

Planleggingsbok for kraftnett

Tapskostnader

Innholdsfortegnelse

1	Innledning.....	3
2	Problemstilling.....	5
3	Spesifikke tapskostnader.....	6
4	Beregning av spesifikke tapskostnader	7
5	Årlige spesifikke tapskostnader.....	12
6	Kapitaliserte tapskostnader	17
7	Kapitaliserte tapskostnader for fordelingstransformatorer	20
8	Bruk av spesifikke tapskostnader	23
9	Kapitaliserte tapskostnader for krafttransformatorer	28
10	Litteraturreferanser.....	30

Revisjonslogg

1993	Bind I kap. 10 "Kostnader av elektriske tap", Bind II kap. 9 "Eksempel på anvendelse av kapitaliserte tapskostnader for transformatorer", og Bind III kap. 2 "Tapskostnader"	
1994		
1996		
1997		
2000	Bind II kap. 10 "Tapskostnader"	
2004		
2006		
2010-09-14	Ny struktur og layout. Sammenslåing av Bind I kap. 10, Bind II kap. 9, Bind II kap. 10 og Bind III kap. 2.	Kjell Sand Arnt Ove Eggen
2014-02-26	Oppdaterte tapskostnader, kostnadsnivå 2014	Kjell Sand Arnt Ove Eggen
2019-03-15	Oppdaterte tapskostnader, kostnadsnivå 2019	Kjell Sand Arnt Ove Eggen
2021-11-02	Oppdaterte tapskostnader, kostnadsnivå 2021	Arnt Ove Eggen

Dokumentet har gjennomgått SINTEFs godkjenningsprosedyre og er sikret digitalt

1 Innledning

Kostnader av elektriske tap er en sentral parameter ved dimensjonering av kraftnett. Samfunnsøkonomisk riktig kostnadssetting av elektriske tap bidrar til å ivareta Energilovens formålsparagraf (§1.2) som *skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte*. Samfunnsøkonomisk riktig kostnadssetting av tap medfører at ressursene allokeres til de ulike nivå i kraftsystemet som om det ble forvaltet av én eier, og at man følgelig unngår sub-optimalisering ved investerings- og reinvesteringsbeslutninger.

SINTEF Energi har siden 1976 beregnet spesifikke kostnader av elektriske tap i kraftnett basert på en metodikk som er beskrevet i EFI TR 1975 "Kostnader av elektriske tap i overførings- og fordelingsnett" [1]. Metodikken for beregning av spesifikke tapskostnader er basert på estimering av grensekostnader for kraftproduksjon og kraftnett som forklart nærmere i Kapittel 4. De spesifikke tapskostnadene har typisk blitt oppdatert med to til fire års intervall, hovedsakelig basert på indeksjustering av investeringskostnader og oppdatering av prognoser for kostnader for kraftproduksjon. Ved noen oppdateringer, som f.eks. i 1993–94, ble metodikk og datagrunnlag gjennomgått grundigere. Dette førte bl.a. til at det stiliserte nettet som ligger til grunn for beregningen ble modifisert. Det ble da også gjennomført grundige analyser av lastforhold med utgangspunkt i de omfattende lastmålingene som ble gjennomført av SINTEF Energi på slutten av 1980-tallet. Disse analysene medførte relativt store endringer i brukstidene for tap og sammenlagningsfaktorene. Det er senere ikke gjort tilsvarende analyser, slik at det fortsatt er disse faktorene som benyttes.

Det har tidvis vært diskusjoner med NVE om grensekostnadene for transmisjons- og distribusjonsnettet, både med hensyn til kostnadsnivå og bruksområde. I 1997–98 ønsket NVE derfor å få belyst problemstillingen med samfunnsøkonomiske kostnader av nettap fra et nytt ståsted gjennom prosjektet "Optimal nettdimensjonering". Som avslutning av dette prosjektet ble det avholdt et internseminar hos NVE høsten 1998 der også SINTEF Energi deltok. I all hovedsak ble det konkludert med at metodikken som har vært brukt siden midten av 1970-tallet fortsatt er gyldig, men at estimatene for forventede fremtidige grensekostnader måtte gjennomgås. Det ble spesielt erkjent at metoden for å beregne grensekostnader for distribusjonsnettet måtte undersøkes.

I arbeidet med å oppdatere de spesifikke tapskostnadene i år 2000 ble det gjennomført en følsomhetsanalyse for å kartlegge hvilke parametere og forutsetninger som ga størst utslag på de spesifikke tapskostnadene. Det er klart at en generell økning i kostnadsnivået for alle nettnivåer gir en tilsvarende økning i tapskostnadene, men ettersom de spesifikke tapskostnadene består av summen av kostnadene for de overliggende nivåene, justert for bl.a. sammenlagningsfaktorer og tap-på-tap virkning, vil en kostnadsendring for et nivå utgjøre en mindre relativ andel av de spesifikke tapskostnadene, spesielt for de laveste nivåene. Dessuten viser det seg at summen av grensekostnadene i transmisjonsnett og regionalt distribusjonsnett utgjør i størrelsesorden 15 % av

de totale spesifikke tapskostnadene for de laveste nivåene, mens grensekostnadene for produksjon og lokalt distribusjonsnett altså utgjør ca. 85 %, med en noe større andel på produksjon enn på distribusjon. Relativt store endringer i sammenlagingsfaktorer eller tapsnivå (tap-på-tap virkningen) gir derimot små utslag.

I oppdateringen som ble gjort i 2010 [3], ble metodikken noe justert ved at kostnadsutviklingen for det fremtidige produksjonssystemet ble estimert ut fra fremtidige markedspriser fra Nordpool. I tidligere beregninger ble kostnadene for ulike kraftproduksjonsteknologier lagt til grunn. En viktig grunn til denne endringen var da en forventning om et stigende kraftoverskudd i Norden fram mot 2020 og at markedsprisene bedre ville reflektere de samfunnsøkonomiske kostnadene sammenlignet med det å bruke utbyggingskostnader for ulike kraftproduksjonsteknologier som kostnadsgrunnlag.

Avtalen med Sverige fra 1. januar 2012 om et felles norsk-svensk elsertifikatmarked (grønne sertifikater) vil bidra til å øke kraftoverskuddet som fortsatt gjør det mest relevant å forankre grensekostnadene for kraftproduksjon til forventede markedspriser slik det er redegjort for i Vedlegg 1 i [5].

I denne oppdateringen til kostnadsnivå 2021 er utbyggingskostnader i produksjon og nett en KPI-justering av verdiene fra 2019. De forventede fremtidige markedsprisene på kraft for 2021, 2025, 2030 og 2040 er hentet fra basisscenarioet gitt i [6] Vedlegg 1. Forventede markedspriser for mellomliggende år er interpolert, mens forventede kraftpriser etter 2040 er holdt på samme nivå som 2040. Det presiseres at NVE i denne nyeste kraftmarkedsanalysen anslår en økning i kraftprisen på ca. 10 øre/kWh i forhold til tidligere analyser, noe som også resulterer i en vesentlig økning av tapskostnadene.

Det må presiseres at de spesifikke tapskostnadene beregnes bl.a. med utgangspunkt i gjennomsnittskostnader for hele landet, gjennomsnittlige brukstider for tap, og f.eks. typiske lastprofiler for fordelingstransformatorer osv. Ved konkrete analyser der man vet at brukstiden for tap eller andre gjennomsnittsparemetere avviker fra de som brukes i denne rapporten, bør man beregne tapskostnadene ut fra de lokale forutsetningene, men ved bruk av den samme metodikken (formler) som anvendt i dette dokumentet.

2 Problemstilling

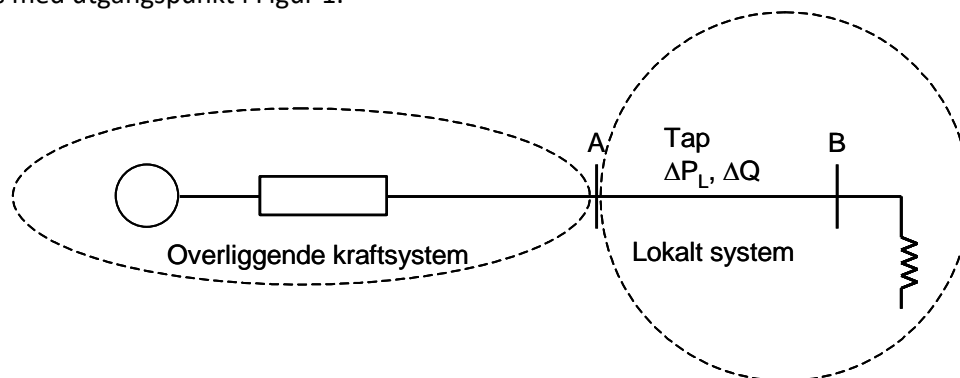
Kostnader av elektriske tap er en sentral parameter ved dimensjonering av kraftnett. Et anbefalt kriterium for samfunnsøkonomisk optimalisering av kraftsystemet er omtalt i "Mål og rammebetingelser":

Optimaliseringen innebærer i praksis at summen av følgende fem kostnadselementer skal minimaliseres (miljøkostnader er i prinsippet priset inn i kostnadselementene gjennom skatter, avgifter, kvotekostnader og lignende):

- investeringskostnader
- drifts- og vedlikeholdskostnader
- **tapskostnader**
- avbruddskostnader
- flaskehalskostnader

Elektriske energitap i det norske kraftnettet utgjør ca. 5 % av årlig kraftproduksjon ifølge elektrisitetsstatistikken til SSB, mens effekttapene i maksimallast (tunglasttimen) utgjør ca. 11 % av produsert effekt ifølge Statnett. Tapsenergi og tapseffekt må produseres i kraftstasjonene, og de elektriske tapene er dermed ansvarlige for betydelige investeringer i produksjonsapparatet gjennom sin andel av effektbehovet. I tillegg må tap overføres til de respektive nettnivå, og beslaglegger dermed overføringskapasitet i nettet. Tapene er følgelig ansvarlig for investeringer også i kraftnettet.

Den problemstillingen planleggeren står overfor med hensyn til verdsetting av elektriske tap kan illustreres med utgangspunkt i Figur 1.



Figur 1 Problemstilling ved nettplanlegging av lokalt nett

Ved planlegging av tiltak i det lokale nettet (f.eks. investeringer eller fornyelse) bør det tas hensyn til at ulike tiltak påvirker tapsforholdene i det lokale nettet og dermed også behovene for produksjon og overføring i overliggende kraftsystem. Nettapene beregnes for det lokale systemet ved hjelp av lastflytanalyser. Tapene skal verdsettes på en slik måte at det bidrar til en samfunnsøkonomisk riktig dimensjonering av lokalnettet.

3 Spesifikke tapskostnader

I "Problemstilling" er det nevnt at elektriske tap i kraftsystemet både har en energidimensjon (energien må produseres) og en effektdimensjon (beslaglegger kapasitet i kraftsystemet).

En kostnadsriktig verdsetting av tapene kan ut fra dette skrives på formen:

$$K_{Tap} = k_p \cdot \Delta P_{max} + \int k_w(t) \cdot \Delta P(t) dt \quad (1)$$

der

K_{Tap}	kostnader av tap [kroner/år]
k_p	kostnad av maksimale effekttap (tunglast) [kroner/kW år]
ΔP_{max}	maksimale effekttap (tunglast) [kW]
$k_w(t)$	energikostnad ved tidspunkt t [kroner/kWh]
$\Delta P(t)$	effekttap tidspunkt t [kW]

Omformer likningen over som følger:

$$\begin{aligned}
 K_{Tap} &= k_p \cdot \Delta P_{max} + \int k_w(t) \cdot \Delta P(t) dt \\
 &= k_p \cdot \Delta P_{max} + \Delta P_{max} \cdot k_{wekv} \int \frac{\Delta P(t)}{\Delta P_{max}} dt \\
 &= k_p \cdot \Delta P_{max} + \Delta P_{max} \cdot k_{wekv} \cdot T_{tap} \\
 &= (k_p + k_{wekv} \cdot T_{tap}) \cdot \Delta P_{max} \\
 &= k_{pekv} \cdot \Delta P_{max}
 \end{aligned} \quad (2)$$

der

k_{wekv}	ekvivalent årskostnad av energitap [kroner/kWh]
k_{pekv}	ekvivalent tapskostnad referert tapenes årsmaksimum [kroner/kW år]
T_{tap}	brukstid for tap [timer/år]

$$k_{pekv} = k_p + k_{wekv} \cdot T_{tap} \quad (3)$$

Kommentar

Uttrykket $\Delta P(t)/\Delta P_{max}$ er dimensjonsløst slik at integralet får tid (timer) som benevnning. Denne tiden kalles brukstid for tap T_{tap} , og uttrykker hvor lenge tunglasttapene må vare for at tapsenergien skal bli lik de årlige energitapene.

Som likningen viser, kan kostnadene av effekttap og energitap beregnes med utgangspunkt i en ekvivalent spesifikk tapskostnad k_{pekv} og de samlede tapene for nettet i tunglaststimen ΔP_{max} .

Fordelen med denne formuleringen er at det er tilstrekkelig å gjøre én lastflytberegning for tunglastsituasjonen for å verdsette tapene i et gitt år.

4 Beregning av spesifikke tapskostnader

4.1 Innledning

En skjematisk framstilling av kraftsystemet er gjengitt i Figur 2. I Norge har kraftnettet tradisjonelt vært inndelt i tre nivåer som benevnes transmisjonsnett (sentralnett), regionalt distribusjonsnett (hovedfordelingsnett, regionalnett) og lokalt distribusjonsnett (fordelingsnett). Betegnelsene i parentes ble mye brukt tidligere. I EU har man lenge operert med kun to nettnivå:

- Transmisjonsnett (typisk over 220 kV)
- Distribusjonsnett (typisk under 220 kV)

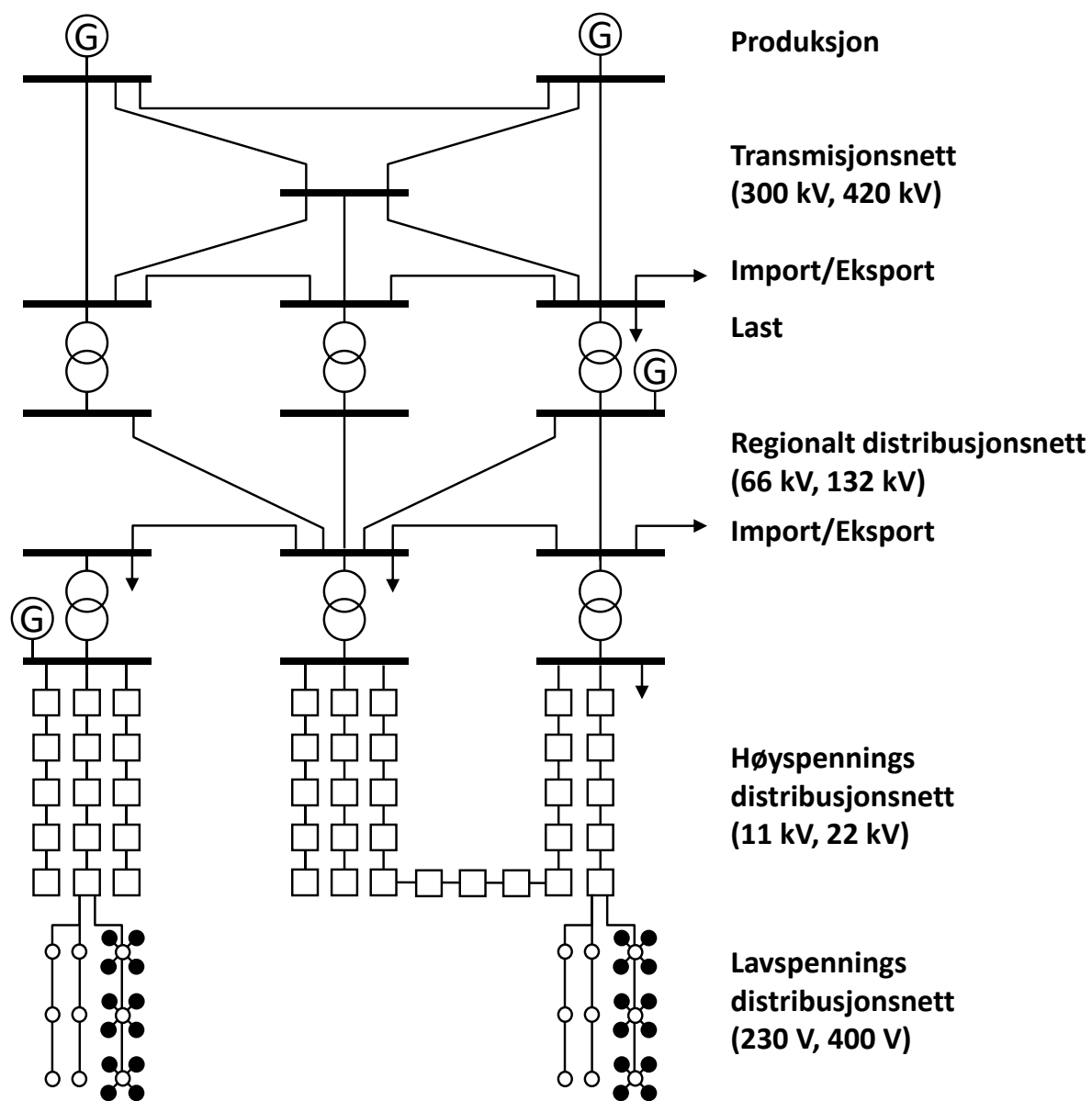
Dette er nå også betegnelsene som brukes i Norge, dvs. at regionale distribusjonsnett inngår i distribusjonsnettet. Men i denne rapporten er det fortsatt hensiktsmessig å ha en egen betegnelse på nettnivået nedstrøms transmisjonsnettet så her brukes fortsatt begrepet regionalt distribusjonsnett. Som Figur 2 viser er det flere spenningsnivå i kraftnettet, og i figuren er typiske spenningsnivå angitt. Men det finnes også andre spenninger brukt på de ulike nettnivå.

Kraftproduksjonsenhetene er tilknyttet ulike nivå i nettet, det samme gjelder utveksling av kraft mot våre naboland. Uttaket av kraft skjer også på ulike nivå i nettet. Transmisjonsnettet og de regionale distribusjonsnettene har en masket struktur (ringforbindelser) og drives også som et maskenett, dvs. at ringforbindelsene normalt er innkoblet. Fordelen med slik drift er at det gir de laveste tapene i nettet. Men et slikt koblingsbilde gjør det ikke enkelt å henføre hvilke kraftnettkomponenter som forsyner hvilke tap/laster (de elektriske tapene på et lavere nettnivå er en del av lasten på overliggende nettnivå).

Høy- og lavspennings distribusjonsnett har i sin oppbygging en masket eller en radiell struktur. Driften i de lokale distribusjonsnettene er normalt radiell (bl.a. pga. at masket drift krever mer avanserte og kostbare vern). Ved slik drift er det enklere å påvise hvilke komponenter som er involvert i forsyningsveien til last/tap.

Sett fra produksjonssystemet og overliggende nettnivå vil økte tap i underliggende nett gi en økt last som igjen gir økte behov for investeringer i det overliggende kraftsystemet. En ekstra kW i tap i nettet utløser normalt ikke økte investeringer isolert sett, men på sikt vil akkumulert økning i tap og last medføre diskrete investeringer i kraftsystemet. (Det er et poeng at siden brukstiden for tap er lavere enn brukstiden for laster, er verdien av 1 kW redusert tap ikke den samme som verdien av 1 kW redusert last.)

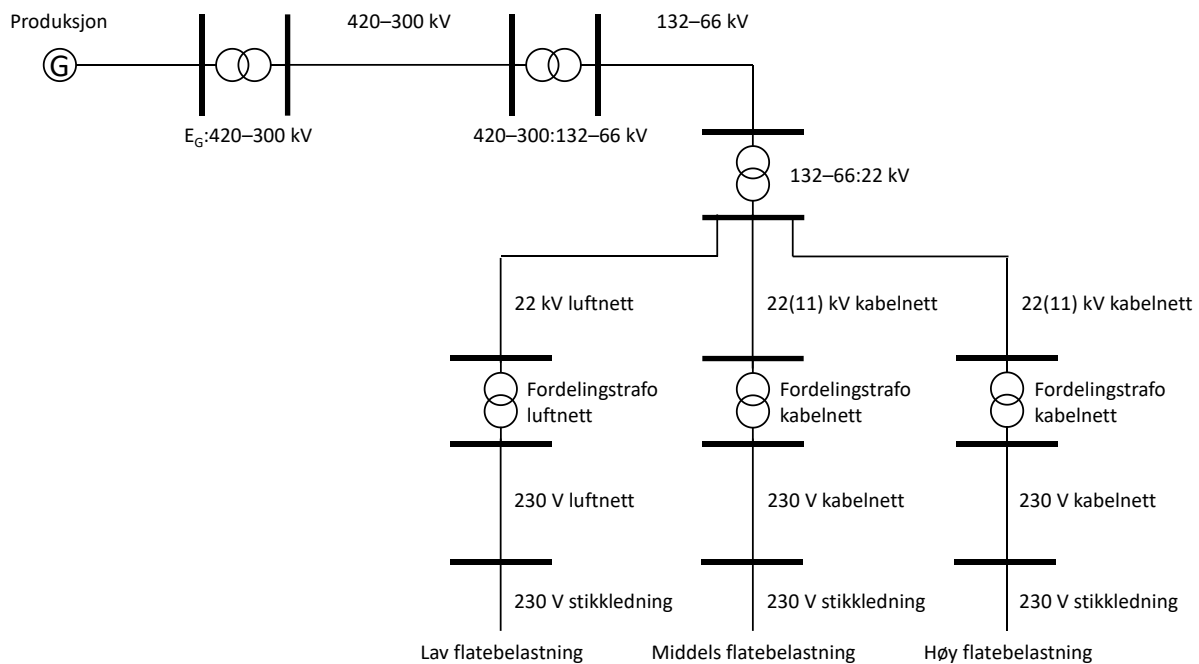
Oppsummert: De spesifikke tapskostnadene skal gjenspeile de forventede fremtidige kostnadene i kraftsystemet knyttet til produksjon, overføring og distribusjon av tapseffekt og tapsenergi ned til de ulike nettnivå hvor tapene genereres.



Figur 2 Skjematisk framstilling av det norske kraftsystemet

4.2 Beregningsmodell

I prinsippet hadde det vært ønskelig å modellere hele det fysiske kraftsystemet slik det er bygd, for så å bruke dette som utgangspunkt for å beregne kostnadene av elektriske tap på ulike steder i nettet. I praksis blir denne tilnærmingen for kompleks. Modellen som brukes for beregningene av spesifikke tapskostnader er derfor en stilisert, forenklet radialmodell som vist i Figur 3.



Figur 3 Stilisert radialbeskrivelse av kraftsystemet for beregning av spesifikke tapskostnader

Kostnadene er forskjellige i ulike typer nett. Dette er årsaken til at distribusjonsnettet er delt inn i tre ulike kategorier:

- luftnett med lav flatebelastning (typisk grisorgrindte strøk på landsbygda)
- kabelnett med middels flatebelastning (typisk tettsteder, byggefelt)
- kabelnett med høy flatebelastning (typisk bynett)

Det er derfor nødvendig å beregne spesifikke tapskostnader for ulike typer distribusjonsnett. Denne stiliseringen dekker ikke radialer med betydelig innslag av distribuert kraftproduksjon. Her vil endringer i effektretning over året kunne gi store utslag i forutsetninger som brukstid for tap, sammenlagingsfaktorer osv. Tapskostnadene må justeres for bruk i slike forsyningssituasjoner. I "Bruk av spesifikke tapskostnader" er det gitt eksempel på hvordan ulike brukstider for tap skal håndteres.

4.3 Metodikk

Modellen beskriver i prinsippet gjennomsnittlige radialer på de ulike nettnivå (også for de nettnivåene hvor det ikke er radiell drift). I kostnadsberegningene er det viktig å beskrive situasjonen på de ulike nettnivå slik den *er og forventes å bli*, og ikke slik den *ville vært* dersom nettet skulle etableres på nytt.

Metodikken for beregning av spesifikke tapskostnader er basert på grensekostnader for produksjon og for transmisjons- og distribusjonsnett. Med grensekostnader (marginalkostnader) menes generelt den ekstrakostnaden uttak av en ekstra enhet (f.eks. en kW mer last eller tap) påfører totalsystemet.

Følgende data inngår i beregningen av tapskostnader:

- forventet utvikling i grensekostnadene for effekt og energi for kraftproduksjon
- forventet utvikling i grensekostnadene for effekt i kraftnettet

I tillegg inngår følgende elementer i beregning av spesifikke tapskostnader:

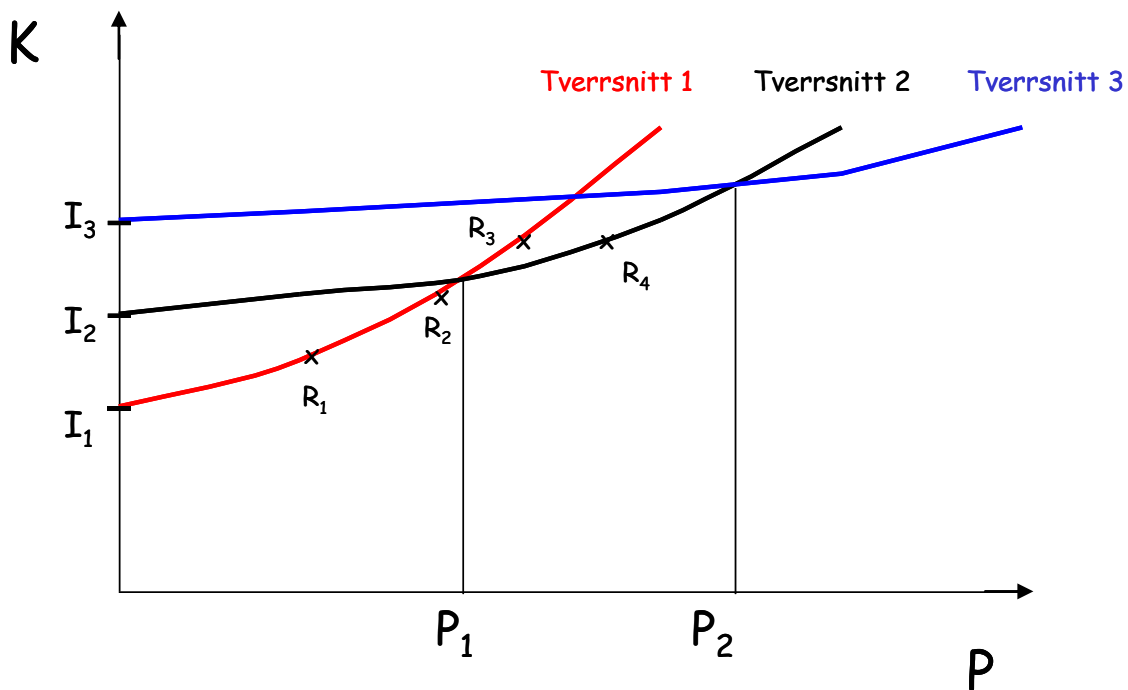
- beskrivelse av effektsammenlagring
- beskrivelse av "tap-på-tap", dvs. tapene på et nettnivås påvirkning på tapene på et overliggende nivå
- brukstider for tap
- rentenivå og økonomisk levetid for kraftsystemets komponenter

4.3.1 Kostnader i produksjonsapparatet: energi- og effektkostnader

Elektriske tap i nettet påfører kraftsystemet en ekstra kostnad ved at det må bygges ut kraftproduksjon for å dekke tapene, og det må bygges overføringsanlegg for å overføre effekt og energi fra kraftproduksjon til der tapene opptrer. Framtidige kraftproduksjonskostnader beregnes ved å anta at kostnadene til ulike kraftproduksjonsteknologier sammen med forventninger om framtidige kraftbalanser reflekteres i framtidige markedspriser for kraft når det gjelder energikostnadene. Når det gjelder effektkostnadene for maksimal effekt, er disse knyttet til hvilke produksjonsteknologier som bidrar til marginalt å dekke maksimal lasteffekt. Ytterligere detaljer angående spesifikke grensekostnader for kraftproduksjon er gitt Vedlegg 1 i [5].

4.3.2 Kostnader i kraftnettet: effektkostnader

Som omtalt tidligere er kostnadene ved overføring av tap i nettet knyttet til økning i nettkapasitet, altså en ren effektkostnad. Beregningsfilosofien kan illustreres med utgangspunkt Figur 4.



Figur 4 Kostnader som funksjon av overført maksimal effekt ved ulike tverrsnitt

Figuren viser samlede overføringskostnader som funksjon av overført maksimal effekt for en radial. Tapskostnadene øker tilnærmet kvadratisk med overført effekt for et gitt tverrsnitt. Tverrsnitt 1 er mindre enn tverrsnitt 2 som igjen er mindre enn tverrsnitt 3. Som det framgår av figuren er investeringskostnadene minst for tverrsnitt 1 (I_1) og størst for tverrsnitt 3 (I_3). For effekter større enn P_2 er tverrsnitt 3 det samfunnsøkonomisk mest lønnsomme.

I figuren er det tegnet 4 kryss R_1 – R_4 som viser kostnadssituasjonen til 4 ulike radialer (linjer). Radialen R_1 tåler en betydelig maksimal lastøkning før det ved fornyelse av radialen er lønnsomt å forsterke til tverrsnitt 2, dvs. at marginalkostnaden her er liten. Det samme gjelder for radialen R_4 . Radialen R_2 tåler en liten lastøkning før den er samfunnsøkonomisk ulønnsom, mens radialen R_3 er samfunnsøkonomisk ulønnsom (tverrsnitt 2 gir lavere kostnad) og bør derfor forsterkes ved fornyelse.

Radialmodellen som er beskrevet i Figur 3 representerer i prinsippet tusenvis av radialer. I mange av radialene vil det ikke være riktig å forsterke selv om lasten øker noe, mens for noen radialer medfører last-/tapsøkningen investeringsbehov. De samlede investeringer på et nettnivå kan ut fra dette sees i sammenheng med den samlede last-/tapsøkning på dette nettnivået, og gi den grensekostnaden som søkes. Dette er den filosofi som ligger til grunn for beregning av effektkostnadene pr. kW ekstra overført for de respektive nettnivå.

Forutsetningene for de beregnede spesifikke grensekostnadene for kraftnettet er gjengitt i [5].

5 Årlige spesifikke tapskostnader

Tabell 1 Ekvivalent årskostnad av energitap k_{wekv} [øre/kWh]
(kostnadsnivå 2021) (inngår i likning 2)

År	[øre/kWh]
2021	48,0
2022	48,5
2023	49,0
2024	49,5
2025	50,0
2026	50,4
2027	50,8
2028	51,2
2029	51,6
2030	52,0
2031	51,8
2032	51,6
2033	51,4
2034	51,2
2035	51,0
2036	50,8
2037	50,6
2038	50,4
2039	50,2
2040	50,0
2041	50,0
2042	50,0
2043	50,0
2044	50,0
2045	50,0
2046	50,0
2047	50,0
2048	50,0
2049	50,0
2050	50,0

Tabell 2 Kostnad av maksimale effekttap k_p [kroner/kW år]
(4,0 % kalkulasjonsrente, kostnadsnivå 2021) (inngår i likning 2)

Nivå	2 trafo	3 300(420) kV	4 trafo	5 132–66 kV	6 trafo
2021	175	216	357	413	507
2022	190	232	373	429	524
2023	207	248	390	446	541
2024	226	267	409	466	561
2025	247	288	430	487	583
2026	270	311	454	511	607
2027	294	335	478	535	632
2028	321	363	506	563	660
2029	349	391	535	592	690
2030	382	423	567	625	724
2031	392	434	578	635	735
2032	408	450	594	651	751
2033	418	460	605	662	762
2034	418	460	605	662	762
2035	418	460	605	662	762
2036	418	460	605	662	762
2037	418	460	605	662	762
2038	418	460	605	662	762
2039	418	460	605	662	762
2040	418	460	605	662	762
2041	418	460	605	662	762
2042	418	460	605	662	762
2043	418	460	605	662	762
2044	418	460	605	662	762
2045	418	460	605	662	762
2046	418	460	605	662	762
2047	418	460	605	662	762
2048	418	460	605	662	762
2049	418	460	605	662	762
2050	418	460	605	662	762

	Luftledningsnett				Kabelnett middels belastning				Kabelnett høy belastning			
Nivå	7	8	9	10	7	8	9	10	7	8	9	10
	22 kV	trafo	230 V	stikkledn.	11-22 kV	trafo	230 V	stikkledn.	11-22 kV	trafo	230 V	stikkledn.
2021	579	787	843	718	579	706	740	672	579	733	752	701
2022	596	803	859	730	596	723	755	684	596	749	768	712
2023	613	820	876	742	613	740	772	696	613	767	785	724
2024	633	840	895	756	633	760	791	710	633	786	804	738
2025	655	862	916	771	655	781	813	725	655	808	826	754
2026	679	886	940	788	679	805	836	742	679	832	849	770
2027	705	911	964	805	705	830	860	760	705	857	873	788
2028	733	939	992	825	733	859	888	780	733	886	901	808
2029	763	969	1020	846	763	888	917	801	763	915	929	829
2030	797	1002	1053	870	797	922	949	824	797	949	962	853
2031	808	1013	1064	878	808	933	960	832	808	960	973	860
2032	825	1030	1080	889	825	949	976	844	825	976	989	872
2033	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2034	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2035	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2036	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2037	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2038	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2039	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2040	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2041	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2042	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2043	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2044	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2045	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2046	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2047	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2048	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2049	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2050	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879

Tabell 3 Ekvivalent årskostnad av tap k_{pekv} [kroner/kW år]
(4,0 % kalkulasjonsrente, kostnadsnivå 2021) (inngår i likning 2)

Nivå	2 trafo	3 300(420) kV	4 trafo	5 132–66 kV	6 trafo
T_{top}	2400	2400	2400	2400	2400
2021	1327	1368	1509	1565	1659
2022	1354	1396	1537	1593	1688
2023	1383	1424	1566	1622	1717
2024	1414	1455	1597	1654	1749
2025	1447	1488	1630	1687	1783
2026	1480	1521	1663	1720	1816
2027	1513	1554	1697	1754	1851
2028	1550	1591	1735	1792	1889
2029	1588	1629	1773	1830	1928
2030	1630	1671	1815	1873	1972
2031	1636	1677	1821	1879	1978
2032	1646	1688	1832	1890	1990
2033	1652	1694	1838	1896	1996
2034	1647	1689	1833	1891	1991
2035	1642	1684	1829	1886	1986
2036	1638	1679	1824	1881	1981
2037	1633	1674	1819	1876	1976
2038	1628	1670	1814	1872	1972
2039	1623	1665	1809	1867	1967
2040	1618	1660	1805	1862	1962
2041	1618	1660	1805	1862	1962
2042	1618	1660	1805	1862	1962
2043	1618	1660	1805	1862	1962
2044	1618	1660	1805	1862	1962
2045	1618	1660	1805	1862	1962
2046	1618	1660	1805	1862	1962
2047	1618	1660	1805	1862	1962
2048	1618	1660	1805	1862	1962
2049	1618	1660	1805	1862	1962
2050	1618	1660	1805	1862	1962

	Luftledningsnett				Kabelnett middels belastning				Kabelnett høy belastning			
Nivå	7 22 kV	8 trafo	9 230 V	10 stikkledn.	7 11-22 kV	8 trafo	9 230 V	10 stikkledn.	7 11-22 kV	8 trafo	9 230 V	10 stikkledn.
T_{tap}	2400	2400	2300	1400	2400	2400	2300	1400	2400	2400	2300	1400
2021	1731	1939	1947	1390	1731	1858	1844	1344	1731	1885	1856	1373
2022	1760	1967	1975	1409	1760	1887	1871	1363	1760	1913	1884	1391
2023	1789	1996	2003	1428	1789	1916	1899	1382	1789	1943	1912	1410
2024	1821	2028	2034	1449	1821	1948	1930	1403	1821	1974	1943	1431
2025	1855	2062	2066	1471	1855	1981	1963	1425	1855	2008	1976	1454
2026	1889	2096	2099	1493	1889	2015	1995	1448	1889	2042	2008	1476
2027	1924	2130	2132	1517	1924	2050	2029	1471	1924	2076	2042	1499
2028	1962	2168	2169	1542	1962	2087	2065	1497	1962	2114	2078	1525
2029	2001	2207	2207	1569	2001	2127	2103	1523	2001	2153	2116	1551
2030	2045	2250	2249	1598	2045	2170	2145	1552	2045	2197	2158	1581
2031	2051	2257	2255	1603	2051	2176	2151	1557	2051	2203	2164	1585
2032	2063	2268	2266	1612	2063	2188	2163	1566	2063	2214	2176	1594
2033	2069	2274	2272	1616	2069	2194	2169	1571	2069	2220	2182	1599
2034	2064	2269	2268	1614	2064	2189	2164	1568	2064	2216	2177	1596
2035	2060	2265	2263	1611	2060	2184	2159	1565	2060	2211	2172	1593
2036	2055	2260	2259	1608	2055	2179	2155	1562	2055	2206	2168	1591
2037	2050	2255	2254	1605	2050	2174	2150	1560	2050	2201	2163	1588
2038	2045	2250	2249	1602	2045	2170	2146	1557	2045	2196	2159	1585
2039	2040	2245	2245	1600	2040	2165	2141	1554	2040	2192	2154	1582
2040	2036	2241	2240	1597	2036	2160	2136	1551	2036	2187	2149	1579
2041	2036	2241	2240	1597	2036	2160	2136	1551	2036	2187	2149	1579
2042	2036	2241	2240	1597	2036	2160	2136	1551	2036	2187	2149	1579
2043	2036	2241	2240	1597	2036	2160	2136	1551	2036	2187	2149	1579
2044	2036	2241	2240	1597	2036	2160	2136	1551	2036	2187	2149	1579
2045	2036	2241	2240	1597	2036	2160	2136	1551	2036	2187	2149	1579
2046	2036	2241	2240	1597	2036	2160	2136	1551	2036	2187	2149	1579
2047	2036	2241	2240	1597	2036	2160	2136	1551	2036	2187	2149	1579
2048	2036	2241	2240	1597	2036	2160	2136	1551	2036	2187	2149	1579
2021	2036	2241	2240	1597	2036	2160	2136	1551	2036	2187	2149	1579
2022	2036	2241	2240	1597	2036	2160	2136	1551	2036	2187	2149	1579

Representative brukstider for tap T_{tap} er hentet fra [2], og angitt i tabellhodet.

NB! Dersom brukstid for tap ved en aktuell problemstilling avviker nevneverdig fra det som er forutsatt i Tabell 3, må egne ekvivalente tapskostnader beregnes. Dette gjøres ved hjelp av likning (3) og data fra Tabell 1 og Tabell 2.

6 Kapitaliserte tapskostnader

I ulike sammenhenger er det av interesse å kjenne de kapitaliserte tapskostnadene.

Disse framkommer ved hjelp av likning (4):

$$K_{pekv} = \sum_{i=1}^N k_{pekv}(i)(1+r)^{-i} \quad (4)$$

der

K_{pekv}	kapitalisert tapskostnad [kroner/kW]
r	kalkulasjonsrente i desimaler (ved kalkulasjonsrente 4,0 % p.a., $r = 0,040$)
i	år
N	antall år i kapitaliseringsperioden

Tabell 4 viser kapitaliserte tapskostnader der brukstid for tap er gitt i tabellen.

Tabell 5 viser kapitalisert tapskostnader med brukstid for tap 8760 timer/år og uten sammenlagring.

Disse tapskostnadene vil være gyldig for tomgangstap for fordelingstransformatorer.

Kapitaliseringsperioden er 30 år, slik at verdiene for 2021 er kapitalisert for perioden 2021–2050, verdiene for 2022 er kapitalisert for perioden 2022–2051, osv.

Tabell 4 Kapitalisert ekvivalent kostnad av tap K_{pekv} [kroner/kW]
(analyseperiode 30 år, 4,0 % kalkulasjonsrente, kostnadsnivå 2021)

Nivå	2 trafo	3 300(420) kV	4 trafo	5 132–66 kV	6 trafo
T_{tap}	2400	2400	2400	2400	2400
2021	26 800	27 500	30 000	30 950	32 650
2022	27 050	27 750	30 250	31 200	32 900
2023	27 250	27 950	30 450	31 450	33 150
2024	27 450	28 200	30 650	31 650	33 350
2025	27 650	28 350	30 850	31 850	33 550
2026	27 800	28 500	31 000	32 000	33 700
2027	27 950	28 650	31 150	32 150	33 850
2028	28 050	28 750	31 250	32 250	33 950
2029	28 100	28 850	31 350	32 300	34 050
2030	28 150	28 850	31 350	32 350	34 100

	Luftledningsnett				Kabelnett middels belastning				Kabelnett høy belastning			
Nivå	7 22 kV	8 trafo	9 230 V	10 stikkledn.	7 11-22 kV	8 trafo	9 230 V	10 stikkledn.	7 11-22 kV	8 trafo	9 230 V	10 stikkledn.
T_{tap}	2400	2400	2300	1400	2400	2400	2300	1400	2400	2400	2300	1400
2021	33 950	37 500	37 500	26 700	33 950	36 100	35 700	25 950	33 950	36 550	35 950	26 400
2022	34 200	37 750	37 750	26 900	34 200	36 350	35 950	26 100	34 200	36 800	36 200	26 600
2023	34 400	37 950	38 000	27 050	34 400	36 600	36 200	26 250	34 400	37 050	36 400	26 750
2024	34 650	38 200	38 200	27 200	34 650	36 800	36 400	26 400	34 650	37 250	36 600	26 900
2025	34 850	38 400	38 400	27 300	34 850	37 000	36 600	26 550	34 850	37 450	36 800	27 000
2026	35 000	38 550	38 550	27 450	35 000	37 150	36 750	26 650	35 000	37 600	36 950	27 150
2027	35 150	38 700	38 650	27 550	35 150	37 300	36 900	26 750	35 150	37 750	37 100	27 250
2028	35 250	38 800	38 750	27 600	35 250	37 400	37 000	26 800	35 250	37 850	37 200	27 300
2029	35 300	38 850	38 850	27 650	35 300	37 450	37 050	26 850	35 300	37 950	37 300	27 350
2030	35 350	38 900	38 900	27 700	35 350	37 500	37 100	26 900	35 350	37 950	37 300	27 400

Tabell 5 Kapitalisert ekvivalent kostnad av tomgangstap $K_{T_{pek}}$ [kroner/kW]
(analyseperiode 30 år, 4,0 % kalkulasjonsrente, kostnadsnivå 2021)

Nivå	2 trafo	3 300(420) kV	4 trafo	5 132–66 kV	6 trafo
T_{tap}	8760	8760	8760	8760	8760
2021	82 100	82 800	85 300	86 250	87 950
2022	82 450	83 200	85 650	86 650	88 350
2023	82 800	83 550	86 000	87 000	88 700
2024	83 100	83 800	86 300	87 300	89 000
2025	83 350	84 050	86 550	87 550	89 250
2026	83 550	84 250	86 750	87 750	89 450
2027	83 650	84 400	86 900	87 850	89 600
2028	83 750	84 450	86 950	87 950	89 700
2029	83 750	84 500	87 000	88 000	89 700
2030	83 750	84 450	86 950	87 950	89 650

	Luftledningsnett				Kabelnett middels belastning				Kabelnett høy belastning			
Nivå	7 22 kV	8 trafo	9 230 V	10 stikkledn.	7 11-22 kV	8 trafo	9 230 V	10 stikkledn.	7 11-22 kV	8 trafo	9 230 V	10 stikkledn.
T_{tap}	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760
2021	89 250	93 300	94 950	97 950	89 250	91 850	93 050	96 700	89 250	92 350	93 250	97 400
2022	89 650	93 700	95 350	98 350	89 650	92 250	93 450	97 100	89 650	92 750	93 650	97 800
2023	90 000	94 050	95 700	98 700	90 000	92 600	93 800	97 450	90 000	93 100	94 050	98 150
2024	90 300	94 350	96 000	99 000	90 300	92 950	94 100	97 750	90 300	93 400	94 350	98 500
2025	90 550	94 600	96 250	99 250	90 550	93 200	94 350	98 050	90 550	93 650	94 600	98 750
2026	90 700	94 800	96 450	99 450	90 700	93 400	94 550	98 250	90 700	93 850	94 800	98 950
2027	90 850	94 950	96 600	99 600	90 850	93 500	94 700	98 400	90 850	94 000	94 950	99 100
2028	90 950	95 050	96 700	99 700	90 950	93 600	94 800	98 500	90 950	94 100	95 050	99 200
2029	91 000	95 100	96 750	99 750	91 000	93 650	94 800	98 500	91 000	94 100	95 050	99 200
2030	90 950	95 050	96 700	99 700	90 950	93 600	94 800	98 500	90 950	94 100	95 050	99 200

7 Kapitaliserte tapskostnader for fordelingstransformatorer

Samlede transformeringskostnader kan formuleres slik:

$$K_{Tot} = K_0 + K'_{pekv(Fe)} \cdot \Delta P_{N(Fe)} + K'_{pekv(Cu)} \cdot \Delta P_{N(Cu)} \quad (5)$$

der

K_{Tot}	samlede transformeringskostnader [kroner]
K_0	kostnad av transformator [kroner]
$K'_{pekv(Fe)}$	ekvivalent kostnad av nominelle tomgangstap [kroner/kW]
$\Delta P_{N(Fe)}$	transformatorens <u>nominelle</u> tomgangstap [kW]
$K'_{pekv(Cu)}$	ekvivalent kostnad av nominelle belastningstap [kroner/kW]
$\Delta P_{N(Cu)}$	transformatorens <u>nominelle</u> belastningstap, dvs. tap ved merkelast [kW]

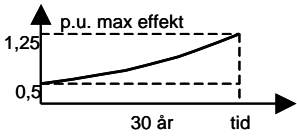
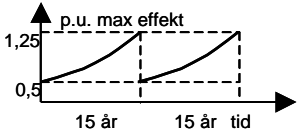
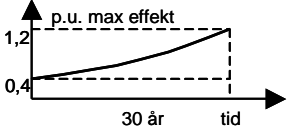
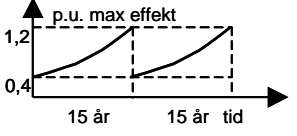
Likning 5 forutsetter at virkningen av den variable utnyttelse over tid av fordelingstransformatoren er tatt hensyn til i $K'_{pekv(Fe)}$ og $K'_{pekv(Cu)}$.

Det forutsettes at transformatoren i middel ikke er spenningssatt i 8760 timer pr. år (f.eks. at transformatoren befinner seg på lager en del av levetiden). Beregningene baseres på forutsetningen om at små transformatorer (i luftnett) er spenningssatt 97 % av tiden og at større transformatorer (i kabelnett) er spenningssatt 98,5 % av tiden.

Det benyttes forskjellige lastprofiler på små transformatorer (ytelse < 315 kVA) og store transformatorer (ytelse ≥ 315 kVA). Normalt utnyttes ikke de større transformatorene så hardt som de små. Dette fører til ulik tapskostnad for små og store fordelingstransformatorer.

Tabell 6 og Tabell 7 viser resultatene av beregninger med 30 års økonomisk levetid for fordelingstransformatorer (diskonteringsperiode 2021–2050) og 4,0 % kalkulasjonsrente, der $K'_{pekv(Cu)}$ er basert på gjennomsnitt av 4 ulike lastprofiler og tapskostnader for luftnett og kabelnett.

Tabell 6 Ekvivalent kostnad $K'_{pekv(Cu)}$ av nominelle belastningstap ved ulike lastprofiler for mindre fordelingstransformatorer (< 315 kVA) i distribusjonsnett. Brukstid for tap 2400 timer, 4,0 % kalkulasjonsrente, kostnadsnivå 2021.

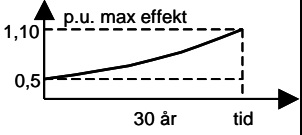
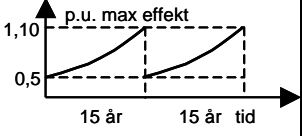
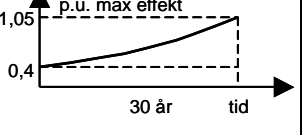

Last-tilfelle nr.	Beskrivelse av årlig maksimallast på transformator			Luftnett $K'_{pekv(Cu)}$ [kr/kW]	Kabelnett (M) $K'_{pekv(Cu)}$ [kr/kW]	Kabelnett (H) $K'_{pekv(Cu)}$ [kr/kW]	Middel-verdi $K'_{pekv(Cu)}$ [kr/kW]
	P.u. max last ved begynnelse/slutt av lastsyklus	Antall og varighet av lastsykluser sett over transformatorens øk. levetid	Skisse av $P_{max} = f(t)$				
1	0,50/1,25	1 · 30 år		22 337	21 522	21 793	20 700
2	0,50/1,25	2 · 15 år		24 639	23 739	24 039	
3	0,40/1,20	1 · 30 år		17 691	17 047	17 262	
4	0,40/1,20	2 · 15 år		19 929	19 204	19 446	

Oppsummering fordelingstransformatorer med ytelse < 315 kVA.

Tomgangstap: $K'_{pekv(Fe)} = 89\,700$ kroner/kW

Belastningstap: $K'_{pekv(Cu)} = 20\,700$ kroner/kW

Tabell 7 Ekvivalent kostnad $K'_{pekv(Cu)}$ av nominelle belastningstap ved ulike lastprofiler for større fordelingstransformatorer (≥ 315 kVA) i distribusjonsnett. Brukstid for tap 2400 timer, 4,0 % kalkulasjonsrente, kostnadsnivå 2021.

Last-tilfelle nr.	Beskrivelse av årlig maksimallast på transformator			Luftnett $K'_{pekv(Cu)}$ [kr/kW]	Kabelnett (M) $K'_{pekv(Cu)}$ [kr/kW]	Kabelnett (H) $K'_{pekv(Cu)}$ [kr/kW]	Middel-verdi $K'_{pekv(Cu)}$ [kr/kW]
	P.u. max last ved begynnelse/slutt av lastsyklus	Antall og varighet av lastsykluser sett over transformatorens øk. levetid	Skisse av $P_{max} = f(t)$				
1	0,50/1,10	1 · 30 år		19 664	18 945	19 185	18 000
2	0,50/1,10	2 · 15 år		21 374	20 592	20 853	
3	0,40/1,05	1 · 30 år		15 352	14 792	14 979	
4	0,40/1,05	2 · 15 år		17 030	16 409	16 616	

Oppsummering fordelingstransformatorer med ytelse ≥ 315 kVA.

Tomgangstap: $K'_{pekv(Fe)} = 91\,100$ kroner/kW

Belastningstap: $K'_{pekv(Cu)} = 18\,000$ kroner/kW

8 Bruk av spesifikke tapskostnader

Normalt beregnes effekttap ved maksimal last. Energิตapene finnes ved å ta hensyn til brukstiden for tap i det aktuelle tilfellet. Hvis man ikke beregner eller estimerer brukstiden for tap spesielt, er det naturlig å bruke tabellene der det er tatt hensyn til gjennomsnittlige brukstider for tap i de ulike nettnivåene.

Figur 3 viser et forenklet stilisert nett der produksjon betegnes som nivå 1, mens nivå 2 representerer generatortransformatorene i nettet. Nivå 3, 5 og 7 representerer henholdsvis transmisjonsnett, regionalt distribusjonsnett og høyspenning distribusjonsnett, mens nivå 4, 6 og 8 altså representerer transformering mellom de ulike spenningsnivåene.

Effekttapet i f.eks. nivå 7 må dekkes ved økt produksjon og overføring *frem til* nivå 7.

Årskostnaden av tap i nivå 7 i Figur 3 beregnes slik:

$$K_{Tap} = k_{p7} \cdot \Delta P_{max7} + k_{wekv7} \cdot T_{tap7} \cdot \Delta P_{max7} \quad [\text{kroner/år}] \quad (6)$$

Kompakt framstilt blir dette:

$$K_{Tap} = k_{pekv7} \cdot \Delta P_{max7} \quad [\text{kroner/år}] \quad (7)$$

der

$$k_{pekv7} = k_{p7} + k_{wekv7} \cdot T_{tap7} \quad [\text{kroner/år}] \quad (8)$$

der

K_{Tap}	kostnader av tap [kroner/år]
k_{p7}	kostnad av de maksimale effekttap for nivå 7 (t.o.m. nivå 6) [kroner/kW år]
ΔP_{max7}	årsmaksimum av effekttap i nivå 7 [kW]
k_{wekv7}	ekvivalent årskostnad for energitap i nivå 7 (t.o.m. nivå 6) [kroner/kWh]
T_{tap7}	brukstid for tap over året i nivå 7 [timer/år]
k_{pekv7}	ekvivalent spesifikk tapskostnad, ref. tapenes årsmaksimum [kroner/kW år]

De spesifikke tapskostnadene, både for effekttap, energitap og ekvivalent spesifikk tapskostnad, er beregnet og listet opp i ulike tabeller i "Årlige spesifikke tapskostnader". Legg merke til at tabellene begynner med nivå 2, der kostnadene ved produksjon (nivå 1) er gjengitt. Det betyr at de spesifikke tapskostnader for f.eks. nivå 7 finnes i kolonne nummer 7, som altså inneholder kostnader for nivå 6 og ovenfor.

Likning (7) og (8) forutsetter at brukstid for tap over året er beregnet som en gjennomsnittsverdi for de ulike nivåene i kraftnettet. Med større avvik fra gjennomsnittforholdene, f.eks. for nett med betydelig innslag av distribuert kraftproduksjon, bør den relevante brukstiden for tap estimeres og settes inn i likning (6).

8.1 Eksempel – 11 kV kabelanlegg

I et 11 kV kabelnett (boligfelt – høy belastning) er forskjell i tap i maksimallast for to alternative tiltak 13 kW. Tapsdifferensen forutsettes konstant i analyseperioden på 30 år.

Hva er årskostnaden for denne tapsdifferensen i 2021, og hva er den kapitaliserte verdien med starttidspunkt i 2021? Brukstiden for tap er usikker, men antas å ligge mellom 2000 og 2400 timer. Beregningene utføres derfor for begge disse brukstidene for tap.

Løsning

De spesifikke tapskostnadene finnes i Tabell 1 og Tabell 2, eventuelt i Tabell 3 når brukstid for tap er lik den som er beregnet på generelt grunnlag. 11 kV kabelnett er angitt som nivå 7 i tabellene.

Tapskostnader år 2021 (Tabell 1, Tabell 2 og Tabell 3)

$$k_{wekv7} = 0,480 \text{ kroner/kWh}$$

$$k_{p7} = 579 \text{ kroner/kW år}$$

$$k_{pekv7} = 1\,731 \text{ kroner/kW år}$$

De kapitaliserte tapskostnadene finnes tilsvarende i Tabell 4 for brukstid for tap 2400 timer.

$$K_{pekv7\ 2021-2050} = 33\,950 \text{ kroner/kW}$$

Tabellene viser at tapskostnadene for 11 kV nettet er uavhengig av type nett, ettersom det er de spesifikke tapskostnadsverdiene for overliggende nivå som benyttes.

a) Årskostnad 2021 ($T_{tap} = 2400$ timer)

$$K_{Tap2021} = (579 \text{ kr/kWår} + 0,480 \text{ kr/kWh} \cdot 2400 \text{ timer/år}) \cdot 13 \text{ kW} = 22\,503 \text{ kr/år} \quad (9)$$

eventuelt

$$K_{Tap2021} = 1\,731 \text{ kroner/kW år} \cdot 13 \text{ kW} = 22\,503 \text{ kroner/år} \quad (10)$$

b) Kapitaliserte tapskostnader ($T_{tap} = 2400$ timer)

$$K_{Tap2021-2050} = 33\,950 \text{ kroner/kW} \cdot 13 \text{ kW} = 441\,350 \text{ kroner} \quad (11)$$

c) Årskostnad 2021 ($T_{tap} = 2000$ timer)

$$K_{Tap2021} = (579 \text{ kr/kWår} + 0,480 \text{ kr/kWh} \cdot 2000 \text{ timer/år}) \cdot 13 \text{ kW} = 20\,007 \text{ kr/år} \quad (12)$$

d) Kapitaliserte tapskostnader ($T_{tap} = 2000$ timer)

Ved beregning av kapitaliserte tapskostnader når brukstid for tap avviker fra de brukstidene som er brukt for de forhåndsberregnede ekvivalente årskostnader i Tabell 4, må årskostnadene for hvert år beregnes før disse kapitaliseres. Figur 5 viser en løsning ved bruk av regneark. Årskostnader beregnes ved å bruke likning (6), mens diskonterte verdier med 4,0 % kalkulasjonsrente er beregnet i siste kolonne. Den kapitaliserte tapskostnaden, dvs. summen av de diskonterte årskostnadene, er vist over selve tabellen.

Tips: Vi ser at et regneark satt opp på denne måten også kan brukes for å kapitalisere tapskostnader når tapene varierer fra år til år.

En oppsummering av tapskostnadene er gitt i Tabell 8.

Tabell 8 Tapskostnader for 11 kV kabelnett, $\Delta P_{max} = 13 \text{ kW}$

Brukstid for tap	2400 timer	2000 timer
Årskostnad 2021	22 503	20 007
Kapitalisert (konstante tap)	441 350	395 889

Effekttap 13 [kW]
 Brukstid for tap 2000 [timer/år]
 Kalkulasjonsrente 4,00 %
Kapitalisert tapskostnad 395 889 [kroner]

År	k_p [kr/kW år]	k_{wekv} [øre/kWh]	Årskostnad [kr/år]	Diskontert [kr/år]
2021	579	48	20 008	19 238
2022	596	48,5	20 353	18 817
2023	613	49	20 711	18 412
2024	633	49,5	21 099	18 035
2025	655	50	21 516	17 685
2026	679	50,4	21 935	17 335
2027	705	50,8	22 367	16 997
2028	733	51,2	22 844	16 692
2029	763	51,6	23 335	16 395
2030	797	52	23 883	16 134
2031	808	51,8	23 974	15 573
2032	825	51,6	24 137	15 076
2033	836	51,4	24 228	14 550
2034	836	51,2	24 176	13 961
2035	836	51	24 124	13 395
2036	836	50,8	24 072	12 852
2037	836	50,6	24 020	12 331
2038	836	50,4	23 968	11 831
2039	836	50,2	23 916	11 351
2040	836	50	23 864	10 891
2041	836	50	23 864	10 472
2042	836	50	23 864	10 069
2043	836	50	23 864	9 682
2044	836	50	23 864	9 310
2045	836	50	23 864	8 952
2046	836	50	23 864	8 607
2047	836	50	23 864	8 276
2048	836	50	23 864	7 958
2049	836	50	23 864	7 652
2050	836	50	23 864	7 358

Figur 5 Eksempel på regneark for å beregne kapitaliserte tapskostnader

8.2 Eksempel – lokal produksjon – plusskunder

Det blir stadig vanligere med lokal kraftproduksjon; småkraft, solceller på bygg, gårdsvind osv. Dette innebærer at elektrisiteten blir mer «kortreist» og følgelig belaster ikke de lokale tapene det overordnede kraftsystem på samme måte som modellen i Figur 3 legger opp til: At de elektriske tapene belaster overordnet nett fra transmisjonsnett og ned til aktuelt nettnivå.

I dette eksemplet tar vi utgangspunkt i Eksempel – 11 kV kabelanlegg (boligfelt – høy belastning). I tilknyttet nett er det betydelige mengder lokal kraftproduksjon. Det forutsettes at den lokale kraftproduksjonen til enhver tid gir et lokalt kraftoverskudd slik at det aldri er import av kraft inn til området. Dette innebærer at de lokale tapene alltid er dekket av lokal produksjon, og følgelig er det ikke riktig å inkludere kostnadene til overliggende nett i verdsettingen av spesifikke tapskostnader. Verdsettingen blir da slik:

Bruker fortsatt likning (8): $k_{pekv7} = k_{p7} + k_{wekv7} \cdot T_{tap7}$ som tidligere, men setter $k_{p7} = 0$ som sammen med Tabell 1 og en antatt brukstid for tap på 2 400 timer/år gir:

$$k_{pekv7} = 0 + 0,480 \cdot 2\,400 = 1\,152 \text{ kroner/kW år}$$

Dette er vesentlig lavere enn tilsvarende verdsetting uten lokal produksjon i Eksempel – 11 kV kabelanlegg:

$$k_{pekv7} = 1\,731 \text{ kroner/kW år}$$

9 Kapitaliserte tapskostnader for krafttransformatorer

9.1 Eksempel på konstant belastning i tunglast over analyseperioden

Gitt en $S_N = 10$ MVA krafttransformator med $e_r = 0,7\%$ og $P_0 = 5,2$ kW.

Transformatoren står i snittet 66/22 kV (nivå 6), og belastes i tunglast med 8 MVA (80 % last).

Profilen over året er som for alminnelig forsyning, dvs. med en brukstid for tap på 2400 timer.

Lasten forventes konstant over analyseperioden 2021–2050. Transformatoren er innkoblet hele året.

Belastningstap:

$$\Delta P_{(Cu)} = \frac{k^2 \cdot S_N \cdot e_r}{100} \quad (13)$$

der

k utnyttelsesgrad

$$\Delta P_{(Cu)} = \frac{0,8^2 \cdot 10\,000 \cdot 0,7}{100} = \underline{44,8 \text{ kW}}$$

Kostnad av tomgangstap:

$$K_{(Fe)} = P_0 \cdot K_{pekv(Fe)} = 5,2 \text{ kW} \cdot 87\,950 \text{ kroner/kW} = \underline{457\,340 \text{ kroner}} \quad (14)$$

(Hentet fra Tabell 5)

Kostnad av belastningstap:

$$K_{(Cu)} = \Delta P_{(Cu)} \cdot K_{pekv(Cu)} = 44,8 \text{ kW} \cdot 32\,650 \text{ kroner/kW} = \underline{1\,462\,720 \text{ kroner}} \quad (15)$$

(Hentet fra Tabell 4)

Samlede tapskostnader:

$$K_{Tot} = K_{(Fe)} + K_{(Cu)} = 457\,340 + 1\,462\,720 = \underline{1\,920\,060 \text{ kroner}} \quad (16)$$

9.2 Eksempel på variabel belastning i tunglast over analyseperioden

Dette eksemplet illustrerer prinsipielt kapitalisering av tapskostnader over en analyseperiode forutsatt at 66/22 kV transformatoren belastes forskjellig for de ulike stadier. Av plasshensyn velges analyseperioden på kun 3 år. Den ulike belastningsgraden forutsettes kun å ha konsekvenser for belastningstapene, og det er kun disse som behandles. Transformatoren er den samme som i forrige eksempel. Belastningsgradene er som følger:

År 1:	60 %
År 2:	65 %
År 3:	70 %

Kapitalisert verdi av belastningstap finnes av likning (17):

$$K_{(Cu)} = \sum_{i=1}^3 \Delta P_{(Cu)}(i) \cdot k_{pekv}(i) \cdot (1 + r)^{-i} \quad (17)$$

der

$$k_{pekv} = k_p + k_{wekv} \cdot T_{tap} \quad (3)$$

Brukstid for tap er 3000 timer/år. Belastningstapene blir ut fra likning (13):

År 1:	$\Delta P_{(Cu)}(1) = 25,2 \text{ kW}$
År 2:	$\Delta P_{(Cu)}(2) = 29,6 \text{ kW}$
År 3:	$\Delta P_{(Cu)}(3) = 34,3 \text{ kW}$

Siden brukstid for tap (3000 timer/år) er forskjellig fra det som er forutsatt i Tabell 3, må $k_{pekv}(i)$ regnes ut ved hjelp av likning (3). Årskostnader av tap finnes i Tabell 1 og Tabell 2:

År 1 (2021)	$k_{pekv}(1) = 507 + 0,480 \cdot 3000 = 1947 \text{ kroner/kW år}$
År 2 (2022)	$k_{pekv}(2) = 524 + 0,485 \cdot 3000 = 1979 \text{ kroner/kW år}$
År 3 (2023)	$k_{pekv}(3) = 541 + 0,490 \cdot 3000 = 2011 \text{ kroner/kW år}$

Med 4,0 % kalkulasjonsrente, innsatt i likning (17):

$$\begin{aligned} K_{(Cu)} &= 25,2 \cdot 1947 \cdot 1,040^{-1} + 29,6 \cdot 1979 \cdot 1,040^{-2} + 34,3 \cdot 2011 \cdot 1,040^{-3} \\ &= \underline{\underline{162\,657 \text{ kroner}}} \end{aligned}$$

10 Litteraturreferanser

- 1 Arne Johannesen
Kostnader av elektriske tap i overførings- og fordelingsnett
TR A1975, Trondheim, EFI, 1976
- 2 Kjell Sand, Einar Jordanger
Kostnader av elektriske tap i overførings- og fordelingsnett
TR A4122, Trondheim, EFI, 1994
- 3 Kjell Sand
Samfunnsøkonomiske tapskostnader for dimensjonering av kraftnett - Kostnadsnivå 2011
TR A6997, Trondheim, SINTEF Energi AS, 2010
- 4 Kjell Sand
Samfunnsøkonomiske tapskostnader for dimensjonering av kraftnett - Kostnadsnivå 2014
TR A7346, Trondheim, SINTEF Energi AS, 2013
- 5 Kjell Sand
Samfunnsøkonomiske tapskostnader for dimensjonering av kraftnett - Kostnadsnivå 2019
2019:00820, Trondheim, SINTEF Energi AS, 2019
- 6 Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021 – 2040; Forsterket klimapolitikk påvirker kraftprisene
NVE Rapport nr. 29/2021, oktober 2021.