

به نام خدا

پژوهشگاه نیرو

نام گزارش: مطالعات شناختی به منظور شناسایی ساختار نهاد ارزیابی تلفات شرکت‌های توزیع برق
و بررسی وضعیت فعلی ایران

کد گزارش/ویرایش: PDPN17/T01

عنوان پروژه: طراحی نظام و مدل پایش و ارزیابی میزان تلفات شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی و
تدوین الگوریتم تشخیص سهم عوامل آن

مدیر پروژه: محمد جعفریان

کارفرما: پژوهشگاه نیرو

تهیه‌کننده: پژوهشکده توزیع برق

تاریخ: خرداد 1397

پیشگفتار

تلفات برق یک پیامد اجتناب ناپذیر به هنگام انتقال انرژی در شبکه‌های برق است و اثرات مالی و زیست محیطی قابل توجهی بر روی مصرف کنندگان می‌گذارد. مدیریت تلفات می‌تواند اثرات زیست محیطی را کاهش دهد و مصرف کنندگان را از افزایش غیر ضروری هزینه‌های توزیعی که آن‌ها باید بپردازند مصون کند. در رابطه با تلفات، بخش‌های مختلفی درگیر هستند که می‌توان به بهره‌بردار توزیع و همچنین خرده‌فروش‌ها اشاره کرد. در کشورهای مختلف پایش، ارزیابی و تأمین تلفات بر عهده‌ی بازیگران مختلف می‌باشد. آشنایی با این بازیگران و نحوه‌ی تعاملات مابین آن‌ها می‌تواند در پایش و ارزیابی تلفات مؤثر بوده و سیاست‌های انگیزشی جهت کاهش تلفات تدوین کرد.

این گزارش، به بررسی تلفات در شبکه‌های توزیع برق در کشورهای مختلف پرداخته شده است که تفاوت زیادی در سطح تلفات در کشورهای مختلف وجود دارد. نتایج این گزارش نشان می‌دهد که بهبود تلفات و نحوه نظارت بر آن از یک کشور تا کشور دیگری بیشتر وابسته به شرایط محلی آن کشور است. هدف این گزارش نیز بررسی رفتار با تلفات (رفتار نظارتی بر تلفات) در کشورهای مختلف است. یافته‌های این گزارش شامل نحوه ارزیابی تلفات (مسئول پایش، مسئول گزارش دهی تلفات، مسئول تأمین تلفات، مسئول ارزیابی تلفات و پیاده سازی ساختارهای تشویقی) می‌باشد که جزئیات آن برای کشورهای مختلف در گزارش آماده است. در انتهای گزارش، به وضعیت فعلی ایران به لحاظ نظام پایش و ارزیابی تلفات پرداخته شده است.

تدوین الگوریتم جامع برای نظام پایش و ارزیابی تلفات در کشور ایران یکی از ضروریات صنعت برق در سالیان آینده خواهد بود. تدوین چنین الگوریتمی می‌تواند در گزارشات و پروژه‌های بعدی مدنظر باشد.

این گزارش توسط آقای مصطفی قاسمی و محمد جعفریان تهیه شده است. مدیر پروژه آقای محمد جعفریان و مدیر طرح آقای محمدرضا صفری می‌باشند. این پروژه در پژوهشکده توزیع برق پژوهشگاه نیرو تعریف و انجام شده است.

فهرست مطالب

صفحه	عنوان
1	مقدمه
6	1 فصل اول معرفی بازیگران حوزه تلفات توزیع برق
7	-1-1 بهره‌بردار سیستم توزیع
9	-2-1 خرده فروش
11	-3-1 نهاد تنظیم مقررات شبکه توزیع (رگولاتور)
13	-4-1 جمع‌بندی
14	2 فصل دوم تعریف واژگان در تعاملات بازیگران حوزه تلفات توزیع برق
15	-1-2 پایش تلفات
17	-2-2 گزارش دهی تلفات
17	-3-2 تأمین تلفات انرژی
18	-4-2 ارزیابی و سیاست گذاری تلفات
18	-5-2 جمع‌بندی
19	3 فصل سوم نحوه تعاملات بازیگران حوزه تلفات توزیع برق
20	-1-3 تعاملات بازیگران حوزه تلفات توزیع برق
23	-2-3 نحوه تعاملات بازیگران حوزه تلفات توزیع برق
23	-1-2-3 مسئول پایش تلفات
23	-2-2-3 مسئول گزارشدهی تلفات
23	-3-2-3 مسئول تأمین تلفات انرژی
26	-4-2-3 مسئول ارزیابی تلفات
36	-3-3 جمع‌بندی
37	4 فصل چهارم بررسی نظام پایش و ارزیابی تلفات در کشورهای دیگر
46	-1-4 انگلستان
49	-1-1-4 مقررات انگیزشی کاهش تلفات در انگلستان
52	-2-4 آلمان
52	-1-2-4 مقررات انگیزشی کاهش تلفات در کشور آلمان
53	-3-4 فرانسه
54	-4-4 پرتغال
58	-1-4-4 مقررات انگیزشی کاهش تلفات در پرتغال
63	-5-4 اسپانیا
65	-1-5-4 مقررات انگیزشی کاهش تلفات در کشور اسپانیا
66	-6-4 سوئد
70	-7-4 دانمارک
73	-8-4 تلفات توزیع برق در دیگر کشورهای اروپایی
77	-9-4 هند
78	-1-9-4 توزیع برق و سطح تلفات در هند

80	گزارش انجمن رگولاتورها بر روی استراتژی‌های کاهش تلفات	-2-9-4
81	بررسی سیاست‌ها و برنامه‌های کاهش تلفات در هند	-3-9-4
103	مقررات انگیزشی کاهش تلفات در کشور هند	-4-9-4
103	فیلیپین	-10-4
109	طرح انگیزشی عملکرد در کشور فیلیپین	-2-10-4
115	ترکیه	-11-4
116	وظایف شرکت‌های توزیع برق در مورد تلفات	-2-11-4
117	تعرفه‌ها	-3-11-4
118	ساختار تعرفه‌های توزیع و خرده فروشی	-4-11-4
122	جمع‌بندی	-12-4
125	فصل پنجم وضعیت فعلی نظام تلفات در ایران	5
126	پایش تلفات توزیع برق در ایران	-1-5
130	گزارش‌دهی تلفات در ایران	-2-5
130	تأمین تلفات انرژی در ایران	-3-5
130	روند ارزیابی و سیاست‌گذاری تلفات در ایران	-4-5
131	جمع‌بندی	-5-5
133	فصل ششم نتیجه گیری	6
137	مراجع	

فهرست شکل‌ها

صفحه	عنوان
8.....	شکل (1-1): نقشه بهره برداران شبکه توزیع کشورهای اروپایی
21.....	شکل (1-3): مدل عملکردی الف
22.....	شکل (2-3): مدل عملکردی ب
22.....	شکل (3-3): مدل عملکردی ج
26.....	شکل (4-3): توزیع جغرافیایی خرید تلفات
33.....	شکل (5-3): ارتباط بین سرمایه گذاری های لازم، تلفات شبکه و سقف درآمد
50.....	شکل (1-4): پاداش اختصاص داده شده برای قسمت 1 مکانیزم پاداش اختیاری (2016-2017)
51.....	شکل (2-4): مشوق های مربوط به هزینه های سرمایه گذاری DNO (مجاز در برابر واقعی)
57.....	شکل (3-4): پروفیل های تلفات ساعتی در پرتغال
59.....	شکل (4-4): سیر تلفات در شبکه توزیع
60.....	شکل (5-4): طرح پاداش و جریمه اتخاذ شده برای کاهش تلفات در کشور پرتغال (2012-2014)
61.....	شکل (6-4): مکانیزم تشویقی در شبکه های توزیع
62.....	شکل (7-4): مقادیر مرجع و سیر تلفات در شبکه های توزیع
63.....	شکل (8-4): مقادیر مرجع و سیر تلفات شرکت های توزیع
67.....	شکل (9-4): بررسی مقررات سقف درآمد سوئد
69.....	شکل (10-4): سهم تلفات شبکه برای DSO های سوئد در سال 2012
69.....	شکل (11-4): هزینه تلفات شبکه برای DSO های سوئد در سال 2012
73.....	شکل (12-4): ساختار جدید سقف درآمد در دانمارک
73.....	شکل (13-4): ساختار مدل جدید محک زنی در دانمارک
79.....	شکل (14-4): عملکرد شرکت های توزیع برق در هند
80.....	شکل (15-4): وضعیت تلفات فنی و تجاری در سال 2013 تا 2014
83.....	شکل (16-4): قوانین و سیاست ها
85.....	شکل (17-4): قالب مرتبط با جمع آوری داده از شرکت های توزیع برق
85.....	شکل (18-4): انواع طرح های کاهش تلفات
96.....	شکل (19-4): طبقه بندی طرح های کاهش تلفات
97.....	شکل (20-4): مراحل استراتژی کاهش تلفات
98.....	شکل (21-4): اندازه گیری تلفات
102.....	شکل (22-4): روش های حسابرسی انرژی
104.....	شکل (23-4): شرکت های توزیع دسته 1
105.....	شکل (24-4): شرکت های توزیع دسته 2
105.....	شکل (25-4): شرکت های توزیع دسته 3
106.....	شکل (26-4): شرکت های توزیع دسته 4
106.....	شکل (27-4): سقف تلفات فنی فیدر برای هر دسته

- شکل (4-28): ساختار پاداش و جریمه PIS برای شرکت های توزیع برق خصوصی..... 110
- شکل (4-29): محاسبه فاکتور ارزیابی عملکرد برای شرکت های توزیع برق خصوصی..... 111
- شکل (4-30): حد آستانه برای ساختار PIS برای شرکت های توزیع برق خصوصی..... 111
- شکل (4-31): ساختار پاداش و جریمه PIS برای شرکت های تعاونی برق..... 112
- شکل (4-32): محاسبه فاکتور ارزیابی عملکرد برای شرکت های تعاونی برق..... 113
- شکل (4-33): حد آستانه برای ساختار PIS شرکت های تعاونی برق..... 113
- شکل (4-34): برنامه پیاده سازی برای شرکت های توزیع برق خصوصی..... 114
- شکل (4-35): برنامه پیاده سازی برای شرکت های تعاونی..... 115
- شکل (4-36): اهداف کاهش تلفات برای شرکت های توزیع برق برای دوره نظارتی دوم..... 121

فهرست جداول

صفحه

عنوان

جدول (1-1):	ایجاد نهاد تنظیم مقررات در کشورهای مختلف	11
جدول (2-1):	رگولاتورهای صنعت توزیع برق کشورهای اروپایی	12
جدول (3-1):	تعداد بازیگران حوزه تلفات توزیع برق در کشورهای مختلف	13
جدول (1-3):	روش‌های واقعی برای خرید و قیمت گذاری تلفات	26
جدول (2-3):	پیاده سازی طرح‌های تشویقی در کشورهای مختلف	31
جدول (3-3):	وظایف بازیگران در حوزه تلفات توزیع	36
جدول (1-4):	ضرایب اصلاح تلفات در پرتغال در سال 2017	58
جدول (2-4):	مقادیر تلفات مرجع مکانیزم تشویقی	62
جدول (3-4):	نرخ تلفات شرکت‌های توزیع برق (%)	115
جدول (4-4):	تعرفه‌های تنظیم شده برای بخش‌های مختلف	119
جدول (5-4):	تلفات شبکه‌های توزیع	122
جدول (1-5):	نظام فعلی پایش و ارزیابی تلفات توزیع برق در ایران	131

مقدمه

تلفات توان بخشی ذاتی از شبکه‌های الکتریکی است. این تلفات پیامدی از انتقال و توزیع انرژی الکتریکی است و همیشه بخشی از هر سیستم الکتریکی سنتی خواهد بود. علاوه، جنبه‌هایی نظیر سرقت در توزیع و عدم دقت کنتورهای برق سنتی نیز از عوامل تشکیل دهنده آن هستند. تلفات مقدار قابل توجهی از پخش انرژی را در شبکه‌های انتقال و توزیع تشکیل می‌دهد. با نگرانی‌های به وجود آمده در بهره‌وری انرژی، کاهش تلفات به شدت نقش مهمی را ایجاد می‌کند. دلایل آن نیز پایداری مالی و بهبود کیفیت و قابلیت اطمینان سیستم است. علاوه بر این، مزیت زیست محیطی نیز در کاهش تلفات توان وجود دارد. همچنین، اگر تلفات توان به صورت مقرون به صرفه کاهش داده شود، منفعت اقتصادی قابل توجهی می‌تواند به وجود آید.

در بسیاری از کشورها، بهره‌برداران شبکه تشویق می‌شوند تا کارایی را در طراحی و بهره‌برداری از زیرساخت‌ها بهبود دهند که مسئول اجرای این قوانین و مشوق‌ها نیز رگولاتورهای موجود در هر کشور هستند. کاهش میزان تلفات برق نیز یک راه برای تحقق این هدف بهره‌وری انرژی است. بهبود بهره‌وری به معنی حداقل کردن یا کاهش قابل توجهی در تلفات شبکه‌های توزیع برق است.

• تعریف نظام یا سیستم

نظام واژه‌ای است عربی که در انگلیسی به عنوان سیستم شناخته می‌شود که به معنای "با هم جای دادن" است. سیستم، مجموعه‌ای از عناصر به هم مرتبط است که برای نیل به هدف مشترک با هم در تعامل هستند، به گونه‌ای که واحدی پیچیده را تشکیل دهند. در سال‌های اخیر، فرهنگستان زبان و ادب فارسی سامانه را به عنوان معادل فارسی برای آن پیشنهاد کرده است.

§ تعاریف مختلف نظام

1. ترکیبی از چند چیز یا جز که یک کل واحد پیچیده را تشکیل می‌دهند.
2. گروه بندی منظم از عناصر مجزا و در عین حال مرتبط با یکدیگر، به منظور تأمین اهداف از پیش تعیین شده.

3. آرایش منظم اجزا و عناصری که به منظور تأمین یک هدف مبتنی بر برنامه طراحی شده است.
4. مجموعه یا اجتماعی از عناصر مرتبط و وابسته به یکدیگر، به منظور تأمین هدف‌های از پیش تعیین شده.
5. تعدادی روش وابسته به یکدیگر که با اجرای روش‌های مذکور، قسمتی از هدف یک سازمان تأمین می‌شود.
6. اجزای وابسته و مرتبط با یکدیگر که ارتباط آن‌ها پیچیده و سازماندهی شده باشد.

§ مراحل کلی طراحی نظام

1. طرح ریزی و برنامه ریزی (شامل: طرح ریزی، سازماندهی و کنترل عوامل ویژه ایجاد سیستم است)
2. مطالعه امکان پذیری (طراحی راه‌های گوناگون و ابتدایی ایجاد سیستم را در بر می‌گیرد).
3. طراحی تفصیلی (عملیات جز به جز ایجاد سیستم، در این مرحله طراحی می‌شود).
4. اجرا یا استقرار (نتیجه طراحی معمولاً به صورت مجموعه ای از مختصات ارائه می‌شود).

§ عناصر اصلی نظام‌ها

1. داده‌ها: شامل ورودی‌های سیستم می‌باشد که عبارت‌اند از اطلاعات، سرمایه، ماشین آلات، نیروی انسانی و غیره که تحرک و فعالیت سیستم را سبب می‌شود.
2. فرایند: عملیاتی است که طبق برنامه سیستم بر روی ورودی‌ها انجام می‌شود تا به خروجی‌ها تبدیل شوند.
3. خروجی‌ها: خروجی‌های یک سیستم می‌باشند که عبارت‌اند از کالا یا خدمات که از سیستم به محیط صادر می‌شوند.
4. بازخورد: باعث می‌شود سیستم نتایج عملکرد خود را به دست آورد و فرایند را بهبود دهد.

§ اهداف طراحی نظام

- اجتناب از تکرار یا ایجاد غیر ضروری عوامل عمده در سیستم.
- به حداقل رساندن هزینه ترکیب خرده سیستم‌های مرتبط با یکدیگر.

- کاهش تعداد کل خرده سیستم‌های جداگانه ای که باید ایجاد، راه اندازی و نگهداری شوند.
- ایجاد انعطاف در سیستم برای تطابق با رشد و تحول.
- ایجاد مبنایی برای گسترش هماهنگ خرده سیستم‌ها و بسط آن‌ها در سطح کل سازمان.
- تهیه راهنمای اجرای پروژه‌ها و انجام دادن مطالعات مداوم به منظور بهبود سیستم.

• حوزه بندی نظام پایش و ارزیابی تلفات برق شبکه‌های توزیع

با توجه به تعاریف ارائه شده برای نظام و همچنین اجزای تشکیل دهنده آن، در جدول (1-0) موارد مرتبط با نظام پایش و ارزیابی تلفات برق شبکه‌های توزیع ارائه گردیده است. با توجه به جدول، مفاهیمی که در بحث نظام پایش و ارزیابی تلفات در این گزارش مورد استفاده قرار می‌گیرند، مشخص شده‌اند.

جدول (1-0): حوزه بندی نظام پایش و ارزیابی تلفات

مفاهیم مرتبط با تلفات	مرتبط با نظام پایش و ارزیابی تلفات
روش‌های اندازه گیری تلفات	×
روش‌های محاسبه تلفات	×
روش‌های تخمین تلفات	×
صحت سنجی تلفات	P
قانون گذاری	×
سیاست گذاری	P
تعیین تلفات بهینه	×
پهنه بندی تلفات	×
قوانین مرتبط با برق دزدی (جریمه)	×
روش‌های کاهش تلفات	×
ساختار نهاد تنظیم کننده مقررات	×
تعیین بازیگران تلفات	P
تعاملات بین بازیگران	P
جریان اطلاعاتی بین بازیگران	P
جریان مالی بین بازیگران	P
روش‌های تأمین تلفات انرژی	P
روش‌های گزارش دهی تلفات	P
طرح‌های انگیزشی کاهش تلفات	P

اهداف گزارش

در این گزارش، به بررسی تلفات در شبکه‌های توزیع برق در کشورهای مختلف پرداخته شده است که تفاوت زیادی در سطح تلفات در کشورهای مختلف وجود دارد. نتایج این گزارش نشان می‌دهد که بهبود تلفات و نحوه نظارت بر آن از یک کشور تا کشور دیگری بیشتر وابسته به شرایط محلی آن کشور است. هدف این گزارش نیز بررسی رفتار با تلفات (رفتار نظارتی بر تلفات) در کشورهای مختلف است. یافته‌های این گزارش شامل نحوه ارزیابی تلفات (مسئول پایش، مسئول گزارش دهی تلفات، مسئول تأمین تلفات، مسئول ارزیابی تلفات و پیاده سازی ساختارهای تشویقی) می‌باشد که جزئیات آن برای کشورهای مختلف در گزارش آماده است. در انتهای گزارش و در فصل پنجم، به وضعیت فعلی ایران به لحاظ نظام پایش و ارزیابی تلفات پرداخته شده است. بطور کلی تفاوت اساسی در نظام تلفات ایران با اکثر کشورهای پیشرفته و کشورهای در حال توسعه وجود دارد. دلیل آن ماهیت دولتی بودن سیستم قدرت ایران است. دولتی بودن سیستم، سبب کاهش اراده و انگیزه‌ی شرکت‌های توزیع جهت کاهش میزان تلفات شده است.

فصل اول

معرفی بازیگران حوزه تلفات توزیع برق

مقدمه

تلفات برق یک پیامد اجتناب ناپذیر به هنگام انتقال انرژی در شبکه‌های برق است و اثرات مالی و زیست محیطی قابل توجهی بر روی مصرف‌کنندگان می‌گذارد. مدیریت تلفات می‌تواند اثرات زیست محیطی را کاهش دهد و مصرف‌کنندگان را از افزایش غیر ضروری هزینه‌های توزیعی که آن‌ها باید بپردازند مصون کند. در این فصل، بازیگران حوزه تلفات توزیع برق شامل بهره‌بردار سیستم توزیع، خرده فروش و رگولاتور معرفی می‌شوند. همچنین، در بررسی‌های صورت گرفته، وظایف هر یک از بازیگران در بخش توزیع برق مشخص می‌شود که یکی از این وظایف مسئله تلفات در بخش توزیع برق است.

1-1- بهره‌بردار سیستم توزیع

بخش توزیع به طور کلی شامل خطوط ولتاژ متوسط، پست‌ها ترانسفورماتوری توزیع و خطوط ولتاژ پایین است. شرکت‌های توزیع می‌توانند شرکت‌های ملی، شرکت‌های عمومی وابسته به فرمانداری‌ها، شهرداری‌ها یا شرکت‌های خصوصی و مستقل باشند که مسئولیت سیم بانی و مدیریت شبکه توزیع را در یک منطقه خاص برعهده دارند. معمولاً محدوده ارائه خدمات شرکت توزیع، به صورت جغرافیایی از یکدیگر مجزا می‌باشد که این تفکیک یا به صورت قانونی توسط دولت‌ها یا نهادهای تنظیم مقررات انجام می‌شود و هر محدوده انواع مختلف مصرف‌کنندگان خانگی، تجاری یا صنعتی را در بر می‌گیرد. به شرکت‌های توزیع، بهره‌بردار شبکه توزیع¹ یا بهره‌بردار سیستم توزیع² نیز گفته می‌شود. مأموریت شرکت‌های توزیع برق، رساندن برق به تمام مصرف‌کنندگان خانگی، تجاری و صنعتی مستقر در منطقه مشخص، با گستردن شبکه کابلی و پست‌های برق مورد نیاز است. از این رو فرایند محوری در شرکت‌های توزیع، طراحی، مهندسی و ساخت شبکه توزیع و بهره‌برداری و نگهداری از آن است. منبع درآمد اصلی شرکت‌های توزیع بسته به مدل تجاری صنعت برق، می‌تواند سود ناشی از خرید و فروش برق یا تعرفه عبور برق از خرده فروشانی که در آن

¹ Distribution Network Operator (DNO)

² Distribution System Operator (DSO)

منطقه فعالیت می‌کنند، باشد. برحسب قراردادهای صورت گرفته بین شرکت‌های توزیع با خرده فروشان، کارکرد پاسخگویی به مشتریان در مورد قطعی‌ها یا اشکالات شبکه برق نیز می‌تواند بر عهده شرکت توزیع باشد یا در مجزا سازی بیشتر به خرده فروش یا شرکت‌های مستقل واگذار شود. به طور کلی فرایندهای اصلی شرکت‌های توزیع به سه دسته تقسیم بندی می‌شوند [1، 2]:

۱ فرایندهای گسترش شبکه توزیع: شامل برنامه ریزی، طراحی، مهندسی و ساخت شبکه

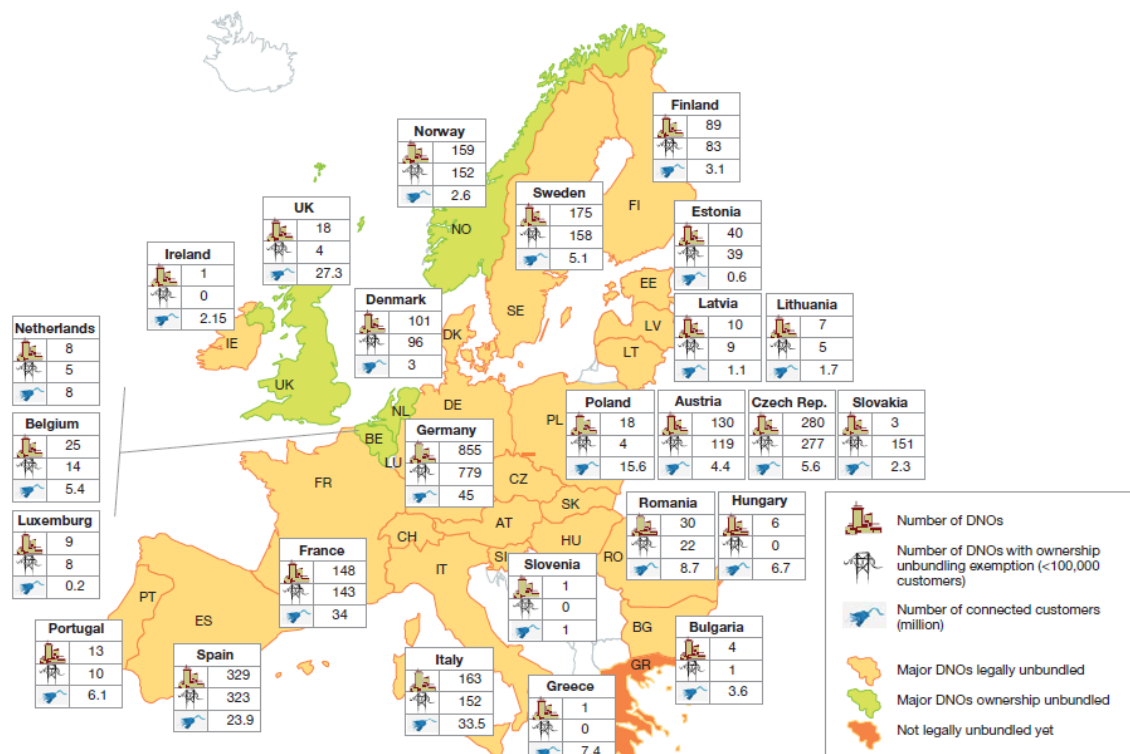
۲ فرایندهای تعامل با خرده فروشان: عقد قرارداد با خرده فروشان، ارائه خدمات به مشتریان معرفی شده از

طرف آن‌ها، تهیه صورت حساب و تسویه با خرده فروشان

۳ فرایندهای اندازه‌گیری: اندازه‌گیری برق دریافتی از شبکه انتقال، اندازه‌گیری مصرف مشترکان و اندازه‌گیری

عملکرد شبکه توزیع، تلفات و برق دزدی

در شکل (1-1) نیز بهره برداران شبکه توزیع در کشورهای اروپایی تا سال 2008 نشان داده شده است [3].



شکل (1-1): نقشه بهره برداران شبکه توزیع کشورهای اروپایی [3]

1-2- خرده فروش

شرکت‌های خرده فروش به شرکت‌هایی گفته می‌شود که مستقیماً با مشترک نهایی در ارتباط هستند. این شرکت‌ها معمولاً خریداران اصلی برق در بازارهای برق هستند و با پرداخت تعرفه به شبکه انتقال و توزیع، برق خریداری شده از این بازارها را به مشترک نهایی خود می‌رسانند. برخلاف شرکت‌های توزیع که اغلب محدوده فعالیت مشخصی دارند، شرکت‌های خرده فروش می‌توانند سراسری عملی کنند ولی برای رساندن برق به مشترک خود در هر منطقه باید از خدمات شرکت توزیع مسئول در آن منطقه استفاده کنند.

شرکت‌های خرده فروش تنها در مدل رقابت در سطح خرده فروشی می‌توانند به وجود آیند. در مدل رقابت خرده فروشی، مشترک می‌تواند در هر زمانی خرده فروش برق خود را تغییر دهد و این تغییر نیز عمدتاً به دلیل تفاوت خدمات و قیمت‌های خرده فروشان در ساعات و فصل‌های مختلف سال است [1، 2].

هدف اصلی از جداسازی توزیع از خرده فروشی، توسعه رقابت در بخش خرده فروشی و کاهش قیمت نهایی برق تحویلی به مشترکان است. در مدل‌های تجاری که شرکت‌های توزیع زیاد می‌شوند، مساحت کشور به چند منطقه تقسیم می‌شود و امتیاز انحصاری توزیع در هر منطقه به یک شرکت توزیع واگذار می‌شود. مصرف کنندگان هر منطقه می‌توانند برق مصرفی خود را از یک یا چند خرده فروشی که در منطقه آن‌ها فعالیت می‌کنند خریداری کنند. اما خرده فروشان تنها می‌توانند از طریق شرکت توزیعی که شبکه توزیع را در آن منطقه اداره می‌کند، برق مشترک را به وی برسانند. وظایف اصلی در خرده فروشی برق عبارتند از:

• بازاربایی و جذب مشترک

• اندازه‌گیری مصرف مشترکان

• جمع‌آوری تقاضا و خرید برق از بازارهای عمده فروشی برق یا تولیدکنندگان پراکنده محلی

• تعامل با مشترکان و پاسخگویی به شکایات

• صدور صورتحساب و تسویه پرداخت‌های مشترکان

• تأمین تلفات انرژی

فرایند بازاریابی موازی با فرایند تأمین برق، به جذب مشترک جدید و عقد قرارداد با وی و هماهنگی‌های لازم برقراری اتصال وی به شبکه توزیع می‌پردازد. عملیات این فرایند عبارت‌اند از: تبلیغات و بازاریابی، جذب مشترک جدید و صدور انشعاب و نصب دستگاه‌های اندازه‌گیری در صورت نیاز در محل مشترک است.

فرایند تأمین برق، برق مورد نیاز را از بازارهای عمده فروشی برق یا تولیدکنندگان پراکنده برق خریداری می‌کنند. به طور کلی برق خریداری شده یا از طریق شبکه انتقال به شبکه توزیع وارد می‌شود یا در مورد تولیدکنندگان پراکنده، مستقیم وارد شبکه توزیع می‌شود که در تمام نقاط اتصال به شبکه انتقال یا تولیدکننده پراکنده، اندازه‌گیری انجام می‌شود. عملیات انجام شده در این فرایند شامل دریافت برق از شبکه انتقال یا تولیدکنندگان پراکنده، تسویه حساب مالی با شبکه انتقال و توزیع مطابق با اطلاعات دریافت شده از فرایند مدیریت اندازه‌گیری می‌باشد.

فرایند اندازه‌گیری، میزان برق مصرفی مشترکان را اندازه می‌گیرد. این فرایند از فرایندهای قابل جداسازی است که می‌تواند توسط شرکت توزیع، شرکت خرده فروش یا شرکت‌های مستقل انجام گیرد. داده‌های اندازه‌گیری برای محاسبه صورت حساب‌های مشترکان و همچنین پیش بینی و برنامه ریزی نیازهای آتی برق به کار می‌رود. عملیات اصلی در این بخش شامل نصب تجهیزات اندازه‌گیری، مدیریت سیستم‌های خودکار اندازه‌گیری، تجمیع و تحلیل تقاضای برق مشترکان و پیش بینی مصرف برای دوره‌های آتی می‌باشد [1، 2].

فرایند صدور صورت حساب و تسویه با مشترکان شامل محاسبه و صدور صورت حساب هر مشترک، جمع‌آوری پرداخت‌های مشترک، بررسی شکایات و درخواست‌های بازنگری صورت حساب مشترکان است.

مدیریت تعامل با مشترکان شامل پاسخگویی به کلیه امور مربوط به مشترکان شامل دریافت شکایات، پیشنهادات، پاسخگویی به مشترکان در مورد قطعی‌ها و اشکالات شبکه توزیع است. عملیات پاسخگویی در مورد اشکالات شبکه برق و قطعی‌ها در این فرایند می‌تواند توسط توافق نامه شرکت‌های توزیع و خرده فروش به شرکت توزیع هر منطقه نیز واگذار شود.

1-3- نهاد تنظیم مقررات شبکه توزیع (رگولاتور)

تنظیم مقررات یکی از پیش نیازهای اساسی فرایند خصوصی سازی است و بدون وجود یک نهاد رگولاتوری کارآمد، اهداف اصلی خصوصی سازی محقق نخواهد شد. تشکیل نهاد رگولاتوری در کشورهای پیشرفته برخلاف کشورهای در حال توسعه از قدمتی طولانی برخوردار است. جدول (1-1) سال تشکیل نهاد تنظیم مقررات در صنعت برق کشورهای مختلف را نشان می‌دهد. با توجه به جدول، کشورهای پیشگام در زمینه تأسیس نهاد تنظیم مقررات، کشورهای توسعه یافته ای همچون انگلستان، ایالات متحده و نروژ بوده‌اند [4]. همچنین، تعدادی از رگولاتورهای صنعت توزیع برق کشورهای اروپایی در جدول (1-2) ارائه شده است [3].

جدول (1-1): ایجاد نهاد تنظیم مقررات در کشورهای مختلف [4]

سال	ایجاد نهاد تنظیم مقررات		
	کشورهای توسعه یافته	کشورهای در حال توسعه آسیایی	شوروی سابق و اروپای شرقی
1989	بریتانیا		
1990		مالزی	
1991	نروژ		
1992	ایالات متحده امریکا	آرژانتین، پرو	
1993			
1994		کلمبیا، بولیوی	مجارستان، اوکراین
1995	استرالیا، کانادا، فنلاند، پرتغال	مکزیک، نیکاراگوئه	
1996	نیوزلند، سوئد، آفریقای جنوبی	برزیل، کاستاریکا، گواتمالا، پاناما، السالوادور	قرقیزستان
1997	اسپانیا	اروگوئه	ارمنستان، لهستان، گرجستان
1998	دانمارک، آلمان	هند	قزاقستان، مولداوی، رومانی
1999	ایتالیا، بلژیک، ایرلند	ونزوئلا	آلبانی
2000	اتریش، فرانسه		لیتوانی
2001	کره	فیلیپین، ترکیه، کامبوج، سنگاپور	جمهوری چک، کرواسی، لتونی
2002		سریلانکا	اسلوواکی
2003		چین	بوسنی، مقدونیه
2004		بنگلادش، تایلند	

2005	ویتنام		
------	--------	--	--

جدول (2-1): رگولاتورهای صنعت توزیع برق کشورهای اروپایی [3]

ردیف	کشور	رگولاتور	ردیف	کشور	رگولاتور	ردیف	کشور	رگولاتور	ردیف	کشور	رگولاتور
1	اتریش	E-control	8	فرانسه	CRE	15	لیتوانی	REGUL A	22	اسلوواکی	URSO
2	بلژیک	CREG	9	آلمان	BNetz A	16	لوگزامبورگ	ILR	23	اسلوونی	AGEN
3	بلغارستان	DKER	10	یونان	RAE	17	هلند	DTe	24	اسپانیا	CNE
4	جمهوری چک	ERU	11	مجارستان	MEH	18	نروژ	NVE NordREG	25	سوئد	EMI NordREG
5	دانمارک	DERA NordREG	12	ایرلند	CER NIAUR	19	لهستان	URE	26	سوئیس	BFE
6	استونی	ETI	13	ایتالیا	AEEG	20	پرتغال	ERSE	27	انگلستان	OFGEM
7	فنلاند	EMV NordREG	14	لتونی	VEI	21	رومانی	ANRE			

نقش تنظیم مقررات در صنعت برق به ویژه توزیع برق این است که منافع هر دو گروه سرمایه گذاران و مصرف کنندگان را تأمین کند که این مورد در مواقعی که یک تحول اقتصادی در پیش است بسیار اهمیت دارد. وظیفه نهاد تنظیم مقررات برای سرمایه گذاری، اطمینان بخشی به سرمایه گذار جهت جذب سرمایه در بلند مدت است و برای مصرف کننده وظیفه آن اطمینان بخشی به وی در جهت عرضه مطمئن برق است. به عنوان مثال، تضمین حقوق مالکیت، تنظیم مقررات برای کسب و کارها، تنظیم مقررات قیمت گذاری (در صورت لزوم یارانه ای)، قوانین مربوط به جذب سرمایه گذاری خارجی در صنعت توزیع برق و مواردی نظیر صرفه جویی های انرژی و به کارگیری انرژی های تجدیدپذیر از جمله وظایف نهاد رگولاتوری است.

یکی از مهم‌ترین ویژگی‌های نهاد تنظیم مقررات در تمام کشورهای دنیا، مستقل بودن آن نهاد است و منظور از استقلال نیز این است که اولاً، وضع قوانین از هرگونه فشار (چه از جانب دولت و چه از جانب بازیگران) به دور باشد، ثانیاً قوانین با مرور زمان دستخوش تغییرات نشوند. البته به این معنا نیست که این قوانین همواره در طول زمان بدون تغییر باقی بماند و به عنوان مثال با پیشرفت فناوری یا تغییر شرایط بازار اصلاح نشوند، بلکه بیشتر تغییر این قوانین به واسطه فشارهای سیاسی مدنظر است.

در مجموع، نهاد تنظیم مقررات، نهادی است که منافع سرمایه‌گذاران و مصرف‌کنندگان صنعت برق را با تدوین و اجرای مقررات مؤثر تأمین می‌کند. این نهاد بهتر است مستقل باشد و به دور از فشارهای بازیگران صنعت برق و دولت، مقررات مناسب را تنظیم نماید.

4-1- جمع‌بندی

در این فصل، بهره‌بردار سیستم توزیع، خرده فروش و رگولاتور به عنوان بازیگران اصلی حوزه تلفات توزیع برق معرفی شدند. این بازیگران مسئولیت‌های مختلفی در حوزه تلفات توزیع برق بر عهده دارند که نحوه تعاملات بازیگران در حوزه تلفات توزیع در فصل‌های بعد مورد بررسی قرار خواهد گرفت. در جدول (3-1)، اطلاعاتی در مورد تعداد بازیگران در کشورهای مختلف ارائه شده است.

جدول (3-1): تعداد بازیگران حوزه تلفات توزیع برق در کشورهای مختلف

انگلستان	آلمان	فرانسه	سوئد	هند	ترکیه	فیلیپین
14	4 و شرکت‌های دیگر	95% ERDF	180	51	21	138
20	4 و شرکت‌های دیگر	9	124	-	206	-
Ofgem	BNetzA	CRE	Ei	ERC	EMRA	ERC
رگولاتور						

فصل دوم

تعریف واژگان در تعاملات بازیگران حوزه تلفات توزیع برق

مقدمه

در این فصل، واژگان مورد استفاده در تعاملات بازیگران حوزه تلفات توزیع برق مشخص می‌شوند. به همین منظور، تعاریفی مانند پایش تلفات، گزارش دهی تلفات، تأمین تلفات انرژی و ارزیابی و سیاست گذاری تلفات در بخش توزیع برق ارائه می‌شود. در فصل بعد، از این تعاریف برای تعیین نحوه تعاملات بازیگران حوزه تلفات توزیع برق استفاده می‌شود.

2-1- پایش تلفات

تلفات توان می‌تواند به روش‌های مختلفی تعیین شود: با اندازه گیری مستقیم انرژی تزریق شده و خروجی، تخمین تلفات به وسیله محاسبات یا استفاده از روابط تجربی. در روش اندازه‌گیری، تلفات از تفریق انرژی خروجی و تزریق شده به دست می‌آید. علاوه بر روش‌های ذکر شده، کشورهای انگلستان و یونان محاسبات اضافی برای بخش‌های خاصی از شبکه دارند. در آلمان، هر روشی برای استخراج مقدار تلفات مجاز است و این روش‌ها می‌تواند شامل تخمین، ارزیابی و محاسبات باشد [5].

براساس مقادیری که در پرسشنامه‌های جمع آوری شده از کشورها در مرجع [5] ارائه شده است، تلفات کل در یک کشور برابر با اختلاف بین انرژی تزریق شده و انرژی خروجی نیست. این را می‌توان به خطا در جمع آوری داده‌ها نسبت داد، نظیر به حساب نیاوردن هر بهره بردار شبکه در یک کشور. برای مثال، فرانسه تنها داده‌های بزرگ‌ترین بهره برداران سیستم توزیع را قبول می‌کند که شامل حدود 95 درصد از کل تلفات آن‌ها است.

در سطوح ولتاژ بالا، از آنجایی که پخش توان بر روی این سطوح ولتاژ اندازه گیری می‌شوند، بیشتر کشورها تلفات را از طریق اندازه گیری تعیین می‌کنند. در سطوح ولتاژ متوسط و ضعیف، تلفات اغلب محاسبه می‌شود. به هر حال، اندازه گیری یا محاسبه تلفات در سطوح ولتاژی خاص، وابسته به در دسترس بودن کنتورها در محل‌های خاص است. آلمان، انگلستان، لهستان و رومانی این چنین هستند. گاهی اوقات، تصمیم گیری برای اندازه گیری یا محاسبه بستگی به نوع مشترک در آن سطح ولتاژ دارد. در کرواسی، تلفات باید برای مشترکان مسکونی ولتاژ پایین محاسبه شود در حالیکه مشترکان غیر مسکونی ولتاژ پایین حداقل ماهانه اندازه گیری می‌شوند.

در کشورهایی نظیر ایرلند، تلفات کل در سیستم‌های انتقال و توزیع اندازه گیری می‌شود، اما تلفات در هر سطح ولتاژ نیز در داخل سیستم‌های انتقال و توزیع محاسبه می‌شود. در اسپانیا، تلفات در هر سطح ولتاژ اندازه گیری نمی‌شود به دلیل آنکه در چارچوب قانونی مورد نیاز نیست. در فنلاند، تلفات تنها به ازای هر بهره بردار شبکه محاسبه می‌شود، که به این معنی است که دانستن اینکه در چه سطح ولتاژی تلفات رخ داده غیر ممکن است. در نروژ، تمام انرژی به استثنای مواردی نظیر روشنایی عمومی اندازه گیری می‌شود و بنابراین، تمام تلفات اندازه گیری می‌شود. با وجود آگاهی از مصرف برق در سطح ولتاژ برای سال‌های گزارش شده، پرتغال به طور کامل اندازه گیری میزان انرژی تزریق شده بین سطوح ولتاژ متوسط و ضعیف را انجام نمی‌دهد [5].

بیشتر کشورها تعهداتی برای داشتن کنتور در تمام نقاط اتصال دارند. توجه به این نکته مهم است که حتی در کشورهایی که چنین تعهدات قانونی دارند، نیاز نیست که هر مشترک یک کنتور داشته باشد. موارد استثنا از این تعهدات آذیرهای اضطراری، سیستم‌های امنیتی راه آهن، بیلبردها، مدیریت ترافیک، دوربین مدار بسته، تکرار کننده‌های مخابراتی یا آن‌هایی که مبلغ بزرگی برای برق می‌پردازند، هستند. در جمهوری چک، یک مورد استثنای دیگر از اندازه گیری برای مشترکان داشتن قرارداد خروج برق بدون اندازه گیری است اگر بار مصرفی به 1 کیلووات محدود شود [5]. بنابراین، با توجه به توضیحاتی که ذکر شد می‌توان روش‌های محاسبه و ارزیابی تلفات را به سه دسته زیر تقسیم کرد [6]:

- یکی از روش‌های تعیین تلفات شبکه‌های الکتریکی، روش مدل سازی است. در این روش، با انجام مطالعات بار و تعیین ضریب بار و استفاده از مدل‌های ضریب تلفات بر حسب ضریب بار و در نظر گرفتن توان ماکزیمم، تلفات انرژی در یک دوره زمانی تخمین زده می‌شود. تنوع مدل‌ها و تأثیر شکل منحنی بار (به خصوص در ضریب بارهای مساوی) بر روی ضریب تلفات، از مشکلات این روش است.
- روش دیگر تعیین تلفات، محاسبه با توجه به اجزای تشکیل دهنده تلفات در شبکه است. محاسبه تلفات بارداری و بی باری ترانسفورماتورها و تلفات اهمی فیدرها از جمله محاسبات در این روش است. خطاهای این روش عدم وجود اطلاعات به خصوص در بخش فشار ضعیف و همچنین تغییر لحظه ای مقاومت نسبت به دما اشاره کرد.

• یکی از روش‌های ساده تعیین تلفات انرژی، تفاضل انرژی ورودی و خروجی اندازه گیری شده می‌باشد. این روش موقعی می‌تواند کاربرد داشته باشد که در کلیه مبادی ورودی و فیدرهای خروجی لوازم اندازه گیری نصب شده باشد. استفاده از انرژی الکتریکی به صورت برق‌های غیرمجاز و دستکاری کنتور از عوامل مؤثر خطا در این روش است.

2-2- گزارش دهی تلفات

تلفات شبکه توزیع با مؤلفه‌های تلفات فنی و غیرفنی باید به صورت ماهانه محاسبه شود و با چرخه صدور صورتحساب اتخاذ شده توسط شرکت توزیع برق تطابق داشته باشد. همچنین، تلفات سیستم توزیع با مؤلفه‌های تلفات فنی و غیرفنی باید به صورت سالانه توسط شرکت توزیع برق به رگولاتور گزارش شود. شرکت توزیع باید تلفات فنی فوق توزیع و پست‌ها را نیز به صورت جدا از تلفات فنی فیدر گزارش کند. بعلاوه، گزارش‌های تلفات سیستم می‌توانند از طریق فرمت استاندارد از پیش تعیین شده و یا از طریق سامانه ارسال شوند.

2-3- تأمین تلفات انرژی

تأمین تلفات به منظور پوشش تلفات انرژی یکی از نگرانی‌های اصلی در تمام طرح‌های تنظیم مقررات اروپا برای بهره برداران سیستم الکتریکی است.

مقررات 2009/72/EC بهره برداران سیستم الکتریکی را ملزم به تأمین انرژی برای پوشش تلفات براساس رویکرد شفاف، غیر تبعیض آمیز و مبتنی بر بازار می‌کند.

براساس چارچوب نظارتی ایجاد شده در هر کشور، روش‌های مختلفی استفاده شده است. در بیشتر کشورها، بهره برداران شبکه مسئول تأمین تلفات هستند، اما در برخی دیگر، تأمین تلفات وظیفه خرده فروشان است. بنابراین، دو روش برای پوشش تلفات وجود دارد [5].

2-4- ارزیابی و سیاست گذاری تلفات

تدوین مقررات ارزیابی تلفات بخش توزیع برق و همچنین نظارت بر اجرای این مقررات نیز می‌تواند یکی از موضوعات مهم حوزه تلفات توزیع برق باشد. در این مورد، صحت سنجی داده‌های تلفات ارسالی نیز بسیار با اهمیت است. همچنین، سیاست گذاری‌های صورت گرفته از جانب رگولاتور به منظور کاهش تلفات بخش توزیع برق می‌تواند در ایجاد انگیزه بر روی بازیگران حوزه تلفات توزیع مؤثر باشد. بنابراین، به منظور کاهش هزینه‌ها و بهبود کارایی در بخش توزیع برق، یک دوره نظارتی 3 تا 8 ساله در کشورهای مختلف تعیین می‌شود تا سیاست‌های کاهش تلفات در طی یک دوره نظارتی اجرا و مورد ارزیابی قرار گیرد.

2-5- جمع‌بندی

با توجه به مطالب گفته شده در این فصل، تعاریف پایش تلفات، گزارش دهی تلفات، تأمین تلفات انرژی و ارزیابی و سیاست گذاری تلفات مشخص گردید. از این تعاریف، به منظور تعیین تعاملات بازیگران حوزه تلفات توزیع برق استفاده خواهد شد.

فصل سوم

نحوه تعاملات بازیگران حوزه تلفات توزیع برق

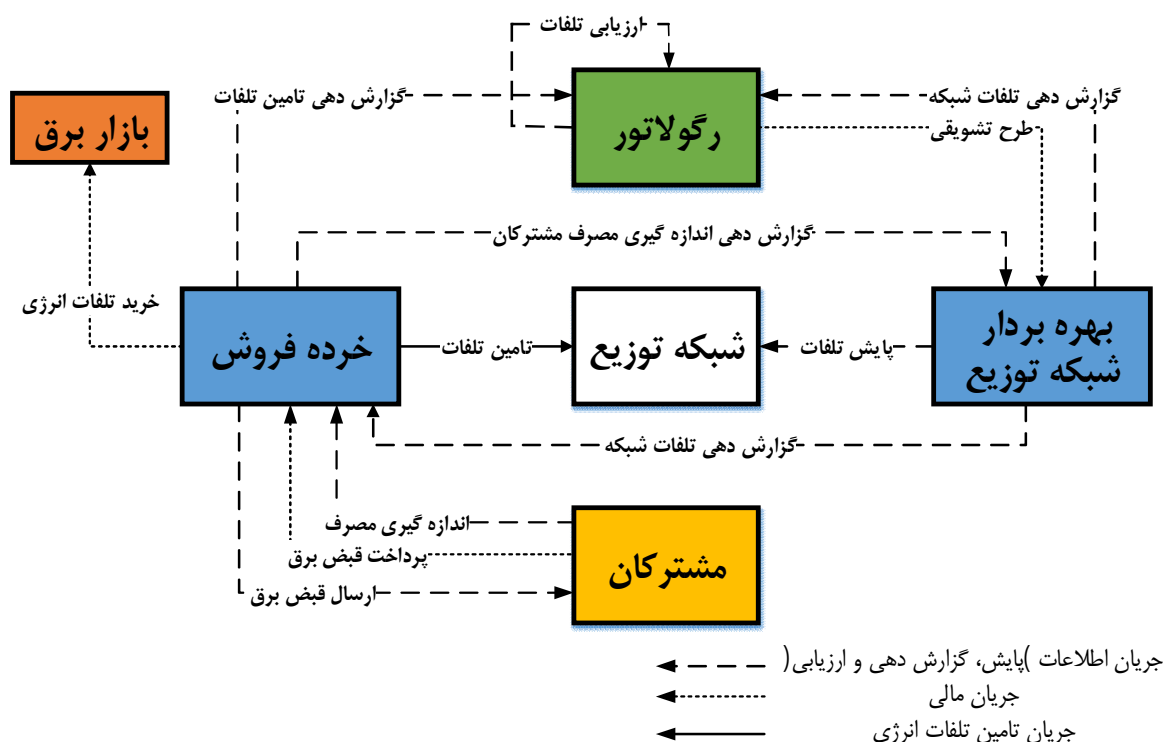
مقدمه

پس از مشخص شدن تعاریف و مفاهیم پایش تلفات، گزارش دهی تلفات، ارزیابی تلفات و تأمین تلفات انرژی، نیاز است تا مسئول هر یک از این تعاریف نیز مشخص گردد. در ادامه این فصل، مدل‌های عملکردی حوزه تلفات که به سه روش تفکیک شده است، معرفی می‌گردد و نحوه تعاملات بازیگران حوزه تلفات توزیع برق مشخص می‌گردد.

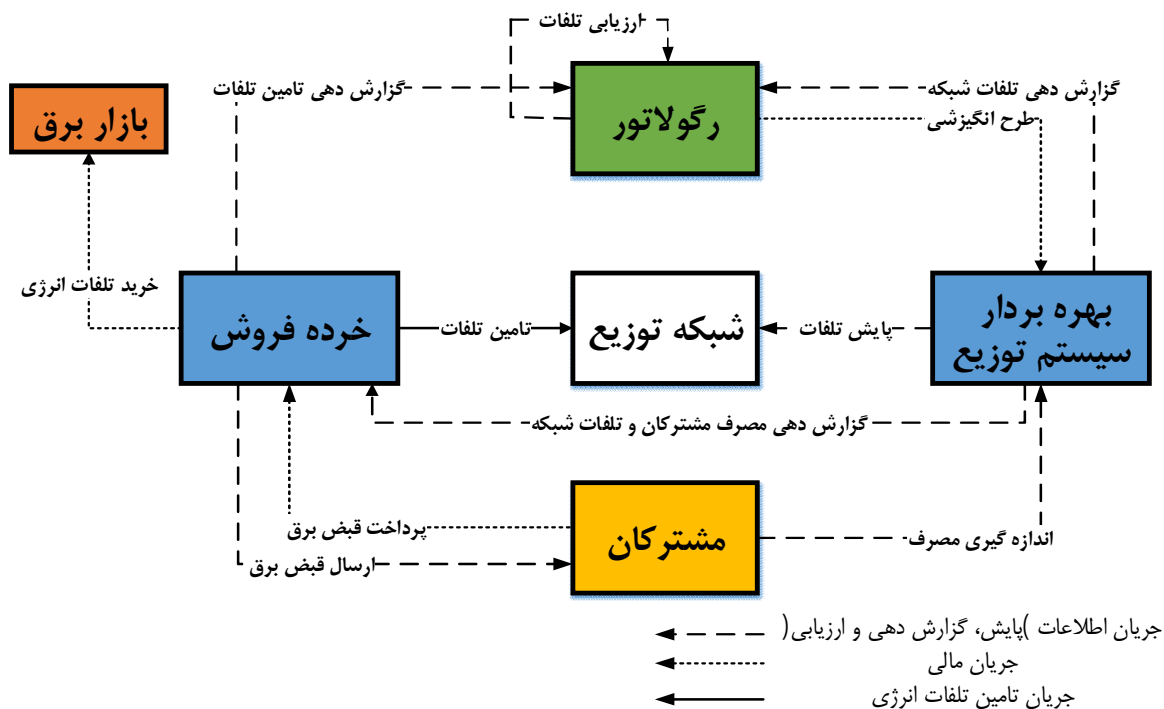
3-1- تعاملات بازیگران حوزه تلفات توزیع برق

تعاملات بازیگران حوزه تلفات توزیع برق می‌تواند به سه مدل متفاوت باشد که در شکل‌های (3-1) تا (3-3) نشان داده شده است. در شکل (3-1)، اندازه‌گیری مصرف مشترکان توسط خرده فروش صورت می‌پذیرد. خرده فروش باید اطلاعات مرتبط با مصرف مشترکان را برای رگولاتور و بهره‌بردار شبکه توزیع ارسال کند. بعلاوه، خرده فروش وظیفه تأمین تلفات انرژی را نیز برعهده دارد که خرید تلفات انرژی از بازار برق صورت می‌پذیرد که برای پرداخت هزینه تلفات انرژی توسط مشترک، تعرفه ای وجود ندارد. همچنین، بهره‌بردار شبکه توزیع وظیفه پایش تلفات شبکه توزیع و گزارش دهی تلفات به رگولاتور و خرده فروش را برعهده دارد. رگولاتور نیز با ارزیابی گزارش‌های ارسالی بهره‌بردار شبکه توزیع و خرده فروش، سیاست‌های مناسب شامل طرح‌های تشویقی را برای ایجاد انگیزه در بهره‌بردار شبکه توزیع به منظور کاهش تلفات شبکه توزیع اتخاذ می‌کند. مدل عملکردی الف در کشور انگلستان پیاده سازی می‌شود. در شکل (3-2)، اندازه‌گیری مصرف مشترکان توسط بهره‌بردار سیستم توزیع صورت می‌پذیرد. خرده فروش نیز وظیفه تأمین تلفات انرژی را نیز برعهده دارد که خرید تلفات انرژی از بازار برق صورت می‌پذیرد که برای پرداخت هزینه تلفات انرژی توسط مشترک، تعرفه ای وجود ندارد. بعلاوه، خرده فروش باید اطلاعات مرتبط با تأمین تلفات انرژی را برای رگولاتور ارسال کند. همچنین، بهره‌بردار سیستم توزیع وظیفه پایش تلفات شبکه توزیع و گزارش دهی تلفات به رگولاتور و خرده فروش را برعهده دارد. رگولاتور نیز با ارزیابی گزارش‌های ارسالی بهره‌بردار شبکه توزیع و خرده فروش، سیاست‌های مناسب شامل طرح‌های انگیزشی (طرح پاداش و جریمه) را برای ایجاد انگیزه در بهره‌بردار سیستم توزیع به منظور کاهش تلفات شبکه توزیع اتخاذ می‌کند. در مدل‌های عملکردی الف و ب به دلیل آنکه خرده فروش وظیفه تأمین تلفات انرژی را دارد، رگولاتور سیاست‌های مورد نظر را بر روی بهره‌بردار اجرا می‌کند. مدل

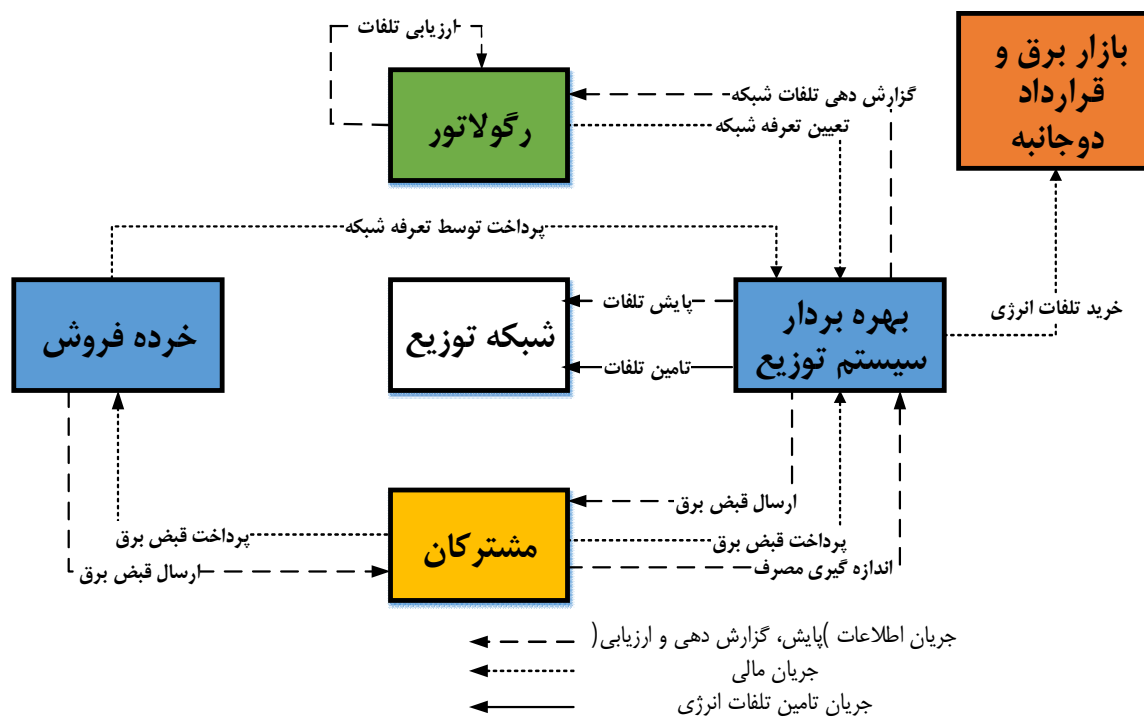
عملکردی ب نیز در کشورهای اسپانیا و پرتغال اجرا می‌شود. در شکل (3-3)، اندازه گیری مصرف مشترکان توسط بهره بردار سیستم توزیع صورت می‌پذیرد. همچنین، بهره بردار سیستم توزیع وظیفه تأمین تلفات انرژی را برعهده دارد که خرید تلفات انرژی از بازار برق و یا از طریق قراردادهای دوجانبه صورت می‌پذیرد که پرداخت هزینه تلفات انرژی توسط تعرفه شبکه صورت می‌پذیرد. علاوه، بهره بردار سیستم توزیع وظیفه پایش تلفات شبکه توزیع و گزارش دهی تلفات به رگولاتور را نیز برعهده دارد. رگولاتور نیز با ارزیابی گزارش‌های ارسالی بهره بردار سیستم توزیع، سیاست‌های مناسب شامل تعیین نرخ مجاز تلفات را برای ایجاد انگیزه در بهره بردار سیستم توزیع به منظور کاهش تلفات شبکه توزیع اتخاذ می‌کند. در مدل ج، بهره بردار سیستم توزیع وظیفه تأمین تلفات انرژی را برعهده دارد و معمولاً در این حالت، رگولاتور نرخ مجاز تلفاتی را برای بهره بردار سیستم توزیع تعیین می‌کند. این مدل عملکردی در بیشتر کشورهای اروپایی، ترکیه و هند صورت می‌پذیرد.



شکل (3-1): مدل عملکردی الف



شکل (2-3): مدل عملکردی ب



شکل (3-3): مدل عملکردی ج

3-2- نحوه تعاملات بازیگران حوزه تلفات توزیع برق

3-2-1- مسئول پایش تلفات

در بیشتر کشورها، مسئول پایش تلفات شبکه توزیع بهره بردار سیستم توزیع است. در بحث پایش تلفات، یکی از موارد مهم اندازه گیری مصرف مشترکان است. در بسیاری از کشورها بهره بردار سیستم توزیع مسئول اندازه گیری مصرف مشترکان است، اما در کشور انگلستان مسئولیت اندازه گیری مصرف مشترکان برعهده خرده فروش برق می باشد. در این حالت، بهره بردار سیستم توزیع باید مقدار انرژی ورودی به شبکه توزیع و مقدار انرژی فروخته شده به مشترکان را اندازه گیری و محاسبه نماید. همچنین، با توجه به مطالب ذکر شده در فصل قبل، برای تعیین تلفات در شبکه‌های فشار ضعیف می‌تواند از روش‌های تخمین استفاده کند.

3-2-2- مسئول گزارش‌دهی تلفات

پس از پایش تلفات توسط بهره‌بردار سیستم توزیع، گزارش‌های تلفات به صورت سالانه برای رگولاتور ارسال می شود. از جمله الزامات گزارش دهی خلاصه سالانه مقادیر انرژی و پارامترهای شبکه است. منظور از پارامترهای شبکه، تعداد کل مشترکان، طول خطوط فشار متوسط و فشار ضعیف، تعداد ترانسفورماتورها و ظرفیت آن‌ها، پیک تقاضا و غیره است. همچنین، کل انرژی ورودی به شبکه توزیع و انرژی فروخته شده به مشترکان نیز باید به رگولاتور ارسال شود.

3-2-3- مسئول تأمین تلفات انرژی

در بسیاری از موارد در اروپا، هزینه‌ها برای تلفات به مصرف کنندگان منتقل می‌شود، که باعث می‌شود بهره برداران سیستم هیچ انگیزه ای برای کاهش تلفات شبکه نداشته باشند. اقدامات مناسبی باید برای ایجاد انگیزه در بهره برداران سیستم برای کاهش تلفات انجام شود یا حداقل تلفات را در سطوح پایین نگه دارند. علاوه، روش‌های تنظیم مقررات مختلفی برای تلفات فنی و غیرفنی می‌تواند اجرا شود تا به کارآمدی طرح‌های نظارتی کمک کند [5].

3-2-3-1- بهره بردار سیستم توزیع¹، مسئول تأمین تلفات

در این مورد، مسئولیت با بهره برداران سیستم خواهد بود که ملزم به خرید برق برای پوشش تلفات در شبکه ای که آن‌ها بهره برداری می‌کنند، می‌شوند.

انرژی می‌تواند از روش‌های زیر تأمین شود [5]:

• تبادل توان با روز بعد یا قراردادهای طولانی

• دوجانبه

• توسط مزایده² / مناقصه³ که ژنراتورها یا معامله گران پیشنهاد قیمت خود را ارائه می‌کنند.

به طور معمول از چندین مورد استفاده می‌گردد، برای مثال، ترکیبی از بازار سازمان یافته (قراردادهای بلندمدت یا بازار لحظه ای) و مبادلات دوجانبه (قراردادهای بلندمدت). متوسط هزینه‌های تلفات توسط نهادهای تنظیم مقررات کشوری⁴ تصویب می‌شود و در محاسبات تعرفه استفاده می‌شود.

این حالت در بسیاری از کشورهای عضو شورای رگولاتورهای انرژی اروپا⁵ نظیر اتریش، بلژیک، کرواسی، قبرس، جمهوری چک، دانمارک، استونی، فرانسه، فنلاند، آلمان، مجارستان، ایسلند، ایتالیا، لتونی، لیتوانی، هلند، نروژ، لهستان، رومانی، اسلوونی و سوئد استفاده می‌شود [5].

3-2-3-2- خرده فروش، مسئول تأمین تلفات انرژی

در این مورد، برای پوشش تلفات توان، برق توسط خرده فروشان خریداری می‌شود. هر خرده فروش انرژی خود را خریداری کرده که این انرژی برای جبران سازی تلفات ناشی از مصرف مشترکان آن خرده فروش در همان دوره تزریق

¹ Distribution System Operator (DSO)

² Auctions

³ Tenders

⁴ National Regulatory Authority (NRA)

⁵ Council of European Energy Regulators (CEER)

خواهد شد. همین طور، تلفات تخمین زده شده به صورت قیمت بازار عمده فروشی برای تأمین برق مصرف قیمت گذاری می‌شود.

با تلفات همانند نامتعادلی‌های دیگر ایجاد شده یا رخ داده رفتار می‌شود. در این حال، اختلاف بین تلفات تخمین زده شده و تلفات واقعی شبکه از طریق هزینه تأمین انرژی رزرو از بازار رزرو¹ قیمت گذاری می‌شود. این گزینه در بلژیک (بر روی شبکه انتقال)، انگلستان، ایرلند، پرتغال و اسپانیا استفاده می‌شود [5].

3-3-2-3- روش‌های خرید و قیمت گذاری تلفات انرژی

جدول (1-3) و شکل (4-3) راه حل‌های مختلف اتخاذ شده توسط کشورها برای خرید تلفات و قیمت گذاری ارائه شده است. در بیشتر کشورها ترجیح داده شده است تا هزینه‌های تلفات از طریق تعرفه استفاده از سیستم پوشش داده شود [5].

دو نوع تعرفه برای پوشش هزینه‌های تلفات وجود دارد [7]:

• برای کشورهایی که تلفات از طریق خرده فروش تأمین می‌گردد، تعرفه اختصاصی لزوماً تضمین نمی‌کند که هزینه تأمین تلفات مبتنی بر بازار است. اگر خرده فروش مسئول تأمین تلفات باشد، نیازی نیست که آن در تعرفه شبکه گنجانده شود.

• برای کشورهایی که تلفات از طریق بهره بردار شبکه تأمین می‌گردد، تعرفه‌های شبکه هزینه‌های تأمین تلفات را پوشش می‌دهند. در این حالت، اعمال تعرفه اختصاصی ضروری به نظر نمی‌رسد.

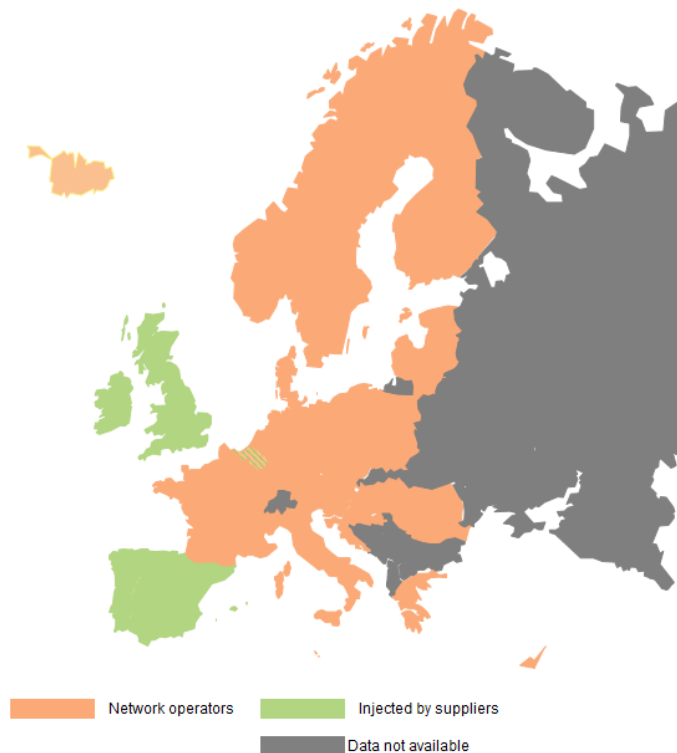
اگر هزینه‌های صورت گرفته برای جبران سازی تلفات در تعرفه شبکه گنجانده شود، شفافیت هزینه‌های تنظیم شده به طور قابل توجهی کاهش می‌یابد. یک تعرفه اختصاصی نیز همه بخش‌های درگیر را قادر می‌سازد تا مسائل را به شیوه ای متمرکزتر بررسی کنند. در هر صورت، مهم‌تر آن است که هزینه‌های تحمیل شده به بهره بردار شبکه قابل پوشش باشند [5]. به عنوان مثال، در اتریش یک تعرفه اختصاصی برای تلفات (تعیین یک قیمت برای تأمین تلفات

¹ Balancing market

شبکه) تعیین شده است. قیمت براساس یک فرمول خاص است که شامل قیمت‌های پیک و پایه می‌باشد. برای سال 2007، قیمت در حدود 55/38 یورو به ازای هر مگاوات ساعت بوده است. در این حالت، محاسبه هزینه تلفات شبکه قابل پرداخت توسط مشترکان شبکه براساس روش‌های مختلفی صورت می‌پذیرد [8].

جدول (1-3): روش‌های واقعی برای خرید و قیمت گذاری تلفات [5]

تعارف‌ها	چطور	چه کسی	
پرداخت توسط تعارف‌های شبکه	تبادل توان یا دوجانبه (توسط مزایده یا مناقصه)	بهره برداران شبکه (TSOها یا DSOها)	کرواسی، قبرس، جمهوری چک، دانمارک، استونی، فنلاند، فرانسه، آلمان، ایتالیا، هلند، مالت، نروژ، لهستان، اسلونی و سوئد
تعارف اختصاصی برای تلفات			اتریش، مجارستان، ایسلند، لتونی، لیتوانی و رومانی
هیچ تعارف ای برای تلفات نیست	بازار عمده فروشی	خرده فروشان	انگلستان، یونان، ایرلند، پرتغال و اسپانیا



شکل (3-4): توزیع جغرافیایی خرید تلفات [5]

3-2-4 - مسئول ارزیابی تلفات

روش نظارت بر تلفات می‌تواند به روش‌های مختلفی صورت پذیرد. از آنجایی که مقررات انگیزشی¹ بر روی DSOهای اروپایی اعمال می‌شود، انتخاب روش نظارتی باید به گونه ای باشد که انگیزه برای بهره برداران سیستم توزیع به منظور کاهش تلفات ایجاد کند (یا در برخی موارد در یک سطح پایین تلفات نگه داشته شود) و همچنین، این مشوق‌ها برای همه DSOها منطقی و مفید باشند. بعلاوه، ممکن است مشوق‌ها به گونه ای معرفی شوند که تضمین کنند، انرژی خریداری شده برای پوشش تلفات در بهترین قیمت است [5].

مشوق‌ها رگولاتورها را قادر می‌سازد تا تضمین کنند که بهره‌برداران سیستم انتقال² و DSOها تمام تصمیمات بهره‌برداری و سرمایه‌گذاری را مقرون به صرفه و با هدف کاهش حجم تلفات توان و هزینه‌های انرژی مورد نیاز برای کاهش تلفات اجرا می‌کنند.

با این حال، برای کارآمد بودن، مشوق‌ها باید اهداف مناسبی را در یک بازه زمانی که مربوط به موضوع کاهش تلفات است، تعیین کنند. اگر مشوق‌ها کارآمد نباشند، منجر به تصمیمات بهره‌برداری و سرمایه‌گذاری ناکارآمد می‌شود و همچنین کاهشی در درآمد بهره‌بردار سیستم رخ خواهد داد اگر اهداف خیلی بالاتر از یک سطح تعیین شوند و همچنین اگر اهداف خیلی پایین تر از سطحی انتخاب شوند سود زیادی به بهره‌بردار خواهد رسید. بنابراین، مشوق‌های مربوطه برای کاهش تلفات باید به درستی تعیین شوند [5].

در بیشتر کشورهای اروپایی مشوق‌ها تنها بر روی DSOها اعمال می‌شوند. به استثنای فرانسه و سوئد، که هم TSO و هم DSO براساس حجم (در هر دو کشور) و قیمت (تنها در فرانسه) تشویق می‌شوند.

بررسی روش‌های نظارتی حال حاضر نشان می‌دهد که مدل‌های نظارتی زیر برای تلفات توان در شبکه‌های انتقال و توزیع استفاده می‌شوند:

- مدل‌های نظارتی مبتنی بر تشویق که هزینه تلفات بخشی از سقف درآمدی کل شرکت است به این معنی که با تلفات همانند مؤلفه‌های دیگر هزینه رفتار می‌شود.

¹ Incentive based regulation

² Transmission System Operator (TSO)

• نرخ مجاز تلفات که در تعرفه‌ها به حساب می‌آید و در یک مقدار حداکثری محدود می‌شود.

• مکانیزم‌هایی که به بهره‌بردار شبکه اجازه می‌دهد تا اگر تلفات شبکه پایین‌تر (یا بالاتر) از یک مقدار مرجع تعیین شده باشد پاداش دریافت کند (یا جریمه شود).

در اتریش، هزینه‌های خرید انرژی برای پوشش تلفات در سنجش کارایی DSOها در نظر گرفته می‌شود. در این کشور حداکثر میزان تلفات باید ارزیابی شود و به طور مداوم به مقادیر پایین‌تر تکامل یابد. در بلژیک، یک سقف درآمدی برای کل هزینه‌ها¹ استفاده می‌شود که شامل هزینه‌های تلفات توان برای DSOها است. در جمهوری چک، حجمی از تلفات به عنوان معیار توسط NRE تعیین می‌شود و سالانه با استفاده از مصرف واقعی سالیانه تنظیم می‌شود. سقف‌های درآمدی تنظیم کرده است که شامل مشوق‌هایی برای کاهش تلفات توان است. در فرانسه، مشوقی برای هم حجم تلفات و هم قیمت خرید برق برای پوشش تلفات وجود دارد و بر روی TSO و DSO اعمال می‌شود. در آلمان، نیرو و اسلوونی، هزینه‌های تلفات جزئی از یک بخش سقف درآمدی می‌باشد. آن بخش (سهم هزینه متغیر) به طور منظم ارزیابی می‌شود. در انگلستان، در زمانی که داده‌های اندازه‌گیری هوشمند در دسترس است، یک مشوق مالی برای تلفات در نظر گرفته شده است. سیاست‌های کنونی به گونه‌ای طراحی می‌شوند تا DSOها را به درک و مدیریت بهتر تلفاتشان از طریق روش‌های نوآورانه و مدیریت داده‌ها تشویق کنند. لهستان طرح‌های مجزایی را برای DSOها و TSOها دارد. برای DSOها، تلفات با استفاده از یک مدل محک زنی تعیین می‌شود و برای TSOها، تلفات در تعرفه‌ها با استفاده از داده‌های گذشته و ضریب بهبود کارایی تعیین می‌شود. اگر بهره‌برداری به سطح کارایی بالاتری دست یابد (تلفات کاهش یابد)، می‌تواند سود کسب کند. مکانیزم تشویقی در پرتغال به DSO اجازه می‌دهد تا در مواردی که تلفات توزیع پایین‌تر / بالاتر از مقدار مرجعی است که NRA سالانه تعیین می‌کند، پاداش دریافت کند / جریمه شود. هلند مقررات مبتنی بر ملاک‌های مطلوب را دارد، که اهداف قبل از وقوع² یک دوره نظارتی و براساس

¹ Total expenditure (Totex)

² Ex-ante

نتایج گذشته تعیین می‌شوند و در مورد DSO ها، متوسط عملکرد به عنوان معیار است. هدف برای TSO توسط محاسبات NRA تعیین می‌شود [5].

3-2-4-1- اجرای طرح‌های انگیزشی کاهش تلفات

در عمل، سه مورد مهم در ارتباط با تلفات می‌تواند جاری باشد. به عنوان مثال، یک فرمول برای سقف درآمد تعیین شده که در زیر آمده است [9]:

$$\begin{aligned} \text{Revt} &= \text{CAPEXt} + \text{OPEXt} - 1 * (1 + \text{RPI} - X) + \text{Inc} * (\text{PerfTarget}, t - \text{PerfActual}, t) \\ \text{CAPEXt} &= \text{RABt} * (1 + \text{RoR}) + \text{Dept} \end{aligned} \quad (1-3)$$

که پارامترهای بصورت زیر تعریف می‌شوند:

Rev درآمد مجاز

CAPEX هزینه‌های سرمایه گذاری

OPEX هزینه‌های عملیاتی

RPI شاخص قیمت خرده فروشی (شاخص اندازه گیری نرخ تورم)

X ضریب رشد بهره وری

Inc مشوق مالی

PerfTarget عملکرد مورد هدف (به عنوان مثال، تلفات به کیلووات ساعت)

PerfActual عملکرد واقعی (به عنوان مثال، تلفات به کیلووات ساعت)

t شاخص زمانی

RAB مقررات دارایی پایه

Dep استهلاک

RoR نرخ بازگشت

مورد اول به مسئولیت خریداری تلفات مربوط است. در برخی کشورها (به عنوان مثال هلند، نروژ) بهره برداران شبکه مسئول خرید تلفات هستند. به طور معمول، هزینه‌های مرتبط در درآمد مجاز¹ قرار می‌گیرند در حالیکه آن‌ها می‌توانند به عنوان بخش‌های قابل کنترل و غیر قابل کنترل در نظر گرفته شوند. در کشورهای دیگر، خرده فروشان مجبور به خریداری تلفات هستند (نظیر پرتغال، اسپانیا) و بنابراین هزینه‌های مرتبط در کنترل قیمت بهره برداران توزیع و تعرفه‌های شبکه مربوطه در نظر گرفته نمی‌شوند.

در مورد دوم برای در نظر گرفتن تلفات در مقررات از طرح‌های تشویقی کاهش تلفات در مقررات سقف قیمت² یا سقف درآمد³ استفاده می‌کنند در مواردی که بهره بردار شبکه مسئول خریداری تلفات نیست. با این وجود، بهره برداران شبکه تشویق به کاهش تلفات می‌شوند و این طرح‌ها در کشورهایی نظیر پرتغال و اسپانیا پیاده می‌شود. این مشوق درآمد مجاز شرکت توزیع برق را با عملکرد بهره بردار شبکه در زمینه تلفات مرتبط می‌کند (ترم سوم معادله بالا). به این ترتیب، درآمد با توجه به اختلاف بین تلفات واقعی شبکه و تلفات مورد هدف شبکه افزایش یا کاهش می‌یابد و در یک قیمت خاص ارزش گذاری می‌شود [9].

مورد سوم مرتبط با رفتار واقعی هزینه‌های مربوط به تلفات در کنترل قیمت است (ترم‌های اول و دوم معادله بالا). برای هزینه‌های مرتبط با هزینه‌های عملیاتی⁴، آن‌ها می‌توانند به صورت هزینه‌های غیر قابل کنترل در نظر گرفته شوند (به عنوان مثال آلمان)، که از طریق مصرف کنندگان پرداخت می‌شود، یا به عنوان هزینه‌های قابل کنترل (نظیر دانمارک) که آن‌ها را مرتبط با شاخص بهره وری X می‌کند. برای هزینه‌های مرتبط با هزینه‌های سرمایه گذاری⁵، هزینه‌های مرتبط با سرمایه گذاری در تجهیزات کارآمد انرژی می‌تواند به عنوان بخشی از هزینه مجاز (به عنوان مثال

¹ Allowed revenue

² Price cap

³ Revenue cap

⁴ Operational Expenditure (OPEX)

⁵ Capital Expenditure (CAPEX)

DSOهای انگلستان) باشند که اجازه کسب بازگشت سرمایه¹ را می‌دهد [9]. جدول (2-3)، اجرای طرح‌های تشویقی کاهش تلفات را در کشورهای مختلف نشان می‌دهد.

جدول (2-3): پیاده سازی طرح‌های تشویقی در کشورهای مختلف

کشور	مسئول تأمین تلفات		سطح استاندارد یا مرجع		مشوق کاهش تلفات	
	بهره بردار	خرده فروش	بله	خیر	هزینه‌های عملیاتی	پاداش یا جریمه
					قابل کنترل	غیر قابل کنترل
اسپانیا	*	*	*			*
پرتغال	*	*	*			*
سوئد	*			*	*	*(از 2016 به بعد)
فنلاند	*			*	*	
نروژ	*			*	*	
دانمارک	*			*	*	
انگلستان		*		*		*
هند	*				*	
ترکیه	*		*		*	
فیلیپین	*		*			*
آلمان	*			*	*	
فرانسه	*		*		*	

بنابراین، با توجه به مهم بودن درک هزینه‌های عملیاتی، توضیحاتی در مورد در نظر گرفتن هزینه تلفات به صورت هزینه‌های عملیاتی (قابل کنترل و غیرقابل کنترل) ارائه می‌شود که مربوط به کشورهای نوردیک است.

3-2-4-2- هزینه تلفات به صورت هزینه‌های عملیاتی در کشورهای نوردیک

هزینه‌های عملیاتی می‌تواند به هزینه‌های قابل کنترل و غیرقابل کنترل تقسیم شود. به این معنی که هزینه‌هایی که شرکت دارد ممکن است تأثیر چندانی در کوتاه مدت نداشته باشد. این نوع از هزینه‌ها اغلب به رگولاتور مربوط می‌شود. تعریف مقرراتی هزینه‌های عملیاتی بین کشورهای نوردیک متفاوت است. کشورهای نوردیک یک نگاه مشترک به هزینه‌های عملیاتی دارند، ولی مدل تصمیم‌گیری بر روی سطح هزینه‌های منطقی متفاوت است [10].

¹ Return on capital

• هزینه‌های عملیاتی مجموع هزینه‌های غیرقابل کنترل و قابل کنترل است.

o هزینه‌های غیر قابل کنترل مرتبط با هزینه‌هایی است که DSO به سختی می‌تواند بر آن‌ها تأثیر

بگذارد. برای مثال، هزینه خرید تلفات انرژی و هزینه‌های اضطراری.

o هزینه‌های قابل کنترل مرتبط با هزینه‌های بهره برداری دیگر است که DSO می‌تواند آن‌ها را

کنترل کند. این هزینه‌ها شامل تمام هزینه‌های مرتبط با بهره برداری شبکه می‌شود.

• هزینه‌های سرمایه گذاری شامل استهلاک و بازگشت سرمایه است.

o دارایی‌های پایه تحت نظارت مجموع تمام مقادیر خرید فعلی¹ است که با توجه به دستورالعمل

Ei گنجانده شده است. دارایی پایه ورودی برای محاسبه هزینه‌های سرمایه گذاری است.

در کشور سوئد، سهم بین گروه‌های مختلف هزینه بین DSO ها و سال‌های مختلف متفاوت است. به طور متوسط،

سهم هزینه‌های قابل کنترل 23 درصد، هزینه‌های غیرقابل کنترل 33 درصد و هزینه‌های سرمایه گذاری 44 درصد

است [11].

o دانمارک

برای هر بهره بردار سیستم توزیع، هزینه‌های ضروری به صورت سطحی از هزینه‌های عملیاتی، استهلاک و

هزینه‌های سرمایه گذاری مرتبط با بهره برداری مناسب از شبکه توزیع در سال 2004 تعریف می‌شوند. هر سال، سقف

درآمد یک بهره بردار سیستم توزیع اساساً توسط قیمت هزینه‌های لازم تنظیم شده برای بهره بردار سیستم توزیع در

سال 2004 تعیین می‌شود.

برای هر بهره بردار سیستم توزیع، هزینه‌های تلفات شبکه از سال 2004 برابر با تلفات فیزیکی واقعی اندازه گیری

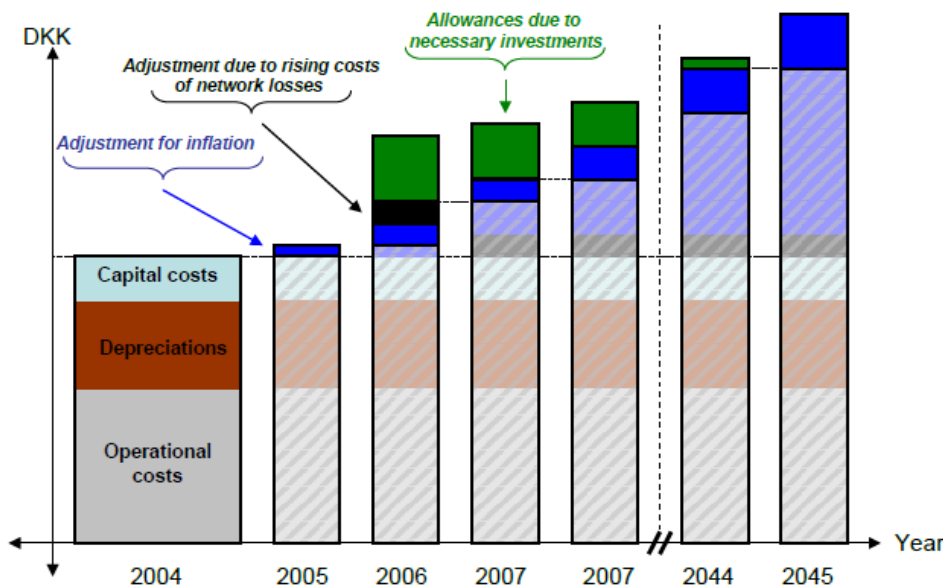
شده به کیلووات ساعت که در قیمت برق ضرب می‌شود، بوده است. این هزینه به عنوان بخشی از هزینه‌های عملیاتی

در سقف درآمد اولیه بهره برداران سیستم توزیع قرار می‌گیرد. بنابراین، هزینه‌های تلفات شبکه بخشی از هزینه‌های

لازم از سال 2004 هستند که سالانه قیمت تنظیم می‌شود تا سقف درآمد بهره برداران سیستم توزیع برای هر سال

¹ Present Purchase Values (PPV)

مشخص شود. اگر قیمت برق بیشتر از شاخص قیمتی (قیمت تنظیم شده) که برای سقف درآمد بهره برداران سیستم توزیع اعمال می شود افزایش یابد، بهره برداران سیستم توزیع افزایشی در سقف درآمدشان دریافت می کنند که در شکل (5-3) نشان داده شده است. به بیان دیگر سقف درآمد بهره بردار سیستم توزیع برای نوسانات تلفات شبکه تنظیم نمی شود. بنابراین، یک بهره بردار سیستم توزیع اجازه دارد تا تمام سود اقتصادی ناشی از کاهش تلفات شبکه خود را در مقایسه با تلفات فیزیکی که بهره بردار سیستم توزیع در سال 2004 داشته است نگه دارد. این مورد برای بهره برداران سیستم توزیع یک انگیزه اقتصادی ایجاد می کند تا تلفات را کاهش دهند [10].



شکل (5-3): ارتباط بین سرمایه گذاری های لازم، تلفات شبکه و سقف درآمد [10]

o فنلاند

در مدل مقرراتی فنلاند بخشی از هزینه های عملیاتی قابل کنترل در نظر گرفته می شوند. هزینه های عملیاتی قابل کنترل قبل از شروع دوره نظارتی تعریف می شوند. تلفات شبکه نیز به هزینه های توزیع¹ (هزینه پرداخت شده به شرکت هایی که از شبکه برق بهره برداری و نگهداری می کنند) مربوط می شود و هیچ هدف بهره وری برای آن ها وجود ندارد.

¹ Distribution cost (pass through costs)

تلفات در تعرفه‌های شبکه در نظر گرفته می‌شود. همچنین، هیچ مشوق نظارتی برای تلفات در فنلاند اعمال نمی‌شود. تنها خرید تلفات به صورت قانونی تعریف شده است و باید از روش‌های مبتنی بر بازار استفاده شود [10].

0 نروژ

تلفات شبکه از اختلاف بین ورودی اندازه‌گیری شده و خروجی اندازه‌گیری شده (مگاوات ساعت) محاسبه می‌شود. هزینه‌های مرتبط با تلفات شبکه در هزینه‌های پایه در نظر گرفته می‌شود. برای محاسبه هزینه‌ها، NVE از قیمت‌های مرجع برق به صورت سالانه استفاده می‌کند. این قیمت‌ها براساس حجم وزن دهی شده ماهانه قیمت‌های لحظه‌ای در هر منطقه محاسبه می‌شوند. قیمت‌های لحظه‌ای ماهانه در هر منطقه از بازار نورد جمع‌آوری می‌شوند و وزن دهی آن‌ها براساس حجم مصرف ماهانه است که از آمارهای منتشر شده توسط NVE جمع‌آوری می‌گردد. در نروژ در حال حاضر پنج منطقه قیمت‌گذاری شده وجود دارد و قیمت مرجع مربوطه برای هر شرکت براساس منطقه‌ای که شرکت فعالیت می‌کند انتخاب می‌شود.

هزینه‌های بهره‌برداری و تعمیر و نگهداری قابل کنترل اساساً شامل هزینه‌های پرسنل و تجهیزات می‌شوند. یک شرکت هنگامی که مشترک کیفیت یا خدمات بیشتری را درخواست می‌کند می‌تواند هزینه‌های بیشتری از مشترک دریافت کند، که این موارد خارج از درآمد واقعی شرکت دیده می‌شود.

هزینه‌های مرتبط با تلفات شبکه نیز شامل هزینه‌های شرکت‌ها می‌شود که از قیمت‌های مرجع برق سالانه استفاده می‌کنند. در مدل‌های محک زنی، تنها هزینه‌های تلفات شبکه در نظر گرفته می‌شوند. هزینه‌های محاسبه شده تلفات شبکه 100 درصد پوشش داده می‌شود و از مدل‌های محک زنی استخراج می‌شوند، زیرا حجم تلفات تنها وابسته به تصمیمات شرکت نیست و عوامل خارجی نیز شبکه را تحت تأثیر قرار می‌دهند [10].

• تعرفه‌ها و مقررات

تعرفه‌ها در نروژ به دو دسته تقسیم می‌شوند: تعرفه‌های وابسته به استفاده فعلی و تعرفه‌های دیگر [10].

قانون اصلی این است که تعرفه وابسته¹ تنها باید تلفات را پوشش دهد. در شبکه توزیع، تعرفه وابسته همچنین می تواند بخشی از هزینه های ثابت را پوشش دهد. در شبکه هایی با ظرفیت محدود، یک تعرفه ظرفیت نیز می تواند معرفی شود. تعرفه های دیگر باید تمام هزینه های باقیمانده که از طریق تعرفه وابسته پوشش داده نمی شوند را پوشش دهد. تعرفه ثابت در شبکه توزیع می تواند با معیارهای مورد هدف مرتبط با شبکه متفاوت باشد.

0 سوئد

تلفات شبکه از منظر قانونی به صورت هزینه های قابل کنترل شناخته می شود. در کوتاه مدت (دوره نظارتی)، بهره برداران سیستم توزیع فرصت محدودی دارند تا هزینه هایشان بر روی تلفات شبکه تأثیر بگذارد و بنابراین تلفات به صورت هزینه های غیر قابل کنترل هستند. همچنین، تلفات فیزیکی برق قابل کنترل هستند. در درازمدت ممکن است تلفات از طریق مناقصه و یا از طریق سرمایه گذاری در شبکه کنترل شود. تلفات شبکه برای دوره اول نظارتی به عنوان هزینه غیر قابل کنترل دیده می شود. قوانین برق بیان می کند که برق مورد نیاز برای جبران تلفات به صورت رقابتی عرضه می شود. شرکت باید برق مورد نیاز برای تلفات را به صورت آزاد، شفاف و در بازار عرضه کند. این هزینه ها ممکن است خارج از سقف درآمدی شرکت ها بررسی شود و این هزینه های تلفات از نوع هزینه های توزیع هستند [10].

0 تفاوت ها و شباهت ها

هزینه های تلفات شبکه از روش های مختلفی صورت می پذیرد. در دانمارک هزینه برای تلفات به عنوان هزینه های ضروری در نظر گرفته می شود و به طور کامل در سقف درآمد لحاظ می شوند. افزایش قیمت در برق سقف درآمد را افزایش خواهد داد. به بیان دیگر سقف درآمد کم تنظیم نمی شود اگر تلفات فیزیکی کاهش یابد. بنابراین، بهره بردار سیستم توزیع از مزایای کامل کاهش تلفات در شبکه بهره می برد و با افزایش در تلفات نیز با کاهش درآمد روبرو می شود. در اینجا یک انگیزشی برای کاهش تلفات گذاشته شده است [10].

در فنلاند و سوئد تلفات به صورت هزینه های توزیع در نظر گرفته می شوند و هیچ هدف بهره وری برای این هزینه ها وجود ندارد. تلفات در سوئد به صورت هزینه های غیر قابل کنترل در محاسبه سقف درآمدی در نظر گرفته می

¹ Dependent tariff

شد. قوانین برق بیان می‌کند که برق برای جبران تلفات به صورت رقابتی عرضه می‌شود. رسیدگی به این که بهره بردار سیستم توزیع برق را برای تلفات می‌خرد می‌تواند جداگانه به عنوان یک فعالیت انجام شود.

در نروژ تلفات در سقف درآمد با استفاده از قیمت‌های مرجع برق سالانه وارد می‌شود. اگر بهره بردار سیستم توزیع بتواند برق را با قیمت پایین تر از قیمت مرجع خریداری کند، سود دریافت می‌کند. همچنین، هزینه‌های تلفات در مدل‌های محک زنی نیز در نظر گرفته می‌شوند. سقف درآمد نیز از 40 درصد هزینه‌های واقعی بهره بردار سیستم توزیع و 60 درصد از سطح هزینه بهره برداری مناسب توسط DSO تشکیل شده است. اگر DSO به دلیل تحلیل‌های محک زنی به صورت مناسب فعالیت کند، 100 درصد هزینه‌هایش پوشش داده می‌شود [10].

3-3- جمع‌بندی

با توجه به مطالب گفته شده در این فصل، مسئول تأمین تلفات در کشورهای مختلف بهره بردار توزیع برق و یا خرده فروش خواهد بود. در کشورهایی که مسئول خرید تلفات بهره برداران هستند، هزینه‌های مرتبط با تلفات در مقررات سقف درآمدی آن‌ها قرار خواهد گرفت که شامل هزینه‌های عملیاتی (قابل کنترل و غیرقابل کنترل) و سرمایه گذاری بهره بردار توزیع برق می‌باشد. همچنین، در کشورهایی که خرده فروش مسئول تأمین تلفات است، طرح‌های تشویقی کاهش تلفات در مقررات سقف درآمدی بهره بردار توزیع در نظر گرفته می‌شود. در جدول (3-3)، وظایف بازیگران در حوزه تلفات توزیع تعیین شده است.

جدول (3-3): وظایف بازیگران در حوزه تلفات توزیع

خرده فروش	بهره بردار توزیع	رگولاتور	
	P		مسئول پایش تلفات
	P		مسئول گزارش دهی تلفات
		P	مسئول ارزیابی
P	P		مسئول تأمین تلفات انرژی

فصل چهارم

بررسی نظام پایش و ارزیابی تلفات در کشورهای دیگر

مقدمه

براساس دستورالعمل سال 2003، بهره برداران شبکه ملزم به تأمین انرژی برای پوشش تلفات شبکه خود از طریق بازار هستند. اجرای مشوق‌هایی برای بهره برداران شبکه توزیع و بهره برداران شبکه انتقال منجر به کاهش تلفات شبکه برق می‌شود که افزایش بهره وری انرژی در تأمین برق و کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای را به دنبال دارد. بسیاری از رگولاتورها در اروپا شروع به معرفی مکانیزم تشویقی برای کاهش تلفات توان در شبکه‌های انتقال و توزیع کرده‌اند.

تلفات در یک شبکه برق از طریق اختلاف انرژی اندازه‌گیری شده توسط کنتورهای ورودی و انرژی اندازه‌گیری شده توسط کنتورهای مصرف‌کنندگان محاسبه می‌شود. به همین دلیل برخی از نتایج زیر را می‌توان گرفت:

- داده‌هایی که از کنتورهای ورودی جمع‌آوری می‌شوند با داده‌های جمع‌آوری شده توسط کنتورهای مصرف متفاوت است.

- مصرف تاسیسات خود بهره‌بردار که اندازه‌گیری می‌شوند نیز بخشی از هزینه‌های عملیاتی¹ محسوب می‌شوند.

- سرقت برق بخشی از تلفات است.

¹ OPEX

به منظور جبران تلفات معادل آن باید انرژی از بازار برق خریداری شود. همچنین، وابسته به مقدار تلفات ممکن است مشوق‌هایی در مدل نظارتی به منظور کاهش تلفات وجود داشته باشد [12]. در ادامه این فصل، ابتدا اطلاعاتی نظیر سطوح ولتاژ، جمعیت، مساحت، تعداد ترانسفورماتور، تلفات و طول خطوط برای کشورهای مختلفی که در این فصل مورد بررسی قرار می‌گیرند، ارائه می‌شود. این مقایسه به درک بهتر وضعیت کشورهای مختلف و ایران در زمینه تلفات توزیع کمک می‌کند. سپس، مدل‌های نظارت بر تلفات کشورهای مختلف مورد بررسی قرار می‌گیرد و بازیگران تلفات توزیع و وظایف آن‌ها تعیین می‌شوند. هدف از انتخاب این کشورهای نیز به دلیل تنوع در مدل‌های نظارت بر تلفات و همچنین بررسی کشورهای پیشرفته و کشورهای مشابه ایران بوده است.

4-1- مقایسه ویژگی‌های مؤثر در تلفات توزیع کشورهای مختلف

در جدول (4-1) اطلاعاتی نظیر جمعیت، سطوح ولتاژی، طول خطوط توزیع، تولید، مصرف، مساحت، تعداد ترانسفورماتور در سطح توزیع و تلفات کشورهای مختلفی از جمله آلمان، فرانسه، اسپانیا، پرتغال، فنلاند، انگلستان، سوئد، ترکیه، هند و ایران تا انتهای سال 2015 نشان داده شده است.

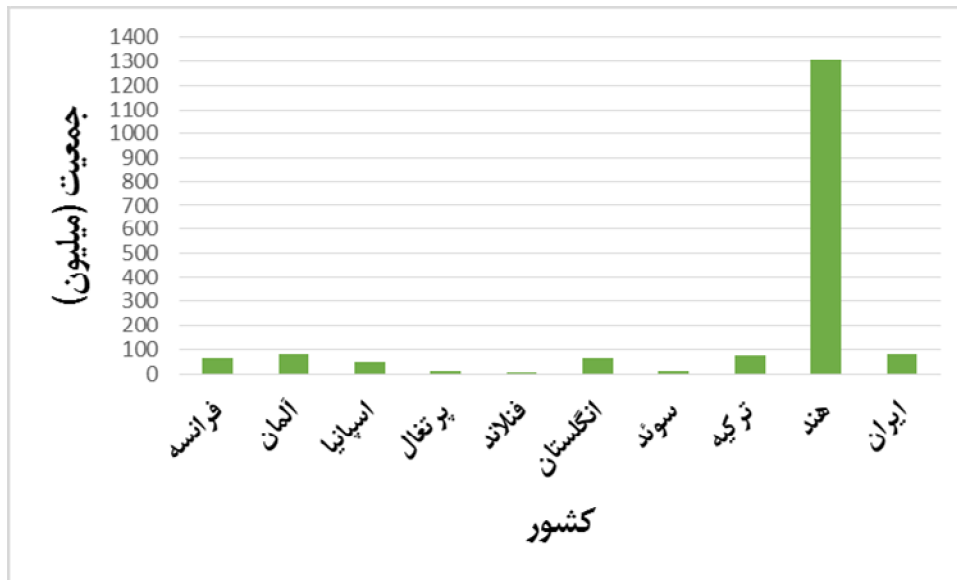
جدول (4-1): مقایسه ویژگی‌های مؤثر در تلفات توزیع کشورهای مختلف

کشور	جمعیت (میلیون)	سطح ولتاژ توزیع (kv و v)	طول خطوط توزیع (km)	تولید (GWh)	مصرف (GWh)	مساحت (km ²)	تعداد ترانسفورماتور	تلفات (GWh)
فرانسه	66/5	فشار متوسط: 20	631400	568454	424919	640679	751000	35989
		فشار ضعیف: 230 یا 400	709500					
آلمان	81/69	فشار قوی: 110 تا 60	77000	646888	514731	357168	461900	35605
		فشار متوسط: 10، 15، 20، 30	479000					
		فشار ضعیف: 230 یا 400	1123000					
اسپانیا	46/41	فشار قوی: 45، 132، 110، 66	31380	281020	232038	505990		26509

	289671				280845	فشار متوسط: 11، 15، 20، 30		
					383202	فشار ضعیف: 230 یا 400		
4895	64458	92212	45812	52420	9375	فشار قوی: 60	10/36	پرتغال
					72315	فشار متوسط: 6، 10، 15، 30		
					105000	فشار ضعیف: 230 یا 400		
2444	133570	338424	78466	68598	8400	فشار قوی: 110	5/48	فنلاند
					140000	فشار متوسط: 20		
					237000	فشار ضعیف: 400		
29129	665408	242495	302850	339095	75440	فشار قوی: 132	65/11	انگلستان
					352841	فشار متوسط: 11، 33		
					408875	فشار ضعیف: 230		
6246	-	450295	124859	162058	30000	فشار قوی: 70، 110 و 130	9/8	سوئد
					200000	فشار متوسط: 10، 11، 24، 30 و 33		
					306019	فشار ضعیف: 400		
36528	436299	783356	214809	261783	1102508	فشار متوسط: 6، 10، 33 و 36	77/45	ترکیه
						فشار ضعیف: 400		
256585	-	3287263	1026946	1383004	-	فشار قوی: 66	1311/05	هند
					-	فشار متوسط: 11، 22 و 33		

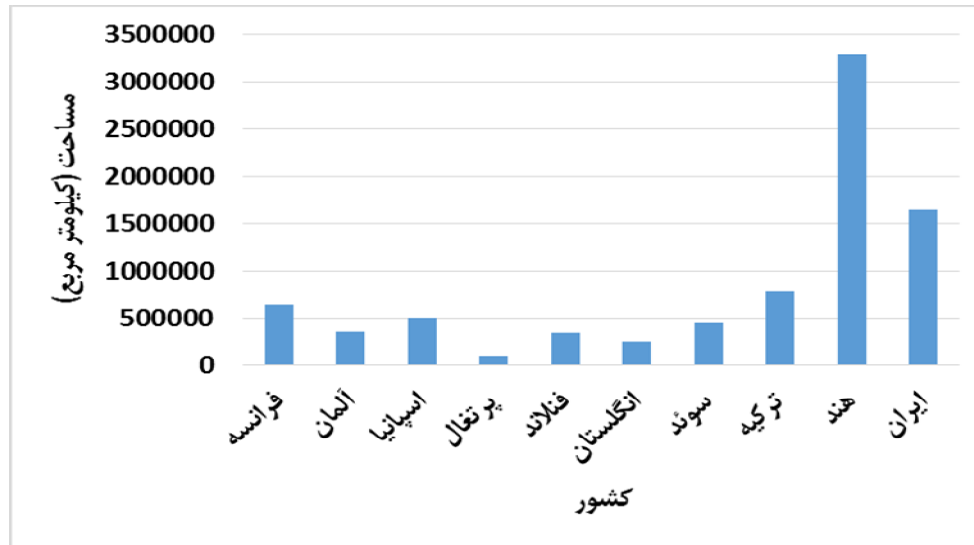
					-	فشار ضعیف: 230 یا 400		
41560	657808	1648195	211077	280633	416087	فشار متوسط: 20	79/11	ایران
					353396	فشار ضعیف: 230 یا 400		

به منظور مقایسه بهتر بین کشورهای مختلف با توجه به اطلاعاتی که در جدول بالا ذکر شده است، نمودار ستونی هر یک به همراه توضیحات آن‌ها ارائه می‌شود. در شکل (1-4) مقایسه ای بین جمعیت کشورهای مختلف صورت گرفته است. با توجه به این شکل، جمعیت کشورهای آلمان و ترکیه نزدیک به کشور ایران است.



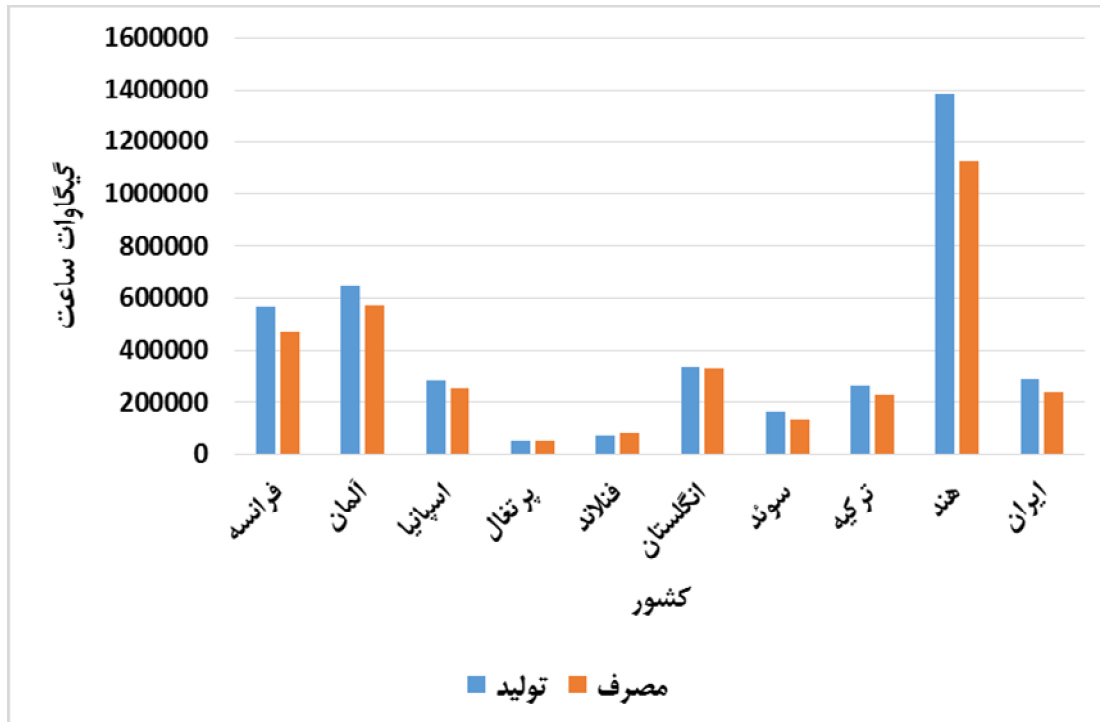
شکل (1-4): جمعیت کشورهای مختلف

در شکل (2-4) نیز مقایسه ای بین مساحت کشورهای مختلف ارائه شده است. پس از کشور هند، کشور ایران از نظر مساحت در رتبه بعدی قرار دارد. پهناور بودن کشور ایران می‌تواند یکی از عوامل افزایش تلفات توزیع باشد.



شکل (2-4): مساحت کشورهای مختلف

در شکل (3-4) تولید و مصرف برق در کشورهای مورد مطالعه به صورت نمودار ستونی نشان داده شده است. با توجه به جمعیت بالای کشور هند، میزان تولید و مصرف برق این کشور نسبت به کشورهای دیگر بیشتر است. همچنین، میزان تولید و مصرف برق در کشورهای اسپانیا و ترکیه بسیار نزدیک به کشور ایران می‌باشد. کشور اسپانیا با جمعیتی کمتر از کشورهای ایران و ترکیه مصرف برقی نزدیک به این دو کشور دارد که براساس آمار در حدود 30 درصد از مصرف برق در بخش خانگی کشور اسپانیا می‌باشد. جمعیت دو کشور ترکیه و ایران نیز با یکدیگر برابر می‌باشد هر چند که در ترکیه مصرف برق خانگی در حدود 22 درصد و در ایران در حدود 36 درصد است. نکته مهم دیگر کم بودن میزان تولید برق نسبت به مصرف برق در فنلاند می‌باشد که از طریق واردات برق این مسئله جبران شده است.



شکل (3-4): تولید و مصرف برق در کشورهای مختلف

در جدول (2-4) نیز سطوح ولتاژ مختلف در بخش توزیع برق نشان داده شده است. سطوح ولتاژ در سه دسته فشار ضعیف¹، فشار متوسط² و فشار قوی³ تقسیم بندی شده است. تنها در کشورهای فرانسه، ترکیه و ایران بهره برداران شبکه توزیع برق از خطوط فشار ضعیف و فشار متوسط بهره برداری می کنند. در کشورهای دیگر سطوح ولتاژ فشار قوی نیز به منظور بهره برداری در اختیار بهره برداران شبکه توزیع قرار دارد.

جدول (2-4): سطوح ولتاژی در کشورهای مختلف

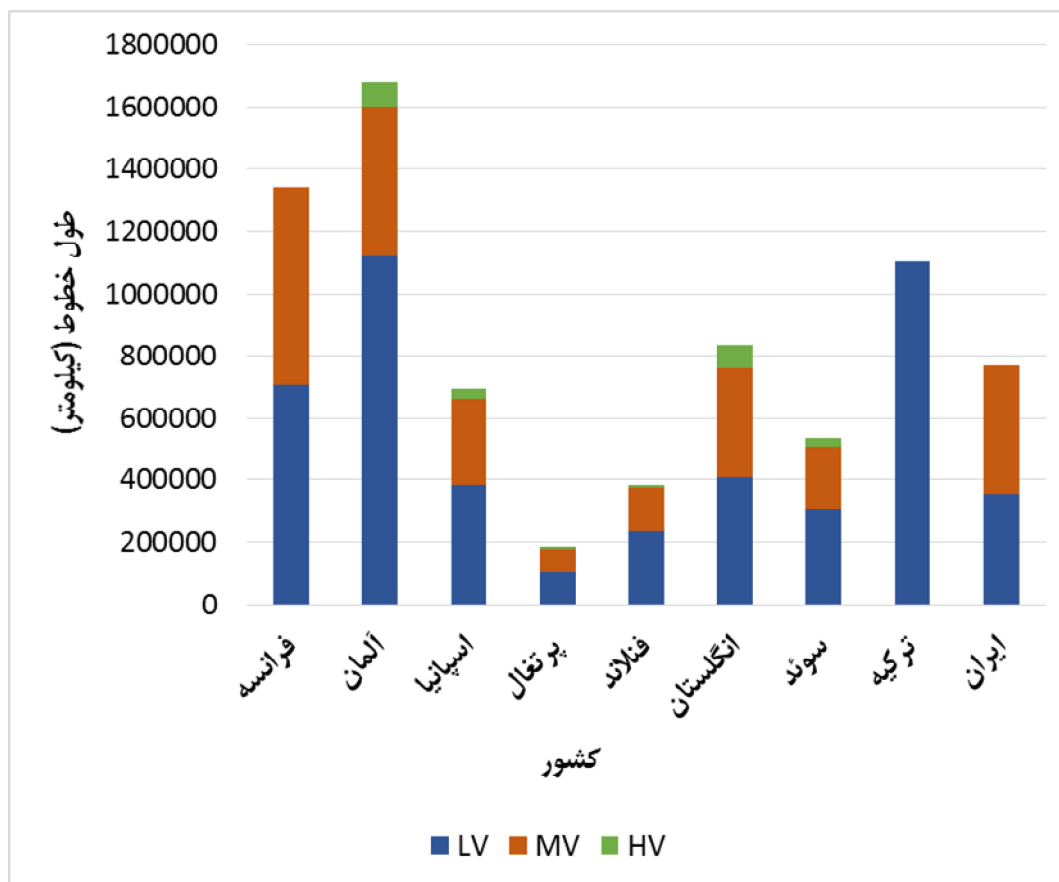
کشور	فشار ضعیف	فشار متوسط (کیلوولت)												فشار قوی (کیلوولت)			
		6	10	11	15	20	22	24	30	33	36	45	60	66	70	110	130
فرانسه	P					P											
آلمان	P		P		P	P			P				P			P	
اسپانیا	P			P	P	P			P			P		P		P	P

¹ Low voltage (LV)² Medium voltage (MV)³ High voltage (HV)

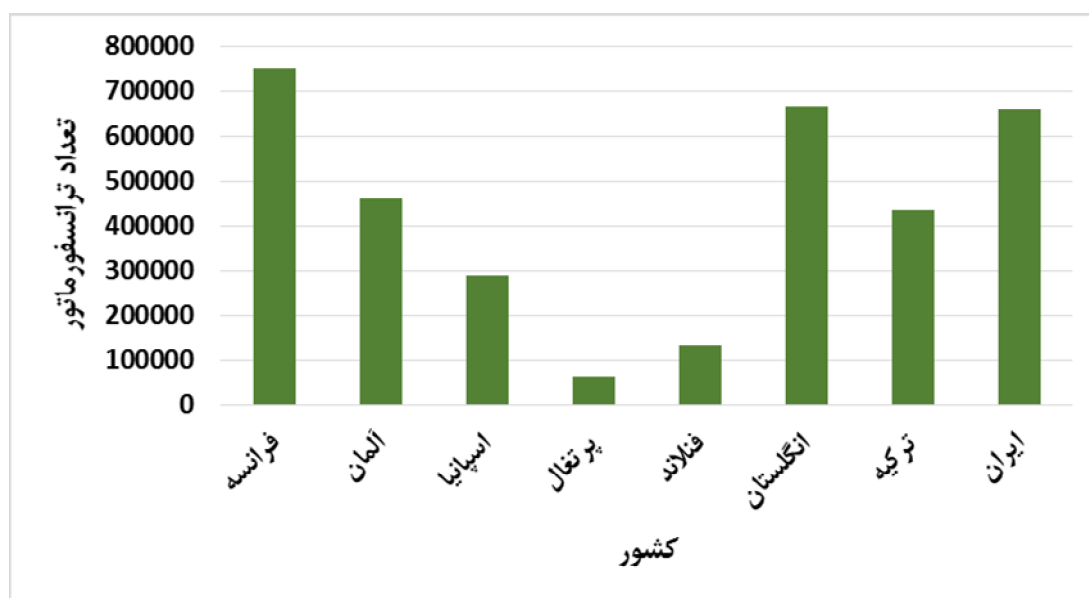
					P					P				P		P	P	P	پرتغال
		P											P					P	فنلاند
P									P					P				P	انگلستان
	P	P	P						P	P	P				P	P		P	سوئد
								P	P							P	P	P	ترکیه
				P					P			P			P			P	هند
													P					P	ایران

در شکل (4-4) طول خطوط توزیع در هر سطح ولتاژ نشان داده شده است. در کشور فرانسه با توجه به اینکه بهره بردار توزیع از شبکه فشار قوی بهره برداری نمی‌کند، در حدود 47 درصد از خطوط توزیع در بخش فشار متوسط قرار دارند. در حالیکه، 54 درصد از خطوط توزیع برق ایران در بخش فشار متوسط قرار دارد. با توجه به اینکه منبع دقیقی برای خطوط توزیع برق ترکیه یافت نشد، مجموع خطوط فشار ضعیف و فشار متوسط ترکیه در شکل نشان داده شده است. همچنین، طول خطوط فشار قوی و فشار متوسط آلمان که توسط بهره بردار سیستم توزیع مورد بهره برداری قرار می‌گیرد به ترتیب در حدود 4/6 درصد و 28/5 درصد می‌باشد. نکته مهم دیگر این است که در بین کشورهای مختلف، آلمان دارای بیشترین طول خطوط توزیع است.

در شکل (4-5) تعداد ترانسفورماتورهای توزیع برق در کشورهای مختلف نشان داده شده است. تعداد زیاد ترانسفورماتور در شبکه توزیع برق می‌تواند یکی از عوامل مهم افزایش تلفات فنی در شبکه باشد. همچنین، اگر از ترانسفورماتورهایی با تلفات کم نیز در شبکه استفاده نشود این مسئله شدیدتر خواهد بود.

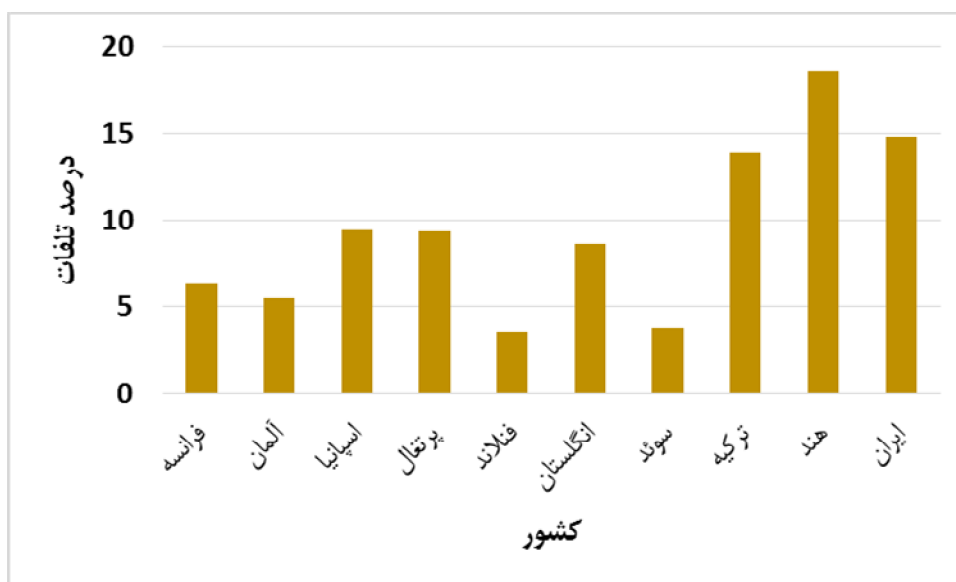


شکل (4-4): طول خطوط در هر سطح ولتاژ



شکل (4-5): تعداد ترانسفورماتور توزیع در کشورهای مختلف

در شکل (4-6) نیز درصد تلفات توزیع در کشورهای مورد مطالعه نشان داده شده است. همان طور که مشخص می باشد، به دلیل آنکه تلفات انرژی در کشور هند زیاد است، درصد تلفات در حدود 18/5 درصد می باشد.



شکل (4-6): درصد تلفات در کشورهای مختلف

4-2- انگلستان

تلفات برق یک پیامد اجتناب ناپذیر به هنگام انتقال انرژی در شبکه های برق است و اثرات مالی و زیست محیطی قابل توجهی بر روی مصرف کنندگان می گذارد. مدیریت تلفات می تواند اثرات زیست محیطی را کاهش دهد و مصرف کنندگان را از افزایش غیر ضروری هزینه های توزیعی که آنها باید بپردازند مصون کند. در گذشته، تلفات شبکه توسط بهره برداران شبکه توزیع¹ انگلستان با استفاده از داده های کنتورها و گزارش دهی سالانه به رگولاتور برق (Ofgem) محاسبه می شد. این روند در سال 2010 به دلیل اشتباهات طبیعی در محاسبه تلفات و تفاوت های قابل توجه بین DNO های مجوزدار در مناطق مختلف متوقف گردید [13].

¹ Distribution Network Operator (DNO)

در عوض، DNOها (تحت مجوز) در حال حاضر ملزم به طراحی، ساخت و بهره برداری از سیستم‌های توزیع خودشان به گونه ای هستند که این اطمینان حاصل شود که تلفات به همان اندازه عملی¹ و استاندارد است که منطقاً دست یافتنی باشد. تعیین معیاری برای اندازه عملی یک تجزیه و تحلیل هزینه به سود اقتصادی است و تلفات فنی و غیرفنی را پوشش می‌دهد.

شرط مجوز این است که DNOها ملزم به انتشار یک استراتژی هستند که نشان می‌دهد چگونه آن‌ها تضمین می‌کنند که تلفات توزیع در سیستم آن‌ها به همان اندازه عملی و استاندارد است تا براساس استراتژی تلفات توزیع خود عمل کنند [13].

o تنظیم مقررات RIIO

انگلستان بخش توزیع و انتقال برق را با مقررات سقف قیمت تنظیم کرده است. از سال 2013 (برای توزیع از سال 2015)، مکانیزم RIIO (درآمد = مشوق‌ها² + نوآوری³ + خروجی‌ها⁴) پیاده سازی می‌شود که توسعه یافته طرح فعلی است. پس از آنکه یک قیمت جدید محاسبه شد، این دوره نظارتی از پنج تا هشت سال به طول می‌انجامد. مکانیزم باید شرکت‌های توزیع را تشویق به ایجاد و اجرا برنامه‌های کسب و کار منطقی کند و بر روی جنبه‌های مختلف بهره برداری توزیع نظیر مسائل زیست محیطی و نوآوری‌ها متمرکز باشد [14].

o شرکت SPEN

اقدامات تعیین شده در استراتژی تلفات SPEN و ارسال LDR برای بهبود مدیریت تلفات شبکه در نظر گرفته شده است. این استراتژی‌ها به گونه ای طراحی شده‌اند تا از تعامل مؤثر و سهیم شدن ذینفعان در بهترین اقدامات اطمینان حاصل شود و رویکردهای نوآورانه را برای مدیریت تلفات نشان می‌دهد [13].

o استراتژی تلفات شرکت SPEN

¹ Reasonably practicable

² Incentives

³ Innovation

⁴ Output

SPEN استراتژی تلفات خود را در سپتامبر 2015 منتشر کرد تا از دیدگاه استراتژیک خود یعنی در نظر گرفتن تمام اقدامات معقول که می‌تواند برای کاهش تلفات اعمال شود و اتخاذ آن اقداماتی که به مشتریان سود می‌رساند، را تأیید کند.

استراتژی به توجه به آنچه که عملی و قابل اجرا است، هدف کلی SPEN برای کاهش تلفات را تعیین می‌کند. و براساس دانش فعلی شرکت و توانایی آن برای مدیریت تلفات شبکه است. این رویکرد ادامه خواهد یافت تا زمانی که فرهنگ در نظر گرفتن تلفات شبکه در هر تصمیم بزرگ سرمایه گذاری ایجاد شود [13].

در راستای مقررات اتحادیه اروپا، ترانسفورماتورهای کم تلفات نصب خواهند شد که جایگزین دارایی‌هایی می‌شوند که به پایان عمر مفید خود رسیده‌اند. بعلاوه، در استراتژی تلفات، SPEN جایگزینی بیش از 1000 ترانسفورماتور با تلفات بالا را تسریع خواهد کرد. این جایگزینی تا قبل از سال 2023 صورت خواهد پذیرفت.

پیش بینی شده است که اقدامات تعیین شده در استراتژی تلفات منجر به صرفه جویی 24000 تن کربن و 45000 تن کربن دی اکسید در دو منطقه دارای مجوز SPEN خواهد شد و هزینه تلفات شبکه برای خرده فروشان انرژی و درنهایت مشتریان را در حدود 8 میلیون پوند در دوره RIIO-ED1 کاهش می‌دهد [13].

o مکانیزم LDR شرکت SPEN

Ofgem بهره برداران شبکه توزیع انگلستان را وارد رقابتی کرده است تا اینکه مشخص کند آن‌ها توانایی این را دارند که فراتر از تعهدات مشخص شده در مجوز بروند:

• اقدامات اضافی که آن‌ها می‌توانند انجام دهند که خارج از معیار معقولانه مشخص شده در تعهدات مجوز است.

• هرگونه اقداماتی که آن‌ها قبلاً در سند استراتژی تلفات خودشان تعیین کرده‌اند که فراتر از معیار معقولانه است.

LDR در سه مرحله در دوره RIIO-ED1 مدیریت می‌شود، مرحله اول با فرایندها و روش‌هایی که DNOها

بررسی و پیاده سازی می‌کنند تا مدیریت تلفات بهتری در شبکه خودشان داشته باشند مرتبط است [13].

o نمونه ای از اقدامات در نظر گرفته شده توسط DNO برای مکانیزم LDR

1. سیستم‌های تحلیل داده‌های کنتور هوشمند به منظور کاهش تلفات غیرفنی
2. سیستم‌های تحلیل داده‌های کنتور هوشمند به منظور کاهش تلفات فنی
3. بهینه سازی ولتاژ به منظور بهبود تلفات شبکه و بار
4. بهبود مدل سازی شبکه‌های پیچیده (HV) برای کاهش تلفات
5. بهبود مدل سازی شبکه‌های روستایی HV برای کاهش تلفات
6. ارزیابی ضریب توان برای بهبود تلفات بریتانیا
7. ارتقا شناسایی سرقت از طریق حفاظت درآمد
8. بهبود بارگذاری شبکه به وسیله مشارکت ذینفعان فعال
9. بازدهی پست – بررسی اتلاف گرمایی
10. بازدهی پست – پایش و در نظر گرفتن پست‌های خود-کافی¹

هدف از ارسال مرحله 1 مکانیزم توسط SPEN ارائه تعدادی از فعالیت‌ها بود که در نظر گرفتن آن ارزش بلندمدتی را برای مشتریان، صنعت انرژی و گروه بزرگی از ذینفعان می‌افزاید، و به این ترتیب این طرح‌ها تحت حمایت مالی مکانیزم LDR قرار می‌گیرند [13].

4-2-1- مقررات انگیزشی کاهش تلفات در انگلستان

در طول دوره نظارتی کنونی (از 2015 تا 2023)، Ofgem طرح پاداش اختیاری تلفات² را معرفی کرده که به تشویق DNOها برای در نظر گرفتن اقدامات اضافی برای درک و مدیریت بهتر تلفات برق کمک می‌کند. پاداش برای تمام DNOها 32 میلیون پوند تعیین شده است و در سه قسمت در طی هشت سال دوره کنترل قیمت RIIO-ED1 در دسترس خواهد بود که اولین واگذاری پاداش در ژانویه 2016 صورت گرفته است.

¹ Self-sufficient

² Losses discretionary reward (LDR)

تمرکز برآورد انجام گرفته در قسمت 1 پرداختی پاداش به طور عمده بر روی معیارهای: تعیین تلفات، تعامل مؤثر و سهمیم کردن فعالیت‌های مؤثر با ذینفعان در فرایندهای مدیریت تلفات، و رویکردهای نوآورانه برای مدیریت تلفات و در نظر گرفتن اقداماتی برای تبدیل این فعالیت‌ها به فعالیت‌های تجاری (کسب و کار) [13].

طرح پاداش اختیاری برای تلفات برای سال‌های 2016-2017 در شکل (4-7) ارائه شده است. در قسمت 1 پرداختی پاداش اختیاری در حدود 4/1 میلیون پوند توسط OFGEM به DNOها داده شده است [15].

DNO Group	Reward (£)
ENWL	£752,710
NPg	£379,063
WPD	£173,286
UKPN	£1,023,470
SPEN	£833,938
SSEN	£985,563
Total	£4,148,030

شکل (4-7): پاداش اختصاص داده شده برای قسمت 1 مکانیزم پاداش اختیاری (2016-2017)، [15]

براساس شکل (4-8)، مشوق کارایی نسبت به قدرت شرکت برای هر DNO اختصاص داده شده است، که به صورت نسبت بین هدف CAPEX انتخاب شده توسط شرکت و رقم توصیه شده توسط مشاور OFGEM (PBPower) به دست می‌آید. برای مثال، اگر یک DNO مقدار مجاز CAPEX برابر با 110 درصد دریافت کند (DNO: ضریب 120 در طرح توصیه شده توسط PB Power)، پاداش 0/6 درصد از درآمدش دریافت خواهد کرد. در این مورد، اگر هزینه‌های سرمایه گذاری واقعی DNO 70 درصد هدف باشد (به دلیل بهبود در کارایی)، در درآمد DNO به عنوان پاداش 12/6 درصد در نظر گرفته می‌شود. در مقابل، اگر هزینه‌های سرمایه گذاری واقعی بیش از 140 درصد سطح هدف باشد، درآمدش به 8/4 درصد کاهش می‌یابد. این روشی برای معرفی مشوق برای DNOها است تا به کارایی در سرمایه گذاری‌های شبکه دست یابد [16].

DNO: PB Power ratio efficiency incentive	100 40 %	105 38 %	110 35 %	115 33 %	120 30 %	125 28 %	130 25 %	135 23 %	140 20 %
Additional income	2.5	2.1	1.6	1.1	0.6	-0.1	-0.8	-1.6	-2.4
As pre-tax rate of return (%)	0.200	0.168	0.130	0.090	0.046	-0.004	-0.062	-0.124	-0.192
Allowed exp.									
Rewards and penalties	105	106.25	107.5	108.75	110	111.25	112.5	113.75	115
Actual expenditures									
70	16.5	15.7	14.8	13.7	12.6	11.3	9.9	8.3	6.6
80	12.5	11.9	11.3	10.5	9.6	8.5	7.4	6.0	4.6
90	8.5	8.2	7.8	7.2	6.6	5.8	4.9	3.8	2.6
100	4.5	4.4	4.3	4.0	3.6	3.0	2.4	1.5	0.6
115	2.5	2.6	2.5	2.3	2.1	1.7	1.1	0.4	-0.4
110	0.5	0.7	0.8	0.7	0.6	0.3	-0.1	-0.7	-1.4
115	-1.5	-1.2	-1.0	-0.9	-0.9	-1.1	-1.4	-1.8	-2.4
120	-3.5	-3.1	-2.7	-2.5	-2.4	-2.5	-2.6	-3.0	-3.4
125	-5.5	-4.9	-4.5	-4.2	-3.9	-3.8	-3.9	-4.1	-4.4
130	-7.5	-6.8	-6.2	-5.8	-5.4	-5.2	-5.1	-5.2	-5.4
135	-9.5	-8.7	-8.0	-7.4	-6.9	-6.6	-6.4	-6.3	-6.4
140	-11.5	-10.6	-9.7	-9.0	-8.4	-8.0	-7.6	-7.5	-7.4

Source OFGEM [30]

شکل (4-8): مشوق‌های مربوط به هزینه‌های سرمایه‌گذاری DNO (مجاز در برابر واقعی) [16]

علاوه بر این، این مکانیزم روشی است که از تخمین بیش از حد DNO جلوگیری می‌کند در زمانی که برنامه‌های سرمایه‌گذاری آینده را اعلام می‌کند. این مکانیزم دارای سه گام زیر است [16]:

1. هر DNO پیش‌بینی هزینه‌های سرمایه‌گذاری قبل از وقوع را همراه با هزینه‌های مورد انتظار که در گذر زمان انجام خواهد داد، برای OFGEM ارسال می‌کند. این مورد به وسیله بررسی هر سطر از ماتریس در جدول زیر توجیه می‌شود. توجه شود که در هر سطر حداکثر پاداش به صورت پوررنگ مشخص شده است، و زمانی که پیش‌بینی با هزینه‌های واقعی مورد انتظار تطابق داشته باشد، صرف‌نظر از هزینه‌های مورد هدف تعیین شده توسط OFGEM به دست می‌آید. این مورد انگیزه برای سرمایه‌گذاری بیش از حد را حذف می‌کند.

2. یکبار که پیش‌بینی هزینه‌ها توسط DNO انجام شد، OFGEM مقدار هدف برای هر شرکت تعیین می‌کند و نسبت DNO به PB Power برای هر کدام محاسبه می‌شود. DNOها در ستون‌های خاصی در جدول زیر قرار گرفته‌اند.

3. هر DNO انگیزه‌ای برای صرفه‌جویی در هزینه‌ها از طریق بهره‌برداری کارآمد دارد. در این حالت، پاداش افزایش می‌یابد در حالیکه هزینه‌های واقعی DNO کاهش می‌یابد.

4-3- آلمان

هزینه‌های تلفات بخشی از هزینه‌های استفاده از سیستم است. بنابراین، برای هر سطح ولتاژی هزینه‌های تلفات مشخص می‌باشد. براساس صورتحساب جدید برق، بهره برداران سیستم ملزم به تأمین مقدار انرژی مورد نظر خود به روش شفاف، هدفمند و غیر قابل تبعیض می‌باشند [12].

4-3-1- مقررات انگیزشی کاهش تلفات در کشور آلمان

مقررات انگیزشی در سال 2009 ایجاد شده است و سقف‌های درآمدی برای بهره برداران شبکه بر مبنای یک سال تنظیم گردیده است. هزینه‌هایی که مرتبط با تعیین درآمد و اهداف بهره ور هزینه هستند هر پنج سال محاسبه می‌شوند. به همین منظور، بهره برداران شبکه مجبور به گزارش تمام هزینه‌ها به رگولاتور هستند که در بخش بهره برداری انتقال و توزیع انجام می‌دهند. این هزینه‌ها به دو دسته تقسیم می‌شوند، هزینه‌هایی که بهره برداران سیستم می‌تواند تأثیر بگذارد و آن‌هایی که نمی‌تواند و در محاسبات به روش‌های مختلف گنجانده می‌شوند. براساس تصمیم آژانس نظارتی¹، هزینه‌های خرید انرژی به منظور پوشش تلفات به عنوان هزینه متغیر² و بی ثبات است و به دسته ای که بهره بردار توزیع نمی‌تواند بر روی هزینه‌ها تأثیر بگذارد متعلق است. فرمول مربوط به سقف درآمد در زیر آمده است [14]:

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1-V_t) * KA_{b,0}) * (VPI_t / VPI_0 - PF_t) * EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t \quad (1-4)$$

که OE سقف درآمد و VK نشان دهنده هزینه‌های متغیر است. همانطور که از فرمول دیده می‌شود، تلفات بالاتر (هزینه‌های متغیر بالاتر) تبدیل به سقف درآمدی بالاتری می‌شود. برای بهره برداران شبکه توزیع، هزینه‌ها برای تلفات می‌تواند محاسبه شود و هر سال ارزیابی شود. با این حال، معیار تنها افزایش بهره وری هزینه و ایجاد انگیزه ای برای بهره برداران شبکه برای خرید انرژی به منظور پوشش تلفات به روشی مقرون به صرفه در نظر گرفته می‌شود. بنابراین،

¹ Regulatory Agency

² Volatile cost

بهره وری فنی در شبکه تحریک نمی‌شود. مقدار تلفات بخشی ثابت برای بهره برداران شبکه توزیع بدون تنظیم سالانه است و هیچ انگیزه ای برای کاهش مقدار کلی وجود ندارد. بنابراین، این حالت به بهره برداران شبکه توزیع هیچ انگیزه ای برای افزایش بهره وری فنی توزیع نمی‌دهد. در نتیجه، هیچ انگیزه ای برای سرمایه گذاری بیشتر در زیرساخت‌های شبکه وجود ندارد.

رگولاتور آلمان اخیراً بیان کرده است که هزینه‌های صورت گرفته برای تلفات انرژی از دوره نظارتی بعدی توسط رگولاتور تعیین خواهد شد. جزئیات بیشتری در مورد این روش در دسترس نیست، با این حال، با شروع تغییرات مکانیزم تنظیم مقررات آلمان، توجه و اهمیت بازیگران بازار نسبت به تلفات انرژی افزایش خواهد یافت [14].

4-4- فرانسه

با توجه به اهمیت هزینه تلفات در تعرفه‌های شبکه، رگولاتور (CRE) معتقد است که لازم است که بهره برداران شبکه حداکثر تلاش خود را برای به حداقل رساندن تلفات انجام دهند. بنابراین، CRE تصمیم به معرفی مشوقی برای کنترل قیمت و مقدار تلفات RTE (بهره بردار سیستم انتقال فرانسه) و Enedis (شرکتی زیرمجموعه EdF است که بهره برداری 95 درصد از شبکه توزیع برق را برعهده دارند) گرفته است [5، 17].

برای Enedis، CRE مکانیزم زیر را در تعرفه شبکه 5 TURPE برای دوره زمانی 2017 تا 2020 تعیین کرده است [5، 17]:

- برای هر سال از دوره 5 TURPE، یک مقدار مرجع سالانه ای از تلفات تعیین می‌شود، که متناسب با سطح تزریق شده به شبکه توزیع و وابسته به عواملی مرتبط با توسعه کنتورهای هوشمند و منابع انرژی متمرکز و استراتژی خرید براساس قیمت واقعی بازار که در طول دوره ثبت شده است، می‌باشد.
- برای هر سال، اختلاف بین این مقدار مرجع و هزینه‌های Enedis برای خرید انرژی 80 درصد پوشش داده می‌شود. بر این اساس، 20 درصد باقیمانده سودی (یا ضرری) را برای RTE در حالتی که هزینه‌های واقعی پایین تر (بالا تر) از مقدار مرجع سالانه است، تشکیل می‌دهد. اختلاف بین این مقدار مرجع سالانه جدید و هزینه‌هایی که در ابتدا توسط تعرفه‌ها برنامه ریزی می‌شوند، به طور کامل پوشش داده می‌شود.

اختلاف بین مقدار تلفات پوشش داده شده توسط تعرفه و هزینه‌های انجام داده Enedis ممکن نیست سالانه از 40 میلیون یورو بیشتر گردد (به عنوان مثال، 0/3 درصد از درآمد مجاز). این چارچوب از Enedis در مقابل نوسانات در عواملی نظیر شرایط آب و هوایی و قیمت‌های بازار که کنترلی بر روی آن‌ها ندارد محافظت می‌کند.

یک مکانیزم مشابه نیز برای RTE پیاده سازی شده است. با این حال، نرخ انگیزشی متمایز برای حجم تلفات و هزینه خرید نیز معرفی شده است. بنابراین، نرخ انگیزشی برای حجم تلفات به مقدار 10 درصد کاهش یافته است [5]. [17]

4-5- پرتغال

در کشور پرتغال بهره برداری از کل سیستم تنها توسط یک DSO صورت می‌پذیرد. این DSO از طریق فرمول سقف درآمد با دوره نظارتی سه ساله تنظیم مقررات می‌شود. درآمد مجاز سالانه این DSO به صورت زیر محاسبه می‌شود [18]:

$$R_t = \sum_v F_{v,t} + V_{v,t} \cdot E_{v,t} + O_{v,t} + Z_{v,t-1} \cdot (1 + i_{t-1}) - DR_{v,t-2} \quad (2-4)$$

که

R_t درآمد مجاز برای سال t (یورو)

$F_{v,t}$ مؤلفه ثابت درآمد برای سال t و سطح ولتاژ v (یورو)

$V_{v,t}$ مؤلفه متغیر درآمد برای سال t و سطح ولتاژ v (یورو بر کیلووات ساعت)

$E_{v,t}$ انرژی پیش بینی شده برای تحویل در سال t از سطح ولتاژ v به مصرف کنندگانی در سطوح ولتاژ پایین تر

(کیلووات ساعت)

$O_{v,t}$ هزینه‌های دیگر مجاز برای سال t و سطح ولتاژ v ، به استثنای سود بهره وری

$Z_{v,t-1}$ هزینه‌های پیش بینی نشده که در سال $t-1$ رخ داده و به سطح ولتاژ v اختصاص دارد.

i_{t-1} نرخ سود برای سال $t-1$ در هر واحد

$$DR_{v,t-2} \quad \text{اصلاح در سال } t \text{ درآمدهای در سال } t-2 \text{ برای سطح ولتاژ } v \text{ (یورو)}$$

مقادیر $F_{v,t}$ و $V_{v,t}$ به وسیله رگولاتور برای سال اول هر دوره محاسبه می‌شود. این کار با توجه به هزینه‌های گذشته و سود کارایی انجام می‌شود. براساس ERSE، رگولاتور پرتغال، هزینه‌های سرمایه گذاری مجاز (CAPEX) به وسیله کنترل نرخ بازگشت سرمایه مورد انتظار DSO تنظیم می‌شود. این درآمدهای کلی به مؤلفه‌های ثابت و متغیر متناسب با بخش‌های ثابت و متغیر تعرفه‌های توزیع اختصاص داده می‌شود. برای سال‌های بعدی، آن‌ها از طریق یک شاخص قیمت و یک ضریب کارایی X برای هر دو مؤلفه و هر سطح ولتاژ به روز می‌شوند. در هر دوره نظارتی، ERSE سود حاصل از کارایی را برای هزینه‌های قابل کنترل مورد نیاز، هزینه‌های پایه و تخصیص آن به هزینه‌های متغیر و ثابت تعیین می‌کند.

ضریب X نیز از طریق مطالعات محک زنی با استفاده از چندین روش نظیر تحلیل پوششی داده‌ها¹ و تحلیل مرزی تصادفی² به دست آورده می‌شود [18].

0 جبران سازی و خرید تلفات توان در پرتغال

در پرتغال، تلفات توان توسط خرده فروشان جبران می‌شود. خرده فروشان مصرف مورد نیازشان را از مناسب‌ترین روش خرید می‌کنند. اگر تلفات در خریدهایشان وجود داشته باشد، خرید تلفات توان بهینه در نظر گرفته خواهد شد. هر خرده فروش انرژی خود را خریداری کرده که این انرژی برای جبران سازی تلفات ناشی از مصرف مشترکان آن خرده فروش در همان دوره تزریق خواهد شد که براساس پروفیل تلفات ساعتی است که توسط ERSE (رگولاتور پرتغال) تأیید می‌شود [5].

0 تأمین انرژی

¹ Data Envelopment Analysis (DEA)

² Stochastic Frontier Analysis (SFA)

از آنجایی که تلفات توان به طور طبیعی تزریق می‌شود، هیچ تعرفه خاصی برای تلفات وجود ندارد. برای هر ساعت برنامه ریزی، هر خرده فروش باید انرژی را خریداری کرده و سپس انرژی خریداری شده خود را به شبکه تزریق کند، که شامل انرژی است که برای جبران تلفات توان مرتبط با مصرف مشترکانش در آن دوره است. برای یک مشترک فشار ضعیف با مصرف انرژی تخمین زده شده E_c برای یک ساعت h ، خرده فروش باید تزریق انرژی E_p را به صورت فرمول زیر تهیه کند [5]:

$$\text{Hour (h): } E_p = E_c \times (1 + \rho_{HV/RT}) \times (1 + \rho_{HV}) \times (1 + \rho_{MV}) \times (1 + \rho_{LV}) \quad (3-4)$$

که

$\rho_{HV/RT}$ پروفیل تلفات شبکه انتقال EHV شامل ترانسفورماتور EHV/HV

ρ_{LV} ، ρ_{MV} و ρ_{HV} پروفیل‌های تلفات شبکه توزیع HV، MV و LV

0 پروفیل‌های تلفات ساعتی

مقادیر پروفیل‌های تلفات ساعتی با توجه به نوع شبکه و سطح ولتاژ متفاوت می‌شوند، که در هر سال توسط ERSE براساس پیشنهادی از سمت بهره برداران شبکه تأیید می‌شوند و برای دانلود در سایت ERSE در دسترس عموم قرار می‌گیرند. شکل (4-9) پروفیل‌های تلفات ساعتی را نشان می‌دهد [5]:

ERSE ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Mapa do Portal | Glossário | Perguntas Frequentes | Contactos | Links Úteis

Início > ELETRICIDADE > Regulamentos > Acesso às redes e às interligações

Perfis de perdas, perfis de consumo e de autoconsumo, e perfis de produção

A Diretiva n.º 1/20

Perfis horários de perdas para as redes em baixa tensão (BT), média tensão (MT), alta tensão (AT), rede de transporte incluindo a transformação na fronteira com a rede de distribuição em AT (ATIRT) e redes em muito alta tensão (MAT), a aplicar entre 1 de janeiro e 31 de dezembro de 2017 ao abrigo da Diretiva n.º 2/2017, de 12 de janeiro.

Para efeitos do ajustamento para perdas na rede de transporte, no caso dos clientes ligados em BT, MT e AT deverão ser utilizados os perfis de perdas da coluna ATIRT em vez dos da coluna MAT. Para os clientes ligados diretamente em MAT deverão ser utilizados apenas os perfis de perdas da coluna MAT.

Data	Dia	Hora	Perfis de perdas				
			BT	MT	AT	ATIRT	MAT
1-jan-2017	dom	00:15	0,067416	0,041698	0,014684	0,0172	0,0129
1-jan-2017	dom	00:30	0,084302	0,040384	0,014284	0,0172	0,0129
1-jan-2017	dom	00:45	0,081169	0,039082	0,013887	0,0172	0,0129
1-jan-2017	dom	01:00	0,078225	0,038031	0,013566	0,0172	0,0129
1-jan-2017	dom	01:15	0,075252	0,036984	0,013244	0,0172	0,0129
1-jan-2017	dom	01:30	0,072673	0,036017	0,012943	0,0172	0,0129
1-jan-2017	dom	01:45	0,070127	0,035055	0,012645	0,0172	0,0129
1-jan-2017	dom	02:00	0,067872	0,034364	0,012435	0,0172	0,0129
1-jan-2017	dom	02:15	0,065676	0,033691	0,012233	0,0169	0,0126
1-jan-2017	dom	02:30	0,063658	0,033058	0,012040	0,0169	0,0126
1-jan-2017	dom	02:45	0,061956	0,032492	0,011864	0,0169	0,0126
1-jan-2017	dom	03:00	0,060345	0,031960	0,011699	0,0169	0,0126
1-jan-2017	dom	03:15	0,058966	0,031486	0,011549	0,0169	0,0126
1-jan-2017	dom	03:30	0,057609	0,031022	0,011402	0,0169	0,0126
1-jan-2017	dom	03:45	0,056559	0,030628	0,011280	0,0169	0,0126
1-jan-2017	dom	04:00	0,055758	0,030393	0,011207	0,0169	0,0126
1-jan-2017	dom	04:15	0,055162	0,030208	0,011148	0,0169	0,0126
1-jan-2017	dom	04:30	0,054549	0,030020	0,011093	0,0169	0,0126
1-jan-2017	dom	04:45	0,053913	0,029814	0,011032	0,0169	0,0126
1-jan-2017	dom	05:00	0,053271	0,029642	0,010977	0,0169	0,0126
1-jan-2017	dom	05:15	0,052733	0,029503	0,010926	0,0169	0,0126
1-jan-2017	dom	05:30	0,052248	0,029381	0,010876	0,0169	0,0126
1-jan-2017	dom	05:45	0,051892	0,029282	0,010842	0,0169	0,0126
1-jan-2017	dom	06:00	0,051705	0,029284	0,010849	0,0169	0,0126
1-jan-2017	dom	06:15	0,051685	0,029324	0,010872	0,0172	0,0129
1-jan-2017	dom	06:30	0,051848	0,029413	0,010910	0,0172	0,0129
1-jan-2017	dom	06:45	0,051938	0,029484	0,010943	0,0172	0,0129
1-jan-2017	dom	07:00	0,052341	0,029466	0,010948	0,0172	0,0129
1-jan-2017	dom	07:15	0,053298	0,029236	0,010881	0,0172	0,0129

Perfis Perdas 2017

PRONTO

شکل (4-9): پروفیل‌های تلفات ساعتی در پرتغال [5]

O تعرفه‌های شبکه

با استفاده از تعرفه‌های شبکه، قیمت‌های اجزای هر تعرفه (شبکه‌ها و استفاده از سیستم) که بر روی برق اندازه گیری شده پیاده سازی می‌شود، توسط ضرایب تنظیم تلفات¹ تحت تأثیر قرار می‌گیرند. این ضرایب مقادیر مصرف اندازه گیری شده در مرجع مشترک (نقطه اندازه گیری برای استفاده تعرفه) را به مرجع تزریق انرژی (فرض می‌شود که ب‌اس بارهای EHV نیروگاهی باشد) تبدیل می‌کند [5].

¹ Losses adjustment factors

0 ضرایب اصلاح تلفات¹

در حال حاضر، ضرایب اصلاح تلفات بوسیله ی نوع شبکه، سطح ولتاژ و زمان روز (زمان پیک، پیک جزئی، دره و دره بزرگ) متفاوت هستند. آن ها به صورت سالانه توسط بهره برداران شبکه پیشنهاد می شوند و سپس توسط رگولاتور (ERSE) تأیید و منتشر می شوند. جدول (3-4) ضرایب اصلاح تلفات (به درصد) برای سال 2017 را نشان می دهد (به مقادیر اندازه گیری شده اعمال می شوند) [5].

جدول (3-4): ضرایب اصلاح تلفات در پرتغال در سال 2017 [5]

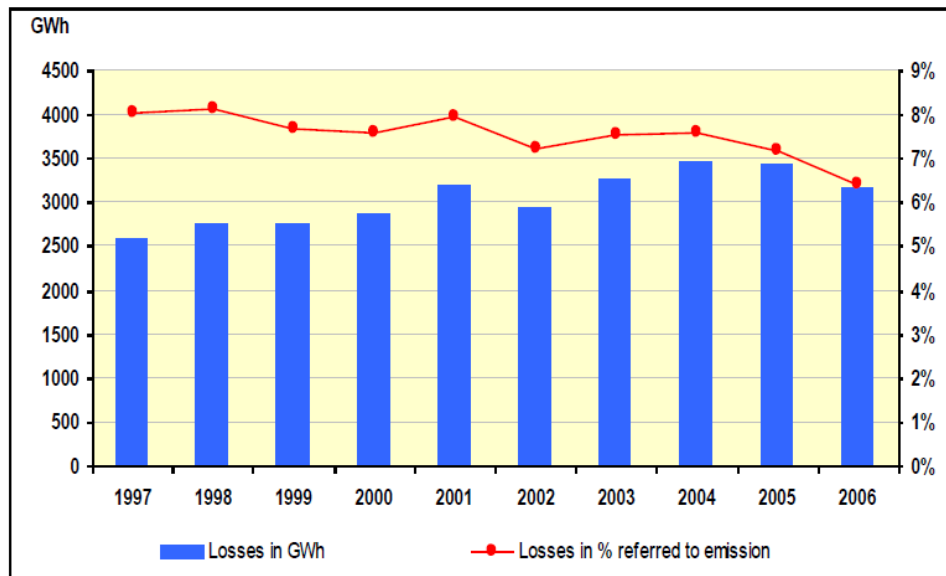
دوره ساعتی					
پیک	پیک جزئی	دره	دره بزرگ	انتقال	
1/25	1/21	1/26	1/25		
1/67	1/61	1/69	1/66	$\gamma_{HV/RT}$	توزیع
1/62	1/46	1/21	1/01	γ_{HV}	
4/72	4/15	3/36	2/68	γ_{MV}	
9/68	8/69	7/46	4/56	γ_{LV}	

4-5-1- مقررات انگیزشی کاهش تلفات در پرتغال

کاهش تلفات توان به کسب کارایی انرژی بهتر و کاهش هزینه های کل سیستم کمک می کند. علاقه برای کاهش تلفات در فاز برنامه ریزی توسعه شبکه هم از سمت بهره بردار سیستم انتقال و هم از سمت بهره بردار سیستم توزیع در نظر گرفته می شود. طرح ملی برای تغییرات آب و هوایی² توسط دولت پرتغال تصویب شد که طبق این برنامه باید تلفات شبکه (انتقال و توزیع) به پایین تر از 8/6 درصد برسد. سازمان تنظیم مقررات انرژی پرتغال³ بر اساس مدل ارزیابی اقتصادی مبتنی بر سقف قیمت برای بهره بردار سیستم توزیع، یک مکانیزم تشویقی برای کاهش تلفات در شبکه های توزیع ایجاد کرد که به تصمیم گیری در مورد سرمایه گذاری توسط بهره بردار سیستم توزیع با توجه به پروژه هایی که باعث کاهش تلفات می شدند کمک می کرد [19].

¹ Losses adjustment factors² National Plan for Climatic Change (PNAC)³ Portuguese Energy Regulatory Authority (ERSE)

در موردی که تلفات توزیع کل پایین‌تر از مقدار مرجع تنظیم شده توسط ERSE بود، بر اساس این مکانیزم تشویقی به بهره‌بردار سیستم توزیع پاداش داده می‌شد. شکل (4-10) سیر کاهش تلفات را با توجه به انرژی کل تحویلی به شبکه نشان می‌دهد [19].



شکل (4-10): سیر تلفات در شبکه توزیع [19]

4-5-1-2- رفتار تلفات در مقررات سقف درآمد پرتغال

مشوق‌ها برای کاهش تلفات انرژی با تأخیر دو ساله محاسبه می‌شوند. معادله (4-4) طرح این مشوق را نشان می‌دهد [18، 20].

$$I_{loss_{v,t}} = VI_t \cdot \left(\frac{L_t^{ref} - L_t^{real}}{100} \right) \cdot E_t^D \cdot a_v \quad (4-4)$$

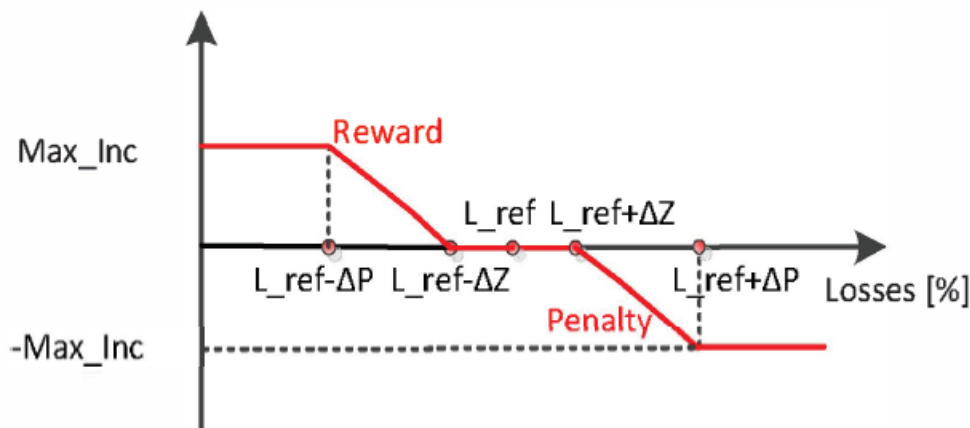
که

$I_{loss_{v,t}}$	مشوق در سال t برای سطح ولتاژ v (یورو)
VI_t	ارزش تلفات توزیع در سال t (یورو به ازای هر کیلووات ساعت)
L_t^{ref}	مقدار مرجع تلفات در سال t (درصد)
L_t^{real}	تلفات اندازه‌گیری شده در سال t (درصد)

E_t^D کل انرژی توزیع شده در سال t (کیلووات ساعت)

a_v وزن تلفات در سطح ولتاژ v

اختلاف بین تلفات مرجع و واقعی محدود می‌شود (0/5 درصد برای دوره 2009-2011). بیشتر از این مقدار، پاداش و جریمه ثابت می‌ماند. مقادیر مرجع شامل مقادیر حداکثر و حداقل، سالانه تنظیم می‌شوند. برای دوره گذشته، به منظور ترویج کاهش تلفات مداوم با توجه به مقادیر گذشته، این مقادیر ثابت بودند. با شروع دوره نظارتی 2012-2014، یک باند خنثی نیز با مقدار 0/25 درصد معرفی شده است که در شکل (4-11) نشان داده شده است [20].



شکل (4-11): طرح پاداش و جریمه اتخاذ شده برای کاهش تلفات در کشور پرتغال (2012-2014) [20]

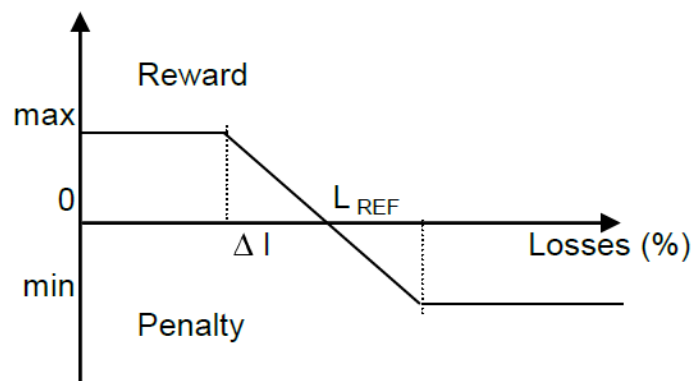
مقادیر مرجع برای هر سه سال بین سال‌های 2012 و 2014 برابر با 7/8 درصد تنظیم شده است. پاداش و جریمه، که به ارزش تلفات اشاره دارد، براساس متوسط قیمت انرژی روز بعد محاسبه می‌شود. متوسط قیمت‌های انرژی روز بعد برای سال 2012 برابر با 48/1025 یورو به ازای هر کیلووات ساعت بوده است. وزن تلفات نیز برابر با 1 در نظر گرفته شده است. در طول سال‌های اخیر، DSO توانسته است مقادیر مرجع را با رسیدن به سقف در چند سال به حد کافی برساند [20].

همانطور که قبلاً ذکر شد، تلفات توزیع به صورت اختلاف بین انرژی اندازه‌گیری شده ورودی به شبکه و انرژی واقعی تحویلی به مشتریان تعیین می‌شود. خرده فروش مجبور به خرید اختلاف بین انرژی اندازه‌گیری شده ورودی به شبکه توزیع و انرژی واقعی تحویلی به مشتریان است که شامل تلفات استاندارد و متعارف است. همچنین، درآمد مجاز شامل یک بخشی مرتبط با تلفات است. زمانی که تلفات از یک مقدار آستانه بیشتر شود، شرکت توزیع کاهشی در

درآمد مجاز خود برای آن سال دارد، در حالیکه، اگر تلفات کمتر از مقدار آستانه باشد، یک افزایش در درآمد مجاز رخ می‌دهد.

4-5-1-3- مکانیزم تشویقی کاهش تلفات در پرتغال تا سال 2008

بر اساس ویژگی نوع تنظیم مقررات و ارزش کنونی برای تلفات توان در هر شبکه، مکانیزم تشویقی برای کاهش تلفات تنها بر روی شبکه توزیع اعمال می‌شود که تلفات بالاتری در آن دیده شده است. با شروع دوره نظارتی (2006 - 2008)، ERSE مقادیر مرجعی برای تلفات شبکه‌های توزیع برای هر سال تنظیم کرد. بر این اساس، اگر تلفات پایین (یا بالایی) مقدار مرجع باشد، بهره‌بردار سیستم توزیع پاداش (جریمه) مالی نسبت به تفاوت بین دو مقدار دریافت می‌کند و این پاداش و جریمه یک سقف پاداش و یا سقف جریمه‌ای همانند شکل (4-12) خواهد داشت [19].



شکل (4-12): مکانیزم تشویقی در شبکه‌های توزیع [19]

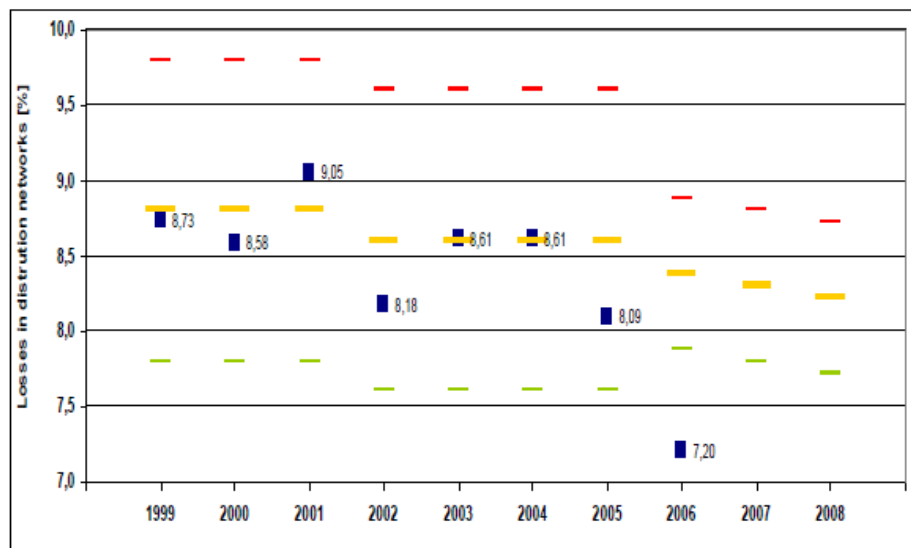
با در نظر گرفتن تأثیر اجرای این مکانیزم، مقادیر مرجع برای تلفات توزیع به مصرف انرژی کل که توسط شبکه‌های توزیع عرضه شده است، اشاره دارد. جدول (4-4) مقادیر مرجع برای تلفات شبکه که توسط ERSE برای دوره‌های نظارتی مختلف تنظیم شده، ارائه شده است و مقدار سقف برای اختلاف بین تلفات واقعی و مرجع تنظیم شده است [19].

جدول (4-4): مقادیر تلفات مرجع مکانیزم تشویقی [19]

	1999-2001	2002-2005
L_{REF}	8,80%	8,60%
ΔI	1,00%	1,00%

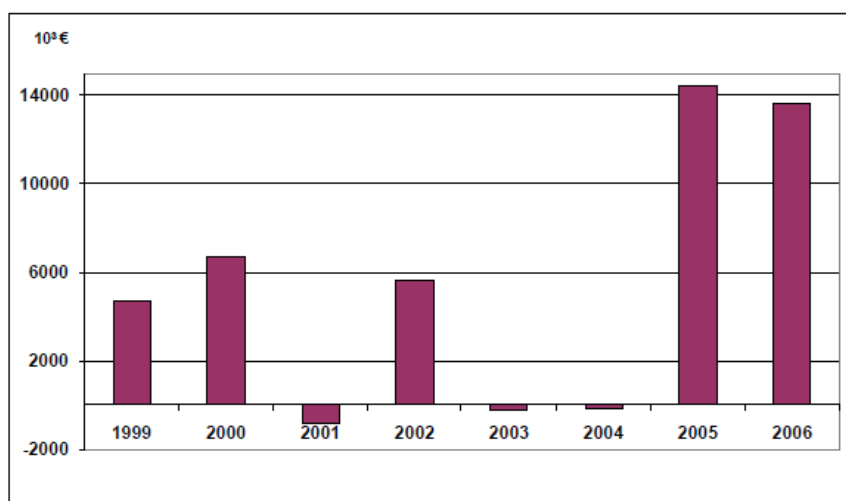
	2006	2007	2008
L_{REF}	8,38%	8,30%	8,22%
ΔI	0,50%	0,50%	0,50%

برای دوره بین 1999 تا 2005، کاهش تلفات بر اساس هزینه انرژی نزدیک به 50 یورو بر مگاوات ساعت ارزیابی می‌گردید (شیب مکانیزم تشویقی). در سال 2006، این مقدار نزدیک به 60 یورو بر مگاوات ساعت تنظیم شد. مقادیر مرجع تلفات برای دوره‌های نظارتی مختلف، به مصرف انرژی کل که در شکل (4-13) نشان داده شده اشاره دارد [19].



شکل (4-13): مقادیر مرجع و سیر تلفات در شبکه‌های توزیع [19]

نتایج مالی مکانیزم تشویقی، از نظر مقدار پاداش یا جریمه شرکت توزیع، در شکل (4-14) نشان داده شده است که با توجه به عملکرد دو سال گذشته است.



شکل (4-14): مقادیر مرجع و سیر تلفات شرکت‌های توزیع

همان‌طور که در شکل (4-14) نشان داده شده، برای اولین بار از زمان اجرای مکانیزم تشویقی در سال 1999، پاداش داده شده به بهره‌بردار شرکت توزیع در سال 2006 دارای یک سقف حداکثری گردید. باهدف پاداش مالی مکانیزم تشویقی، حداکثر کاهش تلفات مجاز 0/5 درصد برای 60 یورو بر مگاوات ساعت انرژی پایه ارزیابی شد. از این شکل می‌توان یک تحلیل هزینه به سود استخراج کرد: در سال 2006، فرض شده که مقدار مورد انتظار باید مقدار مرجع 8/38 درصد باشد و دیده می‌شود که مقدار واقعی تلفات تا 7/2 درصد کاهش یافته که یک سود 1/18 درصدی کسب شده است. به بیان دیگر، هزینه اجرای مکانیزم تشویقی برای سیستم، پاداش بهره‌بردار، مرتبط با 0/5 درصد است که منجر به سود خالص 0/68 درصدی (299 گیگاوات ساعت) شده که در حدود 17/94 میلیون یورو است [19].

4-6 - اسپانیا

تلفات توسط خرده فروش به عنوان بخشی از هزینه‌های انرژی آن‌ها در بازار عمده فروشی پرداخت می‌شود. تلفات شبکه با سطح ولتاژ و دوره زمانی روز متناسب و تنظیم می‌شود.

شرکت‌های توزیع مجبور به خرید اختلاف بین انرژی اندازه گیری شده ورودی به شبکه توزیع خود و انرژی اندازه گیری شده مصرف کنندگان می‌باشند که شامل تلفات استاندارد است. اگر تلفات واقعی بالاتر از حد استاندارد باشد،

شرکت توزیع مازاد هزینه‌های تلفات را تحمل می‌کند. از سوی دیگر، اگر تلفات پایین تر باشد، شرکت توزیع سود کسب می‌کند. در سال‌های قبل، در کشور اسپانیا هیچ مکانیزم خاصی برای ایجاد انگیزه به منظور کاهش تلفات وجود نداشت [12].

0 مقررات سقف درآمد در اسپانیا

بهره برداران شبکه اسپانیا از طریق مقررات سقف درآمد برای یک دوره چهار ساله تحت نظارت قرار می‌گیرند. درآمد اولیه مجاز برای هر DSO قبل از شروع دوره نظارتی تعیین می‌شود. درآمد مجاز برای بهره برداران شبکه وابسته به هزینه‌های عملیاتی و هزینه‌های سرمایه گذاری است. هر سال، درآمدها براساس ضریب بهره وری و تورم برای تمام DSOها به صورت یکسان به روز می‌شود. بعلاوه، مشوق برای کاهش تلفات شبکه با یک سال تأخیر محاسبه می‌شود و به درآمدهای قبلی اضافه می‌شود. درآمد اولیه و انحراف به دلیل رشد در تقاضا با استفاده از مدل شبکه مرجع¹ به عنوان یک ابزار ارزیابی فنی محاسبه می‌شود [18].

$$R_n^i = (R_{n-1}^i - Q_{n-2}^i - L_{n-2}^i) \cdot (1 + IA_n) + Q_{n-1}^i + L_{n-1}^i + Y_{n-1}^i \quad (5-4)$$

که

$$R_n^i = \text{درآمد مجاز DSO } i \text{ ام در سال } n \text{ (یورو)}$$

$$Q_n^i = \text{مشوق تداوم خدمات رسانی DSO } i \text{ ام در سال } n \text{ (یورو)}$$

$$L_n^i = \text{مشوق تلفات DSO } i \text{ ام در سال } n \text{ (یورو)}$$

$$IA_n = \text{ضریب به روز رسانی (تورم و کارایی)}$$

$$Y_n^i = \text{هزینه انحراف به دلیل رشد بار DSO } i \text{ ام در سال } n \text{ (یورو)}$$

RNM یک مدل بهینه سازی است که شبکه توزیع را برای کل کشور و DSOهای مختلف به دست می‌آورد، که محل تأمین برق مصرف کنندگان، موقعیت جغرافیایی آنها، مصرف و سطح ولتاژ آنها را می‌دهد. این شبکه باید

¹ Reference Network Model (RNM)

هزینه‌های سرمایه گذاری، بهره برداری و تعمیر و نگهداری و تلفات فنی را حداقل کند در حالیکه محدودیت‌های فنی، جغرافیایی و کیفیت خدمات رسانی را در نظر می‌گیرد [18].

4-6-1- مقررات انگیزشی کاهش تلفات در کشور اسپانیا

تلفات انرژی از طریق طرح پاداش و جریمه تنظیم مقررات می‌شود. پاداش یا جریمه توسط هر DSO با یک سال تأخیر دریافت می‌گردد. این از ضرب قیمت بازار روز بعد و اختلاف بین تلفات مورد هدف و تلفات واقعی برای هر ساعت به دست می‌آید. مقدار قبلی از طریق پارامتری که نشان دهنده درصد کاهش در تلفاتی است که به DSO اجازه داده شده آن را حفظ کند، اصلاح می‌شود که باقیمانده آن برای مشترکان سود است. مشوق در $\pm 2\%$ از کل پرداختی سال قبل DSO محدود می‌شود [18].

$$\text{Incentive}_j = a' \cdot P^h \cdot (E_{obj}^h - E_{real}^h) \quad (6-4)$$

که

P^h قیمت انرژی تلفات، به یورو بر کیلووات ساعت برای ساعت h . این قیمت، قیمت ساعتی بازار برق اسپانیا است.

a ضرایب وزنی است که چقدر از سود کسب شده ناشی از کاهش تلفات توسط شرکت توزیع برق باقی می‌ماند. 0/2 در نظر گرفته شده و از 1 ژانویه سال 2011 اجرا می‌شود.

E_{real}^h انرژی واقعی تلف شده توسط شرکت توزیع z در ساعت h به کیلووات ساعت.

E_{obj}^h تلفات انرژی هدف گذاری شده برای شرکت توزیع z در ساعت h به کیلووات ساعت.

تلفات واقعی به صورت اختلاف بین تزریق ساعتی از شبکه انتقال و مصرف ساعتی مصرف کنندگان متصل به شبکه DSO محاسبه می‌شود. تلفات مورد هدف از رابطه (5-7) محاسبه می‌شود [18]:

$$E_{obj}^i = \sum_{cons} (E_{cons}^h \cdot (1 + k_j^h) \cdot k_i^h) - \sum_{cons} (E_{cons}^h - E_{trans}^h \cdot F_i^h) \quad (7-4)$$

که

E_{cons}^h تقاضا در منطقه DSO i ام در ساعت h (کیلووات ساعت)

k_j^h ضریب تلفات نوع مشترک ژام در ساعت h

k_i^h پارامتر اصلاح ساعتی برای DSO iam

E_{trans}^h تلفات انتقال در ساعت h (کیلووات ساعت)

F_i^h سهم بار در منطقه DSO iam در ساعت h در مقایسه با مصرف کل سیستم

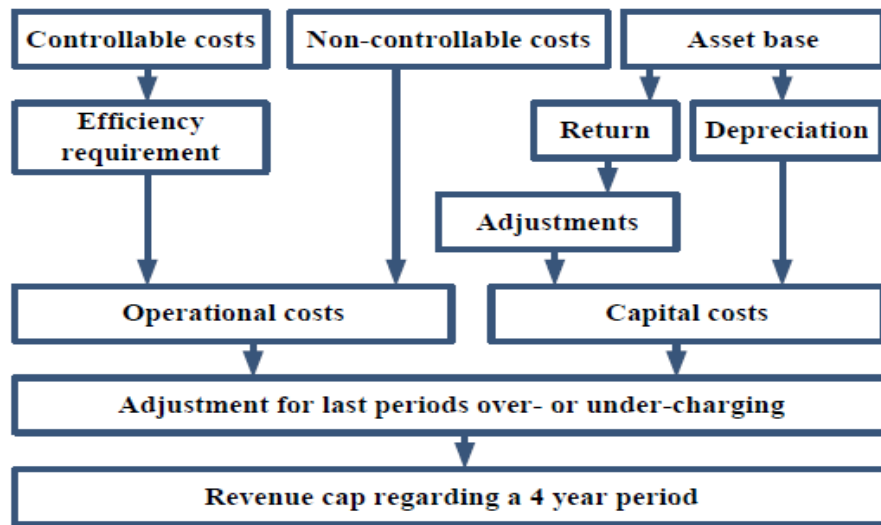
ضرایب تلفات متوسط شامل تلفات در سطح انتقال نیز هست، بنابراین، نیاز است تا این تلفات از یکدیگر کم شوند. از رابطه بالا، می‌توان مشاهده کرد که ضرایب تلفات متوسط در سطح سیستم به ازای هر نوع از مصرف کنندگان از طریق یک ضریب اصلاح معین برای DSO تصحیح می‌گردد. این پارامتر براساس مطالعات انجام شده با RNM تعیین می‌شود. این ضرایب منحصر به فرد باید برای هر ساعت یا حداقل برای ساعت‌های پیک و دره محاسبه شوند. در حال حاضر، آن‌ها فقط برای ساعت‌های پیک و دره به وسیله RNM محاسبه می‌شوند [18].

4-7- سوئد

تلفات به صورت اختلاف بین انرژی اندازه گیری شده ورودی به شبکه و انرژی واقعی تحویلی به مشترکان تعریف می‌شود. تلفات به طور معمول از بخش فروش خریداری می‌شود و قیمت‌ها رسمی و تحت نظارت رگولاتور است [12]. بازرس بازار انرژی سوئد¹ تلفات شبکه را به عنوان شاخصی برای استفاده کارآمد از شبکه برق انتخاب کرده است. دلیل آن این است که تلفات شبکه تأثیر مستقیمی بر روی هزینه‌های شبکه و مصرف انرژی دارد. ایجاد مشوقی برای بهره برداران سیستم توزیع برای کاهش تلفات، منافی نیز برای مصرف کنندگان شبکه و اجتماع ایجاد می‌کند [21]. در شکل (4-15)، مدل نظارتی کنونی سوئد که یک مقررات قبل از وقوع² هست را نشان داده شده است [22، 23].

¹ Swedish Energy Markets Inspectorate (Ei)

² Ex ante



شکل (4-15): بررسی مقررات سقف درآمد سوئد [22, 23]

این مقررات در اکسل¹ مدل سازی شده است تا هم چگونگی تأثیر تغییر یک پارامتر بر نتایج (به عنوان مثال، اندازه سقف درآمد) بررسی شود و هم چگونگی تأثیر متقابل پارامترهای مختلف بر روی یکدیگر بررسی شود. در حال حاضر، تقریباً 250 پارامتر ورودی مختلف وجود دارند که می‌تواند تغییر داده شوند. همچنین، دارایی‌های مبنا² شامل تعداد زیادی پارامتر می‌شود. برخی از این پارامترها شامل داده‌های تعیین شده برای هر DSO (نظیر تلفات شبکه، هزینه تغذیه شبکه، ساختار سن و اندازه دارایی‌ها، شاخص‌های قابلیت اطمینان و غیره) است [22, 23].

همانطور که تلفات شبکه وابسته به پخش توان است، نیاز است تا شاخص با توجه به مقدار انرژی توزیع شده در شبکه نرمالیزه شود. بدون نرمالیزه کردن، کاهش تلفات شبکه می‌تواند ناشی از آب و هوای گرم باشد، و نه استفاده مؤثر از شبکه. شاخصی که برای ایجاد مشوق استفاده می‌شود تا تلفات شبکه را در طول دوره نظارتی کاهش دهد نسبت تلفات شبکه در رابطه با مقدار کل انرژی توزیع شده در شبکه است. مشوق طوری طراحی می‌شود که افزایش یا کاهش درصد تلفات شبکه در مقایسه با سطح تلفات گذشته DSO، منجر به کاهش یا افزایش در سقف درآمد DSO خواهد شد. معادله (4-8) برای محاسبه این مشوق استفاده می‌شود [21]:

¹ Excel

² Asset base

$$K_n = (Nf_{norm} - Nf_{turn-out}) \cdot E_{turn-out} \cdot P_n \cdot 0.5 \quad (8-4)$$

که

K_n (هزار کرون سوئد) = مقدار مشوق برای کاهش تلفات، افزایش یا کاهش بر روی سقف درآمد.

Nf_{norm} (درصد) = سهم گذشته تلفات شبکه برای هر DSO (2010-2013) به صورت درصدی از مقدار کل انرژی

توزیع شده.

$Nf_{turn-out}$ (درصد) = سهم تلفات شبکه برای هر DSO در طول دوره نظارتی (2016-2019) به صورت درصدی از

مقدار کل انرژی توزیع شده.

$E_{turn-out}$ (مگاوات ساعت) = مقدار انرژی توزیع شده در طول دوره نظارتی (2016-2019).

P_n (هزار کرون بر مگاوات ساعت) = قیمت هر مگاوات ساعت برای تلفات شبکه که به صورت قیمت متوسط در

طول دوره نظارتی (2016-2019) محاسبه می‌گردد. تمام هزینه‌های DSO برای تلفات شبکه در محاسبات در نظر

گرفته می‌شود.

ضریب 0/5 در معادله (8-4) ناشی از این واقعیت است که بهبود در تلفات شبکه باعث پاداش DSO به مقدار نصف

مقدار محاسبه شده می‌گردد و نصف دیگر مقدار اضافه شده به مشترکان به دلیل سقف درآمد پایین تر انتقال داده

خواهد شد. در مقابل، اگر سهم تلفات شبکه افزایش یابد، نصف کاهش سقف درآمد از سقف درآمد DSO به مشترکان

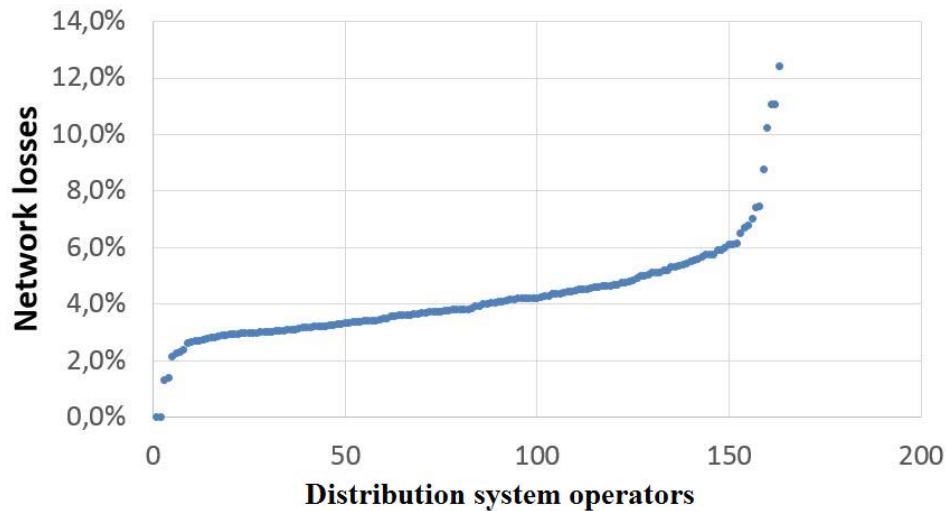
انتقال داده خواهد شد. این به عنوان یک محدودیت در رابطه با ایجاد مشوق برای کاهش تلفات دیده می‌شود [21].

وضعیت گذشته

سهم تلفات شبکه برای DSOهای سوئد در سال 2012 در شکل (4-16) نشان داده شده است. اکثریت DSOهای

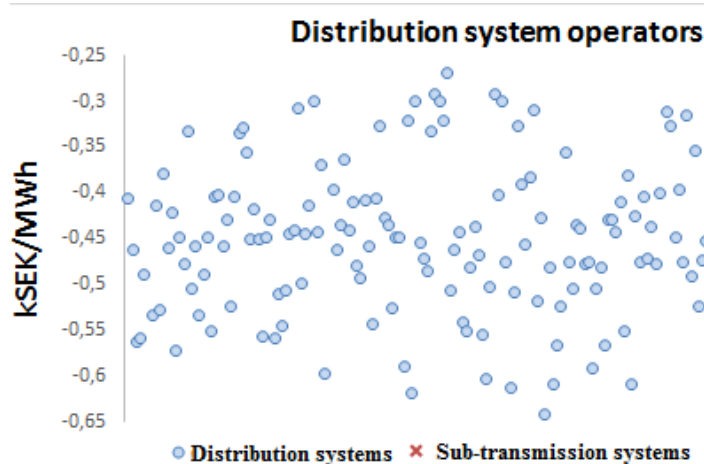
سوئد تلفات شبکه ای در حدود 3 تا 6 درصد از کل مقدار انرژی توزیع شده دارند. تنها تعداد کمی از DSOها تلفات

شبکه ای بیش از 10 درصد را از سال 2006 تجربه کرده‌اند [21].



شکل (4-16): سهم تلفات شبکه برای DSOهای سوئد در سال 2012 [21]

هزینه تلفات شبکه برای DSOهای سوئد در سال 2012 نیز در شکل (4-17) نشان داده شده است. دایره‌های آبی DSOهای محلی و دایره‌های قرمز DSOهای سطح فوق توزیع را نشان می‌دهند. تنها دو DSO هزینه ای کمتر از 0/2 هزار کرون بر مگاوات ساعت دارند و یک DSO نیز هزینه ای تقریباً برابر با 1/2 هزار کرون بر مگاوات ساعت دارد. این سه DSO در شکل نشان داده نشده‌اند. DSOهای دیگر هزینه‌هایی بین 0/25 و 0/65 هزار کرون بر مگاوات ساعت دارند. Ei در زمانی که مشوق را محاسبه می‌کند، متوسط هزینه برای تلفات شبکه را از هزینه‌های مختلف DSOها انتخاب کرده است. دلیل آن است که تمام شکل‌های نوع خرید و قیمت‌ها را در نظر بگیرد، در حالیکه در DSOهای مختلف متفاوت است [21].



شکل (4-17): هزینه تلفات شبکه برای DSOهای سوئد در سال 2012 [21]

چندین دلیل برای اینکه چرا تلفات شبکه افزایش می‌یابد و برخی از بخش‌های تلفات غیر قابل جبران است وجود دارد. سهم تلفات شبکه ای که می‌تواند کاهش یابد به طور طبیعی در میان DSOها متفاوت است، برای مثال، چگالی مشترک متفاوت و طول کابل‌ها. این دلیلی است که چرا مشوق براساس مقادیر گذشته هر DSO خاص محاسبه می‌شود، که موقعیت هر شرکت براساس شرایطی که در گذشته داشته است حساب می‌شود.

مشوق مرتبط با تلفات شبکه پتانسیلی برای بهبود کارایی است. در محاسبه ای که فرض می‌شود اگر تمام DSOها با تلفات شبکه بالای 4 درصد، تلفات شبکه خود را به زیر 4 درصد کاهش دهند، صرفه جویی سالانه 374 گیگاوات ساعتی انجام خواهد شد. این کار منجر به منفعت اجتماعی در حدود 173 میلیون کرون سوئد در هر سال می‌شود (18/2 میلیون یورو در سال 2016). این 173 میلیون به طور برابر بین DSOها و مشترکان آن‌ها تقسیم می‌گردد، که به این معنی است که 86/5 میلیون به صورت سود بالاتر به DSOها داده می‌شود و 86/5 میلیون باقیمانده نیز به مشترکان از طریق تعرفه‌های پایین تر داده می‌شود. طی یک دوره نظارتی چهار ساله، صرفه جویی در حدود 1/5 تراوات ساعت می‌تواند انجام شود، که سودی نزدیک به 700 میلیون کرون سوئد برای DSOها و مشترکان آن‌ها به همراه دارد [21].

4-8- دانمارک

نهاد نظارتی انرژی دانمارک¹ مسئول بررسی کاهش تلفات شبکه به یک سطح مطلوب است. در ادامه چالش‌های نظارتی در ارتباط با تلفات شبکه بیان می‌شوند [24].

o سطح اطلاعات کنونی DERA از تلفات شبکه

براساس قوانین، DSOها باید تلفات فنی شبکه خود و هزینه مرتبط با تلفات شبکه را سالانه گزارش کنند. تلفات فنی شبکه از تفریق مقدار انرژی که به شبکه وارد می‌شود و مقدار انرژی که به مصرف کنندگان نهایی تحویل داده می‌شود، محاسبه می‌گردد [24].

¹ Danish Energy Regulatory Authority (DERA)

0 مقررات کنونی تلفات شبکه DERA

در مقررات کنونی، هزینه پوشش تلفات شبکه به سقف درآمد مجاز DSO اضافه می‌شود. با این وجود، مقدار تلفات فنی شبکه به طور دائمی بر روی سطح سال 2004 باقی مانده است. قیمت متوسط هر واحد kWh تلفات فنی شبکه براساس هزینه گزارش شده توسط بهره بردار برای پوشش تلفات شبکه محاسبه می‌شود. هزینه برای پوشش تلفات شبکه از هزینه استفاده شده برای محاسبه کارایی اقتصادی کم می‌گردد. همچنین، یکی از چالش‌ها نبود مشوق نظارتی به منظور کاهش هزینه برای پوشش تلفات شبکه است [24].

0 وسعت تلفات شبکه و هزینه‌های مرتبط با آن در سال 2015

در مجموع در سال 2015، بهره برداران سیستم توزیع 769/4 میلیون کرون¹ دانمارک هزینه کرده‌اند تا تلفات شبکه را پوشش دهند. همچنین، مقدار کل هزینه قابل کنترل² 1952/8 میلیون کرون بوده است. بنابراین، هزینه برای پوشش تلفات شبکه برابر با 39 درصد از کل هزینه قابل کنترل بوده است. برای هر 100 کیلووات ساعت انرژی تحویلی به مصرف کننده نهایی تقریباً 4 کیلووات ساعت به عنوان تلفات فنی شبکه به هدر می‌رود [24].

0 توانایی برای کاهش تلفات فنی شبکه

شبکه شامل تجهیزاتی با دوره‌ی استهلاک بیش از 30 سال در آینده خواهد بود. مهندسان مجبور هستند تا تقاضای برق برای 30 سال آینده را پیش بینی کنند در زمانی که توپولوژی بهینه را برای شبکه طراحی می‌کنند. نصب مجدد شبکه می‌تواند تلفات فنی شبکه را کاهش دهد، اما بسیار گران خواهد بود. در این حالت، تمام هزینه‌های صورت گرفته سنگین تر از مقدار کاهش تلفات انجام شده در شبکه خواهد بود. بنابراین، بهره برداران سیستم توزیع برنامه وسیعی برای سرمایه گذاری‌های شبکه برای آینده نزدیک دارند که به دلیل برنامه‌های سرمایه گذاری دوره ای است [24].

0 هزینه تلفات فنی شبکه

¹ DKK

² Controllable cost

بهره بردار سیستم توزیع تلفات شبکه را پوشش می‌دهد که این مورد به وسیله مذاکرات از قبل صورت گرفته¹ برای تأمین برق یا از بازار لحظه ای² (استخر نورد³) حاصل می‌شود. مذاکرات از قبل صورت گرفته منجر به کنترل پایین بر روی قیمت توسط بهره بردار سیستم توزیع و خرده فروش می‌گردد. بازار لحظه ای نیز منجر به این می‌شود که قیمت‌ها توسط قدرت‌های بازار تعیین می‌شوند. مسئولیت DERA این است که تضمین کند بهره برداران سیستم توزیع، برق را به نحوی که با اصول قیمت گذاری رقابتی مطابقت دارد، دریافت می‌کنند [24].

0 هیئت کارشناسان بر روی مدل جدید محک زنی⁴ دانمارک

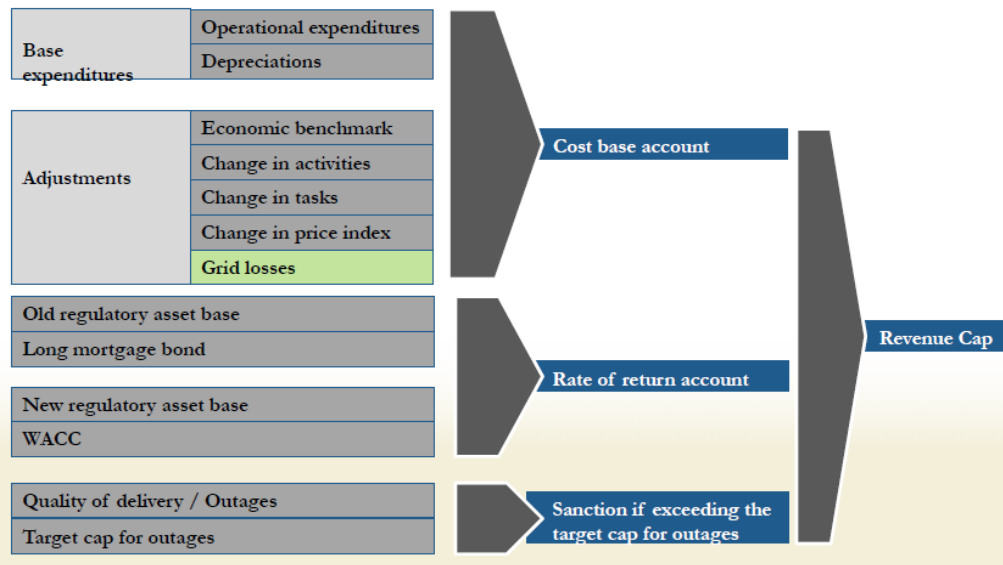
در فوریه سال 2017، گروهی از کارشناسان گزارش نهایی خود را در رابطه با یک مدل جدید محک زنی به DERA ارائه کردند. اندازه گیری و محاسبه توپولوژی بهینه شبکه، با حداقل سطح تلفات فنی، با سطح کنونی اطلاعات و نقاط اندازه گیری شبکه غیر ممکن است. بنابراین، در حال حاضر تلفات فنی شبکه باید خارج از مدل محک زنی اقتصادی قرار گیرد. اما در آینده هم تلفات فنی شبکه و هم هزینه‌ها برای پوشش تلفات شبکه باید در مدل محک زنی در نظر گرفته شوند. کارشناسان انتظار دارند که با پیاده سازی کامل شبکه هوشمند و مانیتورهای قابل قرائت از راه دور در سال 2020، به بهره بردار سیستم توزیع اجازه داده می‌شود تا به دقت تلفات فنی شبکه را اندازه گیرد. در شکل‌های (4-18) و (4-19) ساختار جدید مقررات سقف درآمد و مدل جدید محک زنی در دانمارک نشان داده شده است [24].

¹ Pre-negotiated dials

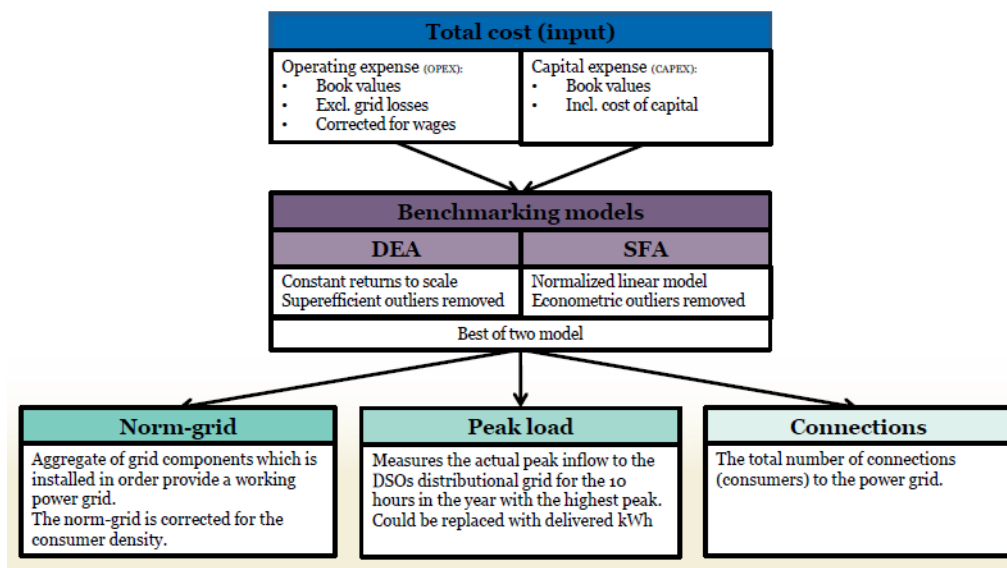
² Spot market

³ Nord pool

⁴ Benchmarking



شکل (4-18): ساختار جدید سقف درآمد در دانمارک [24]



شکل (4-19): ساختار مدل جدید محک زنی در دانمارک [24]

9-4 - تلفات توزیع برق در دیگر کشورهای اروپایی

o اتریش

تلفات بخشی از روند تعادل توان¹ (رزرو توان) است. تلفات باید توسط هر DSO در بازار انرژی خریداری شود. هزینه‌ها برای پوشش تلفات توسط یک هزینه اضافی به تعرفه‌های شبکه اضافه می‌شود. این هزینه اضافی توسط DSOها برای هر سطح شبکه تعیین می‌شود و توسط رگولاتور (E-Control) تصویب می‌گردد [12].

o بلژیک

به منظور اینکه رگولاتور (CREG) تلفات DSOهای مختلف را مقایسه کند و کیفیت شبکه توزیع را ارزیابی کند، تلفات توزیع و انتقال باید سالانه به رگولاتور گزارش شود. به منظور بهبود روند تخصیص تلفات، DSOها یک روش مناسب برای تخمین تلفات در شبکه توزیع ایجاد کرده‌اند [12].

o جمهوری چک

تلفات انرژی اختلاف بین انرژی خریداری شده و فروخته شده است و به تلفات فنی، تلفات غیرفنی و مصرف خودی تقسیم می‌شود. مقدار تلفات فنی و غیرفنی از یک DSO تا DSOهای دیگر متفاوت است. تلفات بخشی از هزینه‌های عملیاتی است که توسط رگولاتور پذیرفته می‌شود و در تعرفه‌ها توسط مشترک پرداخت می‌شود [12].

o فنلاند

تلفات به عنوان اختلاف بین انرژی ورودی اندازه گیری شده و انرژی واقعی تحویلی به مشترکان تعریف می‌شود. به طور عادی بهره برداران شبکه تلفات خود را از شرکت‌های مورد نظر خود خریداری می‌کنند و هیچ الزامی برای رقابت در خرید وجود ندارد. درصد تلفات برای DSOهای فنلاند در رنج 3 تا 5 درصد است [12].

o مجارستان

تلفات کل براساس اختلاف بین انرژی ورودی و خریداری شده تخمین زده می‌شود. انرژی خریداری شده به قرائت مصرف مشترک به صورت ماهانه و سالانه تقسیم می‌شود. هر دو برای صدور صورتحساب استفاده می‌شوند، اما قرائت

¹ Power balancing

سالانه اطلاعات مشترک، انحرافات را نیز شامل می‌شود. در این مورد، این مقدار از انرژی خریداری شده تنها می‌تواند تخمین زده شود.

تلفات کل نیز شامل تلفات فنی و غیر فنی است. تلفات فنی از انحراف پارامتر فنی نظیر تلفات شبکه، انتقال و خطاهای اجزای کنتور (تلفات غیر فنی) که منجر به توقف کنتور می‌شود ساخته می‌شود. با این وجود تلفات غیر فنی شامل نشت انرژی و اشتباه در قرائت و صدور صورتحساب است.

کل تلفات فنی توسط رگولاتور تأیید می‌شود اما تنها 50 درصد از تلفات غیر فنی توسط رگولاتور به رسمیت شناخته می‌شود [12].

o ایرلند

تلفات توسط خرده فروشان به عنوان بخشی از هزینه‌های انرژی آن‌ها پرداخت می‌شود. مقادیر اندازه گیری شده برای خرده فروشان مستقل توسط ضرایب تلفات جمع می‌شوند و سایر هزینه‌ها به تأمین کننده برق عمومی¹ اختصاص داده می‌شود. بعلاوه، یک مکانیزم پاداش/جریمه وجود دارد که در مقررات کنترل قیمت مرتبط با تلفات گنجانده شده است. بر این اساس، سطح هدف گذاری شده برای تلفات 1/275 گیگاوات ساعت تنظیم شده است (حدود 7 درصد). تلفات نیز به ازای هر گیگاوات ساعت 38000 یورو قیمت گذاری شده است. همچنین، یک سقف برای حداکثر مقدار پاداش/جریمه وجود دارد که 2 درصد از درآمد مجاز شرکت توزیع است [12].

o ایتالیا

بازار برق ایتالیا در سال 2008 به سمت تفکیک بخش‌های بهره برداری و فروش انرژی رفت. تا سال 2007، بهره برداران توزیع مسئولیت فعالیت‌های توزیع و تأمین برق را برعهده داشتند. تحت قانونی با شماره 125/07، بهره برداران توزیع که بیش از 100 هزار مشترک را تغذیه می‌کردند ملزم به جداسدن از بخش تأمین انرژی شدند [33].

¹ Public Electricity Supplier

این تغییرات مفاهیمی برای تأمین تلفات داشته است. قبل از دسامبر سال 2007، کل مکانیزم به شرکت توزیع داده شده بود. اصلاح ساختار بازار مسئله اینکه چه کسی مسئول خرید انرژی الکتریکی برای پوشش تلفات است را مطرح کرد.

رگولاتور ایتالیا به راحتی مکانیزم قبلی را تغییر داد و خرده فروش را مسئول تأمین تلفات معرفی کرد و مشوقی نیز برای کاهش تلفات شرکت توزیع تعیین کرد.

در حال حاضر خرده فروش انرژی مورد نیاز برای پوشش تلفات را خریداری می کند. خرده فروش تعرفه ای برای پوشش هزینه سطح استاندارد از تلفات دریافت می کند و شرکت توزیع را با صرفه جویی ناشی از یک سطح موثری از تلفات که کمتر از استاندارد تعیین شده توسط رگولاتور است روبرو می کند یا در غیر این صورت از شرکت توزیع مطالبه می کند که در هر صورت سطح تلفات به خرده فروش مربوط نمی گردد [33].

0 هلند

تلفات توزیع یک DNO به صورت اختلاف بین انرژی اندازه گیری شده ورودی به شبکه و انرژی واقعی تحویلی به مشترکان تعیین می شود. DNOها ملزم به خرید حجم انرژی مورد نظر برای تلفات می شوند. هزینه های تلفات بخشی از هزینه استفاده از سیستم است [12].

0 نروژ

تلفات به صورت اختلاف بین انرژی اندازه گیری شده ورودی به شبکه و انرژی واقعی تحویلی به مشترکان تعیین می شود. داده های تلفات توسط بهره بردار شبکه برای رگولاتور ارسال می شود تا این داده ها صحت سنجی و تأیید شوند. هزینه های مرتبط با تلفات شبکه در هزینه های سالانه کلی گنجانده شده است و باید با درآمد مجاز تلاقی داشته باشد [12].

0 رومانی

تعرفه های توزیع شامل تلفات تنظیم شده می باشند. قیمت در نظر گرفته شده برابر با متوسط قیمت خرید شرکت توزیع/خرده فروش است.

با شروع سال 2005، برای هر دوره نظارتی، رگولاتور با توجه به رضایت متقابل بهره بردار توزیع یک برنامه برای کاهش تلفات ایجاد کرده است که برای بهره برداران توزیع مزایای ناشی از مدیریت مؤثر تلفات را در پی داشت. در سال 2012، زمانی که تعرفه توزیع ایجاد گردید، رگولاتور یک متوسط سطح تلفات فنی و غیرفنی 9 درصدی را مشخص کرد. زمانی که برنامه هزینه سرمایه گذاری توسط ANRE (رگولاتور) تصویب نمی‌شود، بهره برداران توزیع این حق را دارند تا از ANRE درخواست تجدید نظر (اصلاح) اهداف کاهش تلفات را کنند و ANRE نیز متعاقباً بررسی خواهد کرد و در مورد موقع و سطح چنین اصلاحاتی تصمیم گیری می‌کند.

در پایان هر دوره نظارتی، رگولاتور سطح واقعی تلفات را بررسی خواهد کرد و یک سطح جدید برای دوره نظارتی بعدی ایجاد خواهد کرد. شرکت توزیع مجاز خواهد بود تا تمام دستاوردهای خود ناشی از کاهش تلفات را خارج از سطح تعیین شده توسط ANRE حفظ کند [12].

0 اسلوواکی

تلفات به صورت اختلاف بین خرید انرژی و فروش انرژی تعیین می‌شود که باید توسط شرکت‌های توزیع خریداری شود. تلفات شامل این بخش‌ها است: تلفات فنی، تلفات غیرفنی (دزدی و اشتباه اندازه گیری) و مصرف خود شرکت. مقدار تخمین زده شده تلفات و همچنین تخصیص آن برای سطوح ولتاژ برای هر شرکت توزیع متفاوت است. در چارچوب نظارتی، تلفات به عنوان هزینه‌های قانونی در نظر گرفته می‌شود و پیش بینی می‌شود در آینده تلفات یک موضوعی برای بررسی دقیق تر توسط رگولاتور خواهد بود [12].

4-10- هند

بخش توزیع برق به عنوان قسمتی برای تولید درآمد زنجیره تولید، انتقال و توزیع محسوب می‌شود که البته ضعیف‌ترین بخش این زنجیره است که ممکن است کل فرایند اصلاحات صنعت برق را از بین ببرد. در حالی که بخش تولید برق در کشور هند در تلاش برای رفع نیاز تقاضا است، بخش توزیع تحت تلفات قرار گرفته است و اقدامات مختلفی توسط دولت هند انجام گرفته است تا شرکت‌های توزیع هر استان بتوانند رشد و ترقی داشته باشند.

بخش توزیع اتصال به مصرف کنندگان را فراهم می‌کند و دارای مصرف کنندگان مختلف و متنوع نیز می‌باشد. بیشتر نهادهای دولتی برق¹ تفکیک شده‌اند، ولی هنوز بخش توزیع تحت کنترل شرکت‌های دولتی است. قبل از جداسازی، بهره برداری از آن‌ها تحت نهادهای نظارتی نتایج مطلوبی را به دست نیاورده بود. بدتر شدن شرایط مالی شرکت‌های توزیع برق به دلیل تلفات فنی و تجاری، عدم توانایی در اصلاح تعرفه‌ها، افزایش سهم یارانه‌ها، دادن یارانه بخش صنعتی به مصرف کنندگان خانگی و کشاورزان، ناکارآمدی صدور صورتحساب مزایای اقدامات دولتی آر از بین می‌بردند. شکاف بین متوسط هزینه تأمین² و متوسط درآمد واقعی³ افزایش یافته است و از 1/5 روپیه به ازای هر کیلووات ساعت عبور کرده است که منجر به کاهش ارزش این شرکت‌ها شده است [25].

برای کاهش تلفات و بهبود کارآمدی سیستم، سیاست‌هایی در کشور هند پیاده شده است. سیاست‌های در نظر گرفته شده برای اصلاحات در بخش توزیع برق ارتقا سیستم، کاهش تلفات (تلفات فنی و تجاری)، کنترل سرقت، تجاری سازی، استفاده از تولیدات پراکنده و تأمین برق مناطق روستایی مورد هدف قرار داده است [25].

4-10-1- توزیع برق و سطح تلفات در هند

یک دهه بعد از قانون برق سال 2003، که بر روی بهبود صنعت برق، افزایش رقابت، حفظ منفعت مصرف کنندگان، تضمین تأمین برق در تمام مناطق، کاهش تلفات و اصلاح تعرفه برق متمرکز بود، صنعت برق هند دستخوش یک تحول بزرگ گردید. دسترسی گسترده، اضافه کردن ظرفیت تولید، بازارهای رقابتی و یک شبکه انتقال ملی برخی از اقداماتی بودند که صورت پذیرفتند [26]. اجرای اصلاحات صنعت برق هند را با تغییرات غیر منتظره ای مواجه کرد. با این حال، این تغییرات به دلیل چالش‌ها هنوز کامل نشده است [26]:

• دستیابی 100 درصدی به برق به خصوص در مناطق روستایی

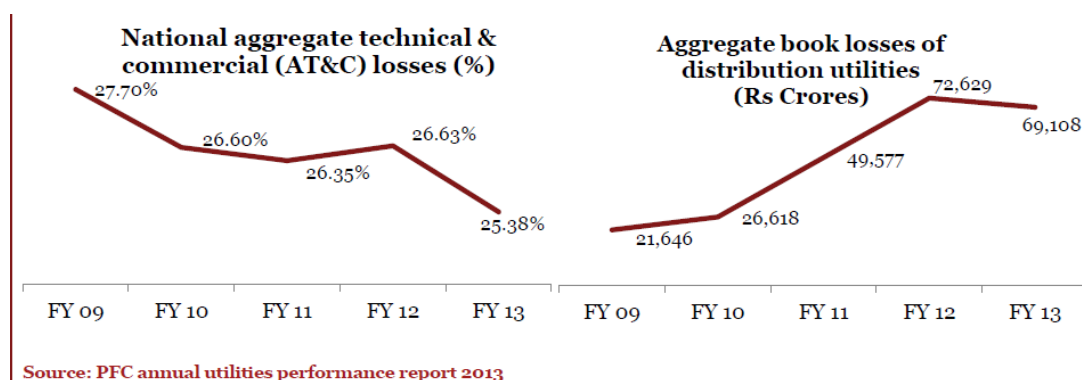
• ارائه برق با کیفیت و با قابلیت اطمینان بالا با هزینه‌های مقرون به صرفه

¹ State Electricity Boards (SEBs)

² Average Cost of Supply (ACS)

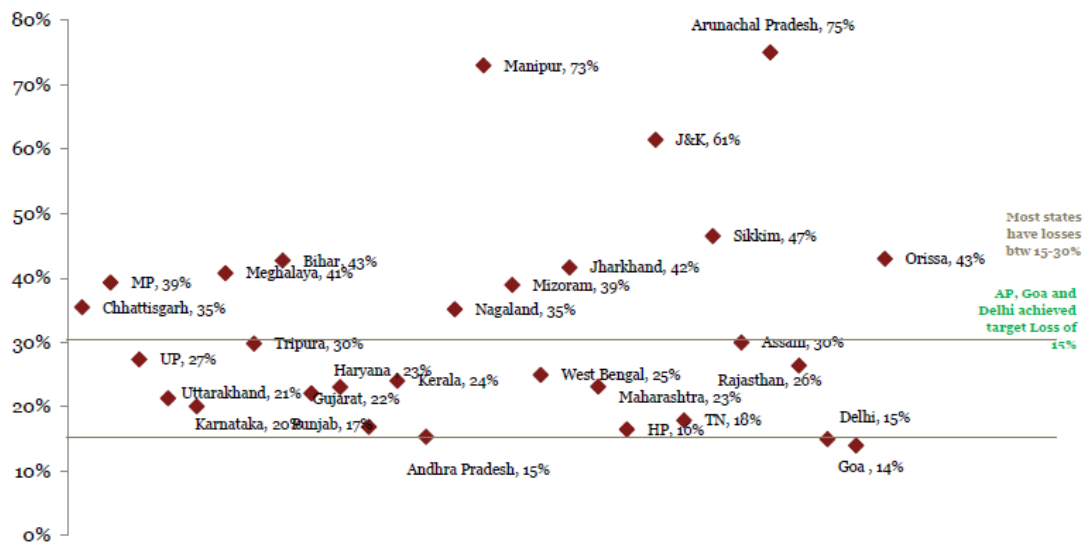
³ Average Revenue Realized (ARR)

رسیدگی به این چالش‌ها نیاز به تمرکز ویژه ای در بخش توزیع برق هند دارد. درآمد صنعت برق نیز از بخش توزیع به دست می‌آید که ارتباط بین بخش‌های مختلف صنعت برق و مصرف کننده است. عملکرد پایین شرکت‌های توزیع باعث شده است که از ارائه برق کافی و قابل اعتماد به مصرف کنندگان جلوگیری شود.



شکل (4-20): عملکرد شرکت‌های توزیع برق در هند [26]

در کنار چالش‌های دیگری نظیر ضرر مالی بالا، بازگشت سرمایه پایین، تعرفه‌های ناکارآمد و غیره که شرکت توزیع برق با آن‌ها مواجه است، تلفات فنی و تجاری بالا بیشتر شرکت‌های توزیع برق این چالش‌ها را تشدید می‌کند. اگرچه تلفات فنی و تجاری روند نزولی داشته است، تلفات توزیع تقریباً از سال 2010 تا 2013 در حدود 23 درصد بوده است. متوسط کشوری تلفات انتقال و توزیع در سال 2014، 20/68 درصد و تلفات فنی و تجاری تقریباً 23/96 درصد بوده است. شکل (4-21) تلفات فنی و تجاری استان‌های مختلف در سال 2014 را نشان می‌دهد. این تلفات براساس تخمین هستند که به دلیل نبود زیرساخت اندازه گیری قوی در بخش قابل توجهی از شبکه توزیع و مصرف کنندگان نهایی می‌باشد [26].



Source: PFC annual utilities performance report 2013

شکل (4-21): وضعیت تلفات فنی و تجاری در سال 2013 تا 2014 [26]

کاهش تلفات فنی و تجاری دو مزیت به هم پیوسته در کنار کاهش تلفات دارد، که انرژی اضافی می‌تواند برق مصرف کنندگان جدید و موجود را تأمین کند و همچنین منجر به درآمد اضافی شود. تأثیر درآمد اضافی بر روی درآمد مالی و همچنین اقتصاد دولتی غیر قابل انکار است [26].

4-10-2- گزارش انجمن رگولاتورها¹ بر روی استراتژی‌های کاهش تلفات

انجمن رگولاتورها مطالعات زیادی را بر روی شرکت‌های توزیع انجام داده‌اند و بر روی استراتژی‌های کاهش تلفات متمرکز شده است. در این ارتباط، FoR یک مطالعه ای را بر روی استراتژی‌های کاهش تلفات در سال 2008 در هند انجام داده است. مسائل شناسایی شده برای کاهش تلفات در گزارش FoR سال 2008 شامل موارد زیر است [26]:

• تعریف تلفات توزیع و روش محاسبه تلفات فنی و تجاری

• جدایی تلفات فنی و تجاری

• گردآوری داده‌های پایه

¹ Forum of Regulators (FoR)

- تأیید اطلاعات توسط شخص ثالث و حسابرسی انرژی
- روشی برای دستیابی به کاهش تلفات در یک زمان محدود
- کفایت نسبی راه حل‌های فنی و غیره.

4-10-3- بررسی سیاست‌ها و برنامه‌های کاهش تلفات در هند

اصلاحات صنعت برق هند در سال 1991 بعد از اینکه نهادهای دولتی برق تجدیدساختار شدند و به چندین شرکت برای بخش‌های تولید، انتقال و توزیع تقسیم شدند. سپس، قانون کمیسیون نظارت برق¹ در سال 1998 ایجاد ERC در هر ایالت برای تنظیم مقررات صنعت برق در آن ایالت را اجباری کرد. با تصویب قانون برق در سال 2003، دولت هند² اقدامات اصلاحی بیشتری را برای تقویت بخش برق انجام داد. این قانون چارچوبی را برای تقویت صنعت برق، ارتقا رقابت، الزام اندازه‌گیری، حفظ منافع مصرف‌کنندگان و تأمین برق برای تمام مناطق، تضمین سیاست‌های شفاف در خصوص یارانه‌ها و همچنین ارائه حق انتخاب به مصرف‌کنندگان فراهم می‌کند. علاوه بر این، این قانون یک چارچوب قانونی برای هر دو سطح مرکزی و ایالتی پیش‌بینی کرده است [26]:

- نقش و مجوزهای تعریف شده برای دولت‌ها، رگولاتورها و مجوزها ایالتی
- بهبود فضای رقابتی در حالیکه فضای انحصاری نهادهای برق دولتی شکسته شده
- ایجاد احکام اقتصادی برای تغییرات اساسی
- مجوز دادن توزیع روستایی
- معیارهای شفاف و مشارکت عمومی
- ایجاد انجمن‌های انتقادات و پیشنهادات³ مصرف‌کنندگان
- جذب سرمایه‌گذاری‌های جدید

¹ Electricity Regulatory Commissions (ERC) Act

² Government of India (GoI)

³ Consumer Grievance Redressal Forums (CGRF)

علاوه بر این، دولت هند سیاست برق ملی¹ در سال 2005 و سیاست تعرفه² را در سال 2006 اجرا کرد که به کمیسیون‌های نظارتی برق مرکزی / ایالتی کمک می‌کرد تا موضوعات مختلف را در بخش برق تنظیم مقررات کنند. در طی همان دوره، دولت هند برنامه‌های مختلفی را برای کاهش تلفات در بخش برق شروع کرد برای آنکه قابلیت فروش تجاری را برای شرکت‌های برق دولتی فراهم آورد.

بعد از گذشت 12 تا 13 سال، بعد از اعلام قانون برق سال 2003، شرکت‌های توزیع برق / نهادهای برق دولتی تلفات انتقال و توزیع خود را کاهش دادند و از طریق طرح‌های متعدد نظیر افزایش یا ارتقا شبکه، نصب کنتورهای الکترونیکی، جابجایی کنتورهای برق به خارج از محل مصرف کننده، ارتقا فناوری نظیر پیاده سازی سیستم‌های توزیع ولتاژ بالا³ و سیستم‌های توزیع ولتاژ پایین⁴، نصب هادی‌های هوایی با تنش کم⁵، قرار دادن اقدامات لازم برای کنترل تلفات و سرقت و غیره، تلفات فنی و تجاری را به میزان قابل توجهی کاهش دادند. بیشتر سیاست‌ها و برنامه‌ها برای کاهش تلفات در طی این دوره برای سطح ایالتی بوده است. در شکل (4-22) قوانین و سیاست‌های کشور هند نشان داده شده است [26].

¹ National Electricity Policy

² Tariff Policy

³ High Voltage Distribution Systems (HVDS)

⁴ Low Voltage Distribution Systems (LVDS)

⁵ Low Tension Aerial Bunch Conductors (LT ABC)



شکل (4-22): قوانین و سیاست‌ها [26]

0 نحوه انتخاب ایالت‌ها در هند برای مطالعات کاهش تلفات

چارچوبی برای انتخاب ایالت‌ها در کشور هند به منظور مطالعات کاهش تلفات توزیع و اجرای بهترین استراتژی‌ها طراحی شده است. این چارچوب به گونه ای طراحی شده که ایالت‌های انتخاب شده باید موارد زیر را داشته باشند [26]:

- حوزه جغرافیایی یکنواخت
- کاهش قابل توجه در تلفات فنی و تجاری در گذشته
- در حال حاضر تلفات فنی و تجاری کم
- سهم قابل توجه فروش بخش‌های کشاورزی و صنعتی در فروش کلی ایالت
- طرح‌های کاهش تلفات در نظر گرفته شده در گذشته

0 نحوه جمع‌آوری داده برای کاهش تلفات

فرایند جمع آوری داده به طور گسترده ای به داده‌های مورد نیاز کمی و کیفی طبقه بندی شده است. یک قالب داده¹ برای جمع آوری داده‌های اولیه از شرکت‌های توزیع ایالت‌ها آماده شد. سپس، این قالب برای شرکت‌های توزیع برق منتخب به منظور پاسخگویی ارسال گردید. در شکل (4-23) قالب جمع آوری داده اولیه نشان داده شده است [26].

پارامترهای گرفته شده در قالب داده شامل موارد زیر است:

• طرح‌های اجرا شده کاهش تلفات (خلاصه طرح)

• ناحیه جغرافیایی تحت پوشش

• وضعیت تکمیل طرح

• سیر زمانی اجرای طرح

• کاهش تلفات برنامه ریزی شده در مقابل کاهش تلفات واقعی

S. N o.	Area of Initiative	Name of the Initiative/Scheme	Brief scope of work	Implementing office	Geographical coverage	Scheme completed	Starting Year	Ending Year	Planned cost (INR Crores) (As per accounts Present status)	Actual cost (INR Crores) (As per accounts Present status)	Planned loss reduction through the initiative/scheme at Discom level (%) as per DPR	Actual loss reduction at discom level post implementation (As assessed by the Discom)	Planned return on investment AS per DPR	Actual return on investment as assessed by the Discom	Ranking of the schemes as assessed by Discom	Reason for rank
1	Others	AMR Scheme	Installation of AMR system for consumers above 100 KW No. of consumers covered - No. of meters installed - Meter reading technology -													
2	Others	Meter replacement	No. of consumers covered - Old & Defective meters covered - Meter relocation outside consumer premises - Type of meter installed													

¹ Data template

شکل (4-23): قالب مرتبط با جمع آوری داده از شرکت‌های توزیع برق [26]

پس از جمع آوری داده‌های اولیه، طرح‌های کلیدی اجرا شده برای کاهش تلفات توزیع توسط شرکت‌های توزیع

```
graph TD; A[Loss Reduction initiatives] --> B[Internal Aspects]; A --> C[External Aspects]; B --> D[Governance]; B --> E[Process Strengthening]; C --> F[Competition Promotion]; C --> G[Regulatory]; D --> H[Soft Initiatives]; E --> I[Network Strengthening]; F --> J[Government Support]; G --> K[Administrative]
```

۱۵

o جنبه‌های داخلی (اجرا شده توسط شرکت توزیع)

o چارچوب حاکمیتی [26]

- تشکیل قانون پایش تلفات، کمیته حسابرسی انرژی، تیم نظارت مرکزی: تحت این طرح یک کمیته اختصاصی برای پایش تلفات / حسابرسی انرژی تشکیل شده است. فرایند کلی جمع‌آوری اطلاعات، پردازش آن و توصیه راه‌حل‌ها توسط این کمیته انجام می‌شود. کارکنان اختصاصی برای کنترل و پایش تلفات ممکن است به سیستم وارد شوند.
- تعیین بهره‌برداران فیدر: مسئولیت فیدرهای خاصی به کارکنان مخصوصی به منظور کنترل و مدیریت تلفات داده می‌شود. به عنوان مثال در Maharashtra، به منظور جلوگیری از سرقت برق یک فیدر به گروهی از جوانان (یک مهندس و 5 جوان آموزش دیده) داده می‌شود و همچنین مصرف‌کنندگان را نسبت به پرداخت قبض برق حساس می‌کند.
- طرح‌های انگیزشی گزارش سرقت توسط مصرف‌کنندگان: مصرف‌کنندگانی که حوادث سرقت را گزارش می‌کنند از طریق دریافت پاداش به صورت درصدی از مقدار تحقق یافته تشویق می‌گیرند.
- طرح‌های انگیزشی کارکنان: مشوق‌ها برای کاهش تلفات با ارتباط برقرار کردن بین شاخص‌های کلیدی عملکرد¹ کارکنان برای کاهش تلفات در مناطق مربوطه ایجاد می‌شود. یک طرح انگیزشی برای کارکنان توسط ایالت Maharashtra تهیه شده است که 10 درصد از درآمد افزایشی² که بیش از مقدار آستانه به دست آمده، به کارمندان آن بخش پرداخت می‌شود.
- ایجاد ظرفیت کارکنان با برنامه‌های متمرکز: برنامه‌های آموزشی بر روی اقدامات کنترل و پایش تلفات برای کارکنان متمرکز است. ایجاد ظرفیت به عنوان یکی از اقدامات ضروری بخشی از طرح R-APDRP شناخته می‌شود. آموزش به کارکنان شرکت‌های توزیع در زمینه‌های مدیریت، فنی، تجاری و

¹ Key Performance Indicators (KPIs)

² Incremental revenue

مصرف کنندگان انجام شده و آخرین پیشرفت‌ها در توزیع برق، کاهش تلفات، سرقت و کنترل حوادث در هند و خارج از کشور هند ارائه گردیده است.

o تقویت فرایند [26]

• اجرای برنامه‌های کاربردی IT در اندازه گیری، صدور صورتحساب و فعالیتهای جمع آوری (AMR و غیره): اندازه گیری خودکار، صدور صورتحساب و سیستم‌های جمع آوری نظیر AMR یا سیستم‌های نیمه خودکار نظیر تجهیزات دستی برای قرائت کنتور به کاهش خطاهای قرائت کنتور، زمان صدور صورتحساب و افزایش کارایی در جمع آوری اطلاعات کمک می‌کند که منجر به کاهش تلفات تجاری می‌گردد. تعامل مشترک و مدیریت ارتباطات از طریق تسهیلات ارتباطی مدرن نظیر ایمیل و پیامک خدمات مشترک را بهبود می‌دهد.

• اجرای برنامه‌های کاربردی IT در فعالیتهای مدیریت شبکه (SCADA, DMS, OMS و غیره): بسته‌های IT نظیر سیستم مدیریت توزیع¹، سیستم مدیریت خاموشی² یا سیستم SCADA به تیم بهره برداری کمک می‌کند تا با شرایط و عملکرد زمان واقعی شبکه به روز شوند. این موارد برای شرکت‌های توزیع ضروری است تا شبکه را پایش کنند، فعالیتهای برنامه ریزی کنند، و به موقع نیروی کار را برای کاهش خرابی شبکه تجهیز کنند. همچنین به شرکت توزیع کمک می‌کند تا یک سیستم بهره برداری جامع و با کمترین ریزش اطلاعات ایجاد کند تا رضایت مشترک را افزایش دهند و هزینه و زمان را نیز بهبود دهند. برنامه‌های IT به تیم بهره برداری کمک می‌کند تا هرگونه تلفات در سیستم را از طریق سیستم خودکار شناسایی کنند و تلفات کلی را کاهش دهند.

• تقویت زیرساخت حسابرسی انرژی - اندازه گیری فیدر، اندازه گیری ترانسفورماتورهای توزیع و 100 کنتورهای مصرف کننده: برای کاهش تلفات، اولین گام شناسایی سطح تلفات است. حسابرسی انرژی

¹ Distribution Management System (DMS)

² Outage Management System (OMS)

فرایند اندازه گیری پایه ای است که تلفات انرژی در یک سیستم توزیع را شناسایی می کند. برای اجرای مناسب حسابرسی انرژی اندازه گیری و ثبت مصرف انرژی در سطوح مختلف شبکه نیاز می شود. با شروع اندازه گیری 100 درصدی مصرف کنندگان نهایی و فیدرها و ترانسفورماتورهای توزیع پوشش داده می شوند تا هر نوع تلفات فنی و تجاری در شبکه شناسایی گردد. سیستم مدیریت داده کنتور¹ یک پایگاه داده مرکزی برای قرائت کنتور است و برای شناسایی تلفات برق در سطوح مختلف کمک می کند. بیشتر ایالت ها به جز مصرف کنندگان کشاورزی این طرح ها را اجرا کرده اند.

• تعویض کنتورهای معیوب و کنتورهای الکترومکانیکی: چندین نسل کنتور الکتریکی، از کنتورهای الکترومکانیکی تا کنتورهای هوشمند امروزی وجود دارد. اهداف کنتورها صرفاً از ثبت مصرف انرژی به سمت ذخیره اطلاعات مفید دیگر نظیر پارامترهای الکتریکی و ارسال آن ها از راه دور به پایگاه داده مرکزی تغییر کرده است. کنتورهای الکترومکانیکی قدیمی تعمیر و نگهداری سنگینی دارند و به عنوان بخشی از زیرساخت اندازه گیری خودکار مناسب نیستند. تمام کنتورهای معیوب و کنتورهای الکترومکانیکی اگر با کنتورهای دیجیتالی مدرن یا کنتورهای هوشمند تعویض شوند، به افزایش شفافیت داده های کنتور کمک خواهند کرد.

• گزارش های دوره ای مبتنی بر سامانه اطلاعاتی مدیریتی² پارامترهای کسب و کار واحدهای هوشمند: شناسایی و پایش پارامترهای کلیدی کسب و کار نیاز می شوند تا سلامت شرکت توزیع را ارزیابی کنند. علاوه بر این، ثبت درست داده ها بسیار مهم است. یک MIS قوی می تواند کمک کند تا داده های درست ثبت شوند و پارامترهای کسب و کار شامل شکل های مختلف تلفات را در دفعات منظم گزارش کنند.

o طرح های ساده [26]

¹ Meter Data Management System (MDMS)

² Management Information System (MIS)

- انتقال برنامه‌های کاهش تلفات به مصرف کننده: انتقال مناسب برنامه‌ها به مصرف کنندگان بسیار مهم است به دلیل آنکه مشارکت عمومی را افزایش می‌دهد. برنامه‌های اطلاع رسانی عمومی نظیر تبلیغات تلویزیونی، پوسترها و ویدیوها می‌تواند در انتشار اطلاعات مربوط به جرائم در صورت سرقت یا دستکاری کنتور کمک کند.
- طرح تنظیم مقررات ارتباطات / طرح لغو جرائم¹ / طرح لغو سود² / طرح افشای داوطلبانه³ و غیره: این فعالیت‌ها کمک می‌کند تا قصور کننده از طریق طرح لغو جرائم، طرح لغو سود یا طرح افشای داوطلبانه به اهداف شرکت عمل کند.
- برنامه‌های بازخورد مشترک: طرح‌های مرتبط با مصرف کنندگان به صورت غیر مستقیم به کاهش تلفات از طریق جمع آوری سریع داده‌ها یا بازخورد مشکلات احتمالی در شبکه کمک می‌کنند. طرح‌هایی مانند قرار دادن سیستم تلفن گویا⁴، شماره تلفن رایگان برای شکایات مصرف کننده، هشدار موبایلی از طریق پیامک و غیره برخی از نمونه‌های برنامه بازخورد مشترک هستند. ابزار تحلیل مصرف کننده⁵ برای پایش اندازه گیری، صدور صورتحساب و جمع آوری مصرف کنندگان برای شناسایی کسری درآمد استفاده می‌شود.
- سیستم‌های مدیریت ترانسفورماتور: این مورد گام بعدی سیستم مدیریت فیدر است. در این حالت مردم محلی تشویق به دریافت مالکیت ترانسفورماتورهای ویژه محل خود می‌شوند.

o بهبود شبکه / کاهش تلفات فنی [26]

- جداسازی فیدرها / تقسیم فیدرها: برنامه تفکیک فیدرها می‌تواند مزایای زیر را داشته باشد:

ü کاهش تلفات خطوط

¹ Surcharge waiver of scheme

² Interest waiver scheme

³ Voluntary Disclosure Scheme (VDS)

⁴ Interactive Voice Response System (IVRS)

⁵ Consumer Analysis Tool (CAT)

ü بهبود شرایط مالی شرکت‌های توزیع برق

ü بهبود شفافیت در توزیع کمک هزینه‌ها

ü مدیریت منابع آب زیرزمینی

پیش نیازهای برنامه تفکیک فیدر:

ü اندازه گیری در سطح فیدر – به حسابرسی انرژی کمک می‌کند، بنابراین فیدرها و خطوط

فشار ضعیف با تلفات بالا شناسایی می‌شوند.

ü زیرساخت اندازه گیری از راه دور اقتصادی برای کنتورهای خارجی برای تمام مشترکان –

برای تسهیل، شناسایی و جلوگیری از هر گونه برق دزدی در سیستم.

• اجرای سیستم توزیع ولتاژ بالا¹: این طرح در تلاش برای پیکربندی شبکه فشار ضعیف موجود به صورت

سیستم توزیع ولتاژ بالا است، که خط 11 کیلوولت تا نزدیکی بارها در نظر گرفته می‌شود و تأمین برق

فشار ضعیف توسط ترانسفورماتورهایی با ظرفیت مناسب انجام می‌شود و طول کمتر خط فشار ضعیف با

هدف تأمین کیفیت توان بهتر، کاهش تلفات و خدمات مصرف کننده بهتر ایجاد می‌شود. در سیستم

موجود، ظرفیت زیاد ترانسفورماتورها در یک نقطه ایجاد می‌گردد و اتصال به هر بار از طریق خطوط

فشار ضعیف طولانی صورت می‌پذیرد. این طول زیاد خطوط فشار ضعیف باعث شرایط ولتاژ پایین برای

اکثریت مصرف کنندگان و تلفات بالای فنی می‌شود. در این پروژه HVDS، خطوط فشار ضعیف با

طول زیاد به خطوط 11 کیلوولت تبدیل می‌شوند و بنابراین ظرفیت مناسب ترانسفورماتور توزیع نزدیک

به انتها نصب می‌گردد و تأمین برق برای مصرف کننده در سطح ولتاژ مناسبی فراهم می‌شود.

• نصب کابل خودنگهدار فشار ضعیف: مزیت اصلی کابل خودنگهدار موارد زیر است:

ü حذف کل خطاها از خطوط فشار ضعیف

ü بهبود قابلیت اطمینان

¹ High Voltage Distribution System (HVDS)

ü جلوگیری از سرقت

- بهبود نسبت فشار قوی/فشار ضعیف: تلفات فنی در سیستم الکتریکی متناسب با مقاومت شبکه است. مقاومت الکتریکی خطوط فشار ضعیف به دلیل قطر کم و ولتاژ پایین و جریان بالا، بالاتر است. یک راه برای جلوگیری از این تلفات، افزایش نسبت خطوط فشار قوی در شبکه در مقایسه با خطوط فشار ضعیف است. این مورد به کاهش بار بر روی خطوط فشار ضعیف و در نهایت تلفات کمک خواهد کرد.
- تقویت پست / ترانسفورماتور توزیع: افزایش عمر تجهیزات الکتریکی منجر به کاهش عایق آنها می‌شود. عایق کمتر شانس تلفات برق را افزایش می‌دهد. پست‌ها و ترانسفورماتورهای توزیع قدیمی برای جلوگیری از تلفات در این طرح تقویت می‌شوند.

o جنبه‌های خارجی (اعمال شده توسط رگولاتور / دولت)

o طرح‌های نظارتی [26]

- بندهای متمرکز بر کاهش تلفات در دستورالعمل تأمین / دستورالعمل شبکه¹: دستورالعمل تأمین برق یا دستورالعمل شبکه برخی ایالت‌ها بندهایی را ذکر کرده‌اند که به کاهش تلفات تشویق می‌کند یا تلفات بالا را جریمه می‌کند. برای مثال دستورالعمل تأمین برق Madhya Pradesh در سال 2013 و مدل دستورالعمل تأمین Maharashtra در سال 2015، مجوزهایی را برای محاسبه تلفات فیدرها اجبار می‌کند و حسابرسی انرژی را انجام می‌دهد به منظور اینکه اقدامات لازم برای کاهش تلفات انجام گیرد. دستورالعمل تأمین برق Jharkhand در سال 2015 یک اضافه بها بابت تأمین ولتاژ ضعیف تعریف می‌کند که توسط مصرف کننده به دلیل عرضه برق در ولتاژ پایین تر باید پرداخت شود. این برنامه مصرف کننده را به انتقال از ولتاژ پایین تر به ولتاژ بالاتر تشویق می‌کند و بنابراین تلفات فنی کاهش می‌یابد.

¹ Grid code

• مکانیزم تعرفه‌های چند ساله¹ مبتنی بر کاهش تلفات: مکانیزم MYT اتخاذ شده توسط کمیسیون تنظیم مقررات برق ایالتی² تلفات فنی و تجاری را به عنوان عامل قابل کنترل برای شرکت‌های توزیع طبقه بندی می‌کند و طرح یک مسیر کاهش هزینه در طی دوره کنترل برای تصویب برنامه سرمایه گذاری³ و محاسبه تعرفه خرده فروشی را می‌ریزد. بنابراین شرکت توزیع در صورت برآورده نشدن این مسیر کاهش تلفات به شکل تعرفه پایین جریمه می‌شود.

• طراحی تعرفه مبتنی بر سطح تلفات: گروه‌های مختلف مصرف کنندگان یا مناطق مختلف نسبت‌های مختلفی از سطح تلفات کلی شرکت توزیع را تشکیل می‌دهند. بنابراین طراحی تعرفه برای این گروه‌های مصرف کننده باید وابسته به سطح تلفات مربوط به آن‌ها باشد. در حالیکه تعرفه‌ها هنوز با استفاده از سطوح تلفات کلی برای تمام شرکت توزیع محاسبه می‌شوند، برخی از ایالتها مطالعات آزمایشی انجام داده‌اند تا هزینه تأمین برق گروه مصرف کننده برای محاسبه سطح تلفات مبتنی بر طراحی تعرفه اندازه گیری شود.

o بهبود رقابت / بهینه سازی هزینه [26]

• مشارکت بخش خصوصی – طرح‌های فرانسیز (حق امتیاز به شرکت) توزیع⁴ / خصوصی سازی: روند نوظهور برونسپاری بخشی از فعالیت‌های توزیع در حالیکه مالکیت دارایی‌ها حفظ شده است، موفقیت در کاهش تلفات و تزریق سرمایه گذاری‌های بسیار زیاد برای نوسازی زیرساخت‌های قدیمی را ثابت کرده است. این مدل حق امتیاز توزیع برق به گونه ای است که DF برق را از شرکت‌های توزیع دولتی در نقاط ورودی طراحی شده دریافت می‌کند و یک نرخ سالانه برای این انرژی ورودی می‌پردازد. DF

¹ Multi Year Tariff (MYT)

² State Electricity Regulatory Commission (SERC)

³ Capex

⁴ Distribution franchise (DT)

مجبور است حداقل کاهشی در تلفات انتقال و توزیع داشته باشد و بهره وری را افزایش دهد. پس از آن مجاز است تا درآمد جمع آوری شده از مصرف کنندگان را نگه دارد.

• مشارکت گروه‌های محلی: این طرح‌ها شامل مشارکت گروه‌های محلی برای فعالیتهای اندازه گیری، صدور صورتحساب و جمع آوری¹ است.

• برونسپاری / پایش شخص ثالث²: تجربه Delhi و Bhiwandi در Maharashtra نشان داد زمانی که خصوصی سازی رخ می‌دهد، مصرف کنندگان اطمینان کافی از اندازه گیری و سیستم‌های صدور صورتحساب بهره بردار جدید را ندارند. به بیان دیگر، امکان دارد که در سیستم‌های اندازه گیری و صدور صورتحساب بهره بردار جدید نقصی وجود داشته باشد، زیرا عملیات در مناطق مختلف و برای تعداد زیادی از مصرف کنندگان انجام می‌شود. برای جلوگیری از این امر، مطلوب است که مکانیزم های نظارت دقیق شخص ثالث صورت پذیرد.

o حمایت دولت [26]

• حمایت مالی توسط دولت / تزریق پول: دولت می‌تواند کمک مالی به شرکت‌های توزیع برق برای رسیدن به برخی از اهداف کاهش تلفات انجام دهد. کمک مالی می‌تواند به شکل‌های زیر انجام شود:

ü تزریق سرمایه: دولت بخشی از بدهی شرکت‌های توزیع برق را از طریق تأمین نقدینگی یا پشتیبانی یارانه ای و یا اعطای وام تعدیل می‌کند.

ü یارانه مستقیم: دولت می‌تواند شرکت‌های توزیع را در برابر خسارت‌های ناشی از تأمین بودجه مستقیم تعرفه برخی گروه‌های مصرف کننده نظیر مصرف کنندگان کشاورزی یا مصرف

¹ Metering, Billing and Collection (MBC)

² Third party

کنندگان زیر خط فقر¹ محافظت کند. برای مثال، ایالت‌های Himachal, Bihar, Punjab

و Pradesh و Andhra Pradesh یارانه مستقیمی به شرکت‌های توزیع ایالتی اعطا کردند.

ü دادن بدهی: دولت ممکن است بدهی‌های دولتی شرکت‌های توزیع را از بین ببرد و سهام دولتی

را در مقابل آن صادر کند تا سرمایه‌گذاری برای شرکت‌های توزیع آزاد گردد. این کار ظرفیت

مالی به شرکت‌های توزیع می‌دهد تا در پروژه‌های کاهش تلفات سرمایه‌گذاری کنند. برای

مثال، طرح دولت هند با نام UDAY² در این مورد است.

ü بررسی و پایش عملکرد: پایش منظم توسط دولت در مورد میزان تلفات و برنامه ریزی برای

کاهش تلفات ضروری است، به خصوص برای شرکت‌های دولتی. به عنوان مثال، ایالت‌های

Punjab و West Bengal.

o طرح‌های اداری [26]

• کارکنان و ایستگاه‌های پلیس تخصصی: روند استاندارد در هنگام رسیدگی به پرونده‌های غیرقانونی

شامل تهیه مستندات است که پس از آن محاکمه قانونی شروع می‌شود که از یک ایستگاه پلیس باید

انجام شود. ایده داشتن ایستگاه پلیس اختصاصی برای همین امر ناشی از نیاز به رسیدگی سریع تر و

شفاف تر این موارد است.

• دادگاه اختصاصی: این نیز شبیه به داشتن ایستگاه‌های پلیس اختصاصی است، زیرا در توسعه یک سیستم

حقوقی اختصاصی و آموزش دیده برای مراقبت از چنین مسائلی که شرکت‌های توزیع با آن‌ها مواجه

هستند متمرکز است.

o طبقه بندی طرح‌های کاهش تلفات

¹ Below Poverty Line (BPL)

² Ujjawal Discom Assurance Yojna

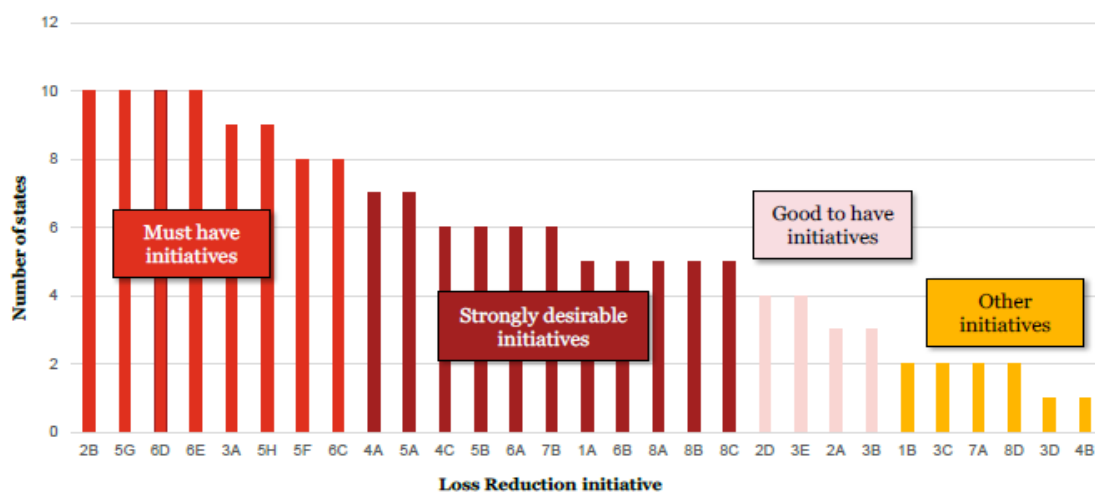
در کشور هند وابسته به تعداد ایالت‌هایی که طرح‌های خاصی را اتخاذ کرده‌اند، یک بررسی انجام شده و طرح‌ها به چهار دسته تقسیم شده‌اند (شکل (4-25)) [26]:

1. طرح‌هایی که باید انجام شوند

2. طرح‌های بسیار مطلوب

3. طرح‌های خوب

4. طرح‌های دیگر

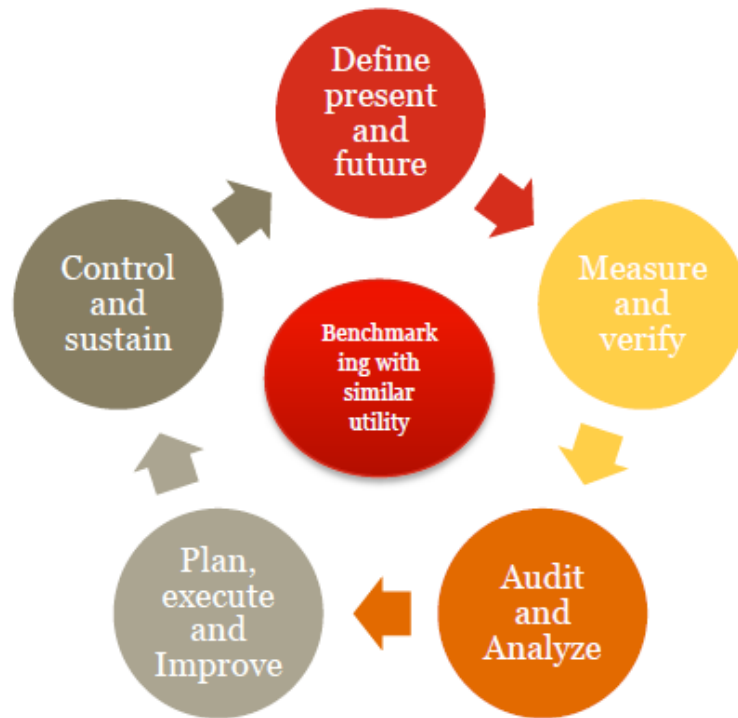


Code	Initiative Name
1A	Dedicated police stations / staff
1B	Dedicated courts
2A	Loss reduction focused clauses in Supply Code/ Grid code
2B	Loss reduction based MYT mechanisms
2D	Loss level based tariff design
3A	Constitution of loss monitoring, energy audit, committee/cells etc.
3B	Nomination of feeder managers
3C	Theft reporting consumer incentive schemes
3D	Employee incentive schemes
3E	Employee capacity building with focused programs
4A	Introduction of private participation - DF initiatives/ Privatization
4B	Engagement of local groups - Panchyat/Ex Service League for MBC management
4C	Outsourcing/ Third party monitoring bodies
5A	Implementation of IT application in MBC activities (AMR/HHD/e-mail, sms based intimation
5B	Implementation of IT application in network management activities (SCADA, DMS, OMS etc)
5F	Strengthening of Energy accounting infraststructure - 100% consumer metering
5G	Replacement of defective meters and electromechanical meters
5H	MIS based periodic reporting of unit wise business parameters
6A	Segregation of feeders/Bifurcation of feeders
6B	Implementation of HVDS system
6C	Installation of LT ABC
6D	Improving HT:LT ratio
6E	Substation/DT augmentation
7A	Capital injection
7B	Performance monitoring and review
8A	Consumer communication on loss reduction
8B	Connection regularization scheme/surcharge waiver scheme/interest waiver scheme/VDS etc
8C	Customer feedback program
8D	Transformer Management System

شکل (4-25): طبقه بندی طرح‌های کاهش تلفات [26]

o ایجاد استراتژی کاهش تلفات

برای ایجاد یک استراتژی کاهش تلفات، یک چارچوب پنج مرحله ای می‌تواند پیاده شود که در شکل (4-26) نشان داده شده است. مشخص کردن وضعیت حال و آینده، اندازه گیری و صحت سنجی، حسابرسی و بررسی، برنامه ریزی و بهبود، کنترل و تقویت. این بخش در هر سطح، طرح‌های مشهور و مؤثر در نظر گرفته شده توسط شرکت‌های توزیع را پیشنهاد می‌کند. تنها طرح‌هایی که "باید انجام شوند"، "بسیار مطلوب" و "خوب" برای انجام استراتژی کاهش تلفات در نظر گرفته می‌شوند [26].

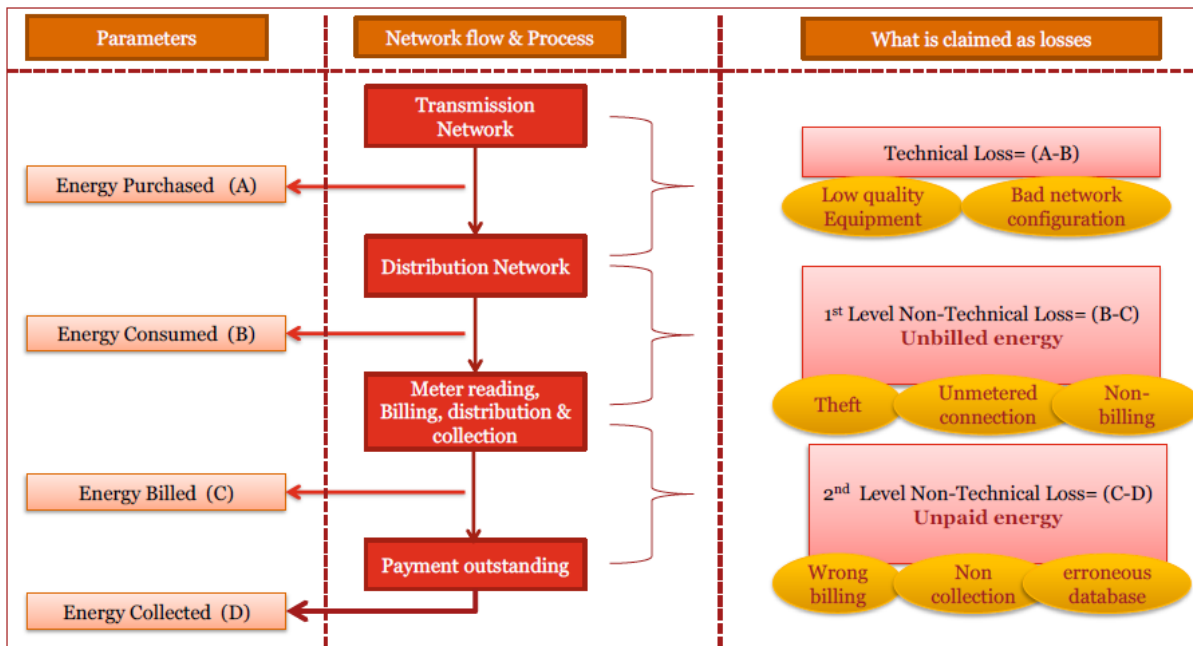


شکل (4-26): مراحل استراتژی کاهش تلفات [26]

o اندازه گیری تلفات و صحت سنجی [26]

تلفات رخ داده در سیستم توزیع، از نقطه تزریق شده تا نقاط اندازه گیری مصرف کننده، به عنوان تلفات توزیع

تعریف می شوند. شکل (4-27) نحوه محاسبه تلفات توزیع را نشان می دهد [26].



شکل (4-27): اندازه گیری تلفات [26]

0 صحت سنجی تلفات

فقط تضمین اندازه گیری تلفات به تخمین تلفات انرژی واقعی کمک نخواهد کرد مگر اینکه رگولاتورها یک روند صحت سنجی تلفات قوی داشته باشند. اندازه گیری تلفات یک فرایند پیچیده است که متشکل از فرایندهای فرعی بسیاری است که خطاهای سیستمی یا دستی نظیر کنتور معیوب، قرائت و ثبت داده اشتباه را شامل می‌گردد. این خطاها باید از طریق فرایندهای صحت سنجی و حسابرسی مناسب به حداقل برسند [26].

0 صحت سنجی ورود انرژی

به منظور بررسی شکل‌های ورود انرژی یک شرکت توزیع، کمیسیون مناسب برای پیگیری مجموعه ای از اطلاعات نیاز است [26]:

• جزئیات خرید توان از نیروگاه‌ها

• شکل‌های تزریق انرژی توسط مرکز توزیع بار دولتی¹

¹ State Load Dispatch Centre

برای صحت سنجی انرژی ورودی، کمیسیون مناسب می‌تواند مرکز توزیع بار دولتی را اداره کند تا انرژی ورودی برای متقاضی یا شرکت‌های توزیع در طی دوره‌های زمانی مربوطه عرضه کنند. این انرژی ورودی می‌تواند با انرژی ورودی عرضه شده توسط متقاضی مقایسه شود تا هر گونه اختلافی بررسی شود.

علاوه بر این، کمیسیون می‌تواند متقاضی را مجاز به ارسال جزئیات خرید برق با عوارض ماهانه همراه با صورتحساب کند، که سپس می‌تواند با حساب‌های انرژی منطقه ای ماهانه آماده شده توسط نهادهای مربوطه نظیر RLDC، SLDC یا کمیته توان منطقه ای¹ مقایسه شود.

0 صحت سنجی صورتحساب انرژی

برای صحت سنجی صورت حساب انرژی توسط شرکت توزیع، کمیسیون نیاز به مجموعه ای از اطلاعات زیر دارد

[26]:

ü الگوی مصرف گروه‌های مصرف کننده اندازه گیری شده

ü پایگاه داده صدور صورتحساب شرکت توزیع

ü هزینه‌های جریمه برای سرقت

ü عقب افتادگی پرداخت برای مصرف کنندگان

ü مصرف کنندگانی با نرخ صورتحساب متوسط²

صورت حساب انرژی شامل قرائت کنتور، فروش‌های اندازه گیری نشده، ارزیابی مبتنی بر فروش و موارد سرقت

است. روش صحت سنجی می‌تواند به صورت زیر باشد:

ü مصرف کنندگان اندازه گیری شده: برای صحت سنجی صورت حساب انرژی از مصرف کنندگان اندازه

گیری شده، پایگاه داده صدور صورتحساب شرکت توزیع می‌تواند بررسی شود:

¹ Regional Power Committee

² Average Billing Rate (ABR)

• شناسایی مصرف کنندگان ظاهری¹: مصرف کنندگان با عقب ماندگی مداوم بالا یا نقشه جغرافیایی نامناسب می‌توانند مصرف کنندگان ظاهری باشند که باعث افزایش واحدهای صورتحساب می‌گردند در حالی که مقدار جمع آوری شده کمتر است. این موارد می‌تواند مقدار تلفات انتقال و توزیع را برای شرکت توزیع پایین آورد.

• مصرف کنندگانی با نرخ صورتحساب متوسط بسیار کم: تمام مصرف کنندگان در یک گروه مصرف کننده باید نرخ صورتحساب متوسطی در یک طیف یکسان داشته باشند.

ü مصرف کنندگان اندازه گیری نشده: برای صحت سنجی صورتحساب انرژی از مصرف کنندگان اندازه گیری نشده، الگوی مصرف مصرف کنندگان اندازه گیری نشده می‌تواند با الگوی مصرف، مصرف کنندگان اندازه گیری شده مقایسه شود تا اگر آن‌ها در یک طیف مشابه هستند بررسی گردد.

ü ارزیابی مبتنی بر مصرف کنندگان²: برای صحت سنجی صورتحساب انرژی از ارزیابی مبتنی بر فروش، پایگاه داده صدور صورتحساب می‌تواند به دنبال افزایش صورتحساب انرژی به ویژه در ماه‌های نوامبر و دسامبر مورد تحلیل قرار گیرد. در این ماه‌ها، شرکت توزیع می‌تواند ارزیابی مبتنی بر فروش را افزایش دهد تا تلفات بیشتر را در طول دوره تعویض تعرفه مخفی کند و بعداً آن‌ها را در صورتحساب‌های بعدی مصرف کنندگان تطبیق دهند.

ü موارد سرقت: در موارد سرقت، همانند جریمه برای فرد بدهکار، مبلغ جمع آوری شده دو برابر مبلغی است که در صورتحساب اصلی پرداخت می‌شود. برای محاسبه صورت حساب انرژی از این مبلغ جمع آوری شده، کل مقدار جمع آوری شده نباید توسط نرخ صورت حساب متوسط (ABR) تقسیم گردد.

0 صحت سنجی جمع آوری انرژی

برای صحت سنجی شکل‌های جمع آوری انرژی، کمیسیون به مجموعه ای از اطلاعات زیر نیاز دارد [26]:

¹ Ghost consumers

² Assessment based consumers

ü جزئیات جمع آوری ماهانه

ü جزئیات جمع آوری روزانه

ü توضیحات روزانه شرکت‌های توزیع

متقاضی / شرکت توزیع می‌تواند از مصرف کنندگان از سه طریق درآمد جمع کند:

ü مراکز جمع آوری شرکت توزیع

ü پرداخت آنلاین از طریق وب سایت شرکت توزیع

ü بخش ثالث نظیر بانک یا اداره پست

جزئیات جمع آوری روزانه از منابع ذکر شده باید با توضیحات ارائه شده توسط شرکت توزیع تطابق داشته باشد، به کمیسیون اجازه می‌دهد تا شکل جمع آوری درآمد اظهار شده توسط شرکت توزیع را تأیید کند.

0 بررسی و حسابرسی انرژی

مدیریت درآمد برای هر شرکت توزیع برق نیازمند حسابرسی مناسب و سریع ورود و خروج انرژی در سطوح و لثاژی مختلف در شبکه برق و مصرف انرژی بعدی توسط مشترکان نهایی است. حسابرسی انرژی در بخش برق شامل مراحل بررسی حسابداری انرژی از نیروگاه‌های برق تا سطح مشترک می‌شود [26].

0 حسابرسی چند سطحی

برای پایش سیستماتیک و کاهش تلفات فنی و تجاری، درصد حسابرسی انرژی در تمام سطوح از ورود انرژی در سطح توزیع تا سطح مصرف کننده برای یک شرکت توزیع برق ضروری است. به منظور دستیابی به خروجی مطلوب، چهار سطح اندازه گیری تلفات باید به شرح زیر باشد:

1. حسابرسی انرژی در سطح شرکت: هدف اصلی حسابرسی انرژی در سطح شرکت این است که ورود انرژی

شرکت در برابر جزئیات ورود انرژی عرضه شده توسط بخش انتقال بررسی شود. شرکت‌های توزیع نظیر

UHBVN حسابرسی انرژی در سطح شرکت را در نظر می‌گیرند.

2. حسابرسی انرژی در سطح فوق توزیع: هدف حسابرسی انرژی در سطح فوق توزیع تعیین میزان تلفات فنی

است که از خرید تا توزیع در فیدرهای 11 کیلوولت تعیین می‌شوند (به عنوان مثال در سطح پست).

3. حسابرسی انرژی در سطح فیدر: حسابرسی در سطح فیدر به تعیین تلفات در هر فیدر 11 کیلوولت از نقطه

توزیع تا مصرف کنندگان فشار قوی و سطح ترانسفورماتور توزیع کمک می‌کند. علاوه بر شناسایی

فیدرهای 11 کیلوولت با تلفات فنی بالا، همچنین به شناسایی سرقت برق در سطح مصرف کننده فشار

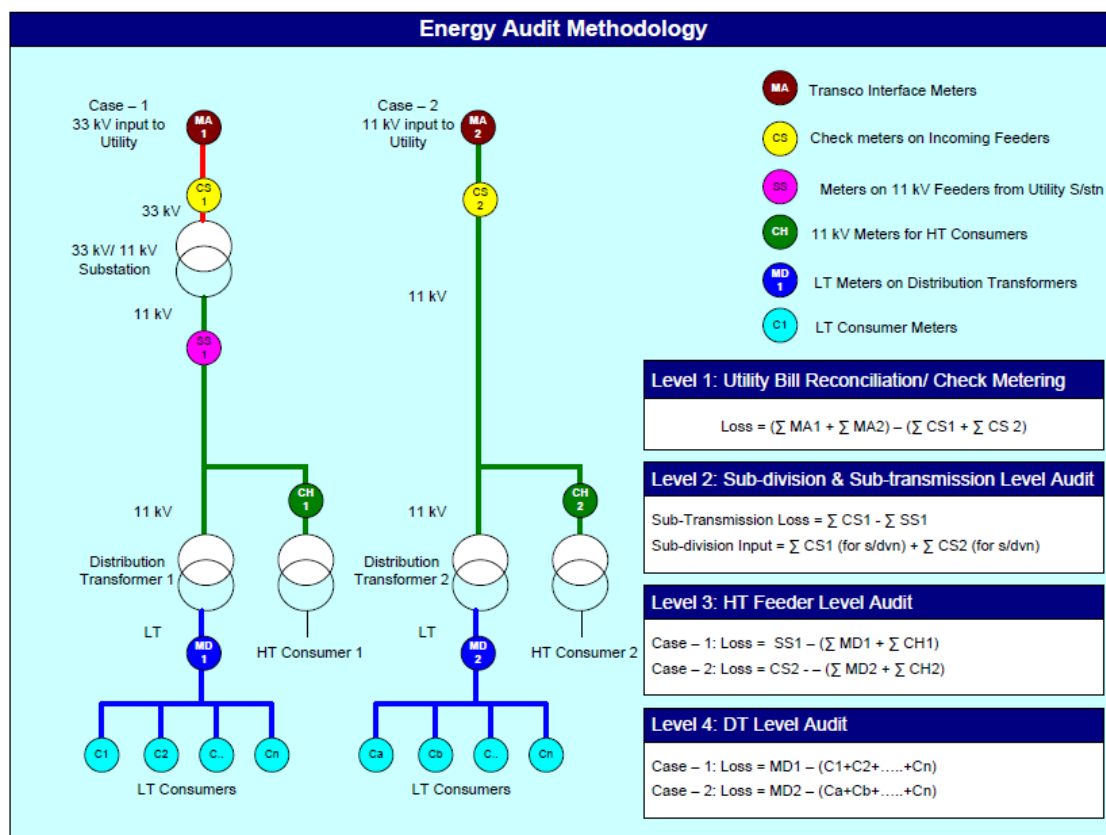
قوی کمک می‌کند.

4. حسابرسی انرژی در سطح ترانسفورماتور توزیع: این مورد شامل محاسبه درصد انرژی برآورد نشده در هر

ترانسفورماتور توزیع است، که برای پایش و اولویت بندی طرح‌های کاهش تلفات برای به دست آوردن

بهترین نتایج محاسبه می‌شود.

شکل (4-28) نمایشی از چهار سطح حسابرسی انرژی ذکر شده در بالا را نشان می‌دهد [26].



شکل (4-28): روش‌های حسابرسی انرژی [26]

4-10-4 - مقررات انگیزشی کاهش تلفات در کشور هند

در کشور هند نیز مزیت اجرای روش تعرفه چند ساله مبتنی بر عملکرد¹ مشخص شده است. اهداف عملکرد (شامل مقدار مجاز تلفات کل) توسط رگولاتور برای یک دوره نظارتی چهار ساله تعیین می‌شوند. اگر شرکت توزیع برق این اهداف تعیین شده را برآورده کند یا از آن‌ها پیشی بگیرد، مجاز است تا سود مازاد را تا دوره تعرفه بعدی نگه دارد (درآمدهای اضافی و هزینه‌های کاهش یافته). شرکت NDPL² همواره پایین تر از تلفات کل مجاز بهره برداری می‌کند. بنابراین، اختلاف بین درآمد مجاز (براساس هدف عملکردی) و مقدار واقعی انرژی خریداری شده توسط شرکت به عنوان سود اضافی نگه داشته می‌شود. برای دوره بعدی تعرفه، رگولاتور اهداف جدیدی را برای تلفات تعیین خواهد کرد که از مقادیر واقعی که شرکت به آن‌ها دست یافته است شروع می‌شود. روش تعرفه چند ساله مبتنی بر عملکرد نشان داده است که مشوق‌های مطلوبی را برای شرکت‌های توزیع برق ایجاد می‌کند تا عملکرد خود را در زمینه تلفات بهبود بدهند [27].

4-11-11 - فلیپین

بخش توزیع برق فلیپین متشکل از 120 شرکت تعاونی برق، 18 شرکت توزیع خصوصی است و شرکت‌های توزیع در مناطق اقتصادی فعال هستند. همچنین در سال 2004، کمیسیون تنظیم مقررات انرژی³ که یک نهاد نظارتی نیمه قضایی مستقل است، دستورالعملی برای استفاده و تصویب سقف بر روی تلفات سیستم توزیع منتشر کرد. بر این اساس، دستورالعمل‌ها تفکیک تلفات سیستم، نرخ قابل بازگشت تلفات سیستم توزیع، الزامات و رویه‌های ثبت تلفات، الزامات گزارش دهی و پایش را شامل می‌شدند [28].

§ ارزیابی و گزارش دهی تلفات سیستم توزیع

¹ Performance based multi year tariff

² North Delhi Power Limited (NDPL)

³ Energy regulatory commission (ERC)

- تلفات سیستم توزیع با مؤلفه‌های تلفات فنی و غیرفنی باید ماهانه محاسبه شود و با چرخه صدور صورتحساب اتخاذ شده توسط شرکت توزیع برق تطابق داشته باشد.
- تلفات سیستم توزیع با مؤلفه‌های تلفات فنی و غیرفنی باید به صورت سالانه توسط شرکت توزیع برق به رگولاتور گزارش شود.
- شرکت توزیع باید تلفات فنی فوق توزیع و پست‌ها را به صورت جدا از تلفات فنی فیدر گزارش کند.
- تلفات فنی باید با استفاده از پخش بار سه فاز برای سیستم‌های نامتعادل از مدل‌های اجزای شبکه و مدل‌های بار¹ محاسبه شود.

o سقف تلفات فنی

در تنظیم سقف برای تلفات فنی فیدر، دسته‌هایی از شرکت‌های توزیع تنظیم می‌شوند که در شکل‌های (4-29) تا (4-32) نشان داده شده است [28].

Cluster 1	
BANELCO	MASELCO
BASELCO	MOPRECO
BATANELCO	OMECO
BISELCO	ORMECO
CASELCO	PALECO
CELCO	PROSIELCO
DIELCO	ROMELCO
FICELCO	SIARELCO
IFELCO	SIASELCO
KAELCO	SULECO
LUBELCO	TAWELCO
MARELCO	TIELCO
MARIPIPI	TISELCO

شکل (4-29): شرکت‌های توزیع دسته 1 [28]

¹ Load models

Cluster 2				
ABRECO	CASURECO I	ILECO III	NEECO II - AREA II	SAMELCO II
AKELCO	CASURECO II	INEC	NOCECO	SOLECO
ALECO	CASURECO III	ISECO	NONECO	SORECO I
ANECO	CASURECO IV	ISELCO I	NORECO I	SORECO II
ANTECO	CEBECO I	ISELCO II	NORECO II	SUKELCO
ASELCO	CEBECO II	LANECO	NORSAMELCO	SURNECO
AURELCO	CEBECO III	LASURECO	NUVELCO	SURSECO I
BATELEC I	CENPELCO	LEYECO I	PANELCO I	SURSECO II
BENECO	COTELCO	LEYECO III	PANELCO III	TARELCO I
BILECO	DANECO	LEYECO IV	PELCO I	TARELCO II
BOHECO I	DASURECO	LEYECO V	PELCO II	ZAMECO I
BOHECO II	DORECO	LUELCO	PELCO III	ZAMECO II
BUSECO	ESAMELCO	MAGELCO	PRESKO	ZAMSURECO I
CAGELCO I	FIBECO	MOELCI I	QUEZELCO I	ZAMSURECO II
CAGELCO II	FLECO	MOELCI II	QUEZELCO II	ZANECO
CAMELCO	GUIMELCO	MORESCO II	QUIRELCO	
CANORECO	ILECO I	NEECO I	SAJELCO	
CAPELCO	ILECO II	NEECO II - AREA I	SAMELCO I	

شکل (4-30): شرکت‌های توزیع دسته 2 [28]

Cluster 3
BATELEC II
MORESCO I
PENELCO
SOCOTECO I
CENECO
LEYECO II
SOCOTECO II
ZAMCELCO

شکل (4-31): شرکت‌های توزیع دسته 3 [28]

Cluster 4	
AEC	ILPI
BLCI	LUECO
CEDC	MECO
CELCOR	MERALCO
CEPALCO	PECO
CLPC	OEDC
DECORP	SFELAPCO
DLPC	TEI
BELS	VECO
IEC	SUBIC EZ

شکل (4-32): شرکت‌های توزیع دسته 4 [28]

o سقف تلفات فنی فیدر برای هر دسته از شرکت‌های توزیع

سقف تلفات فنی فیدر برای هر دسته از شرکت‌های توزیع در شکل (4-33) نشان داده شده است [28].

Cluster ID	Feeder Technical Loss Cap
Cluster 1	7.00%
Cluster 2	5.50%
Cluster 3	3.25%
Cluster 4	2.75 %

شکل (4-33): سقف تلفات فنی فیدر برای هر دسته [28]

o سقف تلفات غیرفنی

- سقف تلفات غیرفنی برای شرکت‌های تعاونی برق بر روی 4/5 درصد از انرژی ورودی تنظیم می‌شود.
- سقف تلفات غیر فنی برای شرکت‌های توزیع برق بر روی 1/25 درصد از انرژی ورودی تنظیم می‌شود.

§ تلفات قابل بازگشت سیستم توزیع از طریق هزینه تلفات سیستم

سطح تلفات سیستم توزیع که یک شرکت توزیع باید از مشترک خود از طریق هزینه تلفات سیستم دریافت کند نباید از مجموع موارد زیر بیشتر باشد [28]:

• تلفات فنی فوق توزیع و پست

• حداقل :

$\bar{u}$ مجموع تلفات غیرفنی و تلفات فنی فیدر

$\bar{u}$ مجموع سقف تلفات غیرفنی و سقف تلفات فنی فیدر

$$DSL_{SysLossCharge} = TL_{ST+SS} + \text{Min}\{TL_{fdr} + NTL, TL_{fdr, cap} + NTL_{cap}\} \quad (9-4)$$

که

$DSL_{SysLossCharge}$ تلفات کل سیستم که می‌تواند از طریق هزینه تلفات سیستم دریافت شود (به درصد)

TL_{ST+SS} تلفات فنی فوق توزیع و پست (به درصد)

TL_{fdr} تلفات فنی فیدر (به درصد)

NTL تلفات غیرفنی (به درصد)

$TL_{fdr, cap}$ سقف تلفات فنی فیدر (به درصد)

NTL_{cap} سقف تلفات غیرفنی (به درصد)

§ الزامات گزارش دهی

تمام شرکت‌های توزیع برق باید سالانه داده‌های شبکه توزیع را به صورتی که ERC از قبل تعریف کرده است، ارسال کنند [28]:

1. داده‌های ماهانه تلفات سیستم توزیع به ازای هر فیدر برای تمام منطقه تحت پوشش براساس فرمت از قبل

تعیین شده ERC.

2. داده‌های ماهانه تلفات سیستم توزیع شامل شبکه فوق توزیع، مشترکان فوق توزیع و منحنی بار ساعتی

آن‌ها و پست‌های توزیع و منحنی بار ساعتی آن‌ها.

3. خلاصه سالانه مقادیر انرژی و پارامترهای شبکه مربوطه نظیر:

أ. کل انرژی ورودی (خریداری شده به علاوه تولید شده)، به کیلووات ساعت

ب. کل انرژی فروخته شده، به کیلووات ساعت

ت. کل انرژی فروخته شده برای هر گروه مشترک، به کیلووات ساعت (به عنوان مثال، مشترکان HV،

مشترکان LV و مشترکان خانگی)

ث. تعداد کل مشترکان

ج. تعداد کل مشترکان به ازای هر گروه مشترک، به کیلووات ساعت (به عنوان مثال، مشترکان HV،

مشترکان LV و مشترکان خانگی)

ح. پیک تقاضا، به کیلووات ساعت

خ. طول کل خطوط اولیه، به متر

د. طول کل خطوط ثانویه، به متر

ذ. استفاده شرکت توزیع، به کیلووات ساعت

ر. تلفات فنی، به کیلووات ساعت

ز. تلفات غیرفنی، به کیلووات ساعت

س. کل تلفات بی باری توزیع، به کیلووات ساعت

ش. تلفات تجهیزات و خطوط فوق توزیع شبیه سازی شده، به کیلووات ساعت

ص. شبیه سازی تلفات تجهیزات پست، به کیلووات ساعت

4. لیست برنامه‌های CAPEX و OPEX مرتبط با برنامه‌های کاهش تلفات فنی و غیرفنی.

o ارسال گزارش‌های تلفات سیستم

شرکت توزیع باید از طریق اعلامیه قاطع¹ گزارش‌های سه ماهه تلفات سیستم (ارائه داده‌های ماهانه) را با استفاده از فرمت استاندارد از پیش تعیین شده داده‌ها را به ERC ارسال کند. همچنین، شرکت توزیع باید از طریق اعلامیه قاطع نتایج به روز شده تلفات تفکیک شده سیستم را به صورت سالانه با استفاده از فرمت از پیش تعیین شده برای رگولاتور ارسال کند [28].

4-11-2- طرح انگیزشی عملکرد² در کشور فیلیپین

4-11-2-1- مقررات عمومی

• اهداف PIS برای بهره‌وری توزیع موارد زیر است: (1) هزینه‌های تلفات سیستم توزیع که منتقل شده به مصرف‌کنندگان برق کاهش می‌یابد و (2) بهره‌وری در درازمدت در سیستم‌های توزیع برق بهبود می‌یابد. PIS برای تشویق شرکت‌های توزیع برق به کاهش تلفات فنی و غیرفنی در سیستم‌های توزیع برق در نظر گرفته شده است.

• PIS برای بهره‌وری توزیع باید شامل یک پاداش یا جریمه مرتبط با قیمت برای شرکت‌های توزیع برق باشد. پاداش یا جریمه باید درصدی از هزینه توزیع باشد.

• PIS برای بهره‌وری توزیع باید تنها مقدار کل سالانه تلفات سیستم توزیع واقعی را در نظر بگیرند، که به صورت زیر محاسبه می‌شود [28]:

$$DSL = TL + NTL \quad (10-4)$$

که

DSL کل تلفات سیستم توزیع (به درصد)

¹ Sworn statement

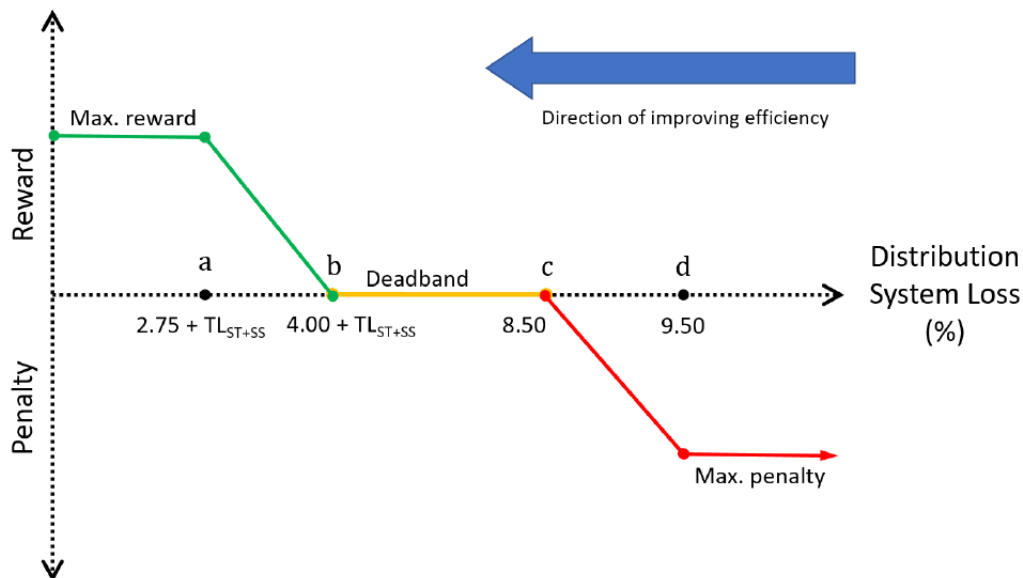
² Performance Incentive Scheme (PIS)

TL تلفات فنی (به درصد)

NTL تلفات غیرفنی (به درصد)

4-11-2-2- PIS برای شرکت‌های توزیع برق خصوصی

• ساختار پاداش و جریمه برای شرکت‌های توزیع برق خصوصی باید همانطور که در شکل (4-34) نشان داده شده است، با پنج منطقه به منظور بهبود بهره‌وری باشد: (1) سقف جریمه، (2) شیب جریمه، (3) ناحیه خنثی، (4) شیب پاداش و (5) سقف پاداش [28].



شکل (4-34): ساختار پاداش و جریمه PIS برای شرکت‌های توزیع برق خصوصی [28]

• مؤلفه تشویقی عملکرد تلفات سیستم باید به صورت زیر محاسبه شود:

$$S_{\text{Sysloss},t} = W_{\text{Sysloss}} \cdot \text{Perf}_{\text{Sysloss},t-1} \quad (11-4)$$

که

$S_{\text{Sysloss},t}$ مشوق عملکرد برای تلفات سیستم در سال t

W_{Sysloss} وزن اختصاص داده شده به عملکرد تلفات سیستم

$Perf_{Sysloss,t-1}$ فاکتور ارزیابی عملکرد¹ برای تلفات سیستم در سال قبل

• براساس مقدار واقعی تلفات کل سیستم توزیع و ارتباطش با حد آستانه مختلف در ساختار PIS برای شرکت‌های توزیع برق خصوصی، مقدار فاکتور ارزیابی عملکرد باید به صورت شکل (4-35) مشخص گردد [28].

PIS Region (Private DUs)	Value of DSL	Value of $Perf_{Sysloss,t-1}$
Maximum reward	$a \geq DSL$	$Perf_{Sysloss,t-1} = +1.0$
Proportional reward	$b \geq DSL > a$	$Perf_{Sysloss,t-1} = +1.0 \times \left(\frac{b - DSL}{b - a} \right)$
Deadband region	$c \geq DSL > b$	$Perf_{Sysloss,t-1} = 0.0$
Proportional penalty	$d \geq DSL > c$	$Perf_{Sysloss,t-1} = -1.0 \times \left(\frac{DSL - c}{d - c} \right)$
Maximum penalty	$DSL > d$	$Perf_{Sysloss,t-1} = -1.0$

شکل (4-35): محاسبه فاکتور ارزیابی عملکرد برای شرکت‌های توزیع برق خصوصی [28]

• مقادیر حد آستانه (a, b, c و d) در ساختار PIS برای شرکت‌های توزیع برق خصوصی در شکل (4-36) ارائه شده است [28].

Threshold	% System Loss
a	$2.75 + TL_{ST+SS}$
b	$4.00 + TL_{ST+SS}$
c	8.50
d	9.50

شکل (4-36): حد آستانه برای ساختار PIS برای شرکت‌های توزیع برق خصوصی [28]

¹ Performance Assessment Factor

ü اگر شرکت توزیع قادر به ارائه تلفات فنی فوق توزیع و پست نباشد، باید مقدار صفر در محاسبات حد آستانه استفاده شود.

• مقدار وزن تعیین شده برای عملکرد تلفات سیستم (W_{Sysloss}) باید 5 درصد باشد.

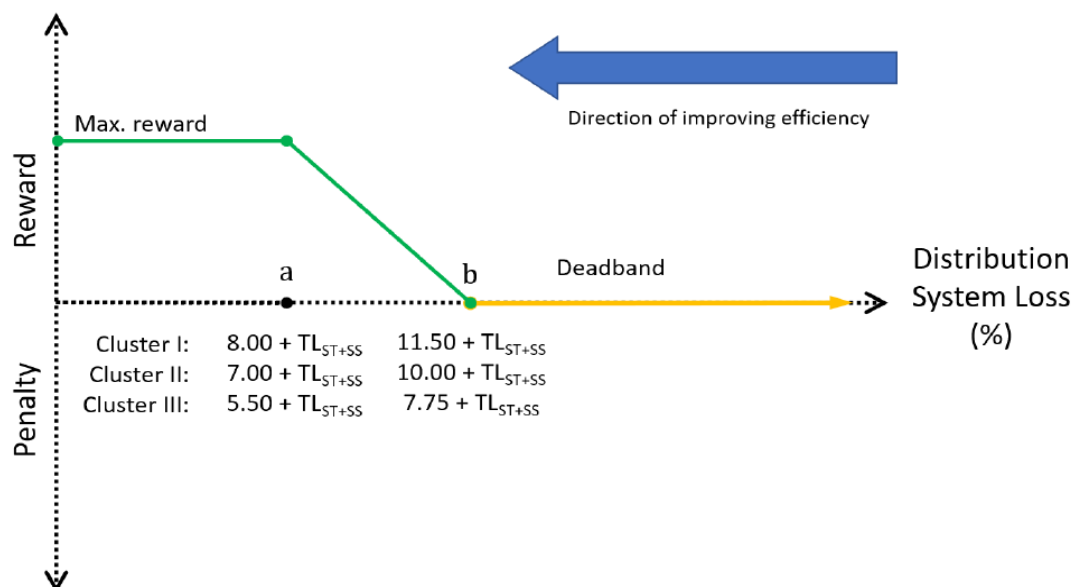
• حداکثر پاداش و جریمه مرتبط با قیمت به مقدار 2/5 درصد از درآمد مجاز سالانه شرکت توزیع محدود می شود. به این معنی است که:

ü حداکثر پاداش برای بهره وری توزیع تحت ساختار PIS نباید از 0/125 درصد (5 درصد از 2/5 درصد) درآمد مجاز سالانه بیشتر گردد.

ü حداکثر جریمه برای بهره وری توزیع تحت ساختار PIS نباید از 0/125 درصد (5 درصد از 2/5 درصد) درآمد مجاز سالانه بیشتر گردد.

4-11-2-3 - PIS برای شرکت های تعاونی برق

ساختار پاداش و جریمه برای شرکت های تعاونی برق همانطور که در شکل (4-37) نشان داده شده، به منظور بهبود بهره وری سه ناحیه دارد: (1) ناحیه خنثی، (2) شیب پاداش و (3) سقف پاداش [28].



شکل (4-37): ساختار پاداش و جریمه PIS برای شرکت های تعاونی برق [28]

مؤلفه تشویقی عملکرد تلفات سیستم باید به صورت زیر محاسبه شود [28]:

$$S_{\text{Sysloss},t} = W_{\text{Sysloss}} \cdot \text{Perf}_{\text{Sysloss},t-1} \quad (12-4)$$

که

$S_{\text{Sysloss},t}$ مشوق عملکرد برای تلفات سیستم در سال t

W_{Sysloss} وزن اختصاص داده شده به عملکرد تلفات سیستم

$\text{Perf}_{\text{Sysloss},t-1}$ فاکتور ارزیابی عملکرد¹ برای تلفات سیستم در سال قبل

• براساس مقدار واقعی تلفات کل سیستم توزیع و ارتباطش با حد آستانه مختلف در ساختار PIS برای شرکت‌های توزیع برق خصوصی، مقدار فاکتور ارزیابی عملکرد باید به صورت شکل (4-38) مشخص گردد [28].

PIS Region (ECs)	Value of DSL	Value of $\text{Perf}_{\text{Sysloss},t-1}$
Maximum reward	$a \geq \text{DSL}$	$\text{Perf}_{\text{Sysloss},t-1} = +1.0$
Proportional reward	$b \geq \text{DSL} > a$	$\text{Perf}_{\text{Sysloss},t-1} = \left(\frac{b - \text{DSL}}{b - a} \right)$
Deadband region	$\text{DSL} > b$	$\text{Perf}_{\text{Sysloss},t-1} = 0.0$

شکل (4-38): محاسبه فاکتور ارزیابی عملکرد برای شرکت‌های تعاونی برق [28]

• مقادیر حد آستانه a و b در ساختار PIS برای هر دسته از شرکت‌های تعاونی برق در شکل (4-39) ارائه شده است [28].

Threshold	Cluster I	Cluster II	Cluster III
a	$8.00 + TL_{ST+SS}$	$7.00 + TL_{ST+SS}$	$5.50 + TL_{ST+SS}$
b	$11.50 + TL_{ST+SS}$	$10.00 + TL_{ST+SS}$	$7.75 + TL_{ST+SS}$

شکل (4-39): حد آستانه برای ساختار PIS شرکت‌های تعاونی برق [28]

¹ Performance Assessment Factor

ü اگر شرکت توزیع قادر به ارائه تلفات فنی فوق توزیع و پست نباشد، باید مقدار صفر در محاسبات حد آستانه استفاده شود.

• مقدار وزن تعیین شده برای عملکرد تلفات سیستم (W_{Sysloss}) باید 20 درصد برای دوره نظارتی اول و 10 درصد برای دوره‌های نظارتی بعدی باشد.

• حداکثر پاداش و جریمه مرتبط با قیمت به صورت زیر است:

ü حداکثر پاداش برای بهره‌وری توزیع نباید بیشتر از: (1) 0/9 درصد برای دوره نظارتی اول و (2) 0/45 برای دوره‌های نظارتی بعدی باشد.

ü حداکثر جریمه برای بهره‌وری توزیع صفر است.

4-2-11-4- شروع و مدت زمان دوره نظارتی

برای هر شرکت توزیع، سقف‌های تلفات سیستم توزیع و PIS برای بهره‌وری توزیع بر روی شرکت‌های توزیع خصوصی که داوطلب هستند از تاریخی که در شکل (4-40) آمده است اعمال می‌شود [28].

Entrant Group	Implementation Date
A	01 July 2019
B	01 April 2021
C	01 July 2022
D	01 October 2023

شکل (4-40): برنامه پیاده‌سازی برای شرکت‌های توزیع برق خصوصی [28]

برای هر شرکت توزیع، سقف‌های تلفات سیستم توزیع و PIS برای بهره‌وری توزیع بر روی شرکت‌های تعاونی که داوطلب هستند از تاریخی که در شکل (4-41) آمده است اعمال می‌شود [28].

Entrant Group	Implementation Date
1	01 January 2020
2	01 January 2021
3	01 January 2022
Off-grid	01 January 2023

شکل (4-41): برنامه پیاده سازی برای شرکت‌های تعاونی [28]

4-11-2-1- بررسی منظم توسط رگولاتور

ERC باید به صورت منظم سقف تلفات سیستم و PIS را بررسی کند. سقف‌های جدید تلفات سیستم و PIS که نتیجه‌ی این بررسی‌های منظم هستند باید در دوره‌های نظارتی بعدی در نظر گرفته شوند [28].

4-12- ترکیه

مسئله مهمی که در زمان اصلاحات در صنعت برق با آن مواجه می‌شوند، مسئله تلفات و دزدی برق است. در ترکیه دو مجموعه داده در ارتباط با تلفات فنی و غیرفنی وجود دارد. مجموعه ای از داده‌ها که به صورت نرخ کل تلفات به ازای درصدی از مصرف کل ترکیه است توسط شرکت برق انتقال ترکیه¹ گزارش می‌شود. مجموعه دوم داده‌های تلفات، توسط شرکت توزیع برق ترکیه² گزارش می‌شود که به صورت اختلاف انرژی خریداری شده توسط TEDAS و کل انرژی فروخته شده است [29]. در جدول (4-5)، نرخ تلفات واقعی و هدف گذاری شده شرکت‌های توزیع برق نشان داده شده است [30].

جدول (4-5): نرخ تلفات شرکت‌های توزیع برق (%) [30]

DISTRIBUTION COMPANY	REALIZED LOSS RATES			TARGETED LOSS RATES	DIFFERENCE OF REALIZED&TARGETED LOSS RATES
	2015	2016	Difference	2016	2016
ARAS	26,60	25,68	0,92	31,68	6,00
DİCLE	72,17	67,63	4,54	71,62	3,99
VANGÖLÜ	59,70	56,42	3,28	60,16	3,74
AKDENİZ	7,02	6,31	0,71	9,66	3,35

¹ Turkish Electricity Transmission Corporation (TEIAS)

² Turkish Electricity Distribution Company (TEDAS)

ADM	5,34	5,74	-0,40	7,92	2,18
OSMANGAZ	7,62	5,75	1,87	7,77	2,02
ULUDAĞ	6,94	5,57	1,37	7,55	1,98
ÇAMLİBEL	7,06	5,97	1,09	7,93	1,96
TRAKYA	6,57	5,46	1,11	7,15	1,69
KAYSERİ	5,25	5,87	-0,62	7,44	1,57
TOROSLAR	12,50	12,12	0,38	13,59	1,47
MERAM	7,30	6,65	0,65	7,90	1,25
GDZ	7,36	7,32	0,04	8,47	1,15
BAŞKENT	7,00	6,98	0,02	8,00	1,02
SAKARYA	6,68	6,58	0,10	7,42	0,84
İST. AND. YAK.	7,00	6,78	0,22	7,61	0,83
YEŞİLIRMAK	7,90	8,20	-0,30	8,50	0,30
AKEDAŞ	4,98	7,20	-2,22	7,46	0,26
ÇORUH	9,28	9,25	0,03	9,35	0,10
BOĞAZİÇİ	9,44	9,61	-0,17	9,60	-0,01
FIRAT	10,44	10,56	-0,12	9,74	-0,82

با توجه به جدول بالا، تنها 2 شرکت توزیع از 21 شرکت توزیع نتوانسته‌اند به نرخ تلفات هدف گذاری شده برای سال 2016 برسند. 19 ناحیه دیگر به نتایج بهتری از نرخ هدف گذاری شده رسیده‌اند و شرکت‌های توزیع برق عملکرد موفق‌تری در تلفات خود در سال 2016 داشته‌اند.

4-12-2- وظایف شرکت‌های توزیع برق در مورد تلفات

فعالیت‌های توزیع باید توسط شرکت بهره‌بردار توزیع تحت آن مجوز و در ناحیه مشخص شده در آن مجوز انجام شود. شرکت بهره‌بردار توزیع مسئول خدمات قرائت، تعمیر و نگهداری و بهره‌برداری از کنتورهای قرار گرفته در ناحیه مشخص شده در آن مجوز است. هیچ شخص حقوقی که به عنوان یک سهامدار مستقیم یک شرکت توزیع است نمی‌تواند در فعالیت‌های بازار شرکت کند و همچنین به همین صورت، هیچ شرکت توزیع که به عنوان یک سهامدار مستقیم یک شخص حقوقی است نمی‌تواند در فعالیت‌های بازار شرکت کند. یک شرکت توزیع اجازه ندارد که در

فعالیت‌هایی غیر از فعالیت‌های توزیع مشارکت کند. روندهای مربوط به اجرای فعالیت‌های غیر بازاری که منجر به رشد بهره‌وری می‌شود در هنگامی که همزمان با فعالیت‌های توزیع اجرا می‌گردد، باید توسط قانون صادر شده از جانب هیئت نظارت بر بازار انرژی¹ تعیین شود. خرید برق به منظور پوشش تلفات فنی و غیر فنی روشنایی عمومی و سیستم‌های توزیع استثنا است [31].

با توجه به توضیحات ذکر شده، شرکت‌های توزیع برق مسئول پایش تلفات و ارسال گزارش تلفات به رگولاتور به صورت سالانه هستند. رگولاتور نیز گزارشات ارسال شده را مورد ارزیابی قرار داده و تأیید می‌کند.

4-12-3- تعرفه‌ها

هدف اصلی تجاری سازی بازار دستیابی به تعرفه‌های پایین تر با افزایش کارایی کل سیستم است. بر این اساس، تعرفه‌ها به عنوان منعکس کننده هزینه² براساس هدف گذاری‌های از قبل تعیین شده تلفات/سرقت و هزینه‌های عملیاتی محاسبه می‌شوند.

اولین دوره اجرای تعرفه (یا دوره گذار)، از سال 2006 تا 2010 طی پنج سال صورت گرفت. EMRA در حال حاضر تعرفه‌های مصرف کننده نهایی و الزامات درآمدی هر شرکت توزیع را تصویب می‌کند. الزامات درآمدی هزینه‌های پیش بینی شده برای ارائه خدمات بهره برداری و خرده فروشی را پوشش می‌دهد و یک کمک هزینه ای برای سطح هدف گذاری شده تلفات فنی و غیر فنی ارائه می‌کند.

قیمت‌های عمده فروشی برق باید آزادانه توسط بخش‌هایی که تحت مجوز هستند و توسط رگولاتور معرفی شده‌اند، تعیین گردد. تلفات فنی و غیر فنی شرکت‌های توزیع، انرژی الکتریکی که برای پوشش روشنایی عمومی قرار می‌گیرد و تعرفه عمده فروشی انرژی الکتریکی که باید توسط TETAS (شرکت دولتی جهت خرید و فروش برق) برای فروش انرژی الکتریکی به مصرف کنندگان تهیه گردد، باید توسط هیئت مدیره با در نظر گرفتن توانایی TETAS برای انجام

¹ Energy Market Regulatory Authority (EMRA)

² Cost reflective

تعهدات مالی خود تعیین گردد. همچنین، شرکت‌های توزیع برق باید از TETAS انرژی مورد نیاز خود را برای روشنایی عمومی و تلفات فنی و غیرفنی تهیه کنند. این خرید انرژی از TETAS برای تلفات و روشنایی عمومی براساس قراردادهای دوجانبه است [29].

هیئت نظارت بر بازار انرژی روند تعیین درآمد سیستم توزیع برق را در سال 2017 اصلاح کرد. این تغییرات اعمال شده شامل نرخ تلفات هدف گذاری شده نیز بوده است. تغییرات قابل توجه معرفی شده توسط هیئت نظارت بر بازار انرژی در ادامه آورده شده است [32]:

- سرمایه گذاری‌های صورت گرفته برای انجام فعالیت‌های توزیع

- هزینه‌های بهره برداری از سیستم

- هزینه‌های تلفات فنی و غیر فنی

- هزینه قرائت کنتور

- هزینه انرژی راکتیو

در این تغییرات، برای تعیین نرخ تلفات مورد هدف از تلفات فنی و غیر فنی با یکدیگر استفاده شده است. هزینه‌های تلفات فنی و غیر فنی که از نرخ تلفات مورد هدف بیشتر نباشد (که این نرخ تلفات مورد هدف توسط هیئت نظارت بر بازار انرژی تعیین می‌گردد) به تعرفه‌های توزیع اضافه می‌شود و به مصرف کنندگان برق منعکس می‌گردد.

4-12-4 - ساختار تعرفه‌های توزیع و خرده فروشی

ساختارهای تعرفه ای که تحت آن شرکت‌های توزیع به کار خود ادامه می‌دهند به شرح زیر تعیین شده است: دوره 2006 – 2010 به عنوان دوره گذار شناسایی شد که در پایان تعرفه‌ها به طور کامل براساس هزینه بود. به دلیل تأخیر در خصوصی سازی، دوره گذار بعداً تا پایان سال 2012 ادامه یافت. در طول دوره گذار تعرفه‌ها شامل انواع مختلفی از یارانه‌های متوسط¹ (برق با قیمت بالاتر به گروهی از مصرف کنندگان فروخته شود تا قیمت‌های پایین تر برای گروهی

¹ Crosssubsidies

دیگر از مصرف کنندگان ایجاد شود) برای گروه‌های مصرف کننده در مناطق می‌گردید که این کار از طریق اجرای طرح برابرسازی قیمت¹ صورت پذیرفت. در نتیجه، یک ساختار تعرفه یکسان در تمام مناطق وجود داشت ولی براساس گروه‌های مصرف کننده متفاوت بودند. طرح برابرسازی قیمت برای جلوگیری از نوسانات زیاد در تلفات فنی و سرقت برق در تمام مناطق اتخاذ گردید که منجر به تغییرات زیادی در تعرفه‌های مصرف کنندگان نهایی شد. قانون بازار برق² استفاده از انتقال مستقیم درآمد به مصرف کنندگان را به منظور جبران هزینه‌های مرتبط با تلفات و سرقت در مناطق مختلف پیش بینی کرد، اما سند استراتژی³ (و بعداً قانون برق شماره 5496 در سال 2006) به جای آن طرح برابرسازی قیمت‌ها را معرفی کرد که شامل مکانیزم یارانه متوسط گردید. براین اساس، اجرای یک تعرفه ملی برای هر شرکت توزیع مازاد و کسر درآمدی ایجاد می‌کند که وابسته به هزینه‌های مشخص خودشان به ویژه تلفات و سرقت است. این مازاد و کسری بودجه از طریق واگذاری مالی بین تمام مناطق تسویه می‌شود. مکانیزم یارانه و طرح برابرسازی قیمت در پایان دوره گذار متوقف گردید. تعرفه‌های مصرف کنندگان نهایی و مقررات درآمدی شرکت‌های توزیع برق برای دوره گذار قبل از خصوصی سازی تعیین شده بود.

مقررات درآمدی هزینه‌های پیش بینی شده برای خدمات توزیع و خرده فروشی را پوشش می‌دهد و یک سطح مجازی را برای سطح مورد هدف تلفات فنی و غیرفنی قرار می‌دهد. در نتیجه، تعرفه مصرف کنندگان نهایی به چهار بخش تفکیک می‌گردد: خرده فروشی، خدمات خرده فروشی، توزیع و انتقال. از سال 2011، بخشی که شامل هزینه تلفات فنی و غیرفنی بود نیز تفکیک گردید. تعرفه خرده فروشی شامل سقف قیمتی بود که هزینه انرژی خریداری شده توسط شرکت توزیع را منعکس می‌کرد. بخش‌های خدمات خرده فروشی و توزیع سقف درآمدی دارند که هزینه‌های عملیاتی و سرمایه گذاری مرتبط با توزیع و خرده فروشی را پوشش می‌دهد. در جدول (4-6) تعرفه‌های تنظیم شده برای بخش‌های مختلف ارائه شده است [29].

جدول (4-6): تعرفه‌های تنظیم شده برای بخش‌های مختلف [29]

¹ Price Equalization Scheme

² Electricity Market Law (EML)

³ Strategy Document (SD)

فعالیت	قیمت/هزینه تنظیم شده	روش
انتقال	هزینه انشعاب	براساس پروژه ¹
	قیمت بهره برداری سیستم	سقف درآمد
	قیمت استفاده از سیستم	سقف درآمد
	قیمت مدیریت بازار	سقف درآمد
توزیع	هزینه انشعاب	براساس پروژه و هزینه انشعاب استاندارد
	قیمت استفاده از سیستم	سقف درآمد
خرده فروشی	قیمت خدمات خرده فروشی	سقف درآمد
	قیمت خرده فروشی	سقف قیمت
	سقف قیمت متوسط تلفات و سرقت	سقف قیمت
عمده فروشی (TETAS)	متوسط قیمت عمده فروشی	مبتنی بر هزینه ²

ساختار تعرفه براساس مقررات انگیزشی است. تعرفه‌ها براساس اهداف تلفات و سرقت تعیین شده برای هر شرکت توزیع برق هستند. هرگونه پیشرفتی نسبت به نرخ تلفات هدف گذاری شده می‌تواند توسط شرکت منظور شود، بنابراین ساختار تعرفه سبب ایجاد انگیزه قوی برای کاهش تلفات و سرقت شده است. منابع دیگر کاهش هزینه نیز وجود دارد. در هنگام ایجاد تعرفه خرده فروشی، بخش انرژی خریداری شده توسط شرکت توزیع برق از طریق قیمت‌های مرجع مختلفی ارزش گذاری می‌شود. از این رو، سرمایه گذار مجاز است از طریق خرید انرژی با هزینه کمتر از قیمت مرجع مجاز، سودی کسب کند. بعلاوه، سرمایه گذار مجاز است تا مقادیر اضافی ناشی از پیشرفت در اهداف از پیش تعیین شده که توسط رگولاتور تأیید شده است را نگه دارد.

ادامه دوره گذار تا پایان سال 2012 به این معنی بود که طرح برابرسازی قیمت نیز تا پایان سال 2012 ادامه یافت. طبق برنامه رگولاتور، دوره اجرای دوم برای مقررات تعرفه‌ها بین سال‌های 2011 و 2015 تعیین شد. دوره اجرای دوم شامل برخی اهداف سلطه گرایانه نیز بود. یکی از اهداف مهم کاهش تلفات و سرقت برق به 10/3 درصد بود. همانطور که در شکل (4-42) نشان داده شده است، برای برخی از مناطق توزیع این میزان کاهش قابل توجهی در تلفات و

¹ Project based

² Cost based

سرقت برق بود. از آنجایی که تعرفه‌های تنظیم شده براساس این اهداف تعیین می‌شوند، نرسیدن به این اهداف مورد انتظار به معنی تلفات مالی خواهد بود [29].

	2011	2012	2013	2014	2015
Akdeniz	8.86	8.45	8.05	8.02	8.02
Aras	22.92	19.04	17.62	16.30	15.08
AYDEM	9.80	9.34	8.90	8.49	8.09
AYEDAŞ	7.12	6.79	6.61	6.61	6.61
Başkent	8.46	8.07	7.88	7.88	7.88
Boğaziçi	9.12	8.69	8.28	7.90	7.57
Çamlıbel	7.72	7.36	7.02	6.92	6.92
Çoruh	10.90	10.39	10.15	10.15	10.15
Dicle	60.96	50.63	42.06	34.93	29.01
Fırat	12.59	11.65	11.11	10.59	10.09
Gediz	8.48	8.08	7.70	7.34	7.00
Göksu	10.03	10.03	10.03	10.03	10.03
Kayseri	10.01	10.01	10.01	10.01	10.01
Meram	8.59	8.28	8.28	8.28	8.28
Osmangazi	7.21	7.21	7.21	7.21	7.21
Sakarya	7.66	7.31	6.96	6.64	6.33
Toroslar	9.38	8.94	8.52	8.12	7.74
Trakya	7.70	7.70	7.70	7.70	7.70
Uludağ	6.96	6.90	6.90	6.90	6.90
Vangölü	46.15	38.33	31.84	26.45	21.97
Yeşilirmak	10.35	9.87	9.41	8.97	8.78

Source EPDK (2010)

شکل (4-42): اهداف کاهش تلفات برای شرکت‌های توزیع برق برای دوره نظارتی دوم [29]

مسئله مهمی که در این زمینه ایجاد شد، آینده یارانه‌ها پس از دوره گذار بود. در این حالت، یارانه‌ها متوقف خواهند شد و تعرفه‌های دیگری اجرا می‌شوند. با این حال، نوسان در هزینه‌ها به دلیل اختلاف در نرخ تلفات هنوز قابل توجه است. از آنجایی که بعید بود اختلاف در هزینه‌ها توسط مصرف کنندگان تحمل شود، انتظار می‌رفت برخی از حمایت‌ها برای مصرف کنندگان در مناطقی با هزینه بالا ایجاد شود یا استفاده از همین تعرفه ملی گسترش یابد. طبق گزارشات

رگولاتور و بر طبق قانون بازار برق 6446 بحث یارانه‌ها در سال 2015 متوقف شد. بنابراین، تعرفه‌های ملی¹ که به هزینه‌ها این اجازه را می‌داد تا در تمام مناطق مختلف ثابت باشند، از طریق طرح برابری قیمت با تعرفه‌های ناحیه ای² جایگزین شدند که در راستای روند آزاد سازی بازار برق بوده است [29].

4-13- جمع‌بندی

در این فصل، نظام پایش و ارزیابی تلفات در کشورهای مختلف مورد بررسی قرار گرفت. با توجه به این بررسی‌ها مشخص گردید که در تعداد محدودی از کشورها به منظور کاهش تلفات توزیع، انگیزه ای برای بهره بردار سیستم توزیع ایجاد نمی‌شود. ولی بسیاری از کشورها با تعیین نرخ مجاز تلفات و یا طرح‌های انگیزشی برای بهره بردار سیستم توزیع موجب ایجاد انگیزه برای کاهش تلفات می‌شوند. در جدول (4-7) اطلاعاتی در مورد تلفات شبکه‌های توزیع برای کشورهای اروپایی ارائه شده است [12].

جدول (4-7): تلفات شبکه‌های توزیع [12]

کشور	آیا شرکت توزیع نیاز به خرید تلفات دارد؟		آیا یک سطح مجاز یا استاندارد وجود دارد؟		آیا شرکت توزیع هزینه‌های اضافی تلفات را در زمانی که از سطح بیشتر می‌شود متحمل می‌شود؟		آیا بهبود تلفات متناسب با پاداش داده شده برای سطح استاندارد است؟		آیا مکانیزم خاص دیگری برای کاهش تلفات وجود دارد؟	
	بله	خیر	بله	خیر	بله	خیر	بله	خیر	بله	خیر
اتریش	*		*		*		*		بله	*
بلژیک	*		*		*		*			
دانمارک	*		*		*		*		*	
فنلاند	*		*		*		*		*	
فرانسه										
آلمان	*		*		*		*		*	
یونان										
ایرلند	*	*	*		*		*		*	
ایتالیا	*	*	*		*		*		*	

¹ National tariff

² Regional tariff

*		*				*		*	لوگزامبورگ
						*		*	هلند
	بخشی در درآمد					*		*	نروژ
	بخشی در درآمد		*		*		*	*	پرتغال
*			*		*		*	*	اسپانیا
	*					*		*	سوئد
	پاداش/جریمه ¹	*		*		*		*	انگلستان
*		*		*			*	*	جمهوری چک
*		*			*		*	*	لهستان
*			*		*		*	*	مجارستان
*		*			*		*	*	اسلوواکی

¹ در انگلستان، تغییر در تلفات در هر سال منجر به پاداش/جریمه در درآمد مجاز برای سال بعد می‌شود.

فصل پنجم

وضعیت فعلی نظام تلفات در ایران

5-1- بررسی اسناد مرتبط با نظام تلفات در ایران

به منظور بررسی دقیق وضعیت فعلی نظام تلفات در ایران نیاز هست اسناد مرتبط با تلفات بررسی و معرفی گردند. به همین منظور، در ادامه دستورالعمل‌های ارائه شده در زمینه نظام تلفات در ایران شناسایی و معرفی شده است.

5-1-1- دستورالعمل تعیین مستمر تلفات انرژی الکتریکی

با توجه به اهمیت اندازه گیری و کاهش تلفات انرژی، کمیته تخصصی کاهش تلفات در مدیریت توزیع شرکت توانیر تشکیل گردید تا ضمن اتخاذ راهکارهای عملی برای تعیین عوامل و شاخص‌های مؤثر در کاهش تلفات، جهت دستیابی به یک وحدت رویه برای کلیه شرکت‌های توزیع در سطح کشور عمل نمایند. دستورالعمل "تعیین مستمر تلفات انرژی الکتریکی (اندازه گیری انرژی الکتریکی در بخش توزیع)" به عنوان اولین نتایج این کمیته منتشر شده است. هدف از این دستورالعمل "تعیین تلفات انرژی الکتریکی به صورت مستمر در محدوده شرکت‌های توزیع نیروی برق" می‌باشد. در این دستورالعمل ضوابط زیر تعیین شده است [34]:

ü نقاط لازم سیستم توزیع برای اندازه گیری انرژی و محل نصب تجهیزات اندازه گیری

ü برنامه ریزی نصب لوازم اندازه گیری انرژی در نقاط تعیین شده

ü کنترل و آزمایش لوازم اندازه گیری انرژی وفق دستورالعمل مربوطه

ü قرائت انرژی ثبت شده توسط لوازم اندازه گیری انرژی

ü دقت و زمان خواندن لوازم اندازه گیری انرژی

ü محاسبات قبض و گزارش گیری از سیستم اطلاعات مشترکین

ü تعیین و محاسبه تلفات انرژی

ü به روز رسانی دستورالعمل تعیین مستمر تلفات انرژی

ü موارد قابل بحث با توجه به شرایط اقلیمی و ملاحظات دیگر

5-1-2- دستورالعمل ضوابط و الزامات جمع آوری و مانیتورینگ اطلاعات کنتورهای

منصوبه در ابتدای فیدرهای فشار متوسط در دیسپاچینگ های توزیع

با توجه به لزوم بهره برداری بهینه و استفاده حداکثری از لوازم اندازه گیری منصوبه در خروجی فیدرهای فشار متوسط و تأمین امکان مانیتورینگ وضعیت پارامترهای الکتریکی به صورت همزمان در مرکز دیسپاچینگ توزیع و بازار برق به دلیل سرمایه گذاری های انجام شده، این دستورالعمل تدوین گردیده است. هدف از تدوین این دستورالعمل تعیین یک نظام هماهنگ و تبیین استانداردهای لازم جهت مانیتورینگ و جمع آوری اطلاعات اندازه گیری شده توسط کنتورهای عمومی منصوبه در ابتدای فیدرهای فشار متوسط خروجی پست های فوق توزیع و همچنین کنتورهای منصوبه در خروجی ترانسفورماتورهای پست های فوق توزیع توسط واحد متمرکز کننده داده¹ است. از اطلاعات جمع کننده (DCU) می توان به منظور راهبری و کنترل شبکه توزیع و پیش بینی بار و همچنین، استفاده از اطلاعات آن در زمان وقوع بحران و قطعی های بی برنامه و اتخاذ تصمیم لازم استفاده کرد [35].

5-1-3- دستورالعمل بازدید، آزمایش، سرویس و نگهداری انشعابات مشترکان

دیماندی

هدف از تهیه و تدوین این دستورالعمل تشریح روش بازدید، آزمایش، نظارت و سرویس و نگهداری انشعاب مشترکین به منظور کنترل دائمی در جهت حصول اطمینان از عملکرد صحیح آن و در نتیجه محاسبه دقیق انرژی الکتریکی مصرفی و جلب رضایت مشترکان می باشد. همچنین، دامنه کاربرد این دستورالعمل در بخش های مختلف شرکت های توزیع نیروی برق است.

¹ Data concentrator unit (DCU)

منظور از انشعابات دیماندی نیز انشعابات هاست که قدرت قراردادی آن‌ها 30 کیلو وات و بیشتر بوده و معمولاً مشمول پرداخت بهای دیماند نیز می‌گردند. انشعابات دیماندی به دو گروه انشعابات ولتاژ ثانویه و انشعابات ولتاژ اولیه تقسیم می‌شوند [36].

5-1-4- دستورالعمل فرآیند عملیات اجرایی در شناسایی و نحوه محاسبه هزینه

انرژی مصرفی برق‌های غیرمجاز مشترکین خانگی

هدف از تهیه این دستورالعمل یکسان سازی رویه‌های موجود در شرکت‌های توزیع در جهت محاسبه و دریافت هزینه انرژی مصرفی غیرمجاز برق از مشترکین خانگی می‌باشد. مسئولیت اجرای این دستورالعمل به عهده مدیران عامل شرکت‌های توزیع و مسئولیت نظارت عالی با معاونت هماهنگی توزیع شرکت توانیر است. همچنین، این دستورالعمل با استناد به قسمت د بند 1-43-4 آیین نامه تکمیلی تعرفه‌های برق تنظیم گردیده است [37].

5-1-5- دستورالعمل عملیات اجرایی در شناسایی و نحوه محاسبه هزینه برق

مصرفی غیرمجاز مشترکین غیردیماندی عمومی، کشاورزی، صنعتی و سایر مصارف

هدف از تهیه این دستورالعمل یکسان سازی رویه‌های موجود در شرکت‌های توزیع در جهت محاسبه و دریافت هزینه انرژی مصرفی غیرمجاز مشترکین غیر دیماندی عمومی، کشاورزی، صنعتی و سایر مصارف می‌باشد. مسئولیت اجرای این دستورالعمل به عهده مدیران عامل شرکت‌های توزیع و مسئولیت نظارت عالی با معاونت هماهنگی توزیع شرکت توانیر است. همچنین، این دستورالعمل با استناد به قسمت د بند 1-43-4 آیین نامه تکمیلی تعرفه‌های برق تنظیم گردیده است [38].

5-1-6- دستورالعمل نحوه ارزیابی عملکرد فنی شرکت‌های توزیع در حوزه کاهش

تلفات

کاهش تلفات انرژی در شبکه‌های توزیع نیروی برق یکی از مهم‌ترین اهداف صنعت برق می‌باشد. ارزیابی عملکرد شرکت‌های توزیع در حوزه تلفات اولین گام در رسیدن به این هدف می‌باشد. در این راستا لزوم تدوین دستورالعمل "نحوه ارزیابی عملکرد فنی شرکت‌های توزیع در حوزه کاهش تلفات" امری ضروری می‌باشد. در این دستورالعمل ساختار نظارت عالی به جهت پایش عملکرد شرکت‌های توزیع در حوزه کاهش تلفات تشریح شده است. محدوده‌ی اجرای این دستورالعمل نیز کلیه‌ی شرکت‌های توزیع نیروی برق کشور هستند. به منظور پایش شرکت‌های توزیع نیروی برق در حوزه کاهش تلفات، معاونت هماهنگی توزیع توانیر و مجری طرح کاهش تلفات اقدام به ارزیابی عملکرد شرکت‌ها می‌کند [39].

5-1-7- دستورالعمل جامع محاسبه ارزش تلفات در شبکه‌های توزیع

در برنامه ریزی، بهینه سازی و توسعه شبکه‌های برق رسانی و اعمال روش‌های مناسب جهت کاهش تلفات الکتریکی، یکی از شاخص‌های مهم، آگاهی از ارزش تلفات است. به طوری که ارزش تلفات نقش موثری در مطالعات اقتصادی، به ویژه در انتخاب ظرفیت بهینه تجهیزات، مقایسه و ارزیابی طرح‌های مختلف و سایر پارامترهای سیستم دارد. بنابراین، ارائه و تدوین یک مدل مناسب جهت محاسبه ارزش تلفات الکتریکی بسیار مفید و مؤثر بوده و امکان دسترسی به نتایج قابل قبول را میسر می‌سازد.

در دستورالعمل "محاسبه ارزش تلفات در شبکه‌های توزیع"، یک مدل جامع برآورد ارزش توان و انرژی با توجه به میزان مشارکت نیروگاه‌ها در تولید و همچنین، ترکیب سوخت مصرفی برای تولید انرژی و با لحاظ ضرایب تناظر بخش‌های مختلف شبکه سراسری ارائه شده است و در نهایت، براساس اطلاعات قابل دسترس و برآوردهای منطقی مقادیر ارزش تلفات دیماند و انرژی برای شبکه سراسری ایران توسط نرم افزار تهیه شده محاسبه گردیده است [40].

5-2- پایش تلفات توزیع برق در ایران

در حال حاضر، مصرف مشترکین از طریق کنتور قرائت و اندازه گیری می‌شود، البته نصب کنتورهای هوشمند به صورت محدود در کشور انجام شده است. همچنین، بر روی خروجی ترانس پست‌های فوق توزیع نیز کنتور اندازه گیری

نصب شده است و طرح‌های آزمایشی برای نصب کنتور بر روی فیدرهای 20 کیلوولت خروجی از پست فوق توزیع صورت گرفته است. با این حال، نقاط زیادی در شبکه توزیع وجود دارد که نیاز به نصب کنتور به منظور اندازه گیری انرژی و محاسبه تلفات بخش توزیع دارند. در مجموع، مسئول پایش تلفات، شرکت‌های توزیع برق هستند.

3-5- گزارش‌دهی تلفات در ایران

برای ارسال اطلاعات تلفات نیز داشبوردی (سامانه‌ای) وجود دارد که به صورت نقطه به نقطه تلفات در آن ثبت می شود و با مقدار آن در همان زمان در سال قبل مقایسه می شود. اطلاعات ورودی شامل انرژی اندازه گیری شده از کنتورهای MK6 است و فروش نیز از اطلاعات صورتحساب وارد می شود. در اینجا مشکل این است که فروش سیکل به سیکل است و در نتیجه تلفات در سیکل‌های مختلف متفاوت خواهد بود. مثلاً، در فروردین تلفات در حدود 70 درصد است ولی هنگامی که جمع می شود و به انتهای سال نزدیک می شویم تلفات به یک عدد معقول نزدیک می گردد.

4-5- تأمین تلفات انرژی در ایران

به دلیل ماهیت دولتی شرکت‌های توزیع برق و همچنین عدم وجود نظام انگیزشی مناسب به منظور کاهش تلفات، انگیزه لازم برای شرکت‌های توزیع برق برای کاهش تلفات در بخش توزیع ایجاد نمی گردد. با این وجود، خرید و تأمین تلفات توزیع برعهده شرکت‌های توزیع برق نخواهد بود و مسئولیت تأمین تلفات با دولت یا به بیان بهتر با شرکت سهامی مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران (توانیر) می باشد.

5-5- روند ارزیابی و سیاست‌گذاری تلفات در ایران

در سال‌های گذشته، دستورالعمل نحوه ارزیابی عملکرد فنی شرکت‌های توزیع در حوزه کاهش تلفات توسط کمیته ملی کاهش تلفات انرژی برق و معاونت هماهنگی توزیع توانیر به تصویب رسیده است. اما تاکنون این دستورالعمل به درستی برای تشویق شرکت‌های توزیع برق به منظور کاهش تلفات پیاده نشده است. تزریق سرمایه گذاری نیز با توجه به رایزنی‌های صورت گرفته بین شرکت‌های توزیع برق و شرکت توانیر به شرکت‌های توزیع اختصاص داده می شود.

همچنین، وظیفه صحت سنجی داده‌های تلفات در بخش توزیع برق برعهده کمیته تعیین تلفات است. این کمیته شامل نمایندگانی از مدیریت شبکه برای صحنه گذاشتن بر قرائت‌ها و انرژی تحویلی، حوزه مالی برای صحنه گذاشتن بر روی اعدادی که شرکت‌های توزیع برق برای فروش در سال مالی ابراز کرده‌اند و ارزیابان فنی برای صحنه گذاشتن بر روشنایی معابر است.

5-6- جمع‌بندی

در این فصل، وضعیت فعلی نظام پایش و ارزیابی تلفات توزیع برق در ایران مورد بررسی قرار گرفت. در جدول (6-1) خلاصه‌ای از وضعیت کنونی نظام پایش و ارزیابی تلفات شبکه‌ی توزیع برق ایران شرح داده شده است.

جدول (5-1): نظام فعلی پایش و ارزیابی تلفات توزیع برق در ایران

اقدامات	مسئول	تشریح وضعیت کنونی
پایش تلفات	شرکت توزیع برق	در حال حاضر، مصرف مشترکین از طریق کنتور قرائت و اندازه گیری می‌شود، البته نصب کنتورهای هوشمند به صورت محدود در کشور انجام شده است. همچنین، بر روی خروجی ترانس پست‌های فوق توزیع نیز کنتور اندازه گیری نصب شده است و طرح‌های آزمایشی برای نصب کنتور بر روی فیدرهای 20 کیلوولت خروجی از پست فوق توزیع صورت گرفته است. با این حال، نقاط زیادی در شبکه توزیع وجود دارد که نیاز به نصب کنتور به منظور اندازه گیری انرژی و محاسبه تلفات بخش توزیع دارند. در مجموع، مسئول پایش تلفات، شرکت‌های توزیع برق هستند.
گزارش دهی تلفات	شرکت توزیع برق	برای ارسال اطلاعات تلفات نیز سامانه ای وجود دارد که به صورت نقطه به نقطه تلفات در آن ثبت می‌شود و با مقدار آن در همان زمان در سال قبل مقایسه می‌شود. اطلاعات ورودی شامل انرژی اندازه گیری شده از کنتورهای MK6 است و فروش نیز از اطلاعات صورتحساب وارد می‌شود.
ارزیابی تلفات	معاونت هماهنگی توزیع توانیر و دفتر راهبری و نظارت بر امور برق	کمیته تعیین تلفات وظیفه صحت سنجی داده‌های تلفات در بخش توزیع برق را برعهده دارد. این کمیته شامل نمایندگانی از مدیریت شبکه برای صحنه گذاشتن بر قرائت‌ها و انرژی تحویلی، حوزه مالی برای صحنه گذاشتن بر روی اعدادی که شرکت‌های توزیع برق برای فروش در سال مالی ابراز کرده‌اند و ارزیابان فنی برای صحنه گذاشتن بر روشنایی معابر است. البته، دستورالعمل نحوه ارزیابی عملکرد فنی شرکت‌های توزیع در حوزه کاهش تلفات توسط کمیته ملی کاهش تلفات انرژی برق و معاونت هماهنگی توزیع به تصویب رسیده است که هنوز به درستی اجرا نمی‌شود.
سیاست گذاری تلفات	معاونت هماهنگی توزیع توانیر و مجری طرح ملی کاهش تلفات	در سال‌های گذشته، دستورالعمل نحوه ارزیابی عملکرد فنی شرکت‌های توزیع در حوزه کاهش تلفات توسط کمیته ملی کاهش تلفات انرژی برق و معاونت هماهنگی توزیع به تصویب رسیده است. اما تاکنون این دستورالعمل به درستی برای تشویق شرکت‌های توزیع برق به منظور کاهش تلفات پیاده نشده است. تزریق سرمایه گذاری نیز با توجه به رایزنی‌های صورت گرفته بین شرکت‌های توزیع برق و شرکت توانیر به شرکت‌های توزیع اختصاص داده می‌شود.
تأمین	شرکت سهامی مدیریت تولید،	به دلیل ماهیت دولتی شرکت‌های توزیع برق و همچنین عدم وجود نظام انگیزشی مناسب به منظور کاهش تلفات، خرید و تأمین تلفات توزیع برعهده شرکت‌های توزیع برق نخواهد بود و مسئولیت

تلفات ¹	انتقال و توزیع نیروی برق ایران	تأمین تلفات با دولت یا به بیان بهتر با شرکت سهامی مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران (توانیر) می باشد.
--------------------	-----------------------------------	---

¹ منظور از تأمین تلفات، تأمین انرژی برای پوشش تلفات شبکه توزیع برق است که در کشورهای مختلف مسئول تأمین تلفات انرژی بهره بردار شبکه توزیع یا خرده فروش است و از طریق مکانیزم های مبتنی بر بازار این کار صورت می پذیرد.

فصل ششم

نتیجه گیری

تلفات فنی به صورت تلفات انرژی ناشی از بهره برداری تجهیزات الکتریکی نظیر خطوط و ترانسفورماتورها تعریف می‌شود. بخشی از این تلفات، مستقل از پخش توان در شبکه، تلفات مغناطیسی ثابت در ترانسفورماتورها می‌باشد. بقیه تلفات فنی متناسب با مجذور پخش توان است که به عنوان تلفات اهمی شناخته می‌شود. در مقابل، تلفات غیرفنی، به دلیل برق دزدی یا کوتاهی در پرداخت قبض توسط مصرف کننده می‌باشد. مسئول برای تلفات فنی و غیرفنی بر عهده بهره بردار توزیع برق است که باید تلفات را در محدوده‌ی قابل قبول، همانطور که رگولاتور تعریف می‌کند نگه دارد. با تفکیک بخش‌های توزیع و خرده فروشی، در برخی کشورها به دنبال این بودند تا خرده فروش را مسئول تلفات فنی کنند زیرا آن‌ها با صورتحساب برق مصرف کنندگان نهایی در ارتباط بودند، در حالیکه بهره برداران توزیع باید مسئول تلفات فنی مرتبط با بهره برداری و سرمایه گذاری شبکه باشند. در فصل اول این گزارش، به طور مفصل در مورد بازیگران حوزه تلفات توزیع برق صحبت شده است.

در اصل، تلفات به بخش تولید بیشتر مربوط می‌شود تا بخش توزیع، زیرا انرژی از دست رفته و صورت حساب نشده توسط ژنراتورها تولید می‌شود. در نهایت، تولیدکنندگان کسانی هستند که هزینه تولید انرژی از دست رفته را متحمل می‌شود، اگرچه نهایتاً این هزینه از طریق مصرف کنندگان گرفته می‌شود. با این وجود، مدیریت شبکه توسط بهره بردار توزیع به کنترل میزان تلفات کمک می‌کند و بنابراین کارایی سیستم را افزایش می‌دهد. بنابراین، مکانیزم‌های انگیزشی نیز باید برای این منظور ایجاد شوند. بهره برداران توزیع ممکن است شبکه‌ها را طراحی کنند و بر روی تاسیسات با سطوح تلفات پایین تر سرمایه گذاری کنند یا خطوط را با طول مناسب و بهینه طراحی کنند تا تلفات به مقدار مناسب کاهش یابد که این فعالیت‌ها با توجه به پیش بینی پخش توان صورت می‌پذیرد. همچنین، می‌توانند اقداماتی را برای کاهش دزدی برق در شبکه خود انجام دهند.

در نتیجه، فرمول درآمدی بهره بردار توزیع معمولاً شامل سیستمی از مشوق‌های اقتصادی برای تلفات پایین تر است. بهره بردار توزیع زمانی که تلفات را کاهش می‌دهد پاداش دریافت می‌کند و اگر سطح تلفات بیشتر از مقدار تلفات هدف گذاری شده باشد، جریمه می‌شود.

در فصل سوم، مکانیزم های پاداش و جریمه ای کشورهای مختلف معرفی شده است. به عنوان مثال، در یکی از طرح های تشویقی تلفات، درآمد پایه بهره بردار توزیع مرتبط با سطح تلفات مرجع در هر ناحیه توزیع است. شرکت توزیع باید اختلاف بین هزینه تلفات انرژی واقعی تحمیلی و مرجع راپردازد. اگر تلفات واقعی کمتر از مقدار مرجع باشد، بهره بردار توزیع درآمد اضافی دریافت می کند، اما اگر تلفات واقعی بیشتر از مقدار مرجع باشد، جریمه خواهد شد. براساس این طرح انگیزشی، مصرف کنندگان تنها برای مقدار مرجع تلفات می پردازند، تولید کنندگان صورتحسابی برای تلفات واقعی دریافت می کنند و بهره بردار توزیع اختلاف بین این دو را می پردازد.

مقادیر مرجع تلفات نیز باید به صورت دوره ای مثلاً در انتهای هر دوره نظارتی توسط رگولاتور به روز شوند. همانطور که تلفات مرجع به طور تدریجی کاهش می یابد، مصرف کنندگان از افزایش کارایی بهره بردار توزیع سود می برند.

در انگلستان، فرمول سقف درآمدی شامل مشوقی شفاف است تا تلفات بهره بردار توزیع را در یک قیمت ثابت که توسط رگولاتور ایجاد می شود کاهش دهد. در نروژ، برعکس، فرمول سقف درآمدی حاکی از تلفات واقعی است که توسط بهره بردار توزیع متحمل شده است، اما تلفات در ارزیابی ها به عنوان یک ورودی برای محاسبه شاخص کارایی X وارد می شود. در اسپانیا، یک روش بازاری برای تسویه خرید انرژی موجود است که به موجب آن مشتریان نهایی و خرده فروشان برای انرژی مصرف شده به بهره بردار توزیع می پردازند، که در ضریب تلفاتی که توسط رگولاتور برای هر سطح ولتاژی تعیین می کند ضرب می شود. بهره بردار توزیع نیز به نوبه خود انرژی ورودی به شبکه اش را در قیمت بازار خریداری می کند. بنابراین، بهره بردار توزیع نیز اختلاف بین تلفات واقعی و مرجع را می پردازد. دستورالعملی که در حال حاضر اجرا می شود، مقادیر مرجع تلفات را برای هر شرکت توزیع تعیین می کند و مشوقی برای کاهش تلفات واقعی زیر این مقادیر مرجع را ایجاد می کند.

در فصل پنجم، وضعیت فعلی نظام پایش و ارزیابی تلفات در شبکه های توزیع ایران آورده شده است. همانطور که گفته شد، پایش تلفات و گزارش دهی توسط شرکت های توزیع برق انجام می شود. اما از آنجا که شبکه های توزیع متعلق به دولت است سیاست های انگیزشی خاصی برای شرکت های توزیع جهت کاهش تلفات تعریف نشده است.

ضمناً، در سال‌های اخیر، کمیته‌ی ملی کاهش تلفات انرژی برق و معاونت هماهنگی توزیع توانیر تشکیل شده که وظیفه‌ی ارزیابی و صحت‌سنجی داده‌های مربوط به تلفات را بر عهده دارد.

با توجه به یافته‌های کسب شده از کشورهای مختلف، نیاز است وظایف نهاد ارزیابی تلفات در بخش توزیع برق ایران مشخص شود. هرچند که، کمیته ملی کاهش تلفات انرژی برق در ایران وجود دارد که در کنار بخش معاونت هماهنگی توزیع دستورالعملی در ارتباط با نحوه ارزیابی عملکرد فنی شرکت‌های توزیع برق در حوزه کاهش تلفات مشخص کرده‌اند. با این حال هنوز مشکلات زیادی در این زمینه وجود دارد. به عنوان مثال، میزان تلفات فنی و غیرفنی به صورت جدا از هم برای هر شرکت توزیع برق مشخص نشده است. این تفکیک میزان تلفات می‌تواند به رگولاتور کمک کند تا پتانسیل هر شرکت برای کاهش تلفات را مشخص کند و براساس آن هزینه کاهش تلفات را به هر شرکت توزیع ارائه دهد. با توجه به شرایط ایران، ضروری است طرحی به منظور کاهش تلفات اجرا گردد که براساس آن شرکت‌های توزیعی که تلفات خود را کاهش دهند پاداش دریافت کنند و شرکت‌هایی که عملکرد مطلوبی در زمینه تلفات نداشته باشند، جریمه شوند.

مراجع:

- [1] کرشن، د، استریک، گ، (مولفان)، منصف، ح، عسگری، م. ح، (مترجمان) "مبانی اقتصادی سیستم قدرت"، نشر دانشگاه تهران، 1392.
- [2] Steinhurst, W., & Economics, S. E. (2011). The electric industry at a glance. Silver Spring, MD: National Regulatory Research Institute.
- [3] Colette Lewiner, "European energy markets observatory", 2008 and winter 2008/2009 data set eleventh edition, November 2009.
- [4] Nagayama, Hiroaki. "Effects of regulatory reforms in the electricity supply industry on electricity prices in developing countries." Energy Policy 35, no. 6 (2007): 3440-3462.
- [5] Council of European Energy Regulators, "CEER report on power losses", 2017 .
- [6] سید محمد حسن اسدالهی، امیر اسماعیل اخوان صفار، "مقایسه تلفات انرژی با استفاده از روش‌های مختلف تعیین تلفات در شبکه توزیع برق طبس"، سیزدهمین کنفرانس شبکه‌های توزیع نیروی برق، 1387.
- [7] European Regulators Group for Electricity & Gas, "Treatment of electricity losses by network operators, ERGEG position paper", 2009.
- [8] Leonardo ENERGY comments to ERGEG position paper, "Treatment of losses by network operators an ERGEG position paper for public consultation".
- [9] http://www.icer-regulators.net/portal/page/portal/ICER_HOME/publications_press/ICER_Chronicle/Art_9.html
- [10] "Economic regulation of electricity grids in Nordic countries", www.nordicenergyregulators.org.
- [11] C. J. Wallnerström et al., 2016, "The regulation of electricity network tariffs in Sweden from 2016", Swedish Association for Energy Economics Conference 2016 (SAEE2016).
- [12] Union of the electricity industry, "Comments on the ERGEG position paper for public consultation on treatment of losses by network operators", October 2008.
- [13] Malcolm Babbington, Wendy Mantle, Russell Bryans, "Electricity network losses", 24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), 2017.
- [14] Incentives to improve energy efficiency in EU grids, <https://www.ecofys.com/en/publication/incentives-to-improve-energy-efficiency-in-eu-grids>.
- [15] RIIO electricity distribution annual report 2016-17, www.ofgem.gov.uk.
- [16] Pérez-Arriaga, Ignacio J., ed. Regulation of the power sector. Springer Science & Business Media, 2014.
- [17] Michel Guenaire, Benjamin Jothy, Pierre Adrien Lienhardt, Aurelia Rambaud, Gide Loyrette Nouel, "Electricity regulation in France: overview", Practical law country, 2017.
- [18] Rafael Cossent, Tomas Gomez, JP Lopez, "Does distributed generation require new regulatory tools? A comparative analysis of distribution network regulation in Spain and Portugal", 17th Power Systems Computation Conference, Stockholm, 2011.
- [19] Capelo, J., Esteves, J., & Milheiras, H. (2008, May). Incentive mechanism to reduce power losses in the Portuguese distribution networks. In Electricity Market, 2008. EEM 2008. 5th International Conference on European (pp. 1-5). IEEE.

- [20] Picciariello, Angela, and Karin Alvehag. "Incentive from network regulation for distribution system operators to integrate distributed generation: The Portuguese case." In European Energy Market (EEM), 2013 10th International Conference on the, pp. 1-9. IEEE, 2013.
- [21] Wigenborg, G., L. Werther Öhling, C. J. Wallnerström, E. Grahn, K. Alvehag, L. Ström, and T. Johansson. "Incentive scheme for efficient utilization of electricity network in Sweden." In European Energy Market (EEM), 2016 13th International Conference on the, pp. 1-5. IEEE, 2016.
- [22] Wallnerström, Carl Johan, Elin Grahn, Tommy Johansson, and Ei-Sweden Ei-Sweden. "Analyses of the current Swedish revenue cap regulation." CIREN-Open Access Proceedings Journal 2017, no. 1 (2017): 2606-2610.
- [23] C. J. Wallnerström et al., 2016, "The regulation of electricity network tariffs in Sweden from 2016", Swedish Association for Energy Economics Conference 2016 (SAEE2016).
- [24] "Network losses in the regulation Denmark", www.nordicenergyregulators.org.
- [25] Meheub Alam, Sk Mohammad Yasin, Mandela Gain, "A review of losses in distribution sector and minimization techniques", International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering, vol. 3, issue 10, 2014.
- [26] Best practices and strategies for distribution loss reduction www.forumofregulators.gov.in/Data/study/11.pdf.
- [27] "Study to evolve an appropriate model of incentive-disincentive mechanism for Distribution Utilities", www.forumofregulators.gov.in.
- [28] Energy Regulatory Commission (ERC), "Rules for Setting the Distribution System Loss Cap and Establishing Performance Incentive Scheme for Distribution Efficiency", May 2017.
- [29] Izak Atiyas, Tamer Cetin, Gurcan Gulen, "Reforming Turkish energy markets", Springer, 2012.
- [30] "Electricity market development report 2016", www.emra.org.tr.
- [31] "Electricity market law", www.emra.org.tr, 2013.
- [32] <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=9584b850-48ec-4047-9f59-66d112a3952f>.
- [33] ENEL comments on the ERGEG position paper for public consultation, "Treatment of losses by network operators", 2008.
- [34] دستورالعمل تعیین مستمر تلفات انرژی، معاونت هماهنگی توزیع توانیر.
- [35] دستورالعمل ضوابط و الزامات جمع آوری و مانیتورینگ اطلاعات کنتورهای منصوبه در ابتدای فیدرهای فشار متوسط در دیسپاچینگ توزیع، معاونت هماهنگی توزیع توانیر.
- [36] دستورالعمل بازدید، آزمایش، سرویس و نگهداری انشعابات مشترکان دیماندی، معاونت هماهنگی توزیع توانیر.
- [37] دستورالعمل فرایند عملیات اجرایی در شناسایی و نحوه محاسبه هزینه انرژی مصرفی برقهای غیرمجاز مشترکین خانگی، معاونت هماهنگی توزیع توانیر.
- [38] دستورالعمل عملیات اجرایی در شناسایی و نحوه محاسبه هزینه برق مصرفی غیر مجاز مشترکین غیر دیماندی عمومی، کشاورزی، صنعتی و سایر مصارف، معاونت هماهنگی توزیع توانیر.
- [39] دستورالعمل نحوه ارزیابی عملکرد فنی شرکت‌های توزیع در حوزه کاهش تلفات، معاونت هماهنگی توزیع توانیر.
- [40] دستورالعمل جامع محاسبه ارزش تلفات توان و انرژی در شبکه‌های توزیع، معاونت هماهنگی توزیع توانیر.

