

Tapskostnader

Innholdsfortegnelse

1	Innledning.....	2
2	Problemstilling.....	4
3	Spesifikke tapskostnader	5
4	Beregning av spesifikke tapskostnader.....	6
5	Årlige spesifikke tapskostnader	11
6	Kapitaliserte tapskostnader	17
7	Bruk av spesifikke tapskostnader	20
8	Kapitaliserte tapskostnader for fordelingstransformatorer.....	24
9	Kapitaliserte tapskostnader for krafttransformatorer.....	27
10	Litteraturreferanser	29

Revisjonslogg

1993	Bind I kap. 10 " <i>Kostnader av elektriske tap</i> ", Bind II kap. 9 " <i>Eksempel på anvendelse av kapitaliserte tapskostnader for transformatorer</i> ", og Bind III kap. 2 " <i>Tapskostnader</i> "
1994	
1996	
1997	
2000	Bind II kap. 10 " <i>Tapskostnader</i> "
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.

1 Innledning

Kostnader av elektriske tap er en sentral parameter ved dimensjonering av kraftnett. Energi- og effekttap belaster produksjons- og overføringssystemet. Ved å framskaffe samfunnsøkonomisk riktige kostnader av elektriske tap, vil nettselskapene bidra til å ivareta en samfunnsmessig rasjonell utbygging av kraftsystemet. Dette innebærer at ressursene allokeres til de ulike nivå i kraftsystemet som om det ble forvaltet av en samfunnsøkonomisk optimaliserende eier – man unngår suboptimalisering.

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" (Johannesen, 1976). De spesifikke tapskostnadene ble oppdatert ca. hvert annet år, hovedsakelig basert på indeksjustering av investeringskostnader og oppdaterte prognoser for energiproduksjon. 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 også gjennomført grundige analyser av belastningsforhold med utgangspunkt i de omfattende belastningsmålingene som ble gjennomført av SINTEF Energi på slutten av 1980-tallet. Disse analysene medførte relativt store endringer i brukstider for tap og sammenlagningsfaktorene.

Metodikken for beregning av spesifikke tapskostnader er basert på langtids grensekostnader (LTG) for produksjon og overførings- og distribusjonsnett. 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 belastningsprofiler for fordelingstransformatorer. Ved konkrete analyser der man vet at brukstiden for tap avviker fra de som brukes i dette dokumentet, bør man beregne tapskostnadene med den relevante brukstiden.

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 sentralnettet og regionalnettet utgjør i størrelsesorden 15 % av de totale spesifikke tapskostnadene for de laveste nivåene, mens grensekostnadene for produksjon og distribusjon altså utgjør ca. 85 %, med en noe større andel på produksjon enn på distribusjon. Relativt store endringer i sammenlagningsfaktorer eller tapsnivå (tap-på-tap virkningen) gir derimot små utslag.

I den forrige oppdateringen som ble gjort i 2006, ble metodikken evaluert, og kostnadsgrunnlaget for kraftnettet ble oppdatert med siste tilgjengelige statistikk. For å estimere kostnadsutviklingen for det fremtidige produksjonssystemet ble begrepet "vektet midlere marginalkostnad" introdusert. Det tok utgangspunkt i de tre mest aktuelle kraftproduksjonsteknologiene som forventes å gi vesentlig bidrag til innenlands kraftproduksjon de kommende årene; storskala gasskraft, vindparker og småskala vannkraft. Estimater for utbyggings- og driftskostnader for disse tre teknologiene sammen med forventet andel av ny produksjonskapasitet gir en årlig vektet middelkostnad for ny kraftproduksjon. I denne oppdateringen er ikke denne logikken brukt fordi det bl.a. er stor usikkert knyttet til fremtidig kraftbalanse i Norden. I stedet er fremtidige markedspriser fra Nordpool benyttet som referanse (se diskusjonen i Vedlegg 1 i (Sand, 2010)). Utover dette er den generelle metodikken beholdt ved denne oppdateringen til kostnadsnivå 2011, men kostnadsgrunnlaget er oppdatert.

Perioden siden siste oppdatering i 2006 har vært preget av store svingninger i nasjonal og internasjonal økonomi. I 2007 og første halvår 2008 var det sterk økning i gasspriser, kullpriser og metallpriser som sammen med stor etterspørsel og kapasitetsbegrensninger hos leverandører bl.a. førte til betydelige prisøkninger for kraftkomponenter og anlegg. I perioden 2006–2008 økte for eksempel prisene på krafttransformatorer i størrelsesorden 50–60 %. Finanskrisen i 2009 ga tilsvarende prisreduksjoner på kort tid. Disse eksemplene viser at kortsiktige konjunktursvingninger kan gi store utslag i kostnadsgrunnlaget for estimering av tapskostnadene. Det er derfor viktig å sammenstille kostnadsgrunnlaget på en konsistent måte slik at man ikke blander kostnader fra ulike perioder uten å skalere disse på en hensiktsmessig måte.

2 Problemstilling

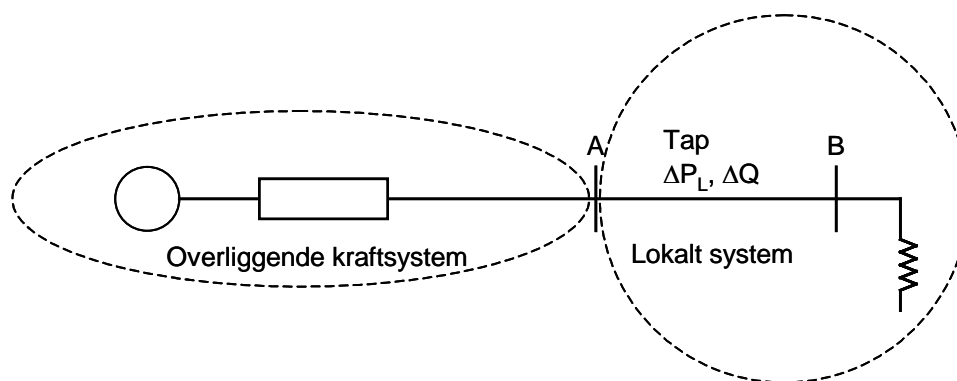
Kostnader av elektriske tap er en sentral parameter ved dimensjonering av kraftnett. Et anbefalt kriterium for samfunnsøkonomisk optimalisering av kraftsystemet er omtalt i [Mål og rammebetingelser](#):

Optimaliseringen innebærer i praksis at summen av følgende fem kostnadselementer skal minimaliseres:

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

Elektriske energitap i det norske kraftnettet utgjør ca. 8 % av årlig kraftproduksjon, mens effekttapene i maksimallast (tunglasttiden) utgjør ca. 15 % av produsert effekt. 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) skal 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 gjennom lastflytanalyser. Tapene skal verdsettes på en slik måte at det bidrar til en samfunnsøkonomisk riktig dimensjonering av det lokale nettet.

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

Omformer likningen over som følger:

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

der

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

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

Kommentar

Uttrykket $\Delta P(t)/\Delta P_{max}$ er dimensjonsløst slik at integralet får tid (timer) som benevning.

Denne tiden kalles brukstid for tap T_t , og uttrykker hvor lenge tunglasttapene må vare for at tapsenergien skal bli lik de årlige energitapene.

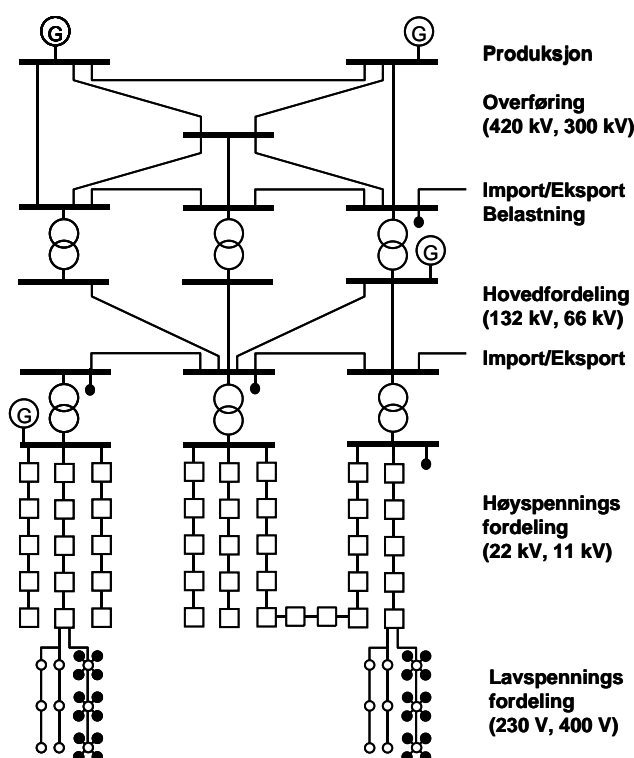
Som likningen viser, kan kostnadene av effekttap og energitap beregnes med utgangspunkt i en ekvivalent spesifikk tapskostnad k_{pekv} og de samlede tapene for nettet i tunglasttimen

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

En skjematisk framstilling av kraftsystemet er gjengitt i Figur 2. I Norge er kraftnettet tradisjonelt inndelt i tre nivåer som benevnes *sentralnett*, *regionalnett* (hovedfordelingsnett) og *distribusjonsnett* (fordelingsnett) (Olje- og energidepartementet, 1999). Betegnelsene i parentes ble mye brukt tidligere. Spenningsnivåene gitt i figuren er typiske, men det finnes også andre spenninger brukt på de ulike nivå.

Kraftproduksjonsenhetene er tilknyttet ulike nivå i nettet, det samme gjelder utveksling av kraft mot nabolandene våre. Uttaket av kraft skjer også på ulike nivå i nettet. Sentralnettet og regionalnettet 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/belastninger. (De elektriske tapene på et lavere nettnivå er en del av belastningen på overliggende nettnivå.)



Figur 2 Skjematisk framstilling av det norske kraftsystemet

Høy- og lavspennings distribusjonsnett har i sin oppbygging en masket eller en radiell struktur. Driften i distribusjonsnettet er normalt radiell (pga. enklere vern enn på høyere nettnivå). Ved slik drift er det enkelt å påvise hvilke komponenter som er involvert i forsyningsveien til tap/belastninger.

Sett fra produksjonssystemet og overliggende nettnivå vil økte tap representere en økt belastning som igjen gir økte behov for investeringer på disse nivåene i kraftsystemet. (Det er ikke nødvendigvis økte tap på disse nivåene som er den utløsende faktor. Det kan dreie seg om strømføringsevne, driftssikkerhet, spenningsforhold osv. Poenget er at det er tapene sammen med belastningen som trigger investeringsbehovet.) En ekstra kW i tap et sted i nettet utløser nødvendigvis ikke økte investeringer isolert sett, men på sikt vil økte tap sammen med økt belastning medføre diskrete forsterkningsbehov. **Brukstid for tap er imidlertid lavere enn brukstid for belastning, slik at verdien av 1 kW redusert tap ikke kan sammenlignes direkte med 1 kW redusert belastning.**

De spesifikke tapskostnadene skal altså gjenspeile forventede fremtidige kostnadsforhold i kraftsystemet knyttet til produksjon og overføring av tap.

4.1 Beregningsmodell

I prinsippet hadde det vært ønskelig å modellere hele det eksisterende kraftsystemet, for så å bruke dette som utgangspunkt for å beregne kostnadene ved fremtidige investeringer grunnet 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.

4.2 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 overførings- 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:

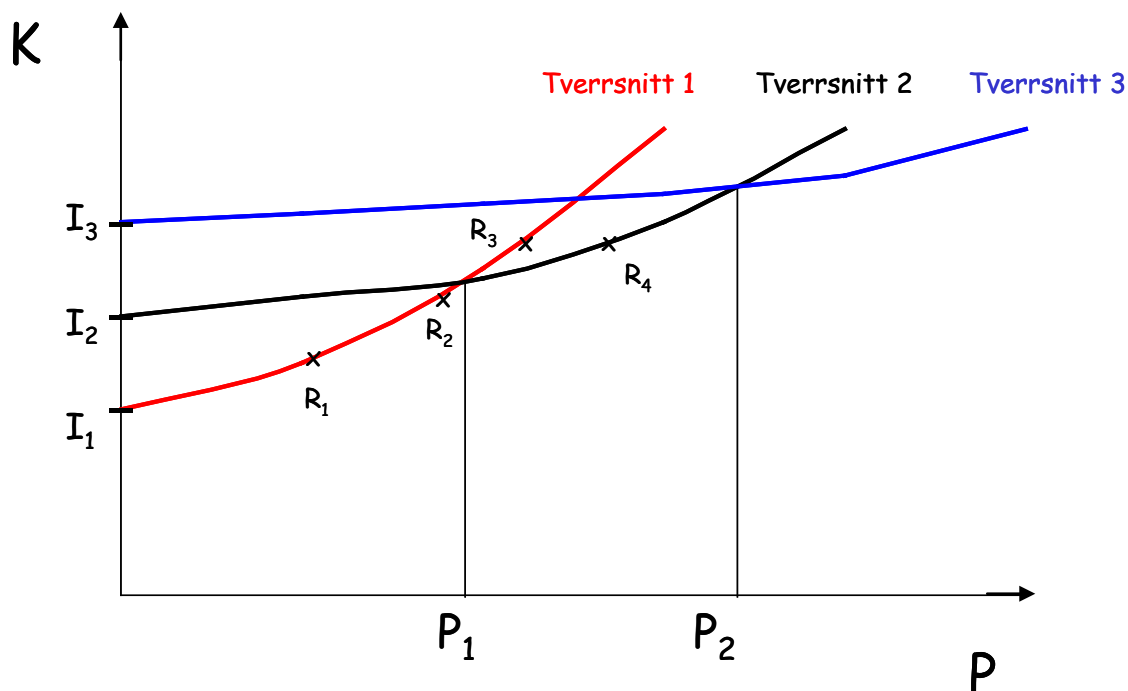
- beskrivelse av effektsammenlagring
- beskrivelse av "tap-på-tap", dvs. tapene på et nettnivås påvirkning på tapene på et overliggende nivå
- brukstider for tap
- rentenivå og økonomisk levetid for kraftsystemets komponenter

4.2.1 Kostnader i produksjonsapparatet: energi- og effektkostnader

Elektriske tap i nettet påfører kraftsystemet en ekstra kostnad ved at det må bygges 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 hva slags kraftproduksjonsteknologier som vil bli utbygd de neste årene. Ytterligere detaljer angående spesifikke grensekostnader for kraftproduksjon er gitt i (Sand, 2010).

4.2.2 Kostnader i kraftnettet: effektkostnader

Som omtalt tidligere er kostnadene knyttet til 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 effekt ved ulike tverrsnitt

Figuren viser samlede overføringskostnader som funksjon av overført 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. Radialen R_1 tåler en betydelig 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 og bør forsterkes ved fornyelse.

Den radialmodellen som er beskrevet i Figur 3 representerer tusenvis av radialer. I mange av radialene vil det ikke være riktig å forsterke selv om belastningen 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 (Sand, 2010).

5 Årlige spesifikke tapskostnader

Tabell 1 Ekvivalent årskostnad av energitap k_{wekv} [øre/kWh]
(kostnadsnivå januar 2011) (inngår i likning 2)

År	[øre/kWh]
2011	33,6
2012	32,6
2013	33,3
2014	34,7
2015	35,5
2016	35,5
2017	35,5
2018	35,5
2019	35,5
2020	35,5
2021	35,5
2022	35,5
2023	35,5
2024	35,5
2025	35,5
2026	35,5
2027	35,5
2028	35,5
2029	35,5
2030	35,5
2031	35,5
2032	35,5
2033	35,5
2034	35,5
2035	35,5
2036	35,5
2037	35,5
2038	35,5
2039	35,5
2040	35,5

Tabell 2 Kostnad av maksimale effekttap k_p [kr/kW år]
 (4,5 % kalkulasjonsrente, kostnadsnivå januar 2011) (inngår i likning 2)

Nivå	2 trafo	3 300(420)kV	4 trafo	5 132–66 kV	6 trafo
2011	185	219	359	417	508
2012	190	224	364	422	513
2013	194	229	369	426	518
2014	199	233	374	431	523
2015	204	238	379	436	528
2016	209	244	384	442	533
2017	215	249	389	447	539
2018	220	254	395	452	544
2019	225	260	400	458	550
2020	231	265	406	464	556
2021	237	271	412	470	562
2022	243	277	418	476	568
2023	249	283	424	482	575
2024	255	289	431	488	581
2025	261	296	437	495	588
2026	268	302	444	501	595
2027	275	309	451	508	602
2028	281	316	457	515	609
2029	289	323	465	522	616
2030	296	330	472	530	624
2031	303	338	480	537	631
2032	311	345	487	545	639
2033	318	353	495	553	647
2034	326	361	503	561	656
2035	330	364	507	565	659
2036	330	364	507	565	659
2037	330	364	507	565	659
2038	330	364	507	565	659
2039	330	364	507	565	659
2040	330	364	507	565	659

Nivå	Luftledningsnett				Kabelnett middels belastning				Kabelnett høy belastning			
	7 22 kV	8 trafo	9 230 V	10 Stikk- ledn.	7 11-22 kV	8 trafo	9 230 V	10 Stikk- ledn.	7 11-22 kV	8 trafo	9 230 V	10 Stikk- ledn.
2011	568	740	796	674	568	684	709	636	568	695	709	644
2012	573	745	801	678	573	689	714	639	573	700	714	647
2013	578	750	806	681	578	694	719	643	578	705	719	651
2014	583	755	810	685	583	699	724	646	583	710	724	654
2015	588	760	816	688	588	704	729	650	588	715	729	658
2016	594	765	821	692	594	710	734	654	594	721	734	662
2017	599	771	826	696	599	715	739	657	599	726	739	665
2018	605	776	831	700	605	721	745	661	605	732	744	669
2019	611	782	837	704	611	726	750	665	611	738	750	673
2020	616	788	843	708	616	732	756	669	616	743	756	678
2021	623	794	849	712	623	738	762	674	623	749	762	682
2022	629	800	855	717	629	744	768	678	629	756	768	686
2023	635	806	861	721	635	751	774	683	635	762	774	691
2024	642	813	867	726	642	757	780	687	642	768	780	695
2025	648	820	873	730	648	764	787	692	648	775	786	700
2026	655	826	880	735	655	771	793	697	655	782	793	705
2027	662	833	887	740	662	778	800	701	662	789	800	710
2028	670	840	894	745	670	785	807	707	670	796	807	715
2029	677	848	901	750	677	792	814	712	677	803	814	720
2030	685	855	908	755	685	800	821	717	685	811	821	725
2031	692	863	916	761	692	807	829	722	692	819	829	730
2032	700	871	923	766	700	815	837	728	700	826	836	736
2033	709	879	931	772	709	823	844	734	709	835	844	742
2034	717	887	939	778	717	832	853	739	717	843	852	748
2035	721	891	943	781	721	835	856	742	721	846	856	750
2036	721	891	943	781	721	835	856	742	721	846	856	750
2037	721	891	943	781	721	835	856	742	721	846	856	750
2038	721	891	943	781	721	835	856	742	721	846	856	750
2039	721	891	943	781	721	835	856	742	721	846	856	750
2040	721	891	943	781	721	835	856	742	721	846	856	750

Tabell 3 Ekvivalent årskostnad av tap k_{pekV} [kr/kW år]
 (4,5 % kalkulasjonsrente, kostnadsnivå januar 2011) (inngår i likning 2)

Nivå	2 trafo	3 300(420)kV	4 trafo	5 132–66 kV	6 trafo
T_t	2400	2400	2400	2400	2400
2011	991	1025	1165	1223	1314
2012	972	1006	1146	1204	1295
2013	993	1028	1168	1225	1317
2014	1032	1066	1207	1264	1356
2015	1056	1090	1231	1288	1380
2016	1061	1096	1236	1294	1385
2017	1067	1101	1241	1299	1391
2018	1072	1106	1247	1304	1396
2019	1077	1112	1252	1310	1402
2020	1083	1117	1258	1316	1408
2021	1089	1123	1264	1322	1414
2022	1095	1129	1270	1328	1420
2023	1101	1135	1276	1334	1427
2024	1107	1141	1283	1340	1433
2025	1113	1148	1289	1347	1440
2026	1120	1154	1296	1353	1447
2027	1127	1161	1303	1360	1454
2028	1133	1168	1309	1367	1461
2029	1141	1175	1317	1374	1468
2030	1148	1182	1324	1382	1476
2031	1155	1190	1332	1389	1483
2032	1163	1197	1339	1397	1491
2033	1170	1205	1347	1405	1499
2034	1178	1213	1355	1413	1508
2035	1182	1216	1359	1417	1511
2036	1182	1216	1359	1417	1511
2037	1182	1216	1359	1417	1511
2038	1182	1216	1359	1417	1511
2039	1182	1216	1359	1417	1511
2040	1182	1216	1359	1417	1511

Nivå	Luftledningsnett				Kabelnett middels belastning				Kabelnett høy belastning			
	7 22 kV	8 trafo	9 230 V	10 Stikk- ledn.	7 11-22 kV	8 trafo	9 230 V	10 Stikk- ledn.	7 11-22 kV	8 trafo	9 230 V	10 Stikk- ledn.
T_i	2400	2400	2300	1400	2400	2400	2300	1400	2400	2400	2300	1400
2011	1374	1546	1569	1144	1374	1490	1482	1106	1374	1501	1482	1114
2012	1355	1527	1551	1134	1355	1471	1464	1095	1355	1482	1464	1103
2013	1377	1549	1572	1147	1377	1493	1485	1109	1377	1504	1485	1117
2014	1416	1588	1608	1171	1416	1532	1522	1132	1416	1543	1522	1140
2015	1440	1612	1633	1185	1440	1556	1546	1147	1440	1567	1546	1155
2016	1446	1617	1638	1189	1446	1562	1551	1151	1446	1573	1551	1159
2017	1451	1623	1643	1193	1451	1567	1556	1154	1451	1578	1556	1162
2018	1457	1628	1648	1197	1457	1573	1562	1158	1457	1584	1561	1166
2019	1463	1634	1654	1201	1463	1578	1567	1162	1463	1590	1567	1170
2020	1468	1640	1660	1205	1468	1584	1573	1166	1468	1595	1573	1175
2021	1475	1646	1666	1209	1475	1590	1579	1171	1475	1601	1579	1179
2022	1481	1652	1672	1214	1481	1596	1585	1175	1481	1608	1585	1183
2023	1487	1658	1678	1218	1487	1603	1591	1180	1487	1614	1591	1188
2024	1494	1665	1684	1223	1494	1609	1597	1184	1494	1620	1597	1192
2025	1500	1672	1690	1227	1500	1616	1604	1189	1500	1627	1603	1197
2026	1507	1678	1697	1232	1507	1623	1610	1194	1507	1634	1610	1202
2027	1514	1685	1704	1237	1514	1630	1617	1198	1514	1641	1617	1207
2028	1522	1692	1711	1242	1522	1637	1624	1204	1522	1648	1624	1212
2029	1529	1700	1718	1247	1529	1644	1631	1209	1529	1655	1631	1217
2030	1537	1707	1725	1252	1537	1652	1638	1214	1537	1663	1638	1222
2031	1544	1715	1733	1258	1544	1659	1646	1219	1544	1671	1646	1227
2032	1552	1723	1740	1263	1552	1667	1654	1225	1552	1678	1653	1233
2033	1561	1731	1748	1269	1561	1675	1661	1231	1561	1687	1661	1239
2034	1569	1739	1756	1275	1569	1684	1670	1236	1569	1695	1669	1245
2035	1573	1743	1760	1278	1573	1687	1673	1239	1573	1698	1673	1247
2036	1573	1743	1760	1278	1573	1687	1673	1239	1573	1698	1673	1247
2037	1573	1743	1760	1278	1573	1687	1673	1239	1573	1698	1673	1247
2038	1573	1743	1760	1278	1573	1687	1673	1239	1573	1698	1673	1247
2039	1573	1743	1760	1278	1573	1687	1673	1239	1573	1698	1673	1247
2040	1573	1743	1760	1278	1573	1687	1673	1239	1573	1698	1673	1247

Representative brukstider for tap T_i er hentet fra (Sand og Jordanger, 1994), 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 [kr/kW]
r	kalkulasjonsrente i desimaler (ved kalkulasjonsrente 4,5 % p.a., $r = 0,045$)
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 2011 er kapitalisert for perioden 2011–2040, verdiene for 2012 er kapitalisert for perioden 2012–2041, osv.

Tabell 4 Kapitalisert ekvivalent kostnad av tap K_{pekv} [kr/kW]
(analyseperiode 30 år, 4,5 % kalkulasjonsrente, kostnadsnivå januar 2011)

Nivå	2 trafo	3 300(420)kV	4 trafo	5 132–66 kV	6 trafo
T_t	2400	2400	2400	2400	2400
2011	17 750	18 300	20 600	21 550	23 050
2012	17 850	18 400	20 700	21 650	23 150
2013	18 000	18 550	20 850	21 800	23 300
2014	18 150	18 700	21 000	21 950	23 450
2015	18 250	18 800	21 100	22 050	23 550
2016	18 300	18 850	21 200	22 100	23 650
2017	18 400	18 950	21 250	22 200	23 700
2018	18 450	19 050	21 350	22 300	23 800
2019	18 550	19 100	21 400	22 350	23 900
2020	18 600	19 150	21 500	22 450	23 950

Nivå	Luftledningsnett				Kabelnett middels belastning				Kabelnett høy belastning			
	7 22 kV	8 trafo	9 230 V	10 Stikk- ledn.	7 11-22 kV	8 trafo	9 230 V	10 Stikk- ledn.	7 11-22 kV	8 trafo	9 230 V	10 Stikk- ledn.
T_t	2400	2400	2300	1400	2400	2400	2300	1400	2400	2400	2300	1400
2011	24050	26800	27150	19700	24050	25900	25700	19100	24050	26100	25700	19250
2012	24150	26950	27250	19800	24150	26050	25850	19200	24150	26200	25850	19300
2013	24300	27100	27400	19900	24300	26200	26000	19300	24300	26350	26000	19400
2014	24450	27250	27550	20000	24450	26300	26100	19350	24450	26500	26100	19500
2015	24550	27350	27650	20050	24550	26400	26200	19450	24550	26600	26200	19550
2016	24650	27400	27700	20100	24650	26500	26300	19500	24650	26700	26300	19650
2017	24700	27500	27800	20200	24700	26600	26350	19550	24700	26750	26350	19700
2018	24800	27550	27850	20250	24800	26650	26450	19600	24800	26850	26450	19750
2019	24850	27650	27950	20300	24850	26750	26550	19650	24850	26950	26500	19800
2020	24950	27750	28000	20350	24950	26800	26600	19700	24950	27000	26600	19850

Tabell 5 Kapitalisert ekvivalent kostnad av tomgangstap K_{TpekV} [kr/kW]
(analyseperiode 30 år, 4,5 % kalkulasjonsrente, kostnadsnivå 2011)

Nivå	2 trafo	3 300(420)kV	4 trafo	5 132–66 kV	6 trafo
T_t	8760	8760	8760	8760	8760
2011	54 050	54 600	56 900	57 850	59 350
2012	54 300	54 850	57 150	58 100	59 600
2013	54 600	55 150	57 450	58 400	59 900
2014	54 850	55 400	57 700	58 650	60 200
2015	55 000	55 550	57 850	58 800	60 350
2016	55 100	55 650	57 950	58 900	60 400
2017	55 150	55 750	58 050	59 000	60 500
2018	55 250	55 800	58 100	59 050	60 550
2019	55 300	55 900	58 200	59 150	60 650
2020	55 400	55 950	58 250	59 200	60 750

Nivå	Luftledningsnett				Kabelnett middels belastning				Kabelnett høy belastning			
	7 22 kV	8 trafo	9 230 V	10 Stikk- ledn.	7 11-22 kV	8 trafo	9 230 V	10 Stikk- ledn.	7 11-22 kV	8 trafo	9 230 V	10 Stikk- ledn.
T_t	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760
2011	60350	63550	65000	67550	60350	62600	63500	66600	60350	62800	63500	66800
2012	60600	63800	65250	67800	60600	62850	63750	66800	60600	63050	63750	67000
2013	60900	64100	65550	68100	60900	63150	64050	67150	60900	63350	64100	67350
2014	61150	64350	65850	68400	61150	63450	64350	67400	61150	63600	64350	67600
2015	61300	64500	66000	68550	61300	63600	64500	67550	61300	63800	64500	67750
2016	61400	64600	66100	68650	61400	63650	64600	67650	61400	63850	64600	67850
2017	61500	64700	66150	68750	61500	63750	64650	67750	61500	63950	64650	67950
2018	61550	64800	66250	68800	61550	63850	64750	67850	61550	64050	64750	68050
2019	61650	64850	66350	68900	61650	63900	64850	67900	61650	64100	64850	68100
2020	61700	64950	66400	68950	61700	64000	64900	68000	61700	64200	64900	68200

7 Bruk av spesifikke tapskostnader

Normalt beregnes effekttap ved maksimal belastning. Energitalpene finnes ved å ta hensyn til brukstid for tap i det aktuelle tilfellet. Hvis man ikke beregner eller estimerer brukstid for tap spesielt, er det naturlig å bruke tabellene der det er tatt hensyn til gjennomsnittlig brukstid 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 sentralnett, regionalnett 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 *fram til* nivå 7.

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

$$K_{Tap} = k_{p7} \cdot \Delta P_{max7} + k_{wekv7} \cdot T_{t7} \cdot \Delta P_{max7} \quad [kr / \text{år}] \quad (5)$$

Kompakt framstilt blir dette:

$$K_{Tap} = k_{pek7} \cdot \Delta P_{max7} \quad [kr / \text{år}] \quad (6)$$

der

$$k_{pek7} = k_{p7} + k_{wekv7} \cdot T_{t7} \quad [kr / \text{år}] \quad (7)$$

der

K_{Tap}	kostnader av tap [kr/år]
k_{p7}	kostnad av de maksimale effekttap for nivå 7 (t.o.m. nivå 6) [kr/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) [kr/kWh]
T_{t7}	brukstid for tap over året i nivå 7 [timer/år]
k_{pek7}	ekvivalent spesifikk tapskostnad, ref. tapenes årsmaksimum [kr/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 (6) og (7) forutsetter at brukstid for tap over året er beregnet som en gjennomsnittsverdi for de ulike nivåene i kraftnettet. Med spesielle brukstider for tap må likning (5) benyttes.

Eksempel – 11 kV kabelanlegg

I et 11 kV kabelnett (boligfelt) 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 2012, og hva er den kapitaliserte verdien med starttidspunkt i 2012? Brukstiden for tap er usikker, men antas å ligge mellom 2000 og 2400 timer. Beregningene utføres derfor for begge disse brukstidene for tap, og tapskostnadene fylles inn i følgende tabell:

Tabell 6 Tapskostnader for 11 kV kabelnett, $\Delta P_{\max} = 13$ kW

Brukstid for tap	2400	2000
Årskostnad 2012	a	b
Kapitalisert (konstante tap)	c	d

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 2012 (Tabell 1, Tabell 2 og Tabell 3)

$$k_{wekv7} = 0,326 \text{ [kr/kWh]}$$

$$k_{p7} = 573 \text{ [kr/kW år]}$$

$$k_{pekv7} = 1355 \text{ [kr/kW år]}$$

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

$$K_{pekv7 \text{ 2012-2041}} = 24 \text{ 150 [kr/kW]}$$

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) Årskostnader ($T_t = 2400$ timer)

$$K_{Tap2012} = 573 \text{ kr/kW år} \cdot 13 \text{ kW} + 0,326 \text{ kr/kWh} \cdot 2400 \text{ timer/år} \cdot 13 \text{ kW} = 17620 \text{ [kr/år]} \quad (8)$$

eventuelt

$$K_{Tap2012} = 1355 \text{ kr/kW år} \cdot 13 \text{ kW} = 17615 \text{ [kr/år]} \quad (9)$$

(forskjellen ligger i avrundingen av tallet 1355 kr/kWår som med en desimal er 1355,4 kr/kWår)

b) Årskostnader ($T_t = 2000$ timer)

$$K_{Tap2012} = 573 \text{ kr/kW år} \cdot 13 \text{ kW} + 0,326 \text{ kr/kWh} \cdot 2000 \text{ timer/år} \cdot 13 \text{ kW} = 15925 \text{ [kr/år]} \quad (10)$$

c) Kapitaliserte tapskostnader ($T_t = 2400$ timer)

$$K_{Tap2012-2041} = 24150 \text{ kr/kW} \cdot 13 \text{ kW} = 313950 \text{ [kr]} \quad (11)$$

d) Kapitaliserte tapskostnader ($T_t = 2000$ timer)

Ved beregning av kapitaliserte tapskostnader når brukstid for tap avviker fra de brukstidene som er brukt for de forhåndsregnede ekvivalente årskostnader i Tabell 4, må årskostnadene for hvert år beregnes før disse kapitaliseres. Tabell 8 viser en løsning ved bruk av regneark. I kolonne G beregnes årskostnader ved å bruke likning (5), mens diskonterte verdier med 4,5 % kalkulasjonsrente er beregnet i kolonne I. Summen av de diskonterte verdiene, den kapitaliserte verdien, er oppgitt i kolonne J.

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 7.

Tabell 7 Tapskostnader for 11 kV kabelnett, $\Delta P_{max} = 13$ kW

Brukstid for tap	2400 timer	2000 timer
Årskostnad 2011	17 620	15 925
Kapitalisert (konstante tap)	313 950	284 205

Tabell 8 Regneark for å beregne kapitaliserte tapskostnader

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
	År	[kW]	[kr/kW år]	[øre/kWh]	[timer/år]	[kr/år]	[%]	[kr/år]	[kr]
1	2012	13	573	32,6	2000	15925	4,50 %	15239	284 205
2	2013	13	578	33,3	2000	16172	4,50 %	14809	
3	2014	13	583	34,7	2000	16601	4,50 %	14547	
4	2015	13	588	35,5	2000	16874	4,50 %	14150	
5	2016	13	594	35,5	2000	16952	4,50 %	13603	
6	2017	13	599	35,5	2000	17017	4,50 %	13067	
7	2018	13	605	35,5	2000	17095	4,50 %	12562	
8	2019	13	611	35,5	2000	17173	4,50 %	12076	
9	2020	13	616	35,5	2000	17238	4,50 %	11600	
10	2021	13	623	35,5	2000	17329	4,50 %	11159	
11	2022	13	629	35,5	2000	17407	4,50 %	10726	
12	2023	13	635	35,5	2000	17485	4,50 %	10310	
13	2024	13	642	35,5	2000	17576	4,50 %	9918	
14	2025	13	648	35,5	2000	17654	4,50 %	9533	
15	2026	13	655	35,5	2000	17745	4,50 %	9169	
16	2027	13	662	35,5	2000	17836	4,50 %	8819	
17	2028	13	670	35,5	2000	17940	4,50 %	8489	
18	2029	13	677	35,5	2000	18031	4,50 %	8164	
19	2030	13	685	35,5	2000	18135	4,50 %	7858	
20	2031	13	692	35,5	2000	18226	4,50 %	7557	
21	2032	13	700	35,5	2000	18330	4,50 %	7273	
22	2033	13	709	35,5	2000	18447	4,50 %	7004	
23	2034	13	717	35,5	2000	18551	4,50 %	6741	
24	2035	13	721	35,5	2000	18603	4,50 %	6468	
25	2036	13	721	35,5	2000	18603	4,50 %	6190	
26	2037	13	721	35,5	2000	18603	4,50 %	5923	
27	2038	13	721	35,5	2000	18603	4,50 %	5668	
28	2039	13	721	35,5	2000	18603	4,50 %	5424	
29	2040	13	721	35,5	2000	18603	4,50 %	5191	
30	2041	13	721	35,5	2000	18603	4,50 %	4967	

8 Kapitaliserte tapskostnader for fordelingstransformatorer

Samlede transformeringskostnader kan formuleres slik:

$$K_{Tot} = K_0 + K'_{pekV(Fe)} \cdot \Delta P_{N(Fe)} + K'_{pekV(Cu)} \cdot \Delta P_{N(Cu)} \quad (12)$$

der

K_{Tot}	samlede transformeringskostnader, som ovenfor [kr]
K_0	kostnad av transformator, som ovenfor [kr]
$\Delta P_{N(Fe)}$	Transformatorens nominelle tomgangstap [kW]
$\Delta P_{N(Cu)}$	Transformatorens nominelle belastningstap, dvs. tap ved merkelast [kW]
$K'_{pekV(Fe)}$	ekvivalent kostnad av nominelle tomgangstap [kr/kW]
$K'_{pekV(Cu)}$	ekvivalent kostnad av nominelle belastningstap [kr/kW]

Ligning 12 forutsetter at virkningen av den variable utnyttelse over tid av fordelingstransformatoren er tatt hensyn til i $K'_{pekV(Fe)}$ og $K'_{pekV(Cu)}$.

Tabell 9 og Tabell 10 viser resultatene av beregningene, der $K'_{pekV(Cu)}$ er basert på gjennomsnitt av 4 ulike lastprofiler og tapskostnader for luftnett og kabelnett.

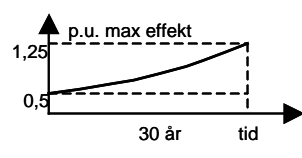
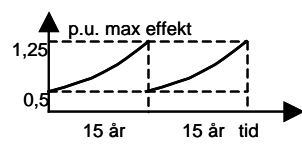
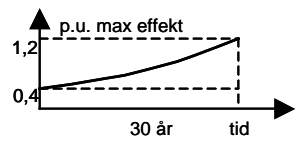
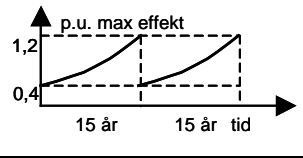
Det benyttes forskjellige belastningsprofiler på små transformatorer (ytelse mindre enn 315 kVA) og store transformatorer (ytelse større eller lik 315 kVA). Normalt utnyttes ikke de større transformatorene så hardt som de små. Dette fører til ulik tapskostnad for små og store fordelingstransformatorer.

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.

Med 30 års økonomisk levetid for fordelingstransformatorer (diskonteringsperiode 2011-2040) og 4,5 % kalkulasjonsrente gir denne formuleringsmåten følgende verdier på tomgangstap (kostnadsnivå 2011):

Mindre transformatorer (< 315 kVA): $K'_{pekV(Fe)} = 61\ 100$ kr/kW
 Større transformatorer (≥ 315 kVA): $K'_{pekV(Fe)} = 62\ 000$ kr/kW

Tabell 9 Ekvivalent kostnad $K'_{pekv}(Cu)$ av nominelle belastningstap ved ulike belastningsprofiler for mindre fordelingstransformatorer (< 315 kVA) i distribusjonsnett. Brukstid for tap 2400 timer, 4,5 % kalkulasjonsrente, kostnadsnivå 2011.

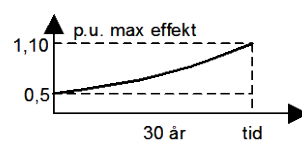
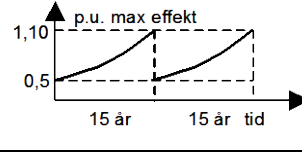
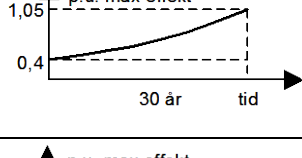
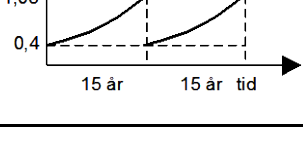
Last-tilfelle nr.	Beskrivelse av årlig maksimallast på transformator			Luftnett $K'_{pekv}(Cu)$ [kr/kW]	Kabelnett (M) $K'_{pekv}(Cu)$ [kr/kW]	Kabelnett (H) $K'_{pekv}(Cu)$ [kr/kW]	Middelverdi $K'_{pekv}(Cu)$ [kr/kW]
	P.u. max last ved begynnelse/slutt av lastsyklus	Antall og varighet av lastsykluser sett over transformatorens øk. levetid	Skisse av $P_{max} = f(t)$				
1	0,50/1,25	1 · 30 år		15 653	15 133	15 237	14 500
2	0,50/1,25	2 · 15 år		17 310	16 730	16 846	
3	0,40/1,20	1 · 30 år		12 357	11 948	12 030	
4	0,40/1,20	2 · 15 år		13 957	13 490	13 584	

Oppsummering fordelingstransformatorer med ytelse mindre enn 315 kVA.

Tomgangstap: $K'_{pekv}(Fe) = 61\ 100$ kr/kW

Belastningstap: $K'_{pekv}(Cu) = 14\ 500$ kr/kW

Tabell 10 Ekvivalent kostnad $K'_{pekv}(Cu)$ av nominelle belastningstap ved ulike belastningsprofiler i større fordelingstransformatorer (≥ 315 kVA) i distribusjonsnett. Brukstid for tap 2400 timer, 4,5 % kalkulasjonsrente, kostnadsnivå 2011.

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]	Middelverdi $K'_{pekv}(Cu)$ [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		13 815	13 355	13 447	12 800
2	0,50/1,10	2 · 15 år		15 052	14 547	14 647	
3	0,40/1,05	1 · 30 år		10 749	10 393	10 464	
4	0,40/1,05	2 · 15 år		12 675	12 251	12 336	

Oppsummering fordelingstransformatorer med ytelse fra og med 315 kVA.

Tomgangstap: $K'_{pekv}(Fe) = 62\ 000$ kr/kW

Belastningstap: $K'_{pekv}(Cu) = 12\ 800$ kr/kW

9 Kapitaliserte tapskostnader for krafttransformatorer

Eksempel 1 – 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). Profilet over året er som for alminnelig forsyning, dvs. med en brukstid for tap på 2400 timer. Lasten forventes konstant over analyseperioden 2001–2030. 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 belastningstap:

$$K_{(Cu)} = \Delta P_{(Cu)} \cdot K_{pekv(Cu)} = 44,8 \text{ kW} \cdot 23\,050 \text{ kr/kW} = \underline{1\,032\,640 \text{ kr}} \quad (14)$$

↑
Hentet fra Tabell 4

Kostnad av tomgangstap:

$$K_{(Fe)} = P_0 \cdot K_{pekv(Fe)} = 5,2 \text{ kW} \cdot 59\,350 \text{ kr/kW} = \underline{308\,620 \text{ kr}} \quad (15)$$

↑
Hentet fra Tabell 5

Samlede tapskostnader:

$$K_{Tot} = K_{(Fe)} + K_{(Cu)} = \underline{1\,341\,260 \text{ kr}} \quad (16)$$

Eksempel 2 – 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 lik 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 Eksempel 1. Belastningsgradene er som følger:

År 1	60 %
År 2	65 %
År 3	70 %

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

År 1	25,2 kW
År 2	29,6 kW
År 3	34,3 kW

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

$$k_{pekV} = k_p + k_{wekV} \cdot T_t \quad (3)$$

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 (2011)	$k_{pekV} = 508 + 0,336 \cdot 3000 = 1516$ kr/kW år
År 2 (2012)	$k_{pekV} = 513 + 0,326 \cdot 3000 = 1491$ kr/kW år
År 1 (2013)	$k_{pekV} = 518 + 0,333 \cdot 3000 = 1517$ kr/kW år

Med 4,5 % kalkulasjonsrente, innsatt i likning (17):

$$K_{(Cu)} = 25,2 \cdot 1516 \cdot 1,045^{-1} + 29,6 \cdot 1491 \cdot 1,045^{-2} + 34,3 \cdot 1517 \cdot 1,045^{-3} = \underline{\underline{122\,569\,kr}}$$

10 Litteraturreferanser

Innholdet i dette kapitlet er i stor grad hentet fra (Sand, 2010), mens metodikken opprinnelig ble beskrevet i (Johannesen, 1976).

Johannesen, A. (1976). Kostnader av elektriske tap i overførings- og fordelingsnett. Trondheim, EFI.

Olje- og energidepartementet (1999). Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen. FOR1999-03-11 nr 302

Sand, K. (2010). Samfunnsøkonomiske tapskostnader for dimensjonering av kraftnett - Kostnadsnivå 2011. Trondheim, SINTEF Energi AS: 42.

Sand, K. og E. Jordanger (1994). Kostnader av elektriske tap i overførings- og fordelingsnett. Trondheim, EFI.