter.

Bilag B – Boksplot-analyse af harmonisk forstærkning

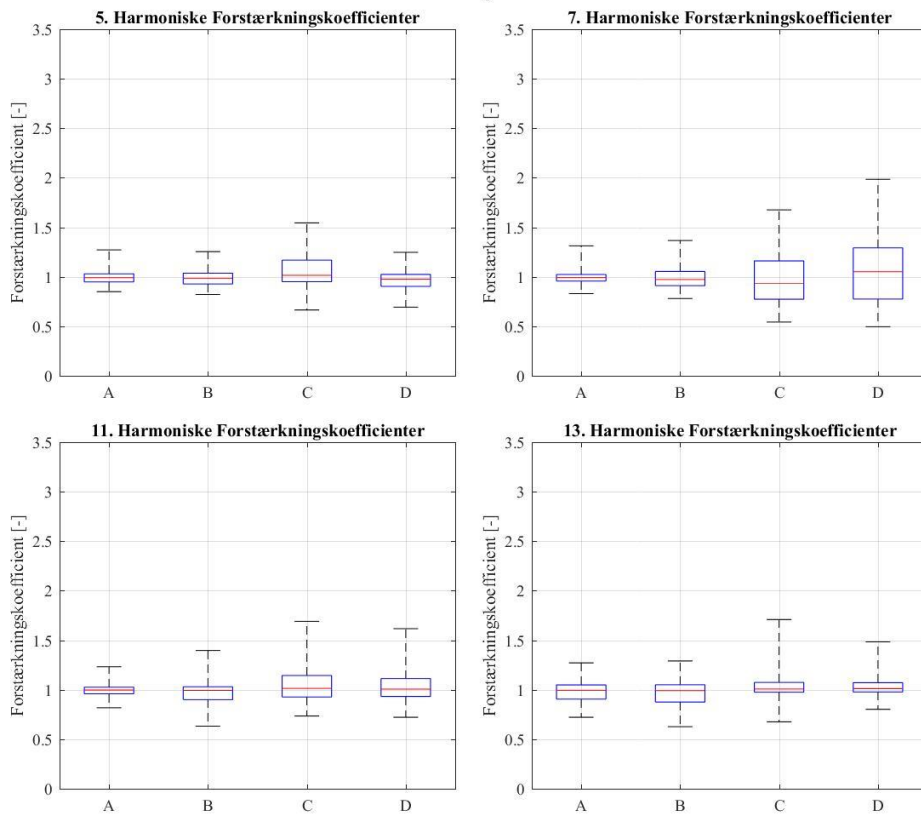
Anholt 220 kV: Forstærkningskoefficienter - Uden Filtre



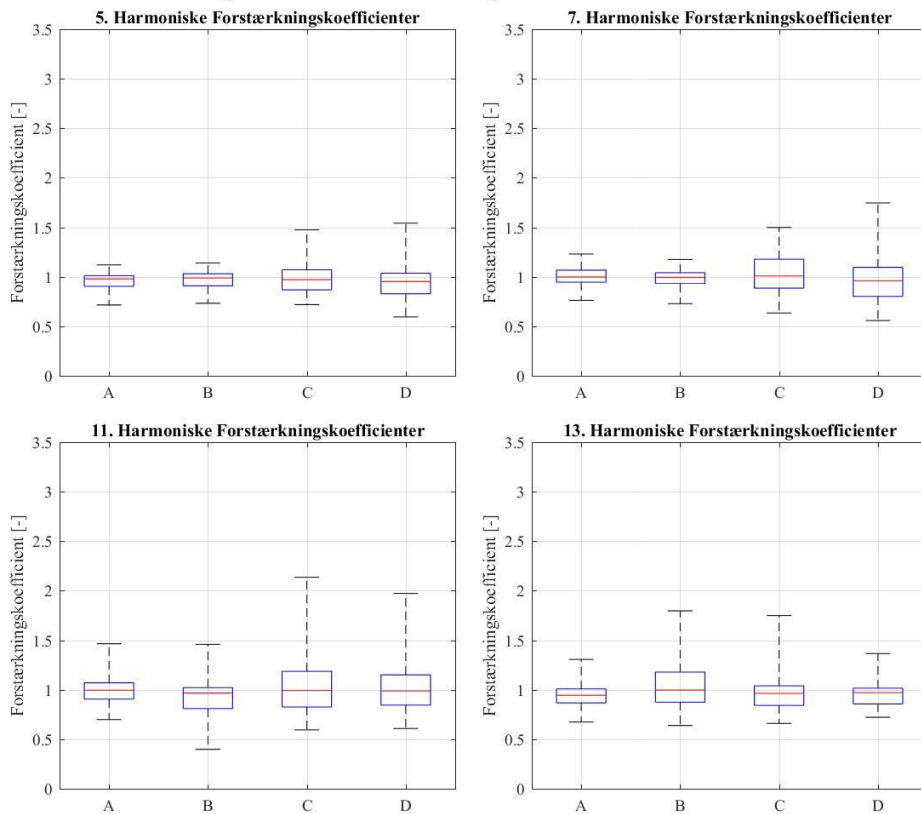
Endrup 400 kV: Forstærkningskoefficienter - Uden Filtre



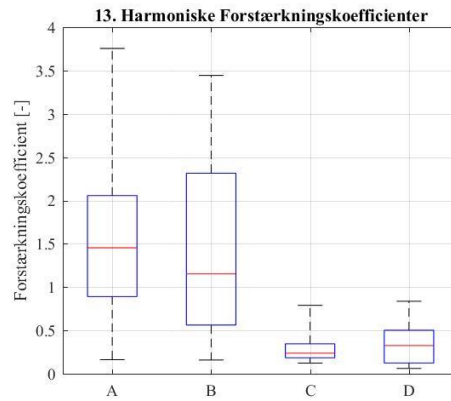
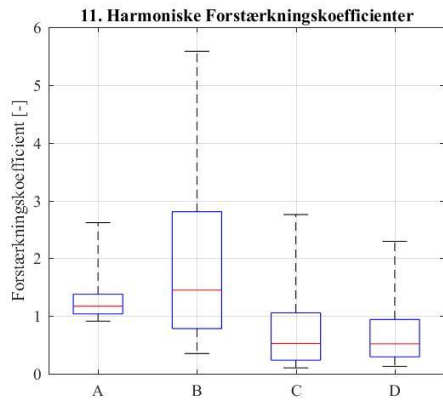
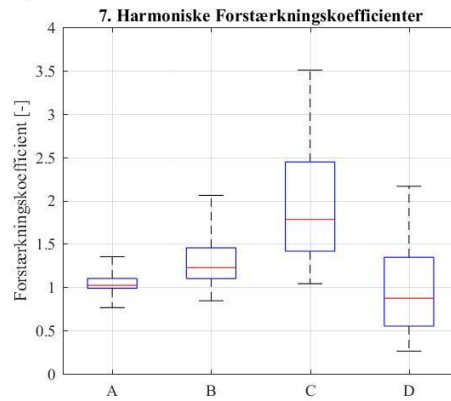
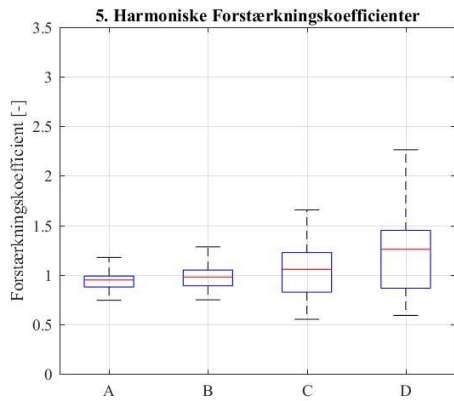
Ferslev 400 kV: Forstærkningskoefficienter - Uden Filtre



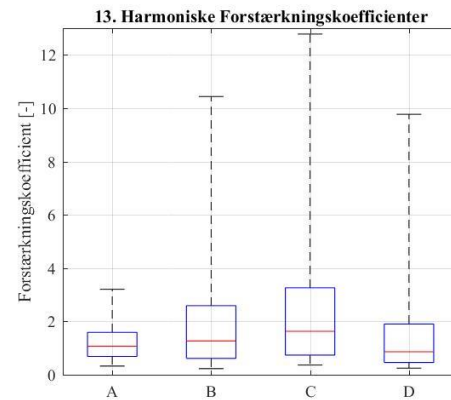
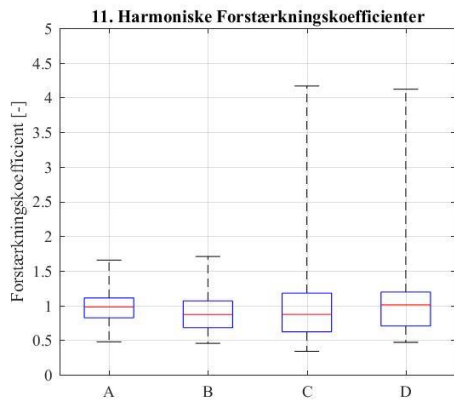
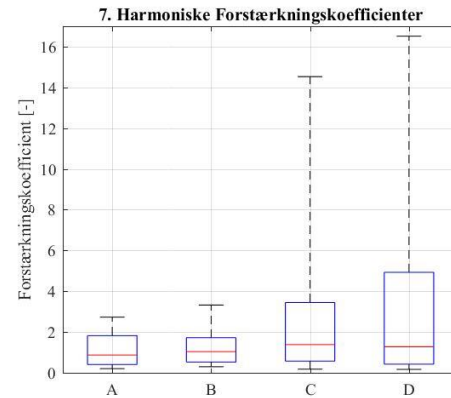
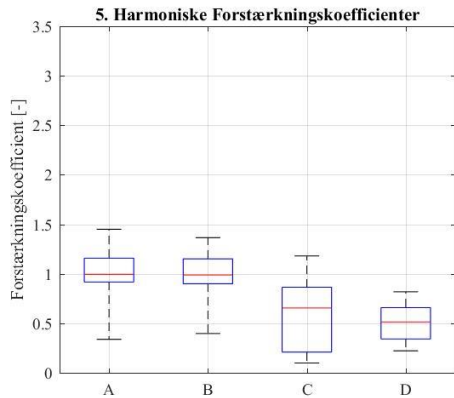
Fraugde 400 kV: Forstærkningskoefficienter - Uden Filtre



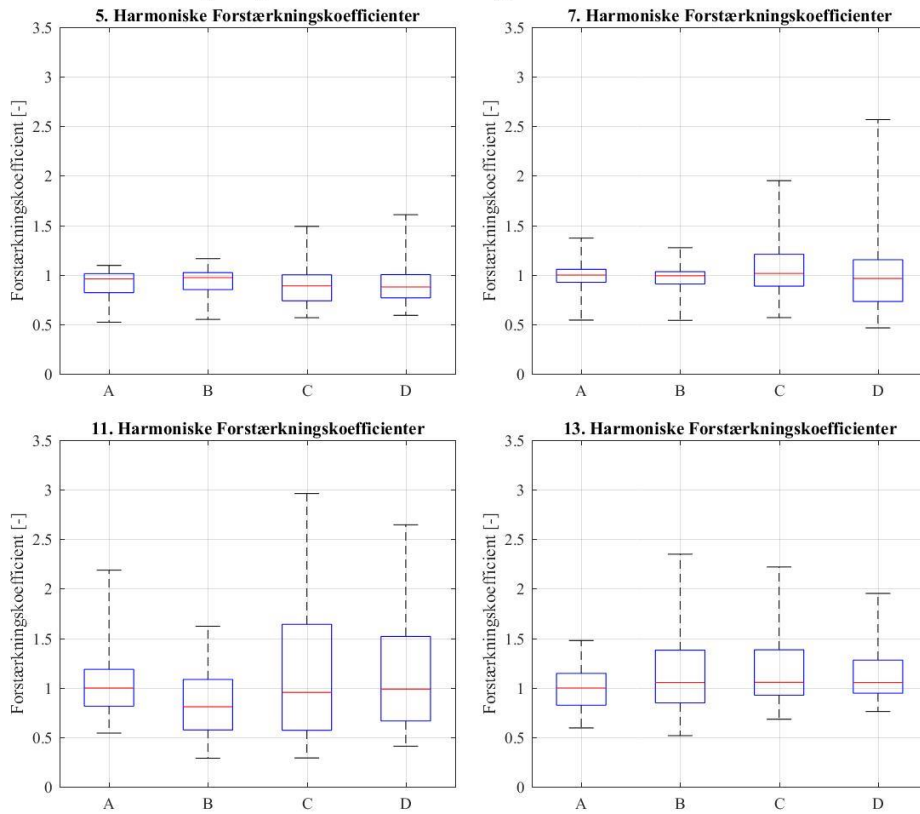
Idomlund 400 kV: Forstærkningskoefficienter - Uden Filtre



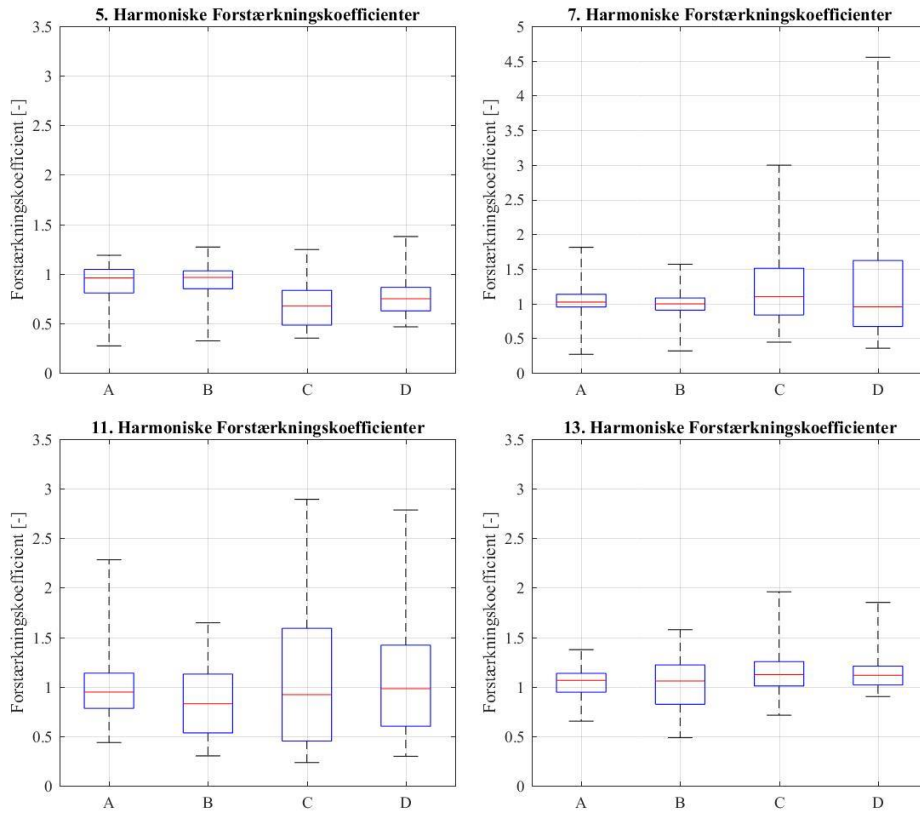
Kassø 400 kV: Forstærkningskoefficienter - Uden Filtre



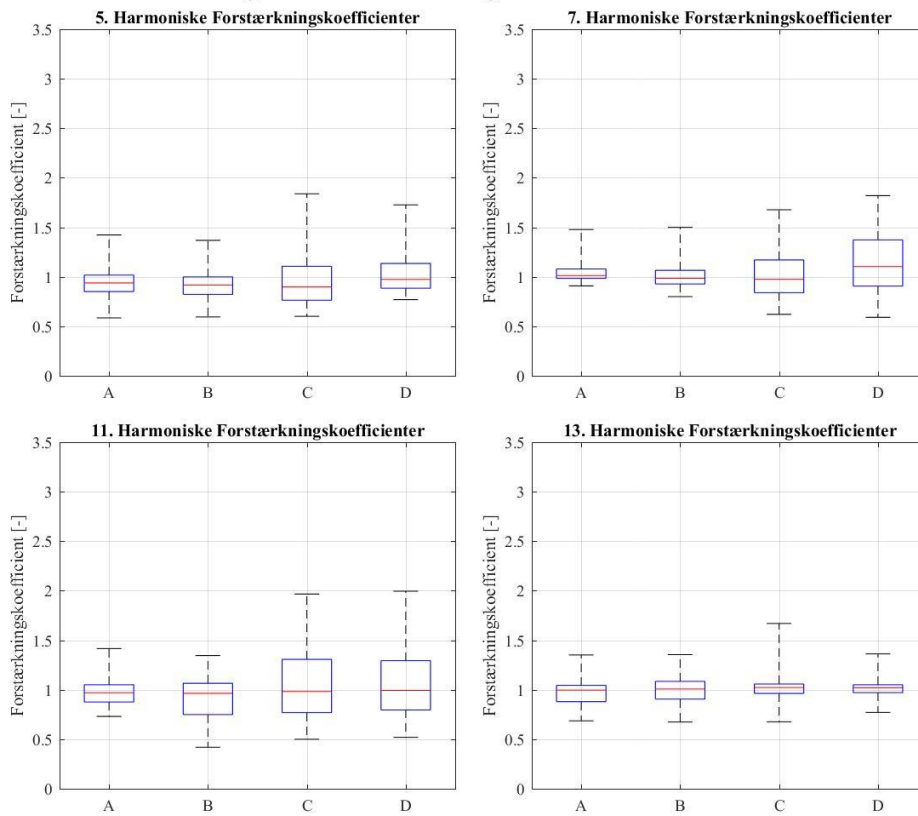
Kingstrup 400 kV: Forstærkningskoefficienter - Uden Filtre



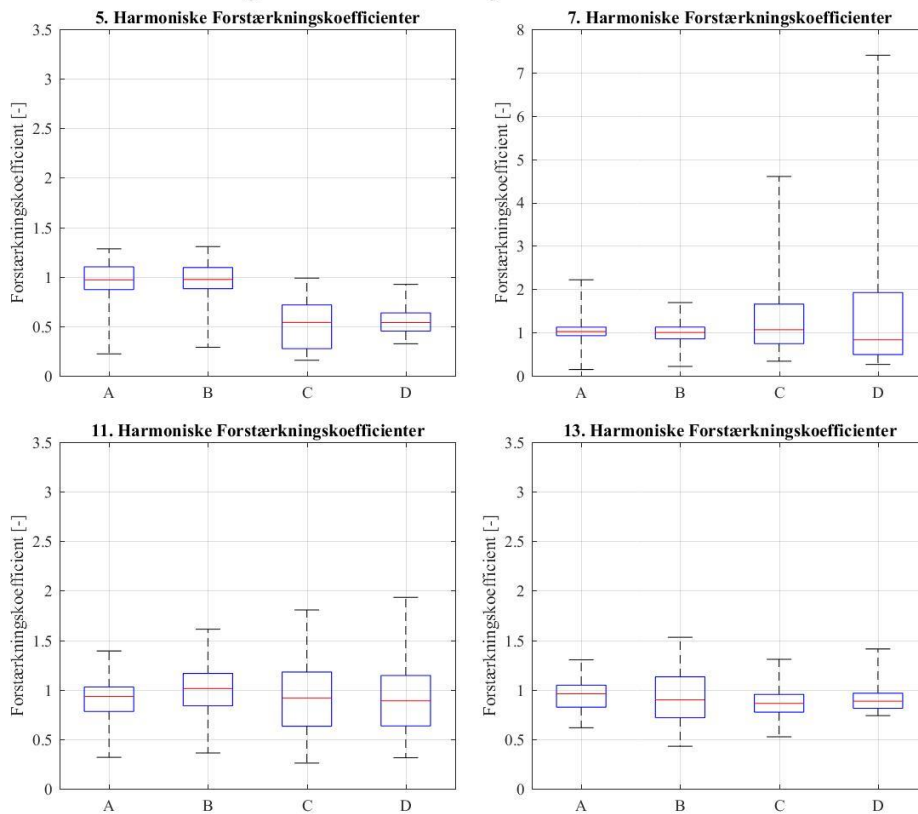
Landerupgård 400 kV: Forstærkningskoefficienter - Uden Filtre



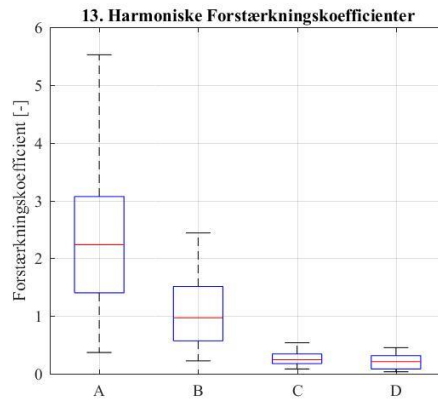
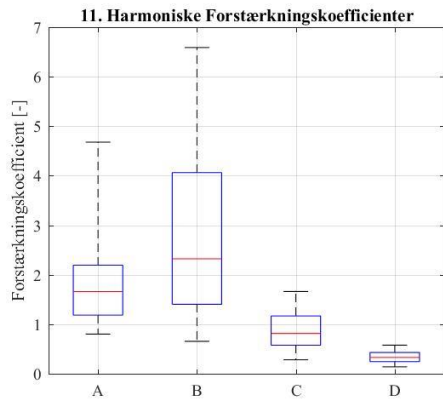
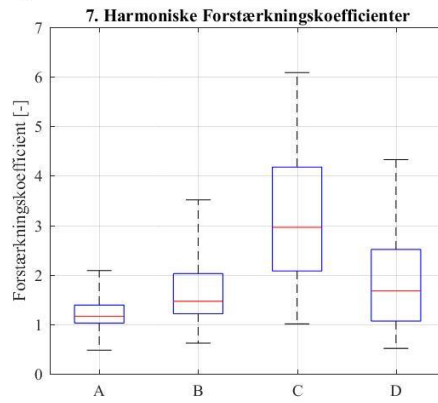
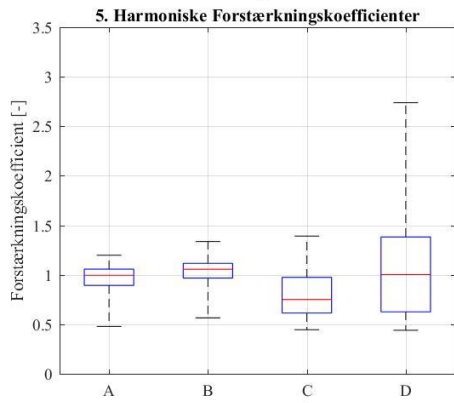
Malling 400 kV: Forstærkningskoefficienter - Uden Filtre



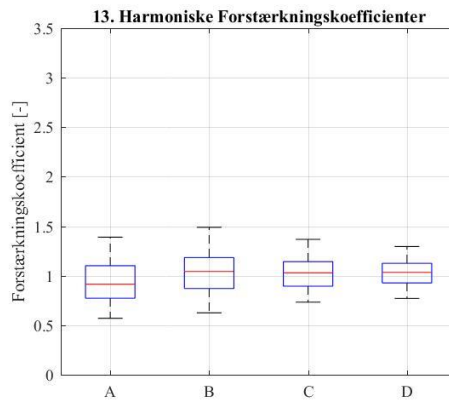
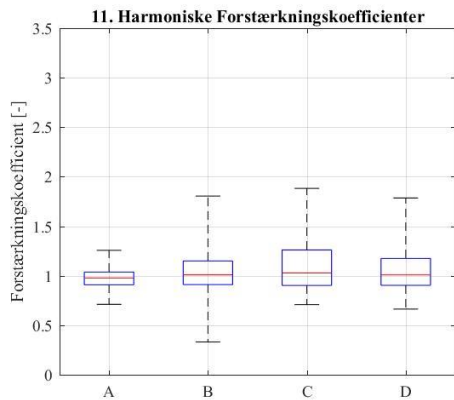
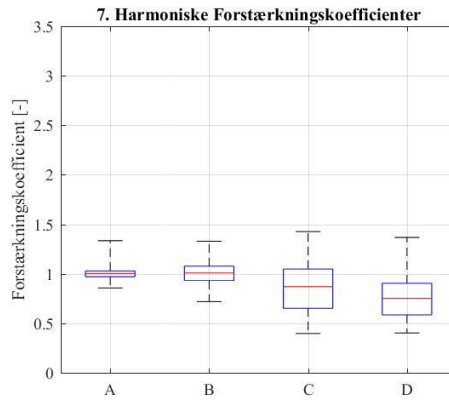
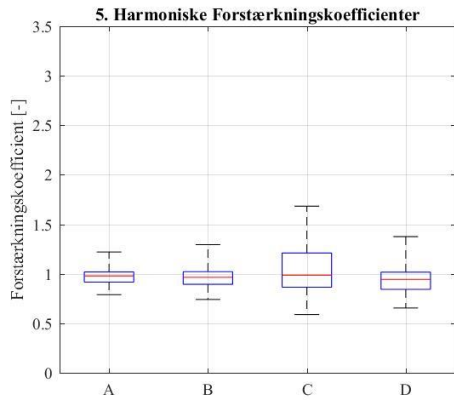
Revsing 400 kV: Forstærkningskoefficienter - Uden Filtre

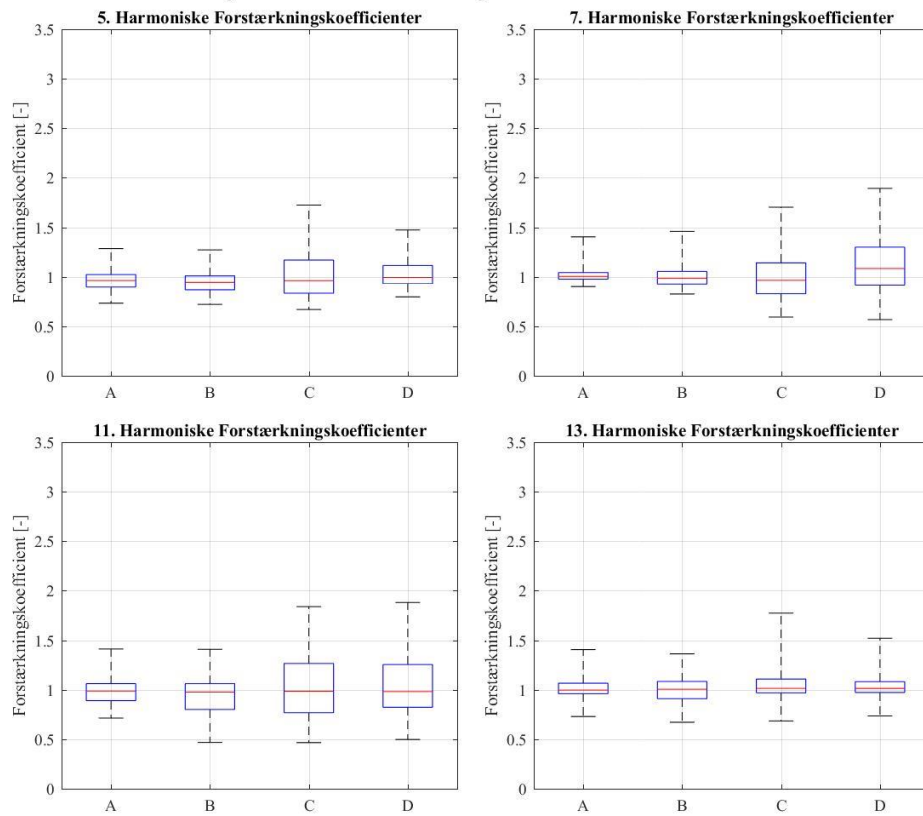


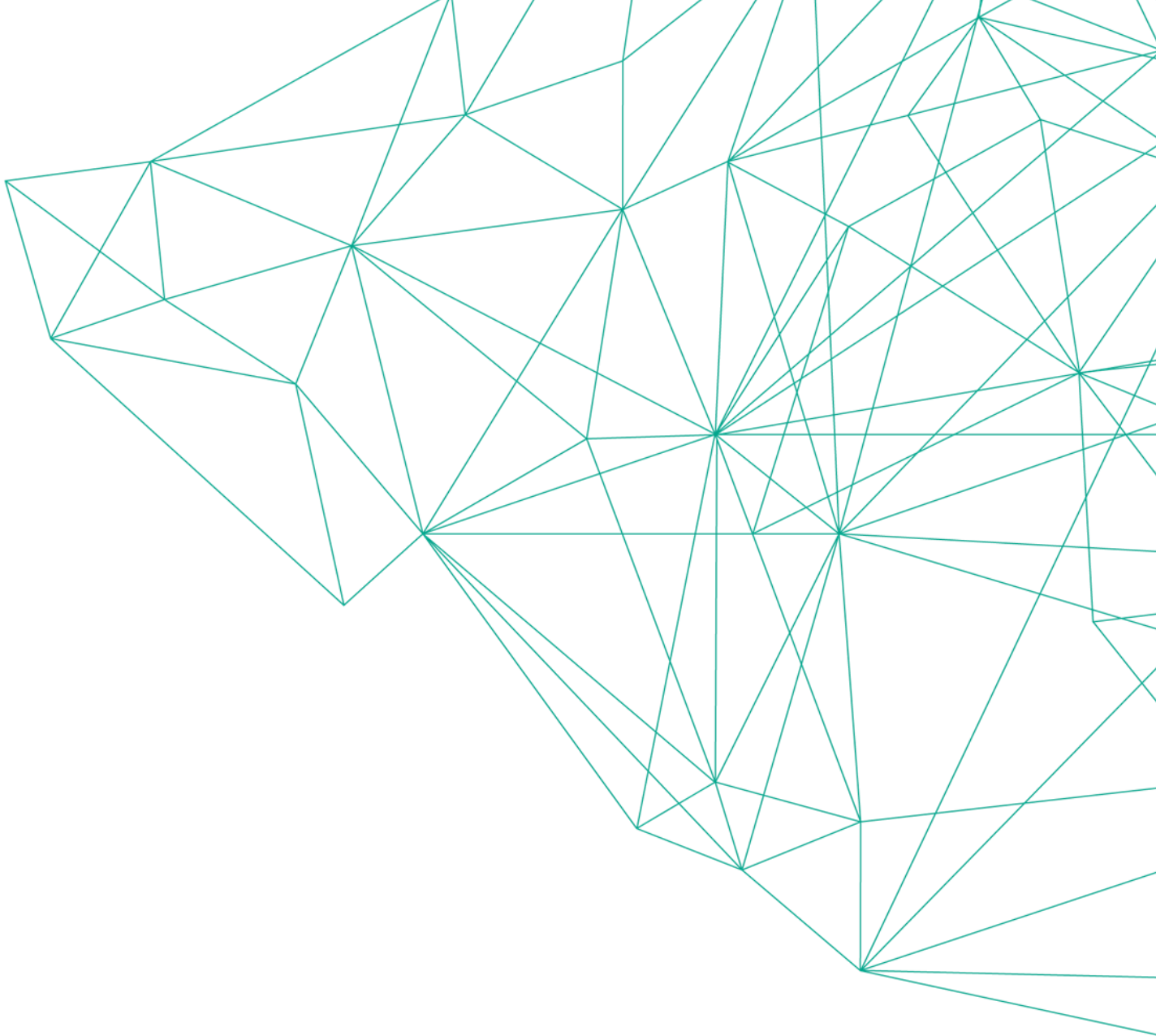
Stoustrup 400 kV: Forstærkningskoefficienter - Uden Filtre



Tjele 400 kV: Forstærkningskoefficienter - Uden Filtre



Trige 400 kV: Forstærkningskoefficienter - Uden Filtre



ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvvej 65
7000 Fredericia

70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 28 98 06 71

Dato: 26. november 2018