



REDEGØRELSE FOR
ELFORSYNINGSSIKKERHED
2019

Høring

1 Resumé

2 I juni 2018 blev *Lov om elforsyning* ændret således, at klima-, energi- og forsyningsministeren har ansvaret for elforsyningssikkerheden og fastsætter niveauet herfor. Energinet skal, ifølge *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed*¹,
3 årligt udarbejde en redegørelse for elforsyningssikkerheden med en anbefaling om, hvorvidt niveauet for elforsyningssikkerhed bør ændres. Redegørelsen og anbefalingen indgår som grundlag for klima-, energi- og forsyningsministerens
4 fastsættelse af niveauet for elforsyningssikkerhed. Energinet giver i nærværende *Redegørelse for elforsyningssikkerhed*
5 *2019* en anbefaling af et niveau for fremtidens elforsyningssikkerhed. Herudover skal Energinet beskrive den forventede
6 udvikling i elforsyningssikkerheden. Dette er gjort i dialog med netvirksomhederne, som står for forsyningen på de lavere spændingsniveauer (under 100 kV).
7

8 Energinet vægter i sin anbefaling elforsyningssikkerheden højt. Energinet ser det som sit primære mål at sikre den bedste hensyntagen i energiens trilemma; opretholdelse af høj elforsyningssikkerhed, hensyntagen til samfundsøkonomi
9 samt sikring af den grønne omstilling ved indpasning af vedvarende energi.
10

11 Energinet og netvirksomhederne arbejder på at opretholde et højt niveau af elforsyningssikkerhed til gavn for elforbrugere og samfundet. Samtidig tilsiger en samfundsøkonomisk prioritering af Energinets investeringer, at omkostningerne ved at opretholde et bestemt niveau af elforsyningssikkerhed skal svare til elforbrugernes betalingsvillighed for elforsyningssikkerhed. Netvirksomhederne ønsker på sigt primært at fastlægge niveauet for elforsyningssikkerhed ud fra en samfundsøkonomisk tilgang frem for den traditionelle rene elforsyningsmæssige tilgang, hvor elforsyningssikkerheden prioriteres højest. Endelig vægter Energinet med sin anbefaling i denne redegørelse det højt, at Danmark kan fastholde en konkurrencemæssig fordel i at ligge i den europæiske top, når det gælder elforsyningssikkerhed.
12

13 Energinet anbefaler et planlægningsmål for det samlede niveau for elforsyningssikkerhed på 35 minutter uden el (afbrudsminutter) i 2030, svarende til at de danske elforbrugere i gennemsnit kan forvente at have strøm i stikkontakten i 99,993 pct. af tiden. Til sammenligning havde de danske elforbrugere i 2018 strøm i stikkontakten gennemsnitligt 99,996 pct. af tiden, hvilket svarer til, at de danske elforbrugere i gennemsnit oplevede knap 22 afbrudsminutter. Eltransmissionsnettet var ansvarlig for ca. 0,2 afbrudsminutter og eldistributionsnettene var ansvarlige for de resterende ca. 21,7 afbrudsminutter. Manglende effekttilstrækkelighed gav i 2018 ikke anledning til afbrudsminutter.
14

Planlægningsmål i 2030	
Planlægningsmål (minutters afbrud)	35
Meromkostning (mio. DKK/år)	100 - 300
Benchmarking (Europa, 2016)	Top 5

15 Elforsyningssikkerheden i 2018 lå på niveau med de foregående 10 år (20 afbrudsminutter også svarende til 99,996 pct.), hvilket har gjort de danske elforbrugeres sikkerhed for elforsyning til en af de højeste i Europa. Med anbefalingen af en stigning til 35 afbrudsminutter som planlægningsmål for 2030 forventes elforsyningssikkerheden i Danmark fortsat at være blandt Europas bedste.
16

17 Den høje elforsyningssikkerhed i de foregående 10 år er opretholdt, samtidig med at andelen af fluktuerende vind- og solproduktion er steget. I 2018 var vind- og solandelen af det samlede elforbrug nået op på knap 44 pct. En af hovedårsagerne til den høje danske elforsyningssikkerhed er, at mange luftledninger i eldistributionsnettene er skiftet ud med kabler og lagt i jorden, så elnettet ikke påvirkes af fx storme.
18

¹ Bekendtgørelse om ændring af bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v., BEK nr. 1217 af 15/10/2018.

44 Når Energinet anbefaler et planlægningsmål med flere afbrudsminutter end i de foregående 10 år, skyldes det primært
45 samfundsøkonomiske hensyn samt ligeledes netvirksomhedernes vurdering af, at antallet af afbrudsminutter alene for-
46 årsaget af eldistributionsnettene vil stige til ca. 28 minutter i 2030. Netvirksomhedernes vurdering er baseret på deres
47 aktuelle reinvesteringsplaner. Hertil kommer Energinets planlægningsmål på 7 afbrudsminutter. Disse er forårsaget pri-
48 mært af 5 afbrudsminutter grundet manglende effektilstrækkelighed, hvilket er samme målsætning som Energinets
49 hidtidige og således ikke en ændring og i mindre omfang forhold vedrørende eltransmissionsnettet. Forhold på eltrans-
50 missionsnettet fordeler sig på 1 afbrudsminut knyttet til robusthed, som svarer til en fastholdelse af det nuværende
51 risikoniveau, og 1 afbrudsminut forårsaget af nettilstrækkelighed knyttet til en større case-by-case risikovillighed ved
52 gennemførelse af planlagte reinvesteringer.

53

54 Nettilstrækkeligheden udfordres i disse år af en øget fejlsandsynlighed som følge af et aldrende elnet. Energinet har
55 igangsat tiltag til at mindske fejlsandsynligheden i eltransmissionsnettet, men risikoen kan ikke helt elimineres. Derud-
56 over udfordrer omstillingen fra regulerbar elproduktion til fluktuerende elproduktion fra sol og vind effektilstrækkelig-
57 heden. For at kunne håndtere de afledte udfordringer og usikkerheder af denne udvikling er netvirksomhederne og
58 Energinet allerede i færd med at foretage nødvendige reinvesteringer og implementere automation i driften af elsyste-
59 met for at kunne reagere hurtigt på pludselige ændringer. Derudover er Energinet ved at implementere en række mar-
60 kedsreformer, der blandt andet skal sikre større fleksibilitet i elsystemet.

61

62 Energinet har valgt at gennemføre et større reinvesteringsprogram af komponenterne i eltransmissionsnettet for at
63 imødegå den stigende fejlrate, som ellers ville følge af et aldrende eltransmissionsnet. En stigende fejlrate ville kunne
64 påvirke nettilstrækkeligheden negativt og dermed medføre markant forøgede afbrudsminutter for elforbrugerne. Ener-
65 ginet forventer, at det vil være samfundsøkonomisk ikke rentabelt at arbejde for endnu færre afbrudsminutter i eltrans-
66 missionsnettet. Netvirksomhederne forventes at fastholde deres omkostningsniveau inden for deres gældende økono-
67 miske regulering, som sætter et loft over omkostningsniveauet.

68

69 Derudover forudser Energinet en mulig meromkostning for elforbrugerne, hvis der viser sig behov for at igangsætte
70 yderligere tiltag til at sikre effektilstrækkeligheden fx i form af en midlertidig strategisk reserve.

71 Energinet anbefaler primært at imødegå udfordringen med effektilstrækkelighed med allerede igangværende mar-
72 kedsreformer. Der er i de seneste år indført en række markedsreformer i Europa, som først nu er ved at få deres virk-
73 ning. Den endelige effekt af disse markedsreformer kendes ikke endnu, og i særdeleshed er effektilstrækkeligheden
74 vanskelig at forudsige i pressede situationer. Til trods for usikkerheden vurderer Energinet alligevel, at der kan blive be-
75 hov for mulighed for afbrydelighed eller øget elproduktionskapacitet, fx i form af en midlertidig strategisk reserve. Ener-
76 ginet vurderer også, at hvis markedsreformer ikke har tilstrækkelig virkning på effektilstrækkeligheden eller effektsitua-
77 tionen yderligere forværres, er den samfundsøkonomisk billigste løsning at etablere en midlertidig strategisk reserve i
78 Østdanmark efter 2025.

79

80 Energinet arbejder derfor på at forberede en mulig beslutning om en midlertidig strategisk reserve i Østdanmark med
81 henblik på at udspænde et "sikkerhedsnet" under effektilstrækkeligheden. Konkret vil Energinet i samarbejde med
82 Energistyrelsen fortsætte arbejdet med at udvikle scenarier og følsomheder for effektilstrækkeligheden som grundlag
83 for en vurdering af behovet for en midlertidig strategisk reserve. De første resultater af dette arbejde vil foreligge i
84 2020, hvorefter de forventes at indgå i grundlaget for kommende udgivelser af Redegørelse for Elforsynings sikkerhed.
85 En eventuel strategisk reserve kræver en forudgående godkendelse hos såvel Energistyrelsen som Europa-Kommissio-
86 nen.

87	Indhold	
88	Resumé.....	3
89	Forord.....	7
90	1. Energinets anbefaling af niveau for elforsyningsikkerhed	9
91	1.1 Planlægningsmål	13
92	1.2 Metode	14
93	1.3 Valg af niveau.....	15
94	2. Hvad er elforsyningsikkerhed?	18
95	2.1 Hvad er vigtigst for at opretholde en høj elforsyningsikkerhed?.....	19
96	3. Status på elforsyningsikkerhed	20
97	3.1 Elforsyningsikkerheden i 2018	21
98	3.2 Energinets omkostninger til sikring af elforsyningsikkerhed	23
99	4. Forventet udvikling af elforsyningsikkerheden.....	25
100	4.1 Analyseforudsætninger til Energinet	25
101	4.2 Udvikling i elsystemet	27
102	4.2.1 Udvikling i eltransmissionsnettet	28
103	4.2.2 Udvikling i eldistributionsnettene	33
104	5. Tiltag til at understøtte elforsyningsikkerheden.....	36
105	5.1 Igangsatte tiltag i eltransmissionsnettet	36
106	5.1.1 Markedsreformer	37
107	5.1.2 Anlæg og systemdrift	39
108	5.1.3 Omkostninger til eltransmissionsnettet	41
109	5.2 Mulige tiltag i eldistributionsnettene	43
110	5.2.1 Økonomiske konsekvenser for eldistributionsnettene	44
111	5.3 Implementering af en midlertidig strategisk reserve	45
112	5.4 Tiltag til ændring af niveauet af elforsyningsikkerhed i eltransmissionsnettet	46
113	5.4.1 Mulige besparelser i eltransmissionsnettet	47
114	5.4.2 Mulige tiltag til at sikre et højere niveau af elforsyningsikkerhed.....	48
115	5.5 Anvendelse af VoLL til vurdering af tiltag	49

116	Appendikser	51
117	1. Appendiks A Elforsyningsikkerheden 2018.....	51
118	1.1 Afbrudsstatistik for Danmark.....	51
119	1.1.1 Afbrud i eltransmissionsnettet.....	53
120	1.2 Hændelser i eltransmissionsnettet.....	56
121	1.2.1 Væsentlige hændelser i eltransmissionsnettet.....	57
122	1.2.2 Beredskabshændelser.....	59
123	1.3 Rådigheder.....	59
124	1.4 Omkostninger til systemydelser.....	60
125	1.4.1 Beordringer i 2018.....	61
126	1.4.2 Håndtering af revisionsansøgninger og afvikling af værker.....	62
127	2. Appendiks B Effekttilstrækkelighed.....	64
128	2.1 Baggrund for effekttilstrækkelighedsvurderinger.....	64
129	2.1.1 Forbrugsfleksibilitet.....	68
130	2.2 Forudsætninger for prognose for effekttilstrækkelighed.....	69
131	2.2.1 Udviklingen i Danmarks nabolande.....	70
132	2.3 Prognose for effekttilstrækkelighed.....	70
133	2.4 Alternativ prognose for effekttilstrækkelighed.....	72
134	2.5 Følsomheder på effekttilstrækkelighed.....	77
135	3. Appendiks C Nettilstrækkelighed.....	83
136	3.1 Netdimensioneringskriterier.....	84
137	3.2 Grundlæggende opbygningsprincip for elnettet.....	84
138	3.3 Reinvesteringer.....	85
139	3.4 København.....	89
140	3.5 Lokale udfordringer på baggrund af stigende VE-produktion.....	91
141	3.6 Samarbejde med eldistributionsselskaberne.....	91
142	4. Appendiks D Robusthed.....	93
143	4.1 Risikovurdering af robustheden.....	93
144	4.2 Behov for energi og andre ydelser i fremtiden.....	95
145	4.2.1 Blackstart.....	95
146	4.2.2 Behov for systemydelser til sikring af systembærende egenskaber.....	96
147	4.3 Markedsgørelse.....	97
148	4.4 Styring og automation.....	98
149	4.5 Netstudier på Fyn.....	98
150	5. Appendiks E IT-sikkerhed.....	100
151	5.1 Trusselsvurdering.....	100
152	5.2 Internationalt samarbejde.....	101
153	6. Appendiks F Kapitler og paragraffer.....	103
154	7. Appendiks G Ordforklaring.....	104

155 Forord

156 Energinet har siden 2015 udgivet en årlig redegørelse for elforsyningssikkerhed². *Redegørelse for elforsyningssikkerhed*
157 udspringer af Energistyrelsens rapport fra 2015 *Elforsyningssikkerhed i Danmark*. Rapporten blev udarbejdet med sekto-
158 rens aktører og kom med anbefalinger til Energinet om arbejdet med elforsyningssikkerhed og kommunikationen heraf.
159 Med *Redegørelse for elforsyningssikkerhed* efterlever Energinet anbefalingerne.

160

161 I 2018 blev *Lov om elforsyning*³ revideret. *Lov om elforsyning* er Energinets hjemmel til at opretholde elforsyningssikker-
162 heden. Lovændringen indebærer, at Energinet årligt skal udgive en redegørelse for elforsyningssikkerhed blandt andet
163 indeholdende en anbefaling af, om niveauet for elforsyningssikkerhed bør ændres.

164

165 Lovkravene vil fremadrettet blive opfyldt i *Redegørelse for elforsyningssikkerhed*. Derfor indeholder dette års *Redegø-*
166 *relse for elforsyningssikkerhed*, som den første, Energinets anbefaling til klima-, energi- og forsyningsministeren om ni-
167 veauet for elforsyningssikkerhed. Energinet forventer i de kommende år at udvikle sine metoder til fastsættelse af an-
168 befalingen. Dette gælder i høj grad, hvilken påvirkning tiltag foretaget af Energinet har på antallet af afbrudsminutter
169 samt de tilhørende økonomiske konsekvenser.

170

171 Klima-, energi- og forsyningsministeren fastlægger på baggrund af den årlige *Redegørelse for elforsyningssikkerhed* det
172 ønskede niveau for elforsyningssikkerhed og meddeler dette til Energinet senest den følgende januar. "*Niveauet er et*
173 *planlægningsmål og udmeldes som et antal afbrudsminutter.*"⁴ Det anbefalede niveau for elforsyningssikkerhed omfat-
174 ter således både eltransmissionsnettet og eldistributionsnettene. Indtil ministeren fastsætter et nyt niveau, vil det ni-
175 veau, som Energinet hidtil har fastsat, og som ministeren har taget til efterretning, være gældende. "*Energinet har an-*
176 *svaret for at opretholde det fastsatte niveau for elforsyningssikkerhed og overvåge udviklingen heraf.*"⁵ Energinet fortol-
177 ker, at Energinet i forhold til opretholdelsen af elforsyningssikkerheden alene har operationel mulighed for at opret-
178 holde det fastsatte niveau for den del, der hidrører eltransmissionsnettet, og derudover rapporterer for den historiske
179 udvikling i hele elnettet.

180

181 Energinets *Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2019* adskiller sig fra tidligere års redegørelse, da denne nu skal op-
182 fylde kravene i *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed*. *Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2019* bygger også
183 videre på tidligere udgivelser af *Redegørelse for elforsyningssikkerhed* og aftalt indhold fra *Elforsyningssikkerhed i Dan-*
184 *mark*.

185

186 Rapportens analyser og tiltag fokuserer primært på eltransmissionsnettet, da dette er hovedfokus i *Bekendtgørelse om*
187 *systemansvarlig virksomhed* og Energinets mandat samt ansvarsområde. Energinet har været i tæt dialog med Dansk
188 Energi og heraf udvalgte netvirksomheder omkring den forventede udvikling i afbrudsminutter samt tiltag til at forbedre
189 eller forringe niveauet i eldistributionsnettene. Netvirksomhederne har meddelt Energinet, at de ikke har haft mulighed
190 for at udarbejde forventede meromkostningerne for tiltag til at forbedre eller forringe niveauet i eldistributionsnettene
191 til dette års redegørelse. Energinet er i dialog med netvirksomhederne og myndighederne om at forbedre processerne
192 herfor til de kommende års redegørelser.

193

2 [Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2015](#), [Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2016](#), [Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2017](#), [Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2018](#).

3 Bekendtgørelse af lov om elforsyning, LBK nr. 52 af 17/01/2019.

4 Bekendtgørelse om ændring af bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v., BEK nr. 1217 af 15/10/2018.

5 Bekendtgørelse af lov om elforsyning § 27 a, LBK nr. 52 af 17/01/2019.

194 *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2019* er udarbejdet af Energinet Elsystemansvar⁶ på vegne af Energinet.

195

196 **Kommende sammenhæng med proces for Strategisk Investeringsplan**

197 I efteråret 2019 begynder Energinet at forberede den første udgave af en strategisk investeringsplan, der forventes at
198 skulle bestå af en langsigtet udviklingsplan og en samlet anlægsansøgning, hvori Energinet skal indstille ansøgninger om
199 nyinvesteringer i eltransmissionsnettet til klima-, energi- og forsyningsministeren. Et af de væsentligste kriterier for ud-
200 arbejdelsen af en strategisk investeringsplan og de tilhørende indstillinger vil være det niveau for elforsyningsikkerhed,
201 som fastsættes af ministeren i opfølgning på *Redegørelse for elforsyningsikkerhed*.

202

203 **Læsevejledning**

204 Redegørelsen er opbygget med et resumé, fem hovedkapitler og syv appendikser. Hvert kapitel indledes med en kort
205 opsummering af hele kapitlets indhold, heriblandt hovedbudskaberne. Appendikserne ligger til grund for og uddyber
206 indholdet i kapitlerne.

207

208 Resuméet opsummerer alle kapitler i redegørelsen. Hovedvægten her er lagt på fastsættelsen af, og begrundelsen for,
209 anbefalingen af niveau for elforsyningsikkerhed.

210

211 Kapitel 1 beskriver Energinets anbefaling af niveau for elforsyningsikkerhed.

212

213 Kapitel 2 beskriver begrebet elforsyningsikkerhed. Herunder findes en beskrivelse af kompleksiteten i forhold til sikring
214 af elforsyningsikkerheden.

215

216 Kapitel 3 indeholder en status på elforsyningsikkerheden i Danmark i 2018 samt omkostningerne til denne. Elforsy-
217 ningsikkerheden i 2018 beskrives i yderligere detaljer i Appendiks A.

218

219 Kapitel 4 beskriver den forventede udvikling i det samlede danske elsystem, og forudsætningerne som ligger til grund
220 herfor. Udviklingen i elsystemet og i elforsyningsikkerheden beskrives i yderligere detaljer i Appendiks B-E.

221

222 Kapitel 5 omhandler mulige tiltag i elsystemet til påvirkning af elforsyningsikkerheden. Dette omhandler ligeledes for-
223 ventede omkostninger og besparelser ved at reducere eller øge antallet af det gennemsnitlige antal afbrudsminutter for
224 en elforbruger.

225

226 Love, forordninger og bekendtgørelser fremstår i teksten med navn i *kursiv*. Der henvises ligeledes til konkrete love med
227 nummer og dato. Der anvendes i redegørelsen fodnoter til henvisning til eksterne dokumenter. Ligeledes vil kilder, som
228 ligger til grund for figurer, fremgå af figurteksten.

229

230 Appendiks F indeholder en oversigt over, hvilke kapitler og Appendiks som forventes at efterleve paragrafferne i *Be-*
231 *kendtgørelse om systemansvarlig virksomhed*.

232

233 I Appendiks G findes en forklaring til ord og termer, som fremgår i redegørelsen.

⁶ Se mere om Energinets virksomhedsstruktur på <http://www.energinet.dk/>

234 1. Energinets anbefaling af niveau for elforsyningsikkerhed

235 Energinet vægter i sin anbefaling elforsyningsikkerheden højt. Energinet ser det som sit primære mål at sikre den bedste hensyntagen i energiens trilemma; opretholdelse af høj elforsyningsikkerhed, hensyntagen til samfundsøkonomi
236 samt sikring af den grønne omstilling ved indpasning af vedvarende energi.
237

238

239 Energinets anbefaling i denne redegørelse er et planlægningsmål for det samlede niveau for elforsyningsikkerhed på
240 35 afbrudsminutter i 2030. Anbefalingen angives for 2030, da tiltag typisk tager tid at implementere og derfor først over
241 tid vil ændre det forventede niveau i form af antal afbrudsminutter pr. år. Den forventede udvikling i afbrudsminutterne
242 er forbundet med usikkerhed, men opdateres årligt, når Energinet kommer med sin anbefaling for elforsyningsikkerheden
243 og vil derfor påvirkes af fx teknologisk udvikling, markedsreformer, ændrede omkostningsskøn med mere.
244

245

245 Energinet har jævnfør *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed*⁷ adspurgt netvirksomhederne om deres forventning
246 til udviklingen i elforsyningsikkerheden i eldistributionsnettene. Netvirksomhederne vurderer, at antallet af af-
247 brudsminutter forårsaget af eldistributionsnettene med de aktuelle reinvesteringsplaner vil stige til ca. 28 minutter i
248 2030. Energinet har videreformidlet netvirksomhedernes forventning og forholder sig ikke til denne udvikling, da eldi-
249 structionsnettene ikke er Energinets ansvarsområde. Energinet er i dialog med netvirksomhederne og myndighederne
250 om at forbedre processerne herfor til de kommende års redegørelser.
251

252

252 Hertil kommer Energinets planlægningsmål på 7 afbrudsminutter. Disse er forårsaget primært af 5 afbrudsminutter
253 grundet manglende effekttilstrækkelighed, hvilket er samme målsætning som Energinets hidtidige og således ikke en
254 ændring og i mindre omfang forhold vedrørende eltransmissionsnettet. Forhold på eltransmissionsnettet fordeler sig på
255 1 afbrudsminut knyttet til robusthed, som svarer til en fastholdelse af det nuværende risikoniveau, og 1 afbrudsminut
256 forårsaget af nettilstrækkelighed knyttet til en større case-by-case risikovillighed ved gennemførelse af planlagte rein-
257 vesteringer. Energinet har valgt at gennemføre et større reinvesteringsprogram af komponenterne i eltransmissionsnettet
258 for at imødegå den stigende fejlrate, som ellers ville følge af et aldrende eltransmissionsnet. En stigende fejlrate ville
259 kunne påvirke nettilstrækkeligheden negativt og dermed medføre markant forøgede afbrudsminutter for elforbru-
260 gere. Energinet forventer, at det vil være samfundsøkonomisk ikke rentabelt at arbejde for endnu færre afbrudsminut-
261 ter i eltransmissionsnettet.
262

263

263 Frem til 2030 kan forventes en samlet stigning i antallet af afbrudsminutter og dermed reelt en svækkelse af elforsy-
264 ningsikkerheden. Anbefalingen på 35 afbrudsminutter bør ses i lyset af, at elforbrugere i gennemsnit de seneste 10 år
265 har oplevet ca. 20 afbrudsminutter pr. år. Det har gjort forbrugernes sikkerhed for forsyning af el til en af de højeste i
266 Europa. De realiserede afbrud har i gennemsnit fordelt sig således, at eltransmissionsnettet er ansvarlig for ca. ét af-
267 brudsminut og eldistributionsnettene for ca. 19 afbrudsminutter. Anbefalingen bør også ses i lyset af, at 20 afbrudsmi-
268 nutter svarer til, at elforbrugere i gennemsnit har strøm 99,996 pct. af tiden, mens 35 afbrudsminutter svarer til
269 99,993 pct. Anbefalingen indebærer således en relativt stor stigning i antallet af afbrudsminutter, men Energinet vurde-
270 rer ikke, at der vil være tale om en stor udfordring for elforsyningsikkerheden.
271

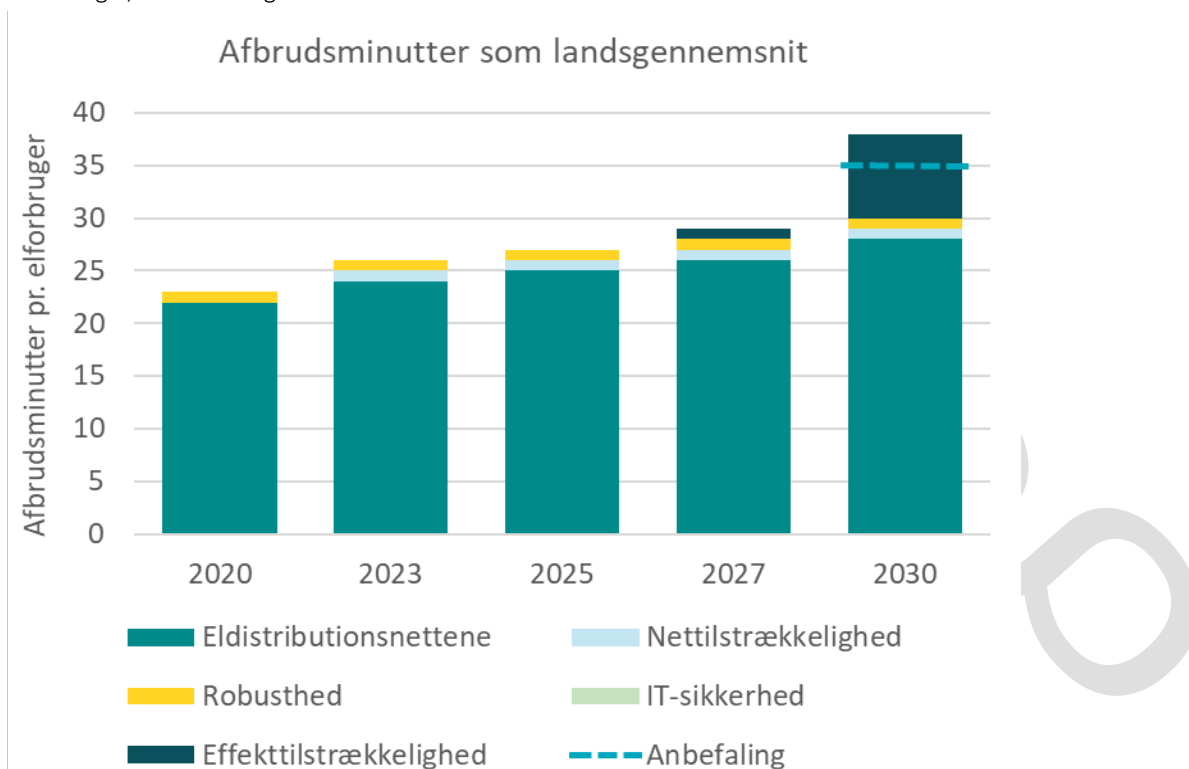
272

272 Niveauet for elforsyningsikkerhed måles i afbrudsminutter, som angiver et gennemsnit for hele Danmark, men tager
273 ikke højde for antallet af afbrydelser, som elforbrugere oplever. Niveauet kan derfor dække over en betydelig varia-
274 tion. En forskel på ét afbrudsminut for hele Danmark kan synes som en lille ekstra gene. Men det gennemsnitlige af-
275 brudsminut kan dække over langvarige afbrud af elforsyningen til en mindre gruppe af elforbrugere, der således kan
276 opleve store gener.
277

277

⁷ Bekendtgørelse om ændring af bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v., BEK nr. 1217 af 15/10/2018.

278 Den høje elforsyningsikkerhed, som de danske elforbrugere historisk har oplevet, udfordres både af et aldrende elnet,
 279 hvor eldistributionsnettene forventes at få den største effekt på elforsyningsikkerheden, og en stigende risiko for ef-
 280 fektmangel, som vist i Figur 1.



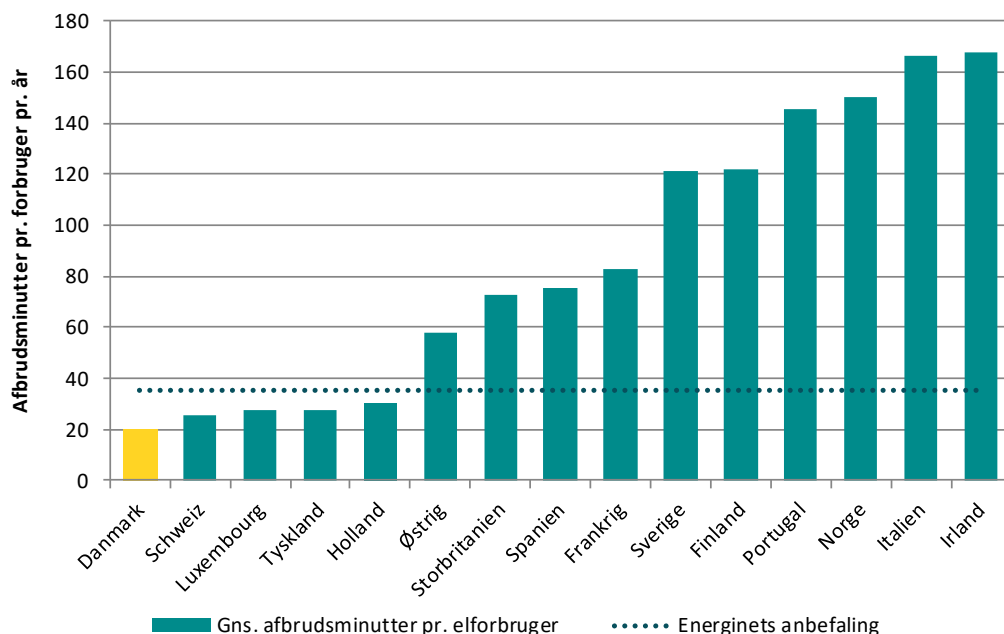
281

282 *Figur 1 Forventet antal afbrudsminutter i hele det danske elsystem ved et normalår (uden særlige hændelser). Se af-*
 283 *snit 4.2 for yderligere om den forventede udvikling. Udviklingen i eldistributionsnettene er baseret på netvirk-*
 284 *somhedernes forventning og udviklingen i robusthed, nettetilstrækkelighed, og IT-sikkerhed er baseret på Ener-*
 285 *ginets forventning. For effekttilstrækkelighed er udviklingen baseret på Energistyrelsens Analyseforudsætning-*
 286 *er til Energinet 2018.*

287 Der vil i de kommende år være et stigende behov for reinvesteringer. Stigningen skyldes hovedsageligt den kraftige ud-
 288 bygning af elnettet fra 1960-1980, hvorfor store dele af elnettet på både transmissions- og distributionsniveau nu har
 289 nået en alder, hvor de skal reinvesteres. Grundet alderen stiger risikoen for fejl og sammen med gennemførelsen af
 290 reinvesteringer, betyder det i en periode en øget risiko for afbrydelse af elforbrugere, mens der reinvesteres. For eldistribu-
 291 tionsnettene forventer netvirksomhederne således en betydelig stigning i antal afbrudsminutter frem mod 2030. I el-
 292 transmissionsnettet forventes antallet af afbrudsminutter grundet nettetilstrækkelighed at forblive på omtrent samme
 293 niveau som i dag. Nettetilstrækkeligheden i transmissionsnettet opretholdes ved at gennemføre det betydelige reinveste-
 294 ringsprogram, som er beskrevet i Energinets *Reinvesterings-, Udbygnings- og Saneringsplan*.

295

296 Dog vil gennemførelsen af programmet i sig selv medføre højere risiko for lokale afbrydelser i perioden, hvor program-
 297 met gennemføres. Programmet er ambitiøst og kræver en stor indsats i Energinet samt er afhængigt af myndigheder-
 298 nes løbende godkendelser af specifikke projekter. Ikke desto mindre er det Energinets vurdering og ambition, at pro-
 299 grammet er samfundsøkonomisk rentabelt og muligt at realisere. Gennem Energinets internationale arbejde er det
 300 Energinets vurdering, at resten af Europa, og især de nordiske lande står med en lignende udfordring med et aldrende
 301 elnet, som kræver massive investeringer blot for at opretholde status quo på elforsyningsikkerheden, og tilsvarende
 302 udfordringer med øget elektrificering og lokal elproduktion. Grundet denne samtidighed landene imellem må det for-
 303 ventes, at elforsyningsikkerheden i Danmark fortsat vil være i den europæiske top, som angivet i Figur 2.

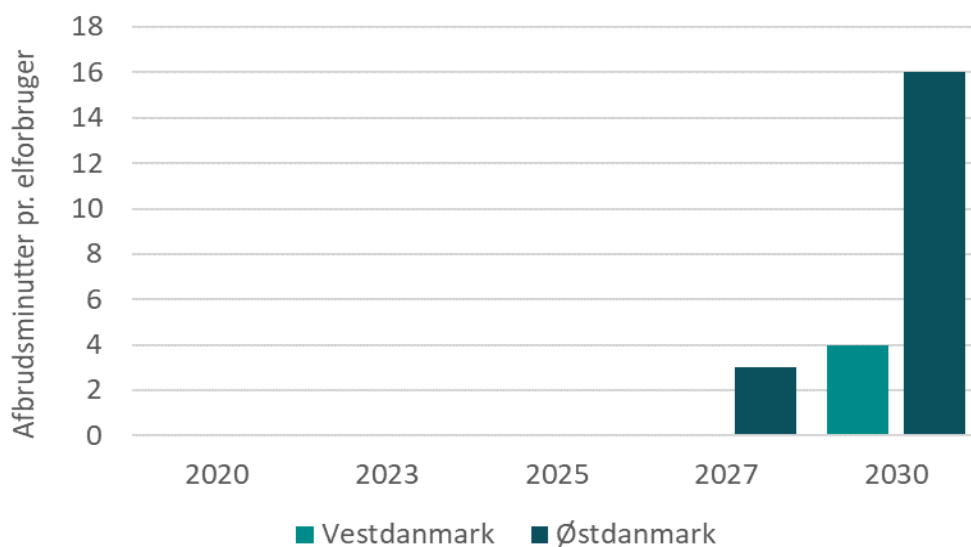


304

305 *Figur 2 Gennemsnitlige afbrudsminutter i de 15 europæiske lande med færrest afbrudsminutter i perioden 2010-*
 306 *2016. Kilde: CEER's [Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply](#).*

307 På baggrund af de gennemførte analyser vurderer Energinet, at afbrudsminutterne kan stige markant efter 2025 som
 308 følge af effektmangel primært i Østdanmark. For 2027 og 2030 er beregnet henholdsvis 3 og 16 afbrudsminutter i Øst-
 309 danmark grundet effektmangel, og gennemførte følsomhedsberegninger indikerer potentielt endnu flere afbrudsminut-
 310 ter grundet effekttilstrækkelighed. I Vestdanmark er udfordringen mindre, men der ses 4 afbrudsminutter i 2030, hvil-
 311 ket er første gang, der ses en risiko for effektmangel i Vestdanmark. Figur 1 viser forventede afbrudsminutter som gen-
 312 gennemsnit for hele Danmark i 2027 og 2030 på henholdsvis 1 og 8 minutter.

Effekttilstrækkelighed i Vest- og Østdanmark



313

314 *Figur 3 Forventet antal afbrudsminutter som følge af effektmangel ved et normalår (uden særlige hændelser) opdelt i*
 315 *de to landsdele, som det danske elsystem opgøres i. Udviklingen er baseret på Energistyrelsens Analyseforud-*
 316 *sætninger til Energinet 2018.*

317 Energinet har blandt andet med baggrund i Europa-Kommissionens netregler igangsat en række tiltag for generelt at
 318 understøtte elforsyningsikkerheden:

319

- 320 • Markedsreformer som grundlag for at understøtte effektilstrækkelighed.
- 321 • Muliggørelse af nye aktørers deltagelse på elmarkedet for at sikre fleksibilitet.
- 322 • Forberedelse af hele elsystemet til den grønne omstilling gennem mere automation til at reagere hurtigt på
 323 pludselige ændringer.
- 324 • Sikring af robustheden i elsystemet i forhold til at sikre nettet i forbindelse med fejl.
- 325 • Reinvesteringer grundet aldrende elnet.

326

327 Energinet anbefaler primært at imødegå udfordringen med effektilstrækkelighed med allerede igangværende mar-
 328 kedsreformer. Der er i de seneste år indført en række markedsreformer i Europa, som først nu er ved at få deres virk-
 329 ning. Den endelige effekt af disse markedsreformer kendes ikke endnu, og i særdeleshed er effektilstrækkeligheden
 330 vanskelig at forudsige i pressede situationer. Til trods for usikkerheden vurderer Energinet alligevel, at der kan blive be-
 331 hov for mulighed for afbrydelighed eller øget elproduktionskapacitet, fx i form af en midlertidig strategisk reserve. Ener-
 332 ginet vurderer også, at hvis markedsreformer ikke har tilstrækkelig virkning på effektilstrækkeligheden, eller effektsitu-
 333 ationen yderligere forværres, er den samfundsøkonomisk billigste løsning at etablere en midlertidig strategisk reserve i
 334 Østdanmark efter 2025.

335



Ibrugtagningen af en midlertidig strategisk reserve vil kræve en forudgående godkendelse hos såvel Energistyrelsen som Europa-Kommissionen. Forordningen om nyt elmarkedsdesign fra EU's Clean Energy Package forventes at stille eksplicitte krav til, hvordan en pålidelighedsstandard skal fastsættes. Pålidelighedsstandarden stiller krav til, hvor stor effektilstrækkelighedsudfordringen skal være før en midlertidig strategisk reserve kan indkøbes. Ligeledes stilles der krav til, hvor stor del af udfordringen en midlertidig strategisk reserve må afhjælpe. Det kan derfor ikke forventes, at det er muligt at afdække risikoen for effektmangel fuldt ud.

Energinet arbejder derfor på at forberede en mulig beslutning om en midlertidig strategisk reserve i Østdanmark med henblik på at udspænde et "sikkerhedsnet" under effektilstrækkeligheden. Konkret vil Energinet i samarbejde med Energistyrelsen fortsætte arbejdet med at udvikle scenarier og følsomheder for effektilstrækkeligheden, som grundlag for en vurdering af behovet for en midlertidig strategisk reserve. De første resultater af dette arbejde vil foreligge i 2020, hvorefter de forventes at indgå i grundlaget for kommende udgivelser af Redegørelse for Elforsyningssikkerhed. En eventuel strategisk reserve kræver en forudgående godkendelse hos såvel Energistyrelsen som Europa-Kommissionen.

360

361 Hvis det historiske niveau for elforsyningsikkerhed på 20 afbrudsminutter søges opretholdt fuldt ud i 2030, vil det
 362 kræve store investeringer på både eldistributionsniveau og eltransmissionsniveau, og vurderes derfor af Energinet til at
 363 være for omkostningsfuldt samfundsøkonomisk i forhold til faldet i afbrudsminutter. Energinet har således i udarbejdelsen
 364 af anbefalingen vurderet hensynet til elforbrugerne og de samfundsøkonomiske konsekvenser op mod hinanden.
 365 Om end stigningen kan begrænses, vurderer netvirksomhederne det ikke muligt fuldstændigt at fastholde det historisk
 366 lave antal afbrudsminutter, foruden at en forceret udskiftning af visse kabler vil betyde omfattende gener for trafikanter
 367 og beboere samt højere risiko for afbrud i perioden, hvor udskiftningen foretages. Endvidere er det meget usikkert,
 368 om sådanne store investeringer kan gennemføres frem mod 2030. Energinet vurderer samtidig, at en svækkelse af elforsyningsikkerheden
 369 i forhold til anbefalingen kan have store konsekvenser for afbrudsminutter på længere sigt i forhold til besparelsen.

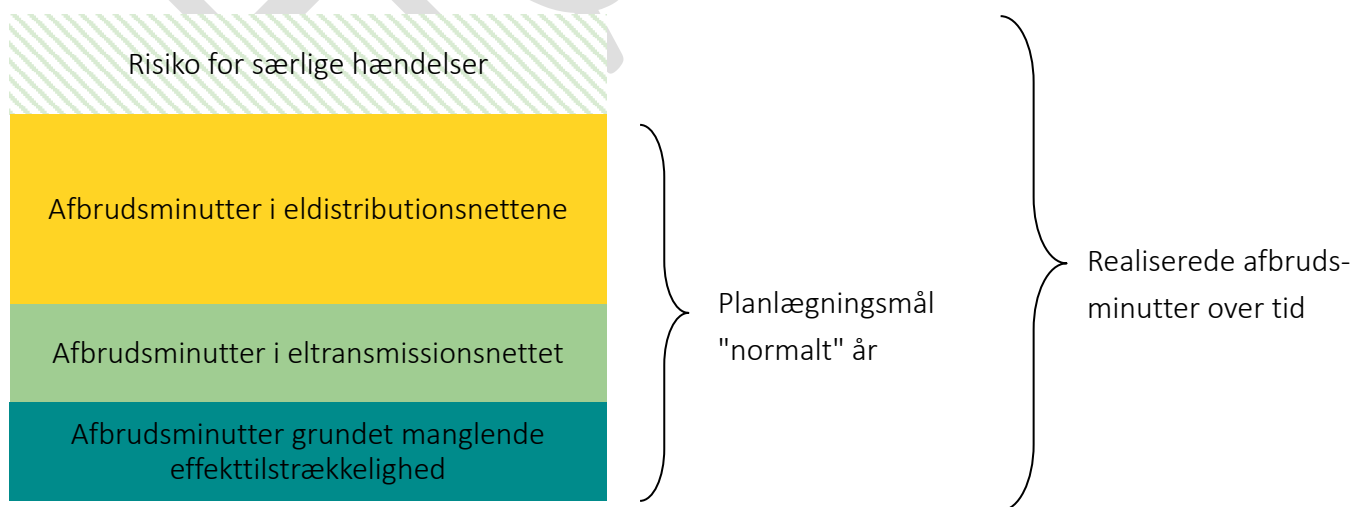
371
 372 Generelt har Energinet i anbefalingen tillagt en elforsyningsmæssig tilgang høj vægt under hensyntagen til samfundsøkonomien.
 373 Det betyder, at i situationer, hvor det er den samfundsøkonomisk bedste løsning, vil Energinet benytte en mere risikobaseret
 374 holdning i driften af eltransmissionsnettet. Dette gælder fx i forbindelse med reinvesteringsprojekter, hvor Energinet i kortere
 375 perioder lokalt kan afvige fra at opretholde N-1 kriteriet. I disse perioder, hvor komponenter er ude af drift, er det lokale område
 376 mere sårbart over for fejl end normalt.

378 1.1 Planlægningsmål

379 Klima-, energi- og forsyningsministeren fastsætter på baggrund af den årlige *Redegørelse for elforsyningsikkerhed* det
 380 ønskede niveau for elforsyningsikkerhed og meddeler dette til Energinet senest den følgende januar. Det fastsatte niveau er et
 381 planlægningsmål, angivet som et antal afbrudsminutter, jævnfør *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed*. Niveauret
 382 afspejler et normalår. Det medregner ikke risiko for særlige hændelser. Særlige hændelser er hændelser, som ligger uden for det,
 383 som elnettet er dimensioneret til. Figur 4 illustrerer denne sammenhæng.

384
 385 Særlige hændelser i Danmark kan også opstå som følge af særlige hændelser i Danmarks elektrisk forbundne nabolande, der har stor
 386 indflydelse på elforsyningsikkerheden i Danmark. Konsekvensen af særlige hændelser kan erfaringsmæssigt medføre op mod 100
 387 afbrudsminutter pr. år. Dette var blandt andet tilfældet under orkanen i 1999 og black-outet i Østdanmark i 2003, som skyldtes en særlig
 388 hændelse i Sydsverige. Danmark har ikke siden 2003 oplevet særlige hændelser i den størrelsesorden.

390



Figur 4 Illustration af planlægningsmålet (størrelse på illustration ikke vægtet).

393 Energinets anbefaling til niveau for elforsyningsikkerhed er baseret på et estimat for fremtidige afbrudsminutter. Sammenholdt med det nuværende niveau for elforsyningsikkerhed udtrykker anbefalingen således en retning for, om niveauet skal fastholdes eller ændres. Ud fra det af klima-, energi- og forsyningsministeren kommende fastsatte planlægningsmål vurderer Energinet, om der skal igangsættes tiltag i eltransmissionsnettet. Flere af disse tiltag vil efterfølgende kræve godkendelse af de relevante myndigheder. Tiltagene tager typisk tid at implementere og vil først ændre niveauet over tid. Det betyder, at der ikke kan opnås en større konkret ændring i elforsyningsikkerheden fra det ene år til det andet.

400

401 1.2 Metode

402 Energinets anbefaling er baseret på en samlet afvejning af tre tilgange:

403

- 404 • En elforsyningsmæssig tilgang
- 405 • En samfundsøkonomisk tilgang
- 406 • En benchmarkingtilgang.

407

408 En elforsyningsmæssig tilgang

409 En elforsyningsmæssig tilgang prioriterer hensynet til, at elforbrugerne sikres strøm i stikkontakten, når de efterspørger den, højere end hvad rene samfundsøkonomiske kriterier tilsiger. Historisk har Danmark haft et ønske om en meget høj elforsyningsikkerhed og rimelige omkostninger for elforbrugerne, hvorfor denne tilgang minder mest om den hidtidige tilgang. Væsentlige ændringer er typisk sket efter omfattende strømafbud. Således har den omfattende kabellægning af distributionsnettene i 00'erne i høj grad været et resultat af de mange afbud af elforbrugere i Danmark under orkanen i december 1999 og stormen i 2005. Dette har betydet, at niveauet af elforsyningsikkerhed i Danmark er blevet bedre over tid, da man har besluttet forbedringstiltag efter store strømafbud. Men man har ikke reduceret elforsyningsikkerheden væsentligt i perioder med få strømafbud. Det vurderes, at mange andre lande også har fulgt denne tilgang, men resulterende i forskellige niveauer på grund af forskelle i geografi osv.

418

419 En samfundsøkonomisk tilgang

420 En samfundsøkonomisk tilgang beskriver, at niveauet for elforsyningsikkerhed bør vurderes i forhold til værdien af ikke at få leveret den ønskede eller tanken er, at man ikke gennemfører tiltag, som har større omkostninger end value of lost load. Value of lost load (VoLL) er en økonomisk indikator, som udtrykker omkostningerne ved afbrudt elforsyning. VoLL er dog meget svær at bestemme, og der findes ikke en entydig værdi for Danmark. Derfor benytter Energinet endnu ikke VoLL som et fast beslutningsparameter, men anvender dog VoLL til perspektivering. Tilgangen betyder, at samfundsøkonomien vægtes højere end hensynet til elforsyningsikkerheden. Konsekvensen af denne tilgang forventes at være et lavere niveau af elforsyningsikkerhed end i dag.

430

431 En benchmarkingtilgang

432 I en benchmarkingtilgang sammenligner man sig med andre lande og sigter efter et niveau for elforsyningsikkerhed, som ligger på niveauet i de lande, man ønsker at sammenligne sig med. Benchmarkingtilgangen har derfor fokus på, at elforbrugerne får en lige så høj elforsyningsikkerhed som elforbrugerne i nabolandene og med et rimeligt omkostningsniveau.

436



437 Set ud fra en ren elforsyningsmæssig tilgang bør niveauet være som de foregående 10 år. Men en hensyntagen til sam-
 438 fundsøkonomi dikterer et lavere niveau, hvor de medfølgende omkostninger af en ren elforsyningsmæssig tilgang i hø-
 439 jere grad sammenholdes med elforbrugernes betalingsvillighed for elforsynings sikkerhed. Netvirksomhederne ønsker
 440 også på sigt at fastlægge niveauet for elforsynings sikkerhed ud fra en samfundsøkonomisk tilgang frem for en primært
 441 elforsyningsmæssig tilgang, som den de anvender nu.

442

443 Foruden den elforsyningsmæssige og samfundsøkonomiske tilgang er der også taget hensyn til, at der er en konkurren-
 444 cemæssig fordel for Danmark at fastholde et planlægningsmål, der forventes at placere Danmark i den europæiske top,
 445 når det gælder elforsynings sikkerhed.

446

447 1.3 Valg af niveau

448 Energinet har løbende igangsat en række tiltag for at understøtte en høj elforsynings sikkerhed. De væsentligste punkter
 449 er sikring af robustheden i elsystemet, reinvesteringer i eltransmissionsnettet samt initiativer til sikring af effekttilstræk-
 450 keligheden gennem klare prissignaler og velfungerende markeder, se en oversigt i Tabel 1. Det anbefalede planlæg-
 451 ningsmål på 35 afbrudsminutter er en videreførelse af disse tiltag. En uddybende beskrivelse kan læses i afsnit 5.1.

452

Netvirksomhederne	
Nettilstrækkelighed	Reinvesteringsplaner under nuværende økonomiske regule- ring. Intelligens og fjernkontrol installeres på strategiske stationer. Asset management-systemer og processer implementeres i større omfang, hvor det giver samfundsøkonomisk værdi.
Energinet	
Effekttilstrækkelighed	Initiere, implementere og udvikle markedsreformer som følge af netregler og nationale behov.
Nettilstrækkelighed	Elnettet drives og udbygges fortsat efter de gældende netdi- mensioneringskriterier. I lokale situationer kan det være den samfundsøkonomiske bedste løsning at afvige fra N-1 i kortere perioder, fx under re- vision. Øge omfanget af reinvesteringer for at imødegå effekten af det aldrende elnet. Udbygge elnettet således, at elnettet kan aftage og flytte pro- duktion fra nye produktionsenheder til forbrugeren.
Robusthed	Udnytte automation til at kunne drive nettet tættere på kan- ten. Øge beredskab og vedligeholdet på kritiske komponenter for at forlænge levetiden.
IT-sikkerhed	Fortsat løbende kvalitetssikring af IT-systemer.

453 *Tabel 1 Oversigt over igangværende tiltag til at opretholde elforsynings sikkerheden. En mere detaljeret beskrivelse*
 454 *findes i afsnit 5.1.*

455

456 Tabel 2 er en illustration af Energinets anbefaling af niveau for elforsynings sikkerheden i sammenligning med andre
 457 niveauer. Niveauerne er illustrative, og er angivet med forventede meromkostninger og benchmarking med andre euro-
 458 pæiske lande. Netvirksomhederne har meddelt, at de ikke har haft mulighed for at udarbejde forventede meromkost-
 459 ningerne for alternative niveauer af elforsynings sikkerhed til dette års redegørelse. For at leve op til sine forpligtelser
 460 jævnt før bekendtgørelsen⁸, har Energinet udarbejdet grove estimater for de samfundsøkonomiske konsekvenser.

461
 462 Det anbefalede planlægningsmål på 35 minutters afbrud er en stigning på ét kvarter i forhold til det realiserede niveau
 463 gennem de seneste 10 år, og forventes at være en mærkbar forringelse for geografisk eller forbrugsmæssigt afgræn-
 464 sede kundegrupper. Det er derfor ikke lige meget, om planlægningsmålet sættes ét eller to kvarter højere end nu. Ud
 465 fra en elforsyningsmæssig tilgang var det ønskeligt at opretholde de seneste 10 års realiserede 20 afbrudsminutter som
 466 planlægningsmål; men det vil give en meromkostning, som Energinet ud fra et groft estimat for så vidt angår eldistri-
 467 tionsnettene vurderer til at være samfundsøkonomisk ikke rentabelt. Endvidere er det meget usikkert, om sådanne
 468 store årlige investeringer kan gennemføres frem mod 2030.

469
 470 Energinets anbefaling estimeres at medføre en samlet meromkostning på omkring 100-300 mio. DKK årligt grundet im-
 471 plementering af en midlertidig strategisk reserve. Omkostningen kan variere, da omkostningen for kapaciteten og det
 472 præcise behov for en midlertidig strategisk reserve endnu ikke er kendt. Hvis effektsituationen forværres markant inden
 473 2030, forventes meromkostningen at være nærmere den øvre del af spændet. Meromkostningen er beskrevet ud fra en
 474 alt andet lige betragtning. Energinet vurderer samtidig, at omkostningerne til reinvesteringer og netforstærkninger sti-
 475 ger fra 500 mio. DKK til næsten 3 mia. DKK i 2030, grundet et aldrende elnet og udbygninger i elnettet til indpasning af
 476 vedvarende energi.

477
 478 I Energinets anbefaling forventes netvirksomhederne at fastholde deres omkostningsniveau grundet rammerne for de-
 479 res økonomiske regulering. Derfor illustrerer meromkostningen ved alternative niveauer kun en stigning i omkostnin-
 480 gerne til at sikre elforsynings sikkerheden, ud over de allerede planlagte tiltag. Planlægningsmål forskellige fra anbefalin-
 481 gen kan derfor kræve ændringer i omkostninger for både Energinet og netvirksomhederne.

482
 483

Illustrative planlægningsmål i 2030					
	Forbedring	Forbedring	Anbefaling	Forningelse	Forningelse
Planlægningsmål (minutters afbrud)	< 15	15-25	35	40-50	70-100
Meromkostning (mia. DKK/år)	5 til 15	1 til 5	0,1 til 0,3	0	-1 til -2
Benchmarking (2016)	Top 1	Top 1	Top 5	Top 5	Top 10

484 Tabel 2 Illustration af Energinets anbefaling af niveau for elforsynings sikkerhed i sammenligning med andre illustra-
 485 tive niveauer inklusive estimeret meromkostning for hele elsystemet. Netvirksomhederne har meddelt, at de
 486 ikke har haft mulighed for at udarbejde forventede meromkostningerne for andre niveauer af elforsynings sik-
 487 kerhed til dette års redegørelse. De angivne meromkostningerne bør derfor opfattes som indikative grove esti-
 488 mater.

⁸ Bekendtgørelse om ændring af bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v., BEK nr. 1217 af 15/10/2018.

489 Benchmarkplaceringen i den europæiske afbrudsstatistik er anført uden hensyntagen til, at de øvrige europæiske lande
490 står over for lignende udfordringer som Danmark, og derfor forventes rangordningen fremadrettet at blive brudt op
491 afhængig af forskellige nationale strategier på elforsyningssikkerhedsområdet. Den nuværende placering i top 5 er såle-
492 des langt fra sikker, hvis planlægningsmålet sættes på 40-50 afbrudsminutter.

493

494 Størstedelen af udviklingen i afbrudsminutter grundet effektilstrækkelighed forventes at blive løst af de tiltag, som er
495 igangsat på elmarkedet. Hvis effektilstrækkeligheden på trods af de igangsatte tiltag forværres, kan en midlertidig stra-
496 tegisk reserve være et nyt tiltag til at sikre effektilstrækkeligheden. Energinet videreudvikler behovs- og følsomheds-
497 analyser for en midlertidig strategisk reserve og undersøger samtidig muligheden for en godkendelse heraf. Den an-
498 givne meromkostning for at opretholde anbefalingen indeholder en mulig midlertidig strategisk reserve. Den præcise
499 omkostning vil afhænge af designet på den midlertidige strategiske reserve, samt myndighedernes godkendelse.

500

501 I tilfælde af at markedsreformerne ikke har den forventede virkning, og en midlertidig strategisk reserve ikke godken-
502 des, vil det medføre en forringelse af elforsyningssikkerheden i forhold til anbefalingen. Dette vil ligeledes ske, såfremt
503 påtænkte reinvesteringer eller andre af de allerede planlagte initiativer beskrevet i Tabel 1 ikke godkendes af de rele-
504 vante myndigheder.

505

506 Ønskes det at spare på de allerede planlagte tiltag i eldistributions- og
507 eltransmissionsnettet, fx reinvesteringer, så vil dette medføre en væ-
508 sentlig forringelse af elforsyningssikkerheden. De fulde konsekvenser
509 er svære at estimere, og de vil først ses på langt sigt. På langt sigt kan
510 dette også medføre så store konsekvenser for elforsyningssikkerhe-
511 den, at det vil være markant dyrere at genoprette niveauet af elforsyn-
512 ningssikkerhed. Derfor vurderes besparelser af denne karakter ikke at
513 være den samfundsøkonomisk bedste løsning.

514

515 Ønskes et højere niveau af elforsyningssikkerhed, kan yderligere tiltag
516 igangsættes. Dette kan være tiltag, som styrker effektilstrækkelighe-
517 den, fx kapacitetsmekanismer, og tiltag, som styrker robustheden. Øn-
518 skes et endnu højere niveau kan man ud over de nævnte tiltag også
519 opgradere flere komponenter i eltransmissionsnettet således, at det
520 kan håndtere endnu en fejl. Kapacitetsmekanismer og opgradering af
521 eltransmissionsnettet medfører væsentlige omkostningsstigninger for
522 elforbrugerne, som efter Energinets vurdering ikke står mål med den
523 øgede elforsyningssikkerhed. Eftersom afbrudsminutterne i eldistribu-
524 tionsnettene er de mest omfattende, kan øvrige tiltag også overvejes
525 her, men det er ikke op til Energinet at vurdere.



526 2. Hvad er elforsyningsikkerhed?

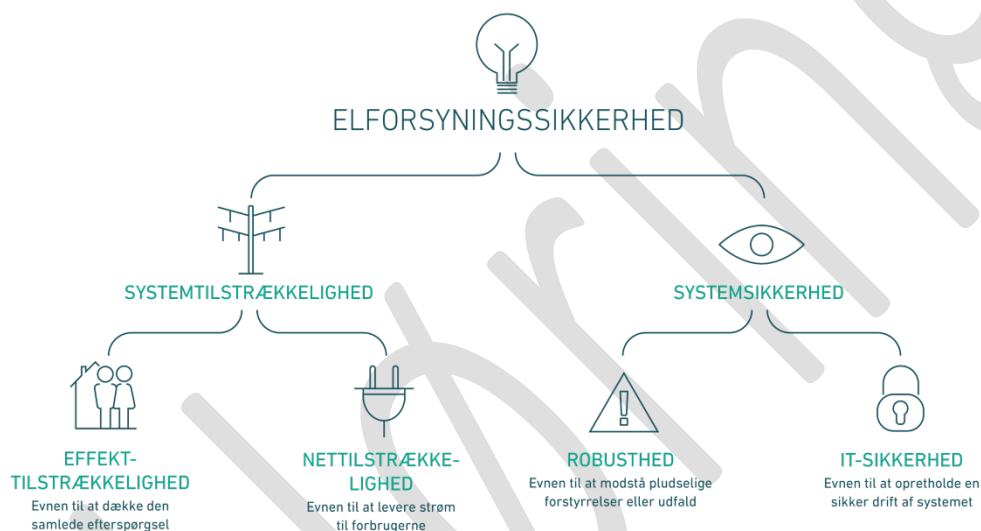
527 Sikring af en høj elforsyningsikkerhed er et komplekst samspil i hele værdikæden mellem elproducenter, det fysiske
528 elnet, elmarkedet og elforbrugere. Det gælder ikke kun i Danmark, men i hele Europa. Det kræver harmonisering og
529 samarbejde på tværs af landegrænser.

530

531 Det handler derfor ikke kun om størrelse og antal af elledninger eller kraftværker og vindmøller. I Danmark er Energinet
532 ansvarlig for sikker drift af hele elsystemet, mens netvirksomheder er ansvarlige for eldistributionsnettene. I Danmark
533 betegnes eltransmissionsnettet som elnet på et spændingsniveau over 100 kV. Elnet under 100 kV betegnes eldistribu-
534 tionsnet.

535

536 Elforsyningsikkerheden afhænger af, i hvor høj grad elforbrug og -produktion kan balanceres, og om elnettet kan over-
537 føre den elektriske energi og håndtere fejl. Risikovurderinger for elsystemet opdeles derfor i to kategorier: systemtil-
538 strækkelighed og systemsikkerhed, som i praksis er to delvist overlappende begreber.



540

540 *Figur 5 Illustration af elforsyningsikkerhed, som består af systemsikkerhed og systemtilstrækkelighed.*

541

542 Systemtilstrækkelighed

543 Systemtilstrækkelighed omhandler elsystemets evne til at dække elforbrugernes samlede efterspørgsel på el og kan
544 underopdeles i *effekttilstrækkelighed* og *nettilstrækkelighed*.

545

546 Effekttilstrækkelighed er elsystemets evne til at dække elforbrugernes samlede efterspørgsel på el. Effekttilstrække-
547 lighed er tæt koblet til elmarkedet, hvor situationer med manglende effekttilstrækkelighed medfører høje elpriser.

548

549 Nettetilstrækkelighed er elnettenes evne til at transportere tilstrækkelig el fra elproduktionssted til elforbrugssted. Nettetil-
550 strækkelighed omhandler derfor det interne elnet i et givent elprisområde.

551

552 Konsekvensen af manglende effekttilstrækkelighed eller nettilstrækkelighed vil typisk være kontrollerede afkoblinger af
553 elforbrugere i begrænsede områder. Dette kaldes brownout og er et værn mod blackout i et større område. Brownout
554 er en alvorlig hændelse, men dog mindre alvorlig end et blackout. Der har ikke været anvendt brownout i Danmark,
555 men under stormen Allan i 2013 blev der klargjort til aktivering af et brownout som et præventivt tiltag for at undgå et

556 potentielt blackout. Et blackout i det danske elsystem har ikke fundet sted siden 2003. Dette blackout omfattede hele
557 Østdanmark og Sydsverige.

558

559 **Systemsikkerhed**

560 Systemsikkerhed omhandler elsystemets robusthed over for fejl og IT-hændelser og kan underopdeles i *robusthed* og
561 *IT-sikkerhed*.

562

563 Robusthed er elsystemets evne til at håndtere pludselige driftsforstyrrelser, uden at disse påvirker elforsyningen eller
564 medfører afbrud af elforbrugere. Driftsforstyrrelser kan forårsages af fx elektriske kortslutninger eller udfald af produk-
565 tionsenheder.

566

567 IT-sikkerhed er blandt andet evnen til at opretholde høj opetid på kritiske IT-systemer og at modstå cyberangreb, uden
568 at elsystemet og dets aktører påvirkes.

569

570 Konsekvensen af manglende systemsikkerhed er i værste fald et blackout i Vest- og/eller Østdanmark inklusive nabo-
571 lande. Blackout er et fuldstændigt og ukontrolleret nedbrud af hele eller dele af elsystemet. Dette kan medføre omfat-
572 tende anlægsskader og lange reetableringstider for elforsyningen. Manglende systemsikkerhed har den største conse-
573 kvens for det danske elsystem, men sandsynligheden for hændelser, som afstedkommer manglende systemsikkerhed,
574 er lav. Konsekvensen af manglende systemsikkerhed kan være store hændelser, fx blackout, som kan medføre op mod
575 100 afbrudsminutter pr. år. Dette var blandt andet tilfældet under blackoutet i Østdanmark i 2003.

576

577 **2.1 Hvad er vigtigst for at opretholde en høj elforsyningsikkerhed?**

578 Dét, som betyder noget for sikker levering af el til samfundet, er, at elnettets robusthed er høj. Robusthed betyder her,
579 at elnettet kan klare uforudsete hændelser, som fx elektriske kortslutninger, uden at forsyningen af elforbrugere af-
580 brydes. Elnettet er gennem tiden etableret således, at det også i fremtiden kan sikre en høj elforsyningsikkerhed. Der-
581 imod er det i forhold til effekttilstrækkeligheden, at der i fremtiden ses de største risici.

582

583 Rygraden i elsystemet er eltransmissionsnettet og eldistributionsnettene, som skal sikre, at el kan flyde sikkert fra pro-
584 duktionssted til forbrugssted. Opretholdes robustheden i rygraden ikke, bliver det sværere at drive elnettet sikkert, om-
585 kostningseffektivt og med en høj mængde af vedvarende energi uden afbrud af elforbrugere og uden udbygning.

586

587 Grundlaget for robustheden skabes allerede i planlægningen af elnettet. Men en god planlægning kan ikke stå alene.
588 Det kræver, at drift af elnettet sker inden for blandt andet belastnings- og spændingsgrænser, at komponenter vedlige-
589 holdes tilstrækkeligt, og at det nødvendige beredskab i håndtering af fejl er til stede. For at disse elementer kan fungere
590 hensigtsmæssigt, er det nødvendigt, at de er tænkt sammen. Fx skal måden, hvorpå man reetablerer elnettet efter fejl,
591 være tænkt ind i planlægningen af elnettet. Hvis fejlen sker, afhænger afbrudstiden af, hvor hurtigt beredskabet er til at
592 reetablere elforsyningen. På den måde hænger driften, beredskabet og planlægningen af elnettet sammen.

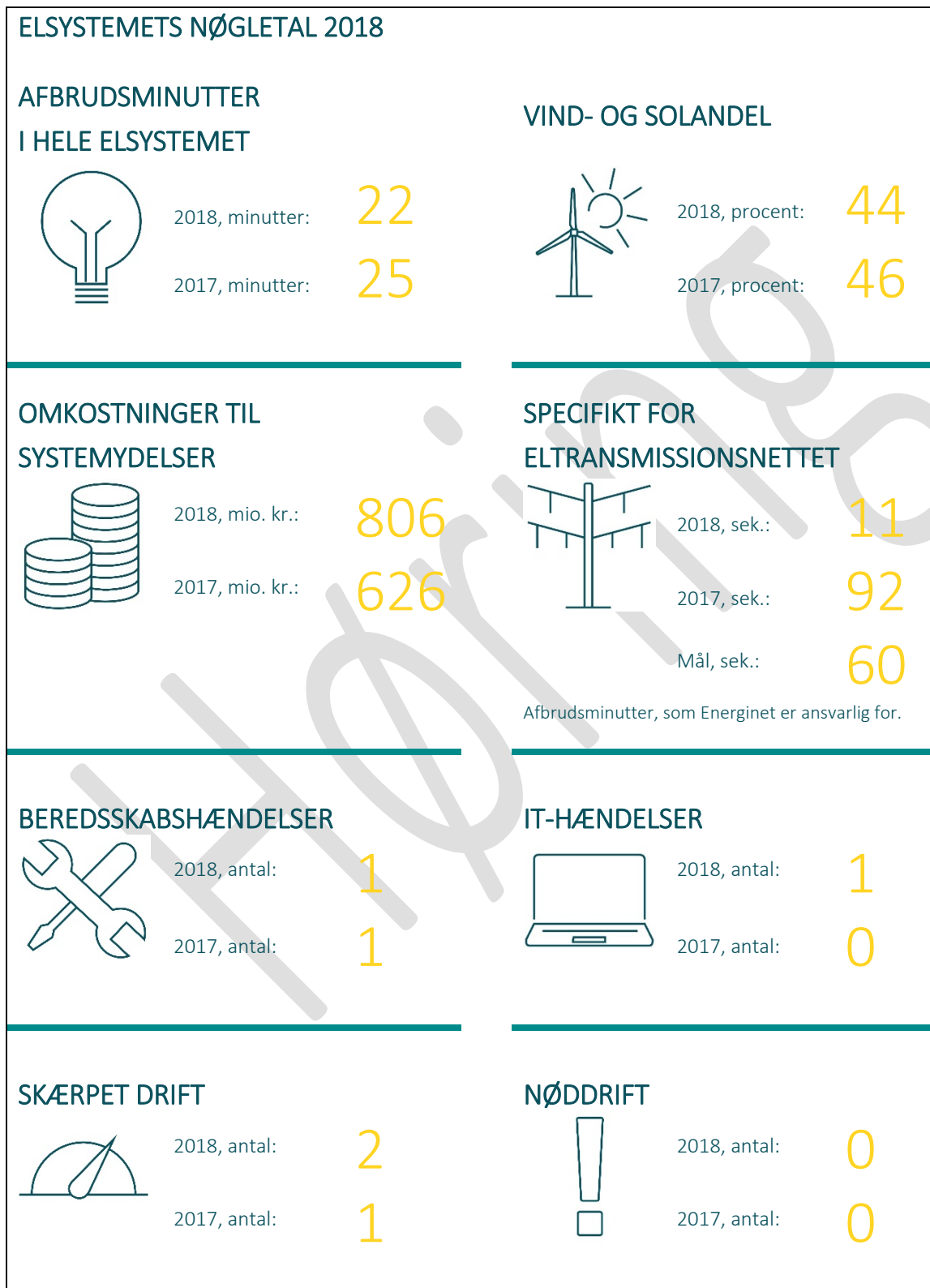
593

594 Opgaven for den systemansvarlige virksomhed er at sikre, at el er til rådighed til distribution til elforbrugere. Der er
595 derfor et behov for fokus på det komplekse samspil mellem elmarkederne, planlægningen, driften, vedligeholdet og
596 beredskabet i elnettene.

597 **3. Status på elforsyningsikkerhed**

598 Afsnittet giver et indblik i elforsyningsikkerheden i 2018 og Energinets omkostninger hertil.

599

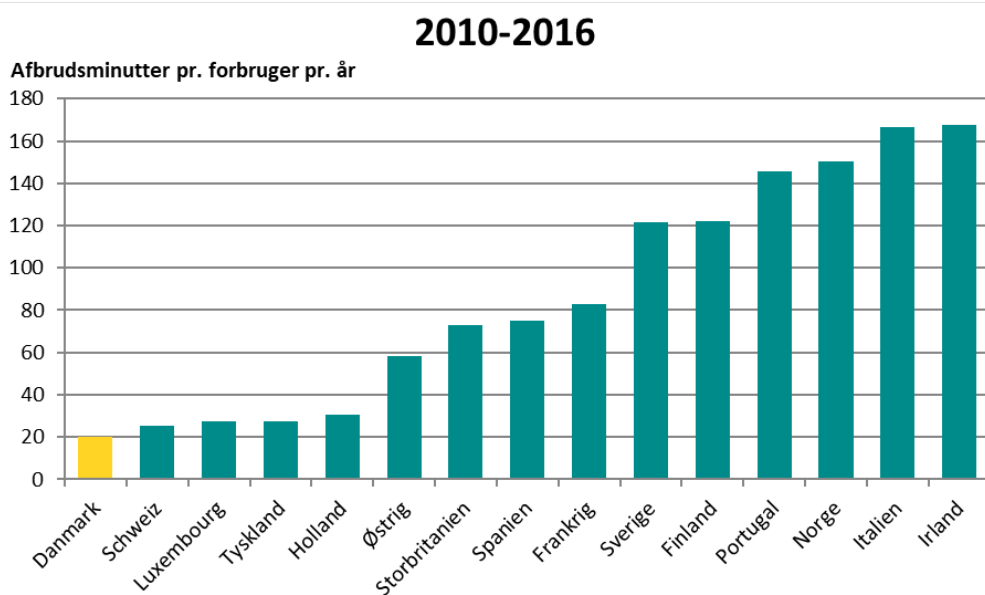


600

601 3.1 Elforsyningssikkerheden i 2018

602 De danske elforbrugere har i mange år haft en meget høj sikkerhed for levering af el, hvilket også var gældende for
 603 2018. Elforsyningssikkerheden opgøres som det gennemsnitlige antal af afbrudsminutter pr. elforbruger, men tager ikke
 604 højde for antallet af afbrydelser, som elforbrugerne oplever.

605
 606 I gennemsnit har elforbrugerne oplevet knap 22 minutters afbrud, svarende til en elforsyningssikkerhed på 99,996 pct.
 607 Dette fordeler sig med knap 22 minutter fra eldistributionsnettene og 11 sekunder fra eltransmissionsnettet. Det gør
 608 forbrugernes sikkerhed for forsyning af el til en af de højeste i Europa.

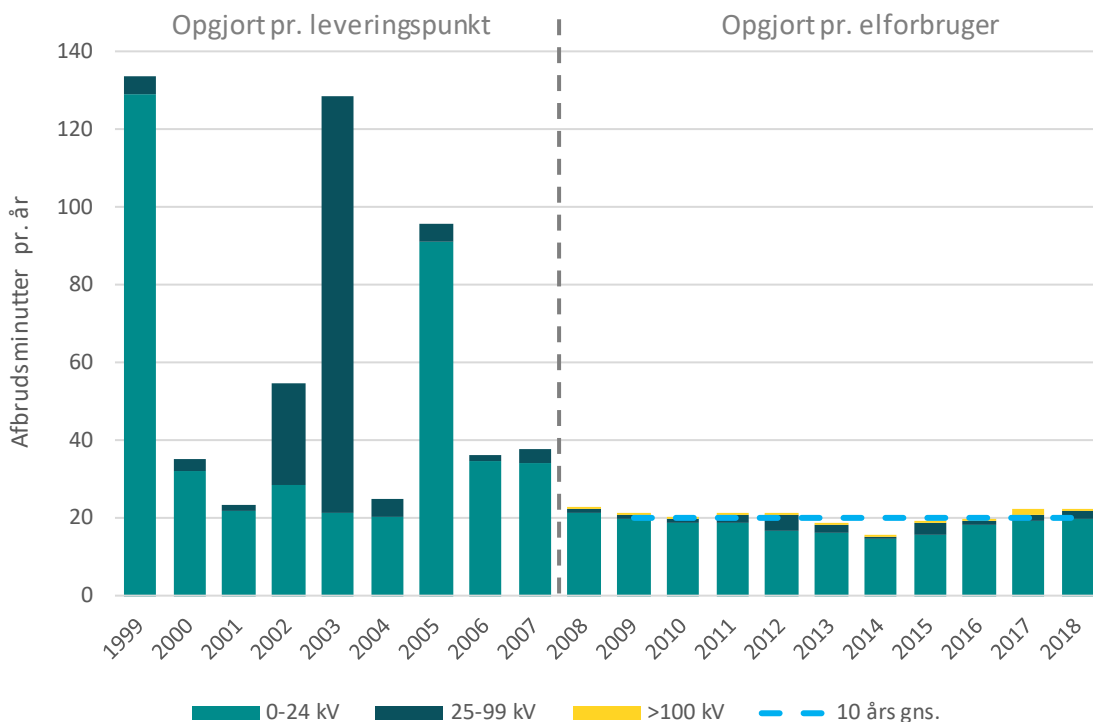


609
 610

611 *Figur 6 Gennemsnitlige afbrudsminutter i europæiske lande med færrest afbrudsminutter i perioden 2010-2016.*

612 *Kilde: CEER's [Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply](#).*

613 De 11 sekunder fra eltransmissionsnettet i 2018 er en reduktion i forhold til de 92 sekunder i 2017. En væsentlig årsag
 614 til reduktionen er øget fokus på forebyggelse af procedurefejl, særligt procedurefejl ved ind- og udkoblinger af anlæg.
 615 De 11 sekunder var forårsaget af tre driftsforstyrrelser i eltransmissionsnettet og tre driftsforstyrrelser på øer, hvor
 616 Energinet har reserveforsyningspligt.



617

618 *Figur 7 Afbrudsstatistik for Danmark, 1999-2018. Perioden 1999-2007 er opgjort pr. leveringspunkt (fiktivt punkt i 10*
 619 *kV-nettet), og perioden 2008-2018 er opgjort pr. elforbruger. Kilde: Elselskabernes Fejl- og Afbrudsstatistik,*
 620 *Dansk Energi.*

621

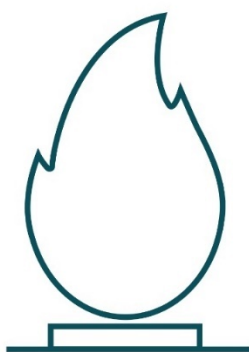
Note (til ovenstående billede):

622

623 *Figuren illustrerer det gennemsnitlige antal minutter pr. elforbruger pr. år i Danmark, hvor der ikke kunne le-*
 624 *veres el. Manglende effekttilstrækkelighed og IT-sikkerhed har historisk set ikke været årsag til afbrud af elfor-*
 625 *brugere i Danmark. Historisk skyldes fejl i eldistributionsnettene primært manglende nettilstrækkelighed,*
 626 *mens det for eltransmissionsnettet skyldes manglende robusthed. Som noget nyt overgår Energinet til at be-*
 627 *nytte afbrudsstatistikken opgjort pr. kunde (som er opgjort siden 2008). I gennemsnit er afbrudsminutter op-*
 628 *gjort pr. leveringspunkt ca. 2 minutter højere end afbrudsminutterne opgjort pr. elforbruger, hvilket skyldes en*
 629 *højere opløsning i datagrundlaget.*

630

631 *Der har i 2018 været væsentlige hændelser i eltransmissionsnettet, som dog ikke har ledt til afbrud af elforbrugere. Den*
 632 *væsentligste af disse var en brand i station Hovegård. Denne hændelse kunne potentielt have ledt til afbrud af store*
 633 *dele af Sjælland. At der ikke skete afbrud af elforbrugere i denne forbindelse skyldes blandt andet, at Amagerværket*



Brand i reaktor på station Hovegård den 13. juli 2018

En af de største nærvæd-hændelser i 2018 var en brand på station Hovegård og den efterfølgende driftssituation.

Ved 17-tiden den 13. juli 2018 brød en komponent i brand på Energinets station Hovegård ved Smørum vest for København. Fejlen skete i en af kabelgennemføringerne, der eksploderede og dermed antændte olien i komponenten.

Hovegård er en kritisk station. Elektrisk forbinder den Nordsjælland med Sverige og herfra resten af Østdanmark. Derudover er stationen én af to primære stationer, som kan lede el ind til København. Den er ligeledes vigtig for levering af visse reserver og opstart af eltransmissionsnettet efter blackout.

Hændelsen, inklusive dens følgeføj, ligger ud over de dimensioneringskriterier, som Energinet anvender. Hændelsen kunne derfor medføre afbrud af elforbrugere i hele eller store dele af Østdanmark. Selvom elforsyningsikkerheden var meget presset i timerne, hvor dele af station Hovegård var udkoblet, førte det ikke til afbrud af elforbrugere. Sommerperiodens lave elforbrug og muligheden for hurtig opregulering af kraftværker var medvirkende faktorer til, at ingen elforbrugere blev afbrudt.

634

635 3.2 Energinets omkostninger til sikring af elforsyningsikkerhed

636 Energinet har en række omkostninger for at opretholde sine forpligtelser i *Lov om elforsyning*. Energinets omkostninger
 637 kan deles op i driftsomkostninger, afskrivninger og finansiering. Udvalgte omkostninger og investeringer til sikring af
 638 elforsyningsikkerheden er vist i Tabel 3. Det er svært at definere de præcise omkostninger til sikring af elforsyningsik-
 639 kerheden, da det principielt er hele værdikæden, som bidrager til denne.

640

Energinets omkostninger (mio. DKK) (2018-priser)	2018
<i>Driftsomkostninger</i>	
	642
Energinet Elsystemansvar og Eltransmissions driftsomkostninger	800 643
Systemydelse	800 644
<i>Investeringer</i>	
Reinvesteringer	200 645
Netforstærkninger	200 646
Pålagte projekter	900 647
Kabelhandlingsplan og forskønnelse	200 648
Udlandsforbindelser	1.500 649

650 Tabel 3 Udvalgte, afrundede omkostninger i 2018, der helt eller delvist bidrager til sikring af elforsyningsikkerheden.

651 Driftsomkostninger indeholder blandt andet omkostninger til drift og vedligehold af elnettet, kontrolcenterdrift og mar-
 652 keds- og systemudviklingsaktiviteter, samt personaleomkostninger. Energinets investeringer i transmissionsanlæg udgør
 653 i 2018 3 mia. DKK. Investeringerne afskrives og finansieres over levetiden.

654

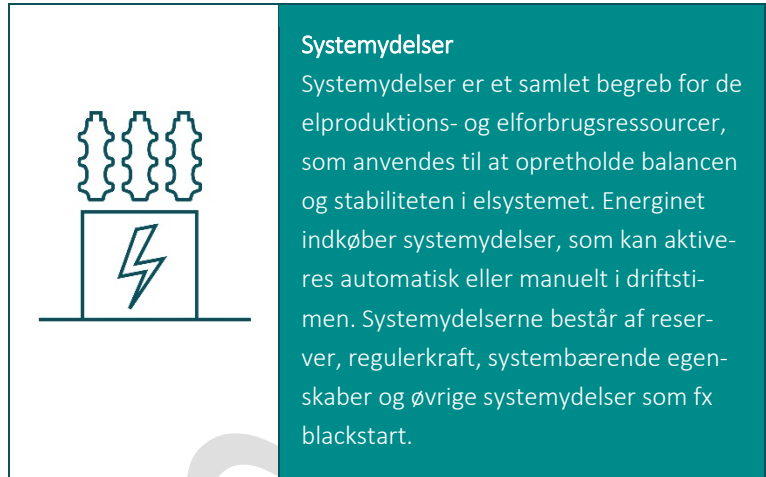
655 Energinet har i 2014 til 2018 årligt købt system-
 656 ydelser for mellem ca. 600 og 800 mio. DKK.
 657 Der skete en stigning i omkostningerne på ca.
 658 180 mio. DKK fra 2017 til 2018.

659

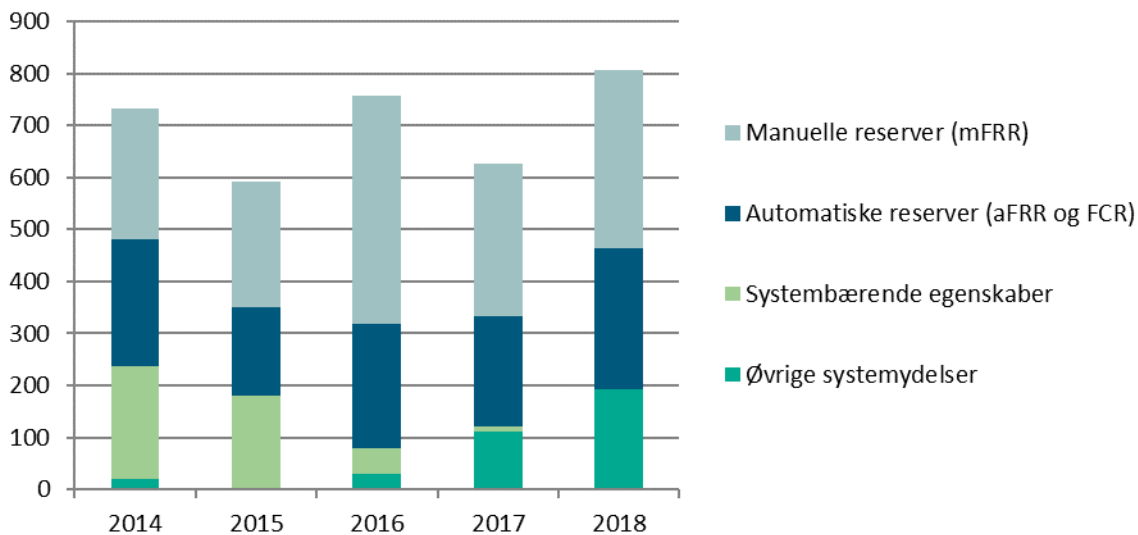
660 Stigningen i omkostningerne til systemydelser
 661 kan i høj grad tilskrives generelt højere priser
 662 på reserver og antallet af enkeltstående hæn-
 663 delser som fx en langvarende beordring af
 664 Amagerværket blok 3. I perioden har der været
 665 stigende priser på spotmarkedet day-ahead, og
 666 det smitter sædvanligvis af på systemydelses-
 667 markederne. Omkostningerne beskrives yderli-
 668 gere i Appendiks A.

669

670 Beordringen af Amagerværket blok 3 blev afsluttet i april 2019 efter forlængelse grundet forsinket idriftsættelse af et
 671 nyt 132 kV-kabel. Der har frem til udgangen af maj 2019 ikke været nye beordringer i 2019.



Mio. DKK



672

673 *Figur 8 Omkostninger til systemydelser.*

674

675 4. Forventet udvikling af elforsyningsikkerheden

676 Energinet vurderer fremtidens elforsyningsikkerhed på baggrund af *Analyseforudsætninger til Energinet*⁹, som udarbej-
677 des af Energistyrelsen og er baseret på en "bedste bud"-tilgang. Dette indgår i Energinets analyser af effekttilstrækkelig-
678 heden og *Reinvesterings-, Udbygnings- og Saneringsplan (RUS-planen)*¹⁰.

679

680 Vurderingen af den forventede udvikling i effekttilstrækkeligheden sker på baggrund af simuleringer af elsystemet. Der-
681 udover vurderer Energinet udviklingen i antallet af afbrudsminutter på baggrund af historik og forventet udvikling, når
682 det gælder nettilstrækkelighed, robusthed og IT-sikkerhed.

683

684 Energinet vurderer, at der alt andet lige er en stigende risiko for afbrud af elforbrugere i eltransmissionsnettet frem
685 mod 2030. Dette skyldes hovedsageligt udfasningen af regulerbar termisk elproduktion til fordel for fluktuerende elpro-
686 duktion fra sol og vind, stigende elforbrug og et aldrende eltransmissionsnet med stigende fejlsandsynlighed. Netvirk-
687 somhederne vurderer, at der ved de aktuelle reinvesteringsplaner vil ske en stigning i antallet af afbrudsminutter i eldi-
688 stributionsnetterne.

689

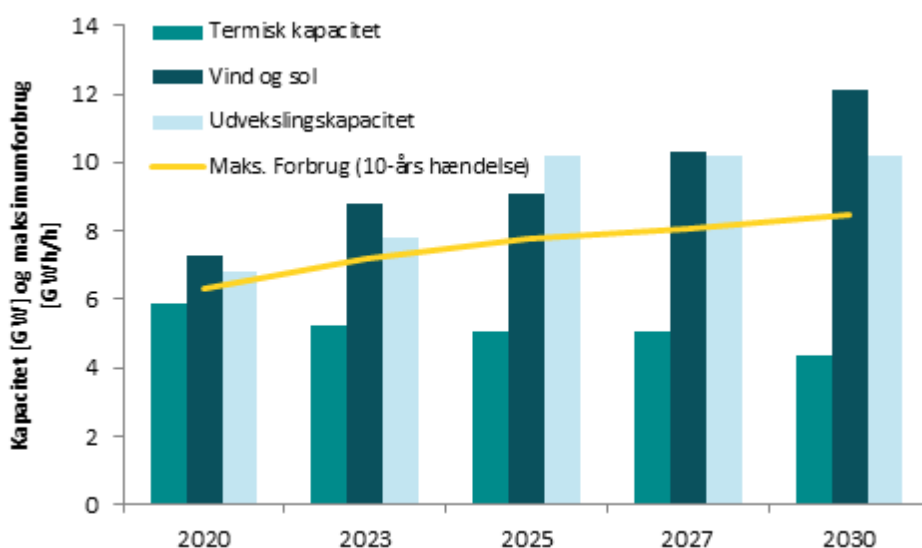
690 4.1 Analyseforudsætninger til Energinet

691 *Analyseforudsætninger til Energinet 2018* ligger til grund for Energinets vurdering af den forventede udvikling i det dan-
692 ske elsystem. Ændringer i forudsætningerne kan have stor betydning for den forventede udvikling af afbrudsminut-
693 terne.

694

695 De væsentligste ændringer fra Energinets tidligere analyseforudsætninger skyldes energiaftalen fra 2018. I energiafta-
696 len indgår blandt andet tre store havvindmølleparker, nye teknologineutrale udbud og reduktioner i afgifter på el og
697 elvarme. Energiaftalens tiltag er indarbejdet i *Analyseforudsætninger 2018*.

698



699

700 *Figur 9 Elproduktions- og udvekslingskapaciteter samt maksimalt elforbrug ved en 10-års hændelse for hele Dan-*
701 *mark, som det er angivet i Analyseforudsætninger til Energinet 2018.*

702

⁹ <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>.

¹⁰ [RUS-plan 2018](#).

703 Derudover indeholder analyseforudsætningerne nye forventninger til udviklingen i store datacentre, en etårig udsky-
 704 delse af etableringen af de planlagte udlandsforbindelser i Viking Link-projektpakken og nye fremskrivninger af blandt
 705 andet landvindmøller, solceller og vejtransport.

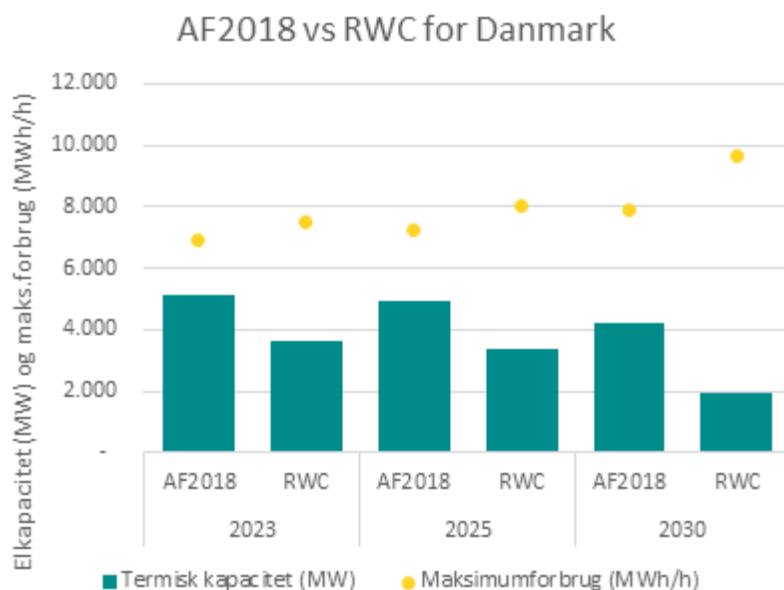
706

707 Samlet set viser analyseforudsætningerne en betydelig stigning i den vind- og solbaserede elproduktionskapacitet. Den
 708 termiske elproduktionskapacitet forventes udfaset med lavere hastighed sammenlignet med tidligere analyseforudsæt-
 709 ninger. Samtidig ses en stigning i elforbruget primært drevet af datacenterudviklingen, men på den længere bane også
 710 som konsekvens af elektrificeringen af varme- og transportsektorerne.

711

712 Der er stor usikkerhed forbundet med fremskrivningerne, og Energistyrelsens *Analyseforudsætningerne til Energinet*
 713 *2018* er et bud på én sandsynlig udviklingsvej for det danske elsystem. Hastigheden af den grønne omstilling og udvik-
 714 lingen med stigende produktionskapacitet fra vind og sol, faldende termisk produktionskapacitet og øget elforbrug på
 715 grund af elektrificeringer er forbundet med stor usikkerhed. Derfor er det relevant at analysere følsomheden på de fo-
 716 retagne effekttilstrækkelighedsvurderinger over for ændrede forudsætninger. Særligt ændringer i termisk produktions-
 717 kapacitet og elforbrug har betydning for elforsyningssikkerheden. Energinet har med input fra en bred vifte af aktører i
 718 elsektoren udarbejdet et *realistisk worst case* (RWC) scenarie for den danske effekttiltrækkelighed. RWC er et mere ac-
 719 celereret udviklingsforløb for elsystemet i Danmark, og det tydeliggør og indarbejder den store fremtidige usikkerhed
 720 forbundet med den grønne omstilling.

721



722

723 *Figur 10 Termisk elkapacitet og maksimum elforbrug for hele Danmark, som angivet i Analyseforudsætninger til Ener-*
 724 *ginet 2018 versus RWC-scenariet.*

725

726 De væsentligste ændringer i RWC sammenlignet med *Analyseforudsætninger til Energinet 2018* er mindre termisk pro-
 727 duktionskapacitet, større produktionskapacitet fra vind og sol samt højere elforbrug.

728

729 4.2 Udvikling i elsystemet

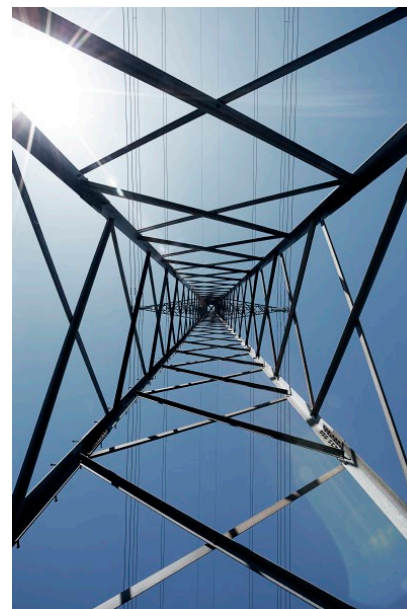
730 Elsystemet står i den kommende periode over for en række betydelige forandringer og heraf både afledte udfordringer
731 og muligheder. Næste fase i den grønne omstilling kommer til at medføre markante og hastige forandringer i elsystemet.
732 Den teknologiske udvikling betyder, at vedvarende energi opsættes uden støtte, og at elforsyningen i accelererende
733 grad baseres på fluktuerende, vedvarende energikilder. Dermed erstattes den traditionelle støttebaserede planlægningslogik,
734 der hidtil har drevet den grønne omstilling, i højere grad af markedet, hvorfor nye planlægningsstilgange skal i spil.
735

736
737 Udviklingen inden for computerkraft, sensorer og machine learning i kombination med udviklingen inden for vedvarende
738 energiteknologier og lagringsmuligheder skaber grundlag for nye forretningsmodeller samt opbrud af den traditionelle værdikæde.
739

740
741 Aktørbilledet vil fremover se anderledes ud og eksempelvis bestå af både eksisterende og nye interesseforeninger, databaserede virksomheder, service-providers og tværnationale konsortier. Nogle vil være kendte, men få nye roller, og der vil være helt nye typer af aktører.
742
743
744

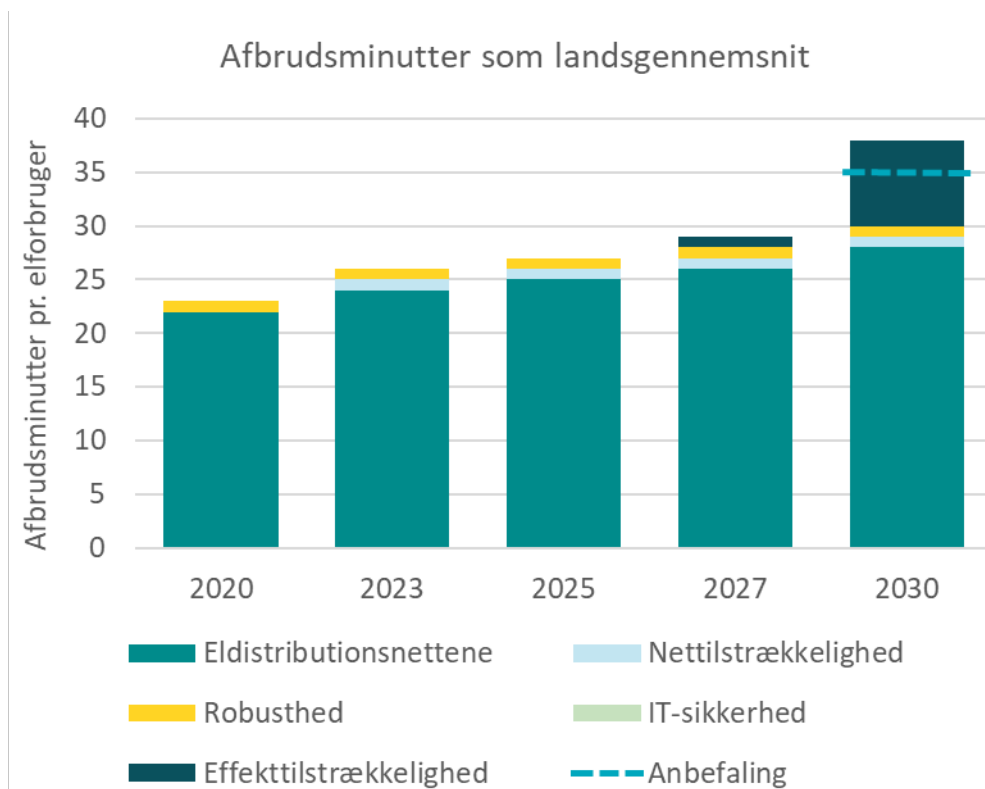
745
746 Det er derfor nødvendigt at ruste elnettet til en fremtid, som er langt mere foranderlig, for at skabe det rette fundament til at opnå en sikker grøn omstilling.
747
748

749
750 Energinet er i færd med at foretage nødvendige reinvesteringer og implementere automation i driften af elsystemet for at kunne reagere hurtigt på pludselige ændringer. Derudover er Energinet ved at implementere en række markedsreformer, der blandt andet skal sikre større fleksibilitet i elsystemet. Afbrudsminutterne forventes at stige efter 2025 som følge af effektmangel primært i Østdanmark. Vurderingen af effekttilstrækkeligheden kan ses i appendiks B.
751
752
753
754
755
756



757
758 I eltransmissionsnettet forventes afbrudsminutterne grundet nettilstrækkelighed at være omkring samme niveau som i dag, dog accepteres en øget risikovillighed i perioder med reinvesteringer. Netvirksomhederne vurderer ligeledes, at der med de aktuelle reinvesteringsplaner vil ske en stigning i afbrudsminutter frem mod 2030; fortsættende mod 2040. Stigningen forventes at stagnere, i takt med at der bliver reinvesteret i udtjente komponenter.
759
760
761

762
763 Figur 11 viser den forventede udvikling for afbrudsminutterne i det danske elsystem frem mod 2030. Figuren er inddelt i forventede afbrudsminutter for eldistributionsnettene og eltransmissionsnettet, hvor sidstnævnte er videre inddelt i effekttilstrækkelighed, nettilstrækkelighed, robusthed og IT-sikkerhed.
764
765
766



767

768 *Figur 11 Forventet antal afbrudsminutter i hele det danske elsystem ved et normalår (uden særlige hændelser). Forven-*
 769 *tede afbrudsminutter for effekttilstrækkelighed er vist som gennemsnit for hele Danmark.*

770

771 4.2.1 Udvikling i eltransmissionsnettet

772 Effekttilstrækkelighed

773 Generelt forventes en stigning i risikoen for, at udbuddet af el ikke kan møde efterspørgslen over de næste 10 år som
 774 følge af det stigende elforbrug og udfasningen af termisk elproduktionskapacitet.

775

776 Analyserne viser, at Østdanmark har størst risiko for effektmangel. Det hænger blandt andet sammen med mindre in-
 777 denlandsk elproduktionskapacitet samt mindre udvekslingskapacitet i Østdanmark end i Vestdanmark. I 2030 forventes
 778 i Østdanmark under de nuværende forudsætninger op mod 16 afbrudsminutter grundet mangel på effekt¹¹. Risikoen i
 779 Vestdanmark er mindre end i Østdanmark for alle år. I 2030 ses op mod 4 afbrudsminutter i Vestdanmark, mens der i
 780 resterende år ikke ses nogen afbrudsminutter.

781

782 Hvis elforbruget stiger yderligere, eller den termiske udfasning sker hurtigere, må afbrudsminutterne grundet effekt-
 783 mangel forventes højere. Således forventes som følge af *Analyseforudsætningerne til Energinet 2018* ingen afbrudsmi-
 784 nutter grundet mangel på effekt frem til 2025, men i tilfælde af at den termiske udfasning eller stigningen i elforbruget
 785 sker hurtigere, end *Analyseforudsætningerne til Energinet 2018* forudsiger, viser Energinets RWC-scenarie, at der allerede
 786 i 2025 kan opleves afbrudsminutter i Østdanmark¹¹ som følge af øget risiko for effektmangel.

787

788 Men selv om Energinets analyser viser, at der er en stigende risiko for enkelte situationer, hvor Energinet kan blive nødt
 789 til at gennemføre brownouts over de næste 10 år, forventes sådanne situationer at være meget sjældne hændelser.

¹¹ Se yderligere i Appendiks B om effekttilstrækkelighed.

790 Samtidig arbejder Energinet målrettet på at realisere de igangværende elmarkedsreformer, der sammen med andre
791 nye initiativer skal sikre øget fleksibilitet af både elproduktion og -forbrug og dermed nye markedsløsninger til at sikre
792 elforsyningssikkerheden.

793

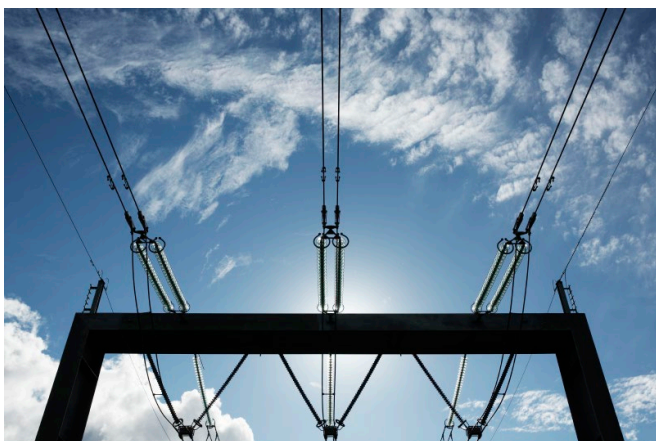
794 Energinet kigger også på konkrete tiltag til at imødegå den østdanske udfordring i tilfælde af, at elmarkedsreformerne
795 ikke har den forventede påvirkning, eller effektsituationen udvikler sig værre end Energistyrelsens analyseforudsætning-
796 ger. Med usikkerheden forbundet med udviklingen i elsystemet er det Energinets vurdering, at der kan opstå behov for
797 at etablere et sikkerhedsnet under effektilstrækkeligheden i Østdanmark fx i form af en midlertidig strategisk reserve.
798 En midlertidig strategisk reserve er en kapacitetsmekanisme uden for elmarkedet, som kan aktiveres i situationer med
799 manglende effektilstrækkelighed.

800

801 **Nettilstrækkelighed**

802 Nettilstrækkelighed er vigtig for elsystemets evne til at forsyne elforbrugere, men også for elsystemets indpasning af
803 produktion fra fx vedvarende energi. Eltransmissionsnettet er oprindeligt opbygget ud fra placeringen af de store cen-
804 trale kraftværker, men da nye produktionskilder ofte opstilles langt væk fra større forbrugscentre, som fx København,
805 kræver det, at eltransmissionsnettet udbygges til at kunne håndtere elproduktion fra langt flere steder i elnettet.

806



Eltransmissionsnettet planlægges og udbygges på baggrund af en række kriterier. Kriterierne er fastsat ud fra dels internationale krav til drift af eltransmissionsnettet, dels risikoen for elafbrud ved fejl i eltransmissionsnettet. Som hovedregel er eltransmissionsnettet bygget efter princippet om N-1 sikkerhed. Dette betyder kort, at eltransmissionsnettets overordnede funktioner skal kunne opretholdes i forbindelse med udfald af en vilkårlig komponent. Ændringer af kriterierne vil påvirke elforsyningssikkerheden.

819 En forudsætning, for at risikoen for manglede nettilstrækkelighed ikke stiger, er, at eltransmissionsnettet vedligeholdes
820 og reinvesteres i nødvendigt omfang – og at der ikke ændres på netdimensioneringskriterierne. Grundet aldringen af
821 eltransmissionsnettet er der et stadig stigende behov for reinvesteringer. Det skyldes, at store dele af eltransmissions-
822 nettet er etableret i perioden 1960-1980, og dermed har nået sin forventede levetid. På baggrund af den store stigning i
823 behovet for reinvesteringer forventes et efterslæb på omkring to år for reinvesteringsprojekter i eltransmissionsnettet.
824 Efterslæbet skyldes, at anlæg, som Energinet har overtaget, generelt er i dårligere stand end forventet, samt at kabel-
825 handlingsplanen er blevet annulleret, så anlæg der i flere år var planlagt til kabellægning, nu i stedet skal reinvesteres.
826 Det forventes derfor at være nødvendigt at tage nogle linjer ud af drift i kortere perioder på grund af deres forringede
827 tilstand. Etablering af skærpet overvågning og ekstra beredskab vil være nødvendigt for at kunne håndtere den øgede
828 risiko forbundet med den forringede tilstand, og det aldrende eltransmissionsnet forventes derfor at påvirke elforsy-
829 ningssikkerheden negativt. Der pågår et arbejde med at vurdere konsekvenserne nærmere i relation til forsyning af el-
830 forbrug og aftag af elproduktion.

831

832 Den fremadrettede vurdering af nettilstrækkeligheden bygger på tilstanden af eltransmissionsnettet og den historiske
833 netdimensionering. Det forventes, at der fremadrettet vil være højere risiko for afbrud forårsaget af manglende nettil-
834 strækkelighed. Dette skyldes tilstanden af anlægsmassen grundet den fremskredne alder, og dermed stigende fejlsand-
835 synlighed, men også at Energinet vil vurdere samfundsøkonomien i de enkelte reinvesteringsprojekter og i visse tilfælde

836 midlertidigt afvige fra N-1 kriteriet og acceptere en kort periode med forhøjet risiko. Dette ses fx i forbindelse med rein-
837 vesteringer på Djursland, hvor nettet i perioden med reinvestering drives med én linje ude og altså uden N-1 sikkerhed.

838

839 Der er igangsat en række tiltag til at opveje stigningen i risiko som følge af det aldrende eltransmissionsnet. Blandt an-
840 det prioriterer Energinet kritiske projekter i forhold til elforbrugernes levering af el frem for projekter, som primært har
841 til formål at indpasse vedvarende energi. Der er ligeledes fokus på at udnytte muligheden for markedsløsninger. Ligele-
842 des ses på mulighederne for at fremme vedligehold på komponenter, som er kritiske for levering af el til elforbrugerne.
843 Dermed kan levetiden på visse komponenter forlænges, og tidspunktet for reinvestering kan udskydes.

844

845 Der har historisk ikke været afbrud af elkunder på grund af manglende nettilstrækkelighed. Energinet forventer, at der
846 vil opstå ca. ét afbrudsminut af elforbrugere pr. år i gennemsnit grundet manglende nettilstrækkelighed fremadrettet.
847 Dette skyldes prioriteringen af reinvesteringsprojekter og midlertidige afvigelser fra N-1 kriteriet.

848

849 Hvis tilstanden af eltransmissionsnettet viser sig at forværres hurtigere end forventet, vil det medføre et højere antal
850 afbrudsminutter. En markant forværring af tilstanden af eltransmissionsnettets komponenter vil føre til, at flere linjer
851 tages ud af drift, hvilket øger risikoen for, at el ikke kan flyde uhindret rundt i elsystemet. Energinet vurderer, at i til-
852 fælde af tilstanden af eltransmissionsnettet udvikler sig værre end forventet, kan der opleves et markant større antal
853 afbrudsminutter.

854

855 **Robusthed**

856 Elsystemet skal være robust over for fejl, så disse ikke påvirker
857 stabiliteten i elsystemet. Robusthed handler om stabiliteten i
858 elsystemet inden en fejl samt dynamikken (fx spændingsspring
859 eller -dyk) i elsystemet, lige når fejlen sker og i minutterne
860 derefter. Stabilitet dækker blandt andet over inert, spæn-
861 dingsvariationer og reaktive effektflows.

862

863 For at sikre tilstrækkelig robusthed på længere sigt er det nød-
864 vendigt at kortlægge behovene præcist og teknologineutralt,
865 så alle elsystemets fremtidige enheder kan bringes i spil til at
866 løse behovet med et minimum af omkostninger for samfun-
867 det.

868

869 Anvendelsen af automation i eltransmissionsnettet er sti-
870 gende, da denne ligeledes kan anvendes til sikring af ro-
871 busthed. Dette skyldes, at automatiseringen kan reagere hur-
872 tigt på hændelser i eltransmissionsnettet. Energinet forventer
873 derudover på sigt at kunne optimere flow i det interne net ved
874 hjælp af automation og dermed blandt andet reducere nettab.

875

876 Energinet vurderer på baggrund af sin afbrudsstatistik og de
877 igangsatte tiltag, at antallet af afbrudsminutter grundet manglende robusthed fastholdes på 1 minut, da Energinet lø-
878 bende arbejder på at optimere driften af elnettet i forhold til at sikre robustheden. Herudover er der en væsentlig usik-
879 kerhed i forhold til konsekvenserne af det aldrende elnet og det forestående reinvesterings efterslæb, som kan betyde
880 øget fejlsandsynlighed og risiko for situationer, hvor ikke alle komponenter er tilgængelige.

Risiko for særlige hændelser

Risikoen for særlige hændelser er en faktor, som ligger ud over den forventede udvikling. Antallet af afbrudsminutter inklusive ekstreme hændelser er blevet opgjort siden 1999. I perioden var der i gennemsnit 40 afbrudsminutter om året for hele elnettet. De to ekstreme hændelser, som førte til de største afbrud af de danske elforbrugere, var grundet stormen i 1999 og det store blackout i Østdanmark og Sydsverige i 2003, som hver begge medførte over 100 afbrudsminutter.

Energinet arbejder hele tiden for, at store afbrud ikke sker blandt andet ved opfølgning og læring samt konsekvensvurdering på baggrund af driftshændelser. Men det er ikke muligt at forudse og tage højde for samtlige mulige kombinationer af hændelser, uden at det vil have ekstreme samfundsøkonomiske omkostninger.

881 Historisk har de største afbrud af elforbrugere skyldtes manglende robusthed. Dette har været sjældne hændelser, hvor
882 der har været flere store uafhængige fejl på samme tid. Energinet arbejder hele tiden for, at store afbrud ikke sker
883 blandt andet ved opfølgning og læring samt konsekvensvurdering på baggrund af driftshændelser. Men det er ikke mu-
884 ligt at forudse og tage højde for samtlige mulige kombinationer af hændelser.

885

886 Netop kombinationen af muligheder kan betyde flere afbrudsminutter i tilfælde af hændelser, som ligger uden for Ener-
887 ginets dimensionering. Hændelser fra udlandet kan også forplante sig i det danske elnet og føre til afbrud. Således er
888 den danske robusthed ikke alene nok til at sikre mod alle hændelser. Hvis der over tid sker en forværring af robusthe-
889 den i det danske elnet eller i elnettene i Danmarks nabolande, kan det medføre, at hændelser i langt højere grad eskale-
890 rer og kan føre til blackouts. Det vurderes, at en sådan forværring kan medføre markant flere afbrudsminutter pr. år.

891

892 De historiske store afbrud har også direkte medført tiltag som fx kabellægningen af eldistributionsnettene som følge af
893 stormene omkring årtusindskiftet. Derfor har antallet af afbrudsminutter de seneste 10 år ligget på et gennemsnit om-
894 kring 20 minutter, se Figur 6 i afsnit 3.1 om elforsyningsikkerheden i 2018.

895

896 Det må dog forventes, at risikoen for ekstreme hændelser og omfanget af disse stiger proportionalt med, at tilstanden
897 af elnettet forringes. Hvis der reinvesteres og vedligeholdes mindre, alt andet lige, så stiger sandsynligheden for black-
898 out også.

899

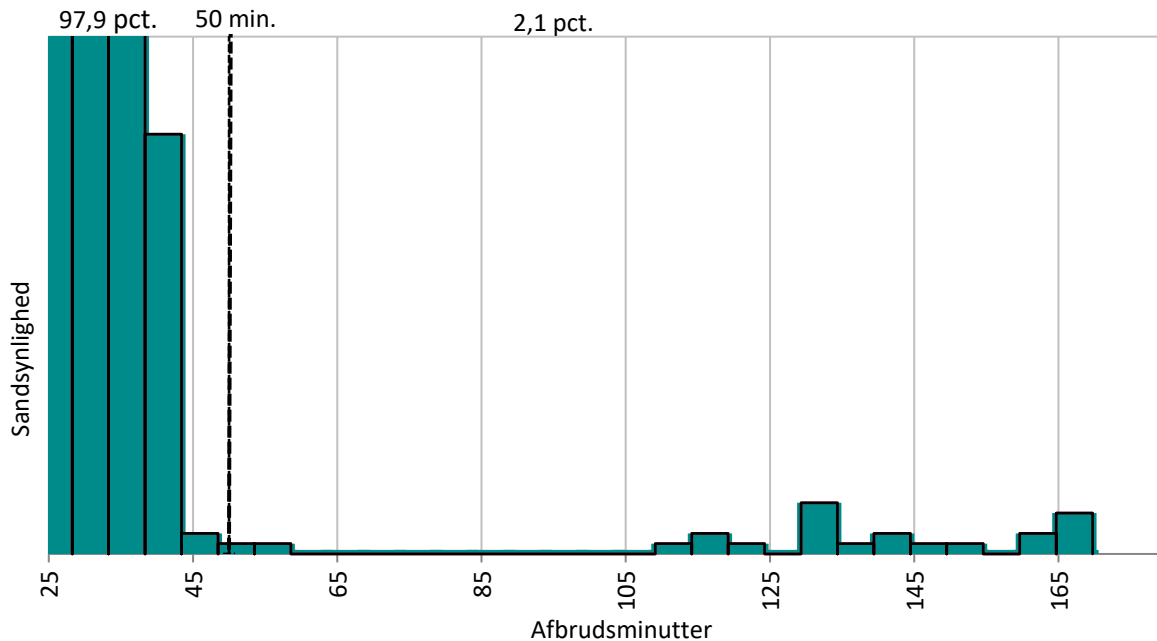
900 Ekstreme hændelser er forholdsvis sjældne, hvilket afspejles i, at der ikke har været blackout i Danmark siden 2003.
901 Fastsættelse af sandsynligheden for en ekstrem hændelse må derfor baseres på en probabilistisk beregning. Anven-
902 delse af probabilistiske beregninger er væsentligt i forhold til Energinets risikovillighed. På baggrund af en probabilistisk
903 beregning opnås ikke en eksakt sandsynlighed for, at en ekstrem hændelse indtræffer, men derimod et udfaldsrum.
904 Udfaldsrummet for ekstreme hændelser kan illustreres i figur 12. Af figur 13 fremgår det, at der på baggrund af en
905 Monte Carlo-simulering i ca. 98 pct. af udfaldene vil være færre end 50 afbrudsminutter.

906

907 Figur 14 viser ligeledes, at der er en lille sandsynlighed (ca. 2 pct.) for store afbrud på over 100 afbrudsminutter. Figuren
908 illustrerer, at ved størstedelen af udfaldene er antallet af afbrudsminutter omkring planlægningsmålet. Der er dog sand-
909 synlighed for, at der opstår ekstreme hændelser, som medfører et blackout. I de tilfælde hvor udfaldene ikke ligger om-
910 kring planlægningsmålet, er resultatet typisk væsentligt over 100 afbrudsminutter.

911

912
913



914

915 *Figur 15 Illustration af sandsynlighedsbaseret tilgang til udfaldsrummet for særlige hændelser.*

916

917 IT-sikkerhed

918 Den øgede digitalisering og anvendelse og afhængighed af IT-systemer til styring og overvågning af elsystemet betyder,
919 at nedbrud og fejl på IT-systemer i stadig større grad kan påvirke elforsyningsikkerheden. Dette gælder for alle aktører i
920 elsystemet. Energinet har i 2018 oplevet et stort IT-nedbrud, som dog ikke gav anledning til afbrydelse af elforbrugere.

921

922 Beredskabet i elsektoren skal sikre, at elforsyning kan fortsættes eller genoprettes med minimale konsekvenser i forbin-
923 delse med IT-hændelser. De nordiske TSO'er har også samarbejder om håndtering af større cyberangreb og -trusler.

924

925 Energinet forventer og arbejder målrettet på, at der ikke sker afbrud grundet manglende IT-sikkerhed. For at sikre retti-
926 dig udvikling og digitalisering af de driftskritiske processer i Energinets KontrolCenter EI er en investering i etablering af
927 en ny digital driftsplanlægningsplatform besluttet. Den nye driftsplanlægningsplatform skal hjælpe Energinets Kontrol-
928 Center EI med hurtigere og mere sikkert at kunne implementere fx nye forbindelser i eltransmissionsnettet i IT-
929 understøttelsen af driften af elsystemet. Efter overflytning til en ny og mere sikker platform vil driftsplanlægningsysteme-
930 tmet blive fornyet løbende og sikre effektiv implementering af kommende nordiske og europæiske fællesplatforme og
931 sikkerhedsstandarder.

932

933 Historisk set har brister i IT-sikkerheden eller nedbrud af IT-systemer ikke haft alvorlige konsekvenser for den danske
934 elforsyningsikkerhed. Men over de senere år har fejl i IT-systemer ført til situationer med skærpet drift. Fx skyldtes den
935 eneste registrerede situation med skærpet drift i 2016 en IT-hændelse, der midlertidigt påvirkede kontrolcenterets
936 overvågning af elsystemet og suspendede elmarkedet i en kort periode. I 2018 oplevede Energinet også et stort IT-
937 nedbrud, som indvirkede på driften. Ingen af hændelserne har ført til afbrud af elforbrugere.

938

939 Indflydelsen af IT-systemer på et lands elforsyningssikkerhed blev yderligere understreget i december 2016, hvor Ukra-
940 ine oplevede et cyberangreb, som efterlod dele af landet uden elektricitet i flere timer, og cyberangrebet på virksomhe-
941 der i 2017, hvor IT-infrastrukturen hos især A.P. Møller – Mærsk A/S var hårdt ramt. Det vurderes, at hvis det danske
942 eltransmissionsnet påvirkes i samme grad, kan det medføre flere blackouts og derved markant flere afbrudsminutter til
943 følge.

944

945 4.2.2 Udvikling i eldistributionsnettene

946 I forhold til den forventede udvikling i antallet af afbrudsminutter har Energinet været i dialog med Dansk Energi og
947 heraf udvalgte repræsentanter fra netvirksomhederne. Formålet med denne dialog har været at opnå kendskab til for-
948 ventede ændringer i elnettet, som ikke ejes af Energinet. Følgende beskrivelse er udarbejdet i samarbejde med Dansk
949 Energi på vegne af netvirksomhederne.

950

951 Netvirksomhederne vurderer, at der ved de aktuelle reinvesteringsplaner vil ses en stigning i antallet af afbrudsminutter
952 frem mod 2030. Dette er illustreret i Figur 16. Netvirksomhederne vurderer, at antallet af afbrudsminutter forårsaget af
953 eldistributionsnettene vil være ca. 28 minutter i 2030. Antallet af afbrudsminutter fra eldistributionsnettene ligger i dag
954 på ca. 20 minutter.

955

956 Denne vurdering er baseret på følgende grundforudsætninger:

957

- 958 • Netvirksomhederne fastholder nuværende reinvesteringsplaner (p.t. 2-3 mia. DKK pr. år).
- 959 • Anvendelse af asset management på nuværende niveau hos netvirksomhederne.
- 960 • Elforbruget forbliver på niveauet i 2018 – ingen fremadrettet forbrugsstigning.

961

962 Vurderingen er baseret på fremskrivninger fra seks netvirksomheder, der sammenlagt repræsenterer ca. 70 pct. af el-
963 forbrugerne i Danmark. Den samlede fremskrivning inklusive de resterende netvirksomheder er derfor foretaget ud fra
964 forskellige antagelser. Der må forventes en betydelig variation netvirksomhederne imellem, da eldistributionsnettene
965 eksempelvis har forskellig alder. Som landsgennemsnit forventes en stigning i antallet af afbrudsminutter frem mod
966 2030, hvor der kan forventes ca. 28 afbrudsminutter.

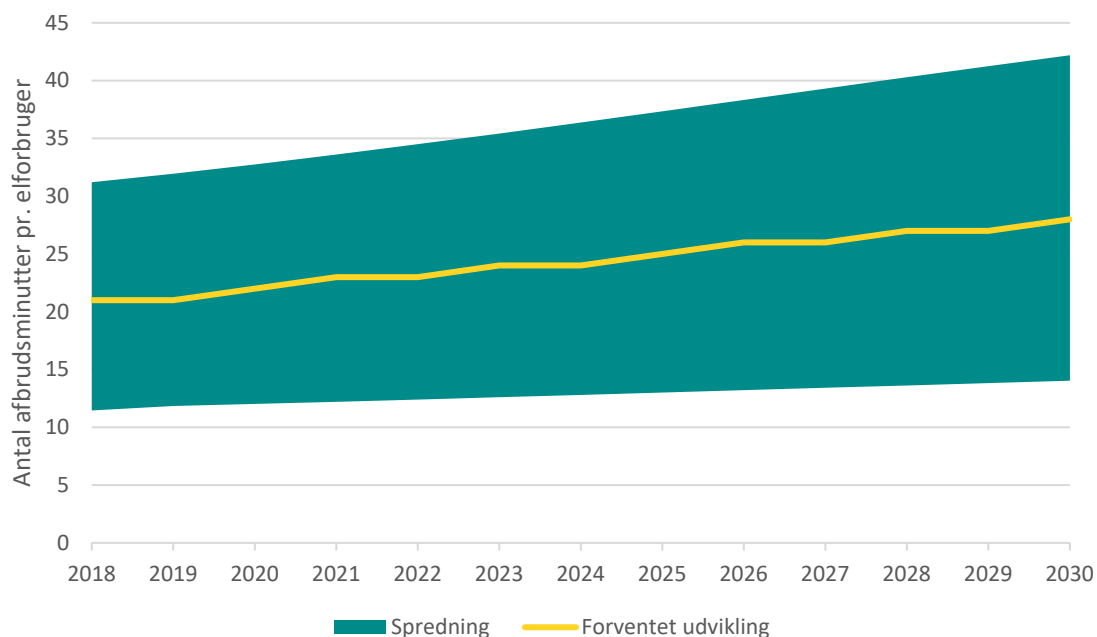
967

968 Da en af grundforudsætningerne for fremskrivningen er fastholdelse af elforbruget på 2018-niveau, vurderer netvirk-
969 somhederne dog, at den øvre del af usikkerhedsbåndet i Figur 16 giver det bedste estimat. Det skyldes en forventning
970 om, at elforbruget vil være stigende som følge af større elektrificering.

971

972 Stigningen skyldes, at en stor del af komponenterne i eldistributionsnettene opnår deres forventede levetid over de
973 kommende år. Vurderingen er dermed alene drevet af den øgede fejlfrekvens, som ældre netkomponenter giver grun-
974 det stadiet i deres livscyklus. Efter 2030 forventes antallet af afbrudsminutter at stige yderligere frem mod midten af
975 2040'erne, hvor det forventes at stagnere. Stagnationen i antallet af afbrudsminutter sker som følge af, at udtjente
976 komponenter på det tidspunkt vil være reinvesteret.

977



978

979 *Figur 16 Forventet udvikling i afbrudsminutter frem mod 2030 i eldistributionsnettene (gul strek). Herudover angiver*
 980 *figuren den forventede spredning i afbrudsminutter for 80 pct. af netvirksomheder (grønt område). Kilde:*
 981 *Dansk Energi.*

982

983 Vurderingen tager ikke højde for den negative effekt på netkomponenters pålidelighed og restlevetid, som følge af øget
 984 benyttelsesgrad og ændrede driftsformer. Ændrede driftsformer inkluderer blandt andet en stigning i antallet af elbiler
 985 og elvarmepumper samt øget tilslutning af decentrale produktionsenheder som vindmøller og solceller. Disse ting har
 986 indflydelse på eldistributionsnettens benyttelsesprofil. Andre forhold såsom hyppigere ekstreme vejrhændelser fx
 987 stormflodsoversvømmelser er ligeledes ikke inkluderet i vurderingen. Disse hændelser forventes også at kunne påvirke
 988 fremskrivningen af antallet af afbrudsminutter negativt. Omvendt tages heller ikke forbehold for de positive effekter af
 989 effektivisering og innovation.

990

991 At der kan være stor variation mellem forventningerne hos de enkelte netvirksomheder skyldes i høj grad den historiske
 992 udbygning af eldistributionsnettene. Elektrificeringen af Danmark er geografisk sket i forskellige tempi, hvorfor eldistri-
 993 butionsnettene er på forskellige stadier i deres livscyklus. Netvirksomhedernes størrelse kan ligeledes have indflydelse
 994 på antallet af afbrudsminutter pr. elforbruger. For mindre netvirksomheder kan én enkelt fejl ændre meget på antallet
 995 af afbrudsminutter. For en større netvirksomhed vil dette udligne sig på antallet af elforbrugere og antallet af anlægs-
 996 komponenter.

997

998 Foruden variation mellem de enkelte netvirksomheder vil der være variationer i antallet af afbrudsminutter fra år til år.
 999 Dette gælder både for det samlede eldistributionsnet og for de enkelte netvirksomheder.

1000

1001 **Netvirksomhedernes forventninger**

1002 Netvirksomhederne vil arbejde videre med at raffinere vurderingen af udviklingen i afbrudsminutter inklusive følsomhe-
 1003 der ved ændringer i forudsætningerne. Vurderingen er dermed et første bud på et basis-scenarie. Der pågår samtidig
 1004 arbejde med at identificere tiltag til påvirkning af antallet af afbrudsminutter samt omkostninger/gevinster forbundet
 1005 hermed.

1006 Netvirksomhederne vurderer, at fastholdelse af det nuværende antal afbrudsminutter fra eldistributionsnettene vil
1007 være forbundet med meget store omkostninger. Det er ikke vurderet, om disse omkostninger modsvarer den sam-
1008 fundsøkonomiske gevinst ved opretholdelse af elforsyningen.

1009

1010 Det vurderes, at det i særdeleshed på nuværende tidspunkt er tilstanden af de olie-papir isolerede kabler, som er an-
1011 vendt i 10-20 kV-nettene, som er årsag til udviklingen i antallet af afbrudsminutter. Denne kabeltype er primært an-
1012 vendt i landets større byer. En forceret udskiftning af disse kabler vil betyde omfattende gravearbejde med store gener
1013 for trafikanter og beboere til følge.

1014

1015 Stadiet i kablernes livscyklus medfører, at fejlfrekvensen er stigende. Det er dermed ikke sikkert, at udviklingen kan æn-
1016 dres markant på trods af massive ny- og reinvesteringer i eldistributionsnettene. Om end stigningen kan minimeres,
1017 vurderes det ikke muligt fuldstændigt at fastholde det historisk lave antal afbrudsminutter, som det opleves i dag.

1018

1019 Elnettene er generelt set blevet udbygget samtidigt i hele Europa, hvorfor andre lande må forventes at have et lignende
1020 behov for udskiftning af netkomponenter. Dette kan påvirke mulighederne for fremskaffelse af nødvendige materialer
1021 og ressourcer til en forceret reinvestering i eldistributionsnettene.

1022

1023 Netvirksomhederne ønsker at fastlægge niveauet for elforsyningssikkerhed ud fra en samfundsøkonomisk tilgang, hvor
1024 VoLL inddrages i planlægning og reinvesteringer. Denne samfundsøkonomiske tilgang er ikke nødvendigvis i overens-
1025 stemmelse med den nuværende økonomiske regulering.

1026 5. Tiltag til at understøtte elforsyningsikkerheden

1027 Den danske elforsyningsikkerhed har historisk været meget høj, og den forventes også at være meget høj i de kom-
1028 mende år.

1029

1030 Energinet har igangsat en række tiltag for at opretholde den høje elforsyningsikkerhed. Energinet har derudover udar-
1031 bejdet forslag til tiltag, hvis ministeren ønsker at sænke eller hæve elforsyningsikkerheden. Tiltagene er forsøgt kvanti-
1032 ficeret, men omkostningerne og forventede afbrudsminutter er behæftede med betydelig usikkerhed. Ved ønske om at
1033 igangsætte et eller flere tiltag vil Energinet forud for en egentlig beslutning kvantificere de konkrete tiltag yderligere.

1034

1035 Energinet har allerede igangsat en række tiltag til at understøtte elforsyningsikkerheden. Tiltagene i afsnit 5.1. Reinve-
1036 steringer og netudbygninger er yderligere beskrevet i Energinets *Reinvesterings-, Udbygnings- og Saneringsplan* (RUS-
1037 planen). Disse tiltag vil Energinet arbejde videre med, medmindre der ønskes store økonomiske besparelser på elforsy-
1038 ningsikkerheden, se Tabel 2. Tiltagene understøtter en elforsyningsmæssig tilgang om at sikre et højt niveau af elforsy-
1039 ningsikkerhed, men er også afgrænset af samfundsøkonomiske hensyn, der tilsiger, at omkostningerne skal stå mål
1040 med den øget elforsyningsikkerhed. Omkostningerne hertil er beskrevet i 5.1.3.

1041

1042 Ligeledes har netvirksomhederne igangsat en række tiltag for at understøtte elforsyningsikkerheden. Tiltagene er be-
1043 skrevet i afsnit 5.2. Ønskes et andet planlægningsmål for eldistributionsnettet, kan der skues op og ned for tiltagene.

1044 De økonomiske konsekvenser er beskrevet i afsnit 5.2.1.

1045

1046 For at sikre indfrielsen af det anbefalede planlægningsmål, under de store forandringer i elsystemet og usikkerheden
1047 der følger heraf, er det Energinets vurdering ud fra de nuværende analyser, at der kan opstå et behov for at etablere et
1048 "sikkerhedsnet" under effekttilstrækkeligheden i Østdanmark. Derfor har Energinet påbegyndt arbejdet med at forbe-
1049 rede godkendelsen af en midlertidig strategisk reserve. Tiltaget omkring en midlertidig strategisk reserve er beskrevet i
1050 afsnit 5.3. De foreløbige analyser viser, at en midlertidig strategisk reserve er den samfundsøkonomiske bedste løsning
1051 til at sikre effekttilstrækkeligheden på, såfremt de forestående markedsreformer ikke løser hele den forventede udfor-
1052 dring med effekttilstrækkeligheden.

1053

1054 Ønskes et højere eller lavere niveau for forsyningsikkerhed end den forventede udvikling, beskrevet i kapitel 3.2, kan et
1055 eller flere tiltag, beskrevet i afsnit 5.4, igangsættes. De samlede økonomiske konsekvenser afhænger af de valgte tiltag.

1056

1057 5.1 Igangsatte tiltag i eltransmissionsnettet

1058 Energinet igangsætter løbende tiltag til sikring af elforsyningsikkerheden. Disse tiltag er med til at sikre den forventede
1059 udvikling i elforsyningsikkerheden beskrevet i Kapitel 3.2. Ligeledes er der igangsat tiltag i eldistributionsnettene. Den
1060 præcise effekt af tiltagene har det ikke været muligt at vurdere, specielt for tiltag hvor effekten først ses langt senere.

1061 Tiltagene kan overvejende inddeles i to kategorier. Enten som markedsreformer eller tiltag inden for anlæg og system-
1062 drift af elsystemet. Energinet iværksætter som udgangspunkt tiltag, som skaber samfundsøkonomisk værdi. Således
1063 tilstræbes at finde de mest omkostningseffektive værktøjer til at reducere risikoen for afbrud af elforsyning.



1064

1065 *Figur 17 Eksempler på igangsatte tiltag til sikring af elforsyningssikkerheden.*

1066

1067

5.1.1 Markedsreformer

1068

1069

1070

1071

1072

I de seneste år er der allerede implementeret og taget initiativ til en række markedstiltag, der har til formål at forbedre effekttilstrækkelighedssituationen i Danmark og Europa. Det er et fællestræk for mange af markedstiltagene, at de bidrager til effekttilstrækkeligheden ved at styrke elmarkedets prissignaler. Det skaber økonomisk incitament for både produktions- og forbrugssiden til at agere på en måde, der fremmer effekttilstrækkeligheden.

1073

1074

1075

1076

1077

1078

På nuværende tidspunkt er det ikke muligt at kvantificere effekten af markedstiltagene samt de initiativer, Energinet har iværksat for at fremme fleksibelt forbrug. Energinet analyserer løbende effekten af de implementerede og igangværende markedstiltag blandt andet ved at overvåge udviklingen i effekttilstrækkeligheden og dermed virkningen af markedstiltagene, herunder udviklingen i prisfleksibelt elforbrug. Derudover har Energinet igangsat et arbejde med at udarbejde en detaljeret plan for markedsreformer i forhold til ansøgningsproces om en midlertidig strategisk reserve.

1079

Elmarkedet udvikles gennem en række konkrete tiltag (forventet implementeringsår angivet i parentes).

1080

1081

International markedskobling (2021)

1082

1083

1084

1085

1086

1087

1088

1089

Fortsat udvikling af den grænseoverskridende markedskobling af både day-ahead- (2014) og intraday (2018) markederne samt udvikling af nye metoder for beregning af kapaciteten på udlandsforbindelserne, kaldet flow based, er det der skal sikre mere effektiv anvendelse af den faktiske kapacitet. Fælles beregningsmetoder på kapaciteten på udlandsforbindelser på tværs af lande forventes samlet set at give en bedre samfundsøkonomi via mere optimal udnyttelse af de eksisterende udlandsforbindelser på tværs af Europa. Som et mindre land, og med udlandsforbindelser med kapacitet højere end peak forbruget, har Danmark stor gavn af de internationale markeder. Markederne bidrager blandt andet til at reducere omkostninger til opretholdelse af forsyningssikkerheden og en effektiv integration af vedvarende energi.

1090 **Ubalanceafregning (2020)**

1091 Som følge af implementering af netreglerne vil der komme en reform af ubalanceafregningen, så denne bedre afspejler
1092 omkostningerne ved balancering af systemet samt indførelse af en tidsopløsning på 15 minutter samt øgede prislofter i
1093 day-ahead- (2014) og intraday- (2018) markedet. Prisloftet fjernes i balancemarkedet som følge af Clean Energy
1094 Package. Det styrker prissignalerne på både produktions- og forbrugssiden af elmarkedet, og derved incitamentet for
1095 elmarkedets aktører til at balancere forbrug og produktion. Det er målsætningen, at implementering af disse markeds-
1096 ændringer i de kommende år yderligere vil tilskynde markedets aktører til at reagere fleksibelt på elpriserne og selv
1097 sikre balancen for produktion og forbrug af el frem til driftsøjeblikket. Reformen ventes således at bidrage til at opret-
1098 holde effektilstrækkeligheden.

1099

1100 **Reform af systemydelsesmarkederne (2019-2022)**

1101 Reform af systemydelsesmarkederne blandt andet gennem reduktion af budstørrelser og fokus på sikring af optimal
1102 tilvejebringelse af ydelser til sikring af elforsyningsikkerheden. Ved at nedbringe budstørrelserne kan fleksibilitet fra
1103 mindre enheder udnyttes mere optimalt.

1104

1105 Herudover er der fokus på at fremme fleksibelt elforbrug ved at motivere nye leverandører af fleksibilitet til at sætte
1106 projekter i drift og teste disse i pilotprojekter. Ved at opstarte pilotprojekter får markedsaktørerne mulighed for at teste
1107 samtidig med, at der udvikles, og Energinet får mulighed for at indhente erfaringer løbende, så eventuelle barrierer kan
1108 reduceres hurtigere og mere effektivt. Ved at få nye aktører ind i markederne for systemydelser øges konkurrencen på
1109 markederne. Det er med til at sikre samfundsøkonomisk optimalt indkøb af ydelser til sikring af elforsyningsikkerhe-
1110 den.

1111

1112 Integration i nye nordiske og europæiske balanceplatforme for systemydelser. De nye internationale balanceplatforme
1113 vil også føre til nye dimensioneringskrav. Der vil ydermere også komme et stigende fokus på brugen af de automatiske
1114 reserver til at sikre balancen tættere på driftsøjeblikket. De nye balanceringsplatforme øger konkurrencen og sikrer
1115 samfundsøkonomisk optimal udnyttelse af reserver på tværs af landegrænserne. Internationale markeder kan ligeledes
1116 betyde øgede afsætningsmuligheder for danske aktører.

1117

1118 Det betyder, at Energinet i højere grad kan forvente, at der er reserver til rådighed i vores nabolande, og dermed får
1119 Energinet adgang til flere ressourcer til balancering af elsystemet.

1120

1121 **Implementering af en aggregatorrolle (2019-2020)**

1122 Implementering af en aggregatorrolle i markedsforskrifter; herunder et pilotprojekt for udvikling af en aggregatorrolle
1123 uden kontrakt med en balanceansvarlig aktør. Aggregatorer skal forsimple adgangen til markedet ved at gøre det muligt
1124 for små distribuerede ressourcer at levere fleksibilitet til markedet gennem en aggregator og være med til at reducere
1125 transaktionsomkostninger for særligt mindre aktører.

1126

1127 **Engrosmodel og timeafregning af små og mellemstore elforbrugere (2020)**

1128 DataHub (2016) og Engrosmodel (2016), der har ændret rollerne i elmarkedet og understøtter fremadrettet udvikling af
1129 nye produkter og services til elforbrugere. Fx forretningsmodeller, hvor elforbrugere kan få fordel af at bidrage til ef-
1130 fekttilstrækkeligheden gennem fleksibel adfærd. Indfasning af timeafregning (flexafregning, (flexafregning,
1131 2017) af alle elforbrugere. Det betyder, at alle elforbrugere kan blive afregnet efter deres faktiske timemæssige elfor-
1132 brug, og at elhandlere vil blive holdt ansvarlige for deres kunders faktiske forbrug i alle situationer. Dette betyder, at
1133 potentielt, at alle danske elforbrugere kan agere fleksibelt som reaktion på de prissignaler, der udsendes i markedet.

1134

1135

1136 **Forbrugsfleksibilitet**

1137 Energinet har iværksat et overordnet program, der sigter mod at fremme fleksibelt elforbrug. Programmet fokuserer på
 1138 deling af viden om markedsmuligheder gennem dialog med markedsaktørerne, så nye leverandører af fleksibilitet moti-
 1139 veres til at indgå i markedet. Energinet tror på, at nye idéer opstår i markedet, blandt de markedsaktører der har finge-
 1140 ren på pulsen. Energinet derimod har en viden om elmarkederne på tværs og kan som markedsaktørens sparringspart-
 1141 ner bidrage med viden og afklaring, der kan være kompleks at opnå på egen hånd. Det betyder mere smidige processer
 1142 og et kortere udviklingsforløb.

1143

1144 I dialogen med markedsaktørerne udveksles erfaringer, så markedsrammer og regler kan følge udviklingen, ligesom
 1145 Energinet kan oplyse markedsaktørerne om fremtidige udviklingsretninger. Der laves derudover konkrete pilotprojek-
 1146 ter, der skal bidrage til at identificere behov for tilpasning af markedets rammer.

1147

1148 **5.1.2 Anlæg og systemdrift**

1149 Grundet den historiske udbygning af elnettet er det særligt reinvestering i anlægskomponenter, som er i fokus. Elforsy-
 1150 ningssikkerhed sikres gennem en kombination af tiltag inden for planlægning, systemdrift, vedligehold og beredskab alt
 1151 efter behov og den samfundsøkonomiske konsekvens.

1152

1153 **Netdimensionering**

1154 Energinet driver eltransmissionsnettet ud fra en række driftskrav fra den europæiske netregel *System Operation Guide-*
 1155 *line*¹² (SO GL), som opfyldes ved at drive eltransmissionsnettet efter N-1 princippet. Det betyder, at én vilkårlig intern
 1156 fejl i det danske eltransmissionsnet ikke påvirker udmeldte kapaciteter på handelsforbindelser. Der er ingen internatio-
 1157 nale krav til det interne eltransmissionsnet, men for at opretholde det nuværende niveau af elforsyningssikkerhed dri-
 1158 ves det interne eltransmissionsnet også efter N-1 princippet.

1159

1160 **Vedligeholdelse og rettidige reinvesterings**

1161 Tilstrækkeligheden i eltransmissionsnettet baserer sig ligeledes på tilgængeligheden af det eksisterende net. Tilgænge-
 1162 ligheden afhænger blandt andet af de enkelte komponenters tilstand, der kan sikres ved tilstrækkelig vedligeholdelse.
 1163 Vedligeholdelse og rettidige reinvesterings sikrer, at eltransmissionsnettet kan drives sikkert og dermed opfylde de
 1164 krav, det er bygget efter.

1165

1166 Energinet har i RUS-planen beskrevet, at Energinet er 2 år bagud i forhold til planlagte reinvesterings. Efterslæbet skyl-
 1167 des, at anlæg, som Energinet har overtaget, generelt er i dårligere stand end forventet, samt at kabelhandlingsplanen er
 1168 blevet annulleret, så anlæg, der i flere år var planlagt til kabellægning nu, i stedet skal reinvesteres. Energinet imøde-
 1169 kommer denne problematik blandt andet ved en ny programtankegang og prioritering af projekter i henhold til tilstand
 1170 og kritikalitet.

1171

1172 For at sikre robustheden er det nødvendigt at have et stabilt og driftssikkert eltransmissionsnet. Her er reinvesterings
 1173 også vigtige, da opbrugt levetid har direkte indflydelse på komponenters fejlsandsynlighed. Den opbrugte levetid bety-
 1174 der, at komponenter skal tages ud af drift af hensyn til sikkerheden for driftspersonalet og/eller borgere.

1175

1176 **Skærpet overvågning og øget vedligehold**

1177 For at begrænse effekten af det aldrende eltransmissionsnet kan Energinet styre risikoen ved hjælp af implementering
 1178 af et digitaliseringsprogram for øget tilstandsovervågning samt øge vedligeholdet på kritiske komponenter for at for-
 1179 længe levetiden. Dette forventes at have en meromkostning på 10-30 mio. DKK pr. år.

¹² [Commission Regulation \(EU\) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation.](#)

1180 **Driftsplanlægning og prognoser**

1181 Energinet har implementeret nye IT-systemer for at understøtte overvågningen af elsystemet i kontrolcenteret. Kon-
1182 trolcenteret har blandt andet implementeret et IT-system til analyse af data med høj frekvens (PMU-data). Disse data
1183 benyttes til at analysere frekvensafvigelser og kortslutningsniveau. PMU-data giver et overblik som tidligere ikke har
1184 været muligt, men bliver mere og mere nødvendigt, i takt med at traditionelle kraftværker udskiftes med produktion fra
1185 vedvarende energi. Derudover arbejder Energinet hele tiden på at udvikle og forbedre værktøjer til prognostisering af
1186 forbrug og produktion, således at prognoserne hele tiden bedst muligt afspejler udviklingen, hvor især produktions-
1187 mønstrene ændrer sig markant i takt med indpasning af mere produktion fra vedvarende energi. Prognoseværktøjet er
1188 et essentielt element i en proaktiv balancering af elsystemet. Energinet arbejder ydermere for hele tiden at optimere
1189 kontrolcenterets driftsplanlægningsværktøjer for at understøtte udviklingen i elmarked og driften af elsystemet.

1190
1191 Disse nye IT-systemer er med til at sikre en høj elforsyningsikkerhed gennem en stabil drift af elsystemet med en stadig
1192 stigende andel produktion fra fluktuerende energikilder.

1193

1194 **Behovsvurdering for systemydelse**

1195 Energinet har som systemoperatør brug for en række ydelser til at opretholde frekvensen, balancen og spændingen i
1196 elsystemet og dermed elforsyningsikkerheden – disse ydelser kaldes samlet set for systemydelse. Ydelserne er nød-
1197 vendige for at sikre en stabil og sikker drift af elsystemet.

1198

1199 En lang række systemydelse skaffes i dag gennem velfungerende markeder eller igen-
1200 nem løbende markedsudbud. Energinet arbejder for, at flere systemydelse skal mar-
1201 kedsføres via markeder eller udbud, i takt med at eksisterende eller nye behov for sy-
1202 stemydelse kan beskrives og omsættes til produkter, der kan købes på markedsbase-
1203 rede vilkår.

1204

1205 Formålet med behovsvurderingen for systemydelse er at beskrive eksisterende behov
1206 for systemydelse i elsystemet, specificere og dokumentere nye konkrete behov og be-
1207 skrive, hvorledes Energinet arbejder med at markedsføre disse som systemydelse.
1208 Energinet anvender typisk pilotprojekter, når nye typer af systemydelse skal markeds-
1209 gøres.

1210

1211 **Automation**

1212 Energinet anvender i stigende grad automation i eltransmissionsnettet, da denne ligeledes kan anvendes til sikring af
1213 robusthed. Dette skyldes, at automatiseringen kan reagere hurtigt på hændelser i eltransmissionsnettet. Energinet for-
1214 venter derudover på sigt at kunne øge udnyttelsen af det interne net ved hjælp af automation; og dermed alt andet lige
1215 øge nettilstrækkeligheden.

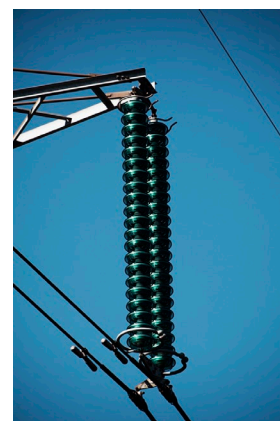
1216

1217 **Netudbygning**

1218 Energinet udbygger eltransmissionsnettet for at sikre, at det stigende elforbrug har adgang til elektricitet.
1219 Den stigende udbygning af elproduktion fra vedvarende energi, som er tilsluttet eldistributionsnettene, fører ligeledes
1220 visse steder i Danmark til lokale udfordringer med overbelastning af elnettet. Udfordringerne skyldes generelt, at elpro-
1221 duktion fra vedvarende energi kan bygges hurtigere, end eltransmissionsnettet kan udbygges. I de fleste tilfælde er net-
1222 udbygninger den samfundsøkonomisk bedste løsning til at integrere mere elproduktion fra vedvarende energi. Indtil
1223 udbygningerne er gennemført, kan der være lokale udfordringer, hvor alternative løsninger må anvendes.

1224

1225



1226 IT-sikkerhed

1227 Den øgede digitalisering samt anvendelse og afhængighed af IT-systemer til styring og overvågning af elsystemet bety-
1228 der, at nedbrud og fejl på IT-systemer i stadig større grad kan påvirke elforsyningsikkerheden. Dette gælder for alle
1229 aktører i elsystemet. Energinet arbejder derfor på en løbende kvalitetssikring af IT-systemer. Center for Cybersikkerhed
1230 vurderer, at truslen fra cyberspionage og cyberkriminalitet er meget høj. Energinet har i den seneste tid set en intensi-
1231 vering i aktiviteter af denne type, og arbejder derfor for at forebygge cyberangreb.

1232

1233 5.1.3 Omkostninger til eltransmissionsnettet

1234 Energinet har en række omkostninger for at opretholde sine forpligtelser i *Lov om elforsyning*. Energinets omkostninger
1235 kan deles op i driftsomkostninger, afskrivninger og finansiering. Udvalgte omkostninger og investeringer til sikring af
1236 elforsyningsikkerheden er vist i Tabel 4. Det er svært at definere de præcise omkostninger til sikring af elforsyningsik-
1237 kerheden, da det principielt er hele værdikæden, som bidrager til denne. Omkostningerne dækker blandt andet også
1238 udbygning af net til indpasning af vedvarende energikilder og udbygning af udlandsforbindelser grundet potentielle
1239 handelsgevinster. Energinets samlede omkostninger kan ses i Energinets årsrapport.

1240

1241 Driftsomkostninger indeholder blandt andet omkostninger til drift og vedligehold af elnettet, kontrolcenterdrift og mar-
1242 keds- og systemudviklingsaktiviteter samt personaleomkostninger. Investeringerne afskrives og finansieres over leveti-
1243 den. De årlige afskrivninger og finansieringsomkostninger indgår som en del af den årlige tarif.

1244

1245 Tabel 4 viser udvalgte omkostninger, som fordeles på alle elforbrugerne over Energinets tarif. Driftsomkostninger inde-
1246 holder blandt andet personaleomkostninger, KontrolCenter EL, vedligehold og andre driftsomkostninger. Driftsomkost-
1247 ningerne fastholdes for Elsystemansvar i faste priser, men stiger for Eltransmission som følge af en øget anlægsmasse
1248 og et efterslæb på vedligehold.

1249

1250

Energinets omkostninger (2019-priser) (mio. DKK)	2019	2022	2030	2019-2030
<i>Driftsomkostninger</i>				
Energinet Elsystemansvar og Eltransmissions driftsom- kostninger	800	900	1.000	11.000
Systemydelse	600	850	800	9.000
<i>Investeringer</i>				
Reinvesteringer	600	1.700	1.500	17.000
Netforstærkninger	600	1.800	1.300	18.000
Pålagte projekter	600	-	-	600
Kabelhandlingsplan og for- skønnelse	50	100	-	1.600
Udlandsforbindelser	1.500	3.200	-	11.000

1251 *Tabel 4 Forventede omkostninger til sikring af elforsyningsikkerheden for Energinet (2019-priser). Større investerin-*
 1252 *ger skal godkendes af relevante myndigheder. Omkostningerne afspejler ikke det aktuelt øgede behov for ved-*
 1253 *ligehold. Ligeledes understøtter omkostningerne ikke alene elforsyningsikkerheden, men også elmarkedet og*
 1254 *indpasning af VE.*

1255

1256 Fremskrivningen er udarbejdet på baggrund af de forventede investeringer, som er nødvendige for at sikre driften og
 1257 udviklingen af de aktiviteter, som Energinet har ansvaret for. De forventede investeringer er fastlagt på baggrund af
 1258 godkendte investeringsprojekter og de fremtidige planlagte investeringer.

1259

1260 Både interne og eksterne forhold kan påvirke de investeringer, som er under gennemførelse, eller som er planlagt til at
 1261 skulle gennemføres i den kommende periode frem mod 2030. Myndighedsgodkendelser, politiske beslutninger om ka-
 1262 bellægning, aftaler med nabo-TSO'er eller ønsker fra fx datacentre eller andre om tilslutning til transmissionsnettet er
 1263 usikkerheder, der vil påvirke investeringerne i de enkelte år. Særligt i perioden 2022-2030 er fremskrivningen behæftet
 1264 med stor usikkerhed, da elsystemet er under hastig forandring grundet omstillingen til vedvarende energikilder.

1265

1266 I perioden 2019-2022 er der budgetteret 5,3 mia. DKK til reinvesteringer i eltransmissionsnettet svarende til godt 1,3
 1267 mia. DKK pr. år. Dette svarer til en reinvesteringsfaktor på 2-3 pct. i forhold til den oprindelige anskaffelseskost af el-
 1268 transmissionsaktiver (eksklusive udlandsforbindelser). Frem mod 2030 forventer Energinet at fastholde en reinveste-
 1269 ringsfaktor på 2-3 pct., hvilket svarer til 1,5 mia. DKK pr. år.

1270

1271 Netforstærkninger af transmissionsnettene er typisk foranlediget af øget belastning på grund af ændringer i forbrug og
 1272 produktion eller andre nødvendige behov for interne netforstærkninger som følge af ændringer i omgivelserne omkring
 1273 det danske transmissionsnet. I perioden 2019-2022 er der budgetteret 5,8 mia. DKK til investeringer i netforstærkninger

1274 i eltransmissionsnettet. Der er en del større igangværende investeringsprojekter i netforstærkning, som medfører en hø-
1275 jere omkostning de kommende år end hidtidig. Frem mod 2030 forventer Energinet at fastholde et gennemsnitsniveau
1276 af netforstærkninger, hvilket svarer til 1,3 mia. DKK pr. år.

1277

1278 Investeringer i pålagte projekter, kabellægning og forskønnelse dækker over nettilslutninger til havmølleparker, kyst-
1279 nære møller, kabellægning af udvalgte strækninger i 132/150 kV-transmissionsnettet og forskønnelse. I investerings- og
1280 finansieringsplanen for 2019-2022, som ministeren og Folketingets økonomiudvalg har godkendt, forventes investerin-
1281 gerne at udgøre i alt 0,8 mia. DKK, hvoraf projekter til nettilslutning af vindmølleparker udgør 0,6 mia. DKK, og kabel-
1282 lægning og forskønnelse udgør 0,2 mia. DKK. Efter 2020 ændres reglerne for ilandføring af nye havvindmølleparker.
1283 Omkostninger til offshoredelen af ilandføringen havvindmølleparken Thor skal aktørerne selv afholde. Det vides endnu
1284 ikke, om denne praksis kommer til at gælde øvrige nye havvindmølleparker. De afledte netforstærkninger angiver vi
1285 under almindelige "Netforstærkninger". Omkostningen til kabellægning og forskønnelse falder frem mod 2028, hvorefter
1286 der ikke er flere planlagte projekter.

1287

1288 Investeringer i nye udlandsforbindelser eller reinvesteringsprojekter i eksisterende forbindelser forventes i investeringsplanen
1289 for 2019-2022 at udgøre 7,9 mia. DKK. Investeringer i nye udlandsforbindelser sker på baggrund af samfundsøkonomi-
1290 ske vurderinger. Nye elforbindelser mod naboområder etableres som følge af de fordele, som fx en sikring af forsy-
1291 ningssikkerheden vil have, en øget forbruger-/producentnytte eller en realisering af flaskehalsindtægter ved brug af
1292 forbindelserne. Frem mod 2024 forventes der høje investeringsomkostninger primært til etablering af Viking Link. Efter
1293 2025 er der endnu ingen planlagte projekter.

1294

1295 Omkostningen til balancering og systemydelse udgør en væsentlig del af Energinets tarif og er påvirket af elprisen og
1296 udviklingen i internationale systemydelsesmarkeder samt udbygningen med vedvarende energi og den termiske capaci-
1297 tet. Øget vedvarende energi kan give større ubalancer og øge behovet, og en reduktion i den termiske kapacitet kan
1298 øge priserne for reserver, da udbuddet alt andet lige mindskes. Samtidig er der ved at blive implementeret ny europæ-
1299 isk regulering, som påvirker balanceringsmetoder og stiller krav til mængden af tilgængelige balanceringsressourcer. De
1300 nye internationale markeder for systemydelse forventes at øge konkurrencen for systemydelse og dermed prisudvik-
1301 lingen, men implementeringen er behæftet med usikkerhed fra regulatorgodkendelser, aftaler med deltagende TSO'er
1302 og implementeringen af nye IT-systemer. Energinet arbejder aktivt for at påvirke ny regulering og kravfastsættelse til
1303 fordel for danske forhold og presser på, for at implementeringen af nye internationale markeder sker hurtigst muligt.
1304 Dertil gør Energinet en stor indsats for at få vedvarende energi, nye teknologier og forbrugere til at bidrage til at øge
1305 fleksibiliteten i elsystemet og dermed bidrage til en samfundsøkonomisk optimal balancering af elsystemet. Udviklingen
1306 er afhængig af internationale processer og aktører, og der er usikkerhed om timingen og effekten af de forskellige tiltag.
1307 I de kommende år forventes en betydelig øget omkostning til indkøb af reservekapacitet. På sigt forventes omkostnin-
1308 gerne at stabilisere sig, når de internationale markeder er i drift, og effekten af nye aktører begynder at slå igennem.
1309 Generelt forventes omkostninger til reservekapacitet at blive højere end i dag. Ændringer i nuværende antagelser om
1310 kapacitetsudvikling og timing af implementering af regulering og markeder kan derfor for enkelte år påvirke niveauet i
1311 både positiv og negativ retning.

1312

1313 5.2 Mulige tiltag i eldistributionsnettene

1314 Eldistributionsnettene er designet og bygget med henblik på at begrænse tiden, hvor elforbrugere er afbrudt ved an-
1315 lægsfejl eller arbejde i eldistributionsnettene. Netvirksomhederne har således tiltag, som kan implementeres for at
1316 sænke afbrudsminutterne i en driftssituation. Alle tiltagene er igangsat, men i forskellig grad på tværs af netvirksomhe-
1317 derne. Tiltagene kan implementeres hurtigere for at øge elforsyningsikkerheden eller reduceres for at spare på om-
1318 kostningerne.

1319 **Intelligens og fjernkontrol**

1320 Installerer af intelligens og fjernkontrol i stationer vil kunne påvirke antallet af afbrudsminutter i eldistributionsnet-
1321 tene, da der sikres mulighed for hurtigt at kunne foretage koblinger i eldistributionsnettene, når behovet herfor opstår.
1322 På den måde kan reetableringstiden efter en fejl nedbringes. Dette tiltag medvirker til at reducere antallet af afbrudsmi-
1323 nutter. Antallet af afbrydelser af elforbrugere påvirkes ikke, men varigheden af afbrydelserne reduceres.

1324

1325 Intelligens og fjernkontrol installeres allerede i dag i stationer, hvor netvirksomhederne finder det strategisk fordelag-
1326 tigt. Der er dog stor forskel på, hvor udbredt anvendelsen af dette tiltag er netvirksomhederne imellem.

1327

1328 **Asset management-systemer**

1329 Ved implementering af asset management-systemer og processer kan ressourcerne til drift og vedligeholdelse af eldi-
1330 structionsnettene anvendes der, hvor den største effekt opnås. Dette kan eksempelvis være i forhold til reducere i
1331 afbrud af elforbrugere og opretholdelse af opetiden i eldistributionsnettene. Hertil kommer, at asset management
1332 anvendes i forhold til løbende at forbedre strategierne for reinvesterer.

1333

1334 Tiltaget vil kunne bidrage til at udskyde den forventede stigning i afbrudsminutter. Det er her nødvendigt at påpege, at
1335 netvirksomhederne allerede i dag har en vis grad af tiltaget implementeret. Det må som udgangspunkt forventes, at
1336 yderligere implementering sker af sig selv, såfremt dette har positiv indflydelse selskabsøkonomisk for netvirksomhe-
1337 derne. Det er dog meget forskelligt, på hvilket stadie de enkelte netvirksomheder er i forhold til denne implementering,
1338 hvorfor potentialet i tiltaget er svært at fastsætte.

1339

1340 **Reinvesteringer**

1341 Der er grundlæggende et stigende behov for at reinvestere i eldistributionsnettene, hvis udetiden ikke skal stige. Dette
1342 gælder i særdeleshed for olie-papir isolerede kabler og netstationer. Dette skyldes eldistributionsnettens stigende al-
1343 der. Mange netkomponenter er nået til et stadie i deres livscyklus, hvor de begynder at udvise stigende fejlfrekvens.

1344

1345 Ønskes det at fastholde det nuværende og historisk lave antal af afbrudsminutter, vurderer netvirksomhederne, at der
1346 under alle omstændigheder er behov for betydeligt flere investeringer i eldistributionsnettene. Dette er det primære
1347 tiltag i eldistributionsnettene i forhold til påvirkning af elforsyningssikkerheden.

1348

1349 **5.2.1 Økonomiske konsekvenser for eldistributionsnettene**

1350 Netvirksomhederne vurderer for nuværende, at antallet af afbrudsminutter vil stige som konsekvens af de nuværende
1351 reinvesteringsplaner. Dette er antaget at være et basis-scenarie i forhold til udviklingen i elforsyningssikkerheden. Der
1352 arbejdes fortsat med en konkretisering af mulighederne for påvirkning af antallet af afbrudsminutter fra eldistributions-
1353 nettene og omkostningerne forbundet hermed.

1354

1355 Målsætningen for netvirksomhederne er inden for en kort årrække at præsentere fire scenarier for henholdsvis mindre
1356 og større forbedringer/reduktioner af elforsyningssikkerheden i forhold til basis-scenariet. Scenarierne vil både omfatte
1357 estimater for omkostninger og besparelser ved henholdsvis forøgelse eller reduktion af elforsyningssikkerhed i 2030.

1358

1359 Netvirksomhederne forventer samlet at bruge 2-3 mia. DKK pr. år frem mod 2030 for at fastholde reinvesteringsomfan-
1360 get.

1361

Case	Gennemsnitlige afbrudsminutter i et normalår	Samlede investeringsomkostninger i 2020-2030	
50 % bedre end base case	Under 15 minutter	Væsentligt større	↑↑
30 % bedre end base case	15-22 minutter	Noget større	↑
BASE CASE	22-29 minutter	20-30 mia. DKK	
50 % ringere end base case	30-75 minutter	Noget færre	↓
4 x ringere end base case	76-120 minutter	Væsentligt færre	↓↓

1362 Tabel 5 Illustration af scenarier for afbrudsminutter og investeringsomkostninger. Kilde: Dansk Energi.
 1363 Anmærkning. Ved fastholdelse af netvirksomhedernes aktuelle reinvesteringsplaner forventes de samlede in-
 1364 vesteringsomkostninger at være 20-30 mia. DKK, opgjort i 2017-priser. De gennemsnitlige afbrudsminutter i
 1365 et normalår tager udgangspunkt i fremskrivningens forudsætninger, jævnfør ovenfor.

1366
 1367 En ændring i omfanget af reinvesteringer ses som nævnt som det primære tiltag for netvirksomhederne til påvirkning af
 1368 elforsynings sikkerheden. I takt med at de anlægskomponenter, som udgør eldistributionsnettene, bliver ældre, vil deres
 1369 fejlsandsynlighed begynde at stige. Dette sker, når levetiden er opbrugt – anlægskomponenterne har gennemlevet de-
 1370 res livscyklus. Dette ses fx i øjeblikket for 10 kV olie-papir isolerede kabler. En forceret udskiftning af denne kabeltype vil
 1371 kræve en høj årlig udskiftningsrate, hvis antallet af afbrudsminutter skal påvirkes i 2030.

1372
 1373 Hvis alle olie-papir isolerede kabler skal udskiftes i løbet af de kommende 10 år, vil det betyde et mere omfattende gra-
 1374 vearbejde end normalt, da der vil skulle udskiftes ca. 1.600 km kabler årligt. Dette vil have store omkostninger for elfor-
 1375 brugerne, da investeringerne skal finansieres over nettariffrerne. Derudover vil det være meget generende for borgere.
 1376 Det skyldes, at kablerne primært ligger i byområder. Her er gravearbejde dyrt, og trafikken vil blive påvirket. Konkret vil
 1377 det for København alene betyde, at der vil skulle udskiftes over 100 km kabel om året. Dette svarer til, at ca. hver 10. vej
 1378 skal graves op hvert år.

1379
 1380 Netvirksomhederne er underlagt en økonomisk regulering, hvor de tilladte indtægter er i overensstemmelse med det
 1381 forsynings sikkerhedsniveau, som matcher det nuværende investeringsniveau. Hvis eldistributionsnettene skal fastholde
 1382 forsynings sikkerhedsniveauet, kan det betyde, at der er brug for justeringer af reguleringen.

1383 5.3 Implementering af en midlertidig strategisk reserve

1384
 1385 Hvis elforsynings sikkerheden udvikler sig mere negativt end forventet i de gældende analyseforudsætninger til Energi-
 1386 net, fx hurtigere udfasning af termisk kapacitet eller en kraftigere stigning i forbruget, kan der være behov for at igang-
 1387 sætte yderligere tiltag for at opretholde elforsynings sikkerheden.

1388
 1389 En midlertidig strategisk reserve er en kapacitetsmekanisme, som kan aktiveres i situationer med manglende effektil-
 1390 strækkelighed. Med udgangspunkt i Energy-Only-Markedet kan en midlertidig strategisk reserve således fungere som et
 1391 sikkerhedsnet under elmarkedets udvikling. Den midlertidige strategiske reserve kan fx bestå af elproduktionsanlæg,
 1392 der står klar som backup uden for markedet eller forbrugere, der tilbyder at afkoble forbrug mod compensation. Den
 1393 midlertidige strategiske reserve aktiveres kun i situationer med manglende effektilstrækkelighed, hvilket typisk må for-
 1394 ventes at være få timer om året.

1395
 1396 Kapacitetsmekanismer anses for statsstøtte, hvorfor indkøb af en midlertidig strategisk reserve kræver en statsstøtte-
 1397 godkendelse af Europa-Kommissionen. Dette indebærer en række konkrete krav som følge af Clean Energy Package

1398 blandt andet omkring design. Kapacitetsmekanismer skal som udgangspunkt være midlertidige, og Europa-Kommissio-
1399 nens statsstøttegodkendelse kan ifølge Clean Energy Package maksimalt gælde i en 10-årig periode. Energinet er an-
1400 svarlig for at indkøbe, aktivere og fastlægge størrelsen på en mulig midlertidig strategisk reserve.

1401

1402 En midlertidig strategisk reserve er et velegnet værktøj, når der er et midlertidigt behov for understøttelse af effekttil-
1403 strækkeligheden. Det gælder særligt i den grønne omstilling, hvor konventionel kapacitet udfases samtidig med, at der
1404 er usikkerhed om elmarkedets evne til fremadrettet at levere øget fleksibilitet. Der kan fx være situationer med midler-
1405 tidig overkapacitet, hvor lave markedspriser presser konventionelle kraftværker ud af markedet. Her kan der være be-
1406 hov for at understøtte en gradvis udfasning af konventionel termisk kapacitet og dermed sikre kapaciteten i systemet i
1407 en overgangsperiode, indtil markedet har tilpasset sig den nye situation. I den forbindelse kan en midlertidig strategisk
1408 reserve anvendes som forsikring mod situationer med manglende effekttilstrækkelighed.

1409

1410 Den midlertidige strategiske reserve korrigerer ikke underliggende markedsfejl. Det er således et krav i Clean Energy
1411 Package, at den midlertidige strategiske reserve ledsages af markedsreformer, der adresserer de underliggende mar-
1412 kedsfejl og dermed sikrer effekttilstrækkeligheden på længere sigt. Ifølge Clean Energy Package skal der udarbejdes en
1413 implementeringsplan for markedsreformerne forud for introduktion af en kapacitetsmekanisme, og en midlertidig stra-
1414 tegiske reserve skal således udfases, efterhånden som markedsreformerne opnår deres effekt.

1415

1416 Størrelsen på en eventuel midlertidig strategisk reserve vil skulle fastsættes med regelmæssige mellemrum på baggrund
1417 af udviklingen i effekttilstrækkelighedssituationen i Danmark. Det er på nuværende tidspunkt ikke muligt at fastsætte de
1418 eksakte omkostninger forbundet med en midlertidig strategisk reserve, da disse fastsættes i et udbud på markedsvilkår.
1419 Som udgangspunkt forventes omkostningerne at ligge i omegnen af 300.000 DKK/MW pr. år svarende til de estimerede
1420 langsigtede marginale samfundsøkonomiske omkostninger for etablering af ny spidslastkapacitet. Hvis det er eksiste-
1421 rende kapacitet, der bydes ind med, vil der med stor sandsynlighed være tale om lavere omkostninger, afhængigt af
1422 anlæggets type og størrelse. Omkostningerne vil i dette tilfælde være eventuelle omkostninger til levetidsforlængelse
1423 og omkostninger til drift.

1424

1425 Et eksempel på en midlertidig strategisk reserve på 200 MW til 300.000 DKK/MWh pr. år vil koste 60 mio. DKK pr. år.

1426

1427 5.4 Tiltag til ændring af niveauet af elforsyningsikkerhed i eltransmissionsnettet

1428 Energinet har vurderet en række forskellige tiltag, som kan ændre niveauet af elforsyningsikkerheden, ud over plan-
1429 lægningsmålet. Dette gælder tiltag, som ikke er beskrevet i afsnit 5.1 og afsnit 5.4. Ét tiltag kan godt påvirke de fire un-
1430 derkategorier i elforsyningsikkerheden forskelligt. Den samlede påvirkning er derfor forsøgt illustreret i Figur 18. Her er
1431 den forventede økonomiske konsekvens af aktivering af tiltaget ligeledes illustreret. Der er her tale om en række ek-
1432 sempler på mulige tiltag til påvirkning af elforsyningsikkerheden og ikke en udtømmende liste.

1433

1434 Hvorvidt det besluttes at investere mere eller mindre i at opretholde et givent niveau af elforsyningsikkerhed afhænger
1435 af, om der findes omkostningseffektive værktøjer til at minimere risici for afbrud. Beslutningen vil blive baseret på en
1436 vurdering af, hvorvidt der skal tegnes nogle forsikringer mod manglende forsyning.

1437

1438 Figur 18 er en illustration af mulige tiltags omkostningsniveau samt deres indvirkning på elforsyningsikkerheden. Den
1439 reelle omkostning og effekt på elforsyningsikkerheden kræver yderligere analyser.



Figur 18 Illustration af mulige tiltag til sikring af elforsyningsikkerheden, deres omkostninger og forventet påvirkning relativt til hinanden skønsmæssigt vurderet.

5.4.1 Mulige besparelser i eltransmissionsnettet

Besparelser i eltransmissionsnettet kan opnås ved at acceptere et lavere niveau af robusthed og nettilstrækkelighed. Dette kan opnås ved at spare omkostninger til opretholdelse af N-1 kriteriet, mindre vedligehold og færre reinvesteringer.

Afvigelse fra netdimensioneringskriterierne

Afvigelse fra netdimensioneringskriterierne i kortere eller længere tid, fx under revision på en station eller linjestrækning, kan ved én fejl føre til afbrud af elforbrugere. Energinet kan kun påvirke elforsyningen af danske elforbrugere, da Energinet er bundet af internationale krav. Fejl i det interne elnet må således ikke påvirke udvekslingen på udlandsforbindelserne i driftsdøgnet. Vurderingen af virkningen er beregnet på baggrund af tre episoder i 2018. Det forventes i 2030, at antallet af afbrudsminutter grundet manglende nettilstrækkelighed vil stige til mellem 1 og 30 minutter pr. år. Det vil samtidig spare Energinet for mellem 10 og 100 mio. DKK årligt.

Langtidseffekt af færre reinvesteringer

Energinet kan reducere omkostningerne til reinvesteringer ved at udskyde de planlagte. Hvis Energinet sænker reinvesteringssporteføljen, vil der kunne spares op mod 1,5 mia. DKK, alt efter hvor mange projekter som ikke reinvesteres. Dette vil på kort sigt ikke medføre til en stigning i afbrud af elforbruger. På sigt vil anlæg overskride deres forventede levetid. Det kan medføre, at de må tages ud af drift eller selv falder ud. Dette vil medføre, at elforbrugere afbrydes, samt øgede omkostninger til beredskab og vedligehold

1464 Som eksempel kan nævnes, at hvis to tilfældige komponenter, som har overskredet deres levetid, fejler eller ikke kan
 1465 holdes i drift grundet manglende vedligehold, vil det med et gennemsnitligt forbrug medføre op mod 6 afbrudsminut-
 1466 ter.

1467

1468 Det antages, at der kan findes en nødløsning til genetablering af elforsyningen inden for tre døgn. Ved samtidig mangel
 1469 af mere end to komponenter kan det ikke altid forventes, at der kan findes en sådan nødløsning. Dette kan lokalt med-
 1470 føre manglende elforsyning i måneder. Der er dermed en øget risiko, når reinvesteringerne gennemføres.

1471

1472 5.4.2 Mulige tiltag til at sikre et højere niveau af elforsyningssikkerhed

1473 Et højere niveau af elforsyningssikkerhed, end det af Energinet foreslåede planlægningsmål, vil kræve igangsættelse af
 1474 nye initiativer. For at opnå en højere effekttilstrækkelighed vil der skulle igangsættes tiltag i form af fx yderligere incita-
 1475 mentsfremmende elmarkedsreformer, nye udlandsforbindelser eller øvrige kapacitetsmekanismer. Et højere niveau af
 1476 robusthed vil kræve igangsættelse af initiativer til at understøtte elsystemet, så det kan tåle flere fejl.

Clean Energy for all Europeans

Europa-Kommissionen offentliggjorde i november 2016 lovgivningspakken *Clean Energy Package* (CEP), der består af otte konkrete lovgivningsforslag, hvoraf direktivet og forordningen om et nyt elmarkedsdesign er det vigtigste for elforsyningssikkerheden. Reglerne om det nye elmarkedsdesign trådte i kraft i juli 2019, og forordningen gælder derfor allerede, mens direktivet skal implementeres i dansk lov via *Lov om elforsyning* senest 1. januar 2021.

Blandt andet beskrives det, hvorledes markedskapaciteten på handelsforbindelser mellem elprisområder bør fastsættes. Et af kravene er, at der fremadrettet skal frigives mindst 70 pct. af kapaciteten på handelsforbindelsen til markedet.

Forordningen skønnes at have indflydelse på rammerne for, hvorledes den danske elforsyningssikkerhed sikres. Navnlig har artiklerne 10, 14 og 19 betydning for Energinets opretholdelse af elforsyningssikkerheden.

Forordningen om nyt elmarkedsdesign fra EU's Clean Energy Package forventes at stille eksplicitte krav til, hvordan en pålidelighedsstandard skal fastsættes, hvis et EU-medlemsland ønsker indførelse af kapacitetsmekanismer (fx en midlertidig strategisk reserve). I denne sammenhæng tolkes det kun at omhandle effekttilstrækkelighed. Pålidelighedsstandard skal indikere det nødvendige forsyningssikkerhedsniveau. Denne skal baseres på værdier for VoLL og Cost of New Entry (CONE), omkostningen til at sikre en MW, som minimum. Yderligere skal pålidelighedsstandard udtrykkes som LOLE og EENS. Metoden til fastlæggelse af VoLL, CONE og pålidelighedsstandard skal udarbejdes af ENTSO-E.

1477

1478 Udlandsforbindelse

1479 Etablering af ny udlandskapacitet til danske prisområder vil kunne bidrage med effekt i situationer, hvor der er effekt-
 1480 mangel. Det kan fx være en ny udlandsforbindelse, der går fra Vestdanmark til Østdanmark. En sådan forbindelse med
 1481 en kapacitet på 600 MW forventes at koste ca. 4-5 mia. DKK, og den forventes at reducere antallet af afbrudsminutter
 1482 grundet mangel på effekt fra 16 til 15 i Østdanmark. Alternativt kan en udlandsforbindelse etableres til Sverige eller an-
 1483 dre nabolande. Dette kræver gensidigt engagement. Etableringstiden på nye eltransmissionsanlæg er på 2-10 år, og
 1484 levetiden forventes at være mindst 40 år.

1485

1486 N-2 dimensionering

1487 I dag planlægges og dimensioneres eltransmissionsnettet ud fra N-1 princippet. Det betyder, at i forbindelse med én fejl
1488 vil der ikke blive afbrudt forbrugere og i langt de fleste tilfælde også ved fejl nummer to. Ved tredje fejl i samme om-
1489 råde vil der med sikkerhed være afkobling af forbrugere. Ved en opgradering til N-2 dimensionering vil der kræves fire
1490 fejl for at elforbrugere med sikkerhed bliver afbrudt.

1491
1492 En dimensionering efter N-2 vil kræve en opgradering af
1493 eltransmissionsnettet og alle Energinets stationer, såle-
1494 des at de er bygget op til at kunne håndtere to vilkårlige
1495 fejl eller beredskabshændelser. Dette vurderes at kunne
1496 fjerne en tredjedel af afbrudsminutterne grundet fejl i el-
1497 transmissionsnettet, svarende til ca. 33 sekunders afbrud.
1498 Omkostningen vurderes til 1-2 mia. DKK. pr. år.

1499 Øget beredskab på kritiske komponenter

1500 Elforsyningssikkerheden sikres også ved hurtigt at kunne
1501 reetablere kritiske komponenter, hvis de falder ud eller
1502 går i stykker. Energinet har blandt andet styrket sit bered-
1503 skab ved at udvide sin vagtordning og indgået aftaler med
1504 leverandører om at være på standby med henblik på at
1505 mindske tiden til udbedring af fejl. Derudover lagerføres
1506 kritiske komponenter, så fejl hurtigere kan udbedres.

1507 5.5 Anvendelse af VoLL til vurdering af tiltag

1508
1509 Når Energinet opgør varigheden af en strømafbrydelse,
1510 gøres dette på baggrund af den forventede mængde elek-
1511 trisk energi, som ikke er blevet leveret til kunderne.
1512 Denne energimængde holdes op mod det årlige samlede
1513 energiforbrug, og dermed opnås den forbrugsvægtede
1514 varighed. På baggrund af det samlede årsforbrug svarer
1515 ét afbrudsminut til ca. 65 MWh ikkeleveret energi.
1516

1517 Ved anvendelse af Value of Lost Load (VoLL) kan der der-
1518 med sættes en værdi på et afbrudsminut. VoLL er estime-
1519 ret til ca. 150 DKK/kWh (se faktaboks). Dette medfører, at
1520 et afbrudsminut har en samfundsøkonomisk værdi på ca.
1521 10 mio. DKK.
1522

1523 Skal VoLL anvendes i forhold til fastsættelse af niveauet for effekttilstrækkelighed, vil det optimale niveau findes, hvor
1524 omkostningerne til at mitigere et afbrud er lig omkostninger i forbindelse med manglende elforsyning.
1525

1526 VoLL benyttes ofte til vurdering af tiltag til at sikre effekttilstrækkeligheden. Tiltag til påvirkning af effekttilstrækkelighe-
1527 den vil dog i langt de fleste tilfælde også have afledte konsekvenser for robustheden. Da aktører, der leverer effekt, ofte
1528

Value of Lost Load

Value of lost load, forkortet VoLL, er en økonomisk indi-
kator, som udtrykker omkostningerne ved afbrudt el-
forsyning. VoLL kan eksempelvis evalueres ud fra tab
ved afbrudt elforsyning eller ud fra betalingsvilligheden
for at undgå afbrudt elforsyning. Værdien af VoLL kan
anvendes til sammenligning med omkostninger til sik-
ring af forsyningen. VoLL opgøres oftest i valuta pr.
kWh.

I det følgende er der taget udgangspunkt i to værdier
for VoLL, som er baseret på et nationalt studie fra
DAMVAD¹³ og et europæisk studie fra Cambridge Eco-
nomic Policy Associates Ltd.¹⁴.

På baggrund af DAMVAD-rapporten estimeres den for-
brugsvægtede gennemsnitsomkostning ved et afbrud
på fire timer til ca. 150 DKK/kWh. Forbrugergrupperne
varierer i VoLL og spænder fra 22 DKK/kWh for hus-
holdninger til 276 DKK/kWh for servicefag.

Værdien af VoLL for Danmark er i den europæiske rap-
port angivet til at være ca. 115 DKK/kWh. Her er vær-
dien for husholdninger 118 DKK/kWh og 87 DKK/kWh
for servicefag.

Med de mange usikkerhedsparametre kan der ikke
fastsættes en eksakt omkostning til ikkeleveret energi.
Derimod kan VoLL give et estimat af, hvad den forven-
telige samfundsøkonomiske værdi af forsyningssikker-
hed er under givne forudsætninger.

¹³ DAMVAD, *Analyse af omkostninger ved afbrydelse af elforsyning*, juni 2015, udarbejdet for Energistyrelsen til *Elforsyningssikkerhed i Danmark*.

¹⁴ Cambridge Economic Policy Associates Ltd, *Study On The Estimation Of The Value Of Lost Load Of Electricity Supply In Europe*, juli 2018.

1529 også leverer andre ydelser til sikring af elforsynings sikkerheden. Et andet eksempel er, at ændringer i nettilstrækkeligheden også påvirker effekttilstrækkeligheden, da mindre net giver en ringere mulighed for elmarkedet til at flytte strømmen hen, hvor den samfundsøkonomisk optimalt bør bruges. Der kan derfor være uhensigtsmæssigheder ved at beskue én del af elforsynings sikkerheden alene.

1533

1534 Da niveauet for elforsynings sikkerhed er så højt, som det er i dag, vil der skulle meget store investeringer til for at gøre det bedre. Samtidig er det svært at reducere niveauet væsentligt på kort sigt på grund af de investeringer, som allerede er foretaget i elnettet. Hvis Energinet stopper alle reinvesteringer, så vil der i den første årrække ikke forventes væsentligt flere minutter end i dag. Først på sigt vil det have store konsekvenser.

1538

1539 Der kan på den korte bane spares penge på elsystemet ved at acceptere et reduceret niveau for elforsynings sikkerhed. Tiltag, som reducerer niveauet i 2030 til et bestemt niveau, kan vise sig at have konsekvenser på den længere bane, eksempelvis i 2040. Dermed kan en besparelse nu og her medføre en øget meromkostning i fremtiden. Dermed påvirkes den langsigtede samfundsøkonomi negativt.

1543

1544 Analyser viser, at VoLL ikke endnu er en entydig parameter, og der findes i dag ikke en fælles metode til opgørelse af værdien af ikkeleveret energi. Det må også forventes, at VoLL også har en sammenhæng med niveauet af elforsynings sikkerhed i dag. Da et højt niveau af elforsynings sikkerhed må forventes at have en vis kausalitet med et højt estimat af VoLL. Et højt niveau af elforsynings sikkerhed giver mulighed for en stor elektrificering af samfundet og en stor afhængighed af el.

1549

1550 Værdien af VoLL giver et godt estimat for, om investeringer, særligt kapacitetsmekanismer, skal foretages, men effekterne på øvrige dele af elforsynings sikkerheden bør også altid vurderes. I forhold til netplanlægning udbygges eltransmissionsnettet i forhold til Energinets gældende netdimensioneringskriterier. VoLL inddrages i netplanlægningen i forhold til vurderingen af de samfundsøkonomiske konsekvenser ved valg af forskellige løsningsmuligheder.

1554

1555 VoLL anvendes i forbindelse med revisioner, vedligeholdelse og lignende til vurdering af, om der bør laves tiltag i forhold til opretholdelse af elforsynings sikkerheden i den periode, hvor arbejdet står på. VoLL bliver dermed primært et værktøj til driften af eltransmissionsnettet, og i mindre grad til netplanlægningen. Foretages netplanlægningen af eltransmissionsnettet udelukkende på baggrund af VoLL, vil det medføre en væsentlig forringelse af elforsynings sikkerhed.

1559

1560 Appendikser

1561

1562 1. Appendiks A Elforsyningsikkerheden 2018

1563 De danske elforbrugere har i mange år haft en meget høj sikkerhed for levering af el, hvilket også var gældende for
1564 2018. I gennemsnit har elforbrugerne oplevet knap 22 minutters afbrud, svarende til en elforsyningsikkerhed på
1565 99,996 pct. Dette fordeler sig med knap 22 minutter fra eldistributionsnettene og 11 sekunder fra eltransmissionsnet-
1566 tet.

1567

1568 De 11 sekunder fra eltransmissionsnettet i 2018 er en reduktion i forhold til de 92 sekunder i 2017. En væsentlig årsag
1569 til dette er fokus på forebyggelse af procedurefejl. De 11 sekunder var forårsaget af tre driftsforstyrrelser i eltransmissi-
1570 onsnettet og tre driftsforstyrrelser på øer, hvor til Energinet har reserveforsyningspligt.

1571

1572 Der har i 2018 været væsentlige hændelser i eltransmissionsnettet, som dog ikke har ledt til afbrud af elforbrugere. Den
1573 væsentligste af disse var branden i station Hovegård. Denne hændelse kunne potentielt have ledt til afbrud af store
1574 dele af Sjælland. At der ikke skete afbrud af elforbrugere i denne forbindelse skyldes blandt andet, at Amagerværket
1575 blok 3 var beordret i drift af anden årsag.

1576

1577 Der skete en stigning i omkostningerne til køb af systemydelse på ca. 180 mio. DKK fra 2017-2018, hvilket blandt andet
1578 skyldes beordringen af Amagerværket blok 3. Omkostningerne til indkøb af systembærende egenskaber er faldet fra 10
1579 mio. DKK i 2017 til 0 mio. DKK i 2018. Det skal ses i forlængelse af et fald fra 2016-2017 på 38 mio. DKK.

1580

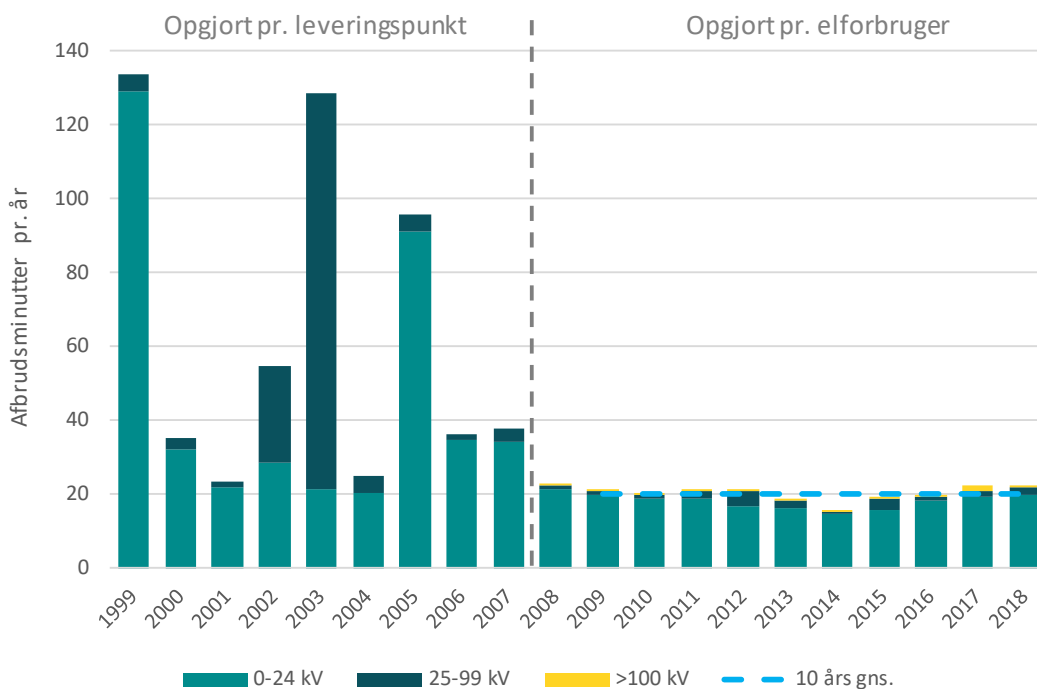
1581 1.1 Afbrudsstatistik for Danmark

1582 I 2018 var der 22 minutters afbrud, hvilket er det samme som i 2017. Danskerne havde således i gennemsnit el i 99,996
1583 pct. af tiden. 2018 var derfor endnu et år, hvor danske elforbrugere har haft en af Europas højeste sikkerheder for leve-
1584 ring af el.

1585

1586 Afbrud i det danske elsystem opgøres i Elselskabernes Fejl- og Afbrudsstatistik (ELFAS). Afbrudsstatistikken viser, hvor
1587 ofte den gennemsnitlige elforbruger har oplevet afbrud. Det betyder, at nogle elforbrugere har oplevet flere afbrud,
1588 mens andre ikke har oplevet afbrud.

1589



1590

1591

1592

1593

1594

1595

1596

1597

1598

1599

1600

1601

1602

1603

1604

1605

1606

1607

1608

1609

1610

1611

1612

1613

1614

1615

1616

Figur 2 Afbrudsstatistik for Danmark, 1999-2018. Perioden 1999-2007 er opgjort pr. leveringspunkt (fiktivt punkt i 10 kV-nettet) og perioden 2008-2018 er opgjort pr. elforbruger. Kilde: Elselskabernes Fejl- og Afbrudsstatistik, Dansk Energi.

Note (til ovenstående billede): Figuren illustrerer det gennemsnitlige antal minutter pr. elforbruger pr. år i Danmark, hvor der ikke kunne leveres el. Manglende effekttilstrækkelighed og IT-sikkerhed har historisk set ikke været årsag til afbrud af elforbrugere i Danmark. Historisk skyldes fejl i eldistributionsnettene primært manglende nettilstrækkelighed, mens det for eltransmissionsnettet skyldes manglende robusthed. Som noget nyt overgår Energinet til at benytte afbrudsstatistikken opgjort pr. kunde (som er opgjort siden 2008). I gennemsnit er afbrudsminutter opgjort pr. leveringspunkt ca. 2 minutter højere end afbrudsminutterne opgjort pr. elforbruger, hvilket skyldes en højere opløsning i datagrundlaget.

Frem til 2008 er afbrudsstatikken opdelt på spændingsniveauerne 0-24 kV og 25-99 kV, hvor afbrud på eltransmissionsnettet indgår i statistikken for 25-99 kV. Fra og med 2008 fremgår afbrud i eltransmissionsnettet selvstændigt i kategorien >100 kV.

Bortset fra særlige hændelser, som en procedurefejl i det vstdanske eltransmissionsnet i 2002 og en fejl i det svenske elnet i 2003, er det generelle billede, at langt størstedelen af afbrudsminutterne skyldes hændelser i eldistributionsnettene. Selv om Energinet arbejder målrettet for at undgå fejl som disse ved blandt andet at implementere nye arbejdsgange i kontrolcenteret og samarbejde med nabo-TSO'er, vil det grundet det store antal mulige kombinationer af fejl ikke være muligt, at udelukke at lignende afbrud kan ske igen. De bagvedliggende årsager til det høje antal afbrudsminutter i 1999 og 2005 var henholdsvis orkan og storm.

Der er ca. 20-30 afbrudsminutter pr. år i eldistributionsnettene. Grundet kabellægning af eldistributionsnettene har antallet af afbrudsminutter ved fejl i eldistributionsnettene været faldende.

Det gennemsnitlige afbrudsniveau bør derfor ses over en længere årrække.

Gennemsnitligt antal afbrudsminutter over:				
	5 år	10 år	15 år	20 år
0-24 kV	18	18	25	31
25-99 kV	1	2	4	10
>100 kV	0,6	0,4	-	-
Total	20	20	29	41

1617 *Tabel 6 Gennemsnitligt antal afbrudsminutter over de seneste 5, 10, 15 og 20 år. Frem til 2008 indgår afbrud i el-*
 1618 *transmissionsnettet i statistikken for 25-99 kV, hvorfor tal for spændingsniveauet >100 kV ikke indgår med 15*
 1619 *og 20 års gennemsnit. Kilde: Elsekskabernes Fejl- og Afbrudsstatistik, Dansk Energi.*

1620

1621 1.1.1 Afbrud i eltransmissionsnettet

1622 Ud af de 22 minutters samlede afbrud i elforsyningen i 2018 var Energinet ansvarlig for ca. 11 sekunders afbrud grundet
 1623 tre driftsforstyrrelser i eltransmissionsnettet og tre driftsforstyrrelser på øer, hvor Energinet har reserveforsyningspligt.

1624 De 11 afbrudssekunder svarer til en sikkerhed for levering af el på 99,9999 pct.

1625

1626 Afbruddene skyldes overvejende procedurefejl og fejlindstillinger i komponenter.

1627

Dato	Antal forbrugere	Afbrudt tid (min)	Fejltype	Afbrudssekunder (sek.)
8/5	~300 (Anholt)	58	Fejl i station	0,2
18/6	~400 (Anholt)	20	Procedurefejl	0,1
5/9	~1 (Banedanmark i Fredericia)	1	Fejl i station	0,1
16/10	~400 (Anholt)	77	Fejlindstilling	0,2
27/10	~22.000 (Struer)	2	Fejlindstilling	0,2
17/12	~25.000 (Holstebro)	15	Fejlindstilling	10
Total				~11 sek.

1628 *Tabel 7 Opgørelse over afbrud i 2018, som Energinet er ansvarlig for, angivet med fejltype og påvirkning.*

Afbruddene på Anholt (den 8. maj, den 18. juni og den 16. oktober)

Grundet de tre afbrud på Anholt, som skyldtes udfald af Energinets filter på kablet til Anholt, har Energinet Eltransmission omprogrammeret filtret, så selv om det skulle falde ud, vil der fortsat være sikret forsyning til øen. Der kan dog opstå situationer med udfordret spændingskvalitet på øen.

Den 5. september: Afbrud ved Fredericia

En overspændingsafleder havarede på station Ryttergården nord for Fredericia, hvorved transformeren på stationen udkoblede korrekt. Forsyningen blev automatisk reetableret inden for ca. 1 minut. Foreløbige analyser indikerer, at fejlen var aldersrelateret, da overspændingsaflederen havde været i drift i ca. 30 år. Energinet Eltransmission har efterfølgende undersøgt, om der er andre komponenter af samme type, som bør udskiftes.

Den 27. oktober: Afbrud ved Struer

En transformer udkoblede på Energinets 150 kV-station ved Struer. Årsagen til fejlen var en indstillingsfejl i et relæ, som siden er blevet rekonfigureret.

17. december: Afbrud ved Holstebro

En fejl på Energinets station Idomlund ved Holstebro medførte, at elforbrugerne i lokalområdet var uden strøm i ca. 15 minutter. Fejlen skete under test af en ny komponent på stationen og skyldtes fejlindstilling i Energinets elektronik til den nye komponent. Energinet Eltransmission vil i den kommende tid have fokus på sine indstillinger i komponenternes beskyttelse. Denne hændelse har givet flest afbrudssekunder i eltransmissionsnettet i 2018.

1629

1630

2018 sammenlignet med tidligere år

1631

1632

1633

1634

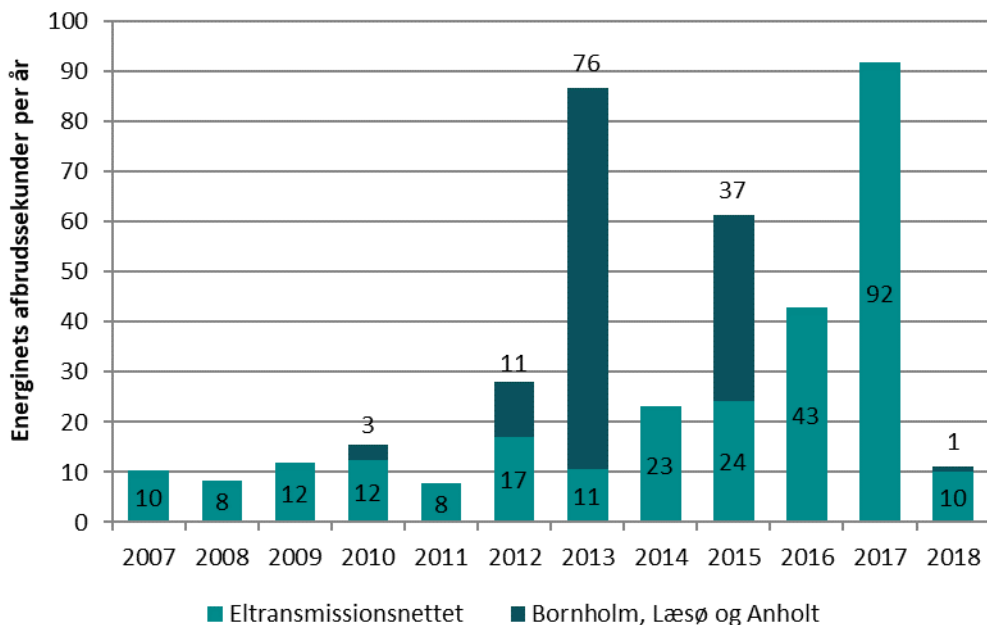
1635

1636

1637

Energinet havde ca. 11 afbrudssekunder i 2018 sammenlignet med 92 afbrudssekunder i 2017 (se Figur 19). En væsentlig årsag til det lave antal afbrudssekunder er Energinet Eltransmissions fokus på at forebygge procedurefejl fra 2017, samt at afbruddene i 2018 generelt har påvirket få elforbrugere i forhold til afbruddene i 2017.

Der er stor forskel på, om der afbrydes områder med stort eller lille elforbrug. Eksempelvis var hele Anholt uden strøm i sammenlagt 155 minutter, hvilket forbrugsvægtet gav ca. et halvt afbrudssekund, mens et enkelt afbrud i København i 2017 med en varighed på 25 minutter medførte ca. 34 afbrudssekunder.



1638

1639

1640

1641

1642

Figur 19 Energinets afbrudssekunder siden 2007. Afbrud på Bornholm, Læsø og Anholt indgår, da Energinet har reservedforsyningspligt til øerne (dog kun ved afbrud som ikke skyldes lokalt distributionsnet).

Driftsforstyrrelser, nærvæd-hændelser og afbrud

Udtrykket *hændelser* dækker over driftsforstyrrelser, nærvæd-hændelser og afbrud.

Udtrykket *driftsforstyrrelse* dækker over, at fejl i elnettet får mindst én komponent til at falde ud og derved påvirker driften af elsystemet. Driftsforstyrrelser fører ikke nødvendigvis til afbrud af elforbrugere.

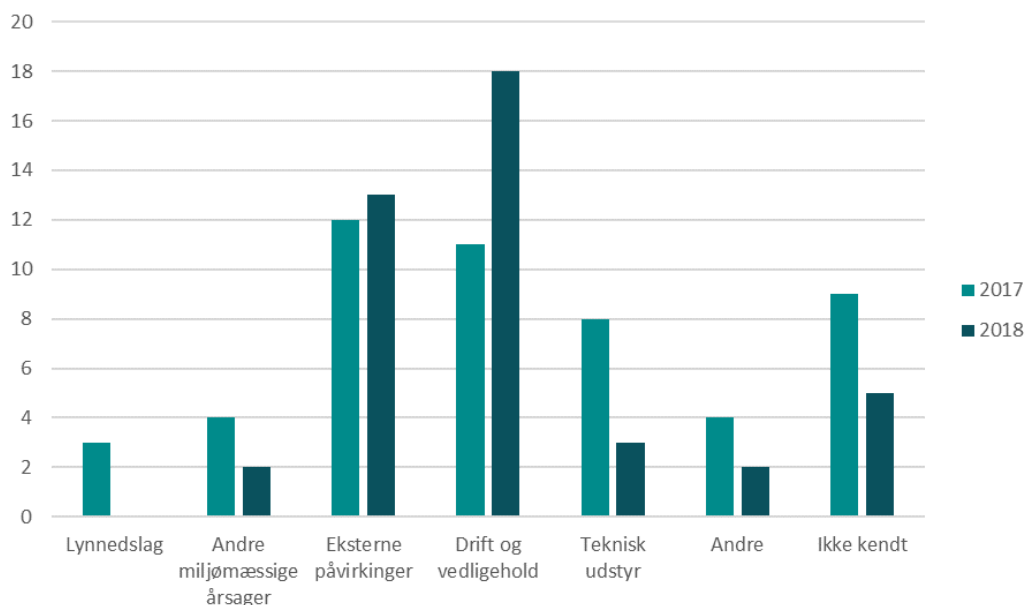
Nærvæd-hændelser er situationer, der var tæt på at have væsentlige konsekvenser for enten elsystemet, personsikkerhed eller forbrugernes levering af el.

Afbrud dækker over situationer, hvor elforbrugere ikke får den el, som de efterspørger.

1643

1644 1.2 Hændelser i eltransmissionsnettet

1645 Hændelser med betydning for elforsyningsikkerheden kan ske på både elmarkeds-, system-, IT- og komponentniveau.



1646

1647 *Figur 20 Illustration af antal fejl i vekselstrømsnettet (HVAC), søjlen 'Drift og vedligehold' omfatter procedurefejl. Kilde:*
 1648 *DISTAC, Nordic and Baltic Grid Disturbance Statistics 2018.*

1649

1650 I 2018 var der 43 driftsforstyrrelser i det danske net på spændingsniveauet over 100 kV, og til sammenligning var der 53
 1651 driftsforstyrrelser i 2017. 10-årsgennemsnittet fra 2009 til 2018 var på 55. Antallet af driftsforstyrrelser i eltransmissi-
 1652 onsnettet, der forårsagede afbrud af elforbrugere, var tre i 2018. Til sammenligning var der fire i 2017.

1653

1654 **Effekttilstrækkelighed**

1655 I 2018 var der ingen hændelser relateret til manglende effekttilstrækkelighed i det danske elsystem. Som det har været
 1656 tendensen historisk set, var der således ingen elmarkedsrelaterede mangelsituationer i 2018, som førte til manglende
 1657 priskryds.

1658

1659 **Brug af brownout**

1660 Der har ikke været behov for kontrolleret afkobling af elforbrugere i 2018 for at håndtere pressede driftssituationer.

1661 **Driftsstatus**

1662 Energinets kontrolcenter opererer med tre forskellige former for driftssta-
1663 tus: *normaldrift*, *skærpet drift* og *nøddrift*.

1664

1665 Langt størstedelen af tiden drives elsystemet i normaldrift. I 2018 er der
1666 registreret skærpet drift to gange.

1667

1668 Den ene skete den 23. januar, da et kabel mellem København og det re-
1669 sterende Sjælland faldt ud og udfordrede elforsyningsikkerheden i Kø-
1670 benhavn. Problemet blev løst på kort tid, og blandt andet opregulering af
1671 Amagerværket blok 3 samt en hurtig fejlfinding sikrede, at der ikke skete
1672 afbrydelse af elforbrugere i den mellemliggende periode. Omkostningerne til
1673 specialregulering under situationen var knap 600.000 DKK.

1674

1675 Den anden situation med skærpet drift i 2018 var under branden i station
1676 Hovegård, som beskrives separat senere. For perioden var omkostning-
1677 erne til specialregulering knap 1,3 mio. DKK.

1678

1679 Nøddrift meldes yderst sjældent, og der har ikke været meldt nøddrift i
1680 2018.

1681

1682 **1.2.1 Væsentlige hændelser i eltransmissionsnettet**

1683 Til trods for de lave afbrudssekunder i eltransmissionsnettet i 2018 oplevede Energinet flere væsentlige driftsforstyrrel-
1684 ser og nærved-hændelser, som kunne have ført til store afbrydelse af elforbrugere.

1685

Dato	Hændelse	Type
23/1	Skærpet drift i København som følge af fejl på kabel	Komponentfejl
7-8/3	Massivt IT-nedbrud medførte mistet adgang til driftssystemer	Softwarefejl
23/3	Stor kortslutning ved Fredericia medførte udfald af flere kraftværker	Komponentfejl
3/7	Kabel til Sverige (Øresundsforbindelsen) blev revet over	Tredjepartsfejl
13/7	Brand i komponent vest for København (station Hovegård) ledte til presset elforsyningsituation og skærpet drift i Østdanmark	Komponentfejl
21/10	Afbryder havarede nord for Aalborg	Ikke afklaret
11/11	Afbryder havarede vest for Aarhus	Ikke afklaret
2/12	Afbryder havarede syd for Aalborg	Ikke afklaret

1686 *Tabel 8 Væsentlige hændelser i Energinet for elforsyningsikkerheden i 2018.*

1687

1688 **Den 7.-8. marts: IT-nedbrud**

1689 Et massivt IT-nedbrud hos Energinet medførte, at Energinet måtte erklære alert state til de andre europæiske TSO'er og
1690 suspendere intraday-markedet over grænsen natten over. Nedbruddet medførte, at KontrolCenter El mistede adgang til
1691 mange driftssystemer, og det havde en stor indvirkning på driften af elsystemet. Fejlen blev lokaliseret til en software-
1692 fejl i et enkelt IT-system. SCADA-systemet, der som det mest kritiske driftssystem overvåger og styrer elnettet, funge-
1693 rede under hele hændelsen.

Driftsstatustyper

I *normaldrift* er driften af elsystemet karakteriseret ved at følge de almindelige driftsbetingelser, herunder at elsystemet kan klare et udfald af en vilkårlig enhed (N-1 princippet).

Hvis hændelser i elsystemet betyder, at normaldriften trues, og at der er risiko for usikker drift, overgår driftssituationen til *skærpet drift*. I skærpet drift kan elmarkedet suspenderes, og Energinet kan tage alle handlemuligheder i brug for at sikre elforsyningen.

Ved ustabil drift og samtidige lokale/regionale afbrydelser ændres driftssituationen til *nøddrift*. I nøddrift tilkaldes Energinet ekstra mandskab til bemanding af krisestab og gør klar til at håndtere længerevarende driftsforstyrrelser.

1694 Situationen blev klaret uden store fejl eller ubalancer i elnettet eller afbrud af elforbrugere. En stor medvirkende faktor,
1695 til at hændelsen blev begrænset i omfang, var en meget stabil driftssituation med få udetider i væsentlige dele af elnet-
1696 tet, mange centrale kraftværker i drift og en stabil vindproduktion.
1697

Brand i reaktor på station Hovegård den 13. juli 2018

Den nærværd-hændelse, som potentielt kunne have haft den største konsekvens for elforsyningsikkerheden i 2018, var en brand på station Hovegård og den efterfølgende driftssituation.

Ved 17-tiden den 13. juli 2018 brød en komponent i brand på Energinets station Hovegård. Hovegård ligger ved Smørum vest for København. Komponenten, som brød i brand, var kabeltilslutningen til en reaktor. En reaktor er, til trods for navnet, ikke en elproducerende enhed, men derimod en komponent til balancering af reaktiv effekt i fx kabler, og den anvendes til spændingsregulering.

Hovegård er en kritisk station: Elektrisk forbinder den Nordsjælland med Sverige og herfra resten af Østdanmark. Derudover er stationen én af to primære stationer, som kan lede el ind til København. Den er ligeledes tilslutningspunkt for Kyndbyværket, som leverer visse reserver og kan starte eltransmissionsnettet i Østdanmark efter black-out.

Reaktoren var tilsluttet linjen ind til København, og da kabeltilslutningen til reaktoren brød i brand, udkoblede denne linje. Som følge heraf blev der udmeldt skærpet drift i Østdanmark. Amagerværket blok 3 blev beordret til at producere mere el for at sikre forsyningen af København. Kyndbyværket blok 22 blev beordret i drift til at sikre forsyning af det resterende Østdanmark. For at kunne håndtere en eventuelt efterfølgende fejl (N-1 princippet) var det ligeledes nødvendigt at begrænse alle udlandsforbindelserne til Østdanmark i vidt omfang.

Sikkerhedsmæssigt kunne brandslukningen ikke påbegyndes, før alle 400 kV-linjer til og fra station Hovegård var blevet udkoblet og jordet. Slukningen af branden kunne derfor først påbegyndes fra kl. 20, og ved 22-tiden var branden slukket. Herefter kunne 400 kV-linjerne til og fra Hovegård igen indkobles. Station Hovegård var tilbage i normal drift omkring kl. 01 den 14. juli 2018. Linjen mellem København og Hovegård kunne dog ikke genindkobles, da reaktoren var en integreret del af linjen.

Hændelsen, inklusive dens følgefejl, ligger ud over de dimensioneringskriterier, som Energinet anvender, da disse dimensioneringskriterier ikke tager højde for flere samtidige fejl. Selv om elforsyningsikkerheden var meget presset i timerne, hvor 400 kV-forbindelserne i station Hovegård var udkoblede, førte det ikke til afbrud af elforbrugere. Sommerperiodens lave elforbrug og muligheden for hurtig opregulering af Amagerværket blok 3 var medvirkende faktorer til, at ingen elforbrugere blev afbrudt.

1698

1699

1700

1701

1702

1703

1704

1705

1706

Den 23. marts: Udfald af flere kraftværker ved driftsforstyrrelse i transmissionsnet

Ved manuel udkobling af en reaktor (passiv spændingsregulerende enhed) på station Landerupgård vest for Fredericia skete en kortslutning, som medførte, at spændingen i elnettet faldt i nogle få millisekunder. Det burde ikke have påvirket elnettets komponenter eller ført til udfald af kraftværker, men to centrale kraftværker, en 400 kV-linje og mindst seks decentrale anlæg kobledes af elnettet. Der skete ingen afbrud af elforbrugere. Årsagen til udkoblingen af reaktoren var fejlindstillinger, som Energinet herefter har rekonfigureret.

1707 **Afbryderhavarier (den 21. oktober, den 11. november og den 2. december)**

1708 I efteråret har Energinet oplevet tre havarier af samme slags afbrydere. Årsagerne til havarierne undersøges fortsat
1709 med leverandørerne. Energinet har gennemgået alle resterende tilsvarende afbrydere og indsat ekstra beskyttelse, for
1710 at risiko for havari sænkes samt skærpet adgang på stationer med lignende afbrydere for at minimere risikoen for per-
1711 sonskade. Havarierne har ikke haft indflydelse på driften af elnettet eller elforsyningsikkerheden.

1712

1713 **1.2.2 Beredskabshændelser**

1714 Beredskabshændelser i det danske elsystem er sjældne. Elsystemets robusthed sikrer, at Energinets kontrolcenter kan
1715 håndtere de fleste driftsforstyrrelser, uden at disse eskaleres til beredskabshændelser. I 2018 var det nødvendigt at ak-
1716 tivere væsentlige dele af Energinets beredskab under branden i station Hovegård.

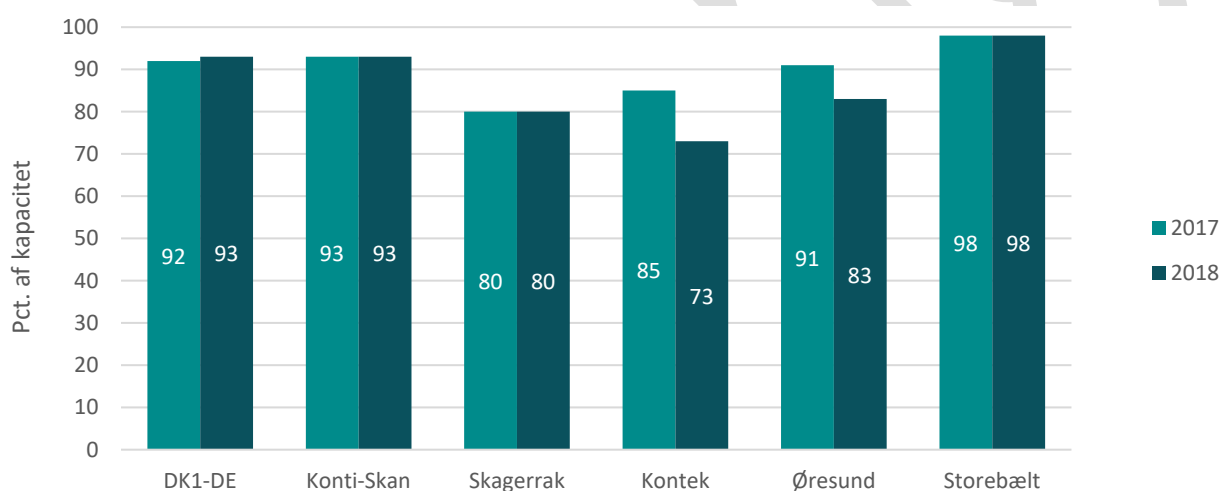
1717

1718 **1.3 Rådigheder**

1719 **Handelsforbindelser**

1720 I 2018 faldt den tilgængelige importkapacitet sammenlignet med 2017. I forhold til elforsyningsikkerhed er importka-
1721 paciteten afgørende, fordi importkapaciteten indikerer, hvor meget el der kan blive overført til Danmark. Den tilgænge-
1722 lige kapacitet afspejler ikke behovet for modhandel i driftstimen grundet begrænsninger i eltransmissionsnettet.

1723



1724

1725 *Figur 21 Gennemsnitlig importkapacitet for 2017 og 2018. Kilde: Energinets Markedsdata.*

1726

1727 Forbindelserne Skagerrak, Øresund og Kontek havde i 2018 samme eller lavere gennemsnitlig importkapacitet end i
1728 2017. Alle tre forbindelser oplevede fejl i løbet af 2018, hvilket har forårsaget udetid på forbindelserne.

1729

1730 **Central elproduktionskapacitet**

1731 Den gennemsnitlige rådighed på den centrale elproduktionskapacitet i Danmark var markant lavere end tidligere års
1732 niveauer. Rådigheden var i 2018 på gennemsnitlig 68 pct.¹⁵ Til sammenligning var den på 80 pct. i 2017 og 73 pct. i
1733 2016. Når rådigheden ikke er på 100 pct., skyldes det hovedsageligt revisioner og havarier. I 2018 var der flere længere-
1734 varende revisioner og havarier.

1735

¹⁵ Kilde: ENTSO-E Transparency Platform.

1736 1.4 Omkostninger til systemydelse

1737 Systemydelse er et samlet begreb for de elproduktions- og elforbrugsressourcer, som anvendes til at opretholde balan-
1738 cenen og stabiliteten i elsystemet. Energinet indkøber systemydelse, som kan aktiveres automatisk eller manuelt i driftsti-
1739 men. Systemydelse består af reserver, regulerkraft, systembærende egenskaber og øvrige systemydelse som fx
1740 blackstart.

1741

1742 Energinet har i 2014 til 2018 årligt købt systemydelse for mellem ca. 600 og 800 mio. DKK. Der skete en stigning i om-
1743 kostningerne på ca. 180 mio. DKK fra 2017 til 2018.

1744

1745 Den største ændring fra 2017 til 2018 er, at omkostningerne til øvrige systemydelse er steget med ca. 80 mio. DKK. En
1746 af grundene bag stigningen skyldes den enkeltstående og længerevarende situation omkring København, hvor Energi-
1747 net betalte Amagerværket blok 3 for at være i kontinuert drift. Situationen i København beskrives i Appendiks C om Net-
1748 tilstrækkelighed.

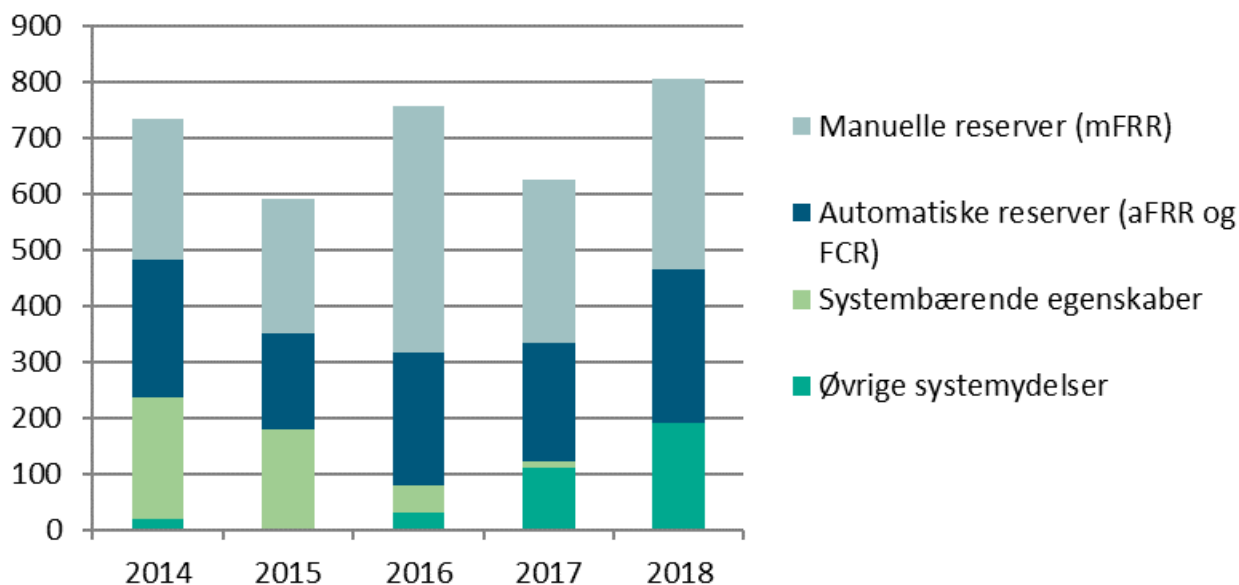
1749

1750 Øvrige systemydelse dækker desuden over sikring af blackstart og effekttilstrækkelighed. En længerevarende beor-
1751 dring af Kyndbyværket blok 21 blev afsluttet i 2018, men bidrager stadig væsentligt til, at denne post er stor i 2018.

1752

1753 Stigning på resterende poster kan i høj grad tilskrives generelt højere priser på reserver. I perioden har der været sti-
1754 gende priser på spotmarkedet day-ahead, og det smitter sædvanligvis af på systemydelsesmarkederne.

Mio. DKK



1755

1756 *Figur 22 Omkostninger til systemydelse.*

1757 Omkostningerne til indkøb af systembærende egenskaber er faldet fra 10 mio. DKK i 2017 til 0 mio. DKK i 2018. Det skal
1758 ses i forlængelse af et fald fra 2016 til 2017 på 38 mio. DKK. Over tre år er omkostningerne til systembærende egenska-
1759 ber altså reduceret fra næsten 180 mio. DKK til nul.

1760

1761 Det store fald skyldes primært, at elsystemet er mere robust end tidligere antaget, samtidig med at Energinet driver
1762 elnettet mere situationsspecifikt samt har udbygget nettet med synkronkompensatorer og implementeret automatik i

1763 eksisterende komponenter i elnettet. Det lokale behov for systembærende egenskaber ved udfald og revisioner anses
 1764 for uændret.
 1765

Omkostninger til systembærende egenskaber (mio. DKK)				
	2015	2016	2017	2018
PLANLAGT:				
Markedskontrakter:	171	18	2	0
Beordret efter <i>Lov om elforsyning</i>:	0	30	8	0
IKKE PLANLAGT:				
Beordret efter <i>Lov om elforsyning</i>:	6	0	0	0
Indkøb af systembærende egenskaber i alt:	177	48	10	0
Omkostninger til synkronkompensatorer	54	54	57	57
Samlede omkostninger til systembærende egenskaber:	231	102	67	57

1766 *Tabel 9 Omkostninger til systembærende egenskaber.*

1767 *Note: Beløbet til synkronkompensatorer omfatter drift og vedligehold, elforbrug, afskrivning og finansiering.*

1768
 1769 Ikkeplanlagte beordringer, hvor Energinet med meget kort
 1770 varsel må gøre brug af *Lov om elforsynings* mulighed for be-
 1771 ordring, har ikke været foretaget i 2018, og kan forventes
 1772 også at holdes på et minimum i fremtiden.

1773
 1774 Som en del af udfordringen med indpasning af vedvarende
 1775 energi på Lolland grundet interne flaskehalse (manglende
 1776 nettilstrækkelighed) beløber omkostningen for Energinet i
 1777 2018 til nedregulering af vindmølleproduktion i området sig
 1778 til ca. 4,5 mio. DKK.

1779 1.4.1 Beordringer i 2018

1781 Energinet har i 2018 foretaget to nye beordringer, som
 1782 begge også er afsluttet i 2018. Det er dog uklart, om den
 1783 ene kan kvalificeres som en beordring. Derudover var to be-
 1784 ordringer fortsat fra 2017, hvoraf den ene er afsluttet.

1785
 1786 For yderligere information, læs Energinets publikation *Ener-
 1787 ginets anvendelse af beordringer til sikring af elforsyningsikkerheden 2016-2017* eller se aktuelle beordringer på Energi-
 1788 nets hjemmeside¹⁶.
 1789

Hvad er en beordring?

En *beordring* består i, at et elproduktionsanlæg indkøbes af Energinet til at være i drift – eller blot til at være driftsklar – i perioder, der kan variere fra få timer til uger eller måneder.

Energinets hjemmel til at foretage beordringer vil efter vedtagelsen af den nye *Lov om elforsyning* være hjemlet i SO GL, den europæiske netregel for elsystemdrift.

Den nye *Lov om elforsyning* giver tillige bedre mulighed for at undgå beordringer, idet man kan gennemføre et udbud, hvor kun én aktør byder ind. I disse tilfælde betales byderen en reguleret pris.

¹⁶ Se mere om beordringer på <https://energinet.dk/El/Systemydelse/Beordringer>

Elproduktionsanlæg	Baggrund	Type	Varighed
Kyndbyværket blok 21	Effekttilstrækkelighed: Energinet forventede langvarige perioder med samtidig udetid på centrale kraftværker og 400 kV-forbindelserne mellem DK2 og SE4. Kyndbyværket blok 21 har været beordret til forkortet startvarsel på 8 uger i perioden fra 2016 til februar 2018. I 2018 varede beordringen dermed fra januar til februar.	Forkortet startvarsel	1.146 timer
Avedøreværket blok 2	Ørsted ansøgte om 72 timers startvarsel på Avedøreværket blok 2 i dele af juni og juli 2018, hvilket Energinet godkendte. Energinets sagsbehandling tog dog længere tid end Ørsted A/S' varsel på få dage. Det er uafklaret, om perioden mellem startdato for ønsket startvarsel og Energinets svar klassificeres som en beordring.	Forkortet startvarsel	Hvis den klassificeres som en beordring, varede den 240 timer
Studstrupværket blok 3	Ørsted A/S ansøgte om 72 timers startvarsel ad 2 omgange for henholdsvis juni 2018 og august 2018. Blokken er blackstart-enhed i DK1, og 72 timers startvarsel er uacceptabelt for at starte op efter blackout. Energinet afviste derfor Ørsted A/S' ansøgning. Energinet lavede tilsvarende afvisning i sommeren 2017.	Forkortet startvarsel	1.368 timer
Amagerværket blok 3	Amagerværket blok 3 var beordret i kontinuert drift i hele 2018. Beordringen startede allerede i 2017.	I drift	6.474 timer (foreløbig opgørelse)

1790 *Tabel 10 Beordringer i 2018.*

1791

1792 1.4.2 Håndtering af revisionsansøgninger og afvikling af værker

1793 Energinet Elsystemansvar koordinerer og udarbejder årligt en revisionsplan på vegne af Energinet. Revisionsplanen sik-
1794 rer, at udetid koordineres på tværs af aktører. Revisionsplanen bliver lagt for centrale kraftværker, handelsforbindelser,
1795 Energinet Eltransmissions projekter samt vedligeholdsarbejder på baggrund af deres indmeldinger. Når revisionsplanen
1796 er godkendt, kan Energinet ikke afvige herfra uden at kompensere de berørte aktører. I 2018 har Energinet ikke aflyst
1797 revisioner planlagt i revisionsplanen.

1798

1799 Energinet vurderer alle ønsker til revisionsperioder fra aktørerne i forhold til effektbalancen og netsituationen i Vest- og
1800 Østdanmark og områderne samlet. Hvis det vurderes nødvendigt, må aktørernes revisionsplaner justeres. Flere af aktø-
1801 rernes ønskede revisionsperioder for 2019 har Energinet ikke kunnet imødekomme. Justering af disse revisionsperioder
1802 er sket igennem en dialog mellem aktørerne og Energinet.

1803

1804 Der har i 2018 været flere ansøgninger om ændringer af driftstilstanden for de centrale kraftværker. Disse omfatter
1805 blandt andet lukninger og forlængede startvarsler. I hver enkelt situation har Energinet vurderet de elforsyningsikker-
1806 hedsmæssige konsekvenser.

1807

1808 I nogle få tilfælde har Energinet vurderet, at ændringen ville betyde en uacceptabel forringelse af elforsyningsikkerheden
1809 og har derfor ikke kunne givet tilladelse til ændringen. Dette vil også fremgå af Energinets beordringer.
1810
1811

Høring

1812 2. Appendiks B Effekttilstrækkelighed

1813 Specielt i den østlige del af Danmark stiger risikoen for, at udbuddet af el ikke kan møde efterspørgslen over de næste
1814 10 år. Men selv om Energinets analyser viser, at der er en stigende risiko for enkelte situationer med brownouts over de
1815 næste 10 år, forventes sådanne situationer at være meget sjældne hændelser. Brownout er situationer, hvor der præ-
1816 ventivt og kontrolleret afkobles forbrug lokalt for at undgå et mere omfattende og ukontrolleret blackout.

1817

1818 Energinet arbejder målrettet på at realisere de elmarkedsreformer, der sammen med andre nye initiativer skal sikre
1819 øget fleksibilitet af både elproduktion og -forbrug og dermed nye markedsløsninger til at sikre elforsyningssikkerheden.

1820

1821 Energinet kigger også på konkrete tiltag til at imødegå den østdanske udfordring i tilfælde af, at elmarkedsreformerne
1822 ikke tids nok har den forventede påvirkning, eller effektsituationen udvikler sig værre end forudsætningerne antager.
1823 Energinet vil derfor fortsætte processen for at forberede godkendelsen af en midlertidig strategisk reserve.

1824

1825 2.1 Baggrund for effekttilstrækkelighedsvurderinger

1826 Ifølge *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed*¹⁷ skal Energinet udarbejde en prognose for effekttilstrækkelighe-
1827 den. En prognose er her at sammenligne med en base case og dermed referencen for effekttilstrækkelighedsvurderin-
1828 gerne.

1829

1830 Effekttilstrækkelighed er elsystemets evne til at dække elforbrugernes samlede efterspørgsel. Effekttilstrækkelighed er
1831 tæt koblet til elmarkedet, hvor situationer med manglende effekttilstrækkelighed afspejles i elpriser, som stiger til pris-
1832 loftet i elmarkedet.

1833

1834 Energinet har til dette års redegørelse foretaget tre ændringer, som har betydning for Energinets vurdering af effekttil-
1835 strækkelighed sammenlignet med tidligere års vurderinger.

1836

- 1837 1. Ændring i modellering af udlandet.
- 1838 2. Anvendt nye analyseforudsætninger fra Energistyrelsen.
- 1839 3. Ændring i grundforudsætninger.

1840

1841 Energinet har skiftet til en anden model, modtaget nye analyseforudsætninger fra Energistyrelsen og opdateret grund-
1842 forudsætningerne. De modeltekniske forskelligheder og opdateringer i forudsætningerne betyder, at årets redegørelse
1843 ikke viser samme resultat som tidligere.

1844

1845 Ændringerne i de tre grupper trækker alle effekttilstrækkelighedsberegningerne i samme retning mod en forbedret ef-
1846 fekttilstrækkelighedsvurdering over alle år. Isoleret har ændringen i analyseforudsætningerne fra 2017 til 2018 den
1847 største effekt. Men selv uden ændringen i analyseforudsætningerne ville dette års vurderinger være på omtrent samme
1848 niveau som præsenteret i Tabel 14 og Tabel 15 givet ændringerne i de to andre ændringskategorier (punkt 1 og 3 her-
1849 over), hvis vurderingen var foretaget i den gamle model.

1850

1851 Derfor kan der ikke peges på en enkelt af ændringerne som værende årsag til, at effekttilstrækkelighedsresultaterne
1852 ligger på et andet niveau end i sidste års redegørelse for elforsyningssikkerhed.

1853

1854 Ændringerne i resultater er således hovedsageligt et udtryk for, at Energinet har skiftet model og benytter opdaterede
1855 forudsætninger og ikke et udtryk for, at effekttilstrækkeligheden har ændret sig markant. Modelskiftet kommer som

¹⁷ Bekendtgørelse om ændring af bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v., BEK nr. 1217 af 15/10/2018.

1856 følge af kravene i *bekendtgørelse om systemansvarligvirksomhed*, samt at den nye model bedre modellerer udlandet.
1857 Indførelsen af muligheden for aflastning af elforbrug inden for 15 minutter i Energinets KontrolCenter El medfører en
1858 forbedring af effektilstrækkeligheden. Dette sikrer i høj grad mod, at situationer med effektmangel kan eskalere til
1859 blackouts. Men derudover er den faktiske effektilstrækkelighed uændret. De tre ændringer beskrives i nærmere detal-
1860 jer herunder.

1861

1862 **Ændring i modellering af udlandet**

1863 De fremtidige vurderinger af effektilstrækkeligheden udføres med modellen *Better Investment Decisions (BID)*, som
1864 benytter en detaljeret modellering af udlandet. Energinet har hidtil benyttet modellen *Forsynings sikkerhedsindeks*
1865 (FSI)¹⁸, og det vil således være første gang, at BID-modellens resultater vises i Redegørelse for elforsynings sikkerhed i
1866 dansk kontekst.

1867

1868 Specielt BID's mere detaljerede modellering af udlandet fører til en bedre repræsentation af tilgængeligheden i udlan-
1869 det, og den har vist sig højere end tidligere antaget. Dette medfører alt andet lige en bedre effektilstrækkelighed. Ved
1870 benyttelse af BID har Energinet mulighed for at benytte klimadata fra ENTSO-E's *Pan European Climate Database*. Data-
1871 basen indeholder vind-, sol-, forbrugs- og temperaturprofiler for perioden 1982 til 2015, som Energinet benytter i sine
1872 vurderinger til at give et billede af indflydelse af forskellige klimaår. Anvendelsen af flere klimaår forventes at føre til en
1873 bedre vurdering af effektilstrækkeligheden, fordi år med forskellige kombinationer af elproduktion fra vindmøller og
1874 højt og lavt elforbrug er repræsenteret.

1875

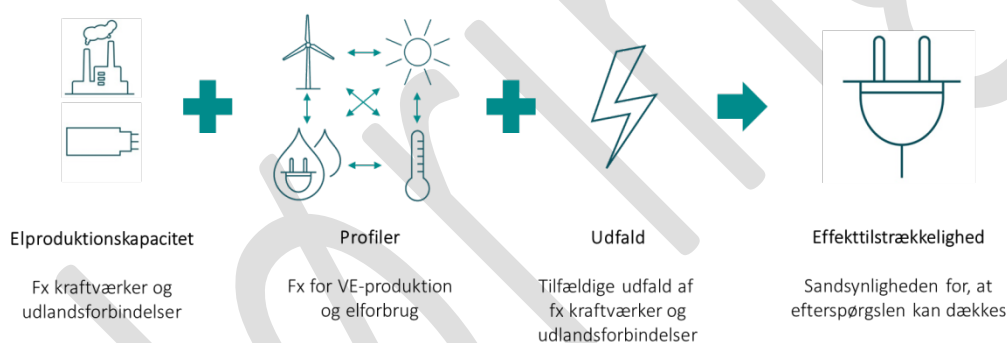
¹⁸ Se [Redegørelse for elforsynings sikkerhed 2018](#) for information om FSI.

1876
1877
1878
1879
1880
1881
1882
1883
1884
1885
1886
1887
1888
1889
1890
1891
1892
1893

BID-modellen

BID er en elmarkedsmodel, der blandt andet kan anvendes til at vurdere effekttilstrækkelighed. Modellen simulerer elmarkedet på tværs af Europa og afspejler således den danske tilknytning til omverdenen. Havarier på kraftværker og udlandsforbindelser er stokastiske elementer. Modellen vurderer effekttilstrækkeligheden i alle de modellerede prisområder og tager dermed højde for, hvordan udlandets effekttilstrækkelighed påvirker den danske. Modellen kan i modsætning til FSI håndtere fleksibelt elforbrug direkte.

BID benyttes i flere andre europæiske TSO'er, herunder de øvrige nordiske samt i ENTSO-E's Midterm Adequacy Forecast (MAF). Dermed får Energinet bedre mulighed for at kunne bruge resultaterne både nationalt og internationalt. Tre af hovedforskellene mellem FSI og BID er, at BID medtager modellering af vandkraft, effektsituationen i hele Europa og kraftværkernes varmebinding. Modelleringen af vandkraft er væsentlig grundet det danske elsystems tætte tilknytning til det nordiske elsystem, som indeholder en stor mængde elproduktion fra vandkraft. FSI er mere simpelt opbygget og modellerer kun udvalgte naboområder. Bedre modellering af udlandet kan betyde både mere og mindre tilgængelig effekt sammenlignet med FSI. Derimod må inkluderingen af kraftværkernes varmebinding forventes at forværre effektsituationen. Begge modeller benytter derudover grundlæggende den samme metode til at vurdere risikoen for effektmangel i elsystemet.



1894
1895
1896
1897
1898
1899
1900
1901

Trods de overordnede metodeligheder mellem FSI og BID er der også modelspecifikke forhold, som gør, at modellerne ikke vil give præcis samme vurdering af effekttilstrækkelighedsniveauet i Danmark.

I forbindelse med Clean Energy Package (CEP) er nationale vurderinger af effekttilstrækkelighed af TSO'er underlagt en række regler. Dette inkluderer blandt andet modellering af prisområder for nærmeste medlemslande, og at modelværktøjet anvendt skal være en markedsmodel. BID er i overensstemmelse med de nedsatte krav, og den forventes derfor at kunne efterleve reglerne fra CEP.

1902
1903
1904
1905
1906
1907
1908
1909
1910
1911
1912
1913

Nye Analyseforudsætningerne til Energinet 2018

De nye *Analyseforudsætninger til Energinet 2018* fra Energistyrelsen påvirker også resultaterne. Forskellene til sidste års analyseforudsætninger er beskrevet i afsnit 4.1. Med en langsommere udfasning af termisk elproduktionskapacitet, lavere elforbrug og hurtigere udbygning af vedvarende energi forventes dette alt andet lige at føre til en bedre effekttilstrækkelighed. Hvis næste års udgave af *Analyseforudsætninger til Energinet* er anderledes, vil det kunne ændre ved resultaterne.

Ændring i grundforudsætningerne

Grundforudsætningerne medfører også, alt andet lige, en bedre forventet effekttilstrækkelighed. Grundforudsætningerne dækker blandt andet over sandsynligheden for udfald på udlandsforbindelser og elproduktionsanlæg, inkluderingen af reserver og driftsinstrukser fra Energinets KontrolCenter El.

1914 En anden vigtig opdatering ligger i inkluderingen af muligheden for aflastning af elforbrug i eldistributionsnettene inden
 1915 for 15 minutter i tilfælde af effektmangel. Denne mulighed blev implementeret i Energinets KontrolCenter El i 2016 og
 1916 betyder, at risikoen for, at en situation med effektmangel kan føre til et blackout, er markant lavere end tidligere. Dette
 1917 er en faktisk forbedring af effekttilstrækkeligheden.

1918

1919 At kunne aflaste elforbrug inden for 15 minutter har også betydet, at Energinet i BID medtager al elproduktionskapaci-
 1920 tet, som indkøbes som mFRR i Danmark. Yderligere elproduktionskapacitet, som indkøbes som reserver i Danmark og
 1921 udlandet, er ikke medtaget.

1922

1923 Blandt andre opdateringer af grundforudsætningerne kan nævnes sandsynlighederne for udfald af udlandsforbindelser
 1924 og elproduktionsanlæg.

1925

1926 Sandsynligheden for udfald på danske udlandsforbindelser er baseret på den tilgængelige importkapacitet til danske
 1927 elprisområder i 2012-2017 i Nord Pools Market Data¹⁹. Sandsynligheden for udfald på handelsforbindelser, som ikke er
 1928 koblet direkte til danske elprisområde, er baseret på indmeldinger for de enkelte landes TSO'er eller standardværdien
 1929 angivet i ENTSO-E's MAF.

1930

(Pct.)	Samlet sandsynlighed for udfald over et år	Revision	Havari	Kilde
HVDC	11 (ca. 40 dage)	5	6	Markedsdata 2012-2017
AC Øresund	8 (ca. 29 dage)	5	3	Markedsdata 2012-2017
AC Tyskland	10 (ca. 37 dage)	6	4	Markedsdata 2012-2017

1931 *Tabel 11 Sandsynlighed for udfald på danske handelsforbindelser angivet i pct. til beregninger af effekttilstrækkelighed.*

1932 Markedsdata er valgt som kilde, da det er den eneste kilde, som kan give den tilgængelige importkapacitet. Den tilgæn-
 1933 gelige kapacitet afspejler ikke behovet for modhandel i driftstimen grundet begrænsninger i eltransmissionsnettet.

1934

1935 Sandsynligheden for udfald på danske elproduktionsanlæg er baseret på forskellige kilder og vist i Tabel 12. Sandsynlig-
 1936 heden for udfald på udenlandske elproduktionsanlæg er baseret på indmeldinger fra de enkelte landes TSO'er til MAF
 1937 eller standardværdien angivet i MAF.

¹⁹ <https://www.nordpoolgroup.com/>

1938

Værkstyper	Samlet sandsynlighed for udfald over et år	Revision	Havari	Kilde
Udtagsværker	24 %	19 %	5 %	Nord Pool UMM
Modtryksværker	24 %	19 %	5 %	Nord Pool UMM
Reserveanlæg	5 %	4 %	1 %	Nord Pool UMM
Decentrale gasturbiner SC	8 %	3 uger (6 %)	2 %	Teknologikatalog
Decentrale gasturbiner CC	7 %	2 uger (4 %)	3 %	Teknologikatalog
Decentrale motorer	5 %	0,8 uger (2 %)	3 %	Teknologikatalog

1939 *Tabel 12 Sandsynligheder for udfald af elproduktionsanlæg i Danmark til beregninger af effektilstrækkelighed.*

1940 De opdaterede sandsynligheder for udfald er således baseret på de seneste års data for udlandsforbindelsers og elpro-
1941 duktionsanlægs faktiske udetider og bedste bud fra *Teknologikataloget*²⁰. Teknologikataloget er benyttet, hvor det ikke
1942 var muligt at anvende kilder til historiske udetider på visse kategorier af elproduktionsanlæg.

1943

1944 2.1.1 Forbrugsfleksibilitet

1945 Energinet forventer, at forbrugsfleksibiliteten vil stige i fremtiden, men måden og mængden er svær at kvantificere.

1946

1947 Forbrugsfleksibilitet omhandler situationer, hvor elforbrugere aktivt tilpasser deres elforbrug til markedssituationen.
1948 Det kan eksempelvis være i forhold til elprisen eller i forhold til CO₂-udledningen. Historisk set har det været elprodukti-
1949 onen, der har tilpasset sig elforbruget, men i et 100 pct. grønt energisystem vil det i fremtiden i højere grad end i dag
1950 være elforbruget, der skal tilpasses udbuddet. Det betyder, at forbrugerne begrænser deres forbrug, hvis der er mangel
1951 på el i systemet og – modsat – at forbrugerne øger deres forbrug, hvis der er et overudbud af el i systemet. Mangel på
1952 el i systemet vil materialisere sig i høje elpriser, mens overudbud af el i systemet vil give meget lave – måske negative –
1953 elpriser.

1954

1955 I dag er omfanget af prisfleksibelt elforbrug overvejende begrænset, når der ses på de få situationer med lavt udbud af
1956 el i forhold til efterspørgslen. Typisk optræder det først i større omfang ved meget høje elpriser, men da der har været
1957 meget få situationer med meget høje elpriser, er grundlaget for at vurdere det faktiske omfang også begrænset.

1958

1959 Det modsatte scenarie, med forbrugere, der er i stand til at øge forbruget ved overudbud, er der dog eksempler på i
1960 forbindelse med fx elkedler, som forbruger el, hvis elprisen er under et vist niveau. Elkedlernes mulighed for at agere
1961 fleksibelt vil dog samtidig afhænge af andre faktorer, som fx alternativprisen for varme eller varmeefterspørgslen.

1962

1963 Det er elmarkedet, som skal sikre rentabiliteten af fleksibelt elforbrug. Således skal elmarkedet være i stand til at drive
1964 nye løsninger frem. Det er Energinets opgave at sikre rammebetingelserne og at sikre, at markedskravene følger med
1965 udviklingen. Energinet skal understøtte udviklingen ved at gøre det muligt for nye idéer og projekter at teste deres
1966 funktionalitet i markedet. Det handler om at gøre elforbrugerne parate til at reagere på markedets prissignaler, både
1967 ved knaphed og ved overskud af el i systemet.

1968

²⁰ [Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme - august 2016 - Opdateret februar 2019](#),

1969 Energinet oplever en stigende interesse fra aktører, der undersøger muligheder ved at gøre deres elforbrug fleksibelt.
1970 Energinet ønsker her at være sparringspartner for disse aktører, som gerne vil være bevidste om deres muligheder og
1971 deltage aktivt i elmarkedet. Energinet opnår gennem disse samarbejder og konkrete pilotprojekter også viden, der ind-
1972 går i den løbende tilpasning af markedsrammerne, så rammerne i højre grad understøtter fleksibelt forbrug.

1973

1974 2.2 Forudsætninger for prognose for effektilstrækkelighed

1975 Til prognosen for effektilstrækkelighed benytter Energinet forudsætninger fra ENTSO-E's udgivelser af
1976 MAF17/TYNDP18 for udlandet. Energinet benytter TYNDP-scenariet "Best Estimate" for årene 2020 og 2025, og scena-
1977 riet "Sustainable Transition" i 2030. Data imellem årene er interpoleret. "Best Estimate"-scenariet bruges af ENTSO-E til
1978 korte og mellemlangsigtede analyser (fx Midterm Adequacy Forecast (MAF)), mens "Sustainable Transition"-scenariet
1979 bliver benyttet til de langsigtede analyser i TYNDP-regi.

1980

1981 Forudsætningerne stammer således fra TSO'erne i de enkelte lande samt mindre justeringer for de nordiske lande, Hol-
1982 land, Tyskland og Storbritannien baseret på deres TSO'ers opdaterede forventninger. Forudsætningerne er kun angivet
1983 for nedslagsårene 2020, 2025 og 2030, hvorfor Energinet har interpoleret udviklingen i elproduktionskapacitet og elfor-
1984 brug i de mellemliggende år med undtagelse af kendte ændringer som fx nationale ønsker om udfasning af kulbaseret
1985 elproduktion. Handelsforbindelser er ligeledes medtaget efter deres forventede idriftsættelsestidspunkt.

1986

1987 Med kravene til årlige beregninger i CEP forventes det på længere sigt nødvendigt for ENTSO-E at indsamle forudsæt-
1988 ninger for de kommende 10 år. På sigt bør interpolation i udlandenes forudsætninger således ikke være nødvendig.

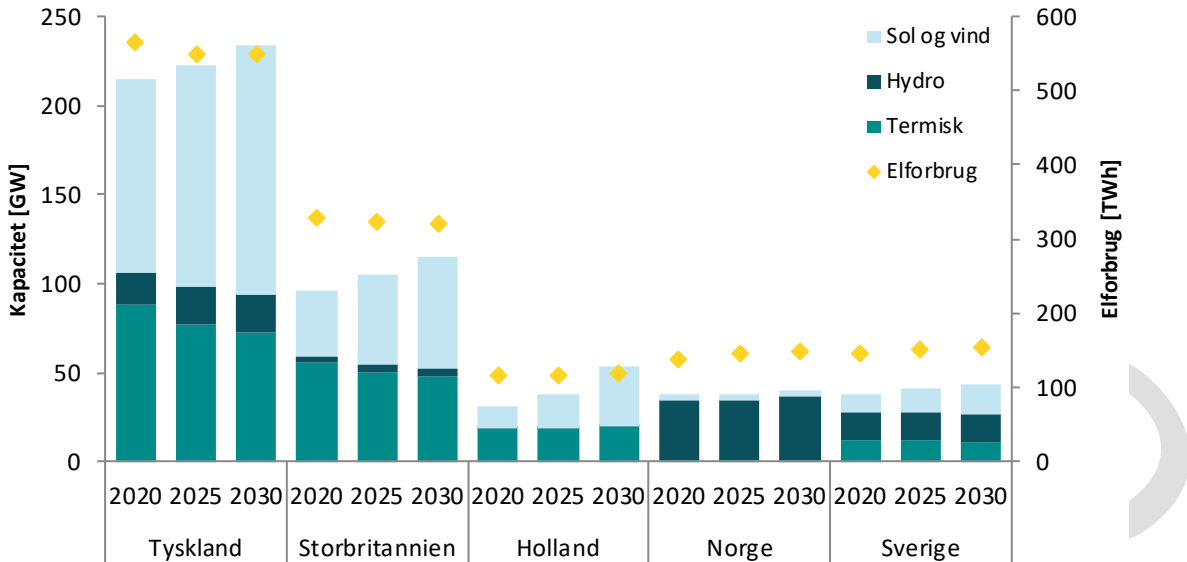
1989

1990 For elproduktionskapaciteter og elforbrug i Danmark benytter Energinet *Analyseforudsætninger til Energinet* fra Energi-
1991 styrelsen. Det overordnede indhold i disse til effektilstrækkelighedsberegninger er beskrevet i afsnit 4.1.

1992 2.2.1 Udviklingen i Danmarks nabolande

1993 I 2030 forventes Danmark at være elektrisk forbundet med Tyskland, Storbritannien, Holland, Norge og Sverige. De nor-
 1994 diske lande er kendetegnet ved store andele af vandkraft, mens kontinentet og Storbritannien er kendetegnet ved store
 1995 andele af termisk kapacitet. Ligesom i Danmark forventes alle lande at få stadig større andele af fluktuerende produktion
 1996 frem mod 2030.

1997



1998

1999 **Tabel 13** Forventet elproduktionskapacitet og årlige elforbrug for Danmarks elektrisk forbundne og kommende for-
 2000 bundne nabolande. Kilde: MAF17/TYNDP18 og input fra Danmarks elektrisk forbundne og kommende for-
 2001 bundne nabolande.

2002

2003 2.3 Prognose for effektilstrækkelighed

2004 Analyser af effektilstrækkeligheden i Danmark frem mod 2030 viser fortsat, at Østdanmark har størst risiko for effekt-
 2005 mangel. Det hænger blandt andet sammen med mindre indenlandsk elproduktionskapacitet samt mindre udvekslings-
 2006 kapacitet i Østdanmark end i Vestdanmark. Risikoen i Vestdanmark er mindre end i Østdanmark for alle år. I 2030 ses
 2007 ca. 4 effektminutter i Vestdanmark, mens der i resterende år ikke ses nogen effektminutter. Årsagen til, at vurderingen
 2008 for Vestdanmark i 2030 giver et resultat større end nul er, at risikoen for effektmangel på kontinentet og i Storbritan-
 2009 nien også er forhøjet. Derfor vil det i flere situationer ikke være muligt for Danmark at importere fra hverken kontinen-
 2010 tet og/eller Storbritannien, selvom forbindelserne hertil er tilgængelige, fordi landene på den anden side af forbindel-
 2011 serne ikke har et overskud af energi at kunne eksportere. Særlig relevant for Danmark er effektsituationen i Tyskland,
 2012 da det er vores stærkest forbundne elektriske nabo. Risikoen for samtidig effektmangel i et større område på tværs af
 2013 lande vurderes således forhøjet i 2030 sammenlignet med i dag.

2014

2015 Risikoen for effektmangel vurderes generelt at være stigende over tid. Dette vurderes primært at hænge sammen med
 2016 den forventede reduktion i termisk elproduktionskapacitet samt højere el- og effektforsøg, som illustreret i Figur 9 og
 2017 Tabel 13. Effektilstrækkelighedsberegningerne er behæftet med stor usikkerhed, da en stor mængde datainput ligger
 2018 til grund for beregningerne. Således er usikkerheden for resultaterne større på længere sigt fx frem mod 2030, da der
 2019 er stor usikkerhed om datainput. Derfor kan resultaterne også ændre sig fra år til år, når inputdata opdateres. Elsystemet
 2020 kan i den periode udvikle sig meget, og derfor kan effektilstrækkeligheden blive udfordret før. Dette beskrives
 2021 nærmere i afsnit 2.5 om følsomheder.

2022 Den specifikke forskel mellem EENS og EUE er, at forbrug ikke præventivt vil afkobles (aflastes) ned til præcise MWh-
 2023 størrelser. I stedet angiver netselskaberne forskellige aflastningstrin, som elforbrug i praksis vil afkobles i. I beregnin-
 2024 gerne af EUE inkluderes disse aflastningstrin, hvorfor forbrug kun kan afkobles i disse størrelser. For Vestdanmark er
 2025 aflastningsstørrelsen sat til 25 MW, mens den i Østdanmark er 35 MW.
 2026

År	Effektminutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (berørte timer/år)	Leveringssikkerhed (pct.)
2020	0	0	0	0,00	~99,9999
2023	0	0	0	0,00	~99,9999
2025	0	0	0	0,00	~99,9999
2027	0	7	8	0,03	~99,9999
2030	4	239	250	0,76	99,9992

2027 *Tabel 14 Resultater for Vestdanmark fra BID-modellen i udvalgte år i perioden 2020-2030 afrundet til nærmeste hele*
 2028 *tal. Definitioner ses i ordforklaringen i Appendiks G. Leveringssikkerhed er baseret på EUE.*

2029

År	Effektminutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (berørte timer/år)	Leveringssikkerhed (pct.)
2020	0	3	3	0,03	~99,9999
2023	0	2	2	0,01	~99,9999
2025	0	2	2	0,01	~99,9999
2027	3	71	78	0,39	99,9995
2030	16	482	503	1,17	99,9969

2030 *Tabel 15 Resultater for Østdanmark fra BID-modellen i udvalgte år i perioden 2020-2030 afrundet til nærmeste hele*
 2031 *tal. Definitioner ses i ordforklaringen i Appendiks G. Leveringssikkerhed er baseret på EUE.*

2032 Effektmanglen opstår typisk, når en vis mængde elproduktionskapacitet er ude af drift, elproduktionen fra vind og sol er
 2033 forholdsvis lav og elforbruget er højt.

2034

2035 Det bør bemærkes, at resultaterne i Tabel 15 er angivet som et gennemsnit for de forskellige klimaår, som Energinet
 2036 benytter. Klimaårene dækker perioden 1982-2015 og indeholder således år med kombinationer af højt og lavt forbrug,
 2037 elproduktion fra vind og sol og temperaturer. Der er således visse år, som viser flere effektminutter, og visse som viser
 2038 færre end angivet i Tabel 15. Eksempelvis viser de fem klimaår med de højeste mængder ikkeleveret el over 80 effekt-
 2039 minutter i 2030 i Østdanmark. Ses der bort fra disse fem år i gennemsnittet, bliver gennemsnittet 4 effektminutter i
 2040 2030 i Østdanmark. Det viser, at effekttilstrækkeligheden kan blive påvirket af forskellige klimaforhold.

2041

2042 Det bør også bemærkes, at effektminutterne i Tabel 14 og Tabel 15 er afrundet til nærmeste hele tal. Dette skyldes, at
 2043 selv om Energinet har simuleret hver time i årene mindst 300 gange, kan der stadig forekomme en vis mængde stoka-
 2044 stisk støj i resultaterne. Dette betyder, at man ikke nødvendigvis får samme resultat, hvis man gentager beregningen. Jo
 2045 flere forskellige klimaår, der benyttes, og jo flere gange et år (fx 2025) gennemregnes, des mindre bliver den stokastiske
 2046 støj. Den relative størrelse af den stokastiske støj er større i elsystemer med sjældne afbrud. Derfor bør man være var-
 2047 som med at overfortolke effektminutterne, især dem med flere decimaler.

2048

2049 Selv om der for visse år angives 0 effektminutter vil risikoen, for at der forekommer effektmangel, derfor fortsat eksistere, da der kan forekomme ekstraordinære hændelser. Ekstraordinære hændelser kan fx være sammenfald af udetider for elproduktionsanlæg og handelsforbindelser. Ligeledes er effektminutterne udtryk for den samlede risiko set hen over hele året. Der kan således være mindre perioder, hvor risikoen er større end årsgennemsnittet.

2053
2054 4 og 16 effektminutter i BID svarer til, at en elforbruger i gennemsnit forventes at få leveret ca. 99,9992 og 99,9969 pct. af den ønskede el. Bemærk, at det forventede antal timer med effektunderskud (LOLE) i modelsimuleringerne er lavt. I Østdanmark i 2030 ses således i gennemsnit én time om året, hvor der kan opleves effektmangel. Effektmangelsituationer er altså meget sjældne hændelser i simuleringerne, men kan forekomme ved flere samtidige udetider. Flere europæiske lande har fastsat grænser for LOLE, og i en række lande er grænseværdien 3 timer pr. år. Fx har Tyskland, Belgien, Frankrig, Storbritannien og Polen anvendt en LOLE grænseværdi på 3 timer pr. år i forbindelse med landenes ansøgning om og godkendelse af kapacitetsmekanismer hos Europa-Kommissionen. Sammenlignet direkte hermed er prognosen for effekttilstrækkeligheden i begge danske landsdele således væsentlig under. Det skal dog bemærkes, at en udenlandsk grænseværdi ikke uden videre kan overføres til dansk standard, og at Clean Energy Package fremover sætter krav om, hvordan LOLE grænseværdien skal fastsættes. Metoden herfor udarbejdes stadig hos ENTSO-E.

2064
2065 Østdanmark er tæt forbundet med Sydsverige, og effekttilstrækkeligheden i Østdanmark påvirkes i høj grad af Øresundsforbindelsen. I 2020 forventes en udskiftning af Øresundsforbindelsens 400 kV-kabler at reducere kapaciteten markant i en til to måneder. Energinet forventer ikke at igangsætte yderligere tiltag for at sikre effekttilstrækkeligheden, medmindre der opstår uventet udetid eller forsinkelser i projektet.

2069
2070 Ifølge *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed*²¹ skal Energinet udarbejde en prognose for effekttilstrækkeligheden for hvert af de kommende 10 år, medmindre det kan begrundes, at effekttilstrækkeligheden ikke ændrer sig væsentligt fra et år til det næste. Da resultaterne frem til 2025 i Tabel 14 og Tabel 15 viser stort set nul, vurderes der ikke at være væsentlige ændringer på kort sigt. For perioden 2025-2030 vurderes resultaterne at være behæftet med større og større usikkerhed, og trenden for effekttilstrækkelighedsvurderingerne afspejles i høj grad af de præsenterede resultater for 2025, 2027 og 2030. De specifikke ændringer, der måtte være fra år til år frem mod 2030, ville vise samme trend uden at give mærkbar ekstra værdi og samtidig give en falsk indikation af præcisionen af resultaterne og ændringer fra år til år.

2078
2079 **Sammenligning med tidligere resultater i FSI**
2080 Energinet vurderer, at resultaterne i dette års redegørelse for elforsyningsikkerhed overordnet er i tråd med tidligere resultater publiceret i redegørelse for elforsyningsikkerhed. Således er indikationen, som beskrevet også i år, at risikoen for mangel på el er størst i Østdanmark, og at denne er stigende fremadrettet.

2083
2084 De nøjagtige resultater vil svinge hvert år grundet opdateringer til forudsætningerne og i år ydermere grundet anvendelse af en anden model. Specielt forventes de tidligere beskrevne forskelle mellem modellerne at medføre ændrede effektminutter.

2088 2.4 Alternativ prognose for effekttilstrækkelighed

2089 Som led i opdateringen af *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed* skal Energinet udarbejde alternative prognoser for effekttilstrækkeligheden, som kan medføre et ændret niveau af elforsyningsikkerhed. Alternativerne skal ledsages af en vurdering af de samfundsøkonomiske konsekvenser og den forventede ændring i transmissionstarif. Yderligere ønskes perspektiveret til VoLL.

²¹ Bekendtgørelse om ændring af bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v., BEK nr. 1217 af 15/10/2018.

2093 Til at beskrive alternative prognoser for effektilstrækkeligheden, som forventes at lede til et ændret niveau af elforsy-
 2094 nings sikkerhed, har Energinet set på to typer tiltag. Den ene type tiltag er udlandsforbindelser, mens det andet er en
 2095 strategisk reserve.

2096

2097 **Alternative prognoser for udlandsforbindelser**

2098 I det følgende er der set på et tiltag, som forventes at kunne lede til et højere niveau af elforsynings sikkerhed og et an-
 2099 det tiltag, der forventes at lede til et lavere niveau af elforsynings sikkerhed.

2100

2101 Tiltaget, som forventes at lede til et højere niveau af elforsynings sikkerhed, er indførelsen af en ny HVDC-forbindelse
 2102 mellem Vest- og Østdanmark på 600 MW.

2103

2104 Tiltaget, som her undersøges med forventningen om at give et lavere niveau af elforsynings sikkerhed, er at undlade at
 2105 reinvestere Kontek-forbindelsen. Kontek er en HVDC-forbindelse på 600 MW, som går mellem Østdanmark og Tyskland.
 2106 Forbindelsen vil i 2030 være ca. 35 år og vil derefter inden for en kortere årrække nå sin tiltænkte levetid. Det undersø-
 2107 ges derfor, hvad det kan betyde for effektilstrækkeligheden under de givne forudsætninger, hvis forbindelsen ikke er i
 2108 drift i 2030. Det bør dog understreges, at det ikke alene er Energinets beslutning at tage forbindelsen ud af drift eller
 2109 reinvestere forbindelsen. Dette skal gøres i samarbejde med den pågældende TSO i det tyske område.

2110

2111 Heri ligger også en af årsagerne til forskellen i den forventede omkostning for en ny elektrisk forbindelse mellem Vest-
 2112 og Østdanmark og den forventede besparelse ved ikke at reinvestere i Kontek. I forbindelse med en ny elektrisk forbin-
 2113 delse mellem Vest- og Østdanmark er Energinet ansvarlig for alle omkostninger til opførelsen, mens i forbindelse med
 2114 en reinvestering af Kontek forventes den anden TSO at stå for halvdelen af omkostningerne. Ydermere forventes det
 2115 nødvendigt at foretage netforstærkninger i Vest- og Østdanmark ved indførelse af en ny elektrisk forbindelse mellem
 2116 Vest- og Østdanmark, da forbindelsen forventes at være i drift samtidig med den nuværende elektriske forbindelse mel-
 2117 lem Vest- og Østdanmark. Derimod vil en reinvestering af Kontek være en erstatning af den nuværende forbindelse.

2118

2119 Resultaterne fra effektilstrækkeligheds vurderingerne for de alternative prognoser for 2030 fremgår af Tabel 16.

2120

Scenarie	Landsdel	Effektminutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (berørte timer/år)	Leverings- sikkerhed (pct.)	Forventet omkost- ning/besparelse (mio. DKK)
Prognose	Vestdanmark	4	239	250	0,76	99,9992	-
	Østdanmark	16	482	503	1,17	99,9969	
Ny elektrisk forbindelse mellem Vest- og Østdanmark	Vestdanmark	4	241	250	0,74	99,9992	ca. +4.500
	Østdanmark	15	429	445	0,99	99,9972	
Ingen Kontek-for- bindelse i drift	Vestdanmark	4	228	238	0,74	99,9992	ca. -1.500
	Østdanmark	17	500	518	1,19	99,9968	

2121 *Tabel 16 Alternative prognoser for effektilstrækkelighed i 2030.*

2122 Resultaterne viser, at etableringen af en ny elektrisk forbindelse mellem Vest- og Østdanmark kun har begrænset betyd-
2123 ning for effekttilstrækkeligheden i 2030. Tidligere resultater fra sidste års beslutningsgrundlag vedrørende sikring af
2124 effektbalancen i Østdanmark viste en større positiv effekt af en Storebælt 2 på effekttilstrækkeligheden i Østdanmark,
2125 baseret på tidligere forudsætninger, som nu er opdaterede, og Energinets tidligere beregningsmodel "FSI", hvor udlan-
2126 dets effektsituation var meget forsimplet modelleret. Energinets beregninger blev også suppleret med eksterne bereg-
2127 ninger og vurderinger fra Ea Energianalyse, som viste en marginal effekt af Storebælt 2 på effekttilstrækkeligheden på
2128 kort sigt (2025), men en større effekt på langt sigt (2040). Dette er med til at understrege den usikkerhed, beregnin-
2129 gerne er behæftet med.

2130
2131 Resultatet uden Kontek i drift i 2030 viser det samme billede som med en Storebælt 2, det vil sige kun en marginal på-
2132 virkning af effektsituationen i Østdanmark.

2133
2134 De umiddelbart overraskende resultater skyldes, at i de fleste situationer, hvor modellen viser manglende effekttil-
2135 strækkelighed i Østdanmark, har både Vestdanmark og Tyskland også en knap effekttilstrækkelighed. I de situationer er
2136 det således ikke muligt at hente el fra naboømråderne, da de oplever samtidig effektknaphed. Det er primært lande på
2137 Kontinentet og Storbritannien, som oplever effektknaphed i 2030 samtidig med Danmark, hvorfor ændringer i udlands-
2138 forbindelser mellem disse lande og områder vil have relativt begrænset betydning for effekttilstrækkeligheden.

2139
2140 Resultaterne underbygger, at effekttilstrækkeligheden i Østdanmark til en vis grad er afhængig af at kunne importere
2141 udenlandsk el på længere sigt, samt at landene omkring os oplever lignende udfordringer.

2142
2143 Det er væsentligt at bemærke, at effekttilstrækkelighedsberegningerne generelt er behæftet med stor usikkerhed, da
2144 en stor mængde datainput og forudsætninger ligger til grund for beregningerne. Specielt på langt sigt i 2030 er der stor
2145 usikkerhed omkring udviklingen, hvilket også vil være tilfældet for resultaterne. Derfor vil resultaterne også ændre sig
2146 fra år til år, når inputdata og forudsætninger opdateres løbende, efterhånden som ny viden indhentes.

2147
2148 **Vurdering af effekttilstrækkeligheden i forhold til en strategisk reserve**

2149 Baseret på prognosen for effekttilstrækkelighed har Energinet vurderet den forventede betydning af en midlertidig stra-
2150 tegisk reserve. Vurderingen baseres på en efterbehandling af prognosen for 2030 beskrevet i det foregående afsnit. Da
2151 vurderingen er en efterbehandling, er det estimerede værdier, som indgår i tabellen, hvilket medfører større usikkerhed
2152 om resultaterne.

2153
2154 Resultaterne illustrerer, at en midlertidig strategisk reserve i 2030 under de nuværende forudsætninger forventes at
2155 medføre en højere elforsyningssikkerhed. Forudsætningerne til grund for prognosen medfører en lav grad af tilgængelig
2156 elproduktionskapacitet i både ind- og udland, når der ses effektmangel i Østdanmark i 2030. Derfor har regulerbar el-
2157 produktionskapacitet i 2030 relativt stor værdi i situationer med effektmangel sammenlignet med udlandsforbindelser.

2158

Scenarie	Landsdel	Effekt- minutter	EENS	EUE	LOLE	Leverings- sikkerhed	Forventet om- kostning ved pris på 300.000 DKK/MW/år
		(min/år)	(MWh/år)	(MWh/år)	(berørte timer/år)	(pct.)	(mio. DKK/år)
Prognose	Østdanmark	16	482	503	1,17	99,9969	-
200 MW	Østdanmark	9	278	-	0,9	99,9982	60
300 MW	Østdanmark	6	196	-	0,7	99,9988	90
400 MW	Østdanmark	4	128	-	0,6	99,9992	120
500 MW	Østdanmark	2	75	-	0,4	99,9995	150
600 MW	Østdanmark	1	42	-	0,3	99,9997	180
700 MW	Østdanmark	1	22	-	0,2	99,9999	210
800 MW	Østdanmark	0	11	-	0,1	99,9999	240

2159 *Tabel 17 Tabellen illustrerer, hvordan effektilstrækkeligheden påvirkes ved indførelse af ekstra regulerbar elprodukti-*
2160 *onskapacitet i Østdanmark i 2030. Da resultaterne i tabellen er efterbehandlinger, er det ikke muligt at be-*
2161 *regne visse værdier.*

2162

2163 Ibrugtagningen af en midlertidig strategisk reserve vil kræve en forudgående godkendelse hos såvel Energistyrelsen
2164 som Europa-Kommissionen. Kapacitetsmekanismer anses for statsstøtte, hvorfor indkøb af en midlertidig strategisk re-
2165 serve kræver en statsstøttegodkendelse af Europa-Kommissionen. Dette indebærer en række konkrete krav som følge
2166 af Clean Energy Package blandt andet omkring design og behov.

2167

2168 Forordningen om nyt elmarkedsdesign fra EU's Clean Energy Package forventes at stille eksplicitte krav til, hvordan en
2169 pålidelighedsstandard skal fastsættes, hvis et EU-medlemsland ønsker indførelse af kapacitetsmekanismer, herunder en
2170 midlertidig strategisk reserve. I denne sammenhæng tolkes pålidelighedsstandarden kun at omhandle effektilstrække-
2171 lighed og at skulle indikere det nødvendige niveau herfor. Pålidelighedsstandarden sætter således krav til, hvor stor ef-
2172 fekttilstrækkelighedsudfordringen skal være, før en midlertidig strategisk reserve kan indkøbes. Ligeledes stilles der krav
2173 til, hvor stor del af udfordringen en midlertidig strategisk reserve må afhjælpe. Det kan derfor ikke forventes, at det er
2174 muligt at afdække risikoen for effektmangel fuldt ud. Metoden til fastlæggelse af pålidelighedsstandarden udarbejdes
2175 stadig hos eltransmissionsvirksomhedernes europæiske samarbejdsorganisation ENTSO-E.

2176

2177 Tyskland, Belgien, Frankrig, Storbritannien og Polen har anvendt en LOLE grænseværdi på 3 timer pr. år i forbindelse
2178 med landenes ansøgning om og godkendelse af kapacitetsmekanismer hos Europa-Kommissionen. Energinets prognose
2179 for effektilstrækkelighed viser henholdsvis 0,76 og 1,17 timer pr. år for Vest- og Østdanmark. Det skal dog bemærkes,
2180 at en udenlandsk grænseværdi ikke uden videre kan overføres til dansk standard, og at Clean Energy Package fremover
2181 sætter krav om, hvordan LOLE grænseværdien skal fastsættes.

2182

2183 Hvis afbrudsminutterne grundet effektmangel for hele Danmark skal reduceres til 5 minutter i 2030, vil det ud fra oven-
2184 stående beregninger være nødvendigt at få yderligere 300 MW elkapacitet indført i det danske elsystem. Dette vil redu-
2185 cere afbrudsminutterne i Østdanmark til 6 minutter, hvilket giver 5 afbrudsminutter på landsplan. Hvis denne ekstra
2186 regulerbare elkapacitet har en omkostning på 300.000 DKK/MW/år, bliver den årlige omkostning i omegnen af 100 mio.

2187 DKK/år. Da hastigheden af udviklingen i effektsituationen er forbundet med stor usikkerhed, hvilket er beskrevet yderli-
2188 gere i afsnit 2.5 herunder, kan behovet for ekstra elkapacitet blive højere end forventet. Energinets nuværende forvent-
2189 ning er, at et accelereret udviklingsforløb kan betyde, at omkostningen for en strategisk reserve kan blive op mod 300
2190 mio. DKK/år. Omkostningen er naturligvis afhængig af indkøbsprisen på det pågældende tidspunkt.

2191

2192 **Betragtninger i forhold til VoLL**

2193 Omkostninger og besparelser af de nævnte tiltag bør ses i forhold til værdien af ikke at få leveret den ønskede el. Da
2194 elforsyningsikkerhed i overvejende grad er et kollektivt gode, bør niveauet af elforsyningsikkerhed teoretisk set fast-
2195 sættes efter det samfundsøkonomiske optimum for alle forbrugergrupper. At fastsætte værdien af ikkeleveret energi er
2196 dog vanskeligt.

2197

2198 På baggrund af DAMVAD-rapporten²² estimeres den forbrugsvægtede gennemsnitsomkostning ved et afbrud på fire
2199 timer til ca. 150 DKK/kWh. Forbrugergrupperne varierer i VoLL og spænder fra 22 DKK/kWh for husholdninger til 276
2200 DKK/kWh for industri. Værdien af VoLL for Danmark er i den europæiske rapport angivet til at være ca. 115 DKK/kWh.

2201

2202 En ny elektrisk forbindelse mellem Vest- og Østdanmark vurderes i beregningerne fra BID at kunne reducere den ikke-
2203 leverede el fra 503 MWh/år for Østdanmark til 445MWh/år. Dette giver en skyggepris for tiltaget på 4.147 DKK/kWh,
2204 når kun forbindelsens værdi for effektilstrækkeligheden medregnes. Nye elforbindelser kan også give andre væsentlige
2205 samfundsøkonomiske gevinster (fx handelsgevinster), som ikke er vurderet og medtaget i beregningen af skyggeprisen.
2206 Derfor kan den beregnede skyggepris ikke bruges til at konkludere, om en ny forbindelse mellem Vest- og Østdanmark
2207 er en samfundsøkonomisk god investering. Ses skyggeprisen direkte op mod de to værdier af VoLL fra den nationale og
2208 den europæiske rapport, vil tiltaget medføre en bedre elforsyningsikkerhed, end disse VoLL-værdier indikerer nødven-
2209 dige, da VoLL-estimerterne er lavere end den beregnede skyggepris. Med en afskrivningsperiode på 40 år vil tiltaget
2210 medføre en stigning i Energinets tarif på ca. 0,76 øre/kWh i 2019-priser i idriftsættelsesåret.

2211

2212 Det skal bemærkes, at hvis risikoen for effektmangel i Østdanmark stiger yderligere i afskrivningsperioden, vil skyggepri-
2213 sen for tiltaget falde. Det skyldes, at det antages, at mængden af ikkeleveret energi i hele afskrivningsperioden svarer til
2214 mængden beregnet for 2030. Hvis mængden af forventet ikkeleveret el stiger efter 2030, vil skyggeprisen derfor blive
2215 mindre. Set over en længere periode kan tiltaget derfor svinge i skyggepris, også afhængigt af hvilke andre tiltag, der
2216 gennemføres.

2217

2218 Uden Kontek-forbindelsen i drift i 2030 vurderes den ikkeleverede el at stige fra 503 MWh/år til 518 MWh/år i Østdan-
2219 mark. Skyggeprisen er 5.314 DKK/kWh, når kun forbindelsens værdi for effektilstrækkeligheden medregnes. Forbindel-
2220 sen giver også andre væsentlige samfundsøkonomiske gevinster som fx handelsgevinster, der ikke er vurderet og med-
2221 taget i beregningen af skyggeprisen. Skyggeprisen kan derfor ikke entydigt bruges til at konkludere, om en reinvestering
2222 i Kontek er en samfundsøkonomisk god idé. Med en afskrivningsperiode på 40 år vil undladt reinvestering i Kontek med-
2223 føre et fald i Energinets tarif på ca. 0,26 øre/kWh i 2019-priser i det første år uden reinvesteringen i drift.

2224

2225 En af faktorerne bag de forholdsvis små ændringer i den ikkeleverede el ved enten etablering af en ekstra udlandsfor-
2226 bindelse mellem Vest- og Østdanmark eller undladt reinvestering i Kontek skal findes i, at udenlandske elprisområder i
2227 mindre grad har overskydende elproduktion i 2030 end i 2020, som det er muligt for Østdanmark at importere, når der
2228 opstår effektmangel.

2229

²² DAMVAD 'Analyse af omkostninger ved afbrydelse af elforsyning' juni 2015

2230 Der bør fortsat tages hensyn til væsentlige usikkerheder i fastsættelsen af en enkelt værdi til at beskrive alle elforbrugere
2231 res omkostning eller til at beskrive den præcise mængde ikkeleverede energi om 10 år.
2232 Ovenstående kan give indtryk af, at etablering af udlandsforbindelser på længere sigt ikke giver mening, men det er ikke
2233 nødvendigvis tilfældet. Samfundsøkonomisk set kan der fortsat være høj værdi i en udlandsforbindelse, selvom værdien
2234 af effektilstrækkeligheden er lille. I denne analyse er den samlede samfundsøkonomiske værdi ikke undersøgt.

2235

2236 En strategisk reserve på 200-400 MW vurderes ud fra efterbehandlingen at kunne reducere den ikkeleverede el for Øst-
2237 danmark med i omegnen af 200-350 MWh/år. Hvis omkostningen for en strategisk reserve er 300.000 DKK/MW pr. år,
2238 bliver skyggeprisen for tiltaget på 273-338 DKK/kWh. En strategisk reserve på 200-400 MW vurderes at medføre en stig-
2239 ning i Energinets tarif på ca. 0,15-0,30 øre/kWh i 2030.

2240

2241 2.5 Følsomheder på effektilstrækkelighed

2242 Udviklingen i elsystemet går meget hurtigt i disse år. Produktionskapaciteten fra vind og sol stiger hurtigt, den termiske
2243 kapacitet falder, og elektrificeringen øger elforbruget. Udviklingen forventes at fortsætte, og tempoet i udviklingen for
2244 både Danmark og vores nabolande er forbundet med stor usikkerhed, da den er drevet af en række forskellige forhold,
2245 som ikke kan forudsiges eller kontrolleres præcist. Herunder politiske, økonomiske og miljømæssige forhold. På grund
2246 af usikkerheden er det relevant at undersøge robustheden af effektilstrækkelighedsvurderingerne over for ændringer i
2247 disse forhold. Dette gøres gennem følsomhedsanalyser. Energinet vil løbende arbejde med at udvikle sine følsomheds-
2248 analyser, så risikoen for effektilstrækkeligheden vurderes bedst muligt taget usikkerheden i forudsætninger i betragt-
2249 ning.

2250

2251 Energistyrelsen har med *Analyseforudsætningerne til Energinet 2018* givet et bud på én sandsynlig udviklingsvej for det
2252 danske elsystem, hvilket danner grundlag for Energinets prognose for effektilstrækkelighed. Da hastigheden af den
2253 ovenfor beskrevne udvikling er forbundet med stor usikkerhed, er det relevant at analysere følsomheden af effektil-
2254 strækkelighedsvurderinger over for ændrede forudsætninger.

2255

2256 Realistisk worst case

2257 Energinet har udarbejdet et *realistisk worst case* (RWC) scenarie for den danske effektilstrækkelighed. RWC er en føl-
2258 somhedsanalyse for base case med et mere accelereret udviklingsforløb for elsystemet, der i højere grad indarbejder
2259 den fremtidige usikkerhed forbundet med den grønne omstilling. I arbejdet med RWC har der været størst fokus på ud-
2260 viklingen i Østdanmark, da Energinets tidligere analyser har peget på, at det var i Østdanmark, at udfordringerne ville
2261 være størst.

2262

2263 Sammenlignet med base case er det kun produktionskapaciteter, elforbrug og udlandsforbindelser, som er justeret i
2264 RWC. Alle andre antagelser omkring fx tilgængeligheder for både udlandsforbindelser (på nær Skagerrak 1 og 2) og pro-
2265 duktionskapaciteter er fastholdt som i base case. RWC er udarbejdet med input fra en bred vifte af aktører i elsektoren.
2266 Aktørerne har bidraget med input på en workshop, hvor Energinet præsenterede et udkast til RWC. Energinet har også
2267 efterfølgende modtaget yderligere skriftlige kommentarer til scenariet. På baggrund af kommentarer på workshoppen
2268 og de skriftlige kommentarer justerede Energinet antagelserne i RWC.

2269

2270 De væsentligste ændringer i RWC for Danmark er betydeligt lavere driftsklar termisk produktionskapacitet og højere
2271 elforbrug. Med 2025 som nedslagsår er den danske termiske produktionskapacitet reduceret fra ca. 5 GW i base case til
2272 ca. 3,5 GW i RWC (reduktion på ca. 30 pct.). Det samlede elforbrug er øget fra ca. 41 TWh til ca. 46 TWh (stigning på ca.
2273 12 pct.). Stigningen i elforbruget er særligt drevet af øget elforbrug til varme (ca. 3 TWh ekstra), mens øget elforbrug til

2274 datacentre og vejtransport giver den resterende stigning (ca. 1 TWh ekstra for hver). Alt andet lige, vil mindre fleksibel
 2275 produktionskapacitet og højere ufleksibelt elforbrug betyde, at effekttilstrækkeligheden vil blive forværret.
 2276

År	Scenarie	Effekt-minuter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (berørte timer/år)	Leveringssikkerhed (pct.)
2023	Base case for DK og udland	0	2	2	0,0	~99,9999
	RWC for DK og base case for udland	9	247	273	1,4	99,9982
2025	Base case for DK og udland	0	2	2	0,0	~99,9999
	RWC for DK og base case for udland	12	342	366	1,4	99,9978
2030	Base case for DK og udland	16	482	503	1,2	99,9969
	RWC for DK og base case for udland	512	18.189	18.868	38,3	99,9026

2277 *Tabel 18 Østdanmark – Effekttilstrækkelighedsvurderinger fra BID-modellen for 2023, 2025 og 2030 for to scenarier:*
 2278 *Base case for DK og udland og RWC for DK og base case for udland.*

2279
 2280 De foreløbige resultater fra effekttilstrækkelighedsvurderingerne for RWC for Østdanmark fremgår af Tabel 18. Hvis
 2281 udviklingen går som i RWC-scenariet, vil risikoen for at mangle effekt i Østdanmark være stigende allerede fra 2023.
 2282 Vurderingerne i RWC-scenariet i 2023 og 2025 for Østdanmark er på omtrent samme niveau som base case i 2030.
 2283 Dette indikerer, at med et accelereret udviklingsforløb for Danmark alene kan risikoen for effektmangel i Østdanmark
 2284 stige hurtigere, end vurderingerne baseret på base case antyder. Risikobilledet fra 2030 kan derfor potentielt fremryk-
 2285 kes til omkring 2023-2025, hvis udviklingen går hurtigere end i base case. Usikkerheden fra udlandet er ikke inkluderet i
 2286 denne konklusion.

2287
 2288 RWC beskriver et scenarie, som kan presse effekttilstrækkeligheden i Danmark; men det er usikkert, hvor store effekttil-
 2289 strækkelighedsproblemerne vil blive i praksis, da der både politisk og fra elmarkedets aktører må forventes en reaktion
 2290 over tid jo større risikoen for effektmangel bliver. I tilfælde af oplevet effektknaphed må prissignaler (via maksimumpri-
 2291 ser) fra elmarkederne forventes at slå igennem, hvilket forstærker investeringssignalet til markedets aktører. Denne
 2292 reaktion er ikke indbygget i RWC. Det er vanskeligt præcist at vurdere, hvor ofte fx maksimumpriser skal opleves, før
 2293 nogle aktører begynder at reagere. Hvis maksimumpriser i spotmarkedet fx opleves i 22 timer på et år, vil der med den
 2294 nuværende maksimumpris på 3.000 EUR/MWh være en omkostning på i alt ca. 500.000 DKK forbundet med at forbruge
 2295 1 MWh i alle disse 22 timer ved maksimumprisen. Dette kan forventes at frembringe en reaktion fra nogle aktører i el-
 2296 markedet.

2297
 2298 Vurderingerne af effekttilstrækkeligheden skal således ses i lyset af, at systemet i RWC endnu ikke er begyndt at tilpasse
 2299 sig som reaktion på den oplevede effektknaphed, og samtidig er effekten af markedsreformer ikke inkluderet i RWC.

2300 Derfor skal resultatet for RWC specielt i 2030 tolkes med stor forsigtighed. Hvordan og hvor hurtigt markedstilpasninger
2301 vil ske er et væsentligt usikkerhedsmoment.

2302

2303 Partiel effekt af enkeltvariationer fra RWC

2304 Da RWC vurderer den samtidige effekt af en række forskellige udviklingstendenser, er det relevant at analysere den partielle
2305 effekt af ændringer i enkeltparametre i RWC. Derfor har Energinet kigget på to udvalgte variationer. En hvor termisk
2306 kapacitet udfases hurtigere end i base case og en anden, som vedrører forbruget, da dette er behæftet med betydelig
2307 usikkerhed på den lange bane. Derfor er der også kigget på en justering i både positiv og negativ retning for forbruget.
2308 Alle analyser er baseret på 2030, da usikkerheden her er størst, og samtidig giver det mulighed for sammenligning
2309 med de alternative prognoser.

2310

2311 Følsomheden til belysning af effekten af hurtigere termisk udfasning er belyst ved at tage Avedøreværkets blok 2
2312 (AVV2) ud af vurderinger. Dels er AVV2 den største driftsklare kraftværksblok (520 MW) i Østdanmark, dels udløber den
2313 nuværende varmeaftale for blokken inde 2030, og endelig er blokken ikke inkluderet i RWC-scenariet i 2030. Det er derfor
2314 interessant at se effekten alene af denne ændring for risikoen for effektmangel.

2315

2316 Følsomheden til at repræsentere usikkerheden omkring det fremtidige forbrug er todelt. Forbruget justeres henholdsvis
2317 op og ned, da forskellige usikkerheder og tendenser kan trække både op og ned på sigt. Elektrificering generelt kan
2318 trække forbruget op, mens energieffektiviseringer og usikkerhed om fx datacentres energiforbrug kan trække i den anden
2319 retning. Derfor er elforbruget i de to forbrugsfølsomheder henholdsvis op- og nedjusteret med 10 pct. i forhold til
2320 prognosen (svarende til ca. 3.000 GWh i Vestdanmark og ca. 1.500 GWh i Østdanmark). Dette svarer omtrent til det
2321 ekstra elforbrug til varme, som er antaget i RWC sammenlignet med prognosen.

2322

År	Scenarie	Effekt-minutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (berørte timer/år)	Leverings-sikkerhed (pct.)
2030	Prognose	4	239	250	0,76	99,9992
	Prognose uden AVV2	6	323	336	1,12	99,9989
	Prognose med 10 % højere elforbrug i DK	15	970	1002	2,48	99,9971
	Prognose med 10 % lavere elforbrug i DK	1	49	51	0,21	99,9998

2323 Tabel 19 Effekttilstrækkelighedsvurdering for Vestdanmark i 2030 ved forskellige følsomheder.

2324

År	Scenarie	Effekt-minutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (berørte timer/år)	Leverings-sikkerhed (pct.)
2030	Prognose	16	482	503	1,17	99,9969
	Prognose uden AVV2	39	1162	1197	1,93	99,9925
	Prognose med 10 % højere elforbrug i DK	34	1099	1138	2,08	99,9935
	Prognose med 10 % lavere elforbrug i DK	5	131	140	0,5	99,9990

2325 Tabel 20 Effekttilstrækkelighedsvurdering for Østdanmark i 2030 ved forskellige følsomheder.

2326 De partielle følsomheder illustrerer, at udviklingen i effektminutter i et vist omfang kan påvirkes af mindre ændringer i
2327 det danske elsystem. I Østdanmark er effekten størst ved udeladelse af AVV2, hvilket kun har marginal effekt på Vest-
2328 danmark, da ændringen sker i Østdanmark. I Vestdanmark er effekten størst af en forbrugsstigning på 10 pct. Yderligere
2329 fremgår det af forbrugsfølsomhederne, at en ændring med samme størrelse henholdsvis op og ned i forbruget ikke har
2330 samme effekt på fx effektminutterne. Der er således ikke en lineær ændring i resultaterne ved en lineær ændring i in-
2331 putdata. Faktisk forventes en svag eksponentiel stigning i afbrudsminutter ved mindre elkapacitet i systemet. Tilsva-
2332 rende ved højere elforbrug.

2333

2334 **Worst case på europæisk plan**

2335 For at supplere følsomhedsbetragtningerne for base case med den værst tænkelige situation, er tankegangen bag RWC
2336 for Danmark udbredt til også at omfatte de lande, der vurderes mest direkte at påvirke den danske effekttilstrække-
2337 lighed. Worst case på europæisk plan (WC) dækker følgende lande: Danmark, Norge, Sverige, Finland, Tyskland, Polen,
2338 Belgien, Holland, Storbritannien og Frankrig. For alle 10 lande er produktionskapaciteter, elforbrug og udlandsforbindel-
2339 ser justeret med en accelereret udvikling som i RWC for Danmark alene. Dette ekstreme scenarie er også et resultat af
2340 drøftelser og kommentarer mellem Energinet og den brede vifte af aktører i elsektoren.

2341

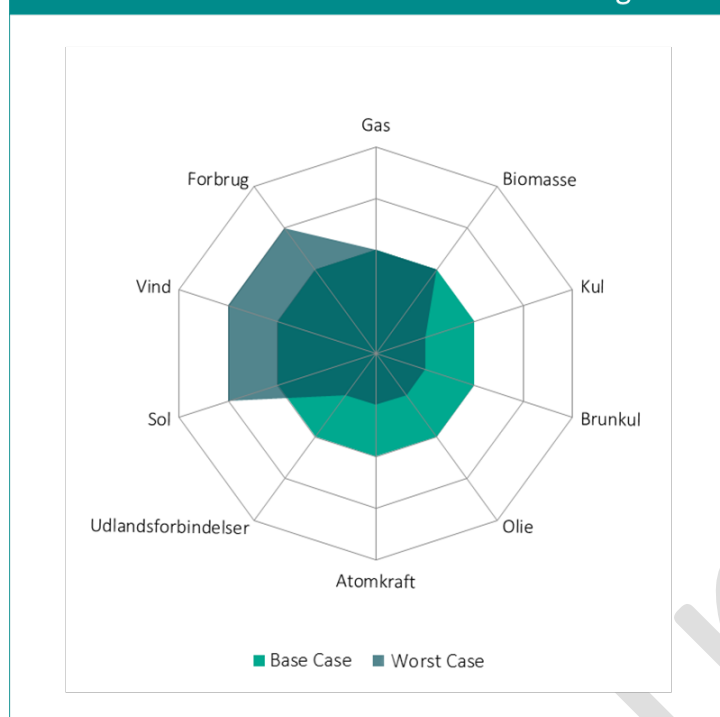
2342 I opbygningen af både RWC og WC har det ikke været et kriterie, at elsystemet som helhed skal være i langsigtet økono-
2343 misk balance. Med langsigtet økonomisk balance menes, at produktionsanlæggene er rentable, og at der ikke er økono-
2344 misk incitament for tilgang af yderligere produktionskapacitet. Det betyder, at markedsaktørers reaktioner eller politi-
2345 ske reaktioner (fx nye/ændrede kapacitetsmekanismer) på effektknaphed ikke er indbygget i nogen af worst case scena-
2346 rierne. Det bygger på en antagelse om inert i elsystemer, hvormed der vil være en vis reaktionstid for markedet og de
2347 politiske beslutningstagere. Ny produktionskapacitet eller eventuelle foranstaltninger til forbrugsreduktion vil således
2348 ikke straks være til stede i markedet efter de første situationer med effektmangel og maksimumpriser i elmarkedet.

2349

2350 For udlandet er ændringerne i WC mere markante i de kontinentaleuropæiske lande og Storbritannien end i de nordi-
2351 ske lande. Det hænger blandt andet sammen med, at der er størst usikkerhed omkring udviklingen i kapaciteten på kul-
2352 og atomkraftværker. Samlet betyder ændringerne i de ni lande ud over Danmark, som WC omfatter, at der i 2025 er ca.
2353 6 GW mindre termisk kapacitet (reduktion på ca. 2 pct.) og 4 pct. højere elforbrug (spidslastforbruget stiger ca. 14 GW)
2354 sammenlignet med base case.

2355

Illustration af forskelle mellem base case og WC



2356

2357 *Tabel 21 Figuren illustrerer de grundlæggende forskelle mellem base case baseret på Energistyrelsens Analyseforud-*
 2358 *sætninger til Energinet 2018 og Worst Case på europæisk plan.*

2359

2360 Effekttilstrækkelighedsvurderingerne viser, at hvis udviklingen går som i WC, vil der være væsentlig større risiko for at
 2361 mangle effekt i Østdanmark allerede fra 2023. Effektsituationen i udlandet har stor betydning for resultaterne, da det
 2362 danske elsystem er tæt forbundet til de omkringliggende lande via udlandsforbindelser, hvilket resultaterne for 2030
 2363 base case også viser. Det er derfor væsentlig på sigt også at have usikkerheder i udlandet med i forbindelse med vurde-
 2364 ringe af den danske effekttilstrækkelighed. WC viser desuden, at effektsituationen i Vestdanmark også kan blive påvir-
 2365 ket. Risikoen for effektmangel vurderes at være lavere end i Østdanmark specielt efter forventet idriftsættelse af Viking
 2366 Link og Vestkystforbindelsen i slutningen af 2023. I 2023 indikerer vurderingerne for Vestdanmark i WC, at effektminut-
 2367 terne også her kan stige til knap 30 minutter/år og LOLE til 4 timer/år. Energinet betragter dette resultat som mindre
 2368 robust, da det kræver et sammenfald af nogle meget konkrete hændelser, blandt andet udfald af Skagerrak 1 og 2.
 2369

År	Scenarie	Effekt- minutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (berørte ti- mer/år)	Leverings-sik- kerhed (pct.)
2023	WC for DK og udland	69	1.955	2.040	4,8	99,9869
2025	WC for DK og udland	837	25.867	26.529	38,0	99,8407

2370 *Tabel 22 Østdanmark – Foreløbige effekttilstrækkelighedsvurderinger fra BID-modellen for 2023 og 2025 for scenariet*
 2371 *WC på europæisk plan.*

2372

2373

2374 **Europæisk vinkel på effektilstrækkelighed**

2375 I ENTSO-E udføres en omfattende risikovurdering af effektilstrækkeligheden på europæisk plan. Resultaterne rapporte-
2376 res årligt i udgivelsen MAF.

2377

2378 Metoden bag MAF er grundlæggende den samme, som benyttes i Energinet. Analyserne foretages i fem forskellige si-
2379 muleringsværktøjer (herunder BID) i 2020 og 2025. Modellerne i studiet medtager blandt andet ikke en række lande-
2380 specifikke forhold, fx metoden for kapacitetsfastsættelse på Øresundsforbindelsen under udetid. Derudover medtages
2381 heller ikke reserver. Derfor kan de europæiske vurderinger af effektilstrækkeligheden adskille sig fra de enkelte landes
2382 egne vurderinger.

2383

2384 MAF 2018 base case viser en lille risiko for effektmangel i 2025 i Østdanmark, hvor der forventes 2 effektminutter,
2385 mens der ikke ses nogen udfordringer i Vestdanmark. Dette resultat er vist i tabel 18. Bemærk, at det kun er én af fem
2386 modeller i MAF-studiet, som indikerer effektmangel i Østdanmark i 2025.

2387

År	Scenarie	Effektminutter (min./år)	EUE (MWh/år)	LOLE (berørte timer/år)	Leveringssikkerhed (pct.)
2020	MAF 2018 (base case)	0	1	0,02	~99,9999
2025	MAF 2018 (base case)	2	49	0,15	99,9997

2388 *Tabel 23 Resultater for Østdanmark i Midterm Adequacy Forecast 2018.*

2389

2390 MAF2018 indeholder også en følsomhed ("Low-carbon sensitivity") for 2025, hvor udfasningen af termisk kapacitet i
2391 Europa generelt accelereres. I følsomhedsscenariet stiger risikoen for effektmangel betragteligt i Danmark, således at
2392 LOLE-indikatoren stiger til henholdsvis 3,9 i Østdanmark og 1,7 i Vestdanmark i 2025. Igen stiger risikoen for effektknap-
2393 hed på Kontinentet, da det er her, den overvejende del af termisk kapacitet fjernes sammenlignet med base case. Som
2394 det tidligere er pointeret, vil en presset effektsituation på Kontinentet, og særligt i Tyskland, have stor betydning for
2395 danske vurderinger af effektilstrækkeligheden, fordi det danske elsystem er så godt forbundet hertil.

2396 3. Appendiks C Nettetstrækkelighed

2397 Nettetstrækkelighed omhandler elnettets evne til at transportere el mellem producenter og elforbrugere (dette gælder
2398 det interne eltransmissionsnet i et prisområde og ikke eltransmissionsnet mellem elprisområder). Hvis der ikke kan
2399 transporteres tilstrækkeligt el rundt i prisområdet, kan det medføre, at dele af området må afbrydes.

2400

2401 Nettetstrækkelighed er derfor vigtig for elsystemets evne til at forsyne elforbrugerne, men også for elsystemets indpas-
2402 ning af produktion fra fx vedvarende energi. Eltransmissionsnettet er opbygget ud fra placeringen af de store centrale
2403 kraftværker, men da nye produktionskilder opstilles langt væk fra forbrugscentre, som fx København, kræver det, at
2404 eltransmissionsnettet udbygges til at kunne følge med udviklingen.

2405

2406 Eltransmissionsnettet planlægges og udbygges på baggrund af en række kriterier. Kriterierne er fastsat ud fra dels inter-
2407 nationale krav til drift af eltransmissionsnettet, dels risikoen for elafbrud ved fejl i transmissionsnettet. Selv om der ikke
2408 forventes en øjeblikkelig påvirkning af elforsynings sikkerheden ved ændringer af kriterierne, vil elforsynings sikkerheden
2409 påvirkes på sigt.

2410

2411 En forudsætning, for at der ikke sker en reduktion af niveauet for nettetstrækkelighed er, at eltransmissionsnettet vedli-
2412 geholdes og reinvesteres i nødvendigt omfang. Omfanget af vedligehold bør tilpasses det enkelte anlæg, så den kor-
2413 rekte funktion af dette kan opretholdes. Foretages der ikke den nødvendige vedligeholdelse, kan dette på længere sigt
2414 have store konsekvenser. Manglende vedligehold over en årrække vil reducere komponenternes levetid, og dette kan
2415 være i en irreversibel grad. Dette kan eksempelvis betyde, at anlæg, som er designet til en levetid på 40 år, skal udskif-
2416 tes allerede efter 25 år. Dette vil medføre store omkostninger og medføre en negativ effekt på elforsynings sikkerheden.

2417

2418 Grundet den historiske udbygning af eltransmissionsnettet er der på nuværende tidspunkt et stadig stigende behov for
2419 reinvesteringer. På baggrund af den store stigning forventes der et reinvesteringsefterslæb. Efterslæbet skyldes, at an-
2420 læg som Energinet har overtaget generelt er i dårligere stand end forventet, samt at kabelhandlingsplanen er blevet
2421 annulleret, så anlæg der i flere år var planlagt til kabellægning nu i stedet skal reinvesteres. Dette betyder for nogle pro-
2422 jekter en forsinkelse på mindst to år set i forhold til det forventede behov. Der pågår et videre arbejde med at vurdere
2423 konsekvenserne af dette, men det må forventes, at nogen interne linjer i eltransmissionsnettet bliver taget ud af drift,
2424 på grund af at linjen ikke har været vedligeholdt, inden tilstanden har påkrævet det.

2425

2426 Den fremadrettede vurdering af nettetstrækkeligheden bygger på alderen af eltransmissionsnettet og den historiske
2427 netdimensionering. Det må dog forventes, at der fremadrettet vil være højere risiko for afbrud forårsaget af manglende
2428 nettetstrækkelighed. Dette skyldes den aldrende anlægsmasse og dertil hørende stigende fejlsandsynlighed, men også at
2429 Energinet i visse tilfælde midlertidigt vælger at afvige fra N-1 kriteriet og accepterer en kort periode forhøjet risiko.
2430 Dette ses fx i forbindelse med reinvesteringer på Djursland.

2431

2432 Der er igangsat en række tiltag til at opveje stigningen i risikoen. Blandt andet prioriterer Energinet kritiske projekter i
2433 forhold til elforbrugernes levering af el, og der er fokus på at udnytte muligheden for markedsløsninger. Ligeledes ses
2434 på mulighederne for at øge vedligehold på komponenter, som er kritiske for levering af el til elforbrugerne. Dermed kan
2435 levetiden på visse komponenter forlænges og udskyde tidspunktet for reinvestering.

2436

2437 Energinet forventer, at der kan opstå ca. 1 afbrudsminut af elforbrugere grundet manglende nettetstrækkelighed frem-
2438 adrettet. Dette skyldes, at der accepteres en øget risikovillighed i forhold til opretholdelse af N-1 sikkerheden.

2439

2440 3.1 Netdimensioneringskriterier

2441 **Grundlaget for netplanlægningskriterierne**

2442 Eltransmissionsnettet i Danmark skal være tilstrækkeligt, så det kan sikre elforsyning til elforbrugerne samt den natio-
2443 nale og internationale elmarkedsfunktion. Det betyder konkret, at eltransmissionsnettet skal planlægges og udbygges,
2444 så det ikke belastes ud over grænserne i normale situationer og under mangler i elsystemet. Der eksisterer ingen natio-
2445 nale krav til planlægningen af eltransmissionsnettet; derfor baseres den langsigtede planlægning af eltransmissionsnet-
2446 tet på de europæiske krav til, hvad eltransmissionsnettet i driftsøjemed skal overholde.

2447
2448 Europa-Kommissionen har defineret en række driftskrav i netreglen SO GL, som opfyldes dels via ekstra indbygget net-
2449 kapacitet i eltransmissionsnettet, dels via forskellige driftstiltag, der kan aktiveres afhængigt af den aktuelle situation.
2450 Opfyldes de internationale driftskrav, drives eltransmissionsnettet efter N-1 princippet. Det betyder, at én vilkårlig in-
2451 tern fejl i det danske eltransmissionsnet ikke påvirker udmeldte kapaciteter på handelsforbindelser. Samtidig skal el-
2452 transmissionsnettet efter en fejl altid kunne forberedes til at håndtere udfald af én vilkårlig komponent.

2453
2454 De kriterier, der ligger til grund for netplanlægningen, er derfor bygget op omkring driftskravene og de udfald og konse-
2455 kvenser, der skal kunne håndteres i den aktuelle drift. Det vil sige, at der i forbindelse med den langsigtede netplanlæg-
2456 ning analyseres konsekvenser ved intakt net, ved ét udfald og ved to udfald. Læs mere om netplanlægningskriterierne
2457 på Energinets hjemmeside²³.

2458 **Anvendelse af netplanlægningskriterierne**

2459 Netplanlægning handler overordnet set om at analysere konsekvenserne ved fejl i eltransmissionsnettet. Ved at identifi-
2460 cere svage områder i nettet kan behov for netforstærkninger eller alternative løsninger fastlægges.

2461
2462 Netplanlægningskriterierne anvendes både til langsigtet netplanlægning og detailplanlægning af konkrete projekter.
2463 Kriterierne anvendes sammen med repræsentative driftssituationer fastlagt ud fra *Analyseforudsætninger til Energinet*.
2464 Driftssituationerne repræsenterer forskellige kombinationer af forbrug, produktion og udveksling med nabolande.

2465
2466 I planlægningen undersøges det, om fastsatte belastningsgrænser overskrides i de enkelte driftssituationer, og om plan-
2467 lagt udveksling med nabolande kan opretholdes ved fejl. Hvis belastningsgrænserne overskrides, kortlægges udfordrin-
2468 gerne i eltransmissionsnettet. Disse kan håndteres enten ved netudbygninger eller ved alternative løsninger i form af
2469 markedsgørelse, som kan være elforbrug, elproduktion eller udveksling med nabolande.

2470
2471 Etableringstiden på nye eltransmissionsanlæg er på 2-10 år, og levetiden forventes at være mindst 40 år. Derfor er det
2472 vigtigt, at der gennemføres en planlægning med en lang tidshorizont. Netop grundet etableringstiden er markedsgø-
2473 relse et relevant tiltag. Markedsgørelse til at håndtere nettilstrækkelighed kan typisk hurtigere etableres, men kan med-
2474 føre højere omkostninger over lang tid.

2475 3.2 Grundlæggende opbygningsprincip for elnettet

2476
2477 For at påvirke elforsyningssikkerheden er det nødvendigt med forståelse for, hvordan elnettene er opbygget. Der er fx
2478 stor forskel på måden, hvorpå eldistributions- og eltransmissionsnettet er fysisk dimensioneret. Begge net er opbygget
2479 efter N-1 princippet, som sikrer, at elforbrugerne kan forsynes hurtigt igen, hvis de afkobles grundet en fejl i et af net-
2480 tene, men princippet tolkes forskelligt.

2482

²³ <https://energinet.dk/Anlaeg-og-projekter/Dialog-og-planlaegning/Forudsætninger>

2483 Grundet tolkningerne af N-1 princippet er nettene opbygget forskelligt. I eltransmissionsnettet tolkes N-1 princippet til,
 2484 at forbrug ikke må afkobles ved en fejl. I eldistributionsnettene sikrer samme princip, at forbrug kan afkobles, men skal
 2485 kunne genforsynes inden for rimelig tid. Forskellen i tolkningen af N-1 princippet er i høj grad baseret på konsekven-
 2486 serne i forbindelse med afbrud og mængden af anlægskomponenter.

2487

2488 I eltransmissionsnettet er yderste konsekvens, at store geografiske områder (fx hele landsdele) og dermed millioner af
 2489 elforbrugere efterlades uden el. Til sammenligning er konsekvenserne i eldistributionsnettene, at mindre geografiske
 2490 områder (fx mindre bydele) og dermed færre elforbrugere efterlades uden el.

2491

2492 Eldistributionsnettene kan principielt opbygges efter samme tolkning af N-1 princippet, som er gældende for eltrans-
 2493 missionsnettet. Dette vil give en højere elforsyningsikkerhed, men omkostningen til etablering af denne vil være eks-
 2494 tremt høj set i forhold til den samfundsøkonomiske gevinst.

2495

Anlægsmasse i eltransmissionsnettet og -distributionsnettene

De netkomponenter, som udgør eltransmissionsnettet, er væsentligt dyrere end tilsvarende komponenter i eldistri-
 butionsnettene. Af denne årsag er der ikke en tilsvarende forskel i den samlede værdi af eltransmissionsnettet og
 eldistributionsnettene. Værdien af det fysiske elnet på de to niveauer er forholdsvis sammenlignelig.

	Eltransmissionsnettet		Eldistributionsnettene	
Kabel- og luftledningsanlæg	Ca.	7.000 km	Ca.	160.000 km
Transformeringspunkter	Ca.	220 stk.	Ca.	71.000 stk.
Bogført værdi	Ca.	29.100 mio. DKK	Ca.	41.000 mio. DKK

Kilde: Energinets Årsrapport 2017, Energinet Eltransmission A/S, Dansk Energi og Forsyningstilsynets effektiviserings-
 krav til netvirksomhederne for 2017²⁴

2496

2497 3.3 Reinvesteringer

2498 For at sikre elforsyningsikkerheden er det nødvendigt at have et stabilt og driftssikkert eltransmissionsnet. Dette kræ-
 2499 ver, at der holdes fokus på den tilstand, det eksisterende eltransmissionsnet er i. Eltransmissionsnettet skal derfor rein-
 2500 vesteres for at understøtte opretholdelsen af det nuværende niveau af nettilstrækkelighed.

2501

2502 Eltransmissionsnettets levetid

2503 Energinet foretager løbende vurderinger af tilstanden på alle komponenter, som udgør eltransmissionsnettet. Disse
 2504 vurderes på baggrund af deres faktiske tilstand. Ved etablering antages komponenterne at have en generel levetid.
 2505 Denne er baseret på typen af komponenter. Transmissionskomponenter har en forventet levetid på 40 år, hjælpeudstyr
 2506 en forventet levetid på 20 år og kommunikationsudstyr og elektronik en forventet levetid på 10 år.

2507

2508 På baggrund af tilstandsvurderingerne af Energinets komponenter kan restlevetiden vurderes. Den forventede levetid
 2509 for en komponent kan dermed både op- og nedskrives, hvis dens faktiske tilstand ikke svarer overens med standardle-
 2510 vetiden.

2511

2512 For at sikre et korrekt overblik over omfanget af komponenternes tilstand har Energinet i 2018 gennemført en ekstraor-
 2513 dinær indsamling og verificering af data. Dette er gjort specifikt for komponenter, som er vurderet at være i dårlig

²⁴ <http://forsyningstilsynet.dk/hoeringer/el/effektiviseringskrav-til-netvirksomhederne-for-2017/>

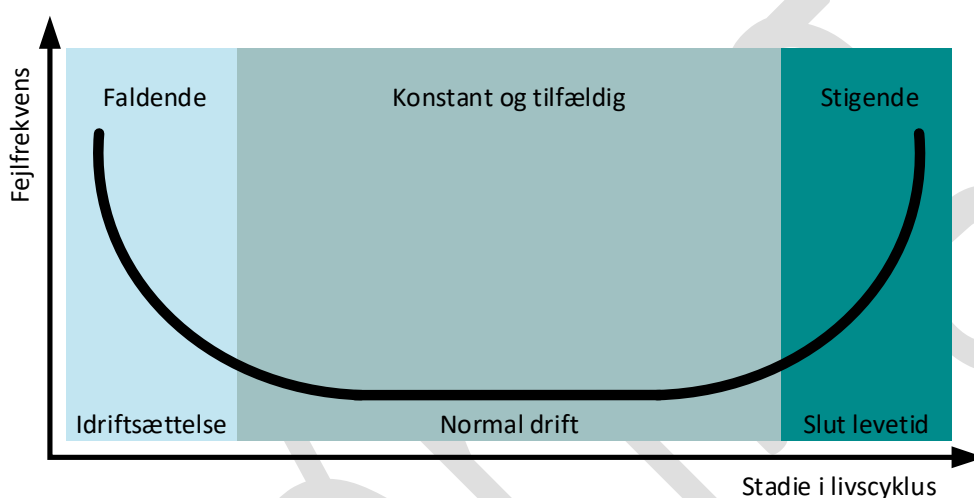
2514 stand, komponenter med lav restlevetid og komponenter med manglende data. På baggrund af denne dataindsamling
 2515 kan fremadrettet vedligeholdelse og investering planlægges hensigtsmæssigt.

2516

2517 Antallet af investeringsopgaverne i eltransmissionsnettet er stigende, da en meget stor del af eltransmissionsnettet
 2518 har nået sin forventede levetid. Størstedelen af det eksisterende 132 kV- og 150 kV-net blev etableret i perioden fra
 2519 1960-1980. Således har flere anlægskomponenter opnået en levetid på ca. 40-50 år. Energinet står derfor for første
 2520 gang over for at skulle foretage investeringer i stort omfang.

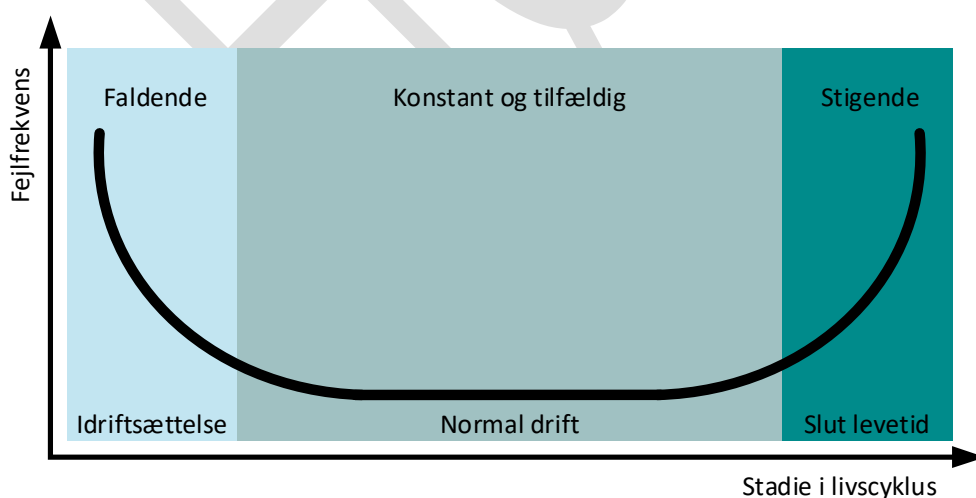
2521

2522 *Reinvesteringer er vigtige, da opbrugt levetid har direkte indflydelse på komponenters fejlsandsynlighed. Fejlsandsynlig-*
 2523 *heden på komponenter følger typisk en badekarskurve, som det er illustreret i*



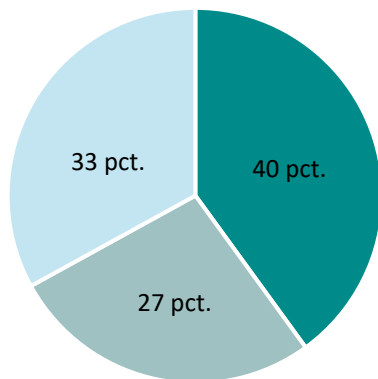
2524

2525 Figur 23. Her angives en aftagende fejlfrekvens i de første år efter komponentens idriftsættelse. Dette kan eksempelvis
 2526 skyldes montagefejl og lignende, som vil komme til udtryk i den første del af levetiden. På samme måde vil fejlfrekven-
 2527 sen være stigende, når komponentens levetid er ved at være opbrugt. Dette skyldes generel slitage gennem levetiden.
 2528 Imellem disse to perioder ligger komponentens brugbare levetid, hvor fejlfrekvensen er stabil.

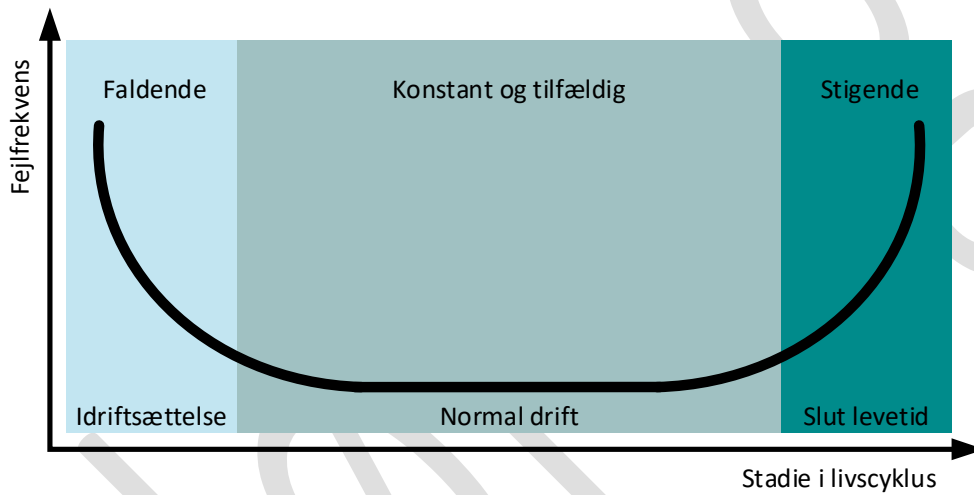


2529

2530 *Figur 23 Illustration af fordeling af Energinets komponenter i forhold til stadie i livscyklus.*
 2531 *Kilde: Energinet Eltransmission.*



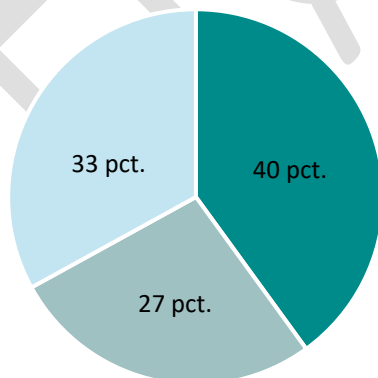
2532

2533 *Figur 24 Andel af Energinets komponenter i de tre stadier af livscyklusen i*

2534

2535 *Figur 23.*

2536



2537 /

2538 Figur 24 er fordelingen af Energinets anlægskomponenter angivet på baggrund af deres levetid. Som det fremgår, har
 2539 en stor andel af komponenterne opbrugt deres levetid. Disse komponenter bør dermed reinvesteres, for at eltransmis-
 2540 sionsnettet kan drives sikkert.

2541

Asset Management

I rollen som anlægsejer for eltransmissionsnettet foretager Energinet løbende risikovurderinger af nettets komponenter med henblik på at drive anlæggene med den højest mulige opetid og de mindst mulige omkostninger. I vurderingen af anlæggene indgår blandt andet:

- Tilstand
- Kritikalitet
- Opetid
- Økonomi

2542

2543

Konsekvenser ved manglende reinvestering

2544

Som nævnt, står store dele af eltransmissionsnettet over for at skulle reinvesteres grundet dets historiske udbygning.

2545

Da der samtidig er et stigende behov for udbygninger af eltransmissionsnettet som følge af den grønne omstilling, er

2546

mængden af projekter, som skal gennemføres, meget stor. Denne store mængde af projekter betyder, at der for visse

2547

af reinvesteringerne må forventes en forsinkelse i forhold til det optimale tidspunkt for gennemførelse. Denne forsin-

2548

kelse vurderes at være på mindst to år set i forhold til tidspunktet for det forventede behov. Kan reinvesteringsprojek-

2549

terne ikke gennemføres rettidigt, er der risiko for, at det er nødvendigt at tage enkelte eltransmissionslinjer ud af drift.

2550

Dette vil kunne påvirke nettilstrækkeligheden og dermed påvirke elforsynings sikkerheden.

2551

2552

Der pågår et videre arbejde med prioritering af projekterne internt hos Energinet. Dette omfatter ligeledes en vurdering

2553

af eventuelle nødvendige tiltag for eventuelt at kunne udskyde reinvesteringerne. Når dette er gennemført, kan der

2554

gennemføres en egentlig konsekvensvurdering af påvirkningen på nettilstrækkeligheden.

2555

2556

Reinvesteringsarbejde kræver ofte længerevarende udetider, hvor der kan være begrænsede muligheder for hurtigt at

2557

reetablere anlæggene i tilfælde af fejl andetsteds i eltransmissionsnettet. Dette kan have konsekvenser for elforsynings-

2558

sikkerheden. Disse konsekvenser vurderes dog forholdsvis små; sammenlignet med konsekvenserne ved ikke at reinve-

2559

stere.

2560

2561

Revisions- og reinvesteringsplanlægningen har som nævnt en vigtig rolle i forhold til sikring af elforsynings sikkerheden.

2562

Som følge af mængden af reinvesteringer forventer Energinet en stigende mængde udetider i elnettet. Disse udetider

2563

skal planlægges, så de ikke medfører afbrydelser af elforbrugere. Revisioner og reinvesteringer i eltransmissionsnettet

2564

og på kraftværker skal sammentænkes for at undgå perioder med manglende net- eller effekttilstrækkelighed. Reinve-

2565

stinger i eltransmissionsnettet skal ligeledes koordineres med udbygningsopgaver og saneringer som følge af forskøn-

2566

nelser og andre nødvendige omlægninger. Ligeledes kan afbrydelser, planlagte såvel som ikkeplanlagte, i eltransmissi-

2567

onsnettet have indflydelse på kapaciteten på handelsforbindelserne, dette gælder især for 400 kV-nettet.

2568

2569

Udbygningen af eltransmissionsnettet og udbygningen af eldistributionsnettene er i høj grad foregået parallelt. Af

2570

denne årsag er der ligeledes et stigende behov for reinvesteringer i eldistributionsnettene. Der er dermed ikke udeluk-

2571

kende tale om en udfordring for Energinet, men for hele det samlede elsystem.

2572

Konsekvens af aldrende eltransmissionsnet

Energinet undersøger løbende tilstanden af sine komponenter. I 2018 tog Energinet for første gang en luftledning ud af drift grundet ledningens tilstand. Luftledningen går fra Aabenraa til Sønderborg mellem to 150 kV-stationer.

Tilstanden var inden for kort tid blevet væsentlig forringet og levede ikke længere op til gældende lovkrav. Selve ledningen skal udskiftes, før luftledningen kan tages i drift igen. Reinvesteringstiden af den pågældende ledning er ca. 9-12 måneder. Dette har ikke umiddelbart påvirket elforsynings sikkerheden i området, men mangel på anlæg vil alt andet lige føre til en mindre sikker driftssituation.

Den generelt høje alder på komponenter i eltransmissionsnettet gør, at tilstanden af de enkelte komponenter stadig er nedadgående. Dermed øges sandsynligheden for fejl. Derfor kan der forekomme lignende forværringer i tilstande hos andre komponenter over korte perioder. For at undgå lignende situationer er det derfor nødvendigt at have et stadig større fokus på reinvesteringsopgaver.

2573

2574

3.4 København

2575

2576

2577

2578

2579

2580

2581

2582

2583

2584

2585

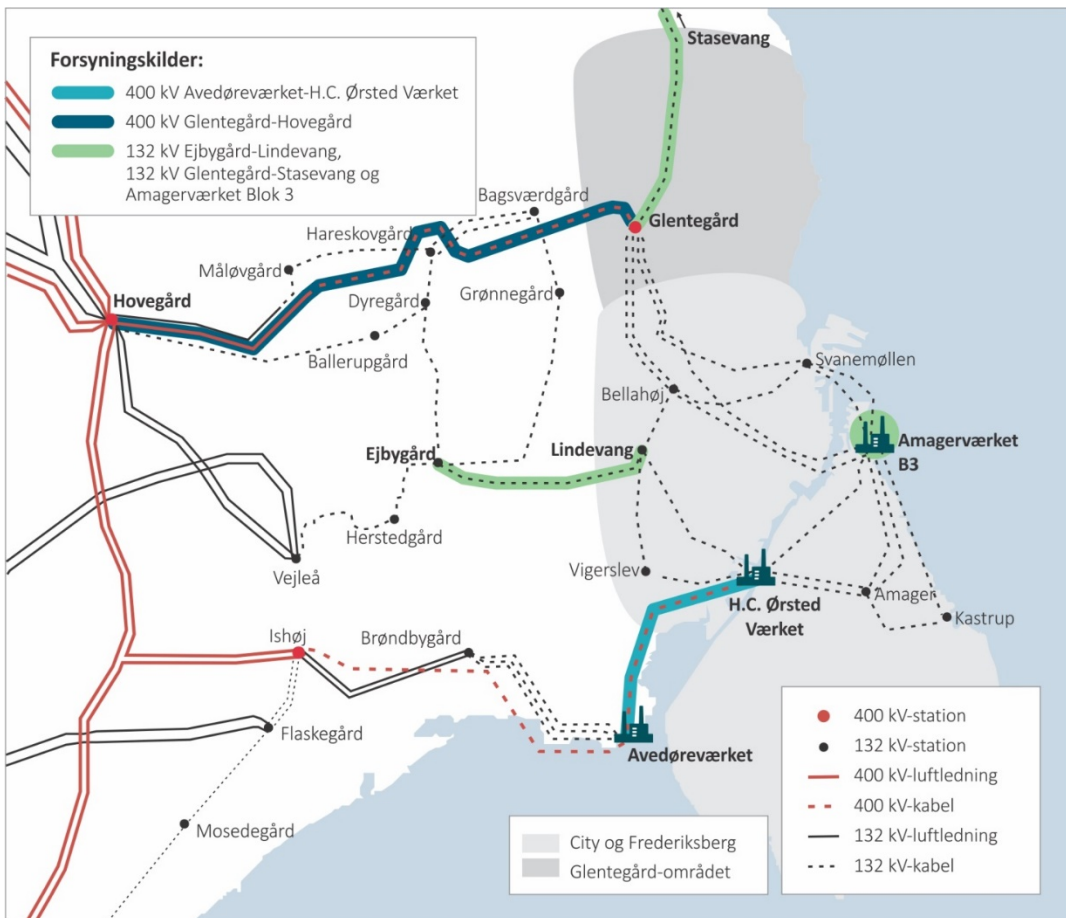
2586

2587

2588

Elforsynings sikkerheden i Københavnsområdet er udfordret. Dette skyldes afvikling af termisk elproduktionskapacitet i Københavnsområdet i kombination med et aldrende elnet med stigende fejlsandsynlighed og udetider til følge samt forventninger om stigende elforbrug. Alle disse parametre påvirker områdets nettilstrækkelighed. Ved fejl på én af de 400 kV-linjer, som forbinder Københavnsområdet med resten af Sjælland, kan der opstå utilladelige belastninger af de øvrige linjer. Dette betyder, at der kan opstå risiko for afkobling af elforbrugere i København for at undgå skader på eltransmissionsnettet. Samtidig gør disse faktorer det svært at foretage nødvendig vedligeholdelse af det resterende eltransmissionsnet.

Energinet arbejder fortsat på at skabe en langsigtet løsning til sikring af elforsynings sikkerheden i København. En del af denne løsning består i at etablere en ny 132 kV-linje ind mod området fra sydvest ind over Amager. Dette kabel er idriftsat i første del af 2019. Inden anlægsarbejdet med dette kabel begyndte, blev det vurderet, at risikoen for afkobling af elforbrugere i København var uacceptabel høj i tilfælde af fejl på én af de to 400 kV-linjer. Af denne årsag blev det derfor besluttet at anvende ekstraordinære tiltag for elforsynings sikkerheden i anlægsperioden. Energinet har dermed beordret Amagerværket blok 3 i kontinuert drift, indtil den nye 132 kV-linje kom i drift i marts 2019.



2589

2590 *Figur 25 Illustration af forsyningskilder til København før idriftsættelsen af den nye 132 kV-linje ind mod København.*

2591

2592 Beslutningen om beordring af Amagerværket blok 3 er baseret på en vurdering af, hvordan udfordringen med nettil-
 2593 strækkeligheden kan løses med lavest mulige samfundsøkonomiske omkostninger. Energinet har som alternativ kunnet
 2594 vælge præventivt at aflaste elforbrug i området for at undgå utilladelige belastninger efter fejl på en af de to 400 kV-
 2595 linjer.

2596

2597 Med etablering af den nye 132 kV-linje er nettilstrækkeligheden ind mod Københavnsområdet sikret, indtil en endelig
 2598 langsigtet struktur for eltransmissionsnettet ind mod Københavnsområdet er fastlagt og etableret. Energinet er op-
 2599 mærksom på denne problemstilling, ikke kun i forhold til København, men generelt ved udfasning af termiske kraftvær-
 2600 ker.

2601 3.5 Lokale udfordringer på baggrund af stigende VE-produktion

2602 Den stigende udbygning af elproduktion fra vedvarende
2603 energi i eldistributionsnettene fører visse steder i Danmark til
2604 lokale udfordringer med overbelastning af eltransmissions-
2605 nettet. Udfordringerne skyldes generelt, at elproduktion fra
2606 vedvarende energi kan bygges hurtigere, end eltransmissi-
2607 onsnettet kan udbygges. Udfordringerne er steget i de se-
2608 nere år grundet den store udbygning af vedvarende energi.

2609 I de fleste tilfælde er netudbygninger den samfundsøkon-
2610 omisk bedste løsning til at integrere mere VE-produktion. Ind-
2611 til udbygningerne er gennemført, kan der være lokale udfor-
2612 dringer, hvor alternative løsninger må anvendes. Udfordrin-
2613 gen med at aftage lokal VE-produktion ses i både Vestjylland
2614 og på Lolland.

2615
2616
2617 I Vestjylland er der også en begyndende tendens på grund af den store mængde vindmøller placeret der. For nuvæ-
2618 rende bliver dette dog afhjulpet grundet aftalen med TenneT om modhandel af kapacitet på den dansk-tyske grænse.

2619
2620 Der er etableret et samarbejde mellem Energinet, Dansk Energi og netvirksomhederne om at finde løsninger på udfor-
2621 dringerne, eksempelvis at stoppe lokal produktion. Netvirksomhederne kan stoppe vindmøllerne i eldistributionsnet-
2622 tene. Denne praksis er anvendt på Lolland, hvor vindmøllerne i perioder har været stoppet siden september 2017. Sam-
2623 tidigt udarbejdes en langsigtet løsning med geografisk markedsbaseret afregning for lokal fleksibilitet.

2624 2625 3.6 Samarbejde med eldistributionsselskaberne

2626 Energinet og netvirksomhederne samarbejder i en række fora for at sikre optimal anvendelse af eldistributions- og el-
2627 transmissionsnettet. Dette samarbejde gælder både for drift og marked. Samarbejdet er formaliseret i et Netsamar-
2628 bejdsudvalg og et Markedssamarbejdsudvalg.

2629 2630 **Netsamarbejdsudvalget**

2631 Netsamarbejdsudvalget fokuserer på den tekniske og driftsmæssige samarbejdsflade mellem eltransmissions- og eldi-
2632 structionsnettene. Samarbejdet giver mulighed for at koordinere og prioritere aktiviteter, der har betydning for udvik-
2633 ling, planlægning og drift af det samlede elsystem. Ambitionen er, at der i fællesskab proaktivt og effektivt kan findes en
2634 række løsninger for understøttelse af den fremtidige drift og udbygning af elnettet.

2635
2636 Netsamarbejdsudvalget har også i 2018 løbende drøftet gennemførelsen af de EU-forordninger, som vedrører tilslut-
2637 ning til og drift af elsystemet. Disse netreglers gennemførelse berører alle dele af elsystemet og kræver en tæt dialog i
2638 branchen.

2639 2640 **Markedssamarbejdsudvalget**

2641 Markedssamarbejdsudvalget fokuserer på den markeds-mæssige samarbejdsflade mellem eltransmissions- og eldistribu-
2642 tionsnettene. Udvalgets opgaver vil være rettet mod de områder, som ligger inden for de naturlige monopoler i elforsy-
2643 ningen, såsom formidling og udveksling af måledata og tarifstruktur. Udvalget arbejder også med nye samarbejdsflader,

Forsyning af Fyn

Energinet har tidligere haft en problemstilling i lig-
hed med nettilstrækkelighed ind mod København. Sikringen af elforsyningen på Fyn har oprindeligt været afhængig af produktionskapaciteten på Fynsværket. For ikke at være afhængige af dette centrale kraftværk har Energinet etableret et nyt 150 kV-kabel mellem Fyn og Jylland og forstærket et eksisterende. Med disse forstærkninger er nettilstrækkeligheden mod Fyn sikret. Disse forstærkninger af eltransmissionsnettet blev idriftsat i 2017.

2644 som er opstået i kraft af elsystemets udvikling, eksempelvis hvordan der kan udvikles markedsrammer for effektiv akti-
2645 vering af fleksible ressourcer tilsluttet til eldistributionsnettene (fx i forbindelse med lokale udfordringer på baggrund af
2646 stigende VE-produktion) eller implementering af aggregatorer i forskrifterne.
2647
2648 Markedssamarbejdsudvalgets arbejde supplerer det brede markedssamarbejde, der drøftes i fora, som også indbefatter
2649 kommercielle aktører. Markedssamarbejdsudvalget har fokus på at være transparente og inddrage markedsaktører i
2650 projekter.

Høring

2651 4. Appendiks D Robusthed

2652 Robusthed er elsystemets evne til at håndtere både forstyrrelser i drift og pludselige udfald. Elsystemet skal være ro-
2653 bust over for store ændringer i effektflow og udfald af komponenter, kraftværker og udlandsforbindelser, således at
2654 hændelser ikke påvirker stabiliteten af elsystemet. Robusthed handler om balancen i elsystemet inden en fejl samt dy-
2655 namikken i elsystemet, lige når fejlen sker og i minutterne derefter.

2656

2657 For at sikre tilstrækkelig robusthed på længere sigt er det nødvendigt at kortlægge behovene præcist og teknologineu-
2658 tralt, så alle elsystemets fremtidige enheder kan bringes i spil til at løse behovet med et minimum af omkostninger for
2659 samfundet. Energinet udgiver årligt en 1-årig *Behovsvurdering for Systemydelse*²⁵. Denne omfatter blandt andet sy-
2660 stembærende egenskaber og muligheder for blackstart.

2661

2662 Anvendelsen af automation i eltransmissionsnettet er stigende, da denne ligeledes kan anvendes til sikring af ro-
2663 busthed. Dette skyldes, at automatiseringen kan reagere hurtigt på hændelser i eltransmissionsnettet. Energinet for-
2664 venter derudover på sigt at kunne optimere flow i det interne net ved hjælp af automation og dermed blandt andet
2665 reducere nettab.

2666

2667 Historisk skyldes afbrud af elforbrugere situationer med en grad af manglede robusthed. Eltransmissionsnettets ro-
2668 busthed er blandt andet baseret på, om alle komponenter er tilgængelige i drift. Energinet vurderer på baggrund af af-
2669 brudsstatistik for de sidste 20 år, at antallet af afbrudsminutter fra eltransmissionsnettet i normalår fastholdes på 1 mi-
2670 nut. Forventningen skyldes, at robusthed primært omhandler hændelser, som ikke kan forudsiges. Herudover er der en
2671 væsentlig usikkerhed i forhold til konsekvenserne af den stigende fejlsandsynlighed i det aldrende elnet og forstående
2672 reinvesteringsefterslæb, som kan betyde, at der i mindre grad vil være situationer, hvor alle komponenter er tilgænge-
2673 lige.

2674

2675 4.1 Risikovurdering af robustheden

2676 Der kan forekomme uendelig mange kritiske hændelser, som kan lede til overbelastninger, ustabilitet, systemkollaps og
2677 afbrud af elforbrugere. Derfor er det i praksis ikke muligt at sandsynliggøre alle risici for ustabilitet og ikkeleveret energi.
2678 Risikovurderingen er derfor baseret på tværgående analyser og tager udgangspunkt i udvalgte kritiske situationer.

2679

2680 Sikringen af robustheden baseres på tekniske krav til systemet og vurderes via analyser.

2681

2682 Analyserne bag risikovurderingen skal vise graden af robustheden i elsystemet i kritiske situationer. Særligt relevant er
2683 analyser af behovet for systembærende egenskaber.

²⁵ <https://energinet.dk/El/Systemydelse/Projekter-og-samarbejde/Markedsgoerelse-og-behovsvurdering>

Sikring af robusthed på langt sigt

En måde at sikre robustheden er at sikre, at enheder, som er tilsluttet elnettet, ikke påvirker robustheden negativt.

Derfor definerer Energinet tekniske krav til enheder i elnettet. Det kan fx være produktionsenheder som vindmøller eller forbrugsenheder som datacentre. Kravene til nettilslutning betyder, at nye enheder ikke vil reducere robustheden i elsystemet. De nye enheder vil også kunne hjælpe med fx spændingsregulering, hvilket kan være en ydelse, som Energinet kunne indkøbe, og på den måde vil de nye enheder kunne bidrage til at opretholde robustheden. I forbindelse med nye tilslutninger ønsker Energinet derfor i høj grad at sikre, at enheder bliver tilsluttet, så de i fremtiden vil kunne deltage i et udbud for at levere ydelser til nettet.

Energinet kan også skaffe ydelser ved hjælp af bilaterale aftaler. I forbindelse med opstartsfasen for de kystnære vindmølleparker, Vesterhav Nord og Vesterhav Syd, blev der indgået en aftale mellem Energinet og Vattenfall om, at de to vindmølleparker skal levere aktiv spændingsregulering til transmissionsnettet. Den relative korte elektriske afstand mellem vindmølleparkerne og transmissionsnettet gør, at vindmølleparkerne kan bidrage til transmissionsnettets kontinuerte spændingsregulering under stationære driftsforhold. Aftaler som denne bidrager til stabil drift af transmissionsnettet. Da en større og større del af den samlede produktionskapacitet udgøres af konverterbase-rede anlæg, er der gode erfaringer at hente i sådan en aftale.

Den negative påvirkning af robustheden fra elproduktionsenheder påvirker ikke kun det danske elsystem, men også de omkringliggende lande. Derfor er der behov for fælles tekniske krav på tværs af Europa. Dette sikres blandt andet gennem implementeringen af netreglen Requirements for Generators (RFG).

2684

Systembærende egenskaber

Ved systembærende egenskaber forstås de ydelser, der er nødvendige for at opretholde en sikker og stabil drift af elsystemet før, under og efter fejl:

- **Frekvensstabilitet:** Opretholdelse af stabil frekvens ud over hvad balanceringen i de aktive effektmarkeder formår. Inerti er den relevante egenskab.
- **Spændingsstabilitet:** Opretholdelse af stabil spænding hvor der er tilstrækkelig reguleringsevne til at stabilisere spændingen under varierende driftsforhold eller efter en fejl. Spændingsregulering er den relevante egenskab, men understøttes af niveauet af kortslutningseffekt.

Kortslutningseffekt er lagt under spændingsstabilitet, da det primært er i den forbindelse, at behovet opstår ud over behovet for kortslutningsstrøm til beskyttelse.

Systembærende egenskaber leveres blandt andet af termiske anlæg i drift og synkronkompensatorer samt nyere konverterbaserede anlæg, og effekten reduceres over længere afstande.

2685

2686

2687 4.2 Behov for energi og andre ydelser i fremtiden

2688 Den tidligere nævnte behovsvurdering for systemydelser skal samle et overblik over behovet på kort og længere sigt og
2689 give alle relevante aktører mulighed for at bidrage til at løse behovet på den bedst samfundsøkonomiske måde.

2690 Et vigtigt element i behovsvurderingen er at opnå en dybere forståelse for, hvad der skal til for at sikre et robust elsys-
2691 stem med fremtidens teknologier, produktionsanlæg og forbrugere. Når behovet er kortlagt teknologineutralt, er det
2692 muligt at identificere den kortsigtede og langsigtede leveringsevne fra eksisterende enheder samt igangsætte initiativer,
2693 som skal lukke et eventuelt hul i leveringsevnen.

2694

2695 Energinet offentliggør årligt sin 1-årige behovsvurdering separat²⁶ og beskriver de langsigtede tendenser i *Redegørelse*
2696 *for elforsyningsikkerhed*. Herunder beskrives det forventede behov for blackstart og systemydelser på længere sigt.

2697

Mulig ophævelse af kraftvarmekravet

Det har været diskuteret, om kraftvarmekravet til termiske kraftværker skal bortfalde. Kraftvarmekravet medfører kort fortalt, at der ikke kan bygges primære produktionsanlæg til fjernvarmeforsyning i centrale, affalds- og naturgasområder uden samproduktion af el og varme.

Kraftvarmekravets bortfald kan have forskellig indflydelse på elforsyningsikkerheden, alt efter om der ses på kort eller langt sigt. Energinet forventer dog, at niveauet for elforsyningsikkerhed ikke forringes væsentligt på sigt, selv om kraftvarmekravet ændres.

På kort sigt er elsystemet i situationer med en eller flere centrale netkomponenter ude af drift afhængigt af centrale termiske kraftværker til at levere flere forskellige ydelser. Derfor kan udfasningen af termiske kraftværker medføre stigende omkostninger til indkøb af systemydelser. Der kan ydermere opstå et behov for lokal netudbygning som følge af lukning af bestemte kraftværker, da de historisk set har været indregnet i planlægning af elnettet. Dette vil føre til øgede omkostninger til investeringer i elnettet.

Der forventes således en mindre påvirkning på kort sigt ved lukning af centrale kraftværker, men det vurderes ikke, at lukning af mindre kraftværker vil have samme betydning.

På sigt vil behovet for tekniske egenskaber ændre sig i takt med elsystemets udvikling. De egenskaber, de centrale kraftværker leverer i dag, kan erstattes af anden teknologi.

En ophævelse af kraftvarmekravet kan samtidig være den samfundsøkonomisk billigste løsning, hvis de samfundsøkonomiske besparelser for anlæggene er større end de øgede samfundsøkonomiske omkostninger for elsystemet.

2698

2699 4.2.1 Blackstart

2700 Blackstart er idriftsættelse af elsystemet efter et blackout. Dette kan gøres på to måder, enten via eltransmissionsnet-
2701 tets forbindelser til omkringliggende TSO'ers områder eller via elproducerende enheder i det pågældende område.

2702

2703 Behovet for top-down blackstart vil i fremtiden ikke ændre sig, da levering fra Skagerrak 4 og AC-udlandsforbindelserne
2704 fortsat vil være til rådighed. Dertil kommer også nye HVDC-anlæg, som potentielt kan levere ydelser.

2705

²⁶ <https://energinet.dk/El/Systemydelser/Projekter-og-samarbejde/Markedsgoerelse-og-behovsvurdering>

2706 Udbud på bottom-up blackstart-ydelsen har historisk været målrettet centrale termiske kraftværker. Disse er p.t. de
 2707 eneste anlæg, som har mulighed for at levere ydelsen. I fremtiden, hvor det ikke er givet, at der er centrale termiske
 2708 kraftværker til rådighed til at levere ydelsen, er det nødvendigt at sikre en mere præcis forståelse af behovet. Dermed
 2709 kan udbuddet gøres mere teknologineutralt, og alternative enheder kan byde ind.
 2710 Energinet forventer fremadrettet at have behov for mindst én blackstart-ydelse i både Vest- og Østdanmark²⁷. Disse er
 2711 historisk indkøbt med 2-3 års mellemrum.

2712

2713 Potentielle fremtidige muligheder for bottom-up blackstart, som undersøges yderligere, er:

2714

- 2715 • Softstart via konverterbaserede anlæg koblet med fx batteri-, vindmølle- eller solcelleanlæg. Softstart er en
 2716 blackstart-metode, hvor spændingen langsomt bygges op enten fra et enkelt eller flere anlæg.
- 2717 • Blackstart fra elproduktionsanlæg i eldistributionsnettene.
- 2718 • Blackstart via synkronkompensatorerne, enten ved tilslutning af en turbine direkte til maskinen eller i kombi-
 2719 nation med mindre generatoranlæg.

2720

2721 Det er vigtigt at sikre rettidig identifikation af behovet, så eventuelle anlæg kan etableres hvis nødvendigt.

2722

Blackstart fra HVDC-anlægget Skagerrak 4

Traditionelt har de centrale termiske kraftværker leveret blackstart-ydelsen, og ydelsen vil også fortsætte med at blive udbudt til markedet. Men den danske omstilling til et elsystem baseret næsten udelukkende på vedvarende energi gør, at det er nødvendigt at finde øvrige løsninger for at sikre denne vigtige funktion. Skagerrak 4 er en af Energinets muligheder, når elforsyningen skal genstartes efter blackout.

Energinet foretog derfor i 2018 en test af Skagerrak 4's evne til at spændingssætte en stor andel af transmissionsnettet og sikre, at elforbrugerne hurtigt kan genforsynes i et blackout-scenarie. Testen gik ud på at starte en længere eltransmissionslinje uden spænding fra Skagerrak 4's anlæg ved Viborg til Nordjyllandsværket A/S' elkedelanlæg i Aalborg, og efterfølgende forsynes elkedelanlægget. Dette er en distance på ca. 100 km fordelt over flere transformere, luftledninger og kabler. Testen var en succes, og det lykkedes at gennemføre forskellige tilgange i processen og at starte samt forsyne elkedelanlægget på kraftværket.

Skagerrak 4 fungerede som forventet. Samtidig fungerede samarbejdet internt i Energinet og med Nordjyllandsværket upåklageligt. Energinet har således mulighed for at starte dele af elnettet efter et blackout både ved hjælp af Skagerrak 4 og aftalerne indgået med kraftværker.

2723

2724 4.2.2 Behov for systemydelse til sikring af systembærende egenskaber

2725 Der vil fortsat være et behov for systembærende egenskaber, men for at sikre den mest omkostningseffektive løsning
 2726 og minimere antallet af investeringer i netkomponenter skal behovet konkretiseres. Det vil blandt andet sige, at krav til
 2727 spændingsregulering skal kvantificeres og opgøres i enheder fx Mvar og ikke i antal anlæg. Når behovet er blevet klar-
 2728 lagt, er det også muligt af konkretisere den fremtidige leveringsevne.

2729

2730 For at opnå en større indsigt i de konkrete behov er der igangsat et pilotprojekt på Lolland. Dette har fokus på spæn-
 2731 dingsregulering. Det udbydes teknologineutralt, så alle relevante leverandører kan byde ind. Derudover igangsættes
 2732 studier, som skal forsøge at opdele de ydelser, som centrale termiske kraftværker historisk har leveret som en samlet

²⁷ Nuværende aftaler kan findes på <https://energinet.dk/El/Systemydelse/indkob-og-udbud/Laengerevarende-aftaler>

2733 pakke, så specifikke behov kan identificeres. Det skal samtidig sikre, at reglerne for statsstøtte kan overholdes i forbin-
2734 delse med en eventuel markedsføring.

2735

2736 Energinet har i perioden 2015-2017 analyseret behovet for systembærende egenskaber i forhold til at kunne drive elsy-
2737 stemet sikkert i tilfælde af fejl. Disse meget omfattende analyser har afdækket en lang række scenarier og viser, at elsy-
2738 stemet er mere robust end tidligere vurderet. For yderligere information, læs Energinets publikation *Behov for system-*
2739 *bærende egenskaber i Danmark*²⁸. Behovet vurderes nationalt og lokalt.

2740

2741 De nationale analyser viser, at i dag dækker eltransmissionsnettets egne komponenter behovet for systembærende
2742 egenskaber ved intakt net i stort set alle driftssituationer. Dette forventes ligeledes understøttet af alle nye handelsfor-
2743 bindelser.

2744

2745 I forbindelse med planlagt arbejde i eltransmissionsnettet kan der lokalt opstå et yderligere behov for systembærende
2746 egenskaber fra bestemte enheder i elnettet. Behovet kan fx opstå ved sjældne revisioner på bestemte linjer. Energinet
2747 har et løbende fokus på at optimere driften af eltransmissionsnettet, således at der opstår så få lokale behov for ekstra
2748 systembærende enheder som muligt.

2749

2750 Der kan lokalt opstå situationer, hvor det vil være nødvendigt for Energinet at indkøbe systembærende egenskaber.
2751 Disse indkøb kan derfor have højere omkostninger ved en hurtigere udfasning af centrale termiske kraftværker.

2752

2753 Systembærende egenskaber sikrer, at fejl ikke eskalerer. Det gør de ved at sikre grundlæggende spændingsregulering
2754 under et fejlforløb i eltransmissionsnettet. Det er derfor ikke muligt at undvære systembærende enheder. Ved at ud-
2755 nytte andre komponenter bedre, via blandt andet automation, vil behovet for de nuværende systembærende enheder
2756 kunne reduceres.

2757

2758 4.3 Markedsføring

2759 Opdateringen af *Lov om elforsyning* understøtter Energinets mulighed for at fremskaffe nødvendige ydelser på mar-
2760 kedsbaserede vilkår, også i de situationer, hvor der ikke er konkurrence. Energinet forsøger at markedsføre så mange
2761 ydelser, som det er teknisk og samfundsøkonomisk muligt. Med markedsføring forstås, at Energinet har defineret en
2762 række behov for elsystemet og konkretiseret dem i en produktdefinition, som opfylder den ønskede kvalitet, og som
2763 kan leveres af andre aktører end Energinet. Behovene opstår som følge af elsystemets fysiske opbygning og ændrer sig
2764 løbende sammen med energisystemet.

2765

2766 Energinet skal derfor, som følge af lovændringen, hvert år udarbejde en behovsvurdering for systemydelser. Denne ud-
2767 kom første gang i april 2019. Produktdefinitionerne skal være teknologineutrale, så bredest mulig deltagelse i leverin-
2768 gen af ydelsen sikres. Metoder til identificering og håndtering af behov skal være transparente, så det er muligt at forstå
2769 oprindelsen og sikre forudsigelighed.



2770

2771 *Figur 26 Proces mod markedsføring*²⁹.

²⁸ <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Behov-for-elsystembaerende-egenskaber>

²⁹ Se mere om Energinets behovsvurdering på <https://energinet.dk/El/Systemydelser/Projekter-og-samarbejde/Markedsfoerelse-og-behovsvurdering>

2772 Behovene kan fremskaffes på forskellig vis, blandt andet via tilslutningsaftaler, aftaler med netvirksomheder eller
 2773 TSO'er, via Energinets egne anlæg eller ved hjælp af indkøb. Indkøb kan ske løbende gennem markeder eller udbud.
 2774 Markedsformen afhænger af behovets karakteristika, fx mulighed for at forudse behov, længde af behov og hyppighed.
 2775 Slutteligt har Energinet også mulighed for at foretage afhjælpende tiltag i form af beordringer, i tilfælde af at der ikke er
 2776 mulighed for at fremskaffe ydelserne på anden vis. Energinet arbejder for at undgå anvendelse af beordringer.

2777

2778 4.4 Styring og automation

2779 Energinet arbejder i disse år meget med automation i elsystemet. Au-
 2780 tomation bidrager til robustheden ved at reagere hurtigere på ændrin-
 2781 ger i elsystemet, end det ellers ville være praktisk muligt. Samtidig re-
 2782 duceres risikoen for procedurefejl, og det er muligt at drive elnettet
 2783 tættere på grænsen. Dermed kan automation også medvirke til at re-
 2784 ducere omfanget af investeringer i elnettet.

2785

2786 Automation i elnettet er nødvendig, da kompleksiteten af elsystemet
 2787 stiger. Det skyldes blandt andet flere HVDC-forbindelser og komplekse
 2788 AC-kabelanlæg, herunder kabler til havvindmøleparker. Elproduktionen
 2789 bliver ligeledes mere fluktuerende. Dette betyder hurtigere og
 2790 hyppigere ændringer i flow, både i det interne elnet og på udlandsfor-
 2791 bindelser.

2792

2793 Automationen udfører ind- og udkoblinger af komponenter og ændrin-
 2794 ger af indstillinger, som ellers skulle være foretaget i Energinets Kon-
 2795 trolCenter El. Automationen gør, at der bruges færre manuelle ressour-
 2796 cer på overvågning af lokale områder. Derudover findes procedurer,
 2797 som ikke kan udføres manuelt grundet den nødvendige meget korte re-
 2798 aktionstid. Automationen sikrer derfor, at elnettet kan drives mindre
 2799 konservativt.

2800

2801 Implementeringen af automation er for nuværende kun sket lokalt for
 2802 at løse lokale udfordringer. Et af de tiltag inden for automation, som Energinet arbejder med, er såkaldte reactive po-
 2803 wer controllers (RPC). Yderligere øges anvendelsen af spændingsregulering fra nye vindmøleparker. Dermed vil også
 2804 disse bidrage til at opretholde en stabil spænding.

2805

2806 Et andet tiltag er de såkaldte systemværn, som hurtigt kan tilpasse flows, hvis der opstår fejl i nettet. Det gør det også
 2807 muligt at udnytte den fulde kapacitet i elnettet bedre i normale situationer.

2808

2809 Energinets ambition er på sigt at indføre automatisk optimering af flows- og spændingsregulering ved hjælp af centrale
 2810 beregninger på det samlede elnet. Dette vil ikke være en erstatning for de decentrale reguleringer, men et samspil med
 2811 disse. Dette forventes at føre til mindre tab af energi i elnettet, forøget stabilitet og sikkerhed.

2812

2813 4.5 Netstudier på Fyn

2814 Eltransmissionsnettet i Vest- og Østdanmark er elektrisk forbundet af en HVDC-forbindelse fra Fyn til Sjælland kaldet
 2815 Storebæltsforbindelsen. Storebæltsforbindelsen kan overføre 600 MW, men dette kan reduceres i tilfælde af en række

Pilotprojekt på Lolland

I forbindelse med udviklingen af behovsvurderingen er der iværksat et pilotprojekt i Radsted på Lolland. Formålet med pilotprojektet er at teste, og samle erfaring med, teknologineutrale produktspecifikationer og markedsføring, som kan indarbejdes i fremtidige behovsvurderinger. Pilotprojektet vil køre i ét år fra juni 2019 til juni 2020.

Pilotprojektet skal teste et geografisk lokalt marked for spændingsregulering. Dette gøres i et pilotprojekt for at identificere barrierer for nye og eksisterende teknologier for således at sikre, at definitionen er teknologineutral og samtidig kan opfylde Energinets behov for spændingsregulering i et lokalt afgrænset område. Derudover skal erfaringerne fra pilotprojektet føde ind i en kommende metode, der skal benyttes ved udbud af spændingsregulering fremadrettet.

2816 af bestemte fejl. Ved disse fejl aktiveres en automatik i eltransmissionsnettet, og den begrænser muligheden for over-
2817 førsel. Denne automatik kaldes et *systemværn* og findes i begge landsdele.

2818 Til en forestående reinvestering af en 400 kV-linje fra Jylland til Fyn har Energinet foretaget en analyse for at afdække
2819 potentielle udfordringer. Analysen viste, at hvis systemværnet aktiveres og begrænser overførslen på Storebæltsforbin-
2820 delsen, kan der opstå utilladeligt høj spænding i eltransmissionsnettet på Fyn. Dette skyldes, at når der sker store og
2821 pludselige ændringer i overførslen på Storebæltsforbindelsen, så stiller det store krav til eltransmissionsnettets evne til
2822 at opretholde stabil drift, da for høj spænding eksempelvis kan medføre varige skader på anlæg eller utilsigtede udkob-
2823 linger.

2824

2825 For at undgå for høje spændinger skal spændingsregulering svarende til mindst én roterende enhed (enten Energinets
2826 synkronkompensator eller en central kraftværksblok) være i drift imens. Hvis dette er opfyldt, kan reinvesteringen gen-
2827 nemføres med samme niveau af elforsyningsikkerhed på Fyn, og markedskapaciteten på Storebæltsforbindelsen kan
2828 opretholdes. Alternativt skal kapaciteten på Storebæltsforbindelsen reduceres fra 600 MW til 250 MW.

2829

2830 Energinet er i gang med opfølgende analyser, som skal vurdere, hvordan denne udfordring bedst løses.

HØRING

2831 5. Appendiks E IT-sikkerhed

2832 Den øgede digitalisering og anvendelse og afhængighed af IT-
2833 systemer til styring og overvågning af elsystemet betyder, at ned-
2834 brud og fejl på IT-systemer i stadig større grad kan påvirke elforsy-
2835 ningssikkerheden. Dette gælder for alle aktører i elsystemet. Energi-
2836 net har i 2018 oplevet et stort IT-nedbrud, som dog ikke gav anled-
2837 ning til afbrydelse af elforbrugere.

2838
2839 Center for Cybersikkerhed³⁰, som er en del af Forsvarets Efterret-
2840 ningstjeneste, vurderer, at truslen fra cyberspionage og cyberkrimi-
2841 nalitet er meget høj. Energienet har i den seneste tid set en intensive-
2842 ring i aktiviteter af denne type.

2843
2844 Beredskabet i elsektoren skal sikre, at elforsyning kan fortsættes el-
2845 ler genoprettes med minimale konsekvenser ved IT-hændelser. De
2846 nordiske TSO'er har også samarbejder omkring håndtering af større
2847 cyberangreb og -trusler. På baggrund af dette er der i 2018 gennem-
2848 ført en større nordisk øvelse.

2849

2850 5.1 Trusselvurdering

2851 IT-systemer anvendes i stigende grad til at overvåge og styre kom-
2852 ponenter, balancen og markeder i elsystemet. Øget digitalisering og
2853 nye teknologiske løsninger giver ikke blot firmaer i elsektoren og el-
2854 forbrugerne nye muligheder. Den større afhængighed af IT betyder
2855 også, at elsystemet bliver mere sårbart, hvis IT-systemer i perioder
2856 ikke er tilgængelige, eller der er fejl i disse. Der er derfor fokus på
2857 både høj opetid af intern IT og eksterne trusler mod IT-sikkerheden. Den større afhængighed af IT gælder ikke kun
2858 Energienets systemer, men også netvirksomhedernes, elproduktionsselskabernes og de balanceansvarliges IT-systemer.

2859

2860 Nogle få nedbrud og enkelte datafejl har typisk ingen effekt på elforsyningsikkerheden, da der er sikret redundans i
2861 systemerne. Omfattende og samtidige nedbrud kan derimod påvirke elforsyningsikkerheden. I den seneste trusselvur-
2862 dering fra Center For Cybersikkerhed (CFCS) vurderes, at:

2863

- 2864 • "Truslen fra cyberspionage er **MEGET HØJ**. Truslen er især rettet mod danske myndigheder, som har oplysning-
2865 ger, der er strategisk, politisk eller økonomisk værdifulde for fremmede stater. Visse stater udfører også cyber-
2866 spionage mod danske virksomheder. Stater gør generelt mere for at skjule deres cyberspionage.
- 2867 • Truslen fra cyberkriminalitet er **MEGET HØJ**. Cyberkriminalitet er et globalt fænomen, der også rammer danske
2868 myndigheder, virksomheder og borgere. Der er særligt en betydelig trussel fra cyberkriminalitet, der sigter mod
2869 at afpresse penge fra myndigheder, virksomheder og borgere. Der er cyberkriminelle netværk, der arbejder or-
2870 ganiseret og langsigtet, og statsstøttede hackere står sandsynligvis også bag cyberkriminalitet³¹."

2871

IT-hændelser

Historisk set har brister i IT-sikkerheden eller nedbrud af IT-systemer ikke haft alvorlige konsekvenser for den danske elforsyningsikkerhed. Men over de senere år har fejl i IT-systemer ført til situationer med skærpet drift. Fx skyldtes den eneste registrerede situation med skærpet drift i 2016 en IT-hændelse, der midlertidigt påvirkede kontrolcenterets overvågning af elsystemet og suspendede elmarkedet i en kort periode. I 2018 oplevede Energienet også et stort IT-nedbrud. Ingen af hændelserne har ført til afbrud af elforbrugere.

Indflydelsen af IT-systemer på et lands elforsyningsikkerhed blev yderligere understreget i december 2016, hvor Ukraine oplevede et cyberangreb, som efterlod dele af landet uden elektricitet i flere timer, og cyberangrebet på virksomheder i 2017, hvor IT-infrastrukturen hos især A.P. Møller – Mærsk A/S var hårdt ramt.

30 <https://fe-ddis.dk/CFCS/Pages/cfcs.aspx>

31 <https://fe-ddis.dk/cfcs/Situationsbilleder/Pages/cybertruslen.aspx>

2872 Samtidig er sandsynligheden for, at en aktør i elsystemet bliver ramt af angreb, som ikke er målrettede, stigende. Af-
2873 hængig af aktørens ansvarsområde vil et udfald hos en enkelt aktør ikke have stor påvirkning. Såfremt en række aktører
2874 er udsat for et cyberangreb på samme tid, kan det imidlertid have stor betydning for elforsyningsikkerheden.

2875

2876 På trods af at målrettede angreb vurderes som mindre sandsynlige, så betyder den brede anvendelse af samme type IT-
2877 systemer i elsystemet, at ikkemålrettede angreb kan ramme flere aktører i sektoren samtidig. Energinet har i den sene-
2878 ste tid set en intensivning i aktiviteter som scanninger og forsøg på kompromitteringer. Det er Energinets vurdering, at
2879 disse forsøg på angreb vil stige i fremtiden.

2880

2881 5.2 Internationalt samarbejde

2882 Truslerne mod IT-sikkerheden spredes momentant igennem netværk. Dette medfører, at en trussel, eller opdagelsen af
2883 en ny sårbarhed i et program, er global i det øjeblik, at de ramte systemer forbindes med internettet. For at beskytte
2884 sine systemer mod truslerne skal Energinet kunne finde sårbarhederne, før de udnyttes. Energinet skal have adgang til
2885 viden fra andre og skal kunne dele denne viden for effektivt at kunne beskytte IT-systemer. Der er derfor behov for
2886 samarbejde internationalt og nationalt.

2887

2888 Internationalt arbejder såvel EU som NATO for, at medlemsstater kan dele informationer om cyberangreb og -trusler
2889 hurtigt.

2890

2891 Beredskabet i elsektoren har til formål at sikre, at elforsyning kan fortsættes eller genoprettes med minimale conse-
2892 kvenser for elforsyningen ved IT-nedbrud. I bekendtgørelse nr. 425 af 01/05/2018³² er Energinet pålagt at bevare et
2893 overblik over IT-systemer og IT-informationer, som deles mellem flere aktører i elsystemet. Energinet har oprettet en
2894 funktion, hvor alle IT-vagter i Energinet sidder samlet. Det betyder, at der kan ageres hurtigere og mere effektivt over
2895 for hændelser.

2896

2897 I det nordiske beredskab samarbejder Energinet og Energistyrelsen med nordiske kollegaer for at dele viden om trusler,
2898 risici og sårbarheder. De nordiske TSO'er har også etableret et samarbejde omkring håndtering af større cyberangreb og
2899 -trusler, blandt andet blev der i 2018 gennemført en større nordisk øvelse, Black Screen 2.

2900

³² Bekendtgørelse om it-beredskab for el- og naturgassektoren, BEK nr. 425 af 01/05/2018

Nordic Exercise – Black Screen 2

I 2018 blev der afholdt en fælles nordisk beredskabsøvelse. Øvelsen var en fortsættelse af Black Screen 1, der blev afholdt året før.

Overordnet set var øvelsen en kommunikationsøvelse, hvor de nordiske lande trænede i at kommunikere og informere hinanden i en situation, hvor en eller flere nordiske lande var ramt af flere samtidige IT-sikkerhedshændelser.

Scenariet tog afsæt i en hacktivist-gruppe, der var modstandere af fossile brændstoffer til anvendelse i energisektoren, og som derfor valgte at udføre et fælles angreb mod den nordiske energisektor. Ved øvelsen i år var det lykkedes hacktivist-gruppen at plante malware i SCADA-systemerne. Dermed havde gruppen adgang til at overtage SCADA-systemerne hos samtlige nordiske TSO'er.

I selve øvelsen var det ikke kun TSO'er, der deltog, men også myndigheder. De deltagende lande afholdt øvelsen fra deres egne domiciler for at gøre øvelsen i kommunikation mere realistisk. Det var således en træning i at være opmærksom på at få informeret og kommunikeret til hinanden, således at alle havde et fyldestgørende grundlag for at træffe beslutninger.

2901
2902

Proaktiv IT-sikkerhed

Energinet har afsat dedikerede ressourcer til kontinuerlig overvågning af IT-sikkerheden for proaktivt at kunne reagere på hændelser, trusler og abnorme mønstre i datastrømme. Med den viden, der opbygges her, kan Energinet ikke kun forbedre egen IT-sikkerhed, men også bidrage til det samarbejde, som Energinet har med sektorens virksomheder, myndigheder og nabo-TSO'er.

Ligeledes arbejder Energinet aktivt med Security-by-Design med sikker kommunikation, adgangsstyring til systemer og spredning af risici, når styresystem bygges. Metoder til Security-by-Design tager afsæt i internationale standarder og best practises. Her tages udgangspunkt i Europa-Kommissionens Smart Grid Task Force og samarbejdet i ENTSO-E. Energinet deltager aktivt i arbejdet med elsektorens Nationale Cyber- og Informationssikkerhedsstrategi³³, hvor Security-by-Design ligger højt på dagsordenen i mange af strategiens initiativer.

2903

³³ <https://efkm.dk/media/12491/cyber-og-informationssikkerhedsstrategi-for-energisektorerne.pdf>

2904 **6. Appendiks F Kapitler og paragraffer**

2905 Tabel 24 beskriver, hvilke kapitler i redegørelsen, som forventes at afdække paragrafferne i *Bekendtgørelse om system-*
 2906 *ansvarlig virksomhed*.

2907

Kapitel	Paragraf
Resumé	-
1. Energinets anbefaling af niveau for elforsyningssikkerhed	§ 27, stk. 2, nr. 3) og stk. 3
2. Hvad er elforsyningssikkerhed	-
3. Status på elforsyningssikkerhed	-
4. Forventninger til udviklingen i elsystemet	§ 29, nr. 1), 5) § 32
5. Tiltag til at påvirke elforsyningssikkerheden	§ 27, stk. 2, nr. 3)
6. Uddybelse af anbefalingen	§ 27, stk. 3 og stk. 4
Appendiks	
1. Elforsyningssikkerhed 2018	§ 27, stk. 2, nr. 1) § 28 § 33
2. Effektilstrækkelighed	§ 27, stk. 2, nr. 2) § 29, nr. 1), 3), 4) og 6) § 30 § 31
3. Nettilstrækkelighed	-
4. Robusthed	§ 29, nr. 2)
5. IT-sikkerhed	-
6. Kapitler og paragraffer	-
7. Ordforklaring	-

2908 Tabel 24 Kobling mellem kapitler og paragraffer i *Bekendtgørelse om ændring af bekendtgørelse om systemansvarlig*
 2909 *virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v., BEK nr. 1217 af 15/10/2018.*

2910 7. Appendiks G Ordforklaring

2911 Tekniske fagudtryk, forkortelser og lignende er beskrevet i ordforklaringen herunder. Når forkortelser anvendes, skrives
2912 de ud, første gang de optræder i redegørelsen, og forkortelsen angives herefter i parentes. Herefter anvendes kun for-
2913 kortelsen.

2914
2915 Igennem redegørelsen er officielle dokumenter og love angivet med *kursiv* i teksten. Dette er ikke gældende for be-
2916 kendtgørelser.

2917
2918 Fodnoter anvendes til kildehenvisninger, eksempelvis henvisninger til hjemmesider, love og bekendtgørelser. Hvis en
2919 henvisning optræder mere end én gang, anvendes der kun fodnotehenvisning første gang den optræder.

2920

Begreb	Beskrivelse
Afbrudsminutter	Ikkeleveret elektricitet (bagudrettet eller fremadrettet) divideret med områdets elforbrug (Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2)) ganget med antal minutter i et år, jævnfør definition i BEK nr. 1217 af 15/10 2018. For netvirksomhederne opgøres afbrudsminutter i forhold til antallet af kunder (leveringspunkter). De to opgørelsesmetoder giver meget sammenlignelige afbrudsminutter. Afbrudsminutter dækker kun over ufrivillig mangel på el.
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserves, også kendt som sekundær reserve. Benyttes til frekvensgenopretning.
Alert state	Driftsstatus, som udmeldes til elektrisk forbundne nabolande i situationer med presset elforsyningsikkerhed. Definition findes i netreglen System Operation Guideline under kapitel, artikel 18, stk. 2.
BID	<i>Better Investment Decisions</i> . En elmarkedsmodel, der blandt andet kan anvendes til at vurdere effektilstrækkelighed. Modellen simulerer elmarkedet på tværs af Europa og afspejler således den danske tilknytning til omverdenen.
Blackout	Ukontrolleret afbrydelse af hele – eller dele af – elnettet i et elprisområde
Blackstart	Genoprettelse af elnettet efter blackout.
Bottom-up blackstart	Bottom-up blackstart er opstart fra elproducerende enheder i området.
Brownout	Kontrolleret afkobling af elforbrugere, som følge af mangel på tilstrækkelig el.
CACM	Capacity Allocation & Congestion Management. Netregel vedr. kapacitetsberegning, day ahead- og intraday-markederne. ³⁴
CEP	Clean Energy Package. Lovgivningspakke fra Europa-Kommissionen, der består af 8 konkrete lovgivningsforslag.
CNTC	Coordinated Net Transmission Capacity er en metode til at vurdere og fastsætte overførselkapaciteter mellem elprisområder.
CONE	Cost of New Entry (indgangsomkostning) beskriver den årlige omkostning baseret på investeringsomkostninger og faste omkostninger for ny elproduktionskapacitet eller fleksibelt elforbrug.

³⁴ Kommissionens forordning om fastsættelse af retningslinjer for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger.
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/?uri=CELEX:32015R1222>

Day-ahead-markedet	Elleverandører og producenter handler i day-ahead-markedet for at dække produktion og forbrug for det følgende døgn.
EB	Electricity Balancing. Netregel om etablering af et fælleseuropæisk balancemarked. ³⁵
EENS	Expected Energy Not Served. Beregnet forventet mængde af elektricitet, der ikke kan leveres, fordi produktionskapaciteten til rådighed i et område inklusive muligheden for import er mindre end elforbruget i området. EENS beregnes på timebasis og summeres på årsbasis. EENS inddrager prisfleksibelt elforbrug i den udstrækning, det er til rådighed.
EUE	Expected Unserved Energy. EENS korrigeret for kontrollerede, præventive elafbrydelser (brownouts) samt ukontrollerede elafbrydelser (blackouts).
Effektminutter	Ikkeleveret elektricitet (beregnet fremadrettet som EUE) divideret med områdets elforbrug ganget med antal minutter i et år for den del, der vedrører produktionssystemet og eksterne forbindelser mellem elprisområder.
Effekttilstrækkelighed	Sandsynlighed for, at der er effekt nok til rådighed i et område (DK1, DK2 eller andre prisområder), under hensyntagen til elproduktion, eksterne elforbindelser og fleksibelt elforbrug, jævnfør BEK nr. 891 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v.
EI	Elektricitet, som produceres af elproducerende enheder, fx kraftværker og vindmøller, og som forbruges af blandt andet elektriske maskiner eller til belysning.
Eldistributionsnettene	Elnet på et spændingsniveau under 100 kV. Bruges typisk til at flyttes el kortere distancer og har typisk tilsluttet mindre kraftværker, mindre vindmølleparker og mindre elforbrugere (fx almindelige husholdninger).
ELFAS	Elselskabernes Fejl- og Afbudsstatistik. En samlet statistik, hvortil næsten alle netvirksomheder i Danmark indmelder elafbud.
Elforsyningsikkerhed	Sandsynlighed for, at der er elektricitet til rådighed for forbrugerne, når den efterspørges, jævnfør <i>Lov om elforsyning</i> § 5, stk. 1, nr. 6.
Elnettet	Fælles betegnelse for eltransmissionsnettet og eldistributionsnettene.
Elprisområde	Geografisk område, hvor det antages, at der ikke er flaskehalse i elsystemet, hvorved elprisen er ens for alle elforbrugere i området.
Elsystemet	Fælles betegnelse for eltransmissionsnettet, eldistributionsnettene, handelsforbindelser, elproducerende enheder og andet der bidrager til opretholdelse af elforsyningen.
Eltransmissionsnettet	Elnet på et spændingsniveau over 100 kV. Bruges typisk til at flytte el over lange distancer og har typisk tilsluttet store kraftværker, store vindmølleparker og store elforbrugere (fx datacentre).
Energinet	Energinet er en selvstændig offentlig virksomhed under Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet. Energinet ejer og udvikler eltransmissionsnet og gasnet i Danmark for at indpasse mere vedvarende energi, opretholde forsyningsikkerhed og sikre lige markedsadgang til nettene.
Energinet Elsystemansvar	Energinet Elsystemansvar A/S er en del af Energinet-koncernen. Elsystemansvar har ansvar for opretholdelsen af den danske elforsyningsikkerhed og drive det

³⁵ Kommissionens forordning om fastsættelse af retningslinjer for balancering af elektricitet. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/?uri=CELEX:32017R2195>

	danske eltransmissionsnet. Herudover også at bidrage til markedsudvikling på elområdet og en målrettet forsknings- og innovationsindsats.
Energinet Eltransmission	Energinet Eltransmission A/S er en del af Energinet-koncernen. Eltransmission arbejder med optimering, vedligeholdelse og udvikling af det danske eltransmissionsnet.
ENTSO-E	European Network of Transmissions System Operators for Electricity. Sammenlutning af europæiske TSO'er.
Expected Energy Not Served (EENS)	Beregnet forventet mængde af elektricitet, der ikke kan leveres, fordi produktionskapaciteten til rådighed i et område inklusive muligheden for import er mindre end elforbruget i området. EENS beregnes på timebasis og summeres på årsbasis. EENS inddrager prisfleksibelt elforbrug i den udstrækning, det er til rådighed.
Expected Unserved Energy (EUE)	EENS korrigeret for kontrollerede, præventive elafbrydelser (brownouts) samt ukontrollerede elafbrydelser (blackouts).
FCR	Frequency Containment Reserves, også kendt som primær reserve. Benyttes til frekvensstabilisering.
FRT	Fault Ride-Through. Dækker over, at vindmøller skal forblive tilkoblet eltransmissionsnettet gennem et fejlforløb.
FSI	<i>Forsynings sikkerhedsindex</i> . Model til modellering af effekttilstrækkelighed, som Energinet tidligere har benyttet.
HVAC	Betegnelse for højspændingsvekselstrømsnet.
HVDC	Betegnelse for højspændings jævnstrømsnet.
Intraday-markedet	Markedet mellem day-ahead-markedet og én time før selve driftstimen.
Loss Of Load Expectation (LOLE)	Den forventede hyppighed af situationer, hvor produktionskapaciteten til rådighed i et område, inklusive muligheden for import, er mindre end elforbruget i området.
MAF	Midterm Adequacy Forecast. Vurdering af effekttilstrækkelighed udarbejdet af ENTSO-E med 10 års sigte.
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserves, også kendt som tertiær reserve. Benyttes til balanceudligning.
N-1 princippet	Princippet bruges til planlægning og drift af elsystemet og siger, at eltransmissionsnettets overordnede funktioner skal forblive intakte ved udfald af en vilkårlig komponent i elsystemet.
Netregler	Netregler er den populære betegnelse for otte af Europa-Kommissionens forordninger, hvoriblandt kan nævnes CACM, EB, RfG og SO GL (se ordlisten).
Nettilstrækkelighed	Nettilstrækkelighed er eltransmissions- og eldistributionssystemets evne til at transportere tilstrækkelig elektricitet fra elproduktionssted til elforbrugssted.
Regulerkraft	Regulerkraft anvendes til manuelt at opretholde balancen (og dermed frekvensen) i det samlede elsystem. På regulerkraftmarkedet kan aktører indgive bud på op- og nedregulering i driftstimen. mFRR skal indmeldes i dette marked, og regulerkraft er derfor aktivering af indmeldte bud for mFRR.

LOLE	Loss Of Load Expectation. Den forventede hyppighed af situationer, hvor produktionskapaciteten til rådighed i et område inklusive muligheden for import er mindre end elforbruget i området.
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i> . Enhed til optagelse af data fra elnettet med høj frekvens. Data benyttes til at analysere frekvensafvigelser og kortslutningsniveau.
Reserver	Generel betegnelse for de systemydelser – i form af energiaktivering og kapacitet – Energinet indkøber til at opretholde en stabil og sikker drift af elsystemet. Se mere på Energinets hjemmeside for systemydelser ³⁶ .
RFG	Requirement for Generators. Netregel om krav til nettilslutning for produktionsanlæg. ³⁷
RPC	Reactive Power Controllers. Automation som hjælper med at balancere den reaktive effekt balance og spændingen i nettet. Denne type automation støtter systemet med automatisk kobling af reaktive komponenter (reaktorer, viklingskoblere, kapacitorer).
SO GL	System Operation Guideline. Netregel vedr. krav til systemsikkerhedsmæssige forhold, udetidsplanlægning, effektbalancering samt reservering og udveksling af reserver under normal og skærpet drift. ³⁸
Systembærende egenskaber	De ydelser, der er nødvendige for at opretholde en sikker og stabil drift af elsystemet: Frekvensstabilitet og spændingsstabilitet.
VoLL	Value of lost load (VoLL) er en økonomisk indikator, som udtrykker omkostningerne ved afbrudt elforsyning.

2921

³⁶ <https://energinet.dk/El/Systemydelser/Hvad-er-Systemydelser>

³⁷ Kommissionens forordning om fastsættelse af netregler om krav til nettilslutning for produktionsanlæg.
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/?uri=CELEX:32016R0631>

³⁸ Kommissionens forordning om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer.
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32017R1485>



Høringssag

ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 28 98 06 71

KOLOFON

Forfattere: BRU/OKJ/JKU/CPL
Dato: 30. august 2019