

Eksterne Høringssvar til Ny Økonomisk Regulering af Energinet

Organisation	Sidetæl
Danmarks Naturfredningsforening	2
Dansk Energi	3
Dansk Fjernvarme	12
Danske Revisorer	17
DI	18
Forbrugerrådet TÆNK	19
Forsyningstilsynet 1	21
Forsyningstilsynet 2	29
KL	31
PGNiG1	32
PGNiG2	35
Rigsrevisionen	50
Wind Denmark	51

Fra: Lasse Jesper Pedersen <lasse@dn.dk>
Sendt: 27. august 2020 14:30
Til: Julie Hansen
Emne: Høringssvar vedr. lovforslag om ny regulering af Energinet

Danmarks Naturfredningsforening hilser ændringen i Energinets formålsbestemmelse meget velkommen.

Efter mange år med dårlige sager, hvor Energinet direkte og indirekte har bakket op om og støttet fossil infrastruktur igennem projekter som er mere eller mindre direkte i konflikt med den grønne omstilling, (såsom Baltic Pipe og Viking Link), er det både tiltrængt og kærkomment at det indskærpes at selskabets primære formål naturligvis skal være at understøtte udviklingen af en klimaneutral energiforsyning, samtidig med at der sættes en tydeligere grøn retning for Energinet, hvor klima og miljø skal inddrages som hensyn i selskabets opgavevaretagelse både ved drift og udvikling samt i udbygningen af den overordnede energinfrastruktur. I en tid med galoperende klimaforandringer og hvor hele verden skal til at sadle om, ville alt andet simpelthen være uansvarligt.

Med venlig hilsen,
Lasse Jesper Pedersen

Klima- og Energipolitisk Seniorrådgiver,
Danmarks Naturfredningsforening
Direkte telefon: 3119 3234
E- mail: Lasse@DN.dk

Til Energistyrelsen
Journalnummer 2020-4657
[Kommentarer]

Dok. ansvarlig: MGA
Sekretær:
Sagsnr: s2019-1191
Doknr: d2020-21961-13.0
23-09-2020

Høringssvar til ændring af den økonomiske regulering af Energinet og planlægnings- og investeringsgodkendelsesproces for Energinet m.v.

Dansk Energi vil indledningsvis kvittere for muligheden for at afgive høringssvar til genfremsettelse og ændring af udkast til lovforslag om ændring af lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning (ændring af den økonomiske regulering af Energinet og ny planlægnings- og investeringsgodkendelsesproces for Energinet m.v.).

Målsætningen om at omstille det danske samfund til vedvarende energikilder og reducere udslippet af drivhusgasser med 70 pct. betyder, at det er afgørende, at der indføres tidssvarende regulering af den danske el-infrastruktur. En sådan regulering skal både give rum for de nødvendige investeringer, men samtidig sikre, at de betydelige ressourcer, der er bundet i el-infrastrukturen forvaltes effektivt og hensigtsmæssigt. Her er den nye økonomiske regulering af Energinet et skridt i den rigtige retning.

Dansk Energi bakker grundlæggende op om de indførte ændringer og præciseringer vdr. hhv. formålsbestemmelsen for Energinet, øget transparens og agilitet i Energinets investeringsplaner samt afklaringen af Energistyrelsens hhv. Forsyningstilsynets rolle og kompetence i den økonomiske regulering af Energinet. Det er i den forbindelse positivt, at forslaget nu lægger op til, at det er ministeren, der indestår for, at forretnings- og investeringsplaner i Energinet er i tråd med politiske mål og aftaler, herunder "Klimaaftale for energi og industri mv. 2020" af den 22. juni 2020, mens Forsyningstilsynet alene skal fokusere på de økonomiske aspekter af planer og konkrete investeringer. Vi noterer os ligeledes, at Folketingets Klima-, Energi- og Forsyningsudvalg skal inddrages forud for klima-, energi- og forsyningsministerens afgørelse vedrørende ansøgninger om godkendelse af særligt store projekter. Dette sikrer en styrket politisk og demokratisk forankring af Energinets mål og planer, som ikke ville være til stede, hvis myndighedsudøvelsen, som tidligere foreslået, i større grad skulle foretages af en uafhængig myndighed udenfor folketingets og ministerens kontrol.

Det forekommer imidlertid uklart, hvad den nye og bredere affattelse af formålsbestemmelsen for Energinet konkret forventes at omfatte, idet den ikke længere alene er afgrænset til "ejerskab og drift af den overordnede infrastruktur på el- og gasområdet", men nu omfatter "energiinfrastruktur" generelt og opgaver med sammenhæng hertil. Vi opfordrer derfor til, at det præciseres og konkretiseres yderligere i bemærkningerne til lovforslaget, hvilke konkrete yderligere aktiviteter, dette bredere formål måtte indebære.

Lovforslaget lægger op til at indføre en indtægtsrammeregulering for Energinet. En indtægtsrammeregulering er en mere moderne regulering, der giver incitamenter til en effektiv drift og effektive investeringer i modsætning til en hvile-i-sig-selv-regulering. Samtidig tilrettelægges en ny regulering af Energinet, så der også er en mekanisme, der kan sikre de nødvendige investeringer, der ligger udover det historiske investeringsniveau, som alene dækkes af en simpel, historisk betinget indtægtsrammemodel. Der sigtes dermed på en balance mellem et effektiviseringspres og en ramme, der giver rum for de nødvendige investeringer. Dette er afgørende for en el-infrastruktur, der skal understøtte mere elektrisk transport og større kompleksitet i et decarboniseret Danmark.

Dertil bemærker Dansk Energi lovforslagets hensigt om at styrke planlægnings- og investeringsprocessen for Energinets anlægsprojekter. Det er positivt, at der arbejdes for at øge transparens for projekternes gennemførelse fremadrettet. Dette gør det også for elnetselskaberne at planlægge deres investeringer, fleksibilitetsbehov mv. Det er dog vigtigt, at den styrkede planlægnings- og investeringsproces ikke bliver en stopklods for den grønne omstilling af el-systemet. Det er derfor også vigtigt, at Energinets rammer bliver tilpas agile, og at Energinets investeringsrammer også tager højde for og koordineres med elnetselskabernes investeringsplaner, da der ud fra et samfundsmæssigt perspektiv kan være situationer, hvor investeringerne i el-infrastruktur mere hensigtsmæssigt placeres på distributionsniveau og omvendt. I den henseende er det positivt, at det nuværende lovforslag lægger op til både øget transparens og agilitet i planlægningen og styrket involvering af interessenter.

Endvidere er det vigtigt, at reguleringen i tilstrækkelig grad tillader Energinet at kunne investere i forhold til et forventet fremadrettet behov. Det er positivt, at lovforslaget lægger op til øget fokus på de fremadskuende elementer. Konkret vil indtægtsrammereguleringen give Energinet et incitament til et større omkostningsfokus. Der er dog også en risiko for, at et styrket omkostningsfokus i sidste ende går ud over udbygningen og fremtidssikringen af transmissionsnettet. Dette risikerer så at medføre, at netselskaberne bliver nødt til at udbygge distributionsnettet i områder, hvor det ellers ville være mere omkostningseffektivt at udbygge transmissionskapaciteten. Allerede i dag ser vi lokalt eksempler på, at distributionsnettet er kraftigt belastet, fordi transmissionsnettet ikke er tilstrækkeligt udbygget til at håndtere normaldrift, eller fordi det udbygges for langsomt. Dette ses blandt andet i områder, hvor der er en høj grad af VE-produktion. Dette medfører større omkostninger end nødvendigt og en øget risiko for afbrud af slutkunder i disse områder. Det bør indgå i vurderingen af Energinets udbygningsplan, at der investeres tilstrækkeligt i transmissionskapacitet til, at udnyttelsen og udbygningen af den samlede el-infrastruktur optimeres. Netselskaberne indgår meget gerne i en endnu tættere dialog om Energinets planer fremadrettet.

Dansk Energi bemærker, at lovforslaget udelukkende skitserer de overordnede rammer for den økonomiske regulering af Energinet. Der er således lagt op til, at Forsyningstilsynet efterfølgende udformer og fastsætter de mere tekniske elementer af reguleringen inden for rammerne fastsat i lovgivningen. Det vil således være op til Forsyningstilsynet at sikre den endelige balance mellem effektiviseringspres og nødvendige investeringer. Her bemærker Dansk Energi, at der er tale om en stor og vigtig opgave, som placeres ved Forsyningstilsynet. Her er det dog vigtigt, at tilsynets opgave fokuseres, og at det undgås, at der laves dobbeltregulering i de tilfælde, hvor der allerede i dansk lovgivning er fastsat regler.

Dansk Energi er enig i, at koncerninterne ydelser skal købes på markedsvilkår, og at systembærende egenskaber til opretholdelse af forsyningssikkerheden skal markedsføres jf. elforsyningslovens §27a. Dette er et vigtigt element i en omkostningseffektiv fremskaffelse af

sådanne ydelser, og i at skabe prissignaler, der understøttet opretholdelsen af forsyningssikkerheden på langt sigt. Dansk Energi anser det i den forbindelse som positivt, at synkronkompensatorernes ydelser skal udbydes på markedsvilkår, jf. bemærkningerne til den foreslåede bestemmelse i §71, stk. 4, nr. 1.

Prissætningen af alle ydelser skal ske på markedsmæssige vilkår. I det omfang ydelser handles internt i Energinets koncern bør de prissættes efter gældende skattemæssig praksis og lovgivning på grundlag af OECD's guidelines for prisfastsættelse af koncerninterne transaktioner (transfer pricing). Dansk Energi forslår derfor, at det skrives ind, at Energinet i sin interne prissætning skal overholde skattemæssig transfer pricing praksis og OECD's guidelines, samt at Forsyningstilsynet skal lægge allerede gældende transfer pricing principper til grund for tilsynet med koncerninterne handler.

Dansk Energi finder i øvrigt, at Forsyningstilsynet skal have de nødvendige kompetencer til at kunne udfylde den rolle, de tiltænkes i den nye regulering af Energinet. Herunder, at den nødvendige ekspertise skal være til rådighed til at vurdere systemansvarliges forretningsplan og indholdet af transmissionsselskabets langsigtede udviklingsplaner, når der skal fastsættes tillæg til indtægtsrammen. Dette er dog ikke det samme som, at Forsyningstilsynet nødvendigvis bør tilføres flere årsværk, særligt da det i sidste ende er forbrugerne og producenterne, der skal betale herfor ved højere tariffer. Dansk Energi vil i stedet foreslå, at Forsyningstilsynet indenfor sin eksisterende økonomiske ramme prioriterer de nødvendige ressourcer til at implementere den nye regulering af Energinet og føre tilsyn hermed.

I det følgende vil Dansk Energi afgive bemærkninger til en række udvalgte bestemmelser i lovforslaget.

1. Ny økonomisk regulering – transmissionsvirksomhed (el) og systemansvarlig virksomhed (ekskl. Datahub)
2. Ny økonomisk regulering – Datahub
3. Ny økonomisk regulering – transmissionsselskab (gas)
4. Forsyningstilsynets behov for nye ressourcer
5. Markedsmæssighed ved interne handler i Energinet
6. Energinets tarifiering
7. Ændring af Energinets formålsbestemmelse
8. Synkronkompensatorer bør markedsudsættes
9. Gebyromkostninger som en del af prisen for prisregulerede naturgasprodukter

1. Ny økonomisk regulering – transmissionsvirksomhed (el) og systemansvarlig virksomhed (ekskl. Datahub)

I det følgende vil Dansk Energi afgive bemærkninger til følgende elementer af indtægtsrammereguleringen:

- Tillæg for forventede omkostninger
- Reguleringen bør sikre rettidige investeringer
- Tillæg for reinvesteringer med væsentlige funktionelle eller kapacitetsmæssige ændringer
- Effektiviseringskrav
- Tilstrækkelig kvalitet

Overordnet set er indtægtsrammeregulering meget velegnet til at sikre incitamenter til at effektivisere. Risikoen er dog, at indtægtsrammer typisk vil være baseret på historiske omkostningsniveauer og investeringsbehov og vil dermed ikke være gearet til et scenarie med stigende investeringsbehov. Med den grønne omstilling står Danmark foran en kraftig elektrificering, som må forventes at medføre stadig større investeringer i både eltransmission og eldistribution. Det er derfor positivt, at dette er tænkt ind ved, at der opereres med en regulering af eltransmission, som funderes i en fremadrettet plan for investeringsbehovet og ikke kun i de historiske investeringsniveauer.

Tillæg for forventede omkostninger

Som følge af, at indtægtsrammer typisk er baseret på historiske omkostningsniveauer og investeringsbehov, synes det hensigtsmæssigt, at reguleringen af Energinet tilføjer elementer til indtægtsrammen, som går udover det historiske investeringsbehov. Dermed tages det første skridt i retningen af en mere fremadskuende regulering, hvilket er positivt.

Dansk Energi noterer sig således, at der vil blive fastsat regler om, at omkostningsrammen for transmissionsvirksomhed kan indeholde et tillæg for forventede meromkostninger til nyinvesteringer og anlægsprojekter med væsentlige funktionelle eller kapacitetsmæssige ændringer. Indtægtsrammen vil dermed ikke kun være funderet i det historiske investeringsniveau. Dansk Energi kan støtte op om, at der fastsættes et fremadskuende element, som kan sikre, at der foretages rettidige investeringer. Et tilsvarende behov ses for eldistribution og dette bør snarest sikres lovgivningsmæssigt.

Dansk Energi bemærker endvidere, at den systemansvarlige virksomhed udarbejder en forretningsplan med forventede omkostninger, som kan indarbejdes i indtægtsrammereguleringen som et tillæg. Dansk Energi stiller sig dog undrende over for, at det under de almindelige bemærkninger til den nye økonomiske regulering fremstår, som om det kun er en mulighed for Forsyningstilsynet at lade forretningsplanens budget indgå i indtægtsrammen. Det synes uhensigtsmæssigt, hvis Energinet skal foretage offentlig inddragelse ifm. udarbejdelse af forretningsplanerne og udarbejde budgetforslag, som belyser nødvendige meromkostninger for konkrete opgaver i reguleringsperioden, hvis disse efterfølgende måske reelt ikke lægges til grund for selskabets økonomiske ramme. Dansk Energi foreslår det derfor præciseret i lovbemærkningerne, hvilken rolle forretningsplanen forventes at have for fastlæggelse af indtægtsrammen.

Reguleringen bør sikre rettidige investeringer

Dansk Energi finder, at det er hensigtsmæssigt, at den nye regulering af Energinet medfører et incitament til et større omkostningsfokus. Dansk Energi bemærker dog, at der kan forekomme en risiko for, at den øgede fokus på omkostningseffektivitet kan gå ud over udbygning af transmissionsnettet. Dette vil i så fald medføre, at netselskaberne bliver nødt til at udbygge distributionsnettet i områder, hvor det ellers ville være mere omkostningseffektivt at have transmissionskapacitet.

Allerede i dag kan der forekomme tilfælde, hvor distributionsnettet er kraftigt belastet, da transmissionsnettet ikke i en tilstrækkelig grad er udbygget til at håndtere normaldrift, eller fordi udbygningstakten for transmissionsnettet har været for langsom. Dette kan medføre større omkostninger end nødvendigt og en øget risiko for afbrud af slutkunder i områder, hvor der er en høj grad af VE-produktion.

Dansk Energi finder således, at ovenstående problematik bør indgå i vurderingen af Energinets udbygningsplan, således at det sikres, at der investeres tilstrækkeligt i transmissionskapacitet til, at udnyttelsen og udbygningen af den samlede elinfrastruktur optimeres. Eldistri-

butionsselskaberne indgår naturligvis meget gerne i en endnu tættere dialog om Energinets planer fremadrettet.

Dansk Energi støtter også lovforslagets hensigt om at styrke planlægnings- og investeringsprocessen for Energinets anlægsprojekter, herunder politisk inddragelse samt inddragelse af interessenter, og at udvide godkendelsesprocessen til at omfatte projekter på tidlige planlægningsstadier. Dette vil give omverdenen mere indsigt i projekternes gennemførelse og et politisk ejerskab til projekterne.

Det er dog vigtigt, at den styrkede planlægnings- og investeringsproces ikke bliver en stopklods for den grønne omstilling af elsystemet. Energinet bør fortsat kunne investere i forhold til et forventet behov. Energisystemet er i rivende udvikling, og alle elementer af det fremtidige energisystem vil per definition ikke være kendt på et givet investeringstidspunkt. Derfor er det vigtigt, at Energinet fortsat agilt kan foretage de investeringer, der har karakter af 'no regret' i forhold til energisystemet, og som understøtter udbygningen af vedvarende energi.

Tillæg for reinvesteringer med væsentlige funktionelle eller kapacitetsmæssige ændringer

Dansk Energi noterer sig, at indtægtsrammereguleringen ganske fornuftigt suppleres af et element, som tager højde for, hvis reinvesteringer i elnettet sker med en større kapacitet end i det net, der tages ud af drift. Desuden er det i lovbemærkningerne specificeret, at Forsyningstilsynet får hjemmel til at fastsætte en metode til håndtering af ekstraordinært cyklisk reinvesteringsniveau. Dansk Energi finder begge disse elementer hensigtsmæssige.

Effektiviseringskrav

Dansk Energi bemærker, at indtægtsrammen som mekanisme sikrer, at der er incitament til effektiviseringer. Hertil bemærker Dansk Energi, at det ex post kan være hensigtsmæssigt at føre tilsyn med, om det indtægtsrammeregulerede selskab, i dette tilfælde Energinet, har effektiviseret ift. selskabets faktiske effektiviseringspotentiale. Dette skal dog ske, under hensyn til at selskabet naturligvis altid skal kunne få dækket sine omkostninger ved effektiv drift inklusive et rimeligt afkast.

Derudover bakker Dansk Energi op om, at det i lovbemærkningerne til §71, stk. 4, nr. 4, fremgår at omkostninger til systemydelser undtages effektiviseringskrav, da der er tale om markedsudsatte, ikke-påvirkelige omkostninger, hvor det i et forsyningssikkerhedsmæssigt perspektiv ikke er ønskværdigt.

Utilstrækkelig kvalitet

Den grønne omstilling stiller og vil stille store krav til vores elnet, herunder transmissionssystem, og forsyningssikkerhed. For at nå i mål med 70 pct.-målsætningen er der behov for en omfattende elektrificering af vores samfund. Det indbefatter, at der skal produceres og indpasses meget mere grøn strøm i vores forsyning end der gør i dag. Herudover vil der i de kommende år ske en nedlukning af termiske værker, som i dag bidrager til forsyningssikkerheden. Det er afgørende, at incitamenterne i den økonomiske regulering af Energinet ansporer til fokus på alle aspekter af forsyningssikkerhed – ikke kun ved at skabe fleksible rammer for at foretage investeringer, men også ved brug af sanktioner, såfremt forsyningssikkerheden bliver utilfredsstillende.

Det fremgår af lovforslagets bemærkninger, at Forsyningstilsynet skal fastsætte regler om fradrag i indtægtsrammen i tilfælde af utilstrækkelig leveringskvalitet i eltransmissionsnettet.

Dansk Energi finder det hensigtsmæssigt, at der skabes incitament til en høj forsynings sikkerhed og støtter derfor, at der indføres et fradrag i indtægtsrammen baseret på leveringskvalitet, således at effektiviseringer ikke kommer på bekostning af flere afbrud.

Det er dog Dansk Energis opfattelse, at det er uheldigt at give Forsyningstilsynet adgang til at fastlægge regler om en konkret reguleringsmodel, da det samtidig er tilsynet der skal administrere de samme regler. Dansk Energi skal i stedet foreslå, at ministeren på samme måde som i indtægtsrammebekendtgørelsens kapitel 4 (§§ 16-17) der fastlægger regler for reguleringsmodellen om leveringskvalitet for netselskaberne, fastlægger konkrete regler om reguleringsmodellen for eltransmissionsnettet.

Det foreslås i lovbemærkningerne, at fradraget i indtægtsrammen tager udgangspunkt i det planlægningsmål for elforsynings sikkerhed, der er fastlagt af klima-, energi- og forsyningsministeren eller subsidiært et gennemsnit af det historiske niveau for transmissionsnettets leveringskvalitet. Efter den gældende § 27 i lov om elforsyning er det klima-, energi- og forsyningsministeren, der har det overordnede ansvar for elforsynings sikkerheden og fastsætter niveauet herfor.

Det er væsentligt, at der tilstræbes et niveau for forsynings sikkerheden, der sikrer at omkostningerne ved strøm afbrud hos elkunderne sammenholdes med omkostningerne hos infrastrukturejeren ved at opretholde et bestemt niveau af leveringssikkerhed, således at kravene til leveringskvalitet fastsættes, så de giver samfundsøkonomisk mening.

Derfor er det fornuftigt og hensigtsmæssigt at den regulatoriske målsætning for forsynings sikkerheden i eltransmissionsnettet kobles til det planlægningsmål, som klima-, energi- og forsyningsministeren fastsætter.

Dansk Energi vil dog stille spørgsmålstejn ved, at målsætningen kobles på et historisk gennemsnit, da dette kan være udtryk for et uhensigtsmæssigt niveau i forhold til, hvad der er samfundsøkonomisk rentabelt.”

2. Ny økonomisk regulering – Datahub

Det fremgår af lovforslaget, at indtægtsrammen for Datahub løbende vil kunne tilpasses som følge af brugerønsker. Dette bør afgrænses til tilpasninger, som følge af funktionaliteter, der er nødvendige for at opretholde Datahubbens kernefunktion vedr. formidling af afregningsdata mellem elnetselskaber og elhandlere og understøttelse af engrosmodellens forretningsmæssige transaktioner aktørerne imellem. Nye funktioners nødvendighed i forhold hertil bør således dokumenteres af Datahub og vurderes af Forsyningstilsynet som grundlag for evt. tilpasninger som følge af brugerønsker. Dette bør fremgå af lovtekst eller af bemærkningerne hertil. Det fremgår desuden, at der ikke indføre en forretningsplan for Datahub. Dette forekommer uhensigtsmæssigt i betragtning af de betydelige historiske og forventede fremadrettede investeringer i Datahub. Derfor bør der også for Datahub indføres krav om forretningsplan for at sikre tilstrækkelig politisk kontrol med denne aktivitet.

Endvidere forekommer det uklart, om det fortsat er tanken, at omkostninger til dækning af Datahub's omkostninger vil opkræves over Energinets tariffer eller via gebyrer etc.

3. Ny økonomisk regulering – transmissionsselskab (gas)

Dansk Energi støtter som nævnt et stærkere og mere transparent tilsyn med Energinets forretning og investeringer. Vi finder det positivt, at Energinet underlægges en indtægtsramme med henblik på at give incitament til øget effektivitet.

Gasmarkedet står overfor en gennemgribende udvikling i de kommende år, hvor der bl.a. vil være faldende gasforbrug, og Danmark i høj grad bliver et gastransitland. Det er derfor vigtigt, at der skabes de rette incitamenter for Energinet til hensigtsmæssig håndtering af risiko for manglende anvendelse af infrastrukturen samt til afvikling af urentable dele af gasinfrastrukturen.

Det fremgår af lovforslagets bemærkninger til § 37 d, stk. 4, nr. 2., at Forsyningstilsynet efter ansøgning fra transmissionsselskabet kan tilpasse afskrivningsperioderne, såfremt Forsyningstilsynet finder det hensigtsmæssig ud fra væsentlige samfundsøkonomiske hensyn, herunder etablering af handelsforbindelser, tariffastabilitet m.v. Det fremgår desuden, at det forventes, at Forsyningstilsynet tager hensyn til nedskrivningsrisikoen som følge af konkurrencepåvirkning af tredjeparts anvendelse af handelsforbindelser, væsentlige samfundsøkonomiske forhold og opnåelse af sammenhæng mellem anvendelsesbehovet for aktivet og dets økonomiske levetid.

Grundlæggende bør anlæg afskrives efter almindelige regnskabsprincipper. Dansk Energi kan dog støtte, at det på grund af faldende forretningsgrundlag på gas kan være nødvendigt, at afskrivningsperioderne for projekter af væsentlig størrelse kan tilpasses, såfremt det er hensigtsmæssigt ud fra væsentlige samfundsøkonomiske hensyn, herunder tariffastabilitet. Vi støtter desuden, at der tages hensyn til nedskrivningsrisikoen som følge af konkurrencepåvirkning af tredjeparts anvendelse af handelsforbindelser, væsentlige samfundsøkonomiske forhold og opnåelse af sammenhæng mellem anvendelsesbehovet for aktivet og dets økonomiske levetid.

Dansk Energi støtter endvidere, at Energinets omkostninger til opretholdelse af gasforsyningsstandarden, som indkøbes på markedsvilkår, betragtes som ikke-effektiviseringspålagte omkostninger.

4. Forsyningstilsynets behov for nye ressourcer

Det fremgår af lovforslagets almindelige bemærkning, at den nye økonomiske regulering og nye planlægnings- og investeringsgodkendelsesproces vil medføre et behov for tilførsel af ressourcer til Forsyningstilsynet. Desuden fremgår det, at der udover de ekstra ressourcer til Forsyningstilsynet også er behov for driftsmidler til konsulentbistand i forbindelse med udvikling af elementer i den nye regulering af Energinet.

Dansk Energi finder, at Forsyningstilsynet skal have de nødvendige kompetencer til at kunne udfylde den rolle, de tiltænkes i den nye regulering af Energinet. Dette er dog ikke det samme, som at Forsyningstilsynet bør tilføres flere årsværk, særligt da gebyrfinansieringen i sidste ende skal betales af forbrugere og producenter. En øget bevilling til Forsyningstilsynet vil medføre, at Energinets tarif øges. Derfor vil Dansk i stedet foreslå, at Forsyningstilsynet indenfor sin eksisterende økonomiske ramme prioriterer de nødvendige ressourcer til at implementere den nye regulering af Energinet og føre tilsyn hermed.

5. Markedsmæssighed ved interne handler i Energinet

Dansk Energi bemærker, at for ydelser, der købes internt i Energinets koncern, skal disse naturligvis prissættes på markedsmæssige vilkår. Prissætningen bør ske efter gældende skattemæssig praksis og lovgivning på grundlag af OECD's guidelines for prisfastsættelse af koncerninterne transaktioner (transfer pricing).

På baggrund af ovenstående foreslår Dansk Energi derfor, at det skrives ind i lovforslagets bestemmelser, at Energinet i sin interne prissætning skal overholde skattemæssig transfer pricing-praksis og OECD's guidelines, samt at Forsyningstilsynet skal lægge allerede gældende skattemæssige transfer pricing-principper til grund for tilsynet med koncerninterne handler.

6. Energinets tarifiering

Den nye indtægtsrammeregulering af Energinets aktiviteter betyder, at der fremadrettet sættes en ramme for, hvor meget der må opkræves. For eltransmissions- og elsystemopgaver opkræver Energinet i dag en tarif på alt slutfordbrug fra slutkunder. Der arbejder i dag en tværministeriel arbejdsgruppe om tariffer, som blandt andet skal se på, om Energinet på elområdet i fremtiden skal tilføre slutfordrugs forbrug, eller om Energinet i stedet skal tilføre DSO'erne.

Dansk Energi finder det godt at få belyst, om det ville være mere hensigtsmæssigt, at Energinet på elområdet tilfører DSO'erne fremfor slutfordrugs, sådan som det foregår i vores nabolande. Hvis Energinet skal tilføre DSO'erne, kan det potentielt set få konsekvenser for den økonomiske regulering af både netselskaberne og Energinet.

Desuden bemærker Dansk Energi, at det ikke fremgår tydeligt fra lovforslaget eller bemærkningerne til lovforslaget, om der er omkostninger, som kan opkræves over Energinets tariffer, men som ikke er omfattet af indtægtsrammen. Det er eksempelvis uklart, hvordan omkostningerne til Energinets myndighedsarbejde finansieres, herunder om disse omkostninger indgår i indtægtsrammen for et af de regulerede selskaber.

7. Ændring af Energinets formålsbestemmelse

Selv om ændringen af Energinets formålsbestemmelse alene vedrører rammen for Energinets opgavevaretagelse, mener Dansk Energi at formuleringerne både i lovforslaget og lovbemærkningerne bør præciseres, så det er mere afgrænset og klart, hvilken udvidelse i Energinets opgavevaretagelse, der er hensigtsmæssig. Formuleringen i lovforslaget *"...og varetage opgaver med sammenhæng hertil"* er meget upræcis, og kan dække over opgaver, som ikke bør varetages af Energinet.

Energinet er et naturligt monopol, og det er afgørende, at det kun er de dele af energisystemet, der ikke kan markedsføres og konkurrenceudsættes, der indlemmes i Energinets opgavevaretagelse. Dansk Energi foreslår, at formuleringen i lovforslaget affattes således: "Energinets formål er at eje, drive og udbygge overordnet energiinfrastruktur samt varetage de opgaver med sammenhæng hertil, som ikke direkte kan markedsføres eller konkurrenceudsættes, og herved bidrage til udviklingen af en klimaneutral energiforsyning. Energinet skal varetage hensyn til forsyningssikkerhed, klima og miljø samt sikre åben og lige adgang for alle brugere af nettene og effektivitet i sin drift."

Den foreløbige uddybning i bemærkningerne ”opgaver, som ligger i naturlig forlængelse af eller på anden vis påvirker den overordnede energinfrastruktur og anvendelsen heraf” er desværre lige så uklar som selve forslaget, og Dansk Energi opfordrer til en præcisering og en klar afgrænsning af Energinets fremtidige rolle både i lovforslaget og lovbemærkningerne. Der er mange opgaver som kan siges at påvirke den overordnede energinfrastruktur og anvendelsen heraf, så det bør præciseres, at det drivende princip for tilføjelser i Energinets opgavevaretagelse er opgaver, som ikke hensigtsmæssigt kan varetages af markedsaktører eller andre relevante interessenter.

8. Synkronkompensatorer bør markedsudsættes

Dansk Energi er uenig i fortolkningen af, at synkronkompensatorer efter eldirektivet er at betragte som integreret netkomponent. Derfor bør kravet om markedsudsættelse af de ydelser, disse anlæg kan levere genindsættes i lovforslaget.

9. Gebyromkostninger som en del af prisen for prisregulerede naturgasprodukter

Dansk Energi noterer sig, at tidligere forslag om ændring af naturgasforsyningslovens bestemmelser om gebyromkostninger som en del af prisen for prisregulerede naturgasprodukter, som Dansk Energi fandt positive, nu er taget ud af lovforslaget. Det er fortsat et vigtigt emne for Dansk Energi og det forventes derfor, at ændringsbestemmelserne vil indgå i en snarlig fremtidig ændring af lov om naturgasforsyning.

Dansk Energi står til rådighed, hvis der bliver behov for yderligere uddybning af fremsendte.

Med venlig hilsen

Michael Guldbæk Arentsen

Dansk Energi

Klima-, Energi- og forsyningsministeriet
Energistyrelsen
Carsten Niebuhrs gade 43
1577 København V

Mail: ens@ens.dk, jlha@ens.dk
Journalnummer 2020-4657

Fjernvarmens Hus
Merkurvej 7
DK-6000 Kolding
Tlf. +45 7630 8000
mail@danskfjernvarme.dk
www.danskfjernvarme.dk
cvr dk 55 83 10 17

Dansk Fjernvarmes høringssvar vedrørende forslag til Lov om ændring af Lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning

21. september 2020
Side 1/5

Dansk Fjernvarme har udarbejdet høringssvar vedrørende Lov om Energinet, som har til formål at ændre Energinets formålsbestemmelse, skabe større transparens for Energinets investeringer samt etablere ny økonomisk regulering af Energinet.

Dansk Fjernvarme er brancheorganisation for alle de knap 400 danske fjernvarmeselskaber, som i løbet af de kommende år tilsammen kommer til at udgøre de største elforbrugere i Danmark – i takt med at større dele af fjernvarmeproduktionen bliver elektrificeret. Dansk Fjernvarme har derfor en klar interesse i, at den økonomiske regulering af Energinet kommer til at understøtte den omkostningseffektive grønne omstilling, som skal gennemføres i de kommende år.

Hovedindhold

Høringsudkastet indfører en ny formålsparagraf som skal sikre, at Energinet i større omfang arbejder for klimamålsætningerne. Dertil foreslås en række ændringer som skal skabe større transparens samt inddrage Klima-, Energi- og forsyningsudvalget ved store investeringer med politisk og økonomisk betydning. Endelig foreslås reguleringen af Energinet ændret fra en hvile-i-sig-selv model til en indtægtsrammemodel.

Konklusion

Dansk Fjernvarme savner, at formålet med Energinet udvides til også at omfatte virksomheders konkurrenceevne via energieffektivitet, energifleksibilitet og energiintegration, idet Energinet har haft en tendens til ensidigt at gå efter store og dyre udlandsforbindelser frem for konkurrencedygtige Danske løsninger. Dansk fjernvarme beklager, at Energinets gasselskab fortsat arbejder på at forhindre og/eller udsætte klimagavnlige konverteringsprojekter på trods af klimamålsætningerne som Energinet skal støtte.

Dansk Fjernvarme hilser større transparens omkring investeringsplaner velkommen, men finder at indtægtsrammeregulering er en forkert reguleringsmodel.

Ny formålsbestemmelse for Energinet

Energinet skal varetage hensynet til forsyningssikkerhed, klima og miljø samt sikre åben og lige adgang for alle brugere af nettene og effektivitet i sin drift.

Disse formål forekommer fornuftige og indlysende, men der savnes en formulering om hensynet til konkurrenceevnen, da det er vigtigt at vore virksomheder, som følge af ovenstående formål ikke udsættes for vilkår og omkostninger som forringer deres konkurrenceevne. Energinet har igennem mange år forsømt at se på om der kan skabes løsninger der skaber større konkurrenceevne, fleksibilitet og energiintegration, frem for at etablere store omkostningstunge udlandsforbindelser finansieret af vore virksomheder til ugunst for deres konkurrenceevne pga. stigende tariffer.

Energinets formål er at eje, drive og udbygge overordnet energiinfrastruktur og varetage opgaver med sammenhæng hertil, og derved bidrage til klimaneutral energiforsyning.

Der ligger implicit i denne formulering en forventning om, at det er Energinet som via udbygninger skal skabe energifleksibilitet samt varetage opgaven med at udjævne fluktuerende elektricitetsproduktion. Denne opgave kan de lokale distributionsselskaber et stykke hen af vejen bidrage til og der savnes derfor en formulering om, at Energinet skal bidrage til omkostningseffektiv fleksibilitet og energiintegration i distributionsnettene f.eks. via deres tarifsystemer for gas og elektricitet.

I den forbindelse forekommer det ikke i overensstemmelse med målsætningen om klimaneutral energiforsyning, at Energinets gasselskab vedvarende bekæmper og forsinker konverteringsprojekter væk fra fossil naturgas.

Ny transparent proces for Energinets investeringer

Dansk Fjernvarme hilser ændringerne velkomne.

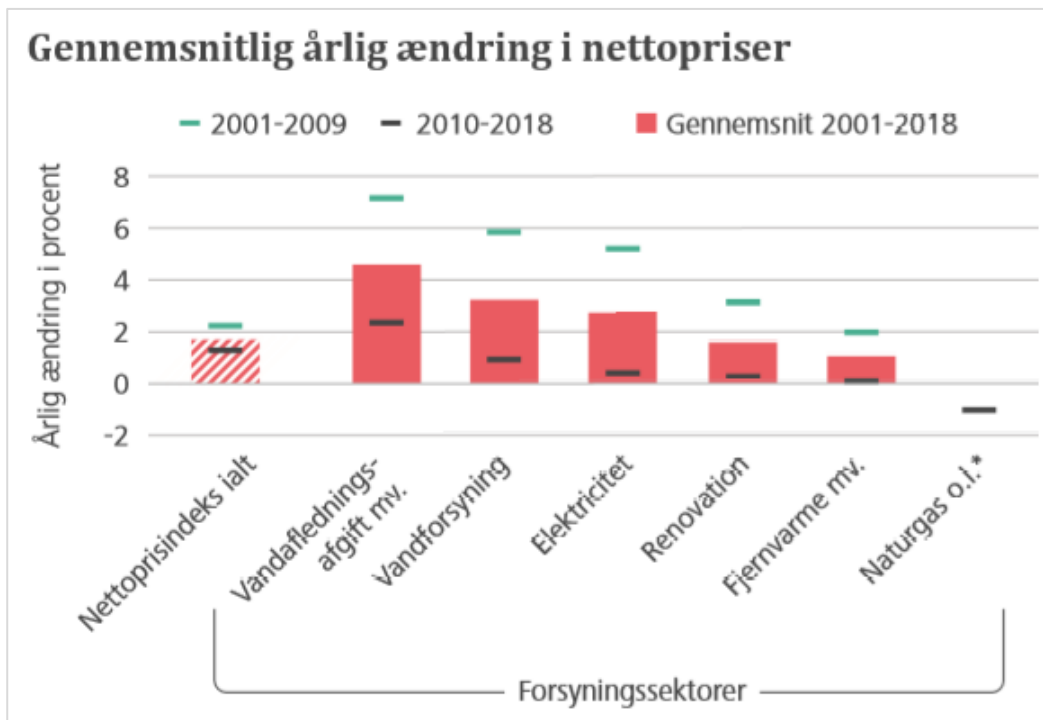
Ny fremsynet økonomisk regulering af Energinet

Argumentet for at afskaffe hvile-i-sig-selv-reguleringen af Energinet og i stedet indføre ny regulering med indtægtsrammer og effektiviseringskrav anføres i bemærkninger på side 26 alene at være, at *"hvile-i-sig-selv-regulering giver Energinet et mindre incitament til at drive sin virksomhed effektivt"*.

Denne forklaring er ikke underbygget af fakta eller lignende og fremstår derfor alene en antagelse baseret på news-public-manament-tankegangen.

Erfaringerne fra andre sektorer viser, at regulering med indtægtsrammer (på spildevand, vand og elnet) ikke har medført lavere stigninger i priserne, end der har været på områder med hvile-i-sig-selv-regulering (renovation og fjernvarme), jf. følgende oversigt:¹

¹ Konkurrence- og Forbrugerstyrelsens *"Potentialer for en mere effektiv forsyningssektor gennem bedre regulering"* (august 2020).



Hovedargumentet for at indføre indtægtsrammeregulering fremstår således som fejlagtigt og uden at være faktisk underbygget.

Indtægtsramme er forkert reguleringsmodel

Det er Dansk Fjernvarme opfattelse, at indtægtsrammer og effektiviseringskrav er uhen-sigtsmæssig reguleringsmodel for Energinet, der ikke kan forventes at give den forbru-gerbeskyttelse af kunderne, herunder fjernvarmeselskaber, som er hele formålet med re-guleringen.

Energinet er et statsejet monopol, som servicerer en professionel kundegruppe i form af distributionsselskaber og andre store aktører. Der er derfor gode forudsætninger for i ste-det at indføre en form for aftalebaseret regulering, hvor aftalen kan skræddersyes til at understøtter de mål, som Energinet skal nå fremover ift. grøn omstilling, og hvor det kan sikres, at det sker på en betryggende og omkostningseffektiv måde for kunderne.

Energinet er 100 pct. statsejet, og selskabets investeringer er derfor ikke foretaget for risi-kovillig kapital eller ud fra kommercielle argumenter. Selskabet skal derfor ikke drives ift. at skabe afkast til ejeren. Tværtimod har Energinet alene et samfundsmæssigt ansvar for at udvikle og drive kritisk infrastruktur i Danmark.

Det er derfor efter Dansk Fjernvarmes opfattelse uforståeligt, at der foreslås indført en re-gulering, der i høj grad er baseret på at indføre kommercielle incitament og muligheden for at lave overskud – og ikke på at sikre bedste samfundsøkonomiske resultater samt konkurrenceevne for Energinets kunder, herunder fjernvarmeselskaberne.

Hertil kommer, at regulering med indtægtsrammer i sin natur er en bagudrettet reguleringsmetode, hvor indtægtsrammerne fastsættes ud fra de omkostninger i foregående periode. Det er en velegnet metode, når der ikke skal omstilles, men det er en uegnet metode, når reguleringen skal bruges til at understøtte omstilling og fremadrettede mål om grøn omstilling.

Hertil kommer yderligere, at indtægtsrammer og effektiviseringskrav tilsammen i praksis er en grønthøstermetode, som selvsagt ikke udgør en hensigtsmæssig reguleringsmetode for et selskab, der gennem de næste år skal foretage meget store investeringer og omstilling for at understøtte den grønne omstilling i Danmark.

Incitamenter

Det fremgår af forslaget, at reguleringen skal give Energinet incitamenter til at realisere ekstraordinære effektiviseringer, fordi Energinet herved kan opnå et øget afkast/overskud.

Dansk Fjernvarme stiller uforstående overfor dette argument, når der er tale om et stats-ejet selskab, som har opgave med samfundsansvar, og som ikke er et kommercielt selskab. Hvad præcis skulle et non-profit selskabs incitament være til at realisere ekstraordinære besparelser, når de ikke kan udloddes til ejeren? Og såfremt Energinet rent faktisk realiserer ekstraordinære besparelser, hvad skal denne kapitalopbygning i Energinet i givet fald bruges til, og hvordan skulle det gavne de forbrugere, som reglerne skal beskytte?

Forrentning

Det fremgår af forslaget, at Energinet skal have en forrentningsramme, der skal dække en forrentning af den investerede kapital. Den fremgår videre af forslaget, at der skal være tale om en risikobaseret forrentning.

I første omgang må en forrentning af den investerede kapital forventes at føre til en markant forøgelse af selskabets indtægtsramme og dermed også give en markant stigning i forbrugerpriserne. Hvis det skal være en fordel for de forbrugere, som reguleringen har som formål at beskytte, skal effektiviseringskravene derfor være større end forrentningen. Det plejer ikke at være tilfældet ved indtægtsrammeregulering.

Dansk Fjernvarme forventer, at forrentningen vil føre til en kapitalopbygning i Energinet, som vi i lighed med de ekstraordinære besparelser har svært ved at se formålet med. En mulig forklaring på indførelsen af en regulering, som omdanner Energinet til en kommerciel aktør med kommercielle incitamenter, kunne være, at hensigten hermed er at gøre Energinet klar til et evt. salg på et senere tidspunkt. Reguleringen gør det i hvert fald attraktivt. Denne mulighed er ikke i kunders interesse, og den flugter heller ikke med de politiske signaler om ikke at sælge kritisk infrastruktur.

Forsyningstilsynet som både regeludsteder og regelhåndhæver

I lovudkastet lægges der op til, at Forsyningstilsynet, som er en uafhængig myndighed, der ikke er underlagt instruktionsbeføjelse fra det politiske niveau, får rollen som regel-fastsætter indenfor nogle meget brede og overordnede rammer. Det fremgår således af forslaget i § 2, at Forsyningstilsynet skal fastsætte regler om, hvordan indtægter, omkostninger, omkostningsrammen, forrentningsrammen, forrentningsgrundlag, forrentnings-sats, effektiviseringskrav, samfundsmæssige nøgleparametre, justeringer og tillæg til grønne investeringer osv. skal fastsættes.

Der er med andre ord lagt op til, at Forsyningstilsynet har næste fuldstændig frie rammer til at sammensætte reguleringen, sådan som tilsynet måtte ønske.

Det er samtidig Forsyningstilsynet, der er reguleringsmyndighed på området, og som derfor efterfølgende skal administrere de regler, som de selv skal fastsætte.

Denne konstruktion, hvor samme myndighed både fastsætter og håndhæver reglerne, er selvsagt problematisk, og det er ikke en model, som der normalt anvendes i Danmark. Det er Dansk Fjernvarmes klare opfattelse, at denne dobbeltrolle vil kunne vise sig at være problematisk, og at den derfor bør undgås – både i reguleringen af Energinet og i andre reguleringer.

Dansk Fjernvarme takker for muligheden for at kommentere på forslaget.

Med venlig hilsen

John Tang Chefkonsulent
Dansk Fjernvarme
jt@danskfjernvarme.dk
Tlf: +45 24 42 88 84

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet
Holmens Kanal 20
1060 København K
Att.: Fuldmægtig Julie Hansen

Pr. e-mail: ens@ens.dk; cc: jlha@ens.dk

21. september 2020

Høring over forslag til lov om ændring af lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning (ændring af formålsbestemmelsen for Energinet, ny transparent proces for Energinets investeringer og ny fremsynet økonomisk regulering af Energinet m.v.) – j.nr.: 2020-4657

FSR – danske revisorer
Kronprinsessegade 8
DK - 1306 København K

Telefon +45 3393 9191
fsr@fsr.dk
www.fsr.dk

CVR. 55 09 72 16
Danske Bank
Reg. 9541
Konto nr. 2500102295

Tak for muligheden for at kommentere lovforslaget.

Det bør afklares, om det nye stk. 3 i § 12 i lov om Energinet, ligesom det gælder for § 12, stk. 1, skal være omfattet af revisors revision.

Herudover giver den ændrede lovgivning ikke anledning til bemærkninger af regnskabsmæssig eller revisionsmæssig karakter.

Med venlig hilsen

Jeanette Staal
formand for FSR – danske revisors
Forsyningsarbejdsgruppe

Alexander Munkholm Bruun
student





Energistyrelsen
Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

Dansk Industri
Confederation of Danish Industry

Sendt pr. mail til:

ens@ens.dk

jlha@ens.dk (cc)

DI's høringssvar vedr. regulering af Energinet (journalnr. 2020-4657).

DI Energi takker indledningsvist for muligheden for at kommentere på lovforslag om ny regulering af Energinet.

DI Energi noterer sig, at store dele af lovforslaget har været i høring i efteråret 2019, hvortil DI afgav bemærkninger ved høringssvar af d. 10. december 2019 – bemærkninger, som langt henad vejen fortsat er relevante.

Når det er sagt, kan DI Energi overordnet set bakke op om de ændringer, der er foretaget i forhold til det tidligere fremsatte lovforslag.

Særligt vil DI Energi gerne kvittere for, at der, med ændringen af ansøgningsprocessen fra én årlig ansøgningsrunde til løbende ansøgninger, sikres øget agilitet i ministerens godkendelse af projekter, – det er i DI Energis øjne til gavn for forsyningssikkerheden og den grønne omstilling. Dertil giver det i DI Energis øjne god mening, at ministeren med det ændrede forslag ikke skal godkende indmelding af projekter i europæisk sammenhæng, der ikke er hverken bindende eller ligger til grund for danske business cases.

Derudover vil DI Energi gerne kvittere for udsættelse af processen for den første langsigtede udviklingsplan og virkningen af den økonomiske regulering. Førstnævnte giver sammen med præciseringerne omkring interessentinddragelse, bedre mulighed for rettidig og tilstrækkelig interessentinddragelse samt bedre gennemarbejdning af planen, og sidstnævnte giver den nødvendige tid for Forsyningstilsynet til at udmelde foreløbige indtægtsrammer.

DI Energi har ikke yderligere bemærkninger.

Med venlig hilsen

Louise Bank
Seniorchefkonsulent

Energistyrelsen

att.
ens@ens.dk
jlha@ens.dk
j.nr 2020-4657

23. september 2020

Høring over udkast til lovforslag om ny regulering af Energinet

Forbrugerrådet Tænk har modtaget udkast til lovforslag om ny regulering af Energinet i høring, og kan støtte udkastet med følgende bemærkninger.

Vi finder det positivt, at lovudkastet (side 15) fastsætter opretholdelsen af en høj forbrugerbeskyttelse som en central parameter for Energinets virke.

Det fremgår af side 13 i bemærkningerne til lovudkastet:

”Energinet er for så vidt angår sine kerneopgaver et naturligt monopol, der ikke er underlagt et effektiviseringspres fra et marked.”

I lyset heraf og af de fortsat stigende priser på Energinets ydelser, som betales af forbrugerne, skal Forbrugerrådet Tænk foreslå, at det i formålsparagraffen gøres klart, at Energinet løbende skal forbedre sin effektivitet.

Det kan fx ske ved tilføjelsen af ordet ”stigende”, jf. nedenfor.

2. § 2, stk. 1, affattes således:

*»Stk. 1. Energinets formål er at eje, drive og udbygge overordnet energiinfrastruktur og varetage opgaver med sammenhæng hertil, og herved bidrage til udviklingen af en klimaneutral energiforsyning. Energinet skal varetage hensyn til forsynings sikkerhed, klima og miljø samt sikre åben og lige adgang for alle brugere af nettene og **stigende** effektivitet i sin drift.«*

Vi skal yderligere foreslå, at der i beskrivelsen (side 54) af den brede interessentinddragelse eksplicit tilføjes ”forbrugerorganisationer”, da forbrugere - store som små – berøres både direkte og indirekte af beslutninger taget af Energinet, jf. nedenfor.

*”Det forventes videre, at Energinet skal involvere interessenter bredt, herunder producenter, distributionsselskaber, andre brugere af infrastrukturen og **forbrugerorganisationer**.”*

Vi står til rådighed for uddybning af ovenstående.

Med venlig hilsen

Vagn Jelsøe

Vicedirektør

Martin Salamon

Cheføkonom



Forsyningstilsynets høringssvar til forslag til Lov om ændring af lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning

Indledningsvis vil Forsyningstilsynet gerne kvittere for muligheden for at afgive høringssvar til forslag til Lov om ændring af lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning (Ændring af formålsbestemmelsen for Energinet, ny transparent proces for Energinets investeringer og fremsynet økonomisk regulering af Energinet m.v.)

Høringssvaret er opdelt således, at der indledes med Forsyningstilsynets generelle bemærkninger til lovforslaget. Herefter følger specifikke bemærkninger til de enkelte afsnit i lovforslaget.

Såfremt Energistyrelsen har spørgsmål til Forsyningstilsynets høringssvar eller ønsker dele af høringssvaret uddybet, står Forsyningstilsynet naturligvis til rådighed for en nærmere drøftelse heraf.

GENERELLE BEMÆRKNINGER

I dette afsnit følger Forsyningstilsynets generelle bemærkninger til forslag til Lov om ændring af lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning (Ændring af formålsbestemmelsen for Energinet, ny transparent proces for Energinets investeringer og fremsynet økonomisk regulering af Energinet m.v.)

FORSYNINGSTILSYNET HAR TIDLIGERE AFGIVET HØRINGSSVAR

Forsyningstilsynet afgav høringssvar i forbindelse med at dele af lovforslaget var i offentlig høring i november/december 2019, jf. forslag til Lov om ændring af lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning (ændring af den økonomiske regulering af Energinet og ny planlægnings- og investeringsgodkendelsesproces for Energinet m.v.) (feb II). (Energistirelsens journalnummer 2019-95910). Forsyningstilsynet genfremsender ikke disse bemærkninger, men bemærker, at Forsyningstilsynet fastholder de bemærkninger, som fortsat er relevante og som afgivet i høringssvar af den 12. december 2019.

TERMINOLOGI

Forsyningstilsynet bemærker, at der i lovforslaget bruges terminologien "Energinet", "Energinet og dennes helejede datterselskaber", "transmissionsvirksomhed", "systemansvarligvirksomhed" og "transmissionsselskab". Forsyningstilsynet vurderer, at der mangler konsistens i forhold til, hvordan virksomhederne underlagt den nye regulering omtales i lovforslaget. Det er uklart i forhold til, hvordan Energinet-koncernen er struktureret i dag, hvad det dækker over, når der eksempelvis alene står Energinet. Forsyningstilsynet vurderer, at Energinet som udgangspunkt vil være moderselskabet, som

FORSYNINGSTILSYNET

Torvegade 10
3300 Frederiksværk

Tlf. 4171 5400
post@forsyningstilsynet.dk
www.forsyningstilsynet.dk

er en selvstændig virksomhed med eget cvr. nr., og dermed ikke de datterselskaber, der ejer og driver el- og gastransmissionsnettet. Det er Forsyningstilsynets forståelse, at monopolaktiviteterne før organisationsændringen lå under moderselskabet Energinet. Monopolaktiviteterne er nu fordelt på selvstændige datterselskaber. Forsyningstilsynet foreslår på den baggrund, at det defineres, hvad der menes med transmissionsvirksomhed, systemansvarlig virksomhed mv., og at der indsættes en tekst om, hvad der menes med Energinet samt Energinet og dennes helejede datterselskaber og hvilke selskaber, dette vedrører.

Et eksempel på uklarhed i forbindelse med brugen af ordet Energinet findes på side 15, afsnit 7, i lovforslaget:

"Efter første princip skal Energinet underlægges en indtægtsrammeregulering, der fremover skal sikre incitament til en effektiv drift og nødvendige investeringer".

I denne sammenhæng formoder Forsyningstilsynet, at der med Energinet skal forstås systemansvarlig virksomhed, transmissionsvirksomhed og transmissionsselskab. Dette fremgår dog ikke klart.

Et andet eksempel ses på side 16, afsnit 3, i lovforslaget, hvor det fremgår, at:

"Da Energinets regulerede datterselskaber er naturlige monopoler, og derfor ikke er udsat for et konkurrencepres, vil Forsyningstilsynet udmelde effektiviseringskrav for Energinet".

I denne sætning henvises først til Energinets regulerede datterselskaber og sidenhen blot Energinet. Det er uklart, hvorfor der både bruges terminologien "Energinets regulerede datterselskaber" og "Energinet".

Et tredje eksempel ses på side 64, afsnit 4, i lovforslaget, hvor det fremgår, at:

"Det drejer sig eksempelvis om den situation, hvor Energinet dækker et fradrag ved et af sine datterselskaber som følge af den foreslåede § 71, stk. 4, nr. 6...."

I denne sammenhæng er det Forsyningstilsynets forståelse, at Energinet henviser til moderskabet i Energinet-koncernen.

JUSTERING AF FORRENTNINGSRAMMEN

Forsyningstilsynet bemærker, at det flere steder i lovforslaget fremgår, at der skal ske en justering af omkostningsrammen for ændringer i afskrivninger. Forsyningstilsynet finder, at det også er relevant at justere forrentningsrammen, såfremt at afskrivningsgrundlaget ændrer sig, så opgørelsen af omkostningsrammen og forrentningsrammen ikke afviger fra hinanden.

Et eksempel herpå fremgår af side 86, afsnit 1:

"I forhold til anlægsprojekter, som er nyinvesteringer og reinvesteringer, der har væsentlige funktionelle eller kapacitetsmæssige ændringer, forudsættes det, at Forsyningstilsynet fastsætter regler om, at omkostningsrammen for den, der varetager transmissionsvirksomhed eller systemansvarlig virksomhed, som udgangspunkt indeholder et tillæg for forventede driftsmæssige afskrivninger".

Det er Forsyningstilsynets vurdering, at der også bør fastsættes et tillæg til forrentningsrammen i dette tilfælde, så der ikke sker en afkobling mellem, hvad der indgår i omkostningsrammen og forrentningsrammen.

ENERGINETS FORMÅLSBESTEMMELSE

Forsyningstilsynet bemærker, at der med lovforslaget foretages en ændring af Energinets formålsbestemmelse, hvorefter at Energinet i sin opgavevaretagelse vil skulle understøtte udviklingen af en klimaneutral energiforsyning. Det fremgår endvidere, at Energinet generelt i sin virksomhed og opgavevaretagelse skal tage hensyn til klima og miljø, og at Energinet skal have fokus på det klimaaftryk, som Energinet sætter ved sin virksomhed, hvilket bl.a. betyder, at drift og udbygning af energinfrastruktur så vidt muligt skal ske ved brug af klimavenlige teknologier.

Forsyningstilsynet bemærker, at det er uklart om og hvorledes, klima- og miljøhensyn skal indgå i den økonomiske regulering. Der vil være behov for, at der indskrives klare kriterier og hensyn samt, at der fastlægges et niveau for klima og miljø på samme vis, som det eksempelvis er tilfældet med leveringskvalitet. Endvidere ville det være naturligt i bemærkningerne til Forsyningstilsynets hjemler til at udstede nærmere regler i medfør af lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning, at disse regler forventes at understøtte Energinets formålsbestemmelse, såfremt det er meningen.

STATSSTØTTE

Forsyningstilsynet bemærker, at Forsyningstilsynet ikke har forholdt sig til statsstøttereftlige regler.

SPECIFIKKE BEMÆRKNINGER

I dette afsnit følger Forsyningstilsynets specifikke bemærkninger til forslag til Lov om ændring af lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning (Ændring af formålsbestemmelsen for Energinet, ny transparent proces for Energinets investeringer og fremsynet økonomisk regulering af Energinet m.v.)

Forsyningstilsynets bemærkninger følger strukturen i lovforslaget, det vil sige, at først fremgår Forsyningstilsynets bemærkninger til de konkrete bestemmelser i loven, herefter følger Forsyningstilsynets bemærkninger til de almindelige bemærkninger, og endelig fremgår Forsyningstilsynets bemærkninger til de specielle bemærkninger.

BESTEMMELSERNE I LOVEN

Forsyningstilsynet har ingen bemærkninger til de enkelte bestemmelser i loven.

ALMINDELIGE BEMÆRKNINGER

I dette afsnit følger Forsyningstilsynets bemærkninger til lovforslagets almindelige bemærkninger. De specielle bemærkninger bør konsekvensrettes i overensstemmelse hermed.

S. 16, afsnit 6:

Det fremgår, at: *"Forsyningstilsynet fastsætter regler om fradrag i indtægtsrammen med udgangspunkt i det planlægningsmål for elforsyningssikkerhed, der er fastlagt af klima-, energi og forsyningsministeren..."*.

Forsyningstilsynet bemærker hertil, at Forsyningstilsynet får bemyndigelse til at fastsætte model for leveringskvalitet, men at elforsyningssikkerhed både vedrører leverings-sikkerhed og tilstrækkelig produktionskapacitet. Der kan derfor med fordel specificeres, at det er planlægningsmålet for leveringssikkerhed.

S. 27, afsnit 4:

Det fremgår, at: *"Forretningsplanen skal beskrive systemansvarlig virksomheds aktiviteter og skal sikre mulighed for, at selskabet fortsat kan varetage sine opgaver ud fra samfundsmæssige prioriteringer..."*.

Forsyningstilsynet bemærker, at det er uklart, hvad der ligger i samfundsmæssige prioriteringer. Ordet samfundsøkonomiske kan med fordel anvendes i stedet. Desuden kan det med fordel uddybes i bemærkningerne, hvad der nærmere menes hermed.

S. 27, afsnit 4:

Det fremgår, at: *"selskabet kan vælge at udføre aktiviteterne selv eller bestille f.eks. udviklings- og innovationsprojekter, herunder hos transmissionsvirksomheder, såfremt det vurderes mest hensigtsmæssigt"*.

Det er uklart, hvordan det i denne sammenhæng sikres, at det er det "rigtige" selskab, der udfører aktiviteten. Det er endvidere uklart, hvem der betaler såfremt eksempelvis systemansvarlig virksomhed bestiller f.eks. udviklings- og innovationsprojekter ved transmissionsvirksomhed?

S. 33, afsnit 6:

Det fremgår, at: *"For at tilstræbe balance efter budgetvejledningens bestemmelser foreslås det, at beløbet efter §§ 51 b, stk. 2, i lov om elforsyning fastsættes til 4,75 mio. kr. Beløbet efter § 30 a, stk. 3, i lov om naturgasforsyning foreslås nedsat fra henholdsvis 0,82 mio. kr. og 0,09 mio. kr. 0,31 mio. kr. 0,03 mio. kr."*

Forsyningstilsynet bemærker hertil, at der umiddelbart mangler ord i følgende del af sætningen "... fra henholdsvis 0,82 mio. kr. og 0,09 mio. kr. 0,31 mio. kr. 0,03 mio. kr."

S. 34, afsnit 5:

Det fremgår, at: *"Det vurderes, at de nye opgaver samlet set vil kræve tre ekstra årsværk, dog fra 2022 alene to ekstra årsværk, da et årsværk knyttet til den gældende regulering af Energinet overgår til den foreslåede nye regulering"*.

Forsyningstilsynet bemærker hertil, at da ikrafttræden for den nye regulering af Energinet er rykket til 2023, vil Forsyningstilsynet fortsat have arbejde knyttet til den eksisterende regulering i 2023. Forsyningstilsynet anmoder dog ikke om yderligere årsværk.

SPECIELLE BEMÆRKNINGER

Nedenfor fremgår Forsyningstilsynets bemærkninger til lovforslagets specielle bemærkninger. Det skal i den forbindelse fremhæves, at nogle af de bemærkninger, Forsyningstilsynet har til de specielle bemærkninger vedrørende transmissionsvirksomhed og systemansvarlig virksomhed, også gælder for transmissionsselskabet.

S. 43, afsnit 2:

Det fremgår, at: *"... i samarbejde med netvirksomhederne, til distributionsnettene".*

Der bør i den forbindelse tilføjes *"... i samarbejde med eldistributionsvirksomhederne og naturgasdistributionsselskaberne."* Inden for reguleringen af naturgas anvendes terminologien distributionsselskab og ikke virksomhed, som anvendes på el-området.

S. 49, afsnit 4:

Det fremgår, at *"... såfremt der sker væsentlige ændringer af et projekt, som klima-, energi- og forsyningsministeren kan det kræve fornyet godkendelse efter den foreslåede § 4, stk. 3."*

Forsyningstilsynet bemærker, at der mangler *"har godkendt"* i sætningen. Forsyningstilsynet bemærker endvidere, at dette også vil kræve, at Forsyningstilsynet træffer en ny afgørelse om tillæg.

S. 53, afsnit 1:

Det fremgår, at: *"Det forventes videre, at den langsigtede udviklingsplan skal vedlægges en liste over samtlige projekter med forventede anlægstidspunkter, som Energinet planlægger at gennemføre, og derved også anlægsprojekter, der ikke skal ansøges om godkendelse af efter den foreslåede § 4, stk. 3, f.eks. reinvesteringer".*

Forsyningstilsynet bemærker, at der fremgår, at Energinet skal vedlægge en liste. Denne liste er ikke omtalt i § 4, stk. 2. Det er endvidere uklart, hvad forskellen er på listen og udviklingsplanen. Derudover fremgår det af teksten i bemærkningerne, at listen skal indeholde de projekter, som Energinet planlægger at gennemføre. Man må formode, at Energinet som udgangspunkt planlægger at gennemføre alle projekter, som fremgår af den langsigtede udviklingsplan, men at tidspunktet for gennemførelsen kan være forskellig.

S. 54, afsnit 3:

Det fremgår, at: *"Det forventes videre, at både Energistyrelsen og Forsyningstilsynet får mulighed for at deltage som observatør".*

Det er uklart, hvad rollen som observatør indeholder/indebærer.

S. 59, afsnit 3:

Det fremgår, at: *"Det bemærkes, at det ved klima-, energi- og forsyningsministerens godkendelse af anlægsprojekter vedrørende samkøringslinjer forventes, at der vil blive fastsat vilkår efter den foreslåede § 4, stk. 4, om at Energinet årligt skal indsende oplysninger om realiserede flaskehalsindtægter til Forsyningstilsynet. Såfremt der er væsentlige og gentagne afvigelser mellem realiserede og estimerede flaskehalsindtægter for godkendte samkøringslinjer vil klima-, energi- og forsyningsministeren kunne fastsætte regler om øget dokumentation for estimer af flaskehalsindtægter ved ansøgning om godkendelse af fremtidige samkøringslinjer".*

Det er uklart, hvad Forsyningstilsynet skal gøre med oplysningerne om de flaskehalsindtægter, som Energinet sender til Forsyningstilsynet. Det synes i det skrevne forudsat, at Forsyningstilsynet løbende skal orientere klima-, energi- og forsyningsministeren om

Energinets realiserede flaskehalsindtægter. Såfremt det er meningen, kunne det med fordel præciseres.

S. 65, afsnit 3:

Det fremgår, at: *"Overskud efter disse regnskaber efter § 12, stk. 3, foreslås også at kunne tilbageføres til de respektive forbrugere som dividende eller anvendes til konsolidering"*.

Det er uklart, hvad det er for et overskud, da det er Forsyningstilsynets forståelse, at det som udgangspunkt kun er moderselskabet, der kan opnå et egentligt overskud ved videreudlån af midler, men at disse overskud ikke må anvendes andre steder end internt i moderselskabet af hensyn til statsstøtteretlige problemstillinger.

S. 77, afsnit 2:

Det fremgår, at: *"Det kan ikke udelukkes, at den, der varetager transmissionsvirksomhed eller systemansvarlig virksomhed, kan varetage andre aktiviteter, end hvad der er omfattet af ovennævnte definitioner. Det bemærkes, at Forsyningstilsynet efter den foreslåede § 71, stk. 4, nr. 1, bemyndiges til at fastsætte nærmere regler om, hvorvidt omkostningerne eller indtægterne vedrørende sådanne aktiviteter vil være omfattet af den konkrete indtægtsramme"*.

Forsyningstilsynet bemærker hertil, at det er uklart, hvad der nærmere menes hermed, herunder om det nærmere er en opgave for klima-, energi- og forsyningsministeren at afgøre hvilke aktiviteter, som virksomhederne skal varetage.

S. 78, afsnit 2:

Det fremgår, at: *"Omkostninger ved en effektiv drift afgrænses på samme måde som i den gældende § 71, stk. 1, om indregning af nødvendige omkostninger dog under hensyn til eventuelle effektiviseringspotentialer for driftsomkostninger. Med omkostninger ved en effektiv drift forstås således omkostninger, som den der varetager transmissionsvirksomhed eller systemansvarlig virksomhed, afholder ud fra driftsøkonomiske overvejelser med henblik på at opretholde en effektiv drift."*

Forsyningstilsynet bemærker hertil, at teksten bør afspejle, at det er omkostningsrammen, der fratrækkes et effektiviseringskrav, der i praksis afspejler et effektiviseringspotential for drift og kapital.

S. 84, afsnit 2:

Det fremgår, at: *"Metoden til håndtering skal fastsættes under hensyn til at sikre effektive omkostninger"*.

Forsyningstilsynet vurderer, at det vil være mere retvisende at skrive regler i stedet for metode.

S. 91, afsnit 1:

Det fremgår, at: *"Det forventes, at Forsyningstilsynet ved afgørelse om indtægtsrammen efter den foreslåede § 71, stk. 1, 2. pkt., vurderer, om modregningen skal bortfalde helt eller delvist, såfremt afvigelsen skyldes eksogene faktorer"*.

Det er Forsyningstilsynets vurdering, at modregning også skal ske selvom dette skyldes eksogene faktorer. Modregning bør således ikke bortfalde helt eller delvist.

S. 93, afsnit 4:

Det fremgår, at: *"Det forudsættes, at Forsyningstilsynet fastsætter regler om, hvilke aktiver der kan forrentes i en forrentningsramme og om den nødvendige forretning".*

Ordene "den nødvendige forretning" kan med fordel erstattes af "forrentningssatsen".

S. 94, afsnit 9:

Det fremgår, at: *"Det forventes, at Forsyningstilsynet bl.a. fastsætter forrentningssatsen under hensyn til soliditetsgrad og skat, mens forrentningsgrundlaget fastsættes under hensyntagen til nødvendig arbejdskapital."*

Forsyningstilsynet bemærker hertil, at Forsyningstilsynet vil fastsætte en forrentningssats givet den soliditetsgrad, der er i det pågældende selskabet i dag.

S. 96, afsnit 3:

Det fremgår, at: *"Det forudsættes, at Forsyningstilsynet i forbindelse med udarbejdelsen af modellen foretager høring af klima-, energi- og forsyningsministeren, om modellen er i overensstemmelse med systemansvarlige aktiviteter efter loven..."*.

Bør Forsyningstilsynet i stedet for at høre, om modellen er i overensstemmelse med systemansvarlige aktiviteter, høre om nøgleparametrene er i overensstemmelse med systemansvarlige aktiviteter?

S. 98, afsnit 6:

Det fremgår, at: *"Metoden til dækning af omkostninger til nettab forudsættes at blive udmøntet, således at den, der varetager transmissionsvirksomhed eller systemansvarlig virksomhed..."*.

Forsyningstilsynet vurderer, at dette bør omformuleres til "Metoden til dækning af omkostninger til nettab forudsættes at blive udmøntet, således at den, der varetager transmissionsvirksomhed og/eller systemansvarlig virksomhed..."

S. 101, afsnit 6:

Det fremgår, at: *"Forretningsplanen skal herudover indeholde budgetforslag for eventuelle nødvendige meromkostninger til konkrete aktiviteter, som den, der varetager systemansvarlig virksomhed, ønsker at gennemføre i reguleringsperioden"*.

Forsyningstilsynet vurderer, at budgetforslag, skal erstattes med budget. Derudover er det Forsyningstilsynets vurdering, at følgende skal tilføjes sidst i sætningen "... og som ikke allerede er indeholdt i de nuværende aktiviteter".

S. 116, afsnit 8:

Det fremgår, at: *"Forrentningsrammen vil sikre, at transmissionselskaber"*.

Forsyningstilsynet bemærker, at afslutningen på sætningen udestår.

S. 120, afsnit 8:

Det fremgår, at: *"Det forventes, at Forsyningstilsynet fastsætter regler om, at driftsomkostninger opgøres som de gennemsnitlige driftsomkostninger over en periode, der ligger forud for udarbejdelsen af omkostningsreferencerammen".*

Denne sætning kan med fordel ændres til "Det forventes, at Forsyningstilsynet fastsætter regler om, at omkostningsreferencerammen opgøres som de gennemsnitlige driftsomkostninger over en periode."

S. 121, afsnit 2:

Det fremgår, at: *"Ved vurdering af ansøgning om tilpasning af driftsmæssige afskrivninger forventes Forsyningstilsynet at tage hensyn til nedskrivningsrisikoen som følge af konkurrencepåvirkning af tredjeparts anvendelse af samkøringslinjer..."*

Forsyningstilsynet vurderer, at det er uklart, hvad der skal forstås med "nedskrivningsrisikoen som følge af konkurrencepåvirkning af tredjeparts anvendelse af samkøringslinjer." Såfremt det vedrører et lavere gasflow end forudsat, kan det med fordel skrives ind i bemærkningerne. I forhold til administrerbarheden vurderer Forsyningstilsynet imidlertid, at det vil være brugbart, at der i bemærkningerne indskrives nærmere kriterier for, hvornår Forsyningstilsynet skal tilpasse afskrivningerne.

S. 122, afsnit 1:

Det fremgår, at: *"Det forudsættes, at Forsyningstilsynet indhenter en vurdering fra Energistyrelsen af, om projektet medfører væsentlige funktionelle eller kapacitetsmæssige ændringer, og lægger denne vurdering til grund, når Forsyningstilsynet træffer afgørelse om tillæg til omkostningsrammen, såfremt det er relevant".*

Forsyningstilsynet bemærker, at det, at Forsyningstilsynet skal lægge Energistyrelsens udtalelse til grund, ikke er overensstemmende med Forsyningstilsynets uafhængighed. Det foreslås på den baggrund, at dette omformuleres, og at det i stedet fremgår, at Energistyrelsens udtalelse skal indgå i Forsyningstilsynets vurdering. Alternativt at Forsyningstilsynet ikke er bundet af Energistyrelsens udtalelse.

S. 131, afsnit 1:

Det fremgår, at: *"Der vil således skulle fastsættes regler om tillæg og fradrag i indtægtsrammen som følge af afvikling af differencer".*

Det er for Forsyningstilsynet uklart, hvordan afvikling af differencer kan føre til et tillæg i indtægtsrammen.

S. 134, afsnit 3:

Det fremgår, at: *"Ved vurdering af lovligheden og hensigtsmæssigheden skal der tages hensyn til resultatet af den forudgående offentlige høring".*

Af hensyn til Forsyningstilsynets uafhængighed foreslås det, at dette omformuleres, og at det i stedet fremgår, at resultatet af den forudgående offentlige høring skal indgå i Forsyningstilsynets vurdering.

Fra: Elsebeth Normann Jensen (FSTS) <ENJE@forsyningstilsynet.dk>
Sendt: 29. september 2020 11:00
Til: Julie Hansen
Cc: Thorbjørn Nejsum (FSTS)
Emne: Vedr. lovforslag for ny regulering af Energinet

Kære Julie

Forsyningstilsynet sendte den 23. september 2020 høringssvar til forslag til Lov om ændring af lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning (ændring af formålsbestemmelsen for Energinet, ny transparent proces for Energinets investeringer og ny fremsynet økonomisk regulering af Energinet m.v.).

I forbindelse med læsningen af lovforslaget blev vi opmærksomme på en problemstilling relateret til reguleringen af GAS-TSO, som vi dog ikke har bemærket i høringssvaret. Dette skyldes, at denne problemstilling vedrører arbejds- og kompetencedeling mellem henholdsvis Forsyningstilsynet og Energistyrelsen.

Af udkast til lovforslag fremgår det, af § 37, at: *"Transmissionsselskaber kan i forbindelse med aktiviteter relateret til systemdrift ansøge Forsyningstilsynet om tillæg til indtægtsrammen for meromkostninger til markedsudvikling, systemudvikling, systemdriftsudvikling og udvikling af tekniske kompetencer i forbindelse med teknologiudvikling eller indpasning af grøn energi. Der skal ske offentlig inddragelse forud for ansøgning til Forsyningstilsynet."*

Forsyningstilsynet vurderer, at der i forhold til tillæg til indtægtsrammen for meromkostninger til markedsudvikling, systemudvikling og udvikling af tekniske kompetencer i forbindelse med teknologiudvikling er behov for, at enten ministeren eller Energistyrelsen udtaler sig energifagligt om ansøgningen om tillæg til indtægtsrammen, herunder også om de aktiviteter der ansøges om tillæg for er overensstemmelse med Gas-TSO's formål i øvrigt. Forsyningstilsynet kan herefter lade ministerens/Energistylelsens udtalelse indgå i Forsyningstilsynets vurdering af den konkrete ansøgning. Denne tilgang for ansøgning vil flugte med ansøgningsmuligheder for meromkostninger for hhv. EL-TO og EL-SO, jf. eksempelvis nedenstående tekst.

Af lovforslagets s. 102 fremgår det, at: *"Det følger af den foreslåede § 71 a, stk. 2, at den, der varetager systemansvarlig virksomhed, skal indsende forretningsplanen til klima-, energi- og forsyningsministeren, der påser, om der er sket en tilstrækkelig offentlig inddragelse og afgiver en udtalelse om planen."*

Bestemmelsen vil medføre, at klima-, energi- og forsyningsministeren vil skulle påse, om der er foretaget en tilstrækkelig offentlig høring.

Derudover vil ministeren skulle gennemgå planen og afgive en udtalelse om denne. Udtalelsen vil være en energifaglig udtalelse og omhandle de beskrevne aktiviteter og forholdet til krav til systemansvarlig virksomhed, samt energifaglige forhold i øvrigt. Energifaglige forhold i øvrigt kan f.eks. være sammenhængen til Energinets overordnede netplanlægning og Energinets gennemførelse af en sammenhængende og helhedsorienteret planlægning samt bidrag til markedsudviklingen og elforsyningssikkerheden. Udtalelsen kan endvidere vedrøre, hvorvidt aktiviteterne i forretningsplanen er i overensstemmelse med aktiviteter pålagt systemansvarlig virksomhed efter loven, bestemmelser fastsat i medfør af loven eller bestemmelser i EU-retsakter om forhold omfattet af loven samt om relevansen og hensigtsmæssigheden af aktiviteterne, herunder ud fra et samfundsøkonomisk perspektiv. Udtalelsen vil ikke vedrøre de selskabsøkonomiske forhold i planen."

Med venlig hilsen / Kind regards

Elsebeth Normann Jensen
Specialkonsulent/Special Advisor
+45 4171 5394 / enje@forsyningstilsynet.dk

FORSYNINGSTILSYNET

Torvegade 10 / DK-3300 Frederiksværk
+45 4171 5400 / post@forsyningstilsynet.dk



Forsyningstilsynet behandler dine personoplysninger med det formål at vejlede dig, besvare dine henvendelser eller som led i Forsyningstilsynets varetagelse af sine myndighedsopgaver. [Læs vores persondatapolitik](#)



KL's høringssvar til lov om ændring af lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning

KL takker for muligheden for at komme med bemærkninger.

KL har ikke haft mulighed for at behandle sagen politisk inden afgivelsen af høringssvaret. KL tager derfor forbehold herfor og forbeholder os retten til at komme med yderligere bemærkninger.

Generelle bemærkninger

KL er positiv over lovforslagets formål om at skabe bedre transparens, effektivitet og fremsynet udvikling, samt en bedre proces for Energinets investeringer, der skal styrke transparensen om Energinets planer for udbygning af den overordnede infrastruktur for el og gas ved bl.a. interessentinddragelse og politisk inddragelse. Det foreslås i lovændringen, at Energinet skal udarbejde en langsigtet udviklingsplan, der skal give et samlet overblik over udviklingsbehov for transmissionsnettene på både kort og langt sigt samt planlagte og mulige løsninger på disse behov. Relevante alternativer til netudbygning skal også belyses i planen.

KL lægger stor vægt på, at den proces, der skal skabe bedre rammer for interessentinddragelse og politisk inddragelse, også bør inddrage kommunerne. Det er vigtigt, at kommunerne inddrages i forhold til udbygningen af elnettet i kommunerne, fordi det er kommunerne, der er planlægningsmyndighed og varmplanlægningsmyndighed. Herudover laver mange kommuner strategisk energiplanlægning - dvs. planer, der omfatter al energiproduktion og -forbrug i kommunen for at undgå suboptimering.

Kommunerne kan sammen med el-netselskaberne og de netudviklingsplaner, der fremadrettet skal laves, være med til at understøtte den fortsatte udvikling af energiinfrastrukturen mod en klimaneutral energiforsyning, samt pege på områder f.eks. erhvervshavne, nye grønne anlæg mv. der har særlige behov for øget energiforsyning samt sikring af tilstrækkelig elektricitet til gradvis omstilling af transportsektoren til eldrift.

KL er uforstående over for, at lovforslaget ikke skulle medføre nogen økonomiske konsekvenser eller implementeringskonsekvenser for kommuner. KL mener at dette kan få økonomiske konsekvenser for kommunerne der fremadrettet kommer til at arbejde med udbygningen af el-infrastrukturen og transmissionsnettet, da dette er en vigtig forudsætning for kommunernes varmeplaner, elbiler, vindmøller, solceller mv.

Med venlig hilsen
Maja Clemmensen
KL's kontor for Teknik og Miljø

Dato: 22. september 2020

Sags ID: SAG-2020-04746
Dok. ID: 2986195

E-mail: MCL@kl.dk
Direkte: 3370 3846

Weidekampsgade 10
Postboks 3370
2300 København S

www.kl.dk
Side 1 af 1

PGNiG UPSTREAM NORWAY AS

Danish Energy Agency

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 Copenhagen, Denmark

Attn: Mrs Julie Hansen

Sent also by e-mail to: jlha@ens.dk

Sandnes, 23.09.2020

Ref: Response from PGNiG to the **“Act on amendments to the Energy Act, the Electricity Supply Act and the Natural Gas Supply Act” Consultation**

Dear Mrs Hansen,

We would like to thank you for the possibility to participate in the consultation process of the **“Act on amendments to the Energy Act, the Electricity Supply Act and the Natural Gas Supply Act”** referred to as the “New Economic Regulation on Energinet” (**“NER”**) which was submitted for public consultation on 26 August 2020. We appreciate the transparency of the consultation process and we would like to submit our comments in the NER consultation process (we also participated in the first round of NER consultations concluded in December 2019).

We note that the current version of the NER does not deviate significantly from the version consulted earlier in 2019. NER continues to include a number of solutions intended to provide incentives for more efficient and transparent operation of the gas TSO and to ensure early stakeholder involvement. We believe these all to be steps in the right direction. However, we were not able to spot how the comments that were raised previously have been addressed in the current version of the regulation.. From the perspective of the key Baltic Pipe shipper, we would like to point out again several issues, which – in our opinion – require further consideration. Consequently, our current feedback draws heavily on PGNiG’s reply submitted to the Danish Energy Agency (“DEA”) in December 2019. In our response we have focused on what we see as the key change proposed by the NER, the shift from a “no loss no gain” to a “return of investment” tariff principle. We have detailed our concerns in Appendix 1 to this letter and the key points can be summarized as follows:

1. **The new tariff regime presents a significant change from the principles and market conditions communicated to Baltic Pipe Open Season 2017 (“OS 2017”) participants.** Prior to and during OS 2017 potential shippers were not provided with information about this proposed change by ENDK or DEA. The tariff simulations presented during OS 2017 did not include any of the elements proposed in the NER. PGNiG took the decision to make its booking based on the tariff levels communicated in the OS 2017 Information Packages. Information about potential short-term changes to the Danish tariff regime could have effected our decision-making process as to whether we booked capacity as such and as to the level of capacity we booked.
2. **This change raises the risk of future tariff increases to a level we would not have foreseen based on the information available during OS 2017.** We note that a number of changes have occurred in the Danish gas market since PGNiG signed the binding OS 2017 transmission contract and, combined with the introduction of the ROI component, this raises concerns for us that tariffs could increase to the point where the Baltic Pipe transmission route ceases to be attractive to shippers.
3. If, as a result of the proposed new regulations, the Baltic Pipe became less attractive to shippers than they had reasonably expected, then **low gas flows via the Baltic Pipe route could have a knock-on effect on the entire gas market in Denmark.** PGNiG has alternative transportation routes, as do other potential shippers. If shippers decide to direct their gas volumes elsewhere due to uncompetitively high tariffs in Denmark, then the load factor for the Baltic Pipe will be lower, increasing the cost of the Baltic Pipe for existing shippers. The lower the level of bookings, the higher the tariffs will be for existing shippers, which could cause more shippers to look for alternative transportation routes and leave the market, raising tariffs further for existing shippers. We believe this could also disadvantage domestic users of the Danish transmission network, who do not have the option to direct their flows outside the Danish grid.
4. **Introduction of the ROI component on tariffs could conflict with EU regulations (including the TAR NC (Commission Regulation (EU) 2017/460 of 16 March 2017)).** There is a risk that the introduction of the ROI in the tariff methodology could increase both the level of tariff and will result in cross-subsidization. We also have reservations about the compliance of the NER changes with the TAR NC's cost-reflectiveness, transparency and discrimination principles. However, we believe these risks could be mitigated by way of thorough regulatory and legal discussion during the consultation process.

As mentioned above we have addressed these points in details in Appendix 1 to this letter.

Based on the points we have outlined above, our strong preference would be for the **proposed changes to the tariff calculation not be introduced**. In our view, the only feasible way to introduce the ROI component without compromising the success of the Baltic Pipe would be to set the return at a level that will not increase the transportation tariff beyond the data presented in Information Package 2. As the current proposal does not refer to the level of ROI, it creates a risk that the Baltic Pipe will not be economically viable. As a stakeholder, we are committed to working with you during this consultation to ensure an outcome which will continue efficient and transparent cooperation and the success of the Baltic Pipe project.

For future consultations related to NER and other items related to regulating the energy market in Denmark, we would also be grateful if you could include PGNiG in the “external consultation list” document. We assume that this document contains entities, which are automatically informed when a new consultation process is launched. At present, we are not included in the list. As the key Baltic Pipe shipper we will be significantly involved in the Danish energy market and would like to contribute to its growth and development i.a. through input in future consultations.

If you require any clarifications on the issues we have raised we would be happy to discuss these with you. We think it would be beneficial to arrange a meeting in October 2020 to discuss our comments and the changes proposed by the NER in more detail. We would be grateful if you could please confirm your willingness and availability by contacting me at marek.woszczyk@pgnig.no.

Sincerely,

Marek Woszczyk

Chief Executive Officer
PGNiG Upstream Norway AS

Appendix 1:

PGNiG Group response to the consultation process for the “New Regulation on Energinet”

Appendix 1. PGNiG Group input into the consultation process of the „New Regulation on Energinet”

0. Introduction

PGNiG Group (**“PGNiG”**) would like to thank the Danish Energy Agency (**“DEA”**) for launching a new, transparent round of the consultation process on the “New Economic Regulation on Energinet” (**“NER”**), which started on 26 August 2020. PGNiG is the largest shipper in Baltic Pipe (**“BP”**) and as a stakeholder in the BP project is committed to working with other stakeholders to ensure the success of the project. We are of the view that the maintenance of competitive and predictable gas transmission tariffs via the DK system is of key importance and essential for the longterm success of the BP project.

Having participated in the first round of NER-related consultations in December 2019, we are committed to remain an active participant in the process. The purpose of this document is to express PGNiG’s view on what we see as the key elements of the NER, to highlight areas of concern for us, as well as to indicate possible implications of the proposed changes for the Danish natural gas market. We note that most of the issues we highlighted in December 2019 remains still valid, therefore to a large degree this document is a reiteration of our feedback provided earlier.

We further note that:

1. Despite our participation in the first round of NER-related consultations in December 2019, we have not been included in the “External consultation list”, which in our understanding contains names of companies, which were informed about the consultations by default. The current round of NER consultations has started on 26 August and we only learned about it midway into the process. This left us less time to formulate our opinion compared to entities included in the list. Given our future role on the Danish energy market, we would like to ask to be included on any future energy market-related consultations lists of companies, to which consultation content is sent by default. This not only relates to gas market regulation, but electricity market regulation as well (some part of challenges encountered in both markets are shared and may require a coordinated treatment). Including us on such a list will give us the same amount of time as other market participants to analyze the consultation content and to provide feedback.
2. The scope of the NER is very broad and covers the regulation of Energinet’s (**“ENDK”**) activity as TSO in both electricity and gas. Since PGNiG is primarily active in the DK gas market, our comments relate to the gas TSO part of ENDK’s activities. We touch upon the electricity market only when this has a direct impact on the regulation of ENDK’s gas-related activities.
3. The consultation content was published in Danish and, as was the case in the first round of NER consultations, we understand that no official translation will be provided. As such, our comments are based on an unofficial translation of the consultation content..
4. The NER is a high-level framework for detailed regulations that will be introduced later. It has multiple references to future decisions of competent parties that will expand on the general principles it outlines. Without knowledge of the detailed regulations, it is difficult to establish the impact of all NER-related changes to the Danish gas market. As such our comments on the NER are high level at this stage and may need to be revised once more information becomes available.

In this document, we address:

1. Our understanding of changes proposed by the NER;
2. Our comments on the proposed changes; and
3. Final remarks and suggestions.

1. Our understanding of the changes proposed by NER

We carried out a detailed analysis of the consultation content based on an unofficial English translation.

As we understand it, the NER in its current form will impact ENDK's operations (as both the gas and electricity TSO) in the following ways:

- ENDK will be subject to a modified revenue cap regulation
 - DUR will set the revenue cap value for ENDK based on historical values of ENDK revenue corrected for a cost efficiency measure based on benchmarking analyses
 - The revenue cap level may be increased if additional exogenous ENDK costs materialize that are found to be justified by the market and approved by DUR
 - If ENDK displays higher than expected cost efficiency it will be allowed to keep the savings and accumulate equity capital. Alternatively, ENDK may decide that the savings should be given back to the market in the form of lower tariffs to ensure that the tariff levels remain commercially competitive
 - ENDK will be able to apply for adjustments to the revenue cap values for costs related to market and system development after having consulted the market
- Regulatory periods will be extended
 - DUR will set the revenue cap values / efficiency targets that ENDK is to meet for the duration of a regulatory period
 - The first regulatory period will last two years (from 2020 to 2022) and will be treated as transitional (as a result of, e.g., Tyra shutdown and BP construction) while every consecutive regulatory period will last four years
- The revenue cap will include development costs in the allowed cost
- The tariffs will include a "ROI" element
 - The NER does not provide any insight into how the cost of capital element for ENDK will be set (e.g. how the cost will be established, what capital structure will be used, how the evolution of the capital structure over time will be reflected etc)
 - The NER introduces a distinction between "old" and "new" investments in the system. The NER does not provide a precise definition of what is understood as "old" and "new" investment. However, the approach to setting ROI values to "old" and "new" investments in the system may differ in a way, that the cost of capital used for financing "new" investments will be higher
- There will be increased scrutiny related to ensuring services procured internally are of adequate market quality
- There will be continued effort to ensure that the undertaken investments pass a socioeconomic viability test
- ENDK's mission will be modified so that more emphasis will be put on supporting the development of a climate-neutral energy supply in the performance of its tasks (i.e. in the expansion of the overall energy infrastructure)

We note that the NER is general in its nature and does not contain very detailed guidelines on a number of the items identified above. The NER proposes that at an unspecified later date competent authorities should issue specific regulations, methodologies and decisions with regard to e.g. setting the revenue cap, the allowable costs, setting the ROI component, adjusting the depreciation periods of infrastructure as well as other items specified in the NER.

We understand that a number of these decisions will be subject to further market consultations in the future. We also assume that further consultations could be divided into the electricity market part and gas market part. We would very much appreciate the opportunity to participate in all consultation processes related to the form of the future energy market in Denmark.

2. Comments to the proposed changes

General view on changes proposed by NER

In line with our understanding of the NER, its purpose is to i.a. provide incentives for the efficient and more transparent operation of the TSO and to ensure early stakeholder involvement. We believe that adopting these as guiding principles to the NER is a step in the right direction.

Since predictability and competitiveness of tariff levels is of paramount importance to us, we especially support solutions related to:

- Introducing a revenue cap for the TSO, which should be lowered between regulatory periods, motivating the TSO to look for cost efficiencies;
- Increasing the regulatory period from a year to two years (the first, transitional regulatory period) and four years in a target state, increasing the predictability of tariffs; and
- Increased scrutiny related to services procured internally (in terms of verifying market conditions of such transactions, in terms of prices paid and quality of services delivered), improving the transparency of the cost side of the TSO.

We are in favor of pursuing solutions aimed at improving the cost effectiveness, transparency and predictability of the gas TSO, and it seems that the above mentioned solutions may help achieve these goals.

However, as the main shipper of the Baltic Pipe project, we are concerned about some other changes proposed by the NER directly impacting the competitiveness of tariffs, especially:

- The introduction of the ROI component in the tariffs, which means that ENDK will cease to follow the “no loss no gain” principle and will collect returns on invested capital; and
- The different ROI treatment of “old” and “new” infrastructure, particularly that the “new” infrastructure may be charged a higher cost of capital and a lack of clarity as to what qualifies as “old” and “new” infrastructure.

Implementation of these proposals will pose a significant structural change to the way transmission tariffs in Denmark are set. We have identified the following issues which are addressed in turn below:

ISSUE A. Significant move away from tariff principles presented to OS 2017 participants

ISSUE B. Risk of continued reduction of commercial potential of the Baltic Pipe project

ISSUE C. Potential conflict with EU regulations

ISSUE D. Negative impact on socioeconomic welfare

ISSUE E. Other issues

ISSUE A. Significant move away from the tariff principles presented to OS 2017 participants

We are concerned that implementation of the NER could result in a significant methodological shift in relation to how tariffs are currently set in Denmark and will directly translate into tariff increases. This would represent a significant change of business conditions from those communicated to OS 2017 participants on which our binding capacity commitment was based.

We understand that the Danish government has the full right to regulate the energy sector. However, as a shipper who participated in the OS 2017 and made a significant booking in good faith, we are disappointed about the possibility of such significant changes in the short term, particularly:

1. the introduction of ROI; and
2. the different treatment of “old” and “new” infrastructure (i.e. in a way that the “new” infrastructure will potentially be charged a higher cost of capital fee).

These points were not brought to the attention of OS 2017 participants ahead of their investment decisions and we believe that the possibility of such critical changes should have been presented to shippers who were making tariff commitments for the 15-year period ahead of their investment decision.

PGNiG based its decision to book significant amounts of BP capacity on:

- information presented in Information Packages 1 and 2 published in June and September 2017 respectively by ENDK as part of OS 2017 (“**OS 2017 Information Packages**”)
- DERA’s approval of OS 2017 documents
- DERA’s “Opinion on principles for market zone (...)” published in January 2017
- participation in multiple OS- and BP- related consultations / work groups / meetings hosted by either ENDK or DERA

The Information Packages contained tariff simulations which, in line with the Danish OS Rules were intended to “support the decision-making and allow for a more thorough analysis of Costs of Transportation, construction costs and risks”. Tariffs were simulated based on only CAPEX, OPEX and ABEX values, assuming the “no loss no gain” principle. There was no mention of the ROI element or differentiating in any way between the treatment of existing assets and BP-related assets. The tariff forecasts were constructed around a scenario approach, with each scenario being demarcated only by a different set of assumptions on BP bookings and flows. Moreover, the OS 2017 Information Packages did not include information about potential changes to the tariff methodology or qualitative or quantitative assessment of the impact of these changes on the future tariffs. ENDK neither presented nor discussed any scenario referring to the possible introduction of the ROI component or differentiation between “new” and “old” assets.

As you are aware PGNiG has been an active participant in the Danish gas market since 2016, and has participated in market consultations and groups of shippers working on the final tariff design in Denmark. During these official events the potential introduction of the ROI component in tariffs has not been brought to the attention of the market, even though both ENDK and Danish Utility Regulator (“**DUR**”) were aware of the upcoming changes.

Should information on a potential shift away from a “no loss no gain” to a “return on capital” tariff principle have been provided to the OS participants in 2017 we may have taken a different approach to capacity booking.

Adoption of these changes may result in a significant departure from the tariff principles based on which the OS 2017 capacity bids were made.

ISSUE B. Risk of continued reduction of commercial potential of the Baltic Pipe project

When preparing a binding bid in Phase 2 of OS 2017, PGNiG relied on indicative tariffs' calculation as provided by ENDK in the Updated Economic Model published as part of the OS. The model included the following values for 2023:

- **Total transportation tariff of 0,75 EUR/MWh,**
- **Total cost of transportation of 0,84 EUR/MWh.**

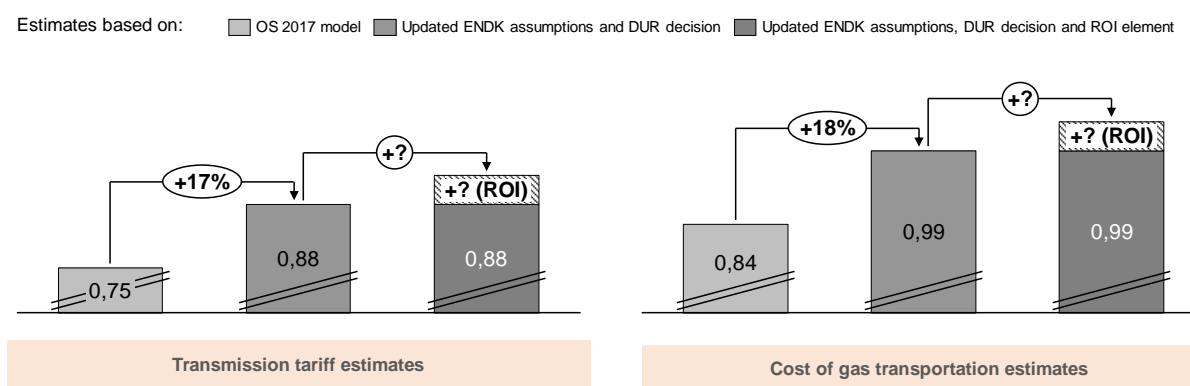
While we fully understand that these values were indicative in nature, we are of the opinion that these indicative tariff levels should continue to form the basis for the tariffs going forward in order to ensure the profitability of the Baltic Pipe and its future utilization by PGNiG and other shippers.

As well as the introduction of the NER, there have been a number of other developments from the Danish government since OS 2017 which point to an increase in tariff levels relative to those presented in the OS 2017 Information Packages:

- Q4 2018 ENDK published a new Tariff Forecasting Model 2018-2025 which included updated assumptions on BP TOTEX and decreases in existing system bookings and flows;
- 31 May 2019 DUR approved a new tariff methodology for DK which introduced a 70 / 30 fixed / variable tariff split (in the place of a 50 / 50 split, which corresponds to ENDK's actual CAPEX / OPEX structure), increasing the total amount that a shipper will have to pay regardless of whether the capacity is used; and
- In the new tariff methodology, DUR did not approve the introduction of tariff de-escalators for long-term bookings which were one of the central parts of the tariff methodology proposal worked out with a broad group of market participants. Even though this relates to a regulatory period preceding BP commissioning, this has the effect of increasing the uncertainty related to the final set of tariff principles to be adopted post 2022.

These developments have already significantly increased the expected level of tariffs and the introduction of the ROI component by way of the NER in addition to these, may result in a considerable increase of costs to be incurred by shippers using the DK transmission system post 2022, and may even further reduce the cost competitiveness of the system.

Figure 1: Evolution of forecast tariffs and cost of transportation via the DK network over time for the year 2023 [EUR / MWh]



Source: own analysis based on models / data provided by ENDK / DUR / NER

The observed upward trend is a cause of concern for PGNiG in relation to the future economic rationale of transporting gas via the Danish system. We believe the BP route should be competitive with regard to cost benchmarks to justify the effective utilization of the infrastructure and in our view, these unanticipated tariff increases will reduce competitiveness.

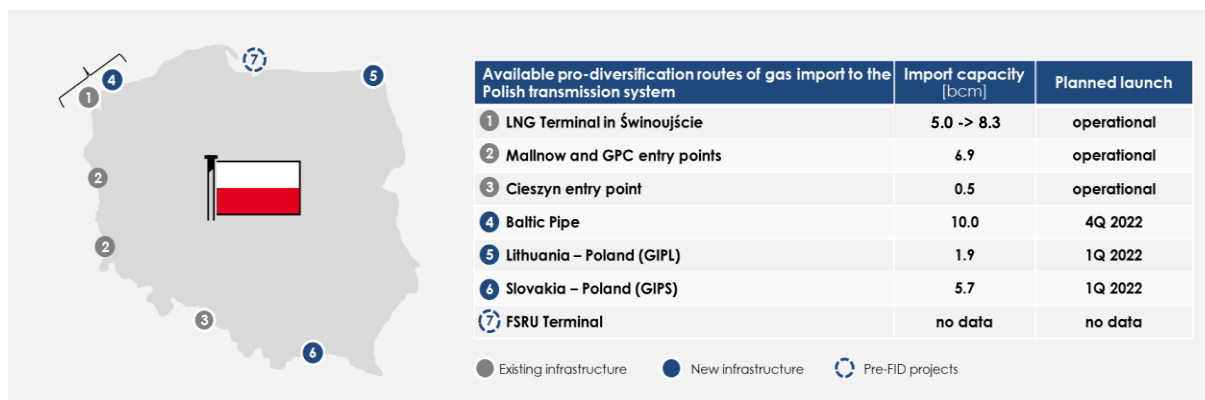
These tariff increases were not foreseeable from the OS 2017 Information Packages or during the OS 2017 process, decreasing the transparency and predictability of the tariff setting process. The changes create unfavorable market conditions for these shippers, who committed in good faith to book considerable amounts of capacity in the DK system.

From the viewpoint of the Polish gas market stakeholders, construction of the BP allows further diversification of import sources and routes, increasing security and stability of supplies. It is central to Polish energy policy and maximizing the BP's future utilization is a key objective of PGNiG.

Nevertheless, should tariffs increase because of the new methodology, it may impact the future utilization of the BP's capacity. The future load factor will no doubt be dependent on the overall economic attractiveness of the BP route in comparison with available alternatives for PGNiG. It is worth mentioning that BP route should be competitive in comparison with already existing import routes as well as advanced infrastructure projects. Key elements of this import infrastructure are briefly described below and depicted in Figure 2:

- 1. LNG Terminal in Świnoujście** - Poland's first LNG terminal launched in mid-2016. Its technical regasification capacity of **5 bcm p.a. is entirely booked by PGNiG and currently used in only ca. 55%** (this means that similarly to BP, PGNiG has significant unused capacity in the Polish LNG terminal). After completion of the already ongoing expansion program the facility's capacity will reach **8,3 bcm p.a.** in early 2023 and the incremental capacity (above the existing 5 bcm p.a.) has been booked in 100% solely by PGNiG (further increasing PGNiG's flexibility on the choice of supply routes to Poland).
- 2. Mallnow and GPC entry points** - two operational interconnectors with the **German Gaspool market area** with the total firm capacity of approx. **6,9 bcm p.a.** The point in Mallnow - placed on the route of the Yamal pipeline - offers both physical reverse and virtual reverse services.
- 3. Cieszyn entry point** - an operational interconnector with the Czech market with the total firm capacity of approx. **0,5 bcm p.a.**
- 4. Lithuania – Poland interconnector (GIPL)** - a bi-directional pipeline with a planned import capacity (LT>PL) of **1,9 bcm p.a.** FID for the project was made in May 2018 and the completion of construction process is scheduled for 4Q 2021. This will allow Poland to access i.a. another LNG terminal located in Klaipeda.
- 5. Slovakia – Poland interconnector (GIPS)** - a bi-directional pipeline with a planned import capacity (SK>PL) of **5,7 bcm p.a.** FID for the project was made in April 2018 and the completion of construction process is scheduled for 4Q 2021.
- 6. FSRU in Bay of Gdańsk** - in 1Q 2019, Plenipotentiary of the Government of the Republic of Poland for Strategic Energy Infrastructure informed that the decision to purchase a Floating Storage Regasification Unit had been made. FSRU is expected to be moored in the Bay of Gdańsk. While other technical / schedule parameters are not known at this point, it can be reasonably expected that the minimum regasification capacity of this unit would amount to approx. 4-5 bcm p.a. (but possibly more).

Figure 2: Existing and planned TPA entry points to the Polish transmission system.



Source: GAZ-SYSTEM, Polskie LNG, and own analysis.

The proposed introduction of the ROI-component and different treatment of “old” and “new” infrastructure may increase tariffs thus decreasing the attractiveness of the BP route and correspondingly decreasing the BP route’s load factor.

PGNiG is committed to the BP, but is required by its shareholders to continuously reassess its profitability against other import options offering necessary diversification and stability of supplies.

ISSUE C. Risk of non-compliance with EU regulations

Aside from the commercial competitiveness considerations, we are concerned that the addition of the ROI element to tariffs and differentiating between “new” and “old” infrastructure in this regard could cast some doubts on the compliance of the Danish tariff methodology with EU regulations. As mentioned above, the NER is a high-level document so we have not been able to carry out a full legal review, but we do think this is a concern that should be shared at this stage to ensure full compliance with EU regulations. We refer to the provisions of Article 7 of the TAR NC¹ which states that the reference price methodology (“RPM”) used to set tariffs should be cost-reflective, non-discriminatory, transparent, and should not cause undue cross-subsidization and distort cross-border trade.

We have identified the following potential impacts of the NER, which may conflict with the TAR NC:

- a) Impact on cross-subsidization and cost-reflectiveness;
- b) Further considerations on cost-reflectiveness; and
- c) Impact on discrimination.

These impacts are described in more detail below.

a) Impact on cross-subsidization and cost-reflectiveness

ACER defines ‘cross-subsidisation’ as a deviation from cost-reflectivity whereby users of the entry-exit system are charged tariffs that differ from the costs they cause to the system.

From the start of the tariff design process we have communicated that the uniform tariff regime, while possible as such, may be non-cost-reflective and may cause cross-subsidization. It results from the fact that overall tariff burdens carried by respective groups of shippers are not based on costs that shippers cause the system to incur, but the amount of capacity bookings that they generate. In an ideal cost-reflective system, the BP users should be charged tariffs based purely on the costs that the BP infrastructure generates to the system, while existing users should be charged tariffs based purely on the costs generated by the existing system. In a uniform allocation, the costs are pooled and are distributed across participants proportionally to their capacity bookings.

In the specific DK system case, this causes significant level of cross-subsidization between BP transit shippers (who over the 2023-52 BP lifetime contribute 34 EURm / y costs on average and ca. 93 TWh / y bookings²) and the existing DK system users (who over the 2023-52 BP lifetime contribute 46 EURm / y costs on average and 62 TWh / y bookings on average), to the advantage of the existing DK shippers.

The cross-subsidization issue increases in significance in later years as the bookings made by the existing DK users will decrease significantly faster than the costs generated by the existing system. As a result, over the BP lifetime, the key BP shipper would be expected to cover a certain share of costs generated by the existing DK system, i.e. infrastructure that they do not use.

Analysis based on available data shows that in percentage terms, this translates to an average **cross - subsidy at the level of 29% of gas TSO's total cost base** (which dramatically exceeds the allowable 10% threshold stipulated in Article 5 of TAR NC).

The increase of the overall cost of ENDK's system by adding the ROI element at higher level in the future could mean that both the existing users and the BP transit users may pay more. Since the additional ROI costs are levied on respective parts of the infrastructure, it should be possible to distinguish what group of users (i.e. BP transit shippers or the existing DK shippers) should cover what part of the overall ROI costs. However, in the uniform tariff regime, the incremental costs stemming from adding the ROI element will be divided between both user groups according to the same allocation key based on bookings made and not costs generated to the system. Therefore, seen in percentual terms,

¹ COMMISSION REGULATION (EU) 2017/460 of 16 March 2017 establishing a network code on harmonised transmission tariff structures for gas.

² Based on the OS 2017 booking and assuming – in line with the BP Business Case prepared by ENDK – that the current booking is extended beyond the current OS period until the end of BP lifetime in 2052.

PGNiG will continue to cross-subsidize the existing DK users by covering on average 30% of the ROI part.

On top of the general ROI, the NER proposes the introduction of an extra ROI on “new” infrastructure³ which will further intensify the cross-subsidization issue (through further increases of the absolute size in which undue cross-subsidization between different user groups within the DK network occurs).

Having analyzed ACER’s analysis of the tariff consultation document submitted by ENDK dated 14 December 2018⁴ we note that ACER state that the cross-subsidization analysis was based on data provided by ENDK. This analysis was presented to the market in the consultation process in a more limited form compared to what can be seen in the ACER analysis⁵. Also, the calculation model⁶ provided by ENDK did not include calculations related to the Cost Allocation Assessment (“CAA”) stipulated in Article 5 of the NC TAR and thus did not give an opportunity for the shippers to review ENDK’s calculations on the matter. It seems that the results provided by ENDK to ACER on cross-subsidization significantly differ from our conclusions presented above⁷, which we believe to be based on representative cost and flow data⁸.

PGNiG made a booking during OS 2017 and therefore accepted the uniform allocation regime. We are not questioning this element of the market design as it was presented to us ahead of our investment decision, but combined with the NER we are concerned about future tariff increase and impact profitability of BP. If the introduction of the ROI component increases tariffs which could result in the growth of cross-subsidization, we recommend that legal and regulatory discussions take place with a number of bodies, including ACER, to mitigate this risk.

The **cross-subsidization issue**, where the BP transit shipper is made to cover more costs than they actually generate to the system, **will increase over time and, in addition, this effect will be amplified if the ROI component is added**. ACER periodically reviews the RPM proposed by the TSO and as the cross-subsidization issue becomes more visible, ACER may seek to reassess the cost allocation methodology for different user groups. We believe that **introduction of the ROI component in the tariff intensifies the cross-subsidization problem** and may bring about **increased regulatory risk from an EU institutions perspective, which in the future may question the cost allocation choices agreed with the market**. We believe this is not in the interest of any shipper.

b) Further considerations on cost - reflectiveness

Based on the NER provisions it is not clear how the ROI component will be set. PGNiG acknowledges that detailed rules on this issue will be set later, however, we are of the view that from the point of view of EU regulations it is crucial that the ROI component is established in a cost-reflective manner.

We refer to the solution, which was stated to be ‘possible’ during a meeting held by ENDK and DUR on 15 November 2019⁹, in which the rate of return on assets would be calculated without regard to the actual capital structure of ENDK. As was communicated to us during the meeting, ENDK’s capital structure represents a 92 / 8 split of debt to equity. PGNiG understands that this is also the average funding structure applicable to all investment projects done by ENDK, including the BP.

PGNiG therefore understands, that the cost of debt has already been reflected in tariff estimates (as was confirmed during OS 2017 discussions and the 15 November 2019 meeting as well) and as a result,

³ This was confirmed to us during a 15 November 2019 meeting held by ENDK and DUR on the key NER principles.

⁴ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20Report%20-%20Analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Denmark.pdf

⁵ i.e. we compare table 5 on page 18 of the consultation document presented by ENDK to table 5 in ACER’s analysis

⁶ Tariff Forecasting Model 2018 – 2025 published by ENDK as part of market consultations on DK tariff design in October 2018

⁷ Which is not surprising, since in a uniform tariff regime where costs are pooled (not differentiated by user groups) and then divided by total capacity booked in the system (also not differentiated by user groups), the “cost” of each unit of capacity (or – revenue generated to ENDK from each unit of booked capacity) is by definition the same, thus theoretically resulting in no cross-subsidization.

⁸ Provided by ENDK

⁹ The purpose of the meeting was to introduce the key NER principles to market participants

in order to remain cost-reflective, the potential additional return component to be levied in line with NER should only include a return on the remaining equity part of the capital structure (i.e. 8% of the total).

ENDK likely has some target capital structure and the current capital structure (92 / 8) should gradually evolve to that target state as ENDK accumulates equity as a result of introducing changes postulated by the NER. From a cost-reflectiveness perspective it would only be justified to charge a return on equity on the actual share of equity in ENDK's capital structure at a given time.

PGNiG is of the opinion that the calculation of the ROI component based on a target capital structure from the very start (rather than based on the actual capital structure) would not correspond to the actual financial and economic costs borne by ENDK. As a result, it risks breaching the cost-reflectiveness and transparency principles stipulated in Article 7 of NC TAR and other EU regulations.

The current NER provisions cause significant ambiguity as to how the ROI component will be calculated. PGNiG understands that a competent authority will lay down detailed rules at a later date, but we strongly support the clarification of these rules at this stage.

We recommend that it is expressly stated in the NER that the ROI component should be calculated based on the actual capital structure of ENDK at a given year or average expected ENDK capital structure over a given regulatory period.

c) Impact on discrimination

The NER differentiates the rate of return for historical and forward assets, which it seems are intended to reflect a difference in risk profiles attributable to “old” and “new” assets.

Having analyzed the Ten Year Network Development Plan 2018 and General Regional Investment Plan for the North-West Region¹⁰ published by ENTSOG, we were not able to identify any other investments in the Danish system other than BP, which could be potentially classified as “new”. Therefore, we infer that NER is to classify BP as “new” infrastructure and hence enabling the levy of a higher ROI element on the related costs and increase the pace of accumulating profits by ENDK. We note it will predominantly be at the expense of PGNiG as no doubt key BP shipper.

The NER appears to treat the BP differently from the rest of the DK system infrastructure based either on the fact that it will be commissioned later than other parts of the system, or on the fact that the BP-related risks to the system are higher.

PGNiG is not aware of any EU law principle allowing this differentiation between assets and the levy of extra costs based on the date that they were commissioned. We see this as something, which could be challenged before the EU regulators.

In relation to differences in the risk profiles of assets, PGNiG is of the view that **the risk profile of BP is in fact lower or the same as compared with other parts of the DK transmission network** for the following reasons:

- as a completely new piece of infrastructure, BP should in fact have a lower technical risk profile than any older (and thus more prone to technical failure) parts of the DK transmission system;
- the business risk in relation to capacity booking does not exist, as ENDK exactly knows what level of bookings has been awarded for the next 15 years (this is fixed). What remains is the upside potential related to shippers booking the currently unallocated part of BP capacity; and
- the business risk in the physical flow part is exactly the same as compared to other infrastructure / other shippers. The BP shipper, exactly as any other shipper in the DK system may or may not use the capacity that they booked and paid for.

Given the reasons provided above, **PGNiG finds no reason why BP should have a different regulatory treatment than other parts of the DK gas transmission system.**

¹⁰ Applicable to ENDK gas network

We also note that if a specific transit tariff is set in the future based purely on BP costs (as described earlier) and BP is the only “new” asset on which a higher ROI is levied, this could be considered as discrimination of a selected group of shippers (the BP transit shippers).

On the surface, it may seem that the increased risk to ENDK stems from the fact that a majority of the potential flows will be caused or not caused by a single shipper. However, it has to be equally considered that a significant booking made by a single shipper was made in good faith with the intention to utilize the BP infrastructure to the fullest extent. Thus, if NER resulted in tariffs becoming less commercially competitive and less predictable, such a shipper could be forced to reconsider its strategy due to the duty it owes its shareholders.

PGNiG believes that the NER provisions as currently drafted cause significant ambiguity as to the classification and different treatment of “new” and “old” infrastructure and the resulting regulatory validity of such differentiation. Whereas PGNiG understands that a competent authority will lay down detailed rules at a later date, we suggest that this uncertainty be reduced already at the level of the NER.

In the text of the NER we suggest adding a direct reference to the Baltic Pipe project (as was the case in several instances of the NER). This reference should clarify that rules related to applying a higher ROI may not apply to BP.

ISSUE D. Risk of negative impact on socioeconomic welfare

We note that as part of the NER DEA stresses the importance of assessing the socioeconomic viability of investment projects before they are implemented. However, from our analysis the changes proposed by the NER may have a negative impact on the socioeconomic welfare of the Danish society.

In March 2018, ENDK performed a socioeconomic assessment of the Baltic Pipe project and described its conclusions in the Baltic Pipe Business Case, which was then subsequently approved by the Danish Minister for Energy, Utilities and Climate. The Business Case identified a single socioeconomic benefit for Denmark, which was calculated as the difference between the total tariff burden levied on the DK society in a situation with and without BP in place.

We point out that adding the ROI component will generally increase the burden not only for PGNiG, but also for the DK society. PGNiG is in the position to present a detailed analysis of this issue should this be requested by DEA.

We conclude that introduction of the ROI component (and other changes that increase tariffs) risks deteriorating the Baltic Pipe Business Case for the DK society through making the possible tariff savings (the key reason for BP implementation) less likely and more volatile. Reductions in the BP socioeconomic welfare in Denmark will occur if PGNiG and other shippers are forced to select alternative, more commercially viable and predictable routes of gas transport, following the principle of value maximization for its shareholders.

PGNiG points to the fact that given significant TOTEX spent on the BP project, even partial withdrawal of BP bookings and flows from the DK market will cause serious tariff consequences for all users of the DK network. This could have a knock on effect where each withdrawal of bookings and flows deteriorates commercial competitiveness and predictability of resulting tariffs and thus causes shippers to withdraw from the market even more. **Since PGNiG has a choice of different transportation routes, we are concerned that such a situation would affect existing users of the network in Denmark who have limited options of redirecting their bookings and flows and would need to operate in an environment with extremely high tariffs.**

We point to the fact that deterioration of the Baltic-Pipe socioeconomic value-added is the other side of the reduction in commercial potential of the NO-DK-PL transmission route and may result directly from the changes envisaged by the NER¹¹.

¹¹ Depending on their final shape, i.e. if the net effect results in tariff increases.

ISSUE E. Other issues

We have identified five other issues that in our opinion require further attention:

- Related to the introduction of ROI is the issue that the gas TSO will accumulate equity over time. The NER does not state how this equity may be used and there was some confusion about this issue during the 15 November 2019 meeting held by ENDK and DUR. We are of the opinion that it should not be allowed to transfer money between different ENDK businesses, i.e. between the gas TSO, gas DSO, gas SSO and the electricity TSO.

We specifically refer to a situation where equity is earned from collecting gas transmission tariffs and then this money is used to e.g. make investments or reduce tariffs in the electricity system or gas distribution system. We are certain that specific safeguards are already in place in ENDK to prevent such behavior, which would not be consistent with provisions of the European Union law.

Given that the NER deals with a number of issues related to ENDK's finances, we would like to encourage DEA to also provide dedicated references in the document to clarify the potential areas in which the collected equity may and may not be used by ENDK.

- The NER grants DUR the right to lay down a methodology according to which the gas TSO may apply for an adjustment of the depreciation period of selected investments. In this regard, a specific reference is made to the BP project.

If the depreciation of the BP is shortened compared to the 30-year period that was presented to OS 2017 participants in the OS 2017 Information Packages, this will constitute another major change to the business conditions we agreed to when signing the OS Capacity Agreement.

- One of the main tenets of the NER is to increase stakeholder involvement in the activity areas covered by ENDK. Therefore, in our opinion the NER provisions should be decisive and definite as to when market consultations should be held by ENDK or DUR. We notice one instance where this is not the case, namely in the process of developing the long-term network development plan, the NER only "suggests" consultations should take place with the market. We note that a long-term development plan carries both a strategic meaning and the potential to significantly increase tariff levels. Therefore, we believe that the NER should define the process of consulting the long-term investment plan as a requirement (rather than a possibility) for the gas TSO.
- NER proposes that a competent authority should lay down rules related to partial or whole – where considered appropriate – exclusion of gas upstream pipelines from the revenue framework. BP is mentioned here directly, whereas the existing North Sea assets are not. We find this passage confusing and propose to include in the NER guidelines on setting the future methodology on this issue to reflect the approach agreed with the market during OS 2017:
 - Existing offshore gas pipelines will not be included in the uniform cost allocation; and
 - BP project components, for which ENDK is responsible, will be all included in cost base for uniform tariff calculation. It is therefore expected that the costs of the Norwegian Tie-In (related to offshore pipeline described above) and the Expansion of the Danish Transmission System (including parts of CS Zealand) will be fully included in the Danish cost base.
- One of the key changes introduced in the current version of the NER relies on amending ENDK's mission statement, according to which ENDK will have to support the development of a climate-neutral energy supply i.e. through taking climate and environment into account in the development of the overall energy infrastructure. We consider this a high-level and somewhat vague statement, perhaps requiring some more explanation in the final version of the NER document.
 - It is not clear to us how this would influence the way ENDK develops infrastructure projects. We point out that every large infrastructure project realized by ENDK is already required to be subject to a cost-benefit analysis conducted in line with Danish Minister

of Finance guidelines¹². According to these guidelines the sustainability aspect of analyzed projects needs to be adequately considered and quantified, thereby affecting the recommendation related to its implementation. Furthermore, in line with our knowledge, ENDK already applies the current best market practice (in the area of sustainability) to physical realization of investment projects. We believe it would be useful to outline this issue in more detail, also specifying how this new mission statement would impact already ongoing projects (such as BP). We further believe that as a result of the updated mission statement no new burdens should be levied on projects already approved and realized.

- In the context of the ROI component, we believe that the updated mission statement should not entitle ENDK or the regulator to discriminate in any way between infrastructure, e.g. in a way that higher tariffs are levied on fossil fuel infrastructure such as gas pipelines. Such solutions in our opinion would be highly contentious and would risk being potentially challenged on a country and EU level.

¹² „Vejledning i samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger”, 2017

3. Final remarks and suggestions

We would like to reiterate our appreciation for being able to participate in this valuable consultation process on the NER. PGNiG recognizes and supports DEA's proposals aimed at securing increased transparency and cost-effectiveness of the gas TSO and is committed to supporting the BP project.

We would like to underline that we fully respect the autonomy of the Danish government to regulate its own gas system. We nonetheless see that a number of factors (e.g. decisions / proposals issued by either DEA or DUR, updated market assumptions issued by ENDK) have contributed to a potential tariff increase which was unforeseeable when we made our OS 2017 and may not be commercially feasible. From our perspective, this also raises concerns about the predictability of our business in Denmark. We would like to operate in an environment that offers stable and competitive prices. Implementation of the NER, particularly the introduction of the ROI-component and different treatment of "old" and "new" infrastructure, creates a risk that the tariffs for the BP route will cease to remain competitive to the shippers and that the BP route will remain unused.

However, we would like to highlight that if we are certain that the OS 2017 or similar levels of tariffs are offered to us over the 2023 – 2037 period, our strategy would be to maximize our usage of the Baltic Pipe infrastructure, regardless of what principles and tariff calculation rules are used to achieve such an effect.

With regard to using the capacity booked during OS 2017, our interests are fully aligned with those of the Danish gas market participants. PGNiG would like to reiterate, that the OS 2017 booking was made in good faith with the intention to utilize the Baltic Pipe infrastructure to the fullest possible extent.

Apart from the other suggestions that we have mentioned in this document, we would like to propose additional solutions which from our perspective would be valuable if introduced¹³.

- 1) We suggest extending the revenue cap regulation by **introducing a rule stating that a tariff in the consecutive year may not be higher than the tariff in the previous year**. This is an issue that we regularly raise during meetings with ENDK and DUR. We would therefore like to ask for a thorough consideration of this matter.
- 2) As we touched on above, a significant number of issues is left by the NER to be clarified or developed by competent authorities. We propose adding to the **NER an overarching imperative that all the competent authorities tasked with detailing the general NER guidelines should coordinate their work so that the net effect of their application is at least neutral to tariffs** (i.e. within reasonable expectation that an application of their decisions / methodologies should not result in any growth in tariffs). This will increase predictability for shippers.
- 3) If DEA decides not to incorporate these proposals in the final shape of the NER, PGNiG strongly suggests not implementing the proposed ROI-based tariff element as this seems to be against the best interest of the DK gas market participants, as discussed in this document.

We would be grateful to be included in any future consultations in relation to the detailed solutions to be developed based on the NER (in both the electricity and gas markets) and are in the position to provide any required assistance with this process.

¹³ These solutions are largely a reiteration of PGNiG's proposals submitted during the last NER consultation round in December 2019

Fra: 19kontor@rigsrevisionen.dk
Sendt: 4. september 2020 12:48
Til: ens@ens.dk
Cc: jlha@ens.dk
Emne: Journalnummer 2020-4657 - Høring af lovforslag om ny regulering af Energinet med frist den 23/09 2020

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet har den 26. august 2020 sendt udkast til lovforslag om ændring af lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning i høring.

Ministeriernes forpligtelse til at høre Rigsrevisionen er fastlagt af rigsrevisorloven, §§ 7 og 10 (Lovbekendtgørelse nr. 101 af 19/01/2012) og angår revisions- og/eller regnskabsforhold, der kan have betydning for Rigsrevisionens opgaver.

Vi har gennemgået lovforslaget og kan konstatere, at det ikke omhandler revisions- eller regnskabsforhold i staten eller andre offentlige virksomheder, der revideres af Rigsrevisionen.

Vi har derfor ikke behandlet henvendelsen yderligere.

Med venlig hilsen

Mette E. Matthiasen
Ledelsessekretariatet



Landgreven 4
DK-1301 København K

Tlf. +45 33 92 84 00
Dir. +45 33 92 85 73
mem@rigsrevisionen.dk

www.rigsrevisionen.dk

Energistyrelsen
Att.: Julie Hansen

Sendt via mail

21.09.2020

Høringssvar Wind Denmark – Lov om ændring af lov om Energinet

Wind Denmark takker for muligheden for at afgive høringssvar til lovforslag om ændring af lov om Energinet. Wind Denmark ser det som afgørende, at lov om Energinet sikrer de lovgivningsmæssige rammer for udbygningen af elnettet i fremtiden og at der er et behov for, at lovforslaget tydeliggør, at Energinet i endnu højere grad end i dag vil kunne få godkendt investeringer i elnettet af hensyn til forventede projekter for vedvarende energi.

Lovforslagets hensigt om, at Energinet i højere grad skal tage hensyn til den grønne omstilling er en nødvendig fornyelse af lov om Energinet og Wind Denmark støtter den overordnede hensigt i lovforslaget.

Wind Denmark bemærker dog, at der er brug for, at det tydeliggøres i lovforslaget, at der ved gennemførelsen af Energinets opgaver skal tages samfundsøkonomiske hensyn og i højere grad tages hensyn til vilkårene for investeringer i elproduktionskapacitet. Det bør undgås, at Energinet, som fremadrettet vil være underlagt en økonomisk regulering baseret på en indtægtsramme, fremover får mulighed for i højere grad at tage selskabsøkonomiske hensyn.

Energinets rolle med at forvalte det danske elmarked nødvendiggør, at lov om Energinet tydeligt instruerer virksomheden i at tage samfundsøkonomiske hensyn. Dette kunne f.eks. være i valg af markedsdesignet af elmarkedet, hvor lovgivningen bør understrege, at Energinet bør tage beslutninger baseret på samfundsøkonomiske vurderinger, og ikke selskabsøkonomiske hensyn, som maksimering af flaskehalsindtægter. Dette kunne også være i håndteringen af interne netproblemer og ved Energinets forvaltning af prisområdestrukturen i Danmark.

Det er Wind Denmarks vurdering, at lovforslaget i den nuværende form ikke i tilstrækkelig grad sigter mod at undgå at Energinet tager selskabsøkonomiske hensyn. Lov om Energinet bør give Energinet en tydelig instruks i forhold til, at selskabets beslutninger bør sigte mod at opnå de samfundsøkonomisk mest hensigtsmæssige løsninger på udfordringerne med gennemførelsen af den grønne omstilling. Wind Denmark ser dette som afgørende når Energinet ikke længere er underlagt en "hvile i sig selv" økonomisk regulering.

Lovforslaget foreslår en tydelig hensyntagen til forbrugerne, men bør i højere grad og tydeligere sigte mod samfundsøkonomiske hensyn og til at sikre åben og lige adgang for alle

brugere af elnettet og herunder også til elproducenterne i den grønne omstilling. Uden en tydelig hensyntagen til samfundsøkonomiske vurderinger risikerer Energinets forvaltning af energiinfrastrukturen og elmarkedet at føre til forvridninger af elmarkedet eller samfundsøkonomiske tab.

Gennemførelsen af den grønne omstilling medfører i de kommende år meget store investeringer i vindenergi i det danske elsystem og lovforslaget sigter mod en øget interessentinddragelse i Energinets netplanlægning, hvilket Wind Denmark støtter. Lov om Energinet bør derudover også tydeligt give Energinet den opgave at sikre hensigtsmæssige vilkår for investeringer, herunder gennemsigtige og så vidt muligt stabile rammevilkår. Gennemsigtige vilkår for investeringer er helt afgørende for en omkostningseffektiv grøn omstilling.

Wind Denmark opfordrer desuden til, at det tydeliggøres i lovforslaget, at når lovforslaget sigter mod, at Energinet i højere grad skal kunne reagere på opståede behov og ikke forsinke tilslutningen af nye vindmølle- og solcelleprojekter, bør det være muligt for Energinet at investere i ny netkapacitet på baggrund af forventede projekter for vedvarende energi.

Energinet bør kunne få godkendelse til at foretage investeringer i ny netkapacitet baseret på begrundede forventninger til udbygninger med vedvarende energi. Så længe Energinets investeringsprojekter baserer sig på allerede vedtagne projekter vil udbygningen af elnettet være bagefter udbygningen af vedvarende energi og lov om Energinet bør i højere grad sigte mod at dette undgås.

Det er afgørende for den grønne omstilling, at de lovgivningsmæssige rammer for udbygningen af transmissionsnettet i Danmark understøtter en udbygning af elnettet, som tager højde for den lange etableringstid for udbygningsprojekter i elnettet og samtidigheden med udbygningen med vedvarende energi. Lovforslaget forholder sig ikke i tilstrækkelig grad til denne problemstilling, uanset at Energinets formålsparagraf i højere grad bliver rettet mod at understøtte grøn omstilling. Godkendelseskriterierne for Energinets investeringer bør derfor opdateres med disse hensyn.

Wind Denmark støtter lovforslagets hensigt om, at Energinets udbygning og drift af energiinfrastrukturen i højest mulig grad skal ske med brug af klimavenlige teknologier. Wind Denmark opfordrer til, at dette f.eks. vil gælde for sikring af forsyningssikkerheden i elsystemet og de nødvendige systembærende egenskaber. Driften af elsystemet bør i højest mulig grad basere sig på netkomponenter og vedvarende energi, som udover at være til gavn for klimaet også sikrer, at Energinets varetagelse af forsyningssikkerheden ikke forvrider det indre marked for energi.

Wind Denmark er tilgængelig for en uddybning af ovenstående.

Med venlig hilsen

Søren Klinge
Elmarkedschef
Wind Denmark
sk@winddenmark

