

שפיט 4

-75-

חברת החשמל לישראל בע"מ  
אגף כספים וכלכלה  
מחלקת התקציבים



תוכנית עשור לשיפור אמינות האספקה  
ברשתות החלוקה  
ודברי הסבר

מוגשים לדיקטוריון

תק/781

חיפה, אדר ב' תשנ"ב (מרץ 1992)

חיפה, 29 במרץ 1992

גרת החשמל לישראל בע"מ  
אגף כספים וכלכלה  
מחלקת התקציבים

תוכנית לשיפור אמינות האספקה ברשתות חלוקה  
=====

תוכן העניינים

חברו  
אל:  
.1

דף מס'

ז נ ו א

א'	אל חברי הדירקטוריון	מבוא:
א'	א. השקעות בשיפור רשתות מתח גבוה ונמוך - תקציב הפיתוח	=====
א'	ב. השקעות בעבודות השגחה ואחזקה מונעת ברשת - תקציב התפעול	
א' - ב'	ג. התוספת התקציבית לשנת 1992	
ב' - ג'	ד. ביסוס האומדנים והדגשים	

פרק א': אומדן עלות החשקעה ברשתות - תקציב הפיתוח  
=====

1	1. אומדן עלות החשקעות ברשתות	
2	1.1 ר י כ ו ז כ ל ל י	
3	1.2 פירוט אומדן השיפורים ברשתות	
4 - 14	1.2.1 פריסת תוכניות עבודה - מחוז הצפון	
15 - 25	1.2.2 פריסת תוכניות עבודה - מחוז ירושלים	
26 - 33	1.2.3 פריסת תוכניות עבודה - מחוז דן	
34 - 40	1.2.4 פריסת תוכניות עבודה - מחוז הדרום	
41 - 43	1.3 אומדן עלות אמצעי עזר נדרשים	

פרק ב': אומדן עלות שנתית להגברת תחזוקת הרשת - תקציב התפעול  
=====

44	1. חוצאות תפעול להגברת תחזוקת רשתות בשנת 1992	
45	2. אומדן עלות שנתית להגברת תחזוקת רשת	
46		

חיפה, 29 במרץ 1992  
מספר 124

חברת החשמל לישראל בע"מ  
אגף כספים וכלכלה  
מחלקת התקציבים

אל: חברי הדירקטוריון

הנדון: תוכנית לשיפור אמינות האספקה ברשתות חלוקה  
\*\*\*\*\*

1. הננו מתכבדים להגיש לכם לדיון ולאישור אומדן עלות תוכנית לשיפור אמינות האספקה ברשתות חלוקה.

התכנית מתפרסת על פני עשור וכוללת השקעות בשיפור רשתות מתח-גבוה ונמוך, רכישת אמצעי עזר נוספים והעלאת רמת התחזוקה ברשתות כלהלן:-

1.1 תקציב הפיתוח

השקעות בשיפור רשתות... כ-1,254.0 מליוני \$ (\*)

רכישת אמצעי עזר... כ-23.4 מליוני \$

סה"כ 1,277.4 מליוני \$  
\*\*\*\*\*

(\*) בשנים 1988-1989 הוחלט על הגברת קצב עבודות השיפורים ברשתות חלוקה ולשם כך נקלטו כ-240 עובדים. עובדים אלה התווספו על העובדים "הותיקים" שעסקו בשיפורים וכתוצאה מכך בוצעו עבודות שיפורים בהיקפים גדולים. בהנחה שתוכניות העבודה של המחוזות בעשור הקרוב יאפשרו המשך ביצוע עבודות שיפורים בקצב שבוצע בשנים האחרונות, ניתן יהיה לבצע שיפורים בהיקף של כ-670 מליוני \$.

בעקבות פגעי מזג האוויר בחודשים ינואר-מרץ 1992 הורה המנכ"ל למחוזות לבדוק מחדש את הצרכים במטרה לשפר מהותית את אמינות האספקה ברשתות החלוקה. מחוזות החברה גיבשו תוכניות עבודה כוללות עד תום העשור ולפיהן נדרשת השקעה נוספת בשיפורים של כ-584 מליוני \$.

סה"כ ההשקעה בשיפורים במשך עשור תסתכם כאמור בכ-1,254.0 מליוני \$.

1.2 תקציב התפעול

יוגברו עבודות ההשגחה והאחזקה המונעות ברשת בעלות שנתית נוספת של כ-14.2 מליוני \$.

2. התוספת התקציבית לשנת 1992

2.1 חונח כי במחצית השניה של 1992 יקלטו ויוודרכו בהדרגה כל העובדים הנדרשים, ותרומתם לביצוע עבודות בשטח ותבטא בעיקר ברבעון האחרון של השנה.

2.2 התוספת התקציבית לשנת 1992 נאמדת כלהלן:-

2.2.1 תקציב הפיתוח

השקעות בשיפור רשתות... כ-21.0 מליוני \$

רכישת אמצעי עזר... כ-6.3 מליוני \$

סה"כ לפיתוח 27.3 מליוני \$  
\*\*\*\*\*

חברה  
אל:  
חנד  
3.  
חיפה, 29 במרץ 1992  
מספר 124

חברת החשמל לישראל בע"מ  
אגף כספים וכלכלה  
מחלקת התקציבים

אל: חברי הדירקטוריון

הנדון: תוכנית לשיפור אמינות האספקה ברשתות חלוקה (המשך)  
\*\*\*\*\*

2.2 התוספת התקציבית לשנת 1992 נאמדת כלהלן:-- (המשך)

2.2.2 תקציב התפעול

- העלאת רמת התחזוקה. .. . כ-2.2 מליוני \$
- חזרת עובדים חדשים .. . כ-0.7 מליוני \$
- שכירות משרדים, שטחי אחסון וחניה. כ-0.2 מליוני \$
- סה"כ לתפעול כ-3.1 מליוני \$  
\*\*\*\*\*

3. ביסוס האומדנים והדגשים

3.1 חשקעות בשיפור רשתות חלוקה (תוכנית עשור כוללת)

אומדן עלות החשקעה הנדרשת בשיפור רשתות חלוקה התבסס על הנתונים הבאים:--

3.1.1 "תוכנית שיפורים מואצת ברשתות חלוקה מתח נמוך ומתח גבוה במחוזות החברה" שהוכנה ע"י יחידת רשת ארצית (מסמך רשת ארצית מחודש 3/92), על בסיס תוכניות העבודה של המחוזות.

להלן ריכוז התפוקות הפיסיקות המתוכננות לביצוע שנכללו בתוכנית:--

הפעילות	יח'	כמות
(א)	(ב)	(ג)
<u>מתח נמוך</u>		
בנין רשת עילית	ק"מ	106
כבלים תת-קרקעיים	ק"מ	745
החלפת רשת עילית	ק"מ	690
הפרדת נתיכים (*)	צרכנים	148,700
שיפור חיבורים לבתים	בתים	56,400
<u>מתח גבוה</u>		
בנין רשת עילית	ק"מ	1,240
כבלים תת-קרקעיים	ק"מ	1,489
חידוש קווים	ק"מ	2,150
בנין תחט"ח	יח'	2,966
בנין תחט"פ	יח'	1,326
החלפת תיילים	ק"מ	1,176
החלפת תחט"ח	יח'	2,097
החלפת תחט"פ	יח'	269

(\*) תבוצע עד שנת 1994.

3.1.2 מדדי שעות עובד ועלות ליחידת תפוקה חושבו על בסיס תקציב 1992.

חברת החשמל לישראל בע"מ  
אגף כספים וכלכלה  
מחלקת התקציבים

חיפה, 29 במרץ 1992  
מספר 124

אל: חברי הדירקטוריון

הנדון: תוכנית לשיפור אמינות האספקה ברשתות חלוקה (המשך)  
=====

3. ביטוס האומדנים וחדגשים (המשך)

3.2 רכישת אמצעי עזר

האומדנים התבססו על הערכות האגפים הממונים ועלותם נאמדת בכ- 23.4 מליוני \$ כלהלן:-

- רכישת כלי רכב .. .. . כ-13.2 מליוני \$
- השקעות בדיוור .. .. . כ-6.8 מליוני \$
- רכישת אמצעי קשר, כלי עבודה ומיחשוב .. .. . כ-3.4 מליוני \$
- טח"כ השקעה כ-23.4 מליוני \$  
=====
- שכירות משרדים, שטחי איחסון וחניה .. .. . כ-0.2 מליוני \$ לשנה.

3.3 העלאת רמת תחזוקת הרשת

- יתוגברו העבודות הקשורות באחזקה מונעת בתחומים הבאים:-
- טיפולים תקופתיים בתחנות טרנספורמציה פנימיות וחיצוניות.
- בדיקות ריקבון בעמודי עץ והחלפתם.
- טיפולים בעמודי מתכת בדיקות מסדים, בדיקות כלליות, צביעה וכו'.
- בדיקות ותיקוני הארקות.
- שיפוץ והחלפות מנתקים.
- שיפוץ, החלפה ושטיפת מבדדים.
- בדיקות טרמוגרפיות.
- שיפוץ תאי החלוקה.
- גיזום.

בברכה,  
מ' בלמן  
מנהל מחלקת התקציבים

החשמל לישראל  
מחקר ופיתוח  
קת פיתוח ומחקר אנליטי

מס' 576

וכנית הפיתוח של מערכת ייצור החשמל  
לטווח ארוך (1993 - 2015)

RD - 576

שמעון פרנט  
יואל שטרנטל  
ורדה לב  
בדק: דר' אדריאן ביאנו  
מאשר: יגאל פורת

מאי 1992

ת

.1

.2

.3

.4

.5

רשי

נספ

תוכן העניינים

1	מבוא .....	1
2	נחונים והנחות .....	2
2	תחזית הביקוש לחשמל .....	2.1
5	תחזית מחירי הדלקים .....	2.2
6	נחוניט נוספים והנחות .....	2.3
9	שיטת העבודה .....	3
10	תיאור התוצאות וניתוחן .....	4
10	התסריט הבסיסי .....	4.1
12	הגבלת האנרגיה המיוצרת בפחם .....	4.2
14	ניתוח רגישות לשער הנכיון השנתי .....	4.3
16	ניתוח רגישות לעלות הפחם .....	4.4
18	ניתוח רגישות לשינוי בתחזית הביקוש לחשמל .....	4.5
20	שילוב יחידות מוסקות בפצלי שמן בחוכנית הפיתוח .....	4.6
22	שילוב יחידות לאגירת אנרגיה בחוכנית הפיתוח .....	4.7
23	סיכום והמלצות .....	5
23	תוכנית הפיתוח המומלצת לתקופה 1993-1997 .....	5.1
25	תוכנית הפיתוח המומלצת לתקופה 1998-2015 .....	5.2
31	רשימת מקורות .....	
32	נספחים .....	

1. מבוא

הגידול החריג בביקוש לחשמל בחודשי החורף האחרון, אשר התבטא בתוספת של כ-1000 מגו"ט בשיא הביקוש בהשוואה לחורף הקודם, חייב בחינה מחודשת של תחזית הביקוש לחשמל ושל התוכניות לפיתוח מערכת ייצור החשמל לטווח ארוך. מאחר שלאחרונה עודכנו תחזית עלויות הדלקים, ההנחיות בנוגע לשער הנכיון, עלויות ההקמה של המועמדים לפיתוח, לוחות הזמנים להקמת פרויקטים שונים ונתונים נוספים, מבוצע בעבודה הנוכחית עדכון של דו"ח אגף מו"פ RD-555 מאוקטובר 1991 [1], בו נבחנו תוכניות פיתוח לטווח ארוך (1992+2010) במגוון חסריטים עתידיים.

העבודה הנוכחית מסתמכת על ממצאי דו"ח RD-574A [2] שפורסם לאחרונה, ודן בתוכניות לפיתוח מערכת ייצור החשמל בתקופה 1993-1997 בהתייחס לנתונים שעודכנו לאחרונה, ומגבשת את תוכנית הפיתוח של חח"י לטווח ארוך.



5. סיכום והמלצות

5.1 תוכנית הפיתוח המומלצת לתקופה 1993-1997

כפי שהומלץ ברו"ח RD-574A, יבוסס פיתוח מערכת ייצור החשמל שנת 1996 על יחידות מוסקות בסולר - טורבינות גז תעשייה וסילוניות בהיקף כולל של כ-1000 מגו"ט.

בשנים 1996 ו-1997 תופעלנה שתי היחידות הפחמיות של פרוייקט ובשנת 1997 תופעל גם יחידת חלוץ מוסקת בפצלי שמן, שהספקה מגו"ט. תוכנית הפיתוח לתקופה זו, המפורטת בטבלה מס' 1 מתחשבת בסיכומי הדיון שהתקיים אצל המנכ"ל ביום 10.5.92 (נספח מס' 4).

טבלה מס' 5.1

תוכנית הפיתוח המומלצת לתקופה 1993-1997

שנה	סוג היחידה	הספק (מגו"ט)	מועד הפעלה אפשרי	שם האתר	חיבור לרשת (ק"ו)
1993	ט"ג תעשייתיות	2x115	3/93	רמת חובב 2 (יח' 7,8)	161
	ט"ג	90	9/93	עטרות	161
	ט"ג	50	12/93	אילת	161
1994	ט"ג תעשייתיות	2x115	5/94	חגיית-1 (יח' 9,10)	161
	ט"ג תעשייתיות	2x115	12/94	גזר-1 (יח' 11,12)	400
1995	ט"ג סילוניות	50	1/95	מ.ד.-ב'	161
	ט"ג תעשייתיות	1x115	7/95	גזר-2 או חגיית-2 (יח' 13)	400
1996	יח' פחמית	1x575	1/96	מ.ד.-ב'	400
1997	יח' פחמית	1x575	1/97	מ.ד.-ב'	400
	פצ"ש	1x 75	1/97	מישור רותם	161

ההספק המותקן ייקבע סופית לאחר קבלת החלטה אצל המנהל

ספת של  
מחורשת  
לטווח  
ע לשער  
להקמת  
ל דו"ח  
לטווח  
זרונה  
התייחס  
לטווח

ברו"ח RD-574A התקבלו גם ההמלצות הבאות:

אם עד סוף 1993 יתברר שמוער ההפעלה של תה"כ מ.ד.-ב' ידחה בכשנה והביקוש לחשמל יתנהג לפי התחזית בחלופה המניחה מזג אויר חריג, מומלץ להחליט על הקמת ט"ג תעשיתית נוספת בהספק 115 מגווא"ט (מס' 14) באתר גזר-2 או חגית-2 להפעלה ביולי 1995 ועוד 2x115 מגווא"ט בט"ג תעשיתיות (מס' 15,16), להפעלה לקראת תחילת שנת 1996. לפיכך, מומלץ להתייחס ליתידה מס' 14 כאופציה בחוזה על יחידות מס' 11, 12 ו-13.

יש להתקדם בתהליך הרישוי באתרים גזר וחגית במקביל, כדי לאפשר הקמת ט"ג בהחאם למועדים שבטבלה מס' 5.1 ולאפשר הפעלת אמצעי ייצור נוספים ללא דיהוי אם הדבר יידרש.

יש לבדוק את האפשרות להשתמש בדלק אלטרנטיבי (גז טבעי או מזוט לפי מפרט נדרש) לסולר היקר, אשר יחאים לשריפה בט"ג תעשיתיות וביחידות במחזור משולב.

ש  
8  
9  
0  
1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
0  
1  
2  
3  
4  
5

5.2 תוכנית הפיתוח המומלצת לתקופה 1998-2015

מאחר שבכל התסריטים שנבדקו מתבססת תוכנית הפיתוח בעיקר על יחידות ייצור פחמיות, וההכרלים בין תוכניות הפיתוח שהתקבלו הם קלים, מומלץ לאמץ את תוכנית הפיתוח האופטימלית לתסריט הבסיסי. התוכנית מפורטת בטבלה מס' 5.2 ובתרשימים מס' 5.1, 5.2 ו-5.3.

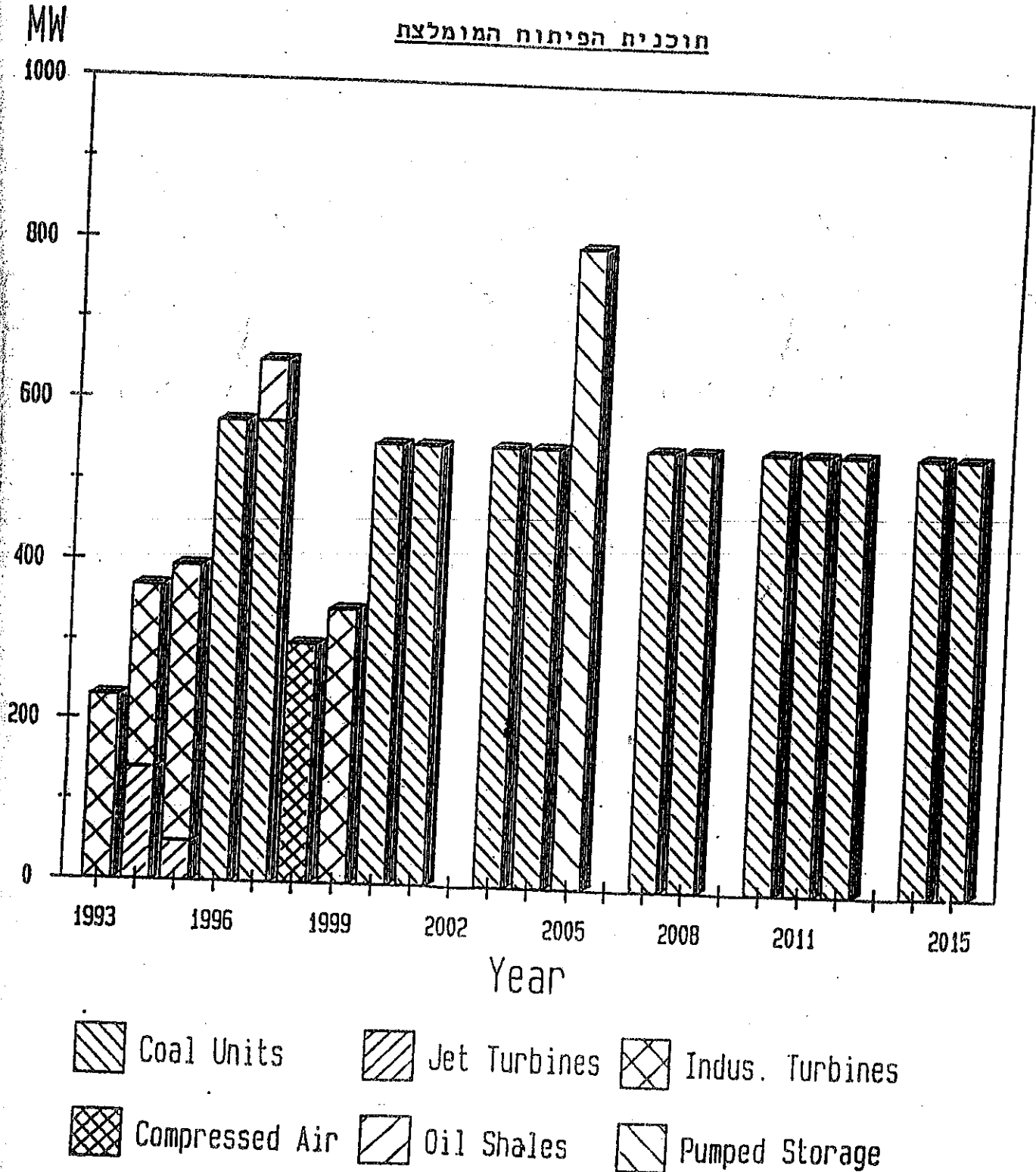
טבלה מס' 5.2

תוכנית הפיתוח המומלצת לתקופה 1998-2015

שנה	סוג היחידה	הספק (מגו"ט)	מיקום
1998	אור דחוס	1x300	אחר שקמה
1999	טורבינות גז תעשייתיות	3x115	חגית-2/גזר-2
2000	פחם - פרוייקט C	1x550	רוטנברג
2001	פחם - פרוייקט C	1x550	רוטנברג
2002	—	—	
2003	פחם - פרוייקט D	1x550	חיפה
2004	פחם - פרוייקט D	1x550	חיפה
2005	אגירה שאובה	1x800	פרסה
2006	—	—	
2007	פחם - פרוייקט E	1x550	
2008	פחם - פרוייקט E	1x550	
2009	—	—	
2010	פחם - פרוייקט F	1x550	
2011	פחם - פרוייקט F	1x550	
2012	פחם - פרוייקט G	1x550	
2013	—	—	
2014	פחם - פרוייקט G	1x550	
2015	פחם - פרוייקט H	1x550	

תרשים מס' 5.1

תוכנית הפיתוח המומלצת



תרשים מס' 5.2

מבנה מערכת ייצור החשמל בתוכנית המומלצת

MW

15000

Expected Peak Demand

10000

5000

0

1993

1996

1999

2002

2005

2008

2011

2015

Year

Coal Units



Oil Units



Gas Turbines



Compressed Air



Oil Shales



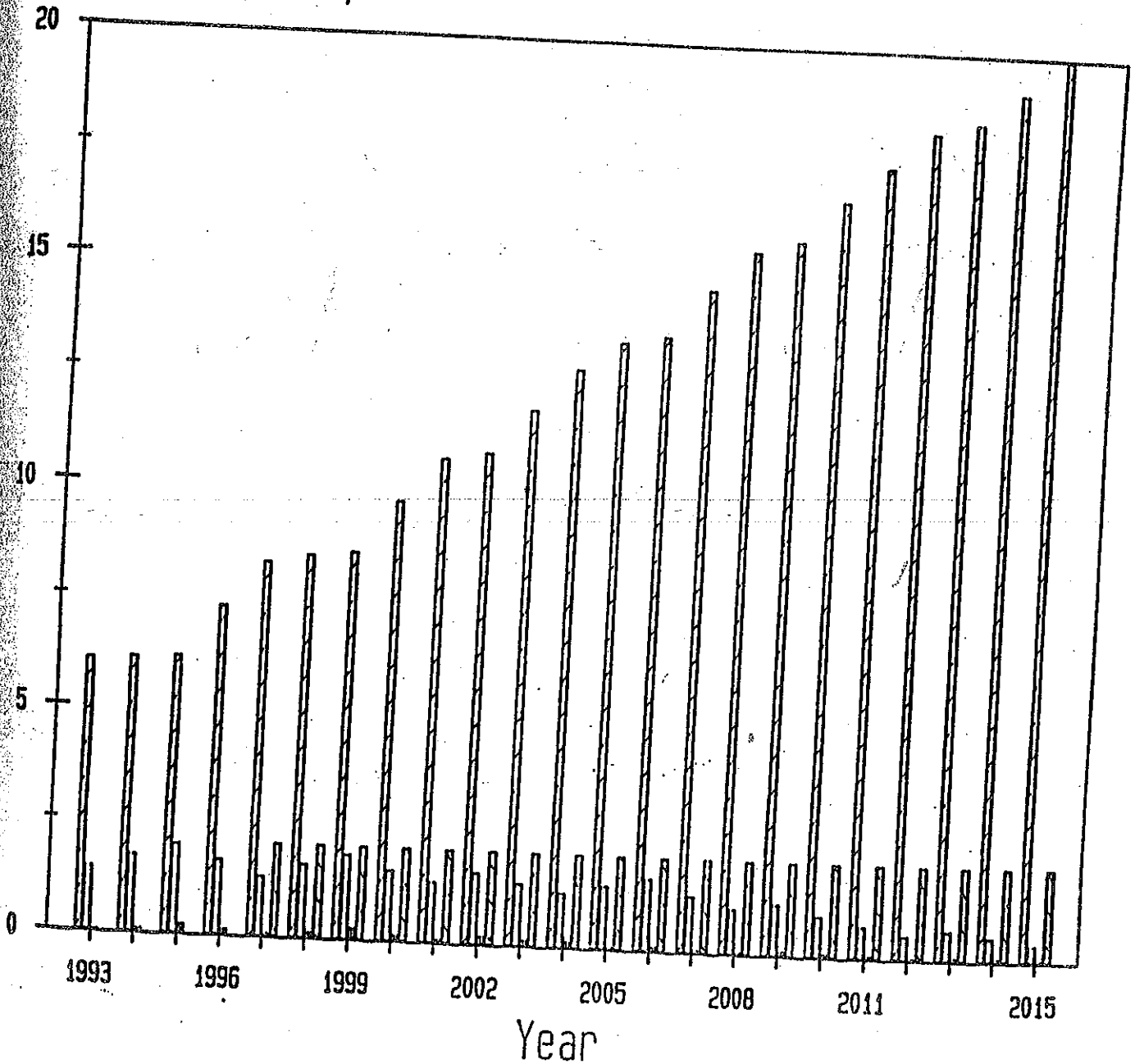
Pumped Storage



תרשים מס' 5.3

צריכת הדלקים לסוגיהם בתוכנית המומלצת

TONS (millions)



Oil Gas Oil Oil Shale

הערה: כמניות הדלקים בתרשים לפי חלופת א'

בטבלה מס' 5.3 מרוכזות כמויות הדלקים לסוגיהם הנצרכים בתקופה 1993+2015. נתונים אלה מבוססים על חחזית ביקוש בתנאי אי-וודאות של מזג האוויר (מזג אוויר "נורמלי"), שמשמשת לצורך חישוב הכנסות חברת החשמל (ראה גם נספח מס' 5).

תוכנית הפיתוח המומלצת נראית מעשית מבחינת הקמה ותפעול בתקופה שעד שנת 2006, הכוללת את פרויקט C, פרויקט D, אוויר דחוס ואגירה שאובה. ההחלטה על המשך הפיתוח תיבדק שוב לאחר זמן, כדי שניתן יהיה להפיק לקחים מפרוייקט החלוץ של פצלי שמן על מנת ליישם לצורך בחינה מחודשת של המשך פיתוח מערכת ייצור החשמל ביחידות המוסקות בפצלי שמן.

בשני האחרונות של חקופת התכנון, מיצרות יחידות הייצור המוסקות בפחם למעלה מ-90% מכלל האנרגיה השנתית המיוצרת. במצב זה מועמסות יחידות הייצור המוסקות במזוט ובסולר ברמה נמוכה יחסית, שכן השיקולים הכלכליים מכתיבים ייצור מסיבי בפחם. לפיכך, בעיות תפעול וקשיים בהקמת מספר רב של תחנות-כח מוסקות בפחם (פרוייקט E, F, G ו-H) במשך עשר שנים עלולות להכתיב הגבלה בקצב הפיתוח בפחם. הגבלה זו יכולה לנבוע מאילוץ על אחוז האנרגיה המופק בפחם, או, לחילופין, מהחלטה על מספרן של תחנות הכח הפחמיות שניתן באופן מעשי לבנות בפרק זמן נתון.

אי-לכך מומלץ לדחות את ההחלטה על תוכנית הפיתוח המומלצת לאחר שנת 2006 כדי לקבוע אם ניתן לשלב באופן כלכלי יחידות ייצור המוסקות בפצלי שמן במערכת ייצור החשמל, או להמשיך ולבסס את פיתוח המערכת על יחידות ייצור מוסקות בפחם.

טבלה מס' 5.3

כמויות הדלקים הנצרכים בתוכנית המומלצת

כמות דלק נצרך (באלפי טון)				שנה
פצלי שמן	סולר	מזוט	פחם	
—	56	1,449	6,079	1993
—	124	1,736	6,137	1994
—	236	2,007	6,187	1995
—	168	1,695	7,333	1996
2,085	107	1,348	8,310	1997
2,085	159	1,646	8,493	1998
2,085	286	1,892	8,589	1999
2,085	167	1,583	9,739	2000
2,085	125	1,364	10,703	2001
2,085	220	1,598	10,849	2002
2,085	185	1,402	11,819	2003
2,085	172	1,232	12,754	2004
2,085	94	1,420	13,373	2005
2,085	139	1,616	13,531	2006
2,085	109	1,266	14,598	2007
2,085	97	1,022	15,470	2008
2,085	147	1,157	15,763	2009
2,085	120	923	16,696	2010
2,085	98	732	17,468	2011
2,085	84	538	18,259	2012
2,085	112	671	18,506	2013
2,085	107	544	19,191	2014
2,085	85	387	19,975	2015



# נספח 6

קריטריונים להשוואה בין חלוקה למספר חברות (גיאוגרפיות או פונקציונליות)  
לבין חברת השמל מאוחדת

## 1. השקעות במערכת החשמל

### א. חברת השמל מאוחדת

יתרון לצרכן - תדרש השקעה כוללת קטנה יותר במערכת מכיון שניתן יהיה להסתפק בעתודה נמוכה יותר להשגת אמינות הספקה רצויה. ההשקעות במקרה כזה אֶתהינה אופטימליות לטווח ארוך ויבטיחו אנרגיה חשמלית זולה יותר לצרכן. חברה גדולה יכולה לנצל את יתרון הגודל להוזלת הרכישות שלה.

### ב. חלוקה גיאוגרפית (מספר חברות חשמל)

השקעות במערכת החשמל - ייגדלו - עקב צורך בעתודה גדולה יותר מכיון שאף חברה לא תסמוך לחלוטין על העתודות בחברה השכנה.

### ג. חלוקה פונקציונלית (מספר חברות ייצור, חברת מסירה ומס' חברות למכירת חשמל)

במקרה זה רק החברות למכירת החשמל עומדות ישירות מול הצרכן ולכן מדיניות השקעות של חברות הייצור והמסירה תהיה עפ"י אופטימיזציה לטווח קצר, דבר העלול לייקר, בטווח הארוך, את האנרגיה החשמלית לצרכן.

נ/כ ז"ו, 1, 1972

ש

2. שליטה ובקרה

א. חברת חשמל מאוחדת

יתרון לצרכן - פיקוח ארצי בעל סמכויות מלאות המפקח ON-LINE על כל המערכת (גנרציה ומסירה) להשגת העמסה אוטומטית רגעית מבחינת תחנות הכוח בכל מערכת החשמל.

ב. חלוקה גיאוגרפית (מספר חברות חשמל)

סמכויות הפיקוח ארצי (המשותף לחברות) יהיו מוגבלות לתיאום בין הפיקוחים המקומיים והם יקבעו את העמסה האוטומטית הרגעית בכל המערכת. הפיקוח הארצי יעסוק גם בתיווך מסחרי בין החברות למכירת ורכישת אנרגיה חשמלית.  
חסרון - סה"כ עלות דלק גבוהה יותר

ג. חלוקה פונקציונלית (מספר חברות יצור, חברת מסירה חמס' חברות למכירת חשמל)

הפיקוח הארצי אשר יהיה כפוף לחברת המסירה יעמיס את תחנות הכוח במידה רבה, בהתחשב בהסכמים שבין חברות היצור והמכירה, ולכן יש להניח שעלות הדלק תגדל בהשוואה לחברה מאוחדת.

3. תעריפים

א. חברת חשמל מאוחדת

אין תחרותיות, אך לעומת זאת התעריף הממוצע לצרכן יהיה זול יותר, בגלל התחלקות התקצרה על אנרגיה חשמלית בהיקף גדול יותר.

ב. חלוקה גיאוגרפית (מספר חברות חשמל)

קיים פוטנציאל לתחרות אולם עקב הגדלת עלויות שוליות, צורך בעתודה גבוהה ומנגנון פקידותי כפול, התעריפים יעלו לצרכן הרגיל, צרכנים גדולים אשר להם אפשרות לבחור בספק יהנו מהנחות ע"ח הצרכן הפרטי.

ג. חלוקה פונקציונלית (מספר חברות יצור, חברת מסירה ומס' חברות למכירת חשמל)

קיים פוטנציאל לתחרות אולם עקב הגדלת עלויות שוליות, צורך בעתודה גבוהה ומנגנון פקידותי כפול, התעריפים יעלו לצרכן הרגיל, צרכנים גדולים אשר להם אפשרות לבחור בספק יהנו מהנחות ע"ח הצרכן הפרטי.

4. קורדינאציה בין מערכות

א. חברת חשמל מאוחדת

יתרון לצרכן-מכחינת עלות ואמינות מערכת אחת מתואמת וכפופה למנכ"ל הנהלה ודירקטוריון.

ב. חלוקה גיאוגרפית (מספר חברות חשמל)

יידרשו תיאומים שוטפים אך עקב אמון מוגבל בין החברות, צפויים קשיי תיאום וכפיפויות בעיקר בפיקוח על פרויקטים המחייבים שיתוף פעולה הדוק ובחקירת אירועים, ויהיה צורך בגוף על לבוררות. חסכון לצרכן מכחינת עלות ואמינות.

ג. חלוקה פונקציונלית (מספר חברות יצור, חברת מטירה ומס' חברות למכירת חשמל)

יידרשו תיאומים שוטפים אך עקב אמון מוגבל בין החברות, צפויים קשיי תיאום וכפיפויות בעיקר בפיקוח על פרויקטים המחייבים שיתוף פעולה הדוק ובחקירת אירועים, ויהיה צורך בגוף על לבוררות. חסכון לצרכן מכחינת עלות ואמינות.

5. מלאי ציוד עתודה

א. חברת חשמל מאוחדת

יחרון מבחינת עלות האנרגיה החשמלית לצרכן, מערכת מרכזית ניתן לנייד את הציוד בהתאם לצורך מקומי, סטנדרטים אחידים החל מציוד משרדי, רכב וכיוצ"ב.

ב. חלוקה גיאוגרפית (מספר חברות חשמל)

ההשקעות הדרושות יגדלו עקב הצורך בהחזקת מלאי נפרד ויחודי לכל חברה.  
חסכון מבחינת הצרכן.

ג. חלוקה פונקציונלית (מספר חברות ייצור, חברת מסירה ומס' חברות למכירת חשמל)

ההשקעות הדרושות יגדלו עקב הצורך בהחזקת מלאי נפרד ויחודי לכל חברה.  
חסכון מבחינת הצרכן.

6. אחריות כלפי הצרכן

א. חברת חשמל מאוחדת  
כאשר החברה היא ארצית ישנה כתובת ברורה לצרכן לתלונות וודישות.

ב. חלוקה גיאוגרפית (מספר חברות חשמל)  
מכחינת הצרכן קיים חסרון בהשוואה למקרה של חברה מאוחדת, מכיוון שחלק מן האחריות יהיה מוטל על הפיקוח הארצי ומערכת המסירה המשותפת.

ג. חלוקה סונקצווגלית (מספר חברות ייצור, חברת מסירה ומס' חברות למכירת חשמל)  
במידה והתקלה לא באחריות חברות השווק לא תהיה דרך פשוטה לצרכן להתלונן, כיון שהאחריות היא מפוצלת בין חברות שונות.

7. היקף התקורה

א. חברת השמל מאוחדת

תקורה מינימלית

ב. חלוקה גיאוגרפית (מספר חברות השמל)

תקורה גבוהה

ג. חלוקה פונקציונלית (מספר חברות ייצור, חברת מסירה ומס' חברות  
למכירת השמל)

תקורה מירבית

**נספח 7**

הנדון: זיכיון חברת החשמל

החשמל, כמו ענפי תשתית אחרים (כמו: תקשורת, גז וכו'), הוא מונופול טבעי. בדרך כלל מונופול טבעי מאופיין בייצור מוצר/שרות אחד הומוגני, ובתהליך ייצור שבו עלויות קבועות גבוהות. כמו כן, אספקת המוצר/שרות קשורה בקשר גיאוגרפי לצרכן, ובסופו של דבר אינה אפשרית ו/או אינה כדאית על-ידי יותר מספק אחד.

למונופול הטבעי שני יתרונות עיקריים: יתרון לגודל (העלות הממוצעת לקוט"ש פוחתת ככל שמיוצרות יותר יחידות) ויתרון להיקף (העלות הממוצעת של אספקת המוצר נמוכה יותר כאשר מסופק על-ידי חברה אחת מאשר על-ידי שתי חברות או יותר). הגודם המרכזי הוא קיום נכסים רבים, המצריכים השקעות גדולות והיוצרים עלויות קבועות גבוהות. משום כך, נדרשת תכונת המשכיות, שתפחית את הסיכון הקיים באחזקת נכסים מסוג כזה ובהיקף הנדרש. הזיכיון הוא דרך להבטיח המשכיות כזו.

חברת החשמל היא מונופול מבוקר, דהיינו מונופול המתקיים תוך פיקוח.

הבקרה על המונופול, תוצאתה ניצול יתרונות המונופול - לגודל ולהיקף, והמנעות מחסרונותיו - קביעת מחירים גבוהים מאלו שהיו נקבעים בשוק חופשי.

חברה גדולה, שהיא מונופול טבעי, אשר פעילותה מוסדרת בזכיון, היא גוף אמין המסוגל גייס כספים בכמות ובתנאים נוחים, כספים הנדרשים לפיתוח ולקיום מערכת מורכבת ועתירת השקעות כמערכת החשמל.

מיוחד לציון, שחברות קטנות, שאין להן גב ממשלתי חקייתי, לא תוכלנה לגייס כספים - לא בסכומים ולא בתנאים כאלה.

לאחרונה אושרה בחברה תוכנית לשיפור אמינות וזמינות החשמל שתבוצע עד תום העשור הנוכחי. (משמעות התוכנית: **נספח 3**)

- שיפור מערך החלוקה והמסירה, בצורה שתאפשר, לדוגמא, לצרכן ביתי לקבל חיבור של 40 אמפר, ללא הפרעה וללא צווארי בקבוק ברשת ובחיבור. בנוסף לכך:

- החברה תקבע סטנדרטים לאיכות החשמל, תוך מתן פיצוי לצרכנים על אי-עמידה בסטנדרטים אלה.  
- יוגדר משך הזמן לביצוע חיבור.

ענף החשמל ניתן לחלוקה ל-3 תחומים: ייצור, מסירה, חלוקה. לדעת מומחים בעולם, גם אלה המצדדים בשבירת המונופולים הטבעיים וביצירת תחרות חופשית בענפי שרות כמו תקשורת וגז, מודים כי בענף החשמל, הנושא בעייתי במיוחד, וניתן ליישום רק במקרים בודדים ורק בשלב מתקדם מאוד במחזור החיים של חברת החשמל (שלב שחח"י רחוקה ממנו עדיין). לדעתם, תחרות אפשרית דווקא בתחום הייצור, אבל בעיקר כאשר ייצור החשמל נעשה באמצעות מקורות אנרגיה שונים. בארץ, שהיא ממילא קטנה מדי כדי להצדיק השקעות כפולות, אין מקורות אנרגיה חלופיים, ולפיכך אין אפשרות לייצור תחרות בתחום הייצור.



לדעתם, כתחומים של מסירה וחלוקה, אין כלל מקום לתחרות. אלו תחומים בהם היתרון לגודל ולהיקף באים לביטוי בעוצמה רבה, והאפשרות לקיים יעילות כלכלית בתחרות חופשית אינה מעשית, אלא אם יחול שינוי טכנולוגי מהפכני בתחום - שינוי שאינו נראה כרגע באופק.

בחינת אפשרויות של פיצול חברת החשמל:

- הפרדת הייצור מהחלוקה והמסירה - אין בהצעה כזו כדי יצירת תחרות חופשית, אלא הפרדה ל-2 מונופולים קטנים יותר; ובכך, בעצם, אובד היתרון להיקף.

היתרון להיקף נובע מגודל החברה, מהריכוזיות בהפעלת פונקציות מטה כמו: כח אדם, מחקר ופיתוח, פיננסים, רכש - בצורה המביאה להתמחות גדולה וליעילות וחיסכון כלכלי, וזאת מניצול ידע וניסיון קיימים (שנצברו במשך 70 שנה), משיתוף במשאבים, מתכנון מרוכז, מראה כוללת ועוד.

בחברה אחת ניתן לקיים את התיאום הנדרש בין הייצור לשיווק, מה שדרוש לצורך גמישות תפעולית, במיוחד במוצר כמו חשמל, שאינו ניתן לצבירה. העובדה, שחברת החשמל הינה מכודדת, דורשת יתר תיאום בין הייצור לשיווק בכל התחומים, כולל: ניהול עומס, טיפול בהפרעות, ויסות לחצים, סיוע במקרי חרום של מחוז אחד לאחר, טיפול בצרכנים ארציים (כמו: "מקורות", משרד הבטחון), טיפול שווה בכל הצרכנים תוך מניעת אפלייה וכו'.

- פיצול על בסיס גיאוגרפי - גם כך לא תיווצר תחרות, בגלל שכל חברה תפעל בתחום הגיאוגרפי שלה והתוצאה תהיה אובדן היתרון לגודל. תיווצרנה כפילויות בפונקציות שונות, ותאבד היעילות הכלכלית.

דוגמא ברורה לכך - סעיפים 18, 19 בחוק הזיכיון של חברת החשמל משנת 1927 נתנו זכות יחיד לאספקה, חלוקה ויצירת חשמל בכל אזורי הזיכיון לחברת החשמל, אבל אמרו שאם יידרש, תעביר החברה את חלוקת החשמל לרשויות המקומיות. בפועל זה לא נעשה, משום שלשום רשות ציבורית, לאורך כל התקופה, לא הייתה היכולת הפיננסית ליישם את הנושא ולספק חשמל בתחום שיפוטה. (אם כי יש לציין שהדבר נעשה כיום בערים מרכזיות בגדה וברצועת עזה בסיוע המינהל האזרחי שם). הדבר מצביע על כך, שגופים קטנים אינם יכולים להתמודד בתחום החשמל (וכן שהשרות שסופק על-ידי חברת החשמל היה כנראה טוב ומחאים).

ראוי לציין, כי אפשרות דומה ניתנה לרשויות המקומיות בתחום אספקת המים, ואכן בעבר, רשויות קיימו משק מים מוניציפלי. היום, מתוך הכרה בחוסר היעילות, הדבר מצטמצם, ותחום המים עובר לידי "מקורות".

באירופה ובארצות הברית קיים דווקא תהליך של איחוד חברות חשמל. לדוגמא: בספרד קיים תהליך מואץ כזה; בכלגיה אוחדו בשנה האחרונה 3 חברות חשמל עצמאיות לחברה אחת גדולה; בטקסס ארה"ב אוחדו, גם כן, 3 חברות לחברת חשמל אחת - TUS; (פרטים נוספים יינתנו במידת הצורך).

כל זאת, משום שמילת המפתח בשנים האחרונות בפיתוח יתרון יחסי יציב של חברות בתחומים שונים, הוא סינרגיזם - שילוב כוחות, ידע, משאבים וכו', בצורה שתיתן יתרון לגודל ולהיקף, תגביר יעילות כלכלית ותאפשר קיום יציב של החברה לאורך זמן.

לא הוכח אמנם שיש קשר בין גודל החברה לעלות המוצר/השרות שהיא מספקת, אולם מטבע דברים ולאור תהליכים המתרחשים בעולם, בשטח נתון של מדינה שבה ניתן לקיים חברת חשמל אחת ומקיימים יותר מחברה אחת, יש כפילויות ויש בעיות תיאום ותכנון.

ניסינו לבחון את הקשר בין גודל לעלות, ולשם כך פנינו לגופים כמו-  
British association ו-EPRI. תשובתם היתה, שלא ידוע להם על מחקרים בנושא  
בעיקר בשל הבעייתיות בבדיקת הנושא, וכן משום שחברות חשמל קטנות בדרך כלל  
עוסקות בתחומים נוספים ולכן נשמט הבסיס להשוואה.

אולם, דוגמא טובה קיימת בקשר לחברה המזרח-ירושלמית (חמ"י), הקונה מאיתנו  
חשמל בצובר ומספקת אותו לצרכניה. משרד האנרגיה והתשתית אישר לחמ"י לגבות  
מצרכניה את תעריפי חמ"י בתוספת 24%, וזה מעיד על הקושי של חברות קטנות  
להקים תשתית ולספק שרות ברמה גבוהה וביעילות כלכלית.

אם תחקיימנה מספר חברות חשמל, יהיה צורך בהקמת מנגנון תיאום ארצי במשרד  
האנרגיה והתשתית ובכך יסורבל התהליך, יאבד ידע קיים, יתבזבזו נהלים  
שמוסדו והוכחו כיעילים, כי כיום בעצם אפשר לראות את המשרד הראשי של חברת  
החשמל כמנגנון תיאום ארצי, מנגנון שהוא מנוסה ומתמחה.

בכרכה

ש' ברט

נערך על ידי-ענת אורן  
בשיתוף הנהלת המיגדר המסחרי

חיפה 14.7.92

נספח ב'

קמצית דברי המומחים ונציגי האזפים

שהופיעו בפני הוועדה

---

## מומחים וגופים שהופיעו בפני הוועדה ו/או הגישו לה חומר

### חברת החשמל

ה"ה משה כץ, שלמה נט, יוסי דביר, פנחס מיארה, אריה נתיב, שרה סולומון, שמריהו ברט וי. חורש.

### ארגונים ורשויות

התאחדות התעשיינים בישראל - ה"ה יאיר רותם, אורי יוליש, גד אורת, שוקי אברמומיץ ויוסי אריה.

הרשות להגנת הצרכן ואיכות הסביבה בהסתדרות - גב' נוזחת קצב ודר' תקוח לקר.

המועצה הישראלית לצרכנות - עו"ד אסתר גלר-סבן.

מרכז השלטון המקומי בישראל - עו"ד עוזי עצמון ומר מרון זווצקי.

התאחדות הקבלנים והבונים בישראל - ה"ה ציון חסיד, דן חקלאי ושלומי בן עזר.

משרד האוצר, אגף התקציבים - דר' רן מוסנזון.

משרד האוצר, רשות החברות הממשלתיות - מר חיים פישר.

משרד האנרגיה והתשתית, האגף לשימור אנרגיה - מר יוסי לוברסקי.

משרד הפנים, היועץ המשפטי - עו"ד יחזקאל לוי.

### מומחים

דר. אילן מעוז.

דר. דוד מישאלי.

מר. מרק הייטנר.

דר. אברהם מלמד.

### יצרני חשמל פרטיים

אלו יפה.

אורח טורבינות

מר צבי חבלין.

קיבוץ תורה בע"מ (קיבוץ כפר הנשיא) - מר שלמה רודב.

פמא (פיתוח משאבי אנרגיה) בע"מ - מר אברהם קייזר.

### יצרני חשמל לצריכה עצמית / צרכנים גדולים

מפעלי ים המלח בע"מ - מר עמוס רוזנפלד.

רותם-אמפרט-נגב בע"מ - מר יעקב אשכנזי.

בתי הזיקוק לנפט בע"מ - מר גדעון בודמן.

תעשיות אלקטרוכימיות (פרוטארום) בע"מ - מר יאיר רותם ומר דב גרויסמן.

מקורות בע"מ - מר יגאל כדר.

## חברת החשמל לישראל

=====

נציגי החברה: מר משה כץ (מנכ"ל), מר יוסי דביר, מר י. חורש, מר פנחס מיארה  
ומר אריה נתיב

נציגי חברת החשמל סקרו את הערכות החברה לחידוש הזכיון לחברת החשמל.

לחלן נקודות מסקירה זו:

- א. עומסי הביקוש הגבוהים לחשמל, שאפנוינו את התורף שחלף, מחייבים הערכות חדשה של חברת החשמל והשקעות בהיקף שהחברה לא ידעה בעבר.  
להלן נתונים שמסר מנכ"ל החברה:
  - הפער בין שיא לשפל בביקוש לחשמל הגיע, בחורף שחלף ל - 2000 מגו"ט. שיא הביקוש, שהיה 3400 מגו"ט בקיץ 90 ו - 3800 בחורף 90\1, מתקרב השנה, ל - 5000 מגו"ט.
  - צריכת החשמל עלתה ברבעון הראשון השנה לעומת הרבעון המקביל בשנה שעברה, ב - 35% (הצריכה הכיתית קפצה ב - 45%). גידול זה, מסקף הן שינוי בהרגלי צריכה והן את השפעת העליה.
  - החברה מתכננת: הרחבת כושר ייצור החשמל בכ - 1600 מגו"ט עד 96, הגדלת החיבור הביתי של מליון צרכנים מ - 25 ל - 40 אמפר, הרחבת רשתות מתח נמוך ומתח גבוה והקמה של 42 תחנות משנה חדשות (נוסף ל-80 הקיימות).
  - ממוצע הפסקות החשמל בישראל מגיע ל - 960 דקות לצרכן בשנה, יעד החברה הוא להוריד ממוצע זה, עד ל - 300 דקות (כמו בנורבגיה).
  - תוכנית ההשקעות של החברה מסתכמת בכ - 8 מיליארד דולר עד שנת 2000.
- ב. הנהלת חברת החשמל מיחסת חשיבות רבה לזכיון החשמל ויש לה עניין לסיים מהר את הטיפול בחידושו, כדי לצמצם את אי הוודאות לגבי עתיד החברה ולהתפנות לבעיות הלוחצות של הרחבת כושר הייצור, ההעברה, ההשנאה ומערכת החלוקה, שיפור השירות לצרכן והשגת המימון הדרוש למימוש תוכנית ההשקעות של החברה.

ג. החברה מינתה צוות המורכב מנציגים של מגזרי הפעילות העיקריים; הטכני, המשפטי, הכספי והצרכנים. הצוות יכין נייר עמדה בעניין הידוש הזכיון. המסמך יוגש לוועדה, לאחר אישורו בדירקטוריון, עד ל - 15 במאי 1992.

ד. לזכיון החשמל יש תוקף של חוק, הזכיון קיים 70 שנים, עמד במבחנים משפטיים ופסקי דין מאשרים את סבירותו ואת איזון האינטרסים שיצר בין חברת החשמל ובין הצרכנים, והממשלה (משרדי האנרגיה והאוצר). חברת החשמל תמליץ להאריך את הזכיון תוך הוספת כללים שישפרו את היחסים עם הצרכנים והשמטת סעיפים שהתישנו ואינם מתאימים לתקופתנו.

ה. המנכ"ל תמך בהפרטת חברת החשמל, על ידי מכירתה עם זכיון, למשקיעים פרטיים.

ו. פיצול החברה על בסיס אזורי או פיצול אנכי לחברות ייצור, הולכה ושיווק אינו יעיל מבחינה כלכלית וטפק אם ניתן ליישמו בישראל. נייר העמדה של החברה יתייחס בפירוט לנושא זה ויתבסס גם על דוגמאות ונסיון של ארצות אחרות בעולם?

ז. החברה מוכנה לרכוש חשמל מיצרנים פרטיים, שקיבלו אישור, בעלות השולית הנמנעת של החברה (AVOIDED COST). על פי מדיניות זו, התורמת להתייעלות פנימית בחברה, נרכשת כל כמות המוצעת על ידי היצרנים הפרטיים, במחיר תעו"ז, בניכוי העלות בנקודת החיבור לרשת החשמל.

חברי הוועדה ביקשו, שחברת החשמל תציג בנייר העמדה, שיוגש לוועדה, מספר אלטרנטיבות ותדון בסדר העדיפות בניהם. כמו כן, מידע שהחברה תעביר לוועדה כגון: דוגמאות, מחקרים או נסיון מארצות אחרות, לא יהיה חלקי או סלקטיבי. החברה תתייחס בנייר העמדה, בין היתר לעינינים הבאים:

א. באיזה מידה הזכיון הוא חיוני לחברה? מה המשמעות וההשלכות של מתן רשיון, ללא זכיון בלעדי, מבחינת תפעול החברה, ההסדרה המשפטית, והצרכנים?

- ג. המחקר והנסיון בעולם מלמדים על יתרונות לגודל בתחום החולכה (קווי מתח עליון ותחנות מיתוג) ולא בתחומי הייצור והחיבור של הצרכנים לרשת החשמל. מה המשמעות וההשלכות של הגבלת הזכיון, להולכת-חשמל בלבד?
- ג. תוקף זכיון החשמל מסתיים בתקופה שהפרטה של חברות ממשלתיות היא יעד חשוב של המדיניות הכלכלית. האם החשמל הוא ענין לאומי שראוי שיהיה בבעלות המדינה או ענין שניתן להעבירו ליזמים פרטיים ולהסתפק בהסדרת היחסים בינם ובין הציבור (צרכנים, זכויות מעבר, איכות סביבה וכד')?
- ד. איזה שינויים ידרשו בתנאי הזכיון, אם השליטה בחברה תעבור ליזמים פרטיים ובפרט, האם ראוי להשאיר בידיים פרטיות זכויות מעבר וזכות הפקעת קרקעות?
- ה. מה המשמעות התיפעולית, הכספית והחשבונאית של הפעלת הסמכות לקנות את מפעל החברה על ידי המדינה (סעיף 44 בפקודת זכיונות חשמל) לפני תום הזכיון או של העברתו למדינה (סעיף 46) בתום התקופה ב - 6 במרס 1996?

## התאחדות התעשיינים בישראל

\*\*\*\*\*

נציגים: מר יאיר רותם, מר אורי יוליש, מר גד אורתר, מר שוקי אברמוביץ' ומר יוסי אריה.

א. הארכת הזכיון לחברת החשמל תהיה תלויה ומותנית במהפך, שיביא לשנוי יסודי בגישה השיווקית של החברה כלפי לקוחותיה בכלל וצרכניה הגדולים בפרט. תנאי הזכיון חייבים להציב בפני חברת החשמל אתגרי שיווק משמעותיים הכוללים הספקת חשמל באיכות, בכמות, ברמת אמינות ובמחיר עומדים במבחן הסבירות הכלכלי. בכלל זה יינתן יחס מועדף לצרכנים גדולים, שיבוא לידי בטוי במחירים נמוכים יותר, בהסדרי אשראי ובנכונות להתאים את המוצרים ותנאי השירות לדרישות הלקוח.

ב. יוקם גוף מפקח על חברת חשמל, גוף זה יהיה בעל מעמד סטאטוטורי ובמסגרתו ינתן ביטוי משמעותי לנציגי צרכנים. סמכויות הרשות המפקחת יהיו נרחבות ויכללו בקרה, פיקוח ועריכת שינויים בחברה בכלל ופיקוח על תעריפי החשמל בפרט.

ג. ייקבעו סנקציות נגד חברת החשמל בגין הפרה או אי עמידה בתנאי הזכיון.

ד. בזכיון חברת החשמל ייכללו הסדרים לאי הספקה לצרכנים גדולים בזמן עומס ביקוש או לרכישת חשמל מיצרנים פרטיים, שעמדו בדרישות לגבי מקורות אנרגיה. הסדרים אלה יעשו על פי קריטריונים כלכליים במסגרת של הסכמים דו-צדדיים, ויהיו מבוקרים על ידי גוף חיצוני לחברת חשמל.

ה. חשוב להחיל את תעריף עומס וזמן (תעו"ז) המאפיין את הגישה הכלכלית, על כלל צרכני החשמל לרבות צרכנים ביתיים במתח נמוך. התעשייה המאופיינת במספר צרכנים נמוך ומרוכז, רואה עצמה מקופחת לעומת הסקטור הביתי וקוראת לשיפור בהקצאת העלויות הממוצעות לקוט"ש בין מתחי האספקה השונים, בדרך שתשקף את עקרונות היעילות הכלכלית והצדק התעריפי.



ג. פיתוח ובנייה של אמצעים לייצור חשמל ובכללם תחנת כח, יעשו על סמך תחזיות אוזביקטיביות לגבי היקף צריכת החשמל בעתיד, על מנת שלא תפגע אמינות הספקת החשמל ועל מנת שמחיריו לא יהיה גבוה יתר על המידה. התחזיות יתבססו על תוכניות הפיתוח לטווח ארוך של צרכני חשמל גדולים ושל התעשייה בפרט. צרכנים אלה מהווים בסיס איתן לתחזיות הבקוש לחשמל ובשל כך הם זכאים לתעריפי חשמל נוחים יותר.

ד. יש להסדיר בזכיון חברת החשמל את מחויבות החברה לספק חשמל באמינות ובאיכות סבירים תוך שיפורם משנה לשנה. הזכיון יאפשר לצרכנים לתבוע מהחברה פיצוי הוגן על נזק שנגרם כתוצאה מירידה באיכות החשמל (הפרעות בהספקת חשמל). כמו כן תיקבע בזכיון החובה של חברת חשמל לפצות צרכנים על נזקי שביתה או הפסקה מתוכננת בהספקת חשמל.

ה. תינתן למפעלים עתירי אנרגיה, האפשרות לבצע עבודות תשתית חשמל בכוחות עצמם, ובלבד שיעמדו בדרישת איכות, אמינות ובטיחות בהם נדרשת חברת חשמל.

## הרשות להגנת הצרכן ואיכות הסביבה

נציגים: גברת נוזהת קצב ודד' תקוה לקר

א. חברת החשמל היא מונופול והשאלה העיקרית היא כיצד לטפל בו. הגברת קצב בעד להשאיר בידי החברה את הבלעדיות על הייצור ההולכה והשיווק של החשמל, יחד עם פיקוח ובקרה ציבורית. בדרך זו, תהיה כתובת אחת, שתקבל אחריות לטיפול בעניני צרכן החשמל. כמו כן, מוצע להקים מוסד לבוררות, שיטפל בתלונות צרכנים.

ב. יש להפריד בתוך חברת החשמל את ייצור החשמל מהשיווק לצרכן. ההפרדה דרושה בגלל שתכנון כושר הייצור מחייב שיקולים של טווח ארוך ואילו השיווק לצרכן מבוסס בעיקר על שיקולים של טווח קצר.

ג. נדרשת השקעה של חברת החשמל בפיתוח מונה לצרכן הביתי, שיאפשר קביעת תעריפי חשמל שונים בהתאם לזמן הצריכה (כפי שהונהג בתעשייה באמצעות תע"ז). בדרך זו, צרכן שיצרוך חשמל בזמן שפל, יהנה מתעריפי חשמל מוזלים באופן משמעותי, לעומת תעריפי החשמל בזמן של שיא ביקוש. קביעת תעריפי חשמל שונים, מו הראוי, שתעשה ע"י הורדת התעריף בזמן שפל ולא על-ידי העלאתו בזמן שיא.

ד. התנודות הגדולות בביקוש של הצרכן הביתי לחשמל במשך היממה מחייבות השקעה במחקר ופיתוח אמצעים לצבירת אנרגיה המיוצרת בשעות השפל ולחסכון באנרגיה בשעות השיא. לדוגמא: פיתוח מערכות סולאריות, שצוברות חשמל, ועידוד צרכנים לרכוש אותן, על ידי מתן זיכוי עבור חשמל שנצבר בהן (תזוזת המונה לאחור).

ה. יש לחייב את חברת החשמל להתייחס לבעיות איכות הסביבה בשיקולי התיכנון והפיתוח שלה.

- ו. יש לחייב את חברת החשמל, לעבור לתשתית תת-קרקעית ולבצע את המעבר גם בעת תיקון תשתית קיימת. כמו כן יש לדאוג לתיאום בין חברת החשמל, בדק וחברות הכבלים בכל הקשור להכנות ו/או לתיקונים של תשתית, כדי למנוע פגיעה ואי נוחות לצרכנים (כגון ע"י מיקום עמודי חשמל ומעבר חוטי מתח, טלפון או כבלים מול חלונות הבתים או בקרבת מרפסות).
- ז. יש לחייב את חברת החשמל לערוך בדיקות שגרתיות/תקופתיות, כחלק מתנאי השירות לצרכן, כדי להבטיח את האמינות והבטיחות של מתקני החשמל בבתים ובחצרות. בעניין זה, חברת החשמל חייבת להפריד נתיבים מרכזיים משותפים למספר דיירים, הקיימים בבתים ישנים, וגורמים לתקלות רבות ולאי נוחות לצרכנים.
- ח. בבתים ישנים המונים נמצאים בתוך הדירות או אינם תקינים ועל כן חשבוניות החשמל של צרכנים רבים נקבעים על פי הערכה, הגורמת במקרים רבים, להגדלת החשלוס מעבר לנדרש על פי הצריכה בפועל. חברת החשמל נדרשת להחליף מונים אלו או להוציאם מחוץ הדירות.
- ט. צרכנים רבים טוענים שחשבוניות החשמל אינן ברורות. על חברת החשמל לדאוג לפישוט החשבוניות ולפרסום דברי הסבר. בחשבונית יובלטו מחיר הקוט"ש והכמות שנצרכה. אם יש מספר תעריפים חובה לציין את כולם ואת הכמות שנצרכה בכל תעריף, על מנת שהצרכן יקבל מידע מלא לצורך בדיקת חשבון החשמל שלו (לדוגמא: קשה לשחזר את הצריכה כאשר המונה מתאפס כל 10,000 קוט"ש ולחשבונית מוכנסות 4 הספרות האחרונות בלבד).

# המועצה הישראלית לצרכנות

\*\*\*\*\*

נציגים: עו"ד אסתר גלר-סבן

- א. עו"ד גלר-סבן בעד לפצל את תחום שיווק החשמל לצרכן על בסיס אזורים.
- ב. יש לחייב את חברת החשמל לפצות צרכני חשמל על הפסקות חשמל, כאשר ניתן החשמל נעשה ללא הודעה מראש.
- ג. כחלק בלתי נפרד מהזכיון תתחייב החברה הזוכה לפרט את הזכויות והחובות של צרכן החשמל. הזכויות והחובות יסוכמו על ידי גוף ציבורי, שנציג הצרכנים יהא שותף בו ויפורסמו לציבור.
- ד. החברה הזוכה תתחייב להקים מוסד בוררות, שבו יהיו מיוצגים אירגוני הצרכנים. החברה תהיה כפופה לפיקוח של מוסד ממשלתי מוגדר בנושאים כגון מחירים, שירות לצרכן, מדיניות ותכנון וכו'.

עבר גם  
ל בדק  
למנוע  
מתח,

מתנאי  
בבתיים  
ותפים  
נוחות

זכות  
וגדלת  
יונים

דאוג  
וט"ש  
זמות  
בבון  
10,0

## מרכז השלטון המקומי בישראל

\*\*\*\*\*

נציגים: עו"ד עוזי עצמון ומר מירון זווצקי

- א. לרשויות מקומיות ענין רב בזכיון חברת החשמל כיוון שהן מופקדות על תכנון חשתיות בנייה ופיתוח של המערכת האורבנית ובכלל זה, רשת החשמל ומתקנים של חברת החשמל בתחומן. השלטון המקומי מייצג את התושבים בבעיות הקשורות לאספקת חשמל ודואג לרווחתם. רשויות מקומיות הן בעצמן צרכניות חשמל גדולות, בעיקר בשל שימוש בחשמל להפקת מים ואספקתם. כמו כן, הרשויות יכולות לנצל משאבים טבעיים או משאבים אחרים, כגון פסולת, להפקת אנרגיה חשמלית.
- ב. מרכז השלטון המקומי אינו נוקט עמדה באשר לצורך בהענקת זכיון ארוך טווח לחברת חשמל, אולם רואה חשיבות רבה בהסדרת חיקוקים, תנאים, הסכמים ורשיונות אשר יבטיחו את צרכי הרשויות המקומיות ותושביהן לגבי תהליכי יצור החשמל ואספקתו.
- ג. חברת חשמל וכן גופים אחרים המפיקים חשמל יהיו כפופים לחוק התכנון והבנייה. עבודות בקרקע ובבנין להקמת ולתחזוקה של רשת ומתקני חשמל, יהיו טעונות היתר ע"פ פרק ה' לחוק לאחר שאושרו במסגרת תוכנית מתאר ארצית, מחוזית או מקומית לפי הענין. כדי להקל על חברה ועל הוועדות לתכנון ולבניה מוצע, לגבי סוגים מסוימים של עבודות, להתקין תקנות לרישוי מהיר במסגרת חוק התכנון והבניה.
- ד. חברת החשמל תהיה כפופה לחוקי עזר עירוניים, מיסים עירוניים וארנונה. קיים ויכוח עם חברת חשמל, שהגיע לדיון בבית המשפט הגבוה לצדק לגבי סמכות הרשות המקומית להטיל מיסים וארנונה על מתקנים מסוימים (עמודי חשמל, תילים עיליים וכבלים תת קרקעיים) בתחום שיפוטן. לאחרונה תוקנה פקודת העיריות, במסגרת חוק הסדרים במשק המדינה (היטלים וארנונה) התשנ"א - 1991, ונקבע כי לא תוטל ארנונה על קווי תשתית ומתקני חיבור.

ה. יוקם גוף פיקוח עצמאי ובלתי תלוי בחברה, שיפקח על תעריף אחיד ומכסימאלי לחשמל, על איכות ואמינות החשמל ועל טיב השירות. גוף זה יוטמך לחת רשיון להפיק ולספק חשמל על ידי גורם אחר, אם השירות של חברת חשמל באיזור מסוים לא יעמוד בדרישות.

ו. זכיון חברת החשמל יאפשר לרשויות מקומיות להפיק אנרגיה לצריכה עצמית, למערכות ציבוריות אחרות או לצרכים של אחרים, ללא הגבלה.

ז. זכיון חברת החשמל יאפשר לגופים ציבוריים או פרטיים, אשר נושאים בעלות תשתית החשמל, ובכלל זה לרשויות מקומיות, לבצע בעצמם את עבודות התשתית והחיבור לרשת החשמל, על פי כללים שיקבעו. בדרך זו יוכלו גופים אלה לשפר ולחסוך בדמי החיבור והפיתוח שגובה חברת החשמל.

## המאחדות הקבלנים והבוונים בישראל

=====

נציגים: מר ציון חסיד, מר רן חקלאי ומר שלומי בן עזר

- א. שורש הבעיה הוא המונופול של חברת החשמל. נראה שלא ניתן לפצל את החברה, אולם אם יבוא גורם חיצוני, שמוכן ליצר חשמל ולספקו לצרכנים בתנאים טובים יותר - במחיר זול ובאמינות נאותה, יש להקל עליו ולאפשר לו לפעול.
- ב. יש להבחין בין ייצור החשמל והולכתו בקווי מתח עליון, שטמונים בהם יתרונות לגודל ברמה הארצית, לבין מגזר החלוקה לצרכנים הסופיים והחיבור לרשת המתח הנמוך, בהם יכולה להתפתח תחרות בשולים. מוצע לתת זכיון אזורי מוגבל בזמן לחברות, שירכשו חשמל מחברת החשמל ויעבירו אותו לצרכן הסופי. חידוש הזכיון יהיה מותנה בעמידה בתנאים של טיב השירות לצרכן.
- ג. חיבור בנינים לרשת החשמל וכל עבודת התשתית בבנין מבוצעים באמצעות הקבלנים. הבעיות הם: העדר מחויבות של חברת החשמל למועד חיבור או לסיום עבודה או לפיצוי צרכנים שנפגעו עקב כך והמימון אותו מגלגלים בסופו של דבר אל הצרכן הסופי. מוצע לחייב את חברת החשמל לגבות את דמי החיבור באופן ישיר מהצרכן ללא התיווך של הקבלנים. וכן מוצע, שחברת החשמל כבעלת זכיון תוציא את עבודת החיבור לקבלנים הפרטיים, תקבע תקנים לביצוע ותפקח עליהם ולא תעסוק באופן ישיר בביצוע. בדרך זו החיבור לרשת יהיה יעיל וזול יותר וימנעו מרבית העיכובים והתקלות המאפיינים את תהליך החיבור.
- ד. חברת החשמל אינה נותנת לקבלנים דו"ח מפורט על התעריפים שלה, חשבונית החשמל אינה ברורה והתחשיב שעורך הקבלן עבור הצרכן הסופי הוא מורכב ביותר. החוצאה היא, שאין עלות קבועה לחיבור דירה לרשת החשמל ואין דרך לבדוק סבירות דמי החיבור ששולמו.

ד"ר רן מוסינזון - מומחה לאנרגיה ולתעריפים של חשמל ומים במשרד האוצר  
=====

א. פקודת הזכיון המנדטורית של חברת החשמל שימשה בתפקיד כפול הן כזכיון בלעדי והן כתחליף לחוק החשמל. לקראת תום תקופת הזכיון, במרץ 1996, ראוי להחליפה ע"י חוק קבע להסדרת משק החשמל בישראל. מכוחו של חוק זה ינתנו רשיונות או זכיונות לעוסקים בענף, ואלה יהיו פחות משוריינים וממושכים מן הזכיון המקורי.

ב. הרפורמה המבנית המשולבת בהפרטה מחדש של תעשיית החשמל באנגליה, לאחר שהולאמה בעבר, היא פרוגרמה מרחיקת לכת ומתוחכמת, שקיימים ספקות רבים לגבי תבונתה מראשיתה. אגשמתה באנגליה, מזה כשלוש שנים, נתקלת בקשיים ובביקורת ציבורית לא מעטה. ספק אם ניתן לראות רפורמה זו כמודל מתאים למשק החשמל בישראל, משום בידודנו המונע יצוא או יבוא של חשמל ממדינות שכנות ובשל ההבדל בסדר הגודל של המערכת שלנו, שכושר הייצור בה נמדד באלפי מגו"ט לעומת המערכת האנגלית שכושר הייצור שלה נמדד בעשרות אלפי מגו"ט.

ג. החוק הבריטי החדש (ה-ELECTRICITY ACT 1989) הוא חוק ראשי מפורט (169 עמודים בכתב צפוף). זאת, בניגוד לגישה המקובלת לפיה, חוק ראשי אמור להיות עקרוני ומצומצם ואילו חקיקת המשנה מכוחו, צריכה להיות מפורטת וגמישה בנושאים טכניים ובעניינים שלא ניתן לצפותם מראש. המבנה הרצוי והתנאים הטכניים והסביבתיים באנגליה עשויים להצדיק חקיקה ראשית מפורטת. אצלנו, מוצע לא לסטות מן הגישה המקובלת. קיים יתרון רב, לחוק ראשי המסדיר את ענף החשמל ברמה עקרונית עם הסמכה לחקיקת משנה מפורטת, שניתן להתאימה לצרכים משתנים ולגמישות בקביעת מבנה היעד הרצוי למשק החשמל בישראל.

ד. הנקודה המרכזית ברפורמה הבריטית, היא ביטול הבלעדיות והנהגת תחרות בחלק הניקר של מערכת החשמל, הוא שלב הגנרציה, האחראי לכ - 70 אחוזים מעלות



החשמל לצרכן. זאת, על ידי חלוקת החנות הכח בין חברות אחדות, אשר יתחרו בינהן על האספקה לרשת המרכזית, שתפעל כמעין בורסה או מיכרזה לחשמל, בה יקבעו ויפרסמו מחירים מידי הצי שעה. אין בידנו תמונה ברורה כיצד יכולה מערכת כזו לפעול, הן באופן שוטף והן בטווח הארוך? כיצד יפתרו בעיות של איזון העומס, הגנות מפני עומס יתר, השלת עומסים, רזרבה טובבת, אחריות לתקלות ולארועי אי אספקה ותכנון לטווח ארוך של יכולת מותקנת? כיצד תחלק האחריות והסיכון לעניינים אלה? וכיצד יחולקו האחרים לתחנות כה? עם כל ההערצה לכוחה המסדיר של ה"יד הנעלמה" בתחרות חופשית, אין מקום להסתמך עליה בענף החשמל, שחלקים נכבדים ממנו הם מונופול טבעי. רפורמה בסגנון הבריטי, ללא קביעה ברורה של כללי המשחק, עלולה להפוך אצלנו להימור נמהר.

ה. כיוון ההתקדמות שלנו צריך להיות פחות מהפכני ובשני כיוונים:

1. שיפור הפיקוח הציבורי על קביעת המחירים בתחומים בהם מוענקת בלעדיות (מונופול) יחד עם בקרה על טיב השירות ואספקתו השיוויונית לכל.

- העקרון המרכזי לפיקוח מסוג זה הוא עקרון העלות (ה - COST), הכולל בתוכו את התמורה להון עצמי, ללא "תמריצי התייעלות" למינהם ("פלוס" או "מינוס"). זהו הבסיס האובייקטיבי לצדק תעריפי אותו יש ליישם הן ברמה הגלובלית של תפקוד פננטי (האפשרות לגייס הון, החזר השקעות, תמורה לבעלים, תפקוד מנהלים) ודיווח כספי ברמה נאותה והן ברמת התמחיר ומבנה התעריפים. התעו"ז והחובה לרכוש חשמל מיצרנים פרטיים לפי העלות הנמנעת, הם המימוש של העקרון הזה.

- המניע העקרי לרפורמה של התעו"ז לא היה רק הרצון לחסכון ולייעול צריכת החשמל, אלא גם אובדן היכולת הציבורית להגן על מבנה התעריפים הסקטוריאלי של ועדת לוינסון (לתעשיין, לחקלאי, למסחר לצרכן הביתי וכו'), מפני לחצים ועיוותים מצטברים.

- התעריף לרכישת חשמל מיצרנים פרטיים המבוסס על העלות הנמנעת לחברת החשמל, נותן את כל העידוד הדרוש ל"חשמל נקי". מגבלות של איכות סביבה שמוטלות על "חשמל מלוכלך" (מזוט זל גופרית, קולטני גופרית, ארובות אתרים פנים ארציים וכו') מייקרות את החשמל הזה ומגדילות את התמורה ליצרני ה"חשמל הנקי". העידוד הנהוג היום לחשמל נקי מכניס שרירות וסבך אישורים בירוקרטיים שפוגעים ביצרנים עצמם ומועמסים בסופו של דבר על התעריף לצרכנים.

- הזכיון של חברת חשמל מחייב העברת רווחים עודפים למדינה, כמו כן, הפיקוח על תעריפי החשמל מטרתו למנוע ניצול כוחה המונופוליסטי של חברת חשמל להפקת רווח מעל לסביר על חשבון צרכני החשמל. שונה הדבר כאשר מדובר בזכיון לשימוש במשאב טבע של המדינה כגון מחצבים מים וכד' להפקת רווחים, במקרה זה מוצדק, שהמדינה תיגבה רנטה בצורת תמלוגים ממקבלי הזכיון.

- לסיכום, יש חשיבות גדולה לקבוע בחוק את העקרון של קביעת המחירים על בסיס העלות ולפרט בחקיקת משנה את התקנות של תפקוד פיננסי, דיווח כספי, מבנה תעריפים ובקרת עלויות, וטיב השרות הנגזרים מעקרון זה.

(2) ביזור פונקציונאלי של חברת חשמל (ללא יצירת "שוק חופשי" לחשמל).

- הביזור של חברת החשמל וצוי לא רק בקטיעת המסלול הורטיקלי של אספקת החשמל, אלא גם במימד הפונקציונלי. במקום יחידות מתמחות להקמת מתקנים, תחזוקה ואספקת שירותים מסוגים שונים, עדיפה עבודה עם קבלני משנה, מכרזים חיצוניים ומערכת יחסים שבין קונה למוכר עצמאיים.

- הפרדה של חברות חלוקה איזוריות (ואולי גם חברות גנרציה) נפרדות ועצמאיות עשויה להגביר את היעילות ולצמצם עלויות על בסיס של השוואה בין חברה אחת לחברתה. בדרך זו, תוכל ההנהלה למדוד, לתמרץ ולעודד התיעלות אמיתית.

- נסיונות ביזור צפויים להביא לעימותים קשים עם ארגוני העובדים אך זו גם הסיבה לעשותם - הפחתת ריכוזי כח מכל סוג, אם אינם תורמים לתיפקוד יעיל.

מדינת ישראל

משרד האנרגיה והתשתיות

האגף לשימור אנרגיה

כ"ג בסיון תשנ"ב  
24 יוני, 1992

אל: מר אורי וירצבורגר - המנכ"ל  
מר אמנון ענב - המדען הראשי  
ד"ר שלמה ברובנדר - מנהל מינהל החשמל  
מר זאב אפיק - היועץ המשפטי

חנדון: חידוש זיכיון חברת החשמל

אני מציע כי בחידוש הזיכיון של חברת החשמל יכללו הנושאים הבאים, הקשורים לשימור אנרגיה:

1. שילוב כוח וחום

חברת החשמל תהיה מחוייבת למכור לכל דורש קיטור או מים חמים, כל עוד מופעל עיבוי הקיטור בתחנת כוח. הקיטור יהיה בכל לחץ שהוא, כפי שנדרש ע"י הקונה, בפתח התחנה, אך לא יותר מ-40 אטמ', לדוגמה, אם חברת החשמל תהיה מעוניינת להפעיל מגבלה זו. חברת החשמל תהיה רשאית לקבוע מספר דרגות לחץ.

מים חמים יהיו בכל לחץ שהוא, כפי שנדרש ע"י הקונה, אך לא יותר מ-10 אטמ', לדוגמה. חברת החשמל תהיה רשאית לקבוע מספר דרגות של לחץ, או לחץ אחיד ובתנאי שלא יהיה נמוך מ-6 אטמ'.

מים חמים יהיו בכל טמפרטורה שהיא בין 30 מ"צ ל-120 מ"צ, למשל, כפי שנדרש ע"י הצרכן. חברת החשמל תהיה רשאית לקבוע מספר דרגות טמפרטורה.

מחיר הקיטור והמים החמים יהיה בפיקוח בדיוק כמו מחיר החשמל.

שילוב כוח וחום בתחנות כוח יקטין את עצימות האנרגיה, יחסוך לצרכני אנרגיה וחמשק הלאומי השקעות בדודי קיטור, יקטין את זיהום הסביבה ויאפשר לצרכני אנרגיה, אנרגיה זולה יותר.

יתכן, כי כתוצאה מסידור זה יקומו מפעלים עתירי קיטור, בקרבת תחנות כוח.

2. חובת איסוף ומסירת נתונים

חברת החשמל תערוך סקרים של נתוני צריכה שעתיים בחודשים שונים של מיתקני חשמל שונים בכל מגזרי המשק. נתונים אלה יאפשרו לאגף לשימור אנרגיה להעריך את פוטנציאל השימור כתוצאה מיישום טכנולוגיות שימור אנרגיה (הסטת עומס, משאבות חום, נורות, שיפור נצילות מקררים).

3. חובת התייעלות אנרגטית

חובה זאת חלה על חברת החשמל כבר היום לפי 3 תקנות של הרשות הלאומית לאנרגיה:

1. דיווח על צריכה ועל פעילות הממונה על שימור אנרגיה.
2. סקר מקיף.
3. נצילות דודי קיטור.

חברת החשמל אינה פועלת לפי התקנות, פרט לסעיף 3, (התקבלו דוחות של נצילות ירודה מאוד):

בסקר מקיף יבדקו, לצד דודי קיטור ומערכות גנרציה, משאבות מים, שנאים, קווים ועוד.

הסקר יצביע על פעולות כדאיות לחברת החשמל.

תכנית הסקר תאושר על ידי האגף לשימור אנרגיה.

אני מציע לכלול את שלושת התקנות לפי חוק מקורות אנרגיה, כלשונן, בזכיון חברת החשמל.

4. חובת רכישת חשמל

למרות שקיימת הבנה מסויימת בין משרד האנרגיה וחברת החשמל בתחום זה, לדעתי, יש לכלול חובה בזכיון החדש.

חברת החשמל תהיה חייבת לקנות כל כמות של חשמל מצרכן אנרגיה שמייצר עודפי חשמל כתוצאה מפעולת שימור אנרגיה שאושרה ע"י המשרד, במחיר ששיטת קביעתו תמצא בזכיון.

5. שימוש ברשת החשמל ע"י גורמים שאינם חברת החשמל

חברת החשמל תהיה מחוייבת לאפשר שימוש ברשת חשמל בין יצרן החשמל - מפעל שביצע פעולת שימור אנרגיה, כפי שהוגדר בסעיף 4 ובין כל צרכן שהוא המעונון לקנות את החשמל שהמפעל מייצר.

דמי השימוש ברשת יקבעו כדומה לתעריפים. סידור זה קיים בחולנד.

6. שיטת שיפור מקדם הספק

- א. על מנת להבטיח מקדם הספק סביר, דאגה חברת החשמל: לקבוע קנס מצרכני אנרגיה שמקדם ההספק שלהם פחות מהנדרש.
- ב. לחייב בתקנים כי הרבה מיתקנים יצויידו בקבלים לשיפור מקדם ההספק.

הנושא נבדק על ידי לפני מספר שנים במקרה של מקרים (התוצאות נמסרו למינחל החשמל). הבדיקה הראתה כי הוצאה לאומית במקרה של סידור אצל הצרכן גדולה פי כמה מפיתרון שכונתי ואפילו ביתי של חברת החשמל.  
לחלן הצעתי:

- 6.1 לא יהיה קנס למקדם הספק ירוד.
- 6.2 יבוטלו דרישות לקבלים במכשירים שונים.
- למשל, במקרה הקבל מהווה מקור עיקרי לתקלה.
- 6.3 חברת החשמל תתקין התקנים מתאימים להבטחת מקדם הספק בקוים רלוונטיים.

הנושאים הבאים אינם שייכים לשימור אנרגיה, אני מזכיר אותם מאחר ויש לי חשש שהם לא יכללו בזיכיון:

1. תמו RFI

כל מיתקני החברה ובעיקר שנאים, ומגעים לא יגרמו להפערות רדיו מעל לתקן.

2. שדה מגנטי

יתכן כי יש מקום לשלב מחקרים חדשניים על השפעת שדה מגנטי על הבריאות ולחציג מגבלה מסויימת לעוצמת השדה.

אני מקווה כי האגף לשימור אנרגיה יהיה שותף לקביעת תנאי הזיכיון.

ב ב ר כ ה  
י ו ס י נ ו ב ר ס ק י  
מנהל האגף

## משרד הפנים

\*\*\*\*\*

נציגים: עו"ד יחזקאל לוי - היועץ המשפטי

- א. הדיעה הכללית היא, שהוראות חוק התכנון והבנייה חלים על חברת חשמל. יחד עם זאת, אין זה מעשי לדרוש מהחברה, לקבל היחד בניה לכל מתקן קטן כגון: תחנת השנאה או עמוד חשמל. העקרון צריך להיות כפיפות החברה לחוק התכנון והבניה לגבי תחנות כח, רשתות ברמה הארצית ומתקנים גדולים. אין להסתפק בהסכמה של חברת החשמל להוראות חוק התכנון לגבי מתקן זה או אחר, יש לקבוע תקנות מפורשות, לפיהן יינתן פטור או הליך רישוי מקוצר, בתיאום עם מהנדסי הערים והוועדות המקומיות.
- ב. מוצע לקבוע בחקיקה ובזכיון חברת חשמל, הסדרים מיוחדים לתכנון לרישוי תחנות כח גרעיניות, אם ובמידה שיוחלט על הקמתן. זאת בנוסף להוראות לפיהן מוקמת תחנת כח קונבנציונאלית.
- ג. כל חיבור של מבנה לרשת חשמל, מים, טלפון או כבלים טעון אישור רשות מאשרת (סעיף 157 א' לחוק התכנון והבנייה). אגב אכיפת הוראה זו על ידי הרשויות, התגלו רשתות חשמל פרטיות ופיראטיות. מוצע להטיל חובה על חברת החשמל לאכוף את החוק במסגרת אחריותה לאיכות החשמל ולבטיחות מתקני החשמל. לרבות, מניעת אספקת חשמל מאלה המשתמשים ברשת של חברת חשמל כבטים לשימוש בלתי חוקי.
- ד. לאחרונה תוקן חוק התכנון והבנייה כדי לאפשר לכל המעוניין בהיתר בניה, לקבל לצורך זה, מידע מגופים שונים ובכללם חברת חשמל (תיקון 33 לחוק). לחברת חשמל אין מידע מסודר ועדכני על מיפוי רשתות חשמל תת-קרקעיות, ולפיכך יש לכלול בתנאי הזכיון את החובה של החברה לספק מידע עדכני ומדויק כנדרש.

ינהל

ז פי

0.

שהם

נות

ה. מוצע לדרוש הכללת רשתות השמל עיליות במסגרת תוכניות המיתאר השונות,  
מכיוון שהן יוצרות מגבלות בנייה ושימושים בקרקע, לאורך תוואי המעבר  
שלהן.

## ד"ר אילן מעוז - יועץ לעניני אנרגיה

=====

ד"ר מעוז הגיש לוועדה תזכיר מפורט ובו הצעה למבנה היעד של משק החשמל והשינויים המבניים והתחיקתיים הנדרשים לקראת הפרטת החברה. להלן תמצית הצעתו:

א. תום תקופת זכיון חברת החשמל במרץ 1996, מדיניות ההפרטה של הממשלה והמגמה בשנים האחרונות, לארגן את ענף החשמל בארצות רבות בעולם, במבנה תחרותי, הם הרקע להצעה להמיר את הזכיון הקיים, בחוק חשמל מתקדם, שמכוון ינתנו רשיונות הפעלה, שיאפשרו פיצול חברת החשמל למספר חברות מתמחות ביצור חשמל, במסירה, בחלוקה ובייזוס תכנון והקמה של תחנות כח. ההצעה מבוססת על עקרונות רפורמה מבנית של משק החשמל, שהופעלה באנגליה במשולב עם הפרטה, החל משנת 1989.

ב. נראה שקיימים יתרונות לגודל, המצדיקים קיום מונופול טבעי, לאספקת שרותי מסירה, מיתוג והשנאה של חשמל. במקטע זה, מוצע לתת רשיון בלעדי מוגבל בזמן, לחברת רשת ארצית אחת, שתהיה אחראית להסדרת הסחר בחשמל על בסיס יומי ולהבטחת אמינות האספקה באמצעות הפעלה של תוכנית לשיגור וקביעת סדר העמסה של תחנת כח בהתאם למחירי הייצע של יצרני החשמל, ובאמצעות רכישת רזרבה מיצרנים ושליטה על אמצעי ייצור כמו אגירה שאובה וטורבינות גז. התעריפים של חברת הרשת יהיו נתונים לפיקוח של רשות מפקחת (נציב חשמל). הבעלות על חברת הרשת תהיה בידי המדינה כשהיעד הוא למכור לציבור עד 49 אחוזים מהון המניות של החברה.

ג. היתרונות לגודל בייצור חשמל באמצעות תחנות בסיס רב-דלקיות הניתנות להסקה בפחם באים לידי מיצוי בהספק של 550 מגו"ט ברמת ביחידה ובהספק של 2,200 מגו"ט ברמת האתר. לפיכך, מוצע להעניק רשיונות הפעלה בלתי מוגבלים בזמן לחברות שתעסוקנה בייצור חשמל ומכירתו בתנאי תחרות לחברת הרשת. הרשיון יחייב עמידה בתנאים של בטיחות, איכות הסביבה, תכנון, ניהול עסקים ודיווח לנציב משק החשמל. כמו כן, מוצע לפצל את חברת החשמל



ל- 4 חברות ייצור, שיופרטו בהדרגה עד למכירת 100 אחוזים מהן המניות לבעלים פרטיים. תחנות כח גרעיניות, אם יוקמו בעתיד, יהיו בבעלות המדינה.

ד. יתרונות לגודל באספקת שירותי חלוקה, קיימים ברמה האיזורית וככל הנראה, אינם קיימים ברמה הארצית. לפיכך, מוצע לחת שני סוגים של רשיונות הפעלה מיוחדים, בלתי מוגבלים בזמן, לתחום החלוקה ולתחום האספקה. "רשיון חלוקה" יהיה בלעדי לאיזור מורשה. "רשיון אספקה" יהיה בלעדי רק לצרכנים מגודל מסוים ומטה. הבלעדיות ומבתן גודל הצרכן, יבחנו מעת לעת והתעריפים יהיו מפוקחים על ידי נציב החשמל. באיזור המורשה של חברות החלוקה תותר אספקה עצמית של חשמל על ידי צרכנים גדולים, באופן ישיר או באמצעות חברות חלוקה אחרות. החברות יורשו להחזיק בבעלותן יחידות ייצור (כגון: טורבינות גז) לצרכי גיבוי בזמן של שיא עומס. מוצע לפצל את חברת החשמל במקטע החלוקה ל- 4 חברות החלוקה והאספקה איזוריות, שהבעלות עליהן תהיה 26 אחוזים בידי המדינה והיתרה תמכר לציבור.

ה. מוצע להקים חברה מרכזית לתכנון והקמה של מתקני חשמל. לחברה זו יועברו חלקים מחברת החשמל העוסקים במו"פ ובתכנון והקמה של תחנות כח ושל מתקני רשת המסירה והחלוקה. כמו כן, יועברו לחברה זו המניות שמחזיקה חברת החשמל בפמ"א. עד 49 אחוזים ממניותיה יופרטו בשלב ראשון, ובעתיד תופרט החברה במלואה.

ו. אתרי הפריקה והשינוע של פחם בחדרה ובאשדוד המופעלים כיום על ידי החברה הלאומית לאספקת פחם, יאורגנו כחברה שתספק שרותי תשתית בתחום הפחם לכל חברות הייצור. הבעלות על החברה תישאר בידי המדינה אך התפעול ייעשה על ידי קבלני משנה. כמו כן, מוצע לשקול הענקת רשיון לחברה הלאומית לאספקת פחם, לעסוק גם ביבוא מזוט וסולר. בדרך זו, להפוך אותה לחברה המרכזית ליבוא ושיווק דלק עבור משק החשמל.

ז. השינויים המבניים וההפרטה של משק החשמל יופעלו בשלב ראשון על ידי ארגון חברת החשמל במבנה של חברת אחזקות עם מספר חברות בנות בהתאם למבנה היעד. בשלב שני, החברות יופרטו על פי תוכנית ולוח זמנים גמיש עד להשגת היעדים שנקבעו.

## ד"ר דוד מישאלי - יועץ למדען הראשי של משרד האנרגיה והתשתיות

=====

א. מטרת ההפרטה של משק החשמל היא לקרב, ככל האפשר, את שוק החשמל למסגרת של שוק משוכלל עם הקצאת מקורות אופטימליות. הפרטת חברת החשמל יכולה להעשות בשלוש זרכים שונות.

1. הפרטה בלתי תחרותית - שמירת מבנה החברה והעברת חלק גדול או קטן של הבעלות לידיים פרטיות.

הפרטה זו קלה לביצוע, אולם מטרות כמו: הוזלת עלויות, ייעול הקצאת מקורות ושיפור אמינות, טפק אם תושגנה בדרך זו (ראה מקרה "בזק").

2. הפרטה עם תחרות ספורטיבית - פירוק החברה ליחידות איזוריות, שכל אחת מהן תקיים אינטגרציה אנכית של ייצור, הולכה ושיווק חשמל וכל אחת מהן תימכר בנפרד לבעלים פרטיים.

סוג זה של הפרטה קיים בארה"ב. רמת המחירים בכל חברה שונה מזו של חברתה (בדומה להשגי מתחרים בספורט), והיא מוזלת במידת האפשר, לא בגלל תחרות, אלא בגין לחץ כבד של ועדות פיקוח ציבוריות.

3. הפרטה עם תחרות כלכלית - פירוק אנכי של החברה ליחידות ייצור חשמל וליחידות הולכה ושיווק. יחידות אלה ימכרו לבעלים פרטיים תוך יצירת תחרות חזקה במגזר הייצור.

האנגלים הפריטו בדרך זו את משק החשמל שלהם. אולם נראה כי מנגנון קביעת מחירי הקניה והמכירה של קופת החשמל (ה - POOL) לא פתר את בעיית השוק העתידי לחשמל, שבו נקבע קצב ההקמה של תחנות כח. בפועל נוצר עודף כושר ייצור ולא נוצרו תנאי תחרות, מחירי החשמל באנגליה גבוהים יותר לאחר ההפרטה, ואמינות החשמל ירדה.

ב. הפרטה ג' היא הרצויה מכולן, היא משאירה על כנו רק את המונופול הטבעי של הולכה וחלוקה של חשמל, ומבטלת את המונופול "הלא טבעי" של ייצור חשמל.

יות  
לות  
  
אה,  
נות  
חוס  
היה  
כו,  
ור  
ניס  
רשו  
של  
רות  
ינה  
  
ברו  
וקני  
וברת  
פרט  
  
זברה  
לכל  
ז על  
זפקת  
זזית  
  
ידי  
זתאם  
ז עד

ג. המרמס המורכב (ראו תיאור מפורט במאמר) של יחסי גומלין בין השוק המיידי לחשמל ובין השוק העתידי של הקמת תחנות כח עלול כאמור, להסתבך ולהיפסק. בגלל שיקולים של טווח קצר (כגון, קשיי נזילות או ליקויים בתכנון), שחס מנוגדים לשיקולים כלכליים של הטווח הארוך. ההפרטה יכולה להצליח, רק אם ינתנו תזמן והאמצעים למחקר ולימוד של יחסי הגומלין הללו, מבנה השוקים, דרכי קביעת המחירים, ודרכי הפיקוח על האמינות וההגינות של משק החשמל.

ד. חברת החשמל הישראלית נחשבת אמינה ויעילה, פיצולה והפרטתה עשויים להכניס את משק החשמל לאי וודאות גדולה. יחד עם זאת, תום הזכיון, במרץ 1996, הוא הזדמנות חד פעמית לבצע שינויים במשק החשמל. הזכיון החדש צריך לאפשר פיצול החברה בעתיד אם יתברר שיש לכך יתרון.

## מר מרק הייטנר - מנכ"ל חנ"ל ויועץ לבנק העולמי בנושאי ואנרגיה

=====

א. תום תקופת הזכיון של חברת החשמל במרץ 1996 הוא הזדמנות לבצע רפורמה במבנה ענף החשמל בישראל, לעדכן את החקיקה בענייני החשמל ולקדם את הפרטת חברת החשמל.

ב. ממשלות אינן יכולות לפקח ביעילות על מונופולים גדולים כמו חברת החשמל. העניין דורש מנגנון פיקוח גדול שיהא נטול אינטרסים פוליטיים. הנסיון בעולם מלמד, שהתחליף לפיקוח הוא הגברת התחרות. בענף החשמל ניתן לקבוע, שהחובלה והחלוקה של חשמל הם ככל הנראה מונופולים טבעיים, מנגד, הייצור הוא תחום, שניתן לארגן אותו על בסיס תחרותי. דוגמאות בולטות לכך הם: הרפורמה באנגליה (חברת רשת, חברת ייצור גדולה - 20000 מגו"ט ולצידה חברות קטנות יותר - 600-1200 מגו"ט). בסין, בפיליפינים, בפקיסטן, במלזיה ובחלק מארצות דרום אמריקה הופרטו חברות חשמל, תוך שיפור המבנה התחרותי של הענף. בצרפת לעומת זאת, פועלות חברת חשמל ממשלתית אחת עם הסכם מסגרת לגבי תעריפים ופיקוח הנחשב בלתי יעיל.

ג. ענף החשמל בישראל מספיק גדול כדי לאפשר יותר מחברת ייצור אחת. אין ככל הנראה, יתרונות לגודל ליחידות ייצור בהספק מעל 1000 מגו"ט. ברמה זו, קיימת הצדקה להפוך תחנת כח לחברה עצמאית. בארה"ב גודל חברת חשמל ממוצעת אינו עולה על הספק של 2,700 מגו"ט.

ד. חברי ועדה שאלו, איך ניתן להבטיח אמינות בהספקת חשמל כאשר אין שליטה מרכזית על אמצעי הייצור? במיוחד כאשר אין לישראל אפשרות לסמוך על יבוא חשמל כמו באנגליה שיכולה לרכוש חשמל מצרפת ומסקוטלנד. חברי ועדה הטילו ספק ביעילות פיצול חברת חשמל בסדר הגודל של ישראל (להבדיל מארצות כמו הודו, סין או אנגליה), לחברות ייצור קטנות, וטענו שיש עדיין יתרונות לגודל בניהול, בהנדסה ובתכנון והקמה של תחנות כח. כמו כן, צויין כי בעולם קיימת תופעה של מיזוג של חברות חשמל ובארצות רבות פועלת חברה אחת.

ה. לשאלות אלה השיב מר הייטנר כי חברת הרשת צריכה לקחת על עצמה את תיכנון הייצור והבטחת אמינות בחספקת חשמל. באנגליה ובארצות רבות חוטאטים יותר מעודף כושר ייצור וגם אנחנו צריכים לפתח כושר ייצור מטפיק גבות כדי להבטיח אמינות בחספקת חשמל. בעניין הפיצול האופטימלי של חברת החשמל, שיבטיח מיצוי היתרונות לגודל, הציע מר הייטנר להזמין עבודת יעוץ וסקר מקצועי מאחת מחברות היעוץ הבינלאומיות המתמחות בתחום זה.

## דר' אברהם מלמד - יזם פרטי

\*\*\*\*\*

דר' מלמד סקר 3 דרכים של יצור השמל מאנרגיות אלטרנטיביות:

### א. שריפת פסולת

- (1) פוטנציאל יצור השמל משריפת פסולת בישראל נאמד בכ - 10 אחוזים מהצריכה הארצית (500 מגו"ט).
- (2) בעולם פועלות למעלה מ - 1000 משרפות פסולת לייצור אנרגיה.
- (3) קיימת כדאיות כלכלית למשרפות עם כושר יצור של 50-60 מגו"ט. ככל שהמשרפה קטנה יותר עלות יצור השמל יקרה יותר.
- (4) שלושה גורמים מונעים יזמים פרטיים בישראל, להכנס לתחום זה:
  - תקנים לאיכות סביבה בישראל, מייקרים יצור השמל בדרך זו, בכ-60 אחוזים בהשוואה למערב אירופה.
  - אין אכיפה של חוקים מחייבים איסוף וריכוז פסולת.
  - תקרה, שקבעו חברת השמל ומשרד האנרגיה, לפיה יצרן פרטי שקיבל אישור, רשאי למכור לחברת השמל עד 25 מגו"ט, במחיר תעו"ז.

### ב. אנרגית רוח

- (1) פוטנציאל יצור השמל מאנרגית רוח באיזורים הרריים בישראל נאמד בכ-100 מגו"ט. הפוטנציאל גדול יותר, אם נוסף יצור גם באיזורים מישוריים.
- (2) עוצמת הרוח מתאימה ליצור השמל רק באתרים ספציפיים.
- (3) מגבלה שקבע משרד האנרגיה, לפיה יצור השמל בכל אתר לא יעלה על 5 מגו"ט, מונעת אפשרות לנצל את מלוא כושר יצור השמל ומקטינה את כדאיות יצורו בחלק מן האתרים.

### ג. סוגנרציה

- (1) תחום זה זכה להצלחה רבה בעולם והפוטנציאל השמון בו גדול. בעולם חוקמו בדרך זו מרכזי כח לחימום עירוני ולתעשייה.

- (2) הפוטנציאל בתעשייה בלבד, בישראל, מגיע למאות מגו"ט.
- (3) מגבלת ה-25 מגו"ט ליצרון פרטי, מונעת פיתוח פרויקטים של קוגנרציה. לדוגמא: מתקן להתפלת מי ים באשדוד מנוצל בחלקו (25% בלבד) ליצור חשמל בשל מגבלה זו.
- (4) יש לאפשר מכירת חשמל במישרין למפעלי תעשייה, תוך גיבוי מלא של חברת החשמל, במחיר תחרותי ללא סבסוד.

## מר אלי יפה - אורמת טורבינות

=====

מר יפה סקר את יצור החשמל ע"י חברות פרטיות בארה"ב ואת נסיון חברת אורמת טורבינות בתעשיית החשמל בארה"ב. להלן הנקודות העיקריות:

- א. תעשיית החשמל בארה"ב, שהייתה בראשיתה (עד 1920) תחרותית, נעה לקראת פיקוח ממשלתי מלא ללא תחרות חופשית (עד 1980), שבה להיות תחרותית בשנים האחרונות, הודות לחוק PURPA (PUBLIC UTILITY POLICIES ACT). שיושם החל מ-1978 וגרם לשינוי מבני בתעשיית החשמל ולכניסה של גורמים פרטיים לייצור החשמל.
- ב. חוק PURPA כוון בעיקר לעודד יצור חשמל מאנרגיות אלטרנטיביות תוך ישום טכנולוגיות חדשות, החוסכות שימוש בדלק מיובא. לשם כן ניתן עידוד ליצרן הפרטי הקטן והוסרו מכשולים שהעמידו חברות החשמל הגדולות.
- ג. תקנות PURPA חייבו את חברות החשמל לקנות חשמל עודף מיצרנים פרטיים קטנים שכוננו (QUALIFIED FACILITIES) OF, במחיר הנחסך (AVOIDED COST) לחברה הרוכשת. כמו כן חוייבו החברות הגדולות לספק חשמל לגיבוי מפעלים הרוכשים חשמל מייצרים פרטיים בצורה הוגנת ובמחיר העלות. בנוסף זכו היצרנים הפרטיים להטבות מס. התקנות איפשרו גם התארגנות של יצרני חשמל עצמאיים, שכוננו IPP, שאינם מקבלים גיבוי מחברות החשמל הגדולות.
- ד. לוועדות פיקוח ארציות ה-PUC (PUBLIC UTILITY COMMITTEES) ניתנו סמכויות לאשר תעריפים כך שחברות החשמל יוכלו להפעיל יחידות יצור לבצע תחזוקה ברמה סבירה ולגייס הון לחידוש ציוד ולהרחבת כושר יצור. הכפפת החברות לפיקוח ה-PUC הפכה אותן לבעלות סיכון עיסקי נמוך. בפועל, נקבעו תעריפים שונים באזורים שונים. החברות הגדולות פעלו גם באמצעות IPP ובדרך זו נהנו מתעריף גבוה לצרכנים, שאושרו ע"י ה-PUC באיזורים מסוימים ומהמחיר הנחסך (AVOIDED COST) שהיה נמוך יותר עבור חשמל שנרכש מיצרנים פרטיים, באזורים אחרים.



- ח. תחזיות לגבי מבנה ענף החשמל בארה"ב צופות החפצלות ל - 3 סוגי חברות:
- 1) חברות הפצת חשמל אזוריות מונופוליסטיות, שיהיו בפיקוח הדוק של PUC.
  - 2) חברות הולכת חשמל שיספקו שירות ליצרנים פרטיים להולכת חשמל ולצורכי גיבוי למפעלים המתחברים לרשת. קבוצה זו, תיפעל בהתאם לתקנות PURPA.
  - 3) חברות יצור חשמל גדולות המסוגלות להקים, לממן ולהפעיל תחנות כח גדולות ולצידן יצרני חשמל פרטיים קטנים יותר, שיפעלו בתנאי תחרות חופשית.

ו. אורמת התחילה ב- 1985 בפעילות פיתוח פרויקטים גיאותרמיים בארה"ב. הפרוייקט הראשון בהספק של 24 מגו"ט הוקם תוך 8 חודשים ולאחריו נוספו 3 פרויקטים דומים. החוזה עם החברה הרוכשת התבסס על הלואה לזמן ארוך, שלחלקה ניתנה ערבות של משרד האנרגיה האמריקני. בחוזה נקבע מחיר החשמל מראש ל- 10 שנים ולאחר מכן ל- 20 שנים נוספות לפי AVOIDED COST, נקבע תשלום קבוע עבור CAPACITY (24 מגו"ט), ונקבע בונוס עבור יצור מעל 85% מההספק בתקופות בהם לחברה הרוכשת יש חוסר בחשמל. כאשר שיגור החשמל בוצע דרך רשת של חברת חשמל מקומית, גבתה זו סכום חודשי קבוע עבור השימוש ברשת וקיזזה חשמל בכמות השווה להפסדי הרשת. אורמת גם השתתפה החל מ- 1990 במכרזים של חברות חשמל גדולות, שבקשו לקנות חשמל במחיר תחרותי.

ז. משק החשמל בישראל בשל היום לשינוי מבני דוגמת השנוי שהביא חוק PURPA לתעשיית החשמל בארה"ב ב- 1987. בשלב ראשון יש לפתוח את האפשרות ליצרנים פרטיים למכור חשמל לצרכנים גדולים ולחברת חשמל ע"י תחנות כח בגודל עד 80 מגו"ט.

ח. יש לתת לכל יצרן פרטי זכות שווה לשימוש בקווי הולכת חשמל, באיכות, בזמן ובמחיר הוגן. כמו כן, יש לחייב את חברת החשמל לספק גיבוי חשמל לצרכנים גדולים, שקנו חשמל מיצרנים פרטיים.

ט. בשל המבנה הגיאוגרפי של מדינת ישראל וריכוז יצור החשמל במישור החוף, יש לעודד הקמת תחנות כח פרטיות פנים ארציות, המבוססות על שימוש באנרגיות אלטרנטיביות, אשר תספקנה חשמל בשיא ביקוש ובחירום.

## מר צבי חנלין - קיבוץ הגושרים

=====

- א. בקיבוץ הגושרים פועלת, מזה 9 שנים, טורבינה הידרואלקטרית, בהספק של 1 מגו"ט. היצור מספק מחצית מצריכת הקיבוץ, עם גבוי מלא של חברת החשמל.
- ב. יצור החשמל בדרך זו, הוא נקי ללא נזק סביבתי ויש לעודדו.
- ג. יש לחייב את חברת החשמל לקנות חשמל מיצרנים פרטיים שקבלו אישור ממשרד האנרגיה, במחיר שלא יפחת ממחיר תעו"ז.
- ד. ליווי ויעוץ מקצועי של חברת חשמל חיוניים מאד, בשלב ההקמה וההרצה של מתקן יצור חשמל.

## מצד עתרת בע"מ

\*\*\*\*\*

נציגים: מר שלמה רודב

- א. תחנת כח ההידרואלקטרית של קיבוץ כפר הנשיא הוקמה כמפעל מאושר בהשקעה כוללת של 4 מליון דולר, מתוכם 30 אחוזים ניתנו ע"י משרד האנרגיה וע"י מרכז ההשקעות. הבעלות על התחנה - 50 אחוזים, קיבוץ כפר הנשיא ו - 50 אחוזים, חברות ישראליות שמרבית בעליהן הינם תושבי חוץ.
- ב. יצור החשמל בתחנה החל בינואר 1992, בהיקף 1.5 עד 1.7 מגו"ט. החשמל נמכר כולו לחברת החשמל עפ"י הסכם עם החברה ל - 8 שנים במחיר תעו"ז + פרמיה.
- ג. מומלץ להאריך את זכיון חברת החשמל לתקופה ארוכה ובמסגרתו לחייב את החברה לרכוש חשמל מיצרנים פרטיים במחיר מוסכם. כמו כן, יש לאמץ מבנה תעריפים, שיבטיח לטווח ארוך את חוסנה הכלכלי של חברת החשמל.
- ד. צריך לאפשר חוזים ארוכי טווח בין יצרנים פרטיים ובין חברת (יותר מ - 8 שנים). כמו כן, יש לאפשר שעבוד לבנקים של תקבולים עתידיים ממכירת חשמל (החוזה הנוכחי אינו מאפשר זאת).

## פמ"א (פיתוח משאבי אנרגיה) בע"מ

=====

נציג: מר אברהם קייזר

א. פמ"א היא חברה מחשלתית בבעלות חברת החשמל (50%), כי"ל (25%) ובז"ל (25%), העוסקת מזה כ- 10 שנים, במחקר ופיתוח לניצול מסחרי של פצלי שמן בישראל. במסגרת תוכנית הפיתוח הוקמה על ידי פמ"א במישור רוחט, תחנת כח הדגמתית המבוססת על שריפת פצלי שמן. בהספק חשמלי של 12 מגו"ט. זוהי תחנת קוגנרציה, הפועלת באופן סדיר זה למעלה משנתיים, ומוכרת קיטור תחליף (עד 50 טון/שעה) לייצור חומצה לבנה למפעל רוחט - פוספטים הסמוד, ועודפי חשמל (מעבר לצריכה העצמית של התחנה) בהיקף של 4 - 3 מגו"ט לשעה, כיצרו הפרטי, לרשת החשמל הארצית.

ב. בעוד המתקנים לייצור חשמל, שהוצגו על ידי החברות האחרות תוכננו בעיקרו של דבר, לענות על הצריכת העצמאית שלהן (עם עודפי ייצור שוליים למכירה), הרי תחנת הכח של פמ"א הוקמה מראש כדי לייצור חשמל למכירה. זאת הסיבה שעל אף, שתחנת כח זו קטנה יחסית, פמ"א היא יצרן החשמל הפרטי הגדול ביותר במונחי מכירת חשמל לרשת הארצית (24.5 מליון קווט"ש בשנת 1991).

ג. בשל עודף כושר ייצור של חשמל, ביקשה פמ"א להגיע להסדר עם חברת חשמל במסגרת "תוכנית השלת עומט" (הגברת חשמל עבור הרשת בזמן עומט), אך העניין לא יצא לפועל, למעט מספר ימים במלחמת המפרץ.

ד. המדיניות לפיה רוכשת חברת חשמל, כמות מוגבלת של חשמל מיצרנים פרטיים לפי תעריף נמוך מהתעריף לצרכן אינה משאירה מרווח לייצרנים פרטיים ואינה מעודדת ייצור חשמל ממקורות אנרגיה מקומיים.

ה. הכדאיות הכלכלית של יצור חשמל מפצלי שמן נבחנה בסקר היתכנות, שהסתיים בסוף שנת 1985. בסקר הוכח שמחיר חשמל מתחנת כח המוזנת בפצלי שמן, בהיקף של מאות מגו"ט עשוי להתחרות עם תחנות כח במישור החוף המוזנות בפחם. ממצאי הסקר היוו בסיס לאישור ההשקעה בתחנת הכח ההדגמתית ורקע להצטרפות חברת החשמל לפמ"א בשנת 1986.

ו. לאור תוצאות ההפעלה של התחנה ההדגמתית, הוחלט בשנת 1990, ביחד עם חברת החשמל, לבצע קדם פרויקט משותף לתחנת כח של 1000 מגו"ט במישור רותם. הקדם-פרוייקט נמצא בשלבי סיום והוא קורא להפעלת היחידה המסחרית הראשונה בשנת 1996, כשהיחידות הבאות, עד להשלמת 1000 מגו"ט, מצטרפות במרווחים של שנה עד שנתיים. במסגרת הקדם-פרוייקט נבחנה מחדש שאלת הכדאיות הכלכלית על ידי חברת החשמל. התוצאות מורות כי תחנת כח פנים ארצית מוזנת בפצלי שמן (כבר בהיקף 450 מגו"ט), עשויה להיות יקרה יותר ב - 15 אחוזים מתחנת פחם במישור החוף, אולם עלות יצור החשמל תהיה זולה יותר ב - 5 עד 20 אחוזים.

ז. היום יש עניין רב בהשקעה בתחנות כח מסחריות המבוססות על שריפת פצלי שמן. מלבד חברת החשמל הודיעו שתי חברות זרות על כוונתן להשקיע בתחנות כח מסוג זה - חברת מיד-אטלנטיק וחברת אהלסטרומ. על אלה נוספה גם חברת אורמת הישראלית המבקשת להקים תחנת כח בקנה מידה קטן יותר (25 מגו"ט).

## מפעלי ים המלח בע"מ

=====

נציגים: מר עמוס רוזנפלד

- א. במפעלי ים המלח פועלת תחנת כח עם שתי טורבינות בהספק של 28 (12 + 16) מגו"ט. החשמל מיוצר בשיטת הקוגנרציה, כמותו תלויה בכמות הקיטור שנצרך על ידי המפעל וכל החשמל מיועד לצריכה עצמית.
- ב. לפי התוכניות הקיימות, תגדל בעתיד הקרוב צריכת החשמל של המפעל. לפיכך, תוקם תחנת כח חדשה עם שני מנועי דיזל (בשלב ראשון), בהספק של כ-50 מגו"ט. התחנה החדשה תספק את כל צריכת החשמל של המפעל בשיא ביקוש. לנצל עודפי חשמל של המפעל כדי למכרם לרשת הארצית של חברת החשמל.
- ג. מר רוזנפלד הניח שיאריכו לחברת החשמל את הזכיון והעלה את ההצעות הבאות:
  1. יש הכרח להגביר את הפיקוח על בעל הזכיון (המונופול) כדי לאפשר בקרת טיב השרות ואמינותו ולא רק מחיר השרות.
  2. אם אותו גוף מבקר מגיע למסקנה שיש להמריץ יצרנים פרטיים לבנות מתקני ייצור חשמל משום יעילות התהליך (קוגנרציה), או בגלל שמוש באנרגיה מקומית (פצלי שמן) או אנרגיה "נקיה" (רוח או שמש), אין טעם להגביל את הכמות המועברת לרשת ב - 25 מגו"ט אלא להביא את הכמות לאיזון אומפטימום לכלל המשק.
  3. אם אותו גוף מבקר מגיע למסקנה שיש להמריץ יצרן חשמל פרטי על ידי מחיר חשמל מועדף, יש לתת אותו תמריץ על כל הכמות המיוצרת, ולא רק על הכמות הנמכרת, כי יצורה נמנע מחברת החשמל.
  4. המחויבות הקיימת של חברת החשמל לרכוש חשמל עודף היא ל - 8 שנים, אם רוצים לעודד יצרנים פרטיים, יש להאריך המחויבות לאורך חיי הפרוייקט ל - 20,25 שנה.

5. קייט חוטר שמטריה ביצור/צריכת אנרגיה ריאקטיבית, אם צרכן צורך אנרגיה בכופל הספק קטן מ - 0.92, הצרכן נקנס, לעומת זאת אם כופל ההספק גדול מ - 0.92 אין פיצוי ליצרן הפרטי. (בארצות אחדות קיים פיצוי כזה).

6. הצרכן נדרש לשאת בהוצאת פיתוח שונות, עקב הגדלה או שינוי בהזנה מחברת החשמל. רצוי שתינתן לצרכן אפשרות לבצע את העבודה בעצמו או בעזרת קבלנים לפי מפרטים ופיקוח של חברת החשמל.

רותם - אמפרט - נגב בע"מ

\*\*\*\*\*

נציגים: מר יעקב אשכנזי

א. ברותם דשנים פועלת תחנת כח בהספק של 16 מגו"ט, המייצרת חשמל בשיטת קוגנרציה, מקיטור הנוצר משריפת גופרית תוך ריאקציה עם מים, בתהליך ייצור חומצה גופרתית. הערך האנרגטי, שייצר המפעל בשנת 1991, הגיע ל-9 מליון דולר.

ב. 95 אחוזים מיצור החשמל מיועד לצריכה עצמית ו- 5 אחוזים בלבד (4.5 מליון קווט"ש), נמכרים לחברת החשמל, על פי הסדר ליצרן פרטי. תחנת הכח אינה פועלת בהספק מלא, מכיוון שכמות הקיטור שמייצר המפעל מוגבלת.

ג. מיזוג רותם דשנים עם חברת פוספטים בנגב, בשנת 1991, איפשר ניצול עודפי חשמל על ידי פוספטים במקום מכירתם לחברת חשמל. בשנתיים הקרובות יורחב ייצור החומצה הגופריתית ועקב כך יגדל ייצור החשמל ויגדלו שוב עודפי החשמל, שימכרו לחברת החשמל. המפעל מתכנן הקמת תחנת כח נוספת בהספק של 12 מגו"ט.



## בתי הזיקוק לנפט בע"מ

\*\*\*\*\*

נציגים: מר גדעון בודמן

- א. בבתי הזיקוק פועלות שתי טורבינות קיטור לייצור חשמל, בהספק של 21 מגו"ט כל אחת.
- ב. החשמל מיוצר, בטורבינות אלה, בשיטת הקוגנרציה וכמותו תלויה בכמות הקיטור, שמייצר בית הזיקוק. עודפי חשמל נמכרים לחברת חשמל על פי הסכם ליצרנים פרטיים. חוסר חשמל נרכש מחברת החשמל לפי תעו"ז א' מתח עליון.
- ג. בשנת 1989 פנתה חברת החשמל לבתי הזיקוק וביקשה לשפץ טורבינה ישנה בעלת הספק של 5 - 4 מגו"ט כדי להגביר את ייצור החשמל בזמן שיא ביקוש. בתי הזיקוק קיבלו עבור החשמל מטורבינה זו, 60 אחוזים מהתעריף של יצרן פרטי. לפיכך, במצב של עודף יצור חשמל, בתי הזיקוק נאלצו להפסיק את פעולת הטורבינה ולצמצם את ייצור הקיטור מחום שיוזרי, עקב כך נגרם הפסד אנרגיה לבתי הזיקוק ולמשק המדינה. בתי הזיקוק מבקשים לחדש הפעלתה המלאה של הטורבינה ולמכור עודפי חשמל לחברת החשמל בתעריף ליצרנים פרטיים.
- ד. לבתי הזיקוק חשוב להמציא בעודף יצור של חשמל, משיקולים של אמינות תפעול וכדי לא לשלם קנס עבור מקדם הספק (COS 0) נמוך, על חשמל הנרכש מהרשת הארצית. דרך חישוב מקדם ההספק על ידי חברת החשמל יוצרת תשלומי יתר כיוון, שחברת החשמל אינה מזכה את בתי הזיקוק, בעת המכירה, עבור חשמל ריאקטיבי אך מחייבת אותם, בעת הקנייה, לפי תעו"ז א', הכולל שיא ביקוש מדוד וקנס עבור מקדם הספק נמוך מ- 0.92.
- ה. הקשרים של בתי הזיקוק עם חברת החשמל הוגנים ומובטטים על שתוף ואימון הדדי. לאחרונה, טייעה חברת החשמל בהתקנה של מערכת העברת נתונים, ממוני חברת החשמל אל מערכת המחשב של בתי הזיקוק. המערכת מאפשרת פיקוח צמוד על הייצור ועל צריכת החשמל בבתי הזיקוק.

## תעשיות אלקטרוטכנימיות (פרוטארום) בע"מ

נציגים: יאיר רותם ומר דב גרויסמן

- א. כ- 70 אחוזים מצריכת החשמל של מפעל פרוטארום מסופקים באמצעות הרשת הארצית של חברת החשמל, כ- 30 אחוזים הם מייצור עצמי באמצעות תחנת כח בעלת הספק של כ- 40 מגו"ט. התחנה הוקמה בעיקר, כדי להתגבר על הפרעות בהספקת החשמל מהרשת הארצית. החשמל מיוצר בשיטת הקוגנרציה ומיועד לשני המתקנים, הרגישים ביותר במפעל, להפרעות באספקת חשמל.
- ב. המפעל מחובר לרשת הארצית על ידי קו מתח עליון (161 קילוולט) ועל ידי קו מתח אלטרנטיבי (22 קילוולט). המפעל שילם לחברת החשמל עבור הקווים, הללו, השייכים על פי הזכיון לחברת החשמל, וכן שילם עבור החיבור לרשת ועבור תחזוקה וטיפול בתקלות. בפועל אין באפשרות המפעל להשפיע או להתמקח על תעריפים, שהוא נדרש לשלם לחברת החשמל.
- ג. רכישות המפעל מהרשת הארצית של חברת החשמל מבוססות על תעריף עומס וזמן (תעו"ז) לצרכני מתח עליון.
- ד. החל משנת 1989 התחייב המפעל, בהסדר עם חברת החשמל, להוריד את צריכת החשמל במספר שעות קבוע על פי בקשה מחברת החשמל, הנמסרת למפעל 24 שעות מראש. המפעל קיבל בתמורה, תעריף מוזל למשך שנה על פי נוסחאות, שנקבעו בהסכם לאותה שנה. החברה חסכה בדרך זו, 1.3 מליון ש"ח בשנת 1989, 1.9 מליון ש"ח בשנת 1990 ו- 2.6 מליון ש"ח בתקופה 1-9/1991.
- ה. לחברת החשמל כמונופול, אין מחויבות לספק חשמל באיכות כלשהיא. על פי הזכיון, כל שמוטל עליה הוא, להשתדל לספק חשמל באיכות סבירה וללא הפליה לכל הצרכנים. חברת החשמל אינה חייבת לפצות צרכנים שנפגעו מהפרעות בהספקת החשמל וכן אינה חייבת לפצות צרכנים על הורדת הצריכה בזמן עומס בביקוש לחשמל.

ו. מוצע לכלול בזכיון לחברת החשמל:

1. מחויבות של חברת החשמל לספק חשמל באמינות ובאיכות סבירים, שיקבעו לכל שנה וכן מחויבות לשפר את איכות החשמל משנה לשנה.
2. פצוי צרכנים, שנפגעו מירידה באיכות החשמל (הפרעות בהספקת החשמל).
3. הבטחת תעריפים הוגנים לחשמל, לשרותים ולמתקנים, שמספקת חברת החשמל.
4. הסדרים לאי הספקת חשמל לצרכנים גדולים, בזמן עומס ביקוש.

ז. חבר ועדה שאל, האם קיימת אפשרות לבטח מפעלים מפני הפרעות בהספקת חשמל? מר רותם טבר, שחברות ביטוח לא יהיו מוכנות לבטח סיכונים מסוג זה ללא מחויבות של חברת החשמל לאיכות ולאמינות החשמל. אם תמצא דרך לבטח נזקי הפסקות חשמל, עלות הביטוח תהיה יקרה מאד.

ח. לשאלה, האם נבחנה האפשרות להקים, במימון משותף של המפעלים במפרץ חיפה, מרכז כח וחום בהספק של 100 מגו"ט או יותר? השיב מר רותם, שעל פי זכיון חברת החשמל, אין אפשרות להקים מועדון של צרכנים, שיקבל חשמל מתחנת כוח בבעלות משותפת. לדעתו, תוכנית מסוג זה עשויה להתגלות ככדאית וכראויה ליישום, אך ללא גיבוי של חברת החשמל, אין לה סיכוי ממשי.

## מקורות חברת מים בע"מ

\*\*\*\*\*

נציגים: מר יגאל כדר

- א. ייצור החשמל הנוכחי של מקורות נובע מניצול עודפי לחץ מים. כיום, פועלים 4 אתרים בהספק כולל של כ - 2 מגו"ט וקיים פוטנציאל נוסף של כ - 10-15 מגו"ט, תעריפי החשמל קובעים אם הפרוייקט יקום או יפול. רוב הפרוייקטים כדאיים במחיר תעו"ז + פרמיה (10% עבור אנרגיה נקיה). חברת החשמל מקזזת מן החשמל המיוצר את הצריכה השוטפת ומשלמת עבור העודף נטו תעריף תעו"ז + פרמיה, וזה מצמצם את כדאיות הפרוייקטים.
- ב. קיים מקור נוסף לייצור חשמל נוסף לאלה שצויינו על ידי דר' מלמד והוא ניצול ביו - גז המופק מבוצת שפכים. פוטנציאל הייצור של חשמל ממקור זה הוא 20 - 10 מגו"ט.
- ג. צריכת החשמל של מקורות מגיעה ל - 500 מגו"ט בשנה. ניתן לפתח מערכת חשמל חלופית, שתאפשר התנתקות אוטומטית מהרשת בזמן עומס ביקוש או בחירום, תמורת תעריף אי - אספקה. כמו כן, ניתן להגביר יצור חשמל עודף ולמכרו לחברת חשמל במחיר נחסך (AVOIDED COST). הקמת מערכת מסוג זה דורשת מעבר להשקעה, שיתוף פעולה של חברת החשמל.

נספח ג'

דו"ח יצרנים פרטיים

לשנת 1991

---

חברת החשמל לישראל בע"מ. the israel electric corporation ltd.

המשרד הראשי: ת"ד 8810, חיפה 31086

REGISTERED OFFICE: P.O.B. 8810, HAIFA 31086

המשרד הראשי

HEAD OFFICE

21.6.92

177

תאריך DATE

OUR REF. מספרנו

לכבוד  
מר א' עינב  
המזען הראשי  
משרד האנרגיה והחשמל  
ת.ד. 13106  
ירושלים 91130  
כבדי,

הנדון: דו"ח יצרנים פרטיים לשנת 1991.  
מצ"ב דוחות המפורטים את קניות החשמל מיצרנים פרטיים ע"י חברת החשמל בשנת 1991.  
להלן התוצאות העיקריות:

המש"ב	באלפי קוט"ש	באחוזים	באלפי ש"ח
פסגה	12,106	27	2,297
גבע	9,720	22	1,390
שפל	22,210	50	1,766
לא מחולק	131		21
סה"כ	44,167	100	5,474

התפלגות בין מקורות האנרגיה היתה כדלקמן: (באחוזים)

מש"ב	קוגנרציה	מיים	פצלי שמן	רוח
פסגה	28	21	50	1
גבע	31	14	54	1
שפל	29	10	60	1
סה"כ	29	14	55	1

לדו"ש 7:

PLEASE REPLY TO:

2076

P.O.B. 10 ת"ד  
HAIFA, ISRAEL 31080 חיפה

P.O.B. 8810 ת"ד  
HAIFA, ISRAEL 31086  
PHONE: 04-548548

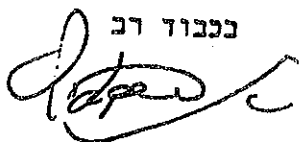
סה"כ  
מעבר  
71.7  
20.7  
46.8  
46.6  
59.0  
8.0  
34.9  
36.4  
69.3  
29.6  
60.2  
57.4  
6.8  
1.0  
0.0  
1.2  
70.2  
43.3  
35.2  
47.4  
45.2  
42.6  
64.4  
17.9  
39.4  
40.9  
59.8  
0.0  
46.7  
48.6  
77.2  
27.0  
43.2  
32.7  
39.8  
0.0  
0.0  
0.0  
40.7  
41.5  
65.3  
17.9  
41.7  
42.9

DATE תאריך OUR REF. מספרנו PAGE No. דף מס' 145

ההתפלגות לפי עונות השנה והמשכיים היתה כדלקמן (באחוזים):

מעבר	חורף	קיץ	מש"ב
65.3	16.0	18.7	פסגה
17.9	55.2	26.9	גבע
41.7	29.7	28.6	שפל
42.9	31.6	25.5	סה"כ

סה"כ קניית חשמל מיצרנים בהשוואה לשנה קודמת: ירידה בקוט"ש ב-1.3%.  
עליה בש"ח ב-9.3%.

כבוד רב  


א' ברקוביץ  
מנהל המח' למחקר  
אגף הצרכנות

העתק לה"ה: ג' כרמל - משרד האנרגיה  
מ' כץ - מנכ"ל חברת החשמל  
מ' זיסמן  
ש' ברט  
י' פורת  
ש' ריטן  
י' רוזנטל





%	הכ	1991 פרטים ההספק	דו"ח יצרנים		מקורות		על פי סוגי	
			משי"ב	סה"כ קניה קוגנרציה	סה"כ קניה הידרואלקטרית	סה"כ קניה פצלי שמן	סה"כ קניה רוח	סך הכל קניה
42	34		פסגה	1,953,280				1,953,280
84	60	בתי זיקוק	גבע	1,917,160				1,917,160
			שפל	5,228,720				5,228,720
.34			סה"כ	9,099,160				9,099,160
.51			פסגה	1,475,200				1,475,200
.79		רותם דשנים	גבע	1,107,000				1,107,000
.64			שפל	1,232,600				1,232,600
			סה"כ	3,814,800				3,814,800
.15			פסגה		1,831,160			1,831,160
.99		דן אנרגיה	גבע		878,500			878,500
.20			שפל		973,420			973,420
.34			סה"כ		3,683,080			3,683,080
1.11			פסגה		50,195			50,195
1.28		מצד עזרת	גבע		122,102			122,102
1.48			שפל		210,463			210,463
1.87			סה"כ		382,760			382,760
3.07			פסגה				32,733	32,733
3.09		מי גולן	גבע				40,828	40,828
3.11			שפל				47,683	47,683
3.2			סה"כ				121,244	121,244
1.08			פסגה		477,310			477,310
1.78		אפיקי מים	גבע		342,733			342,733
2.18		צומת תחתונה	שפל		964,414			964,414
4.04			סה"כ		1,784,457			1,784,457
13.59			פסגה			6,000,600		6,000,600
11.78		פמ"א	גבע			5,203,200		5,203,200
29.93			שפל			13,218,400		13,218,400
55.30			סה"כ			24,422,200		24,422,200
0.39			פסגה		171,138			171,138
0.08		רויה 4 מקורות	גבע		33,276			33,276
0.38		(אפיקי מים)	שפל		167,694			167,694
0.84			סה"כ		372,108			372,108
0.07			פסגה				30,160	30,160
0.06		בית יתיר	גבע				26,788	26,788
0.10			שפל				42,908	42,908
0.30			תעריף 83				130,612	130,612
0.52			סה"כ				230,468	230,468
0.2			פסגה		297			297
0.00		מענית	גבע		0			0
0.00			שפל		279			279
0.19			סה"כ		576			576
0.11			פסגה				83,742	83,742
0.28		פז-שבא	גבע				48,564	48,564
0.58			שפל				123,786	123,786
27.41			סה"כ				256,092	256,092
22.01		סך הכל	פסגה	3,428,480	2,530,100	6,000,600	146,635	12,105,815
50.29			גבע	3,024,160	1,376,611	5,203,200	116,180	9,720,151
100.00			שפל	6,461,320	2,316,270	13,218,400	214,377	22,210,367
		סך הכל	סך הכל	12,913,960	6,222,981	24,422,200	607,804	44,166,945
			%	28	21	50	1	
			פסגה %	28	21	50	1	
			גבע %	31	14	54	1	
			שפל %	29	10	60	1	

פרטים 1991 הטפ	יצרנים מש"ב	ד"ר סך הכל קניה בקוטיש	מיצרנים סך הכל קניה בש"ח	חשמל מתח האספקה	קניית כושר האספקה קו"ט	% מסה"כ המש"ב	% מס"ה הכללי
						16.14	4.42
						19.72	4.34
בתי זיקוק	פסגה גבע שפל סה"כ	1,953,280 1,917,160 5,228,720 9,099,160	349,987 266,189 395,818 1,011,994	עליון	4,000	23.54 20.60	11.84 20.60
						12.19	3.34
						11.39	2.51
רוחם דשנים	פסגה גבע שפל סה"כ	1,475,200 1,107,000 1,232,600 3,814,800	294,120 154,461 90,702 539,283	עליון	5,000	5.55 8.64	2.79 8.64
						15.13	4.15
						9.04	1.99
דו אנרגיה	פסגה גבע שפל סה"כ	1,831,160 878,500 973,420 3,683,080	372,487 136,651 83,513 592,651	גבוה	2,200	4.38 8.34	2.20 8.34
						0.41	0.11
						1.26	0.28
מצד עטרות	פסגה גבע שפל סה"כ	50,195 122,102 210,463 382,760	12,945 18,741 19,808 51,494	גבוה	2,500	0.95 0.87	0.48 0.87
						0.27	0.07
						0.42	0.09
מי גולן	פסגה גבע שפל סה"כ	32,733 40,828 47,683 121,244	6,741 5,552 4,254 16,547	גבוה	250	0.21 0.27	0.11 0.11
						3.94	1.08
						3.53	0.78
אפיקי מים צומת תחונה	פסגה גבע שפל סה"כ	477,310 342,733 964,414 1,784,457	101,705 54,953 83,176 239,834	נמוך	350	4.34 4.04	2.10 4.04
						49.57	13.59
						53.53	11.78
פמ"א	פסגה גבע שפל סה"כ	6,000,600 5,203,200 13,218,400 24,422,200	1,095,563 736,129 1,052,299 2,883,991	עליון	4,500	59.51 55.30	29.93 55.30
						1.41	0.39
						0.34	0.08
רויה מקורות (אפיקי מים)	פסגה גבע שפל סה"כ	171,138 33,276 167,694 372,108	38,568 4,462 19,915 62,945	גבוה	300	0.76 0.84	0.38 0.84
						0.25	0.07
						0.28	0.08
בית יתיר	פסגה גבע שפל חערי 839 סה"כ	30,160 26,788 42,908 130,612 230,468	5,690 4,356 4,128 21,161 35,335	נמוך	200	0.19 0.30 0.52	0.10 0.30 0.52
						0.00	0.02
						0.00	0.00
מענית 4	פסגה גבע שפל סה"כ	297 0 279 576	77 0 26 103	גבוה	260	0.00 0.00	0.00 0.00
						0.69	0.10
						0.50	0.10
פז-שנב	פסגה גבע שפל סה"כ	83,742 48,564 123,786 256,092	18,776 8,856 12,029 39,661	נמוך	250	0.56 0.58	0.10 0.10
						100.00	27
						100.00	22
סך הכל	פסגה גבע שפל	12,105,815 9,720,151 22,210,367	2,296,659 1,390,350 1,765,668			100.00	50
						100.00	100
סך הכל	סך הכל	44,166,945	5,473,838				

נספח ד'

זכיר הצעת חוק התכנון והבנייה  
(תיקון מס' 36), התשנ"ג-1992

---

תזכיר - חוק

א. שם החוק המוצע:

חוק התכנון והבניה (תיקון מס' 36), התשנ"ג-1992

ב. עיקרי החוק המוצע:

שר הפנים יהיה רשאי לקבוע בתקנות, סוגים של עבודות ומיתקנים הקשורים לרשת החשמל והחזקתה; ביצועם והקמתם יהיו בדרך שיקבע השר בתקנות, ולא יידרש היתר לפי סעיף 145 לחוק התכנון והבניה.

ג. מטרת החוק המוצע והצורך בו:

ערב פיזור הכנסת ה-12 דנה הכנסת בהצעת חוק ממשלתית אשר נועדה להאריך את הוראות חוק הליכי תכנון ובניה (הוראת שעה), התשנ"ב-1992, ובה נכללו גם מספר תיקונים בחוק התכנון והבניה, התשכ"ה-1965 (להלן - "חוק התכנון"). הכנסת אישרה את הארכת חוק הליכי תכנון ובניה (הוראת שעה), (תיקון מס' 2), התשנ"ב-1992, אך לא הספיקה לדון בחלק מן הסעיפים המתקנים את חוק התכנון.

אחד התיקונים שהוצעו הוא הוספת סעיף קטן (ו) לסעיף 145 לחוק התכנון, כדלקמן:

"(ו) שר הפנים רשאי לקבוע בתקנות, סוגים של עבודות ומיתקנים הקשורים להקמת רשת החשמל והחזקתה; ביצועם והקמתם יהיו בדרך שיקבע שר הפנים בתקנות, ולא יידרש היתר לפי סעיף זה."

הרקע לתיקון שהוצע הוא מחלוקת משפטית ללא הכרע, בשאלת חובתה של חברת החשמל לישראל בע"מ להזקק להיתר בניה לפי חוק התכנון, שעה שהיא פועלת מכח פקודות זכיונות החשמל.

בעקבות אי-ההכרעה בשאלה המשפטית, שיש לה השלכה גם בתחום הפלילי של בניה ללא היתר, הוגשה עתירה לבג"צ (בג"צ 5368/91, בשג"צ 2727/92), והדיון בבג"צ נדחה "נוכח סיכוי להסדר תחוקתי חדש".

הצעת התיקון נועדה להסדיר דרך רישוי מיוחדת למתקני חשמל שלא בדרך היתר בניה רגיל. מכיון שלא ניתן לפרט בחוק את סוגי המתקנים והעבודות של חברת החשמל שבהם יהיה רישוי שלא בדרך של היתר בניה רגיל, מוצע להסמיך את שר הפנים להתקין תקנות שיפרטו את סוגי העבודות והמתקנים שבהם תוסדר דרך רישוי שונה, כפי שיקבע שר הפנים בתקנות.

ד. השפעת החוק המוצע על החוק הקיים:

יוסף סעיף קטן (ו) לסעיף 145 לחוק התכנון והבניה, התשכ"ה-1965.

ה. השפעת החוק המוצע על תקן ותקציב משרד הפנים ורשויות אחרות: אין

השפעת החוק המוצע על ההיבט המינהלי של משרד הפנים ורשויות  
אחרות:

ייקבעו בתקנות הסדרים מיוחדים לרישוי מתקני השמל.

להלן נוסח החוק המוצע:

בסעיף 145 לחוק התכנון והבניה, התשכ"ה-1965, אחרי סעיף קטן (ה)  
יבוא:

"(ו) שר הפנים רשאי לקבוע בתקנות, סוגים של עבודות  
ומיתקנים הקשורים להקמת רשת השמל והחזקתה; ביצועם  
והקמתם יהיו בדרך שיקבע השר התקנות, ולא יידרש היתר  
לפי סעיף זה."

מוגש על ידי היועץ המשפטי  
למשרד הפנים

נספח ה'

תיאור מסק החשמל בארצות שונות בעולם

---

1. ארה"ב (11)
2. אנגליה ואירלנד (12)
3. צרפת (12)
4. גרמניה (12)
5. ספרד (12)
6. איטליה (12)

---

(11) הסקירה הוכנה על ידי חבר הוועדה עו"ד אריאל וייס  
(12) הסקירה הוכנה על ידי אגף כספים וכלכלה של חברת חשמל

(\*) 1" 77X . 1

The generation, transmission and distribution of electric energy represents one of the largest industries in the U.S. Electric power is supplied by electric supply systems which range from rural cooperatives distributing power to hundreds of customers to giant investor owned utilities supplying millions of customers. A supply system may itself generate all of its energy needs or purchase electricity from government agencies, industrial firms or private producers. There are more than 3000 separate electric systems of which the largest 200 provide more than 85 of generating capacity.

Most large systems are publicly owned. Other systems are under state, municipal or local ownership, or are cooperatively or federally owned. Cooperation among the systems is highly developed..

Interstate transmission and wholesale sale of electricity is regulated by the Federal Energy Regulatory Commission, whose members are appointed by the President with the advice and consent of the Senate. The Commission may order interconnection and coordination of electric utilities and may order wheeling.

Retail sales of electricity are regulated by state regulatory commissions (public utility commissions), which exist in all but one state. Their jurisdiction extends to other regulated utilities. Although the exact structure and jurisdiction of the commissions vary from state to state, most have between three and five commissioners, appointed by the Governor of the state, with the consent of the state Senate or the legislature. Terms of service are typically four to six years, and are staggered. In several states the commissioners are elected.

The jurisdiction vested in the state commissions includes administrative functions, such as investigations of rates and service, judicial functions, such as conducting hearings and examining evidence, and legislative functions, especially fixing rates. The need for "continual and frequent acts, based on uniform and consistent policy, which in themselves require intimate and expert knowledge of numerous and complex facts which may be obtained by patient and impartial and continued investigation" provided, in the words of Joseph Eastman, the rationale for the establishment of public utility commissions.

Because of the scope of the authority vested in the state regulatory commissions and the nature of the decisions they are required to take, importance has traditionally been attached to ensuring the 'independence' of their members. This is the reason for staggered terms and the usual prohibition on more than a bare majority of the members belonging to the same political party. Removal of a commissioner is only per-

... from k 77X 777X 777X 777X 777X \*

mitted for "inefficiency, neglect of duty, or malfeasance in office. Decisions are taken on the basis of a record made in public hearings.

The state regulatory commissions are responsible for controlling the quantity and quality of service. They issue franchises for the exclusive right to retail electric power in a territory. In most states, permits are also required for the construction or abandonment of facilities. Prior authorization is required for changes in rates, with the utility bearing the burden of proof as to the need. The public utility commissions prescribe uniform accounting systems and may initiate rate examinations.

Public utilities are required to serve all who apply, to render safe and adequate service, to serve customers on equal terms and to charge a just and reasonable price. Determination of just and reasonable prices is a central part of the public utility commissions' activities.

In principle, rates are set so as to satisfy the utility's revenue requirement, consisting of reasonable fixed and variable costs for efficient operations plus a rate of return on used and useful property in public service, net of depreciation. Charges to a particular class of customers are fixed to take into account customer costs, relating to hookup and service, demand charges, relating to the nature of the capacity required, and fuel (energy) charges.

The enactment, in 1978, of the Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) brought about a revolution in the regulation of electric utilities. The Act required public utility commissions to consider specific ratemaking and regulatory standards intended to advance energy conservation, efficiency and equitable rates. Among the ratemaking standards were cost of service (i.e. rates for each class of customer reflecting the cost of providing service to that class), time of day rates, seasonal rates, interruptible rates and load management techniques to be offered by utilities to their customers.

The Act also provided that electricity generated by cogeneration techniques and by small producers using biomass, waste, geothermal resources or renewable resources must be purchased by electric utilities at "the incremental cost to the utility of electric energy, or capacity, or both, which, but for the purchase ... such a utility would generate itself or purchase from another source." In short, in such cases pricing was to be based not on the costs of production but rather on the value of the electricity to the utility.



In the years since the enactment of PURPA, many utilities and most public utility commissions have come to realize that what was required by PURPA in respect of cogeneration and small producers made equal sense for purchases of other categories of privately produced (independent) electricity. By purchasing power from private producers it was possible to shift all construction and operating risks to the private producers.

In 1985 Pacific Gas and Electric, a California utility invited bids for the private production of more than one thousand megawatts of power. As a standard practice several public utility commissions, including California's commission, now require the electric utilities under their jurisdiction to submit periodic integrated resource plans. The plan must identify demand side management approaches and lowest cost reliable sources of supply to cope with forecast demand. Substitution for, and deferral of, investment in additional generating capacity are taken into account.

As of April 1992 more than 85 utilities were purchasing significant amounts of independent power, equivalent to \$10 billion in electricity sales. In 1990, 6,300 megawatts of independent power came on line and in 1991 5,158 megawatts. Projects over 50 megawatts represent more than 61% of on-line capacity.

Economic conditions were constantly changing as "business" developed. Adjustments were required if regulation was to be up-to-date.

Labor was (and still is) expensive. An individual might not have backed the

# Chapter

4

# THE INDEPENDENT

# REGULATORY

# COMMISSIONS

*The need for a commission arises . . . when the legislative body finds that particular conditions call for continual and very frequent acts of legislation, based on a uniform and consistent policy, which in themselves require intimate and expert knowledge of numerous and complex facts, a knowledge which can only be obtained by processes of patient, impartial, and continued investigation.*

—Joseph E. Eastman\*

Regulatory functions may be exercised by administrative agencies or by executive departments. The agency has become the most important form of economic regulation at both the federal and state levels in the United States. Such was not always the case. Competition was relied on to protect the consumer during the early developmental stages of all now-regulated utilities. As a result, charters and franchises to operate in certain specified areas were granted almost indiscriminately by cities and states. Denver, in 1880, granted a general electric utility franchise "to all comers."<sup>1</sup> New York City, in 1887, gave franchises to six electric utility companies at the same time.<sup>2</sup> In fact, the general policy throughout the country was to grant a franchise to any company that applied.<sup>3</sup>

The impossibility of relying on competition as a regulatory force grad-

### 18 The Regulation of Public Utilities

ally became evident. As outlined in Chapter 2, the economic characteristics of certain industries indicate that they operate more efficiently as monopolies. Detailed government regulation was needed, however, to insure that these potential economic advantages were realized by consumers. Attention in this chapter is focused on early methods of public control and on the development of commission regulation, as well as on relations between federal and state commissions, and between commissions and the three branches of government.

#### Pre-Commission Methods of Regulation

Three early methods of government regulation were: (1) by the terms of decisions handed down by courts at common law; (2) by the terms of charters granted by state legislatures; and (3) by the terms of franchises issued by local governments. These methods frequently overlapped, but they are treated separately for discussion purposes.

#### Judicial Regulation

Present-day regulation is based upon statutes and ordinances enacted by local, state, or federal governments' legislative bodies. As previously noted, however, statutory law was preceded by the common law — the nonlegislative body of principles built up by court decisions. The common law was developed in England during and following the last part of the Middle Ages and resulted from decisions handed down by the courts in cases brought by private litigants.

There were no preventative features in the common law. Any person who thought himself injured could sue. As conditions changed and new problems arose, many different issues were brought before the courts. Each decision, therefore, either built upon an old precedent or created a new precedent. The common law thus developed from case to case, from one individual lawsuit to another.

Two major principles of the common law unfolded. First, monopoly and restraints of trade were held to be contrary to the public interest. Damages might even be awarded in case of proven injury. The modern parallel is our antitrust laws. Second, certain occupations were recognized as "common callings." In these occupations, the general right of refusal to sell was denied. Instead, the common law imposed on such callings the duty of serving all customers, at reasonable prices and without discrimination. The modern parallel is the public utility sector.

ants, economists, engineers, and rate experts, the courts lacked special competence to deal with the issues brought before them, especially those involving intricate industry problems. Expertise was required for effective regulation. Further, even when the courts found a business practice unreasonable, only negative action could be taken. The problem of deciding on new rates and regulation for a future period is a legislative, not a judicial, function. The courts, moreover, could only decide the cases brought before them; they could not take the initiative. And the court system was not able to handle the required volume of cases which arose from regulatory adjudication. Under such limitations, regulation was discontinuous, expensive, and often slow.

#### Direct Legislative Regulation

Prior to the enactment of general incorporation laws, public utilities were incorporated through the passage of special legislative acts. These charters contained both the usual corporate rights and a number of special privileges, such as the power of eminent domain. Their regulatory provisions varied considerably, but frequently prescribed only maximum rates and/or limited the yield on common stock to stated percentages. In 1886, to illustrate, the New York legislature passed a law to incorporate the New York Mutual Gas Light Company which provided that:

Whenever the profits which shall be earned by said company, after deducting all expenses and necessary outlays for labor and materials used in carrying on and extending the business of said company shall exceed in any one year the sum of 10 percent upon the whole capital stock of said company, then, and in that event, the excess over the said sum of 10 per cent shall be divided, one half of such excess between the consumers of the gas furnished by said company and the other half to the amount consumed by them respectively, and the other half shall be paid as dividend to such owners and holders of the stock of said company as may be consumers of the gas furnished by said company; provided that no individual owner or holder of said stock shall be entitled to, or shall receive, nor shall there be paid to him, such dividend upon more than fifty shares of said stock.<sup>4</sup>

Toward the end of the nineteenth century, the states started to enact general incorporation laws. The regulatory provisions in these laws were equally ineffective, since they continued to be written in broad, general terms.

<sup>4</sup> Economic conditions were constantly changing as modern technology was being developed. A direct legislative regulation was to be up-to-date.

as small as possible to avoid loss if the contract were not renewed. The agreements also failed to provide for administrative machinery to keep check on the company to see that it met the terms of its franchise. It was often possible, therefore, for the actual service rendered to fall for long periods of time below the level specified in the franchise.

It was often impossible, consequently, for franchise or charter provisions to be changed, "however ill-considered or antiquated with respect to current needs for regulation they might be."<sup>8</sup> Especially where exclusive franchises were issued, authorities "found themselves in the disagreeable situation of having bargained away their right to allow competition without having retained effective control over rates and service."<sup>10</sup> Thus, as with direct legislative regulation, franchise regulation proved to be inflexible. Detailed requirements were unsatisfactory under changing conditions. New York City granted to a subway corporation a franchise that provided for a five-cent fare, and in Georgia a franchise given a street railway company required it to run cars over its lines as often as every thirty minutes, day and night. Such detailed requirements obstructed adjustments to changing consumer demands. Moreover, franchises were frequently sought by speculators to be sold to the highest bidder. Some cities, feeling that a franchise carried with it valuable rights, issued one only for a monetary consideration. Chicago, for instance, issued to its utilities franchises that required annual payments of 3 percent of their gross incomes.<sup>11</sup>

In addition, a more serious drawback to franchise regulation soon became apparent — the significant change in scope of operations. Whereas at first each company usually serviced but one market area (community), technological developments gradually made it both feasible and advisable to have one company serve two or more towns. As this change took place, it became obvious that state regulation would have to succeed the earlier regulation obtained through the local franchise.

Many cities continue to issue franchises to public utilities serving their areas. In a few instances, these franchises are a method of regulation. In Texas, incorporated cities may control the rates and services of electric, gas, and private water utilities within their boundaries, with the public utility commission exercising appellate jurisdiction over electric and water rates within municipalities (and primary jurisdiction over telephone rates) and the railroad commission exercising appellate jurisdiction over gas rates within municipalities (and primary jurisdiction over gas rates in unincorporated areas). In Nebraska, municipalities grant permits and set rates for gas utilities (there are no private electric utilities in that state). But in most cases, city franchises are limited in function, usually dealing with the use of city streets. Economic regulation is almost entirely absent.

#### Conclusion

Beginning of the twentieth century, however, the evidence of ineffective control long before this time, local authorities were reluctant to give up their regulatory power. In the absence of

Each adjustment, however, necessitated an amendment of the law. But legislatures were in session only a small percentage of the time and found their attention being claimed by many other matters. Under such circumstances, continuous regulation was impossible.<sup>5</sup> Little effort was expended to enforce regulatory provisions contained in charters, and in the absence of effective accounting and financial control, rate regulation was inadequate. And just as the courts lacked specialized knowledge of regulatory problems, so did the members of state legislatures. In practice, therefore, noneconomic considerations would often dictate the type of regulation followed. It should be stressed also that the proper function of a legislative body is to enact and formulate policy and not to engage in administrative work. For all of these reasons, direct statutory regulation proved to be a poor method of controlling an industry.

#### Local Franchise Regulation

Some local (municipal) control was exercised by the enactment of city ordinances, but particularly did local regulation rely on the franchise.<sup>6</sup> In order to enter a field, certain businesses had to acquire a franchise from the relevant city council before they could commence operations. When well-drawn, the franchise set exact standards for service to be rendered, rates to be charged or methods of arriving at the rates, accounting methods to be employed, and in the case of term franchises, the method of renewing the franchise or provision for the locality's taking over the company at expiration of the franchise. Such agreements usually were to run for a definite period, although many franchises were granted in perpetuity.

While use of the well-drawn franchise had some merit, in the main the franchise as actually used proved a defective instrument for detailed regulation. When franchises were issued indiscriminately, little regard was paid to the interest of the public. When they were issued in perpetuity, franchises were often exclusive. In either case, they tended to be poorly drafted due to the inexperience of city councilmen.<sup>7</sup> And even when they were well-drawn, the company often benefited, since it was common for the utility's lawyers to draft the franchise and then present it to the city council for approval.

Changes in the prescribed rates or in the service standards were made with great difficulty. This difficulty was due to a Supreme Court decision which held that a franchise had the status of a contract which a state could not impair<sup>8</sup>; thus both parties had to approve a change. As expected, the companies resisted downward rate changes and the city councils upward adjustments. Nor was it easy to change the prescribed service standards, especially when the companies were asked to raise the standards at the same level of rates. In the case of a franchise issued for a definite period, the

not subject to common-law methods, as noted earlier, is local regulation.

The most common of these

4. The Independent Regulatory Commissions

The public clamor for reform, however, became widespread early in the twentieth century as notorious abuses began to appear. In New York, Charles Evans Hughes was elected governor primarily because of his 1905 expose of insurance scandals. Under his leadership, the legislature enacted the Public Service Commissions Law in May, 1907, creating two district commissions: the First District Commission with jurisdiction over rapid transit, railroad, gas and electric companies in New York City, and the Second District Commission with jurisdiction over the same industries in the remainder of the state.<sup>17</sup> Little more than a month later the Wisconsin legislature, largely on the urging of Governor Robert M. LaFollette, expanded the powers and duties of its existing railroad commission to cover such utilities as gas, light, power, and telephone companies. These powerful state commissions became the models, and gradually other states followed suit, either by establishing new commissions or by extending the powers and duties of existing ones.<sup>18</sup>

By 1920, more than two-thirds of the states had regulatory commissions.<sup>18</sup> Their jurisdictions and powers were often limited, as was clearly shown after the stock market crash of 1929 and the resulting financial scandals. Thereafter, state commissions were strengthened, their jurisdictions extended, and their powers increased. Today, all fifty states, plus the District of Columbia, have commissions (listed in Table 4-1), known as public utilities or public service commissions, corporation commissions, or commerce commissions. Four federal commissions also have been established with jurisdiction over the interstate activities of the industries under consideration.

The State Regulatory Commissions<sup>19</sup>

The jurisdiction (sometimes limited) of the state commissions, including the District of Columbia, is shown in Table 4-1 and can be summarized as follows:

Telephone and telegraph .....	51
Electric utilities .....	50
Gas utilities .....	50
Water utilities .....	43
Municipal: electric and/or gas .....	27
Electric cooperatives .....	23
Steam heating .....	15

Fifty of the regulatory commissions have jurisdiction over one or more additional businesses and/or activities, including transportation utilities, toll bridges, sewage systems, warehouses, CATV systems, security laws, and blue sky laws. Moreover, in states where one or more of the public utilities are not subject to commission control, the statutes frequently provide other methods of insuring service at a reasonable rate. The most common of these methods, as noted earlier, is local regulation.

122 The Regulation of Public Utilities

Control was expensive, slow, and negative in character. Direct legislative control was inflexible, as well as slow. Local franchise control had the same defects. Each of these methods was incapable of adapting to the development of an industrialized and highly complex society — a development requiring expertise, flexible regulation, and continuity of policy.<sup>12</sup> Further, there were no clear lines of authority between state and local governments. "Owing often to the lack of clearness in the general laws, serious questions arose whether a city, in granting the special franchise, was authorized to impose conditions upon applicant companies in addition to those imposed by general statute."<sup>13</sup> Under these conditions, regulation failed to safeguard the interests of consumers, investors, and the companies involved. Gradually the demand for more stringent and continuous control arose, and the states responded by turning to regulatory commissions. These commissions, operating under general legislative statutes, are referred to as "independent" regulatory commissions (agencies).

The initial state commissions, generally those created prior to 1870, were largely fact-finding and advisory bodies, with jurisdiction limited to the railroads. Six states set up such commissions before the Civil War: Rhode Island in 1839, New Hampshire in 1844, Connecticut in 1853, New York and Vermont in 1855, and Maine in 1858. Ohio, in 1867, and Massachusetts, in 1869, followed right after the war. These commissions made recommendations to their state legislatures<sup>14</sup> and to railroad managements, appraised property taken by railroads under the right of eminent domain, and enforced railroad safety standards, but they had no control over rates. Thus, they had to rely heavily on publicity and public opinion to obtain enforcement of their orders.<sup>15</sup>

Shortly after the beginning of the Granger movement in the Midwest, the first commissions with mandatory powers were established. Between 1871 and 1874, Illinois, Iowa, Minnesota, and Wisconsin established commissions with power to set maximum rates, prevent discrimination, and forbid mergers of competing railroad lines. While the Granger laws, except in Illinois, were repealed by the end of the seventies, they established a pattern followed by other states. By 1887, when Congress created the Interstate Commerce Commission partly patterned after the British Railway Commission of 1873) to regulate the nation's railroads, "twenty-five states had established commissions to assist the legislature in this work."<sup>16</sup>

Commission regulation of other industries was slower to develop, reflecting in part their later development. In 1859, an Office of Inspector of Gas Meters was established by the New York legislature; two years later, electric light companies were added to its jurisdiction. But most nontransportation industries were not subjected to commission regulation until the beginning of the twentieth century. Many abuses long went unrecognized. Despite evidence of ineffective control long before this time, local authorities were reluctant to give up their regulatory power. In the absence of

12. The fact that the franchise was granted by the legislature, rather than by the courts, was a significant factor in the development of public utility regulation. The courts were generally unwilling to interfere with the legislative process in this area. 13. This was particularly true in the case of the New York Public Service Commission, which was created in 1907. 14. The commissions were generally advisory in nature, and their recommendations were often ignored by the legislature. 15. The Granger movement was a series of protests and strikes against the railroads, which were seen as a monopoly. The movement led to the passage of the Granger laws in the Midwest. 16. This was particularly true in the case of the Interstate Commerce Commission, which was created in 1887. The Commission was given the authority to regulate the rates of the railroads, and it was one of the first federal agencies to be established.

TABLE 4-1  
Jurisdiction of State Regulatory Commissions, 1985

Commission	Utilities Regulated <sup>a</sup>					
	E	G	SH	W	M	ECO TT O <sup>b</sup>
Alabama Public Service Commission	E	G	SH	W	M	ECO TT O
Alaska Public Utilities Commission	E	G	SH	W		TT O
Arizona Corporation Commission	E	G	SH	W		ECO TT O
Arkansas Public Service Commission	E	G	SH	W	M <sup>c</sup>	ECO TT O
California Public Utilities Commission	E	G	SH	W		TT O
Colorado Public Utilities Commission	E	G	SH	W	M	ECO TT O
Connecticut Department of Public Utility Control	E	G	SH	W		TT O
Delaware Public Service Commission	E	G	SH	W		ECO TT O
District of Columbia Public Service Commission	E	G	SH	W		TT O
Florida Public Service Commission	E	G	SH	W	M	ECO <sup>d</sup> TT O
Georgia Public Service Commission	E	G	SH	W		TT O
Hawaii Public Utilities Commission	E	G	SH	W		TT O
Idaho Public Utilities Commission	E	G	SH	W		TT O
Illinois Commerce Commission	E	G	SH	W	M <sup>e</sup>	TT O
Indiana Public Service Commission <sup>f</sup>	E	G	SH	W	M	ECO TT O
Iowa Public Utilities Board	E	G	SH	W	M <sup>h</sup>	ECO TT O
Kansas State Corporation Commission	E	G	SH	W	M	ECO TT O
Kentucky Public Service Commission	E	G	SH	W		ECO TT O
Louisiana Public Service Commission	E	G	SH	W		TT O
Maine Public Utilities Commission	E	G	SH	W	M	ECO TT O
Maryland Public Service Commission	E	G	SH	W	M	TT O
Massachusetts Department of Public Utilities	E	G	SH	W	M	TT O
Michigan Public Service Commission	E	G	SH	W		ECO TT O
Minnesota Public Utilities Commission	E	G	SH	W	M	ECO TT O
Mississippi Public Service Commission	E	G	SH	W	M <sup>i</sup>	TT O
Missouri Public Service Commission	E	G	SH	W	M <sup>j</sup>	TT O
Montana Public Service Commission	E	G	SH	W	M	TT O
Nebraska Public Service Commission	E	G	SH	W		TT O
Nevada Public Service Commission	E	G	SH	W		ECO TT O
New Hampshire Public Utilities Commission	E	G	SH	W	M	ECO TT O
New Jersey Board of Public Utilities	E	G	SH	W	M	TT O
New Mexico Public Service Commission	E	G	SH	W	M <sup>k</sup>	TT O
New Mexico State Corporation Commission	E	G	SH	W	M	TT O
New York Public Service Commission	E	G	SH	W	M	TT O
North Carolina Utilities Commission	E	G	SH	W		TT O
North Dakota Public Service Commission	E	G	SH	W		TT O
Ohio Public Utilities Commission	E	G	SH	W		TT O
Oklahoma Corporation Commission	E	G	SH	W		ECO TT O
Oregon Public Utility Commission	E	G	SH	W		TT O

<sup>a</sup>E = Electric; G = Gas; SH = Steam Heating; W = Water; M = Municipal Electric and Gas Plants; ECO = Electric Cooperatives; TT = Telephone and Telegraph; O = Other.  
<sup>b</sup>Other includes a variety of activities, such as transportation utilities, radio-common carriers, toll bridges, sewage systems, warehouses, security laws, CATV systems, and blue-sky laws.  
<sup>c</sup>Name changed to Indiana Utility Regulatory Commission, effective July 1, 1987.  
<sup>d</sup>New commission, Oregon Public Utility Commission, effective April 1, 1987.  
<sup>e</sup>Municipal gas utilities only for service outside city limits.  
<sup>f</sup>Municipal gas utilities only.  
<sup>g</sup>Municipal gas utilities, plant siting, and safety matters only.  
<sup>h</sup>Municipal gas utilities for safety only.  
<sup>i</sup>Only when municipality petitions for such regulation.  
<sup>j</sup>Regulation phased out on June 30, 1986.  
<sup>k</sup>Municipal electric and gas rates only in service rendered beyond a municipality's corporate limits.  
<sup>l</sup>Jurisdiction over water and sewer companies transferred to Texas Water Commission, effective March 1, 1986.  
<sup>m</sup>Appellate jurisdiction over municipal electric rates outside city limits.  
<sup>n</sup>Municipal electric utilities only.

Source: 1985 Annual Report on Utility and Carrier Regulation (Washington, D.C.: National Association of Regulatory Utility Commissioners, 1987), pp. 799-806.

State commissions vary somewhat in regulatory powers. A majority have authority to issue licenses, franchises, or permits for the initiation of service, for construction or abandonment of facilities, and related matters. With respect to rates, commissions generally have power to require prior authorization of rate changes to suspend proposed rate changes pending a hearing.

TABLE 4-1 (Continued)

Commission	Utilities Regulated <sup>a</sup>					
	E	G	SH	W	M	ECO TT O <sup>b</sup>
Rhode Island Public Utilities Commission	E	G	SH	W	M	ECO TT O
South Carolina Public Service Commission	E	G	SH	W		TT O
South Dakota Public Utilities Commission	E	G	SH	W		TT O
Tennessee Public Service Commission	E	G	SH	W		TT O
Texas Public Utility Commission	E	G	SH	W	M <sup>m</sup>	ECO TT O
Texas Railroad Commission	E	G	SH	W	M <sup>n</sup>	ECO TT O
Utah Public Service Commission	E	G	SH	W	M	ECO TT O
Vermont Public Service Board	E	G	SH	W	M	ECO TT O
Virginia State Corporation Commission	E	G	SH	W		ECO TT O
Washington Utilities and Transportation Commission	E	G	SH	W	M <sup>o</sup>	TT O
West Virginia Public Service Commission	E	G	SH	W	M <sup>p</sup>	ECO TT O
Wisconsin Public Service Commission	E	G	SH	W	M	TT O
Wyoming Public Service Commission	E	G	SH	W	M <sup>q</sup>	ECO TT O

<sup>a</sup>E = Electric; G = Gas; SH = Steam Heating; W = Water; M = Municipal Electric and Gas Plants; ECO = Electric Cooperatives; TT = Telephone and Telegraph; O = Other.  
<sup>b</sup>Other includes a variety of activities, such as transportation utilities, radio-common carriers, toll bridges, sewage systems, warehouses, security laws, CATV systems, and blue-sky laws.  
<sup>c</sup>Name changed to Indiana Utility Regulatory Commission, effective July 1, 1987.  
<sup>d</sup>New commission, Oregon Public Utility Commission, effective April 1, 1987.  
<sup>e</sup>Municipal gas utilities only for service outside city limits.  
<sup>f</sup>Municipal gas utilities only.  
<sup>g</sup>Municipal gas utilities, plant siting, and safety matters only.  
<sup>h</sup>Municipal gas utilities for safety only.  
<sup>i</sup>Only when municipality petitions for such regulation.  
<sup>j</sup>Regulation phased out on June 30, 1986.  
<sup>k</sup>Municipal electric and gas rates only in service rendered beyond a municipality's corporate limits.  
<sup>l</sup>Jurisdiction over water and sewer companies transferred to Texas Water Commission, effective March 1, 1986.  
<sup>m</sup>Appellate jurisdiction over municipal electric rates outside city limits.  
<sup>n</sup>Municipal electric utilities only.

Alabama .....  
 Alaska .....  
 Arizona .....  
 Arkansas .....  
 California .....  
 Colorado .....  
 Connecticut .....  
 Delaware .....  
 District of C .....  
 Florida .....  
 Georgia .....  
 Hawaii .....  
 Idaho .....  
 Illinois .....  
 Indiana .....  
 Iowa .....  
 Kansas .....  
 Kentucky .....  
 Louisiana .....  
 Maine .....

TABLE 4-2

State Regulatory Commissions and Selected Statistics, 1985, 1986

State	Number of Commissioners	Term, Years	Method of Selection <sup>a</sup>	Yearly Salary <sup>b</sup>		No. of Full-Time Employees	Expenditures <sup>f</sup> (\$'000 omitted)
				Chairman	Commissioners		
Alabama	3	4	E	\$44,550	\$44,000	139	\$ 4,832
Alaska	5	6	G-S	66,816	66,816	49	3,877
Arizona	3	6	E	45,000	45,000	215	4,399 <sup>d</sup>
Arkansas	3	6	G-S	52,204	50,311	114	4,701
California	5	6	G-S	78,495	76,079	987	53,962
Colorado	3	6	G-S	48,400	48,400	96	3,326 <sup>e</sup>
Connecticut	5	4	G-L	f	f	83	3,171 <sup>e</sup>
Delaware	5	5	G-S	15,585 <sup>g</sup>	12,540 <sup>g</sup>	20	1,692
District of Columbia	3	4	M-C	63,700	63,700	45	1,931
Florida	5	4	G-S	64,217	64,217	346	13,419 <sup>h</sup>
Georgia	5	6	E	60,321	60,321	137	7,239 <sup>i</sup>
Hawaii	3	6	G-S	61,560	55,404	24	655 <sup>d</sup>
Idaho	3	6	G-S	36,500	36,500	55	2,400
Illinois	3	6	G-S	65,000	55,000	380	13,182
Indiana	7	5	G-S	j	j	108	4,045
Iowa	5	4	G-S	k	k	117	4,961
Kansas	3	6	G-S	63,664	61,974	276	9,479
Kentucky	3	4	G-S	54,744	l	106	2,665 <sup>e</sup>
Louisiana	3	4	G-S	37,800 <sup>g</sup>	37,800 <sup>g</sup>	110	2,883
Maine	5	6	E	53,185	50,149	54	2,498
	3	6	G-L				

TABLE 4-2 (Continued)

State	Number of Commissioners	Term, Years	Method of Selection <sup>a</sup>	Yearly Salary <sup>b</sup>		No. of Full-Time Employees	Expenditures <sup>f</sup> (\$'000 omitted)
				Chairman	Commissioners		
Maryland	5	5	G-S	62,100	60,000	125	5,713
Massachusetts	3	4	G	61,093	56,037	134	7,504
Michigan	3	6	G-S	60,000	55,100	200	10,029
Minnesota	5	6	G-S	44,850	44,850	28	1,123
Mississippi	3	4	E	40,000	40,000	111	3,777
Missouri	5	6	G-S	62,100	62,100	191	9,431
Montana	5	4	E	37,363	36,141	44	—
Nebraska	5	6	E	35,000	35,000	54	1,574
Nevada	5	6	E	51,740	48,671	91	—
New Hampshire	3	4	G	58,940	58,940	55	1,987
New Jersey	3	6	G-S	90,000	85,000	375	11,155
New Mexico PSC	3	6	G-S	51,420	50,040	51	2,703 <sup>h</sup>
New Mexico SCC	3	6	E	40,425	40,425	119	2,382
New York	6	6	G-S	83,407	72,051	620	36,666
North Carolina	7	8	G-L	62,044	61,044	136 <sup>m</sup>	5,202
North Dakota	3	6	E	46,000	46,000	54	4,075
Ohio	5	5	G-S	61,000	53,000 <sup>n</sup>	455	16,274
Oklahoma	3	6	E	52,000	50,000	438	20,876 <sup>d</sup>
Oregon	1 <sup>o</sup>	4	G-S	62,988	62,988	368	15,735
Pennsylvania	5	10	G-S	57,500	55,000	583	22,536

North Dakota Public Service Commission  
 Ohio Public Utilities Commission  
 Oklahoma Corporation Commission  
 Oregon Public Utility Commission  
 Pennsylvania Public Utility Commission

term rates, and to initiate investigations...  
 authority to control the quantity and quality of...  
 systems of accounting and to...  
 the commission are subject to...

TABLE 4-2 (Continued)

State	Number of Commissioners	Term, Years	Method of Selection <sup>a</sup>	Yearly Salary <sup>b</sup>		No. of Full-Time Employees	Expenditures <sup>c</sup> (\$'000 omitted)
				Chairman	Commissioners		
Rhode Island .....	3	6	G-S	57,130	39,991	38	908
South Carolina .....	7	4	L	50,510	46,688	145	4,462 <sup>h</sup>
South Dakota .....	3	6	E	36,000	36,000	24	1,196 <sup>h</sup>
Tennessee .....	3	6	E	57,480	57,480	159	5,352
Texas PUC .....	3	6	G-S	60,976	60,976	204	10,667
Utah RC .....	3	6	E	73,233	73,233	954	2,741 <sup>P</sup>
Utah .....	3	6	G-S	59,675	57,650	21	4,273
Mont .....	3	6	G-S	49,500	15,000 <sup>g</sup>	12	794
Virginia .....	3	6	L	75,843	74,399	474	21,579
Washington .....	3	6	G-S	60,400	54,400	220	8,797
Virginia .....	3	6	G-S	44,675	41,000	177	6,423
Wisconsin .....	3	6	G-S	q	q	180	6,457
Wyoming .....	3	6	G-S	r	r	41	2,135 <sup>h</sup>

chart is shown in Figure 4-1.

may be his or her publicly proclaimed bias. What does the evidence in the record show about each year's commission? What does the evidence in the record show about each year's commission?

Elected. G=Governor. G-GC=Governor, confirmed by Governor's Council. G-L=Governor, confirmed by Legislature. G-S=Governor, confirmed by Senate. L=Legislature (General Assembly). M-C=Mayor, confirmed by Council.

<sup>a</sup>As of June, 1986.

<sup>b</sup>Expenditures, unless otherwise noted, are for the fiscal year ending in 1985 and exclude amounts transferred to the state treasury but into the revolving fund.

<sup>c</sup>Authorized for fiscal year ending in 1986.

<sup>d</sup>Fiscal year ending in 1983.

<sup>e</sup>Chairman: \$64,209-\$78,821; commissioners: \$59,681-\$72,875.

<sup>f</sup>Full-time.

<sup>g</sup>Fiscal year ending in 1984.

<sup>h</sup>Fiscal year ending in 1986.

<sup>i</sup>Chairman: \$45,000-\$69,576; commissioners: \$40,586-\$63,154.

<sup>j</sup>\$400-\$45,600.

<sup>k</sup>Chairman: \$51,696; commissioner: \$52,512.

<sup>l</sup>Commission staff: 58; Public Staff: 78.

<sup>m</sup>Commissioner receives \$55,660.

<sup>n</sup>One-member commission, effective April 1, 1987.

<sup>o</sup>Utilities division only.

<sup>p</sup>Chairman: \$54,319-\$62,698; commissioners: \$52,500-\$59,535.

<sup>q</sup>Chairman: \$44,300-\$70,800; commissioners: \$40,150-\$64,200.



Personnel. The vast majority of the states have either three- or five-member commissions, but three states (Illinois, North and South Carolina) have seven-member commissions (Table 4-2).<sup>20</sup> Commissioners are appointed by the governor or mayor (thirty-eight agencies), selected by the legislature (two agencies), or elected by popular vote (thirteen agencies<sup>21</sup>). The most common legal qualifications are that commissioners must be qualified electors, citizens, and residents without financial interests in the industries regulated. Other more specific requirements vary widely. For example, fifteen states have a minimum age requirement (ranging from eighteen in Arizona and New York to thirty in Georgia, Nebraska, Oklahoma, Pennsylvania, and Texas PUC and Utah); one state (Nebraska) specifies a maximum age of sixty-eight; one state (South Carolina) requires the appointment of "the best qualified people"; and one state (Arizona) requires that a candidate for commissioner be "able to speak, write, and read the English language." Only eight states have specific statutory professional requirements. The Alaska statute, for instance, specifies that "one member shall be a graduate of an accredited school of law; one member shall be a graduate of a graduate of university with a major in engineering; one member shall be a graduate of an accredited university with a major in finance, accounting, or business administration; and two members shall be consumers."<sup>22</sup>

Most commissioners have had professional training and practice (the legal profession predominates over either a business or engineering background),<sup>23</sup> although one in four does not have a college degree.<sup>24</sup> However, only a few had previous experience with a regulatory commission prior to their appointment or election. Their understanding of the complex legal, economic, accounting, and engineering problems confronting them as commissioners increases with their tenure of service. The terms fixed by law run from four to ten years, with either four- or six-year terms being the most frequent. While some commissioners are reappointed or reelected, most of them serve a single term or less. (The average tenure for state commissioners is just under four years.) Moreover, commissioners are sometimes appointed because of political considerations rather than because of their qualifications for the job. Removal from office, while rare (only six known removals since 1933), is provided for in many of the legislative statutes. Generally, removal may be made by executive order or by impeachment for "just cause." The most common reasons for such action are neglect of duty, misconduct in office, incompetence, and malfeasance. With respect to their motives and goals, finally, Aman has summarized:

For commissioners with political ambitions in mind, protecting the consumer and cutting every last ounce of fat out of a utility rate filing is the publicly proclaimed goal. For others, a more realistic goal is to maintain the record.

4. *The Independent Regulatory Commissions*

dedicated efforts to approximate a market result may be a primary goal. Still other commissioners may see the ratemaking process as a political bargaining process: How much will the utility be willing to live with and how much will the public tolerate?...

State commission staffs, varying in size from twelve (Vermont) to 987 (California), totaled 10,262 full-time employees in mid-1986.<sup>26</sup> A 1967 study suggested that, with the exception of the larger state commissions, both the size and the composition of the professional staffs were inadequate to undertake an extensive regulatory program.<sup>27</sup> Since then, full-time staff employees have been increased by over 71 percent,<sup>28</sup> salaries have been raised, and there is a better composition of the professional staffs.<sup>29</sup> In addition, an effort to maintain highly skilled staffs, the National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC; an association of state and federal regulatory personnel<sup>30</sup>) has established for its members an annual regulatory development course which covers regulatory principles and their applications.

Financial Matters. In 1986, the median salary for full-time commission-ers was just over \$50,000, compared with a 1967 median salary of just under \$16,000. Staff salaries vary widely, but a majority pay top professional personnel above \$40,000 a year. Other staff salaries, however, are often considerably lower, making it difficult to attract and retain trained people. As a result, the annual turnover in commission staffs is relatively high, as better paying jobs open up.

All public utilities, and hence their customers, pay their own expenses of regulation. Since 1930, commission funds also have come increasingly from assessments and/or fees imposed on the utilities under their jurisdiction. Thirty-eight state agencies receive a portion or all of their expenditures in this manner; the remaining seventeen receive all of their annual expenditures from general tax funds. The assessments to cover the annual costs of regulation usually take the form of a percentage tax on each utility's gross revenues. Special assessments are usually made for specific types of investigations or cases. In fiscal year 1985, the expenditures for fifty-one agencies (shown in Table 4-2) totaled just over \$99.5 million, with the largest seven agencies accounting for nearly one-half of this amount. Many continue to maintain that limited financial resources inhibit more effective state regulation.

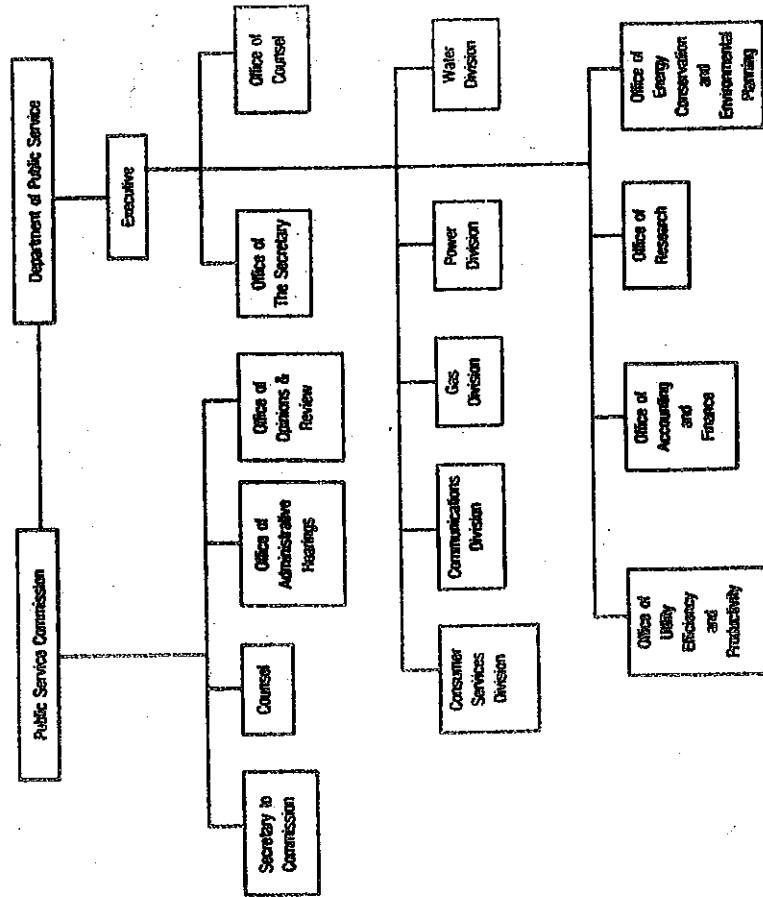
Organization. State commissions are organized along functional lines, with separate departments for rates, engineering, accounting, financial, and legal work; along industry lines, with separate departments for each type of industry regulated; or some combination of the two. Typical of a larger agency is the New York Public Service Commission, whose organization chart is shown in Figure 4-1.

**Duties and Responsibilities.** The range and complexity of issues that come before the regulatory commissions are vast. The duties and responsibilities of a commissioner were outlined several years ago by a former member of the Massachusetts commission as follows:

... to be familiar with the history of regulation; to understand the meaning of objectivity in the light of the dual capacity of a public utility commissioner as a party and as judge, and to cultivate in his own judgments this quality; to become familiar with the fundamental characteristics of the industries over which he exercises control; to exercise a wide discretion over the procedures followed before the commission, having in mind the basic guides of fairness to the parties and uniformity of application; and, FINALLY, to cultivate a public awareness of the limitations of regulatory control over the basic economic conditions which give rise to increasing rates in some industries and diminishing services in others.<sup>32</sup>

These duties, which have become even more complex in recent years, impose a time-consuming task on regulatory commissions. Further, all of the commissions have found their work loads increasing rapidly since the late 1960s. The Michigan Public Service Commission reported that in 1985, 150 new electric, gas, and telephone proceedings were instituted and that 178 public hearings involving the same three industries were held (involving 414 days of hearings and thousands of pages of testimony and exhibits). In addition, 2,002 complaints were received from electric, gas, and telephone customers involving service, billing, and miscellaneous matters.<sup>33</sup> Michigan's work load is typical of that confronting most other state commissions.

FIGURE 4-1  
Organization Chart  
New York Public Service Commission



Source: 1985 Annual Report on Utility and Carrier Regulation (Washington, D.C.: National Association of Regulatory Utility Commissioners, 1985), p. 116.

13/0. 101 from volume 1985 of the state commissions listed in Table 1 of the 1985 annual report on utility and carrier regulation. Secretary (or 50 percent) had

13 Many cities continue to charge annual fees for water service. See, for example, the report of the California Public Utilities Commission, "Water Rates and Charges," 1985, p. 10.

4. The Independent Regulatory Commissions, the New York

As a result of a recommendation of the three commissioners, the New York Railroad Commission was abolished by the legislature in 1857.

See L. D. White, "The Origin of Utility Commissions in Massachusetts," 29 *Journal of Political Economy* 177 (1921).

Glaser, *op. cit.*, p. 234.

The two district commissions were abolished in 1921 when the New York State Public Service Commission was established.

The development of state regulatory commissions is discussed by Glaser, *op. cit.*, pp. 233-63; William E. Mosher and Finla C. Crawford, *Public Utility Regulation* (New York: Harper & Bros., 1939), pp. 14-26; Robert E. Cushman, *The Independent Regulatory Commissions* (New York: Oxford University Press, 1941), pp. 19-41; Irston R. Barnes, *The Economics of Public Utility Regulation* (New York: F. S. Crofts & Co., Inc., 1942), pp. 173-75; 1985 *Annual Report on Utility and Carrier Regulation* (Washington, D. C.: National Association of Regulatory Utility Commissioners, 1987), pp. 184-236.

Unless otherwise noted, the data in this section are from 1985 *Annual Report on Utility and Carrier Regulation*, *op. cit.*

For many years, Oregon had a single commissioner. Effective April 1, 1987, a three-member commission was established.

Electrons are either statewide (eight agencies — Alabama, Arizona, Georgia, New Mexico SCC, North Dakota, Oklahoma, Tennessee, and Texas RC) or by districts (five agencies — Louisiana, Mississippi, Montana, Nebraska, and South Dakota). The pros and cons of appointed versus elected commissioners have been debated for many years. See, e.g., Merton K. Cameron, "The Experience of Oregon with Popular Election and Recall of Public Service Commissioners," 5 *Journal of Land & Public Utility Economics* 48 (1929); Charles O. Ruggles, "Public Utilities," 20 *Business History Review* 57 (1946); William T. Gormley, Jr., "Nonelectoral Participation as a Response to Issue-Specific Conditions: The Case of Public Utility Regulation," 62 *Social Science Quarterly* 527 (1981); Peter Navarro, "Public Utility Commission Regulation: Performance, Determinants, and Energy Policy Impacts," 3 *Energy Journal* 119 (1982); Parick C. Mann and Walter J. Primeaux, Jr., "The Controversial Question of Commissioner Selection," 111 *Public Utilities Fortnightly* 21 (March 17, 1983) and "Elected Versus Appointed Commissioners: Does It Make a Difference in Utility Prices?" in *Adjusting to Regulatory Pricing and Marketing Realities* (East Lansing: MSU Public Utilities Papers, 1983), pp. 56-72; Walter J. Primeaux, Jr. and Parick C. Mann, "Regulator Selection Methods and Electricity Prices," 62 *Land Economics* 1 (1986).

Former Chairman Lundy of the New York commission once remarked: "The task of the utility regulator is one which requires the wisdom of Solomon, the patience of Job, the determination of a bulldog, and the hide of a rhinoceros." *Annual Proceedings*, 1966 (Washington, D.C.: National Association of Regulatory Utility Commissioners, 1967), p. 14.

See Francis X. Welch, "The Trend from Lawyers to Laymen as Commissioners," 4 *Public Utilities Fortnightly* 801 (1929); and three subsequent articles by Lincoln Smith, "Trend from Lawyers to Laymen on State Commissions," 54 *Public Utilities Fortnightly* 630 (1954), "Professional Backgrounds of Regulatory Commissioners," 76 *Public Utilities Fortnightly* 20 (August 5, 1965), and "State Utility Commissioners — 1978," 101 *Public Utilities Fortnightly* 9 (February 16, 1978).

Of the 198 commissioners from fifty-two of the state commissions listed in Table 1978, 101 were former lawyers.

150 The Regulation of Public Utilities

Notes

Joseph B. Eastman, "The Place of the Independent Commission," 12 *Constitutional Review* 95, 97 (1928).

Martin C. Glaser, *Outlines of Public Utility Economics* (New York: The Macmillan Co., 1931), p. 204. The resolution contained one provision: "that said companies do not obstruct the public thoroughfares." *Ibid.*

Burton N. Behling, *Competition and Monopoly in Public Utility Industries* (Urbana: The University of Illinois Press, 1938), p. 19.

*Ibid.*, p. 23.

New York State Public Service Commission, "Utility Regulatory Bodies in New York State, 1855-1953" (Albany, N.Y., 1958), p. 13.

The law also warned the promoters of the new company that: "In case the directors of the said corporation hereby created shall consolidate with or transfer the franchise hereby granted to any of the organized gas companies of the City of New York, the director or directors voting for such consolidation or transfer shall be deemed guilty of a misdemeanor, and, upon conviction, shall be punished by imprisonment in the penitentiary of said county for a period of not less than six, nor more than twelve months." *Ibid.*

As Welch has noted: "It has been stated that the U.S. Supreme Court, when it decided *Smyth v. Ames* (1898) ... sounded the death knell of the earlier efforts of the legislature to regulate utilities directly by statute. It did this by setting up such an exacting set of standards ... for determining the reasonableness of utility rates, with it became apparent that regulation was a full-time job. ... [A]s a result of *Smyth v. Ames* state regulatory commissions, meaning specifically organized boards, with powers over specified utility operations, became a virtual necessity." Francis X. Welch, *Cases and Text on Public Utility Regulation* (rev. ed.: Arlington, Va.: Public Utilities Reports, Inc., 1968), p. 577.

For a more complete analysis of franchise regulation, see Delos F. Wilcox, *Municipal Franchises in New York City* (New York: Columbia University Press, 1919); Herman H. Trachsel, *Public Utility Regulation* (Homewood, Ill.: Richard D. Irwin, Inc., 1950), chaps. iv and v.

The city of Dayton, Ohio, once contracted with a corporation for the disposal of all garbage. In carrying out the provisions of the contract it developed that the city could not require all the people to give their garbage to the collectors, and the company collected many thousands of dollars in damage. Nevertheless, a few years later a new group of officials, unfamiliar with conditions, were willing to incorporate the same provisions in a new contract." Trachsel, *op. cit.*, p. 78.

*Trustees of Dartmouth College v. Woodward*, 4 Wheaton 518, 643 (1819).

Behling, *op. cit.*, p. 24. Following the *Dartmouth College* decision, clauses reserving the right to amend franchise or charter provisions were often inserted, but with limited results.

*Ibid.*, p. 25.

Many cities continue to charge annual fees for their franchises.

Source: 1985 *Annual Report on Utility and Carrier Regulation* (Washington, D.C.: National Association of Regulatory Utility Commissioners, 1987), p. 184.

a legal background; forty-five (or 23 percent) were women. *NARUC Bulletin* Nos. 20-1987 (May 18, 1987), 22-1987 (June 1, 1987), and 24-1987 (June 15, 1987).

<sup>24</sup>William T. Gormley, Jr., *The Politics of Public Utility Regulation* (Pittsburgh: University of Pittsburgh Press, 1983), p. 189.

<sup>25</sup>Alfred C. Aman, Jr., *Energy and Natural Resources Law: The Regulatory Dialogue* (New York: Matthew Bender & Co., 1983), p. 3-23.

<sup>26</sup>In many states the commissions can obtain assistance from the state attorney general and his or her staff, as well as employ experts in utility regulatory matters when needed or request assistance from federal commissions. But such part-time assistance hinders the development of a comprehensive program.

<sup>27</sup>*State Utility Commissions* (Committee Print, Subcommittee on Intergovernmental Relations, Committee on Government Operations, Senate, 90th Cong., 1st sess.) (Washington, D.C.: U.S. Government Printing Office, 1967). To illustrate: About half of the state commissions had two or fewer attorneys; three or fewer engineers; three or fewer accountants; and two or fewer rate analysts. Four state commissions had no engineers; six had no rate analysts; seven had no accountants; eight had no full-time attorneys; and 26 had no security analysts. Only five state commissions had economists on their staffs." *Ibid.*

<sup>28</sup>All data for the late 1960s are from Charles F. Phillips, Jr., *The Economics of Regulation: Theory and Practice in the Transportation and Public Utility Industries* (rev. ed.; Homewood, Ill.: Richard D. Irwin, Inc., 1969), pp. 96-100.

<sup>29</sup>See Anthony F. Campagna et al., *Commission Personnel Policy Assessment — 1981* (Columbus, Ohio: National Regulatory Research Institute, 1981). Still larger staffs are probably required. See Gormley, *The Politics of Public Utility Regulation*, *op. cit.*, pp. 191-92.

<sup>30</sup>See *The NARUC Was There: A History of the NARUC* (Washington, D.C.: National Association of Regulatory Utility Commissioners, 1978). Note: the NARUC's original name was National Association of Railroad and Utilities Commissioners.

<sup>31</sup>Table 4-2 overstates the annual expenditures related to public utility regulation, since the figures represent total agency expenditures. Some agencies (see Table 4-1) have jurisdiction over other industries. For purposes of making a general comparison, total expenditures of the state agencies in fiscal year 1967 were nearly \$65 million.

<sup>32</sup>David M. Brackman, quoted in 66 *Public Utilities Fortnightly* 981 (1960).

<sup>33</sup>1985 *Annual Report on Utility and Carrier Regulation*, *op. cit.*, pp. 88-89. Summarized Commissioner Stalon, then of the Illinois commission: "... The Commission must regulate more than two utilities per person on the public utility side. Each hearing examiner must carry 40 to 60 cases at a time and the Commission's weekly agenda contains 100-150 items for decision. Hundreds more items are currently decided by division managers. Contested cases, depending on the breadth assigned to the definition, could easily run to 30 per week and, if the procedures of contested cases are accepted for rate cases, it could go three or four per week higher." Charles G. Stalon, "Some Observations on the Problem of Excessive Regulation of Regulators in the Current Climate of Anti-Regulation" (Paper presented at the 1982 Symposium on Regulation, Warrenton, Va., August 20, 1982 (mimeographed), p. 19.

<sup>34</sup>Two federal regulatory commissions across the nation have the same problem: utilities. (1) The Interstate Commerce Commission (ICC) regulates interstate railroads and water carriers. (2) The Federal Communications Commission (FCC) regulates interstate telephone and telegraph services.

(1910; transferred to the Federal Communications Commission in 1934), motor carriers (1935), and water carriers (1940); and (2) the *Federal Maritime Commission*, created in 1961 (succeeding the Federal Maritime Board) to control shipping in domestic and foreign offshore commerce. [The *Civil Aeronautics Board*, created in 1938 with economic control of commercial air transportation, was abolished at the end of 1984. Some of its functions were transferred to the Department of Transportation.] There are other independent federal regulatory agencies, including the *Board of Governors of the Federal Reserve System* (1913), the *Federal Trade Commission* (1914), the *Federal Home Loan Bank Board* (1932), the *Federal Deposit Insurance Corporation* (1933), and the *Postal Rate Commission* (1970). In addition, there are a number of federal agencies, primarily concerned with social regulation, that have an important impact on public utilities, such as the *Equal Employment Opportunity Commission* (1964), the *Environmental Protection Agency* (1970), and the *Occupational Safety and Health Administration* (1973).

<sup>35</sup>Barry M. Mitnick, *The Political Economy of Regulation: Creating, Designing, and Removing Regulatory Forms* (New York: Columbia University Press, 1980), p. 231. The observed lack of quality "is not a matter of venality or corruption or even stupidity; rather, it is a problem of mediocrity." *Study on Federal Regulation*, Vol. 1: *The Regulatory Appointments Process* (Committee Print, Committee on Governmental Affairs, Senate, 95th Cong., 1st sess.) (Washington, D.C.: U.S. Government Printing Office, 1977), p. 10. See, e.g., E. Pendleton Herring, *Federal Commissioners: A Study of Their Careers and Qualifications* (Cambridge: Harvard University Press, 1936); David T. Stanley, Dean E. Mann, and Jameson W. Doig, *Men Who Govern: A Biographical Profile of Federal Political Executives* (Washington, D.C.: The Brookings Institution, 1967); *Federal Regulation and Regulatory Reform* (Committee Print, Subcommittee on Oversight and Investigations, Committee on Interstate and Foreign Commerce, House, 94th Cong., 2d sess.) (Washington, D.C.: U.S. Government Printing Office, 1976). But see Thomas K. McCraw, *Prophets of Regulation* (Cambridge: Belknap Press of Harvard University Press, 1984).

<sup>36</sup>Stanley, Mann, and Doig, *op. cit.*, chap. iv. See also James M. Graham and Victor H. Kramer, *Appointments to the Regulatory Agencies: The Federal Communications Commission and the Federal Trade Commission (1949-1974)* (Committee Print, Committee on Commerce, Senate, 94th Cong., 2d sess.) (Washington, D.C.: U.S. Government Printing Office, 1976), esp. pp. 406-7; *Federal Regulation and Regulatory Reform*, *op. cit.*, esp. p. 452.

<sup>37</sup>Herring, *op. cit.*, p. 98.

<sup>38</sup>Graham and Kramer, *op. cit.*, pp. 413-18. The so-called "revolving door" issue is discussed in Chapter 17.

<sup>39</sup>Wellborn argues that appropriations have not kept pace with rising work loads. David Wellborn, *The Governance of Federal Regulatory Agencies* (Knoxville: University of Tennessee Press, 1977).

<sup>40</sup>Commission on Organization of the Executive Branch of the Government, *Task Force Report on Regulatory Commissions* (Washington, D.C.: U.S. Government Printing Office, 1949), p. 23.

<sup>41</sup>Herring observed the appearance of "a career corps of permanent officials" in the old Interstate Commerce Commission.

load factor is low. The utilization factor is the peak load expressed as a percentage of the

Fixed-Added-Costs and Traditional Types of Electric Rates

-165-

10. THE ...

important being residential, commercial, and industrial, as shown in Table 10-4, they established different rates for each class, partly based upon cost differences.

TABLE 10-4  
Percentage of Electric Customers, Sales, and Revenues by Customer Classes, 1986

Classification	Percentage of Customers	Percentage of Sales	Percentage of Revenues
Residential & Rural .....	88.4	34.8	40.0
Commercial .....	10.8	26.8	29.9
Industrial .....	.5	34.6	26.7
Other .....	.3	3.8	3.4
Total .....	100.0	100.0	100.0

Source: Edison Electric Institute.

**Embedded Cost Considerations.** The variations in the cost of serving different customers can be illustrated by noting three important technical concepts — the load factor, the utilization factor, and the diversity factor.

The *load factor* is the average load expressed as a percentage of the peak load. Electric utilities are primarily concerned with two types of load curves — annual and customer. Thus, if the average load for a year is 12,000 kilowatts and the peak at any moment of time is 18,000, the annual load factor is 66 2/3 percent. Since electricity cannot be stored, and since a utility must provide instantaneous and uninterrupted service, the size of a utility plant is determined by the amount of service taken by its customers at any particular time (peak period). The peak, it should be noted, may occur only for a short period of time once a year. Utilities attempt to keep their load factor as high as possible, for the higher the average output relative to the peak load, the more units over which to spread the fixed costs. Customers, too, have load factors: the average consumption expressed as a percentage of the maximum consumption. A customer whose average load is high relative to his maximum demand is a more desirable customer than one whose load factor is low.

units (3) the load factor is low.

G. Salton, "Some Observations on the Current Climate of Anti-Regulation" (Paper presented at the Regulatory, Warrenton, Va., August 20, 1982 (unpublished)).

\*Two federal regulatory commissions have reported that the load factor of the

428 The Regulation of Public Utilities

One final consideration: In addition to lifeline rates, many other programs have been tried or instituted to aid those unable to pay rising energy bills.<sup>60</sup> Two pilot projects utilizing energy stamps were undertaken in the mid-1970s, in Lehigh Valley, Pennsylvania, and Denver, Colorado, both funded by the Federal Community Services Administration (formerly the Office of Economic Opportunity). Investment tax credits have been available for homeowners and renters for insulation and other energy conservation devices. Utilities across the country have undertaken various optional conservation programs, including free or low-cost energy audits and low or interest-free loans to customers insulating their homes. Since 1980, Congress has provided a winter heating assistance program to provide aid to individuals receiving supplemental security income and block grants to the states.<sup>61</sup> And many electric and gas utilities have instituted company-customer programs (i.e., HeatShare, EnergyShare, and so forth) to provide funds for those needing assistance, with the funds generally being disbursed by local organizations.

**Rate Structures in Practice: Electric Utility Rates<sup>62</sup>**

In its early history, most electricity was sold for lighting uses. Electric utilities charged either flat or uniform rates. Under a flat rate, the customer was charged a fixed amount per month or season, irrespective of the quantities of electricity used. (A variant was the fixture rate, which was a fixed amount per month on the basis of the number of lamps or outlets on the customer's premises.<sup>63</sup>) Under a uniform rate, the customer was charged a fixed amount for each kilowatt-hour of electricity used. The former rate encouraged waste because it ignored differences in consumption, while the latter rate ignored demand costs. As the industry developed, recognition of decreasing costs was made by means of progressive discounts for additional use. A customer's bill, to illustrate, might have been discounted 10 percent if fifty kilowatt-hours were used, whereas the discount might have been 20 percent if 100 kilowatt-hours were consumed.<sup>64</sup> Such discounts, of course, were inequitable and were replaced by the step rate. An example of this rate:

10¢ per Kwh	.....
9¢ per Kwh	.....
8¢ per Kwh	.....
50 Kwh or less per month	.....
50 to 100 Kwh per month	.....
100 to 150 Kwh per month	.....
etc.	.....

An examination of the step rate quickly reveals that it encouraged waste as a user approached a turning point. Thus, forty-eight kilowatt-hours would cost \$4.80, but fifty-one kilowatt-hours would cost only \$4.59.

system capacity. Electric utilities must have some reserve capacity to meet emergencies. The necessary reserve will depend on a number of factors, including the size of the area served and the size of the generators and transformers in use. As desirable as a high utilization factor may be, it also serves as a warning to the utility that its excess reserve capacity is declining.<sup>68</sup>

The *diversity factor* is the ratio of the sum of noncoincident maximum demands of a system's customers to maximum demand on the whole system. If all customers registered their maximum demands at exactly the same time, the diversity factor would equal one. But because of differences in time of use, the sum of the noncoincident maximum demands is greater than the system's load at any moment of time — that is, the diversity factor is greater than one. A high diversity factor is desirable, since an electric utility seeks to achieve full utilization on its plant and equipment.

These factors indicate that the cost of supplying electricity to different customers is a function of many variables. Moreover, these factors are interrelated. As Clemens has pointed out,

... a high diversity factor will compensate for low customer load factors. A customer who used only one kilowatt for one hour a day would be an expensive customer. But twenty-four such customers, each using electricity at a different hour, would give the utility a load factor of 100 percent. Conversely, a good load factor customer contributes little to the diversity factor. He uses his equipment continuously and increases the peak load as much as he increases the average load. In short a utility can achieve a desirable load factor for itself by having customers with good load factors, or by a high diversity factor, but either is achieved at the expense of the other.<sup>67</sup>

For rate-making purposes, electric utilities have historically performed embedded cost-of-service studies. In such studies, it is assumed that an electric utility's total costs are variable. The allocation of these costs among the different classes of customers, however, represents a difficult task since a major portion of total costs are common or joint. The most frequently used division of total costs is a threefold one: (1) demand, capacity, or load costs; (2) energy, output, or volumetric costs; and (3) customer costs.

*Demand costs* vary with a customer's maximum demand. These costs include investment charges and expenses in connection with generating plants, transmission lines, substations and part of the distribution system. Suppose two customers have equal monthly consumptions but different demands. Customer A has a load of ten kilowatts which he operates 200 hours per month, thus consuming 2,000 kilowatt-hours

monthly. Customer B has a load of twenty kilowatts which he operates 100 hours per month, resulting in a monthly use of 2,000 kilowatt-hours or the same as for customer A. The cost of serving B, however, is greater than A's cost, because more equipment is needed to supply the larger load.

*Output costs* vary with the number of kilowatt-hours consumed and are largely composed of fuel and labor expenses. If customer A uses fifty kilowatt-hours per month and customer B uses 500 kilowatt-hours per month, more fuel and labor will be required to produce the electricity demanded by B than by A.

*Customer costs* vary with the number of customers. These costs include a portion of the distribution system, local connection facilities, metering equipment, meter reading, billing, and accounting. Customer costs, moreover, are independent of consumption. Assume the monthly consumption of three customers to be ten, fifty, and 500 kilowatt-hours. Despite the differences in consumption, each customer requires a meter, each meter must be read, and a bill must be sent to each customer.

**Traditional Types of Electric Rates.** The block meter rate or, more precisely, a variation of this type known as the initial charge rate, became the traditional rate schedule for residential and other small users. An example of this rate:

First	12 Kwh per month	.....	\$1.75
Next	36 Kwh per month	.....	3.82¢ per Kwh
Next	42 Kwh per month	.....	3.59¢ per Kwh
Next	420 Kwh per month	.....	2.56¢ per Kwh
Next	990 Kwh per month	.....	2.15¢ per Kwh
Excess of	1,500 Kwh per month	.....	1.94¢ per Kwh
Minimum charge:	\$1.75 per meter per month, exclusive of fuel adjustment.		

Under this rate schedule, customer costs are partially recovered by making a flat charge for the first kilowatt-hour block or by making a minimum charge even though nothing is consumed. The demand cost element is recognized only indirectly, however, since it is assumed that demand costs are recovered in the higher earlier blocks. Moreover, the use of the block rate permits the rates in each succeeding block to be lower since only output costs need to be covered. And, from the utility's point of view, the major advantage of this rate schedule is its simplicity, making it easily understood by customers.

The Wright demand rate became common for commercial customers and at times for industrial loads. This schedule employs the following load factor demand cost schedule:



TABLE 10-5

Illustrative Industrial Power Schedule

**Availability**  
Available in the entire territory of the company for any purpose for single-phase and three-phase loads of 50 kilowatts or more.

**Monthly Rate**

**Demand charge:**  
 First 50 Kw @ \$2.50 gross per Kw of billing demand  
 Next 100 Kw @ \$2.00 gross per Kw of billing demand  
 Additional @ \$1.75 gross per Kw of billing demand

**Voltage discount:**  
 20 cents per kilowatt when the service voltage is 22 kilovolts.

**Power factor charge:**  
 25 cents gross per reactive kilovolt-ampere in excess of 50 per cent of the kilowatt demand. The reactive kilovolt-ampere demand shall be determined in the same way as the kilowatt demand.

**Energy charge:**

First 25,000 Kwh @ 10.0¢ gross per Kwh  
 Additional @ 0.8¢ gross per Kwh

**Fuel cost adjustment:**  
 Increase or decrease of 0.01 cent gross per kilowatt-hour for each change of 0.50 cents per million Btu above or below 15 cents per million Btu for the average cost of fuel on hand and delivered at company's generating stations during the second calendar month preceding the billing date.

**Prompt payment discount:**  
 2 per cent for payment within ten days.

**Determination of Billing Demand**

The billing demand for any month shall be the highest of the following:

1. The kilowatt demand, which shall be the maximum 15-minute kilowatt demand of the on-peak period plus 50 per cent of the excess of the maximum 15-minute kilowatt demand of the off-peak period over the on-peak demand.
2. 50 per cent of the maximum kilowatt demand of the preceding 11 months.
3. 50 kilowatts.

The off-peak period shall be from 10 P.M. until 6 A.M. daily, and from 12 noon Saturday until 6 A.M. Monday.

**Term:** Minimum of one year.

Source: Russell E. Caywood, *Electric Utility Rate Economics* (New York: McGraw-Hill Book Co., Inc., 1956), p. 66. Used by permission of McGraw-Hill Book Company.

432 *The Regulation of Public Utilities*

Under this rate schedule, all customers with the same load factor would pay the same price per kilowatt-hour, regardless of their monthly consumption. As there is no inducement to install additional equipment, the Wright rate is not promotional. Moreover, an examination of the schedule indicates that it contains a hidden demand charge of \$3.00 per kilowatt and a uniform energy charge of three cents per kilowatt-hour. Yet, there is no assurance that the full demand cost will be collected by the utility: when a buyer's monthly consumption is less than 100 kilowatt-hours, for example, this would be true.

A two-part Hopkinson demand rate came into use for medium- and large-sized commercial and some industrial customers. This schedule has block demand and block energy charges. An example of the Hopkinson rate schedule:

<b>Demand Charge</b>	
First 50 Kw of demand per month .....	\$2.50 per Kw
Next 100 Kw of demand per month .....	\$2.00 per Kw
Over 150 Kw of demand per month .....	\$1.75 per Kw
<b>Energy Charge</b>	
First 100 Kwh per month .....	5.5¢ per Kwh
Next 900 Kwh per month .....	3.0¢ per Kwh
Next 4,000 Kwh per month .....	2.3¢ per Kwh
Over 5,000 Kwh per month .....	2.0¢ per Kwh

There are two frequently used ways of measuring a customer's demand. One is to measure with a meter the average consumption during the maximum fifteen- or thirty-minute interval during any three- or six-month period. The second is to compute the total horsepower rating of a customer's connected equipment.

In actual practice, industrial rate schedules are more complex, as indicated in Table 10-5. There may be a service charge, making a three-part rate. Off-peak service may be offered at a lower rate than is charged for peak service. Utilities may have a uniform rate for each kilowatt of demand instead of block demand rates. Monthly minimums are common. Discounts may be given for payment of bills within a specified number of days, with an additional charge if bills are not paid within the time limit. Other discounts may be given to industrial buyers who own transformers (voltage discount) or who purchase electricity at the supply-line voltage. A special charge customer requires additional voltage regulation (power factor), a special charge may be made. A fuel cost adjustment has long been used to permit adjustment to follow the variations in fuel costs either upward or downward. The

ments) show distinctly the influence of the engineer in the formulation of pricing practices. Because engineers influence the shape of these schedules, only an engineer, indeed, can interpret and apply their technical provisions.<sup>69</sup>

**Discrimination in Practice.** The above typical electric utility rate schedules are highly differentiated and discriminatory. Such discrimination occurred in at least three ways. First, there are many different block sizes and block rates which could have been chosen. In determining these sizes and rates, both cost and demand considerations were taken into account. If a utility tried to recover its total demand and customer costs in the first block, the initial block rate might be so high that it would discourage more consumption. These costs were thus spread throughout succeeding blocks, largely according to differences in elasticities of demand. Explains Wilcox:

Big industrial users have the alternative of generating their own power; their demand, therefore, is highly elastic; their rates are low. Other users lack this alternative; their demand is less elastic; their rates are higher. Household users can use gas rather than electricity for cooking; for this purpose their demand is elastic; the additional kilowatt-hours used in cooking fall in the quantity blocks where rates are low. Household users, on the other hand, are unlikely to substitute gas, kerosene, or candles for electricity in lighting; their demand for this purpose is inelastic; the hours used in lighting fall in the first block where rates are high.<sup>70</sup>

Consequently, both block sizes and block rates were established by the utility companies on the basis of differences in the value of service for each class of customer.

The second way in which discrimination is evident in the above electric utility rate structures is that allocation of demand, output, and customer costs among the different classes of customers is largely arbitrary. Particularly is this true of demand costs, "the treatment of which has made a nightmare of utility cost analysis. For the problem which it presents is that of imputing joint costs to joint products or byproducts and not merely that of distributing those common but nonjoint costs which vary more or less continuously with number of customers or with rates of output."<sup>71</sup>

In his book on electric rates, Caywood discusses three formulas for allocating demand costs among different classes of customers.<sup>72</sup> (1) The "peak responsibility method." Under this formula, the entire demand costs are allocated to those services rendered at the time of the system's peak demand, in proportion to the kilowatt demand at this peak load. Service rendered off-peak would not be apportioned demand costs. (2) The "noncoincident demand method." Here, demand costs are allocated among services in proportion to the maximum demands of the various classes. Regardless of when each class of service is rendered, the same amount of demand cost is charged to each class.

... the assumed cost of that portion of the company's plant capacity which would be needed even if all consumers were taking their power at 100 per cent load factor is apportioned among customers in proportion to their average loads. . . . But the assumed cost of the excess in actual plant capacity over this lower, hypothetical capacity is apportioned "by applying the noncoincident peak method to the difference between maximum loads and average loads."<sup>73</sup>

The three methods lead to quite different results. Assuming three class loads comprising a system load having a peak of 1,000 kilowatts (Figure 10-1), the results are shown in Table 10-6.

For many years, the most frequently used means of allocating demand costs was the second method — the noncoincident demand method. Three steps are involved. An aggregate maximum demand is obtained by adding together the separate maximum demands of all classes of customers. Then, the percentage of this aggregate that is attributable to each class is determined. Finally, demand costs are allocated to each class in accordance with these percentages. The noncoincident demand method, despite its widespread use, is based upon two fallacies and, in fact, is not really a cost analysis at all. As Wilcox succinctly states:

First, it involves circular reasoning. The differences in demand that are used as a guide in allocating costs are not independent of differences in rates, but are themselves determined by these differences. The companies first fix the rates they want to charge. These rates, in turn, affect the quantities demanded. These quantities are then used to govern the distribution of costs. And the costs are presented, finally, to justify the rates. Q.E.D. Second, the method does not make proper allowance for the factor of diversity. The concept of maximum coincident demand for a utility system as a whole is meaningful. The concept of aggregate noncoincident maximum demands of customer classes is not. A company does have to build a plant big enough to meet the peak of coincident demand. It does not have to build one big enough to meet the aggregate of noncoincident demands. For such demands, by definition, occur at different times. If a customer's maximum comes at the same time as the system's maximum, he may properly be charged with more responsibility for the size of the investment that is required. If it comes at any other time, he should be charged with less. But how much more and how much less is open to debate.<sup>74</sup>

Perhaps no formula of apportioning such costs is more arbitrary than the noncoincident demand method.

adjustment.

Minimum charge: \$1.75 per meter per month, exclusive of fuel

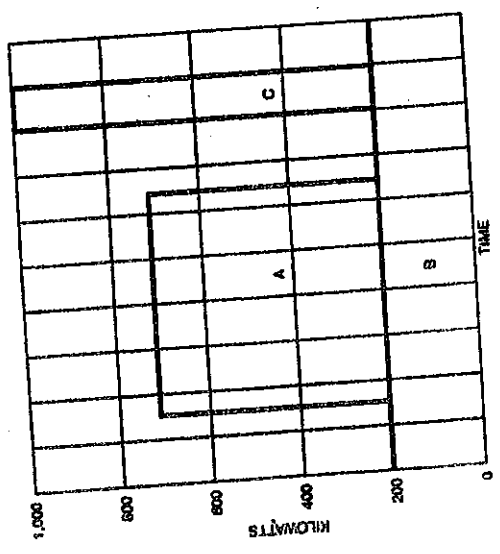
EXCESS OF 1,000 KW. PER MONTH

Assumption: Three classes of loads comprising a system load having a peak of 1,000 kilowatts. (New York: McGraw-Hill)



FIGURE 10-1

Hypothetical Loads



Source: Russell E. Caywood, *Electric Utility Rate Economics* (New York: McGraw-Hill Book Co., Inc., 1956), p. 162. Used by permission of McGraw-Hill Book Company.

TABLE 10-6

Results of Demand Allocation Formulas\*

Load	Maximum Demand	Load Factor	Allocation		
			PR Method	NCD Method	AED Method
A	500 Kw	50%	0 Kw	333 Kw	371 Kw
B	200	100	200	133	200
C	800	10	800	534	429
	1,500 Kw		1,000 Kw	1,000 Kw	1,000 Kw

\* Assumption: Three classes of loads comprising a system load having a peak demand of 1,000 kilowatts. (New York: McGraw-Hill)

change, apportionment on this basis would necessitate frequent changes in the structure of rates. Such changes may have disruptive effects on consumption. But if the system's annual peak were used and if changes were announced in advance and at stated intervals, gradual adjustments in rates could overcome this difficulty. More important is a second often-voiced objection that the utility plant is required for the service of both on-peak and off-peak users and that both, therefore, should make some contribution toward its capital cost.<sup>75</sup> Once again, the question of how much must be raised.<sup>76</sup>

Closely connected is a third way in which discrimination enters into the rate structures: rates within each class do not vary according to time of use. (There are certain exceptions. Rates did vary by time of use for some large industrial customers; in a few instances, they varied for residential water heating; and, in even fewer instances, for residential space heating.) It was previously pointed out that the size of a utility plant and, hence, the total investment in the business, is determined by the quantity of service it must render during periods of peak demand. Just as in the case of apportioning total demand costs among classes, customers within each class who use the service during peak demand periods should contribute a larger percentage toward the class's share of the capital costs than should off-peak users. As there is no attempt to separate those two groups of customers, the rate schedule discriminates against those who use the service in off-peak hours.

Marginal (Incremental) Costs and Recent Trends

A fundamental shift in rate design philosophy began to occur in the late 1960s. Inflation, rising fuel prices, and environmental concerns were the major factors accounting for the shift, with enactment of the Public Utility Regulatory Policies Act (in 1978) and the emergence of surplus capacity (in the 1980s) added factors. Two changes occurred almost immediately. First, automatic fuel adjustment clauses were included in electric tariffs, by 1977, all but six states had adopted such clauses.<sup>77</sup> Second, summer-winter differentials gained widespread acceptance. The following residential (general service) rate schedule is illustrative:

	June to September	October to May
First	12 Kwh per month..\$1.75	\$1.75
Next	36 Kwh per month.. 3.82¢ per Kwh	3.82¢ per Kwh
Next	42 Kwh per month.. 3.59¢ per Kwh	3.59¢ per Kwh
Next	420 Kwh per month.. 2.56¢ per Kwh	3.56¢ per Kwh
Next	990 Kwh per month.. 2.36¢ per Kwh	2.15¢ per Kwh
Excess of 1,500 Kwh per month..	2.36¢ per Kwh	1.94¢ per Kwh
Minimum charge:	\$1.75 per meter per month, exclusive of fuel adjustment.	

Source: Public Utility Reports, 1978, p. 10. Copyright © 1978 by McGraw-Hill. All rights reserved. No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system, or transmitted, in any form or by any means, electronic, mechanical, photocopying, recording, or by any information storage and retrieval system, without the prior written permission of McGraw-Hill.

For summer peaking utilities, the use of a summer-winter differential reflects the higher costs of adding capacity to serve the summer load (peak). Further, as rates continued to rise, blocks were gradually eliminated and inverted summer rates were introduced. Consider the following rate structure, which represents a later refinement of the above structure.

	June to September	October to May
Customer Charge .....	\$5.60 per month	\$5.60 per month
First 800 Kwh per month	6.622¢ per Kwh	6.622¢ per Kwh
Excess of 800 Kwh per month	7.439¢ per Kwh	5.124¢ per Kwh <sup>78</sup>

It is important to emphasize, however, that these rate structures were still based upon an embedded cost-of-service philosophy.

**Incremental Cost Pricing.** The long-run incremental cost (LRIC) concept has gained increased recognition in rate proceedings. This concept, unlike the concept of marginal cost, recognizes that electric utilities add capacity in discrete units and on a continuous basis. The long-run incremental cost concept thus includes the future costs of supplying electricity, as opposed to the traditional philosophy of basing rates on past or embedded costs of serving customers.

With respect to residential rates and based upon its analysis of long-run incremental cost, the Wisconsin commission in 1974 abandoned the traditional declining block rate structure, substituting an essentially flat rate for energy (and a fixed customer charge, which did not recover all customer-related costs) and instituted a summer-winter differential. The commission established the following rate structure, as compared to the structure authorized in a 1970 decision:<sup>79</sup>

Residential (¢g-1)	1970 Rates		New Rates	
			Winter	Summer
Fixed Charge .....	\$ .75		\$1.50	\$1.50
First 100 Kwh per month ..	2.85¢		2.50¢	2.50¢
Next 400 Kwh per month ..	2.03¢		2.20¢	2.20¢
Next 500 Kwh per month ..	2.03¢		2.20¢	2.20¢
Next 500 Kwh per month ..	1.56¢		2.20¢	2.20¢
Over 1,500 Kwh per month ..	1.56¢		1.50¢	2.20¢

In commenting on the new rate structure, Commissioner Cudahy noted:

... the economic evidence (insofar as it points to a definite movement away from "decreasing" costs) offers substantial support to the concept of flat rates as a starting point bearing some presumption of reasonableness. But I am persuaded that each class and subclass of customers must also be analyzed on a cost basis (with particular emphasis on contribution to annual or bi-monthly peak loads).

peaks). For purposes of efficient blocking the essential question is whether additional usage results in lower or higher per kilowatt-hour costs. As a simplistic matter (and this is one of the arguments advanced for declining-block rates), it would appear that spreading additional usage over the same fixed costs would produce lower average costs. An important facet of this concept is illustrated by current utility distress over loss of revenues due to conservation. This line of reasoning seems to be correct in the case of "customer" costs, but beyond that it reflects only short-run considerations and is valid in the long run only if contribution to annual or seasonal (cost-causing) peaks is less than directly proportional to the corresponding increase in usage.

In the case of the summer residential rate we have assumed that increased usage (containing air conditioning) contributes at least proportionately to the annual (temperature-sensitive) peak. We have thus, after recovery of customer costs (in the fixed charge and in the first block), constructed a flat rate. No doubt this approach incorporates only a rough tracking of costs through the rate blocks. But with current metering techniques, these seem to be the best cost approximations which can be achieved...<sup>80</sup>

Finally, the Wisconsin commission recognized that full peak-load pricing

... applied to electric rates must take the form of time-of-day metering. Under such a plan, rates would vary with the time of day in order to reflect the true cost of peak demand. Customers are compelled to pay for the actual cost they are imposing on society and are rewarded for shifting consumption to an off-peak time, thereby improving the utility's load factor. The winter/summer differential does not offer such an alternative. Summer air-conditioning use cannot be postponed until winter.<sup>81</sup>

Since the *Madison Gas and Electric* decision, incremental cost studies have been submitted in countless rate cases, experimental (or demonstration) time-of-day projects have been undertaken by a number of electric utilities, and time-of-day rates have been put into effect for industrial and commercial customers, as well as for some large residential customers (see Table 10-7). Based upon an analysis of 34 state commissions, Weiss concludes:

By early 1980 at least eight states were explicitly using some sort of marginal-cost or incremental-cost concepts in setting rates.

<sup>78</sup> Wisconsin Public Service Commission, *Madison Gas and Electric*, 1974, p. 10. <sup>79</sup> Wisconsin Public Service Commission, *Madison Gas and Electric*, 1974, p. 10. <sup>80</sup> Wisconsin Public Service Commission, *Madison Gas and Electric*, 1974, p. 10. <sup>81</sup> Wisconsin Public Service Commission, *Madison Gas and Electric*, 1974, p. 10.

## 2 The Regulation of Public Utilities

d.), *Non-Technical Impediments to Power Transfers* (Columbus, Ohio: National Regulatory Research Institute, 1987).

97 Pfeffer, *op. cit.*, p. 29. See Oak Ridge National Laboratory, "Analysis of Power Wheeling Services" (A report prepared for the Federal Energy Regulatory Commission, 1984); Pfeffer, Lindsay and Associates, Inc., "A Review of Current Practice and Emerging Issues in the Design of Rates for Transmission Service" (A report prepared for the Edison Electric Institute, 1985); Kelly *et al.*, *op. cit.*, esp. Appendix F.

98 *American Elec. Power Service Corp.*, *et al. v. Federal Energy Regulatory Comm.*, 675 F.2d 1226, 45 PUR4th 364, 366 (D.C. Cir. 1982). "Cogeneration usually refers to the use of heat that would otherwise be wasted after electricity is generated (topping cycle); the term also applies to systems that generate electricity from heat left over from an industrial process, about half as much fuel is used to produce electricity and created in a single process, about half as much fuel is used to produce electricity and heat as would be needed to produce the two separately. While cogeneration is not a new concept, its popularity has declined steadily since the turn of the century as energy from central station power plants became relatively inexpensive. With the rise in utility rates in recent years, however, it became apparent that cogeneration might again become economical on a broad scale." *Ibid.* See also U.S. General Accounting Office, *Industrial Cogeneration — What It Is, How It Works, Its Potential* (Gaithersburg, Md., 1980).

99 "Combined estimates of installed capacity and firm project commitments by independent producers are in the 20,000-megawatt range, while less certain undertakings could substantially increase that total. The amount of independently generated electricity has more than doubled since 1978, and should repeat that performance in the next ten or fifteen years." —PURPA: Sall Hazy After All These Years, 118 *Public Utilities Fortnightly* 33 (July 10, 1986). See, e.g., Howard J. Brown (ed.), *Decentralizing Electricity Production* (New Haven: Yale University Press, 1983).

100 Order No. 69, 45 *Fed. Reg.* 12214 (FERC, 1980). The FERC's Rules were upheld in *American Elec. Power Service Corp.*, *et al. v. American Elec. Power Service Corp.*, 461 *U.S.* 402, 52 PUR4th 329 (1983).

The act also provides for the provision of backup service from utilities at just and reasonable rates [see, e.g., *Re Standby Rates for Electric Utilities*, 81 PUR4th 1 (Fla., 1987)] and for interconnections with utilities under terms and conditions consistent with reliable system operation [see, e.g., *Re Transmission System Operations for Cogeneration and Small Power Production Development*, 64 PUR4th 537 (Cal., 1985)]. The FERC may exempt qualifying facilities from certain state and federal regulations [see, e.g., *Federal Energy Regulatory Comm. v. State of Mississippi*, 456 *U.S.* 742, 47 PUR4th 1 (1982)]. See also Robert D. Stewart, Jr., "The Law of Cogeneration in Oklahoma," 118 *Public Utilities Fortnightly* 22 (November 27, 1986).

101 See, e.g., "Calculating Capacity Costs in Cogeneration Rates," 108 *Public Utilities Fortnightly* 57 (September 24, 1981); *The Appropriateness and Feasibility of Various Methods of Calculating Avoided Costs* (Columbus, Ohio: National Regulatory Research Institute, 1982); *Re Electric Avoided Cost Rates*, 73 PUR4th 133 (Mont., 1986) (discussing nine methods for calculating avoided costs); "Recent Decisions on Avoided Cost Methodologies and Standard Offer Cogeneration and Small Power Production," 118 *Public Utilities Fortnightly* 46 (September 18, 1986); "Cogeneration and Small Power Production: Recent Regulatory Developments," 119 *Public Utilities Fortnightly* 46 (June 25, 1987).

102 *Re Public Utilities Fortnightly*, 119 *Public Utilities Fortnightly* 46 (June 25, 1987).

"Full-Avoided Cost Pricing Under the Public Utility Regulatory Policies Act: Just and Reasonable' to Electric Consumers?," 69 *Cornell Law Review* 1267 (1984). On related issues, see "PURPA Still Hazy After All These Years," *op. cit.*

For representative state decisions, see *Re Cogenerators and Small Power Producers*, 51 PUR4th 369 (Ark., 1983); *Re Cogeneration and Small Power Production*, 51 PUR4th 399 (Wyo., 1983); *Re Rates for Sale and Purchase of Electricity Between Electric Utilities and Qualifying Facilities*, 64 PUR4th 369 (N.C., 1985); *Re Cogeneration and Small Power Production*, 83 PUR4th 19 (Utah, 1987).

103 *Greensboro Lumber Co. v. Georgia Power Co.*, 543 F. Supp. 1245 (N.D. Ga. 1986).

104 *Resolution*, E-3017 (Cal., 1987).

105 Kenneth W. Costello, O. Douglas Fulp, and Calvin S. Monson, "Incentive and Economic Development Rates as a Marketing Strategy for Electric Utilities," 117 *Public Utilities Fortnightly* 27, 28 (May 15, 1986). See also Louis R. Jahn and Mark S. Bernid, "A Cost-of-Service Basis for Utility Marketing Programs," 116 *Public Utilities Fortnightly* 42 (September 19, 1985).

106 *Re Narragansett Elec. Co.*, 57 PUR4th 540, 541 (Mich., 1984).

107 *Re Detroit Edison Co.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

108 *Re Pub. Service Co. of N.H.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

109 *Re Narragansett Elec. Co.*, 57 PUR4th 540, 541 (Mich., 1984).

110 *Re Detroit Edison Co.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

111 *Re Pub. Service Co. of N.H.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

112 *Re Narragansett Elec. Co.*, 57 PUR4th 540, 541 (Mich., 1984).

113 *Re Detroit Edison Co.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

114 *Re Pub. Service Co. of N.H.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

115 *Re Narragansett Elec. Co.*, 57 PUR4th 540, 541 (Mich., 1984).

116 *Re Detroit Edison Co.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

117 *Re Narragansett Elec. Co.*, 57 PUR4th 540, 541 (Mich., 1984).

118 *Re Detroit Edison Co.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

119 *Re Pub. Service Co. of N.H.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

120 *Re Narragansett Elec. Co.*, 57 PUR4th 540, 541 (Mich., 1984).

121 *Re Detroit Edison Co.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

122 *Re Pub. Service Co. of N.H.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

123 *Re Narragansett Elec. Co.*, 57 PUR4th 540, 541 (Mich., 1984).

124 *Re Detroit Edison Co.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

125 *Re Pub. Service Co. of N.H.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

126 *Re Narragansett Elec. Co.*, 57 PUR4th 540, 541 (Mich., 1984).

127 *Re Detroit Edison Co.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

128 *Re Pub. Service Co. of N.H.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

129 *Re Narragansett Elec. Co.*, 57 PUR4th 540, 541 (Mich., 1984).

130 *Re Detroit Edison Co.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

131 *Re Pub. Service Co. of N.H.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

132 *Re Narragansett Elec. Co.*, 57 PUR4th 540, 541 (Mich., 1984).

133 *Re Detroit Edison Co.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

134 *Re Pub. Service Co. of N.H.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

135 *Re Narragansett Elec. Co.*, 57 PUR4th 540, 541 (Mich., 1984).

136 *Re Detroit Edison Co.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

137 *Re Pub. Service Co. of N.H.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

138 *Re Narragansett Elec. Co.*, 57 PUR4th 540, 541 (Mich., 1984).

139 *Re Detroit Edison Co.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

140 *Re Pub. Service Co. of N.H.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

141 *Re Narragansett Elec. Co.*, 57 PUR4th 540, 541 (Mich., 1984).

142 *Re Detroit Edison Co.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

143 *Re Pub. Service Co. of N.H.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

144 *Re Narragansett Elec. Co.*, 57 PUR4th 540, 541 (Mich., 1984).

145 *Re Detroit Edison Co.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

146 *Re Pub. Service Co. of N.H.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

147 *Re Narragansett Elec. Co.*, 57 PUR4th 540, 541 (Mich., 1984).

148 *Re Detroit Edison Co.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

149 *Re Pub. Service Co. of N.H.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

150 *Re Narragansett Elec. Co.*, 57 PUR4th 540, 541 (Mich., 1984).

151 *Re Detroit Edison Co.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

152 *Re Pub. Service Co. of N.H.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

153 *Re Narragansett Elec. Co.*, 57 PUR4th 540, 541 (Mich., 1984).

154 *Re Detroit Edison Co.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

155 *Re Pub. Service Co. of N.H.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

TABLE 10-7  
Experimental Time-of-day Residential Rate Structure

	June to September	October to May
Customer Charge .....	\$11.00 per month	\$11.00 per month
Demand Charge	\$ 3.28 per Kw	\$ 2.68 per Kw
Onpeak Kw of demand ...	4.429¢ per Kwh	3.691¢ per Kwh
Energy Charge	2.760¢ per Kwh	2.760¢ per Kwh
Onpeak per Kwh .....		
Offpeak per Kwh .....		

Demand Charge: The highest average kilowatt load measured in any 30-minute interval during the onpeak hours of the current month.

Onpeak Hours: 10 A.M. to 10 P.M., EDT (9 A.M. to 9 P.M., EST), Mondays through Fridays.

Source: Virginia Electric and Power Company (1980).

states have time-of-day rates for industrial customers, and Arkansas, Michigan, Ohio, Oregon, Pennsylvania, Texas, and Wisconsin base industrial-demand charges on demand at system peak rather than customer peak. Seventeen states have some residential time-of-day rates but most of these were experimental or optional. Some of the experiments have used sophisticated statistical techniques. The findings to date are that consumers do respond to seasonal and time-of-day rate differences, but it still is not clear that the gains are worth the cost of more elaborate metering required.<sup>82</sup>

PURPA and Further Rate Reform. In 1978, Congress enacted the Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA), as part of the national energy plan. That act required the state commissions to consider, and to implement or adopt if appropriate, six ratemaking standards<sup>84</sup> and five regulatory standards for electric utilities to further three statutory purposes: end-use conservation, utility efficiency, and equitable rates. The ratemaking standards, contained in Section III, in summary form, are:

- Declining block rates — the energy component of a rate for any class of service may not decrease as consumption increases unless the utility demonstrates that those energy costs in fact decrease as consumption increases.
- Time-of-day rates — the rates for each class of service shall be on a time-of-day basis which reflects the cost of providing service at different times of day unless such rates are not cost effective for that class.
- Seasonal rates — rates charged for the provision of service to each class of customer shall be on a seasonal basis which reflects the costs of providing such service to each class of consumer at different seasons to the extent that costs vary seasonally for the utility.
- Interruptible rates — each utility shall offer industrial and commercial customers interruptible rates which reflect the cost of providing such service.
- Load management techniques — each utility shall offer to its customers load management techniques where (a) practicable and cost effective, (b) reliable, and (c) useful to the utility for energy or capacity management.

The act provided that the state commissions should consider and implement these ratemaking standards, if appropriate, within three years (i.e., by November, 1981). The Department of Energy was given authority to intervene in any state proceeding related to rate design and to appeal the resulting decision in the courts. Various technical (e.g., load management techniques, methods for determining cost of service) and financial assistance was provided to state commissions. Finally, funding was authorized for two programs established by the Energy Conservation and Production Act of 1976: grants to state offices of consumer services to assist consumers in making presentations before state commissions and grants to fund development of innovative rate structures.

A full assessment of these aspects of PURPA will take some time, although most of the state commissions have already adopted and/or implemented one or more of the standards.<sup>86</sup>

**Competition and Surplus Capacity:** Some Unresolved Issues. There are three additional pricing issues that remain unresolved, yet are of significance as competition and surplus capacity evolve in the industry. First, there are "wheeling" rates; rates for transmission lines of one or more utilities and/or power to a buyer over the transmission lines of economy energy,<sup>88</sup> but also government entities.<sup>87</sup> The demand for transmission services has grown in recent years, due in part to expanded sales of economy energy, and to the growth due to the development of surplus capacity (e.g., large wholesale and retail customers desire to "shop around" for low-priced power) and to the growth of cogeneration and small power production (discussed in the next section) which could remove a major

impediment to increased competition in bulk power markets and, possibly, enhance generation deregulation.<sup>88</sup> But too often, they contend, wheeling is not economically feasible because of high wheeling rates.<sup>89</sup> While there are a variety of wheeling rate schedules,

... the most common is a "postage stamp rate" under which a customer is charged a fixed rate per unit of service; e.g., miles per kilowatt-hour for nonfirm wheeling or dollars per kilowatt for firm wheeling. In approving rates for firm power wheeling, the FERC has employed an (embedded) "rolled-in" costing methodology; i.e., all transmission-related costs are aggregated and uniformly allocated to firm transmission customers based on their respective demand. The commission has also approved numerous transmission rate schedules utilizing the costs of specific transmission facilities where it can be argued that those facilities are the principal ones employed in providing the service.<sup>91</sup>

Second, there is the problem of the "full avoided cost rule." Title II of the Public Utility Regulatory Policies Act encouraged both cogeneration and small power production. The former "is the combined production of electrical power and useful thermal energy, such as heat or steam."<sup>92</sup> The latter are those producers which use biomass, waste, geothermal resources, or renewable resources (such as wind, solar energy, and water) to produce electric power and whose power production capacity is no greater than eighty megawatts.<sup>93</sup> Plans meeting PURPA requirements are termed "qualifying facilities" (QFs). Their encouragement has come from a requirement in the act (Section 210) that electric utilities purchase power produced from such facilities at their full avoided costs, defined by the FERC as "the incremental costs to an electric utility of electric energy, or capacity, or both which, but for the purchase from the qualifying facility or qualifying facilities, such a utility would generate itself or purchase from another source."<sup>94</sup>

To date, the states have not adopted a uniform calculation of avoided costs.<sup>95</sup> Moreover, the issue has become even more complex with the emergence of surplus capacity. A district court, for example, has ruled that PURPA does not require electric utilities to purchase power from QFs at a higher than market price.<sup>96</sup> And one state commission has approved "anticongestion" rate contracts.<sup>97</sup>

Third, there are special discount rates: rates that have been proposed and adopted (often on an experimental basis) that are commonly known as "incentive" or "economic development" rates. Such rates "are designed both to promote increased sales to existing industrial customers and to attract new firms to a utility's service territory" and "are advanced as a means for lowering the short-run marginal costs of long-run incremental costs."<sup>98</sup>

offered to only one class of customers), although they are based upon short-run marginal or long-run incremental costs. Three state commission decisions are typical:

1. In approving a discounted industrial rate (on a two-year experimental basis), the Rhode Island commission noted that the company's marginal costs were below its average embedded costs. While the proposed rate was discriminatory, it was in the "interest of the public," since its purpose was "to stimulate the local economy and provide new jobs" for the state, by being "attractive to growing New England companies who currently consider Rhode Island to be invisible."<sup>99</sup>

2. In approving a proposal for an "economic redevelopment" tariff, the Michigan commission agreed that the proposal resulted "in a form of discrimination." However, the rate was "designed to accomplish a rational purpose which includes encouraging minimum consumption, increasing manufacturing activity, increasing employment, and securing revenues to cover the utility's fixed costs. Furthermore, by increasing such business activity, the economic redevelopment rate will contribute to the eradication of the dismal economic climate in certain portions of the applicant's service territory within the state of Michigan."<sup>100</sup>

3. In approving a "special industrial contract policy," the New Hampshire commission concluded that as long as "an incremental customer pays a price that is above marginal cost, he is sharing the fixed costs with the company's nonincremental customers, thus reducing the responsibility of the nonincremental customer to pay those fixed costs."<sup>101</sup>

#### Notes

<sup>91</sup> Abba P. Lerner, "Conflicting Principles of Public Utility Price Regulation," *Journal of Law and Economics* 61 (1964), 7.

<sup>92</sup> Alfred E. Kahn, *The Economics of Regulation* (New York: John Wiley & Sons, Inc., 1970), Vol. I, p. 64.

<sup>93</sup> The water industry is considered in Chapter 16.

<sup>94</sup> James C. Bonbright, *Principles of Public Utility Rates* (New York: Columbia University Press, 1968), 271.

the Public Utility Regulatory Policies Act of 1978" (Washington, D.C., 1980) and "Second Report on State Commission Progress Under the Public Utility Regulatory Policies Act of 1978" (Washington, D.C., 1982). For an overview, see 1985 *Annual Report on Utility and Carrier Regulation* (Washington, D.C.: National Association of Regulatory Utility Commissioners, 1987), pp. 681-93. For representative state commission decisions regarding the six ratemaking standards, see (1) *Re Potomac Elec. Power Co.*, 36 PUR4th 139 (D.C., 1980); *Re Cost-of-Services Ratemaking Standards*, 44 PUR4th 33 (Tex., 1981); (2) *Re Carolina Power & Light Co.*, 49 PUR4th 188 (N.C., 1982); *Re Potomac Elec. Power Co.*, 62 PUR4th 1 (D.C., 1984); (3) *Re Commonwealth Edison Co.*, 35 PUR4th 49 (Ill., 1980); *Re Virginia Elec. & Power Co.*, 64 PUR4th 636 (W.Va., 1984); (4) *Re Commonwealth Edison Co.*, *op. cit.*, *Re Time-of-day and Seasonal Electric Rates*, 42 PUR4th 494 (Iowa, 1981); (5) *Re Dept. of Pub. Service*, 37 PUR4th 497 (Minn., 1980); *Re Virginia Elec. & Power Co.*, *op. cit.*; (6) *Re Interruptible Rate and Load Management Standards*, 43 PUR4th 163 (Iowa, 1981); *Re Electric Utility Conservation and Load Management*, 55 PUR4th 351 (Pa., 1983).

<sup>87</sup>See John A. Casazza, "Understanding the Transmission Access and Wheeling Problem," 116 *Public Utilities Fortnightly* 35 (October 31, 1985). The FERC has limited authority to mandate wheeling [see e.g., *Southeastern Power Administration v. Kentucky Utilities Co.*, 25 FERC Par. 61,204 (1983)], but it has preempted jurisdiction over all interstate wheeling rates [*Re Florida Power & Light Co.*, 29 FERC Par. 61,140 (1984), and 40 FERC Par. 61,045, 85 PUR4th 1 (1987)]. On state activity, see *Re Electric Transmission Service*, 82 PUR4th 473 (Conn., 1987). The NRC may impose limited wheeling obligations as part of nuclear plant license conditions under the antitrust provisions of the Atomic Energy Act of 1954. [See Federal Energy Regulatory Commission, *Power Pooling in the United States* (Washington, D.C.: U.S. Government Printing Office, 1981), p. 58.] On antitrust issues, see *Other Tail Power Co. v. United States*, 410 U.S. 366, 97 PUR3d 209 (1973) (holding that transmission lines are "essential facilities" under the antitrust laws when they cannot be economically duplicated); *City of Chanute et al. v. Kansas Gas & Elec. Co.*, 564 F. Supp. 1416, 54 PUR4th 162 (D. Kan., 1983).

<sup>88</sup>Economy energy refers to large-scale power transfers, where it is less expensive to purchase than to produce electricity. In 1982 and 1983, for example, both the Power Authority of the State of New York and the New England Power Pool signed long-term contracts with Hydro-Quebec to import up to 111 billion kilowatt-hours and 33 billion kilowatt-hours of electricity, respectively. The New England Power Pool estimated that the contract would save its members \$1 billion over its life when compared with the cost of power from oil-fired generating stations. *The Wall Street Journal*, March 18, 1983, p. 10.

<sup>89</sup>See, e.g., David W. Penn, "A Municipal Perspective on Electric Transmission Access Questions," 117 *Public Utilities Fortnightly* 15 (February 6, 1986). But see, e.g., Jerry L. Pfeiffer, "Policies Governing Transmission Access and Pricing: The Wheeling Debate Revisited," 116 *Public Utilities Fortnightly* 26 (October 31, 1985). Michael J. Rosenfeld, "The Electric Utility Industry's Response to the Public Utility Regulatory Policies Act of 1978," 116 *Public Utilities Fortnightly* 46 (September 18, 1986); "Oligopolization and Small Power Production: Fortnightly 46 (September 18, 1986); "119 Public Utilities Fortnightly 46 (June 25, 1987); "Recent Regulatory Developments," 119 *Public Utilities Fortnightly* 46 (June 25, 1987).

<sup>77</sup>Irwin M. Stelzer, "Rate Structure Reform — A Federal or State Problem?" (New York: National Economic Research Associates, Inc., 1977).

<sup>78</sup>These two illustrative rate schedules are for the Virginia Electric and Power Company, as adopted by the Virginia commission in rate cases decided in 1970 and 1985, respectively.

<sup>79</sup>*Re Madison Gas & Elec. Co.*, *op. cit.*, p. 46.

<sup>80</sup>*Ibid.*, concurring statement by Commissioner Richard D. Cudahy, pp. 52-53.

<sup>81</sup>*Ibid.*, commission decision, p. 36.

<sup>82</sup>Weiss, *op. cit.*, p. 287. See also William G. Shepherd, "Price Structures in Electricity," in Albert L. Danielsen and David R. Kamerschen (eds.), *Current issues in Public-Utility Economics: Essays in Honor of James C. Bombright* (Lexington, Mass.: D. C. Heath & Co., 1983), chap. 9.

<sup>83</sup>See, e.g., Paul L. Joskow, "Public Utility Regulatory Policies Act of 1978: Electric Utility Rate Reform," 19 *Natural Resources Journal* 787 (1979).

<sup>84</sup>The state commissions also were required to consider and adopt, if appropriate, lifeline rates.

<sup>85</sup>The regulatory standards, contained in Section 113, are (1) Master metering — master metering of new buildings shall be prohibited or restricted to the extent necessary to meet the objectives of the rate reform provisions. (2) Automatic adjustment clauses — no utility may increase any rate under an automatic adjustment clause unless the clause is reviewed (a) at least once every four years to ensure that it provides incentives for efficient use of resources and (b) at least once every two years to ensure maximum economies in operations and purchases that impact utility rates. (3) Information to consumers — a utility shall provide the following types of rate information to consumers: (a) an explanation of the existing rate schedule, (b) an explanation of any new rate schedule applied for or proposed, (c) at least once a year, a summary of existing rate schedules for each class of customer having a separate rate, and (d) on request, a statement of consumption for each billing period for the prior year. (4) Advertising — a utility may not recover from ratepayers the costs of promotional or political advertising. (5) Termination of service — service shall not be terminated except pursuant to certain enumerated procedures; specifically, reasonable prior notice, including notice of rights and remedies, and reasonable provisions for (a) elderly and handicapped consumers and (b) consumers who have established inability to pay, where termination would be especially dangerous to health. Standards (4) and (5) apply to both electric and gas utilities. The state commissions were to consider and to adopt these standards, if appropriate, by November 1980. See Economic Regulatory Administration, U.S. Department of Energy, *Annual Report to Congress, May 1980* (Washington, D.C.: U.S. Government Printing Office, 1980), Vols. 1 and 2. For representative state commissions decisions regarding the five standards, see (1) *Re Investigation of Master Metering*, 37 PUR4th 110 (S.D., 1980); *Re Master Metering Standards*, 37 PUR4th 119 (Idaho, 1980); (2) *Re Energy Cost Adjustment Clauses*, 41 PUR4th 81 (Cal., 1980); *Re Uniform Fuel Adjustment Clauses*, 45 PUR4th 1 (Ill., 1981); (3) *Re Public Utility Regulatory Policies Act Standards*, 46 PUR4th 39 (Alaska, 1982); *Re Public Utility Regulatory Policies Act*, Case Nos. U-6490, U-3455 (Mich., 1986); (4) *Re Potomac Elec. Power Co.*, 36 PUR4th 139 (D.C., 1980). *Re Rule Making Relating to Advertising Expenses*, 39 PUR4th 295 (N.C., 1980). (5) *Re Termination of Service Standards*, 35 PUR4th 144 (Wash., 1980).

Approved for publication by the National Association of Public Utilities Editors.



(ed.), *Non-Technical Impediments to Power Transfers* (Columbus, Ohio: National Regulatory Research Institute, 1987).

<sup>91</sup>Pfeffer, *op. cit.*, p. 29. See Oak Ridge National Laboratory, "Analysis of Power Wheeling Services" (A report prepared for the Federal Energy Regulatory Commission, 1984); Pfeffer, Lindsay and Associates, Inc., "A Review of Current Practice and Emerging Issues in the Design of Rates for Transmission Service" (A report prepared for the Edison Electric Institute, 1985); Kelly et al., *op. cit.*, esp. Appendix F.

<sup>92</sup>*American Elec. Power Service Corp. v. Federal Energy Regulatory Comm.*, 675 F. 2d 1226, 45 PUR4th 364, 366 (D.C. Cir. 1982). "Cogeneration usually refers to the use of heat that would otherwise be wasted after electricity is generated (topping cycle); the term also applies to systems that generate electricity from heat left over from an industrial process ('bottoming cycle'). Because both heat and electricity are created in a single process, about half as much fuel is used to produce electricity and heat as would be needed to produce the two separately. While cogeneration is not a new concept, its popularity had declined steadily since the turn of the century as energy from central station power plants became relatively inexpensive. With the rise in utility rates in recent years, however, it became apparent that cogeneration might again become economical on a broad scale." *Ibid.* See also U.S. General Accounting Office, *Industrial Cogeneration — What It Is, How It Works, Its Potential* (Gaithersburg, Md., 1980).

<sup>93</sup>Combined estimates of installed capacity and firm project commitments by independent producers are in the 20,000-megawatt range, while less certain undertakings could substantially increase that total. The amount of independently generated electricity has more than doubled since 1978, and should repeat that performance in the next ten or fifteen years." "PURPA: Still Hazy After All These Years," 118 *Public Utilities Fortnightly* 33 (July 10, 1986). See, e.g., Howard J. Brown (ed.), *Decentralizing Electricity Production* (New Haven: Yale University Press, 1983).

<sup>94</sup>Order No. 69, 45 *Fed. Reg.* 12214 (FERC, 1980). The FERC's Rules were upheld in *American Elec. Power Service Corp., et al. v. American Elec. Power Service Corp.*, 461 U.S. 402, 52 PUR4th 329 (1983).

The act also provides for the provision of backup service from utilities at just and reasonable rates [see, e.g., *Re Standby Rates for Electric Utilities*, 81 PUR4th 1 (Fla., 1987)] and for interconnections with utilities under terms and conditions consistent with reliable system operation [see, e.g., *Re Transmission System Operations for Cogeneration and Small Power Production Development*, 64 PUR4th 537 (Cal., 1985)]. The FERC may exempt qualifying facilities from certain state and federal regulations [see, e.g., *Federal Energy Regulatory Comm. v. State of Mississippi*, 456 U.S. 742, 47 PUR4th 1 (1982)]. See also Robert D. Stewart, Jr., "The Law of Cogeneration in Oklahoma," 118 *Public Utilities Fortnightly* 22 (November 27, 1986).

<sup>95</sup>See, e.g., "Calculating Capacity Costs in Cogeneration Rates," 108 *Public Utilities Fortnightly* 57 (September 24, 1981); *The Appropriateness and Feasibility of Various Methods of Calculating Avoided Costs* (Columbus, Ohio: National Regulatory Research Institute, 1982); *Re Electric Avoided Cost Rates*, 73 PUR4th 138 (Mont., 1986) (discussing nine methods for calculating avoided costs); "Recent Decisions on Avoided Cost Methodologies and Standard Offer Cogeneration Contracts," 118 *Public Utilities Fortnightly* 46 (September 18, 1986); "Cogeneration and Small Power Production: Recent Regulatory Developments," 119 *Public Utilities Fortnightly* 46 (June 25, 1987); *Methe S. Parravano*, "Avoided Cost Payments to Qualifying Facilities: Debate Goes On," 119 *Public Utilities Fortnightly* 34 (June 25, 1987). See also *State v. Methe S. Parravano*, 1987 WL 3223 (N.D. Cal., 1987).

<sup>96</sup>This may be either to cover the full costs imposed by existing or to gather a larger portion of the profits available because of the cost differences between buyer and seller. *Re New York*, 81 PUR4th 135 (N.Y., 1987). See also *State v. Methe S. Parravano*, 1987 WL 3223 (N.D. Cal., 1987).

<sup>97</sup>Debate Revisited," 119 *Public Utilities Fortnightly* 30 (August 21, 1986). See also Rosenzweig and Joshua Bar-Lev, "Transmission Access and Pricing: Some Other Approaches," 118 *Public Utilities Fortnightly* 30 (August 21, 1986).

"Full-Avoided Cost Pricing Under the Public Utility Regulatory Act." On related issues, see "PURPA Still Hazy After All These Years," *op. cit.*

For representative state decisions, see *Re Cogenerators and Small Power Producers*, 51 PUR4th 369 (Ark., 1983); *Re Cogeneration and Small Power Production*, 51 PUR4th 399 (Wyo., 1983); *Re Rates for Sale and Purchase of Electricity Between Electric Utilities and Qualifying Facilities*, 64 PUR4th 369 (N.C., 1985); *Re Cogeneration and Small Power Production*, 83 PUR4th 19 (Utah, 1987).

<sup>98</sup>*Greensboro Lumber Co. v. Georgia Power Co.*, 643 F. Supp. 1245 (N.D. Cal., 1986).

<sup>99</sup>*Resolutions*, E-3017 (Cal., 1987).

<sup>100</sup>Kenneth W. Costello, O. Douglas Fuip, and Calvin S. Monson, "Incentive and Economic Development Rates as a Marketing Strategy for Electric Utilities," 117 *Public Utilities Fortnightly* 27, 28 (May 15, 1986). See also Louis R. Jahn and Mark S. Berndt, "A Cost-of-Service Basis for Utility Marketing Programs," 116 *Public Utilities Fortnightly* 42 (September 19, 1985).

<sup>101</sup>*Re Narragansett Elec. Co.*, 57 PUR4th 540, 541 (Mich., 1984).

<sup>102</sup>*Re Detroit Edison Co.*, 57 PUR4th 563, 587 (N.H., 1984). See also *Re*

<sup>103</sup>*Re Pub. Service Co. of N.H.*, 57 PUR4th 120 (Ind., 1986).

*Hoosier Energy Rural Elec. Cooperative, Inc.*, 78 PUR4th 120 (Ind., 1986).

ment Classes, 41 PUR4th 81 (Cal., 1980); *re Oregon*, 46 PUR4th 1 (Ill., 1981); (3) *Re Public Utility Regulatory Policies Act Standards*, 46 PUR4th 39 (Alaska, 1982); *Re Public Utility Regulatory Policies Act*, Case Nos. U-6490, U-8455 (Mich., 1986); (4) *Re Potomac Elec. Power Co.*, 36 PUR4th 139 (D.C., 1980); *Re Rule Making Relating to Advertising Expenditures*, 39 PUR4th 295 (N.C., 1980); (5) *Re Termination of Services Standard*, 83 PUR4th 444 (Mich., 1987).

See Annual Report to Congress, May 1980, *op. cit.*; two reports by the National Association of Regulatory Utility Commissioners, "State Commission Progress Under

# 2. אנגליה

חברת החשמל לישראל בע"מ  
אגף כספים וכלכלה  
לשכת מנהל האגף

## הפרטת מערכת החשמל באנגליה.

הפרטת מערכת החשמל האנגלית היא הגדולה שנעשתה בעולם - בהיקף של כ-20 מיליארד \$. שלבי ההפרטה ארכו כשנתיים והיא משקפת את גישת הממשל - שהתחרות תביא לייעילות במערכת.

### 1. מבנה מערכת החשמל באנגליה לפני ההפרטה.

מערכת החשמל האנגלית הייתה בבעלות ממשלתית מלאה (ראה נספח מט' א') כשבראש המערכת עומדת "המועצה המרכזית לייצור חשמל" - שערך נכסיה נאמד בכ-40 מיליארד שטרלינג. המועצה המרכזית אחראית על ייצור החשמל בכל אנגליה (פרט לסקוטלנד) בכל תחנות הכוח מוטריות ופחמיות, גרעיניות ו"ג והידרואלקטריות. כמו כן באחריותה מערכת המסירה במחצ עליון בכל רחבי המדינה.

על החלוקה אחראיות 12 מועצות אזוריות שכל אחת אחראית על קוי המתח הגבוה והנמוך באזוריה ועל המגע עם הצרכן הסופי. 2 מועצות אזוריות סקוטיות אחראיות גם על הייצור והמסירה כתחומן ולכן מתוכנן להפריטן בנפרד.

### נתונים כלליים

- מט' התושבים - כ-50 מליון נפש (אנגליה + וולס) מתוך 56 בכל בריטניה.
- מט' תחנות כוח - 78 תחנות שונות (פחמיות, מזוטיות, גרעיניות, ט"ג וכו').
- יכולת מותקנת - 58,700 MW
- צריכה שנחית כוללת - 250 מיליארד קוט"ש
- 70% מהתחנות - גילן מעל 15 שנה

התפלגות הצריכה:	
40.1 %	- תעשייה
32.2 %	- בייתי
24.6 %	- מסחרי
1.0 %	- תחבורה
1.3 %	- צבאי
0.8 %	- חקלאות



2. שלבי ההפרטה

בשלב ראשון, בסוף 1990 הפכו 12 המועצות האזוריות לחלוקת השמל לחברות עצמאיות ונפרדות. מניותיהן של החברות הנ"ל הוצעו למכירה לציבור הרחב למשקיעים מוסדים וגם בחו"ל. עם מכירתן בדצמבר 90 גויסו 5.2 מיליארד שטרלינג מ-5.7 מיליון רוכשי מניות.

הפרטת מערכת הייצור והמסירה היתה מורכבת יותר: באפריל 1989 פוצלה "המועצה המרכזית לייצור השמל" (CEGB) ל-3 חטיבות נפרדות כהכנה להפרטה הצפויה.

2. חטיבות ייצור כשהגדולה - NATIONAL POWER אחראית על כ-70% מתחנות הכוח במדינה, עם יכולת מותקנת של כ-39,700 MW והשניה POWERGEN - האחראית על כ-30% מהתחנות, עם יכולת מותקנת של כ-18,700 MW. החטיבה השלישית האחראית על רשת המסירה הארצית במתח העליון - NATIONAL GRID (חברת הרשת).

למרות שמבחינה כספית פעלו 3 החטיבות בשנת הכספים 1989 תחת "המועצה המרכזית", היו למעשה חברות נפרדות עם יחסי מסחר ותחרות ביניהן, תקציבים נפרדים והתקשרויות נפרדות עם ספקים.

הוחלט שחברת רשת המסירה NATIONAL GRID לא תימכר לציבור במישרין, מניותיה יהיו בידו חברת אחזקות כשחברת האחזקות היא בבעלות משותפת של 12 החברות האזוריות לחלוקה. בעזרת מכנה זה, קטנה התלות של חברת הרשת בבעלי החברה.

במרץ 1991 הוצעו למכירה 60% ממניותיהן של 2 חברות הייצור החדשות - NATIONAL POWER ו-POWERGEN, כאשר הממשלה ממשיכה להחזיק 40% מהמניות, אותן היא מתכננת למכור ב-1992 לאחר התייצבותן של החברות בשוק החדש.

ב-1992 מתוכננת להמכר גם החברה הסקוטית (ערכה כ-5.19 מיליארד \$). תחנות הכוח הגרעיניות לא הוצעו למכירה בגלל חוסר האטרקטיביות שלהן והן תשארנה בבעלות הממשלה.

המבנה החדש לאתר ההפרטה (באנגליה ובולס).

א. מערכת הייצור - ראהנספח ג'

1. חברת הייצור הגדולה NATIONAL POWER שבבעלותה 70% מתחנות הכוח במדינה (ללא תחנות גרעיניות וללא סקוטלנד).
2. חברת הייצור POWERGEN - בבעלותה 30% כנ"ל.
3. החברה הסקוטית.
4. תחנות כוח גרעיניות - נשארות בבעלות הממשלה.
5. יצרנים פרטיים.
6. יבוא מצרפת (E.D.F.) כ-2000 MW (באמצעות כבל תת ימי).

ב. מערכת החלוקה - ראהנספח ד'

12 חברות אזוריות לחלוקה שאחראיות על חלוקת השמל בתחומן ועל ההתקשרויות עם הצרכנים.

לכל חברה מותר לעסוק גם בייצור עד 15% מהצריכה שבאזוריה ועקב כך החלו מגעים בין חברות חלוקה שונות למשקיעים להקמת תחנות כוח מקומיות חדשות בעיקר ט"ג. כיום כל חברת חלוקה מוגבלת לחלוקה בתחומה והכרונג לאפשר בעתיד תחרות בין החברות.

2. מערכת המסירה

מערכת המסירה שהיתה חלק מחברת ECGB הממשלתית הועברה לבעלות 12 חברות החלוקה האזוריות באמצעות "חברת אחזקות". מערכת המסירה מתפקדת כחברה עצמאית האחראית על ויסות רכישות החשמל מהיצרנים השונים, קביעת מחירים ומכירתו לחברות החלוקה. היא גם עוסקת בתחזוקת רשת במתח עליון.

תעריפים

ברשיון ל-12 חברות החלוקה האזוריות נקבעה רמת מחירים ממוצעת ושיטת הישוב תעריפים עתידיים. החברות אינן רשאיות להפלות בין צרכנים באותו סקטור ודפי החיבור והחלוקה נקבעים על בסיס העלויות והחזר סביר על ההון.

רכישת החשמל הסיטונאית מתבצעת באמצעות "פול" שבו היצרנים מציעים את תפוקתם לרשת המסירה הארצית. ב"פול" נקבע מחיר ספוט כל 1/2 שעה בשיטת המכרז. כדי להגן על עצמן משינויי המחירים ב"פול" חתמו חלק מחברות החלוקה חוזה אספקה ישירים עם היצרנים.

תכנות חומכות

עם הפרטת תעשיית החשמל באנגליה קבע משרד האנרגיה תקנות לעידוד התחרות. התקנות החדשות מאפשרות לחברות החלוקה לעסוק גם בייצור - שנמנע מהן בעבר, התקנות מתירות לכל חברה רמת ייצור של עד 15% משיא הצריכה שנמדד בעבר באזורה ובעקבות כך רוב החברות הציגו תכניות חדירה לתחום הייצור - בעיקר באמצעות טורבינות גז.

עם ההפרטה הותר לצרכנים גדולים עם ביקוש של מעל 1MW להתקשר ישירות עם היצרנים (במקום עם חברת החלוקה).

החל משנת 1994 יותר גם לצרכנים עם ביקוש של מעל 0.1MW להתקשר ישירות עם היצרן המועדף עליהם ללא תלות בחברת החלוקה.

החל משנת 1998 תהיה זכות זו נחלת הכלל.

תעשיית החשמל לאחר ההפרטה נשאת בפיקוח משרד האנרגיה האנגלי - ע"י משרד לתקנון החשמל "OFFER" (OFFICE OF ELECTRICITY REGULATION) שמטרתו עידוד התחרות והקפדה על הבטיחות ושביעות רצון הלקוח.

השפעות הרפורמה

באופן פרדוקסלי העלויות של 95% מסך אספקת החשמל באנגליה מוכתבות אקסוגנית ע"י הגבלות ממשלתיות, המאלצות את היצרנים לרכוש את הדלק הפחמי והגרעיני מספקים מקומיים ומגבילות בכך את התחרות.

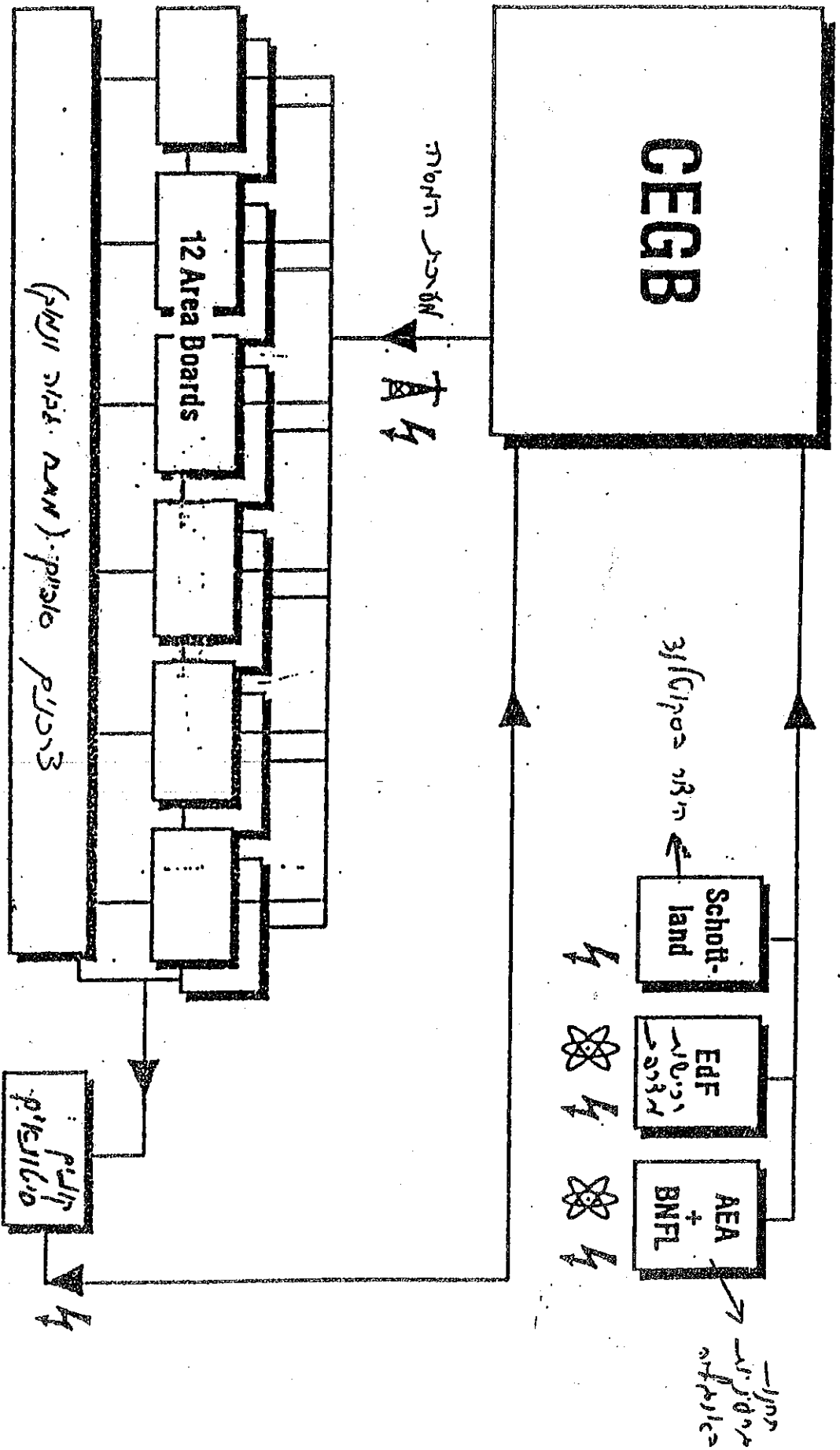
סביר לצפות שהיצרנים המקומיים ישקיעו בציוד ייצור עם פחת מהיר, כך שעד סוף המאה, מערכת הייצור בטורבינות גז תהיה בעלת כושר ייצור של 10,000 MW (פי 3 מהמצב כיום).

בסופו של דבר, השפעת הרפורמה על המחיר היא קטנה ופועלת רק בשוליים. לעומת זאת נפתח פתח לגיוון בתעריפים על פי אופן הצריכה.

אפריורית, הצרכנים הגדולים יכולים לנצל טוב יותר את תנאי התחרות החדשים מאשר צרכנים קטנים והם הנהנים העיקריים מהשינוי.

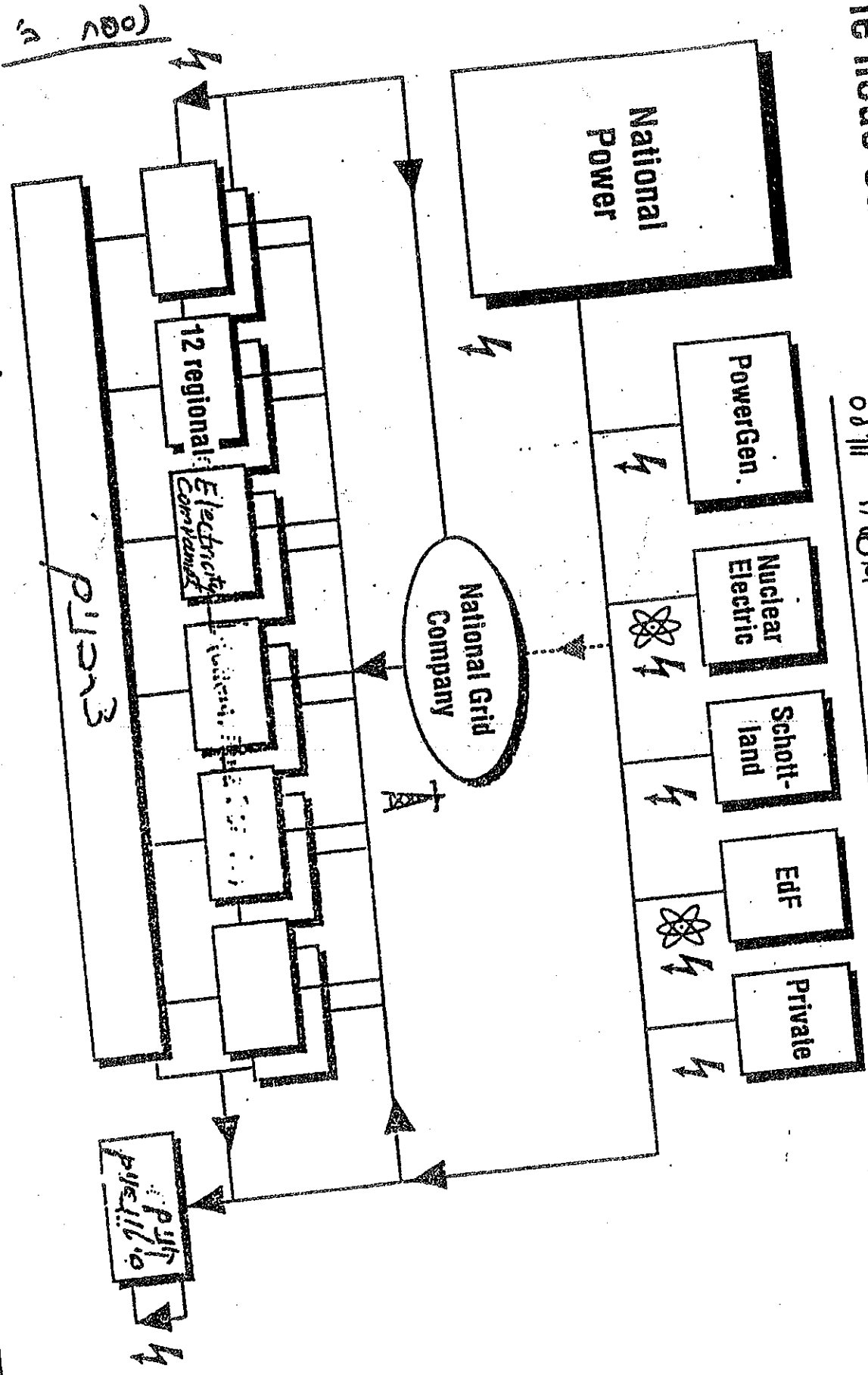
# Die alte Struktur der Elektrizitätswirtschaft in England und Wales

אורגניזאציע פון אלקטריציטעט פארום פאר ענגלאנד און וועלס



1990

Abbildung 2  
Die neue Struktur der Elektrizitätswirtschaft in England und Wales  
09111 070625 2000 08 23/05 2000



PLAN 3

(000)

נספח ג'

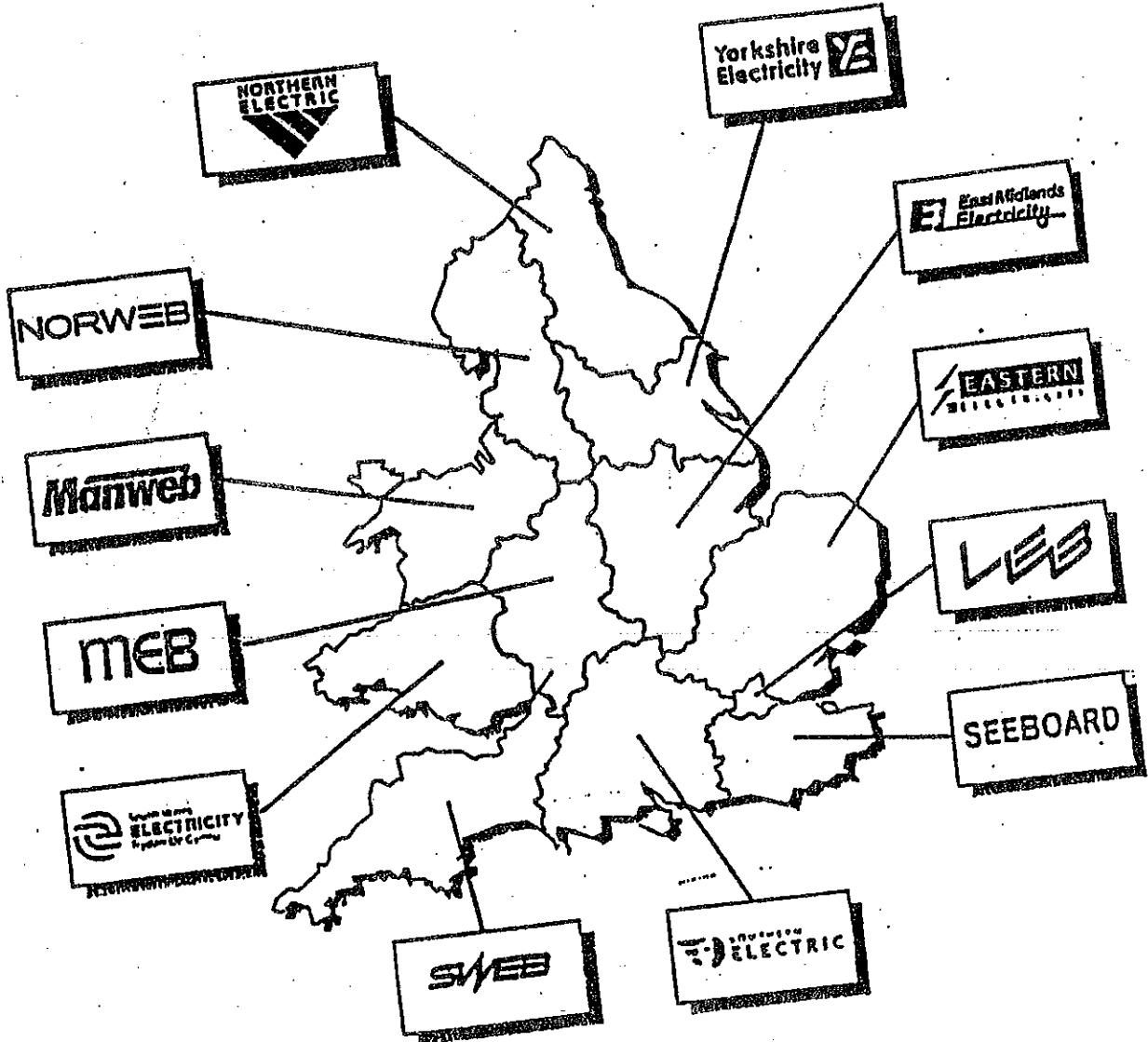
פיצול מערכת הייצור (CEGB) לשעפר 9 (MW)

<u>יבוא</u> <u>מצרפת</u>	<u>גרעיני</u>	<u>NATIONAL POWER</u>	<u>POWER GEN</u>	<u>סוג התחנה</u>
		21,939	13,500	פחמי
		6,039	3,982	מזוט
	482	1,646	1,177	ט"ג
	27	30	53	הידרואלקטרי
<u>2,000</u>	<u>8,303</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	גרעיני
<u>2,000</u>	<u>8,812</u>	<u>29,664</u>	<u>18,712</u>	סה"כ

Geographische Verteilung der Regional Electricity Companies

184

פריסה גאוגרפית של חברות החשמל



### צ ר פ ת . 3

חברת החשמל לישראל בע"מ  
אגף כספים וכלכלה  
לשכת מנהל האגף

#### סקירה על E.D.F.

E.D.F. נמצאת בבעלות ממשלתית מלאה. ערך נכסיה מוערך בכ-98 מיליארד \$ והיא חברת החשמל הגדולה בעולם. הערך המוסף של E.D.F. בשנה תורם 1% מהתמ"ג הצרפתי.

החל מ-1946 הכפילה מערכת ייצור החשמל הצרפתית את עצמה פי 18 ונכון ל-1990 ייצרה 400 מיליארד קוט"ש. לאחר משבר הנפט ב-1973 החלה החברה הצרפתית לפתח תכנית לייצור חשמל מדלק גרעיני ועד תחילת 1989 פעלו בצרפת 54 כורים גרעיניים להפקת חשמל. התכנית אפשרה לצרפת להקטין את ייבוא הדלקים בכ-50%.

היכולת המותקנת של E.D.F. הייתה ב-1990 MW 93,100. מסך כל החשמל שיוצר ב-1990, כ-8% יוצר בתחנות טרמיות קלאסיות, כ-76% בתחנות כוח גרעיניות ו-14% בתחנות הידרואלקטריות. השימוש המתקדם באנרגיה גרעינית, כסטנדרטים גבוהים של יעילות ואמינות עוזר לכך שהמחיר לקוט"ש לצרכן הוא מהנמוכים באירופה.

הבעלות הממשלתית מעניקה ערכות מדינה להתחייבויותיה של החברה והממשלה באמצעות מינוי רוב של 18 חברים במועצת המנהלים מפקחת על המדיניות הכללית של החברה, על הצד הפיננסי, מכנה ההון ורכישותיה. כמו כן יש פיקוח ממשלתי על התעריפים.

E.D.F. מייצרת 96% מסך ייצור החשמל בצרפת ושולטת על 92% מהחלוקה. עודף כושר ייצור מאפשר ייצוא חשמל למדינות שכנות וב-1990 ייצאה 46 מיליארד קוט"ש.

מטרתה של E.D.F. היא לכסות את העלויות ולא למכסם רווחים אך ב-1989 הציגה הפסדים.

תכניות השקעה רחבות היקף בשנות ה-70 ובתחילת ה-80 גרמו לרמת התחייבויות גבוהה ומטרותיה של החברה לטווח הבינוני הן למתן את גובה החובות.

מספר מועטקיה של E.D.F. היה ב-1990 - 119,900 עובדים.

התפלגות הצריכה לפי מגזרים הייתה בשנה זו:

בייתי	-	36.6 %
תעשייתי	-	40 %
מסחרי ואחר	-	23.4 %

# 4. גרמניה

## תעשיות החשמל בגרמניה

### 1. משק החשמל בגרמניה

א. אספקת החשמל מקורה בתחנות כח לייצור השמל (85% מסה"כ הייצור) ובתעשייה (15% מסה"כ הייצור) המיצרת השמל לצרכים עצמיים ומזרימה עודפי החשמל לרשתות המערכת הציבורית ("public supply system").

ב. בגרמניה למעלה מ-900 ספקי השמל (utilities). מרביתם, בשליטת הרשויות המוניציפליות והאזוריות. המאפיין ספקים אלה, שאספקת החשמל הינה לוקאלית, בתחומים מוגדרים. רק 8 ספקי השמל מספקים השמל לרשת הארצית תוך שיתוף פעולה ותאום במערכות החלוקה והמסירה.

ג. תחנות כח והספקים מותקנים (1990)

ספק מותקן MW	מספר תחנות חכב	סה"כ הספק מותקן ב-MW	סה"כ הספק מותקן ב-MW ג' - ז
< 100	1,089	8,119	9.1
100-200	43	6,312	7.0
200-1000	84	42,696	47.7
> 1000	19	32,355	36.2
סה"כ	1,235	89,482	100.0

מסמך: עיקר החספק המותקן כ- 75 אלפי MW (כ-84%) מקורו ב-103 תחנות כח בלבד (כ-8% מחסה"כ) ביחידות, שהספקן גבוה מ-200 MW.



ד. "סל חולקים" המשמש בייצור החשמל (31.12.91).

<u>חייצור ב-%</u>	<u>חייצור ב-MW</u>	<u>סוג חדלק</u>
7.0	6,330	הידרו
26.2	23,500	גרעין
12.9	11,550	כבול
13.6	12,200	גז טבעי
30.3	27,250	פחם
9.4	8,410	מזוט
<u>0.6</u>	<u>600</u>	אחר
100.0	89,840	סה"כ

מסקנה: כ-57% מייצור החשמל נעשה באמצעות אנרגיה גרעינית (26.2%) ופחם (30.3%). עפ"י תוכניות הפיתוח משקלם של חולקים הפוסיליים והאחרים יעלה על חשבון האנרגיה הגרעינית.

## 2. חסיבת החוקיות

התשתית המשפטית, המסדירה הייצור ואספקת החשמל, מבוססת על שלושה עקרונות מרכזיים:

- א. חוזי זכיונות - חוזים הנתמכים בין הרשות המקומית או האזורית לתאגיד חשמל לתקופה קצובה (עד 20 שנה). ההסכם מעניק זכיון בלעדי לייצור ואספקת חשמל בתחום הרשות המקומית או האזורית.
- ב. חוק אנטי קרטלי - חוק זה מתיר הסכמי זכיונות, ובמסגרתו רשאי תאגיד חשמל מסויים להוביל חשמל במערכת החשמל של תאגיד אחר בכפוף להתניות המוגדרות בחוק ("Third Party Access").
- ג. חוק האנרגיה - חוק זה מגדיר חובות התאגיד המספק חשמל ללקוחותיו, לרבות מסגרות הפיקוח הפדרליות והמקומיות על מחירי החשמל.

3. אסטרטגיה עסקית

משק החשמל הגרמני פלורליסטי, כפי שראינו לעיל בגודל היחידות, וכנ"ל בתחומי הפעילות העסקית. עפ"י נתוני 1990 אזי:

- א. 53 תאגידים הינם יצרני חשמל בלבד.
- ב. 262 תאגידים הינם ספקי חשמל למשתמשים (Distributors).
- ג. 364 תאגידים הינם יצרנים וספקי חשמל (Vertically Integrated).

התאגידים העירוניים פעילים במתן שרותי חשמל בין סקטוריאליים (מסחרי, חקלאי, פרטי), במח שקרוי (Horizontal Intergration).

4. מבנת החון (נתוני 1990)

א. תאגידים פרטיים - מספר התאגידים הפרטיים הינו 115. תאגיד פרטי הוגדר ככזה אם לפחות 75% מהחון העצמי הינו פרטי.

ב. תאגידים מעורבים - מספר התאגידים המעורבים הינו 126. תאגיד מעורב הוגדר ככזה אם שיעור החון הפרטי נמוך מ-75% ושעור החון הציבורי נמוך מ-95%.

ג. תאגיד ציבורי - מספר התאגידים הציבוריים הינו 438. תאגיד ציבורי הוגדר ככזה אם לפחות 95% מהחון העצמי הינו ציבורי (רשויות מקומיות, רשויות אזוריות, הממשל הפדרלי וכיו"ב).

מבין 8 התאגידים המספקים חשמל לרשת הארצית, 6 תאגידים הינם מעורבים, אחד הינו פרטי ואחד הינו ציבורי. אף תאגיד בגרמניה איננו בבעלות מלאה של הממשלה הפדרלית.

בחקשר זה חשוב לציין התפלגות סה"כ מכירות החשמל:

- תאגידים פרטיים 15% מסה"כ המכירות ב- 1990
- תאגידים מעורבים 63% מסה"כ המכירות ב- 1990
- תאגידים ציבוריים 22% מסה"כ המכירות ב- 1990

5. פרופיל תחרותי

התחרות במשק החשמל הגרמני מושתתת על העקרונות הבאים:

א. חופש העיסוק (Free Activities) - במסגרת זו רשאים יזמים:

- לייבא ולייצא חשמל.

- ליתן שרותי חשמל, בכפוף לרשימות המתאימים הנוגזרים מחוק האנרגיה ולעמידה בתנאי המכרזים העירוניים והאזוריים.

- לייצר חשמל לצרכים עצמיים ולמכור עודפי הייצור לרשת המקומית על בסיס קוגנרציה.

- לבנות ולהפעיל תחנות כח.

ב. חוזי זכיונות - ההתקשרות בחוזים בין הרשות המקומית או האזורית לתאגיד החשמל הינו לפרק זמן קצוב של עד 20 שנה שלאחריו רשאית הרשות, לפי העניין, להאריך הזכיון או לבטלו ולבחור בתאגיד אחר.

ג. פומביות ושקיפות - פעילויות התאגידים ומחירי החשמל מפוקחים וחשופים לביקורת ציבורית על מנת למנוע אפלייה לרעה של לקוחות מעבר למתחייב כלכלית.

ד. מחירי החשמל - קיימת הבחנה בין מחירי חשמל לתעשייה לתעריפי חשמל (Tariffs) לסקטורים האחרים (מסחרי, פרטי וחקלאי). מחירי החשמל לתעשייה נקבעים על בסיס תעו"ז. אשר לתעריפי החשמל, אלה מפוקחים ונקבעים בהתאם לנוסחאות עלות חמאושרות ע"י הרשויות המפקחות. העקרון התמחירי מבוסס על התרומה הישירה לעלויות של הסקטורים השונים, תוך הימנעות מסבסוד בין סקטוריאלי צולב.

עפ"י מדיניות הממשלה הפדראלית - מדיניות ששונתה לאחרונה - סיבסדה תעשיית החשמל את תעשיית הפחם בכך שאילצה לרכוש פחם גרמני במחירים גבוהים יחסית למחירים הבינ"ל. מדיניות זו גרמה לייקור תעריפי החשמל. התחיקה הפרו-סביבתית, בהשראת התנועות לשמירת איכות הסביבה ו"מפלגת הירוקים", תרמה ג"כ לייקור תעריפי החשמל. בסיכומו של דבר נפגם יחסית כושר התחרות של הסקטור התעשייתי הגרמני ביחס לעמיתיו האירופאים.

לסיכום

תעשיית החשמל בגרמניה המחזוה כ- 85% מכלל הייצור הינה פלורליסטית בכל הפרמטרים המאפיינים:

- גודל היחידות
- מבנה הבעלות
- אסטרטגיית עסקית
- תחרות

למרות הפלורליזם, המערכת הכלל ארצית של ייצור ואפסקת חשמל מתוכננת ומתואמת בין 8 תאגידים המייצרים חשמל לרשת הארצית. שאלת האיחוד האירופי והצעות הנציבות למבנה משק החשמל מציבות סימני שאלה לגבי עתיד המבנה הנוכחי של משק החשמל בגרמניה.

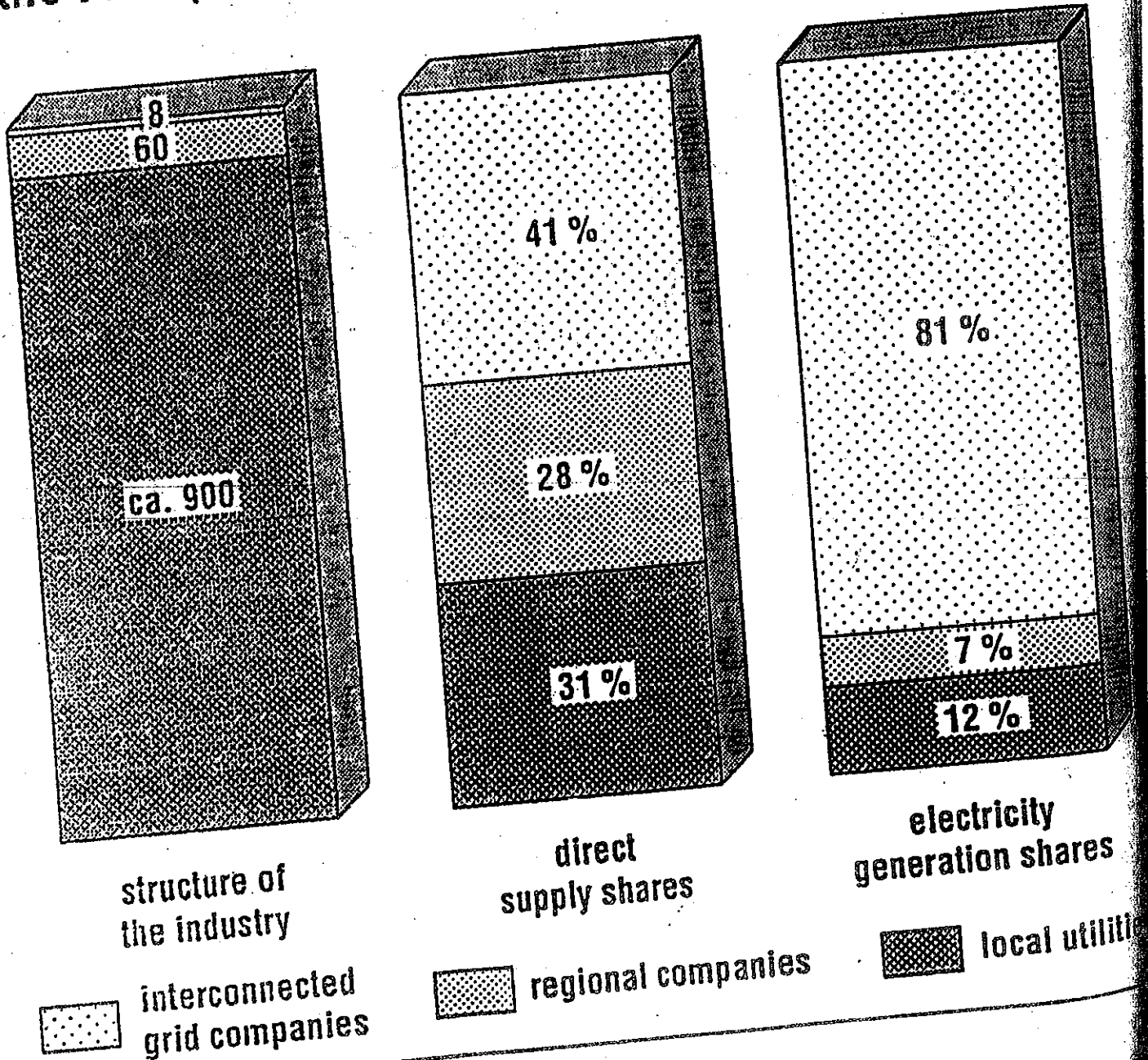
מקור: סקירת מנכ"ל איגוד חברות החשמל בגרמניה, במסגרת סימפוזיון "יוניפד" שהתקיים בפריס באוקטובר 1991.

סקירת תעשיית החשמל בגרמניה

בהמשך לסקירה שהוכנה ע"י מוח' מימון התקשרויות וביטוח  
מצ"ל נספחים עם נתונים על תעשיית החשמל במערב גרמניה.

- |                                              |   |    |          |
|----------------------------------------------|---|----|----------|
| מבנה תעשיית החשמל במערב גרמניה.              | - | 1  | נספח מט' |
| תחנות הכוח העיקריות והטפקים מותקנים.         | - | 2  | נספח מט' |
| מבנה ההון של חברות החשמל.                    | - | 3  | נספח מט' |
| התפלגות תחומי הפעילות.                       | - | 4  | נספח מט' |
| הייצור השנתי (1989) של 8 החברות הגדולות.     | - | 5  | נספח מט' |
| התפלגות הצורות החוקיות של ספקי החשמל.        | - | 6  | נספח מט' |
| הרכב סל הדלקים.                              | - | 7  | נספח מט' |
| אזורי הפעילות של 8 החברות הגדולות.           | - | 8  | נספח מט' |
| משקל האילוצים הפוליטיים במבנה התעריף.        | - | 9  | נספח מט' |
| אמינות האספקה בגרמניה בהשוואה לצרפת ואיטליה. | - | 10 | נספח מט' |

# Structure of the Electricity Supply Industry in the FRG (West) 1989



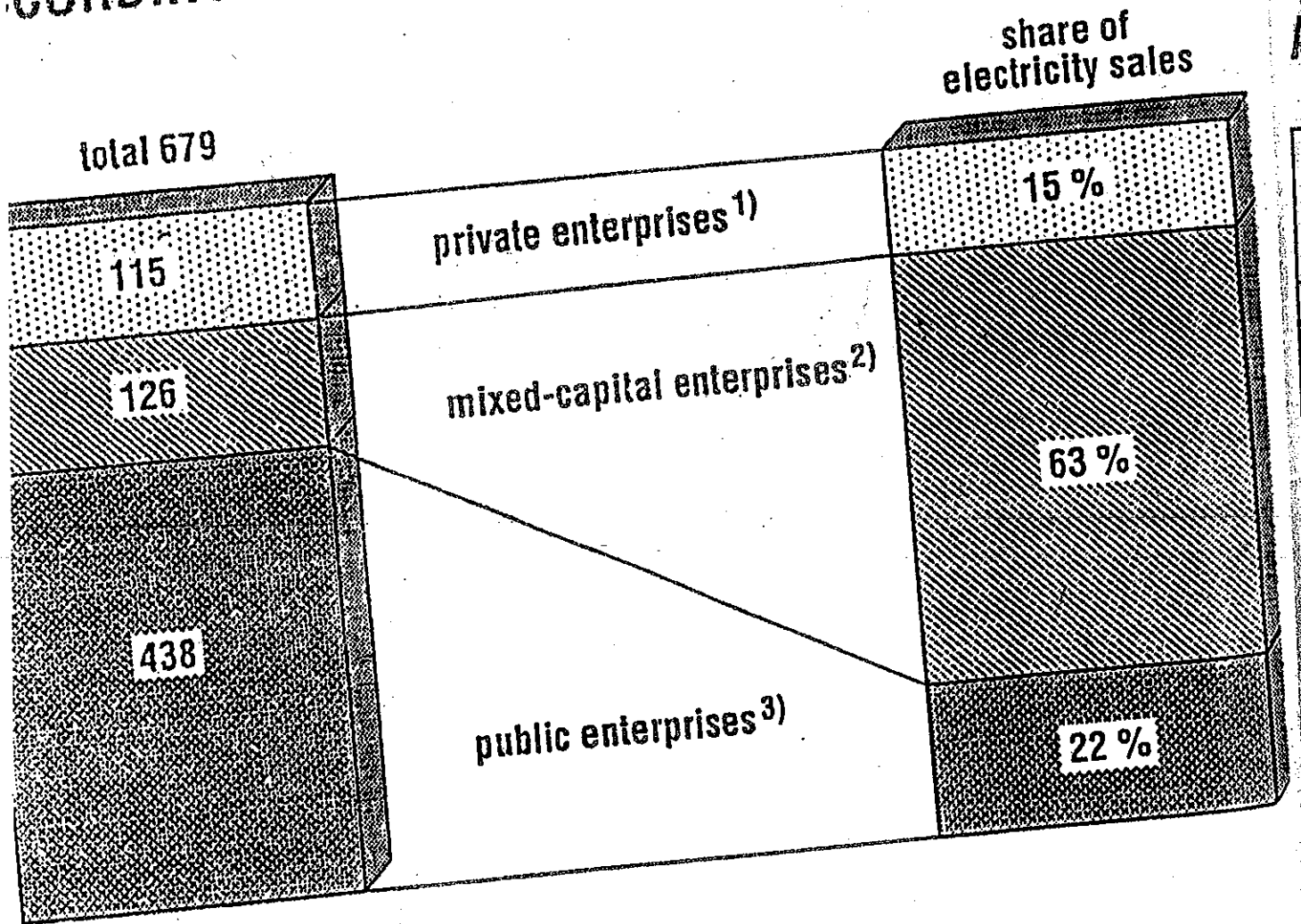
VDEW

# THE POWER STATIONS OF THE PUBLIC SUPPLY SYSTEM IN THE FRG (WEST) 1990 ACCORDING TO THEIR SIZE

Size Category	Number	Capacity in MW
< 1 MW	595	199
1 - 10 MW	319	1 138
> 10 - 100 MW	175	6 782
> 100 - 200 MW	43	6 312
> 200 - 1 000 MW	84	42 696
> 1 000 MW	19	32 355
Total	1 235	89 482

# ELECTRICITY COMPANIES ACCORDING TO CAPITAL STRUCTURE 1990

THE  
OF  
IN T  
ACC



1) with at least 75 % private capital

2) under 95 % public and under 75 % private capital

3) 95 % and more of the capital held by the Federal Republic, the Laender, municipality associations and municipalities





הכרת החשמל לישראל בע"מ  
אגף כספים וכלכלה  
לשכת מנהל האגף

מערכת החשמל בספרד

ספרד היא המדינה השנייה בגודלה באירופה, שטחה 505 אלף קמ"ר ומספר תושביה 39 מיליון. צפיפות האוכלוסיה הממוצעת היא 77 נפש/קמ"ר. הערים הראשיות הן מדריד (3.2 מיליון) וברצלונה (1.8 מיליון) ועוד 48 ערים גדולות (מעל 100 אלף נפש).

3 פרובינציות מתוך ה-50 שמרכיבות את ספרד נמצאות מעבר לים - האיים הכנריים (2) והבלאריים (1).

צמיחה התל"ג ב-1987 הייתה 4.5% ונמצאת במגמת עליה החל מ-1983.

צריכת החשמל גדלה בשנים הנ"ל ב-3.6% לשנה והתחזית צפתה המשך צמיחה שנתית של 3.3% עד 1992.

יצור החשמל במערכת הספרדית הסתכם בשנת 1991 ב-151.5 מיליארד קוט"ש. התפלגות מקורות האנרגיה בתעשיית החשמל הספרדית היא כדלהלן:

16.3%	7365MW	גרעין
40.5%	21200MW	פחם
6.3%		מזוט
36.9%	16700MW	הידרואלקטרי
100.0%	45265MW	סה"כ

מבנה תעשיית החשמל

בספרד 21 חברות עיקריות בתעשיית החשמל, המייצרות ומחלקות 98% מצריכת המדינה. הרכבי הבעלות על החברות שונים ומגוונים.

UNESA - ארגון על של חברות החשמל

UNESA היא ארגון המאחד את 21 חברות החשמל העקריות בספרד.

מטרת הארגון - תאום פעילויותיהן של החברות בתחומי המחקר, הכלכלה, תכנון לטווח ארוך של הצרך בייצור מסירה וחלוקה בהתאם לביקוש החזוי, ייצוג סקטור החשמל בפני גופים לאומיים ובינלאומיים ומתן אינפורמציה ואפשרות תקשורת בתוך סקטור החשמל הספרדי.

כמו כן עוסקת UNESA בטיפול בעידכוני התעריפים, במחקר ואיסוף אינפורמציה על שוקי הדלקים ועל ההשלכות של הסקטור בנושא איכות הסביבה. היא מתאמת פעילויות בתחום האנרגיה הגרעינית ועוסקת באספקטים משפטיים הנוגעים לסקטור החשמל.

בנוסף לכך מציגה החברה דוחות כספיים שנתיים מאוחדים של כל סקטור החשמל - המבוססים על הדוחות הכספיים של חברות הארגון.

הארגון נוסד ב-1944 ביוזמת חברות החשמל במטרה לעזור ולשפר את ניצול החשמל ומשאבי האנרגיה בספרד.

היוזמה באה מרצונן החפשי של החברות.

מאז ועד היום שותפה UNESA בקביעת מדיניות האנרגיה הספרדית בפיקוח הממשלה והפרלמנט.

כאמור, מורכבת UNESA מ-21 חברות, שכבעלותן 98% ממתקני הייצור בספרד. ההצטרפות לארגון היא על בסיס התנדבותי, ו-UNESA מוגדרת כארגון ללא כוונת רווח.

מבנה הארגון

בראש הארגון עומדת מועצת מנהלים, המורכבת מיושבי הראש של 21 הדירקטוריונים של החברות בארגון. גוף זה אחראי על הטוויית מדיניות הארגון. הגוף האחראי על ביצוע המדיניות הוא "ועדת הביצוע" הכוללת הרכב מצומצם של 9 יושבי ראש של החברות העיקריות והחשובות בסקטור החשמל.

לידה פועלת ועדת מנהלים המורכבת מהמנ"כלים של חברות הארגון ועוד 8 ועדות טכניות:

ועדת תפעול, תכנון, מסירה, גרעון, כלכלה, מידע וקשרים, משפטית ויחסים בינלאומיים.

ועדות אלו פועלות על בסיס רציף ושותפים בהן חברים מחברות החשמל השונות ו-UNESA.

הועדות הנ"ל עוסקות בשטחיהן הספציפיים, מגיעות להסכמים ומעלות למועצות המנהלים יוזמות להחלטות.

ל-UNESA צוות מומחים פנימי, המחולק עפ"י נושאים שתפקידו ליעץ ל-8 הועדות שהוזכרו.

ENDESA - חברת החשמל הגדולה בספרד

ENDESA שהיא החברה הגדולה בספרד נמצאת בבעלות ממשלתית ומייצרת 32% מהייצור בספרד. אחריה מדורגות עוד 5 חברות בבעלות משקיעים כשכל אחת מייצרת בין 9%-14% מהייצור בספרד.

על אף שאזורי השרות של חברות החלוקה אינם מוגדרים בחוק, כל חברה גדולה מתרכזת באזוריה והתחרות מצומצמת.

כל תחנות הכוח העיקריות בספרד מחוברות ביניהן ברשת מסירה במתח עליון, שבבעלות חברת "RED" המתחזקת ומנהלת את הרשת.

עפ"י חוק, לפחות 50% ממניות "RED" חייבות להיות בבעלות המדינה והשאר בידי החברות הקשורות ל-RED. לממשלה יש זכות וטו בהחלטות העלולות לפגוע בטובת הציבור.

בפועל, 45% ממניות RED בבעלות החברה הממשלתית ENDESA 5.4% ממניותיה בידי חברות בת של ENDESA, 48.6% בבעלות חברות ספרדיות אחרות ו-1% בידי חברת אחזקות ממשלתית הנקראת INI.

RED מנוהלת באופן ללא תלוי ב-ENDESA, בכסוף למדיניות הממשלתית לסקטור החשמל.

בנוסף לניהול רשת המסירה הארצית RED אחראית גם על האופטימיזציה בייצור ובמסירה בכל ספרד, ללא קשר לבעלים של החברות.

מטרה של RED להשיג אספקת חשמל אמינה ובעלות ממוצעת מינימלית שתענה על הביקוש הארצי. לשם כך קובעת RED באופן רציף מי מיחידות הייצור השונות ברחבי ספרד תייצר את החשמל הנדרש עפ"י תחזית הצריכה. הקביעה איזו יחידת ייצור תכנס/תצא מפעולה מתבססת על הביקוש ועל עלויות הייצור המשתנות וכאמור ללא קשר בסוג הבעלות על תחנות הכוח. בפועל, יחידות הידרואלקטריות הן בעלות ההוצאות המשתנות הנמוכות ביותר, אחריהן הגרעיניות, הפחמיות, גז ומוטוריות.

החלטת RED להפעיל/להפסיק יחידת ייצור לא משפיעה על הכנסותיה של החברה הרלוונטית מאחר והכנסותיה אינן תלויות בייצור הפיזי אלא במערכת הפיצויים ההדדית הקיימת בין החברות השונות, שמכוסה ע"י התעריף לצרכן.

התעריפים ומערכת הפיצויים ההדדית.

התעריף השנתי מבוסס על סך כל ההוצאות הסטנדרטיות של סקטור החשמל הספרדי בתוספת תיקון של אחוז מסוים מההפרש בין ההוצאות החזויות להוצאות בפועל של השנה שעברה.

ההוצאות הסטנדרטיות מחושבות כסכום המרכיבים הבאים:  
הפחתה השנתית, החזר על ההון, הוצאות תפעול ואחזקה, דלקים, תשלומים לחברת הרשת, הוצאות חלוקה ללקוח, הוצאות מימון, מחקר ופיתוח, הוצאות מימון מכרה אורניום ואחר לפסולת גרעינית. גובה כל אחד מהמרכיבים הנ"ל נקבע ע"י המשרד לאנרגיה הספרדי.

היות והתעריפים הניגבים מבוססים על הוצאות סטנדרטיות של סקטור החשמל ככלל, ונגבים מהצרכנים ע"י החברות השונות, משרד האנרגיה הנהיג מערכת תיגמול, שמבטיחה שכל החברות בספרד יקבלו חזרה את הוצאותיהן הסטנדרטיות.

התגמול מחושב ללא תלות בהכנסות הישירות של החברות מהצרכנים וללא קשר להבדלי עלויות הייצור והחלוקה שביניהן. משרד האנרגיה פרסם צו הקובע את אופן חישוב התשלומים או תקבולים לכל חברה והמערכת מנוהלת על ידי הועדה העליונה לאנרגיה חשמלית.

תקנות ופיקוח

מטרת מדיניות התקנות לחזות את הביקוש לחשמל ולספקו בעלות ממוצעת מינימלית, עידוד יעילות בתעשייה וביטוט הגדרות לתעריפים.

על הפיקוח, קביעת התקנות והבטחת יישומן ממונה המשרד לאנרגיה. התעריפים המורכבים מעלויות שאינן קשורות לכמות החשמל שיוצרה בפועל אלא להוצאות סטנדרטיות, מספיקים לביטוי הוצאות החברות ומבטיחים חוזר על ההון ברמה שנקבעה ע"י המשרד הממונה. כבסיס לשיטה זאת עומדת השאיפה לצמצום ההוצאות התפעוליות של כל חברה, לרמה הנמוכה מההוצאות הסטנדרטיות שנקבעו עבורה.

החברה "ENDESA"

החברה ENDESA (וחברות הבת שלה) היא יצרנית החשמל הגדולה בספרד, המייצרת 32% מהחשמל המיוצר. לתחנות הכוח שבבעלותה יכולת מותקנת של 9970 MW, כאשר 68% מהיצור מבוסס על תחנות פחמיות, 14% גרעיניות, 9.6% הידרואלקטריות ו-8.4% דלקים וגז.

חלק ניכר מתצרוכת הפחם מסופק ע"י חברה שבבעלותה. סה"כ המועסקים ב-ENDESA היה בסוף 1987 - 15,813 עובדים. החברה עוסקת בעיקר בייצור, אך גם בחלוקה באמצעות חברת בת לכ-2.6 מיליון צרכנים בצפון מזרח ספרד, באיים הקנריים והבלאריים.

ENDESA שעוסקת רק בייצור ומוכרת רק לחברות אחרות באמצעות RED, לא משתתפת במערכת הפיצויים ההודית. (להבדיל מחברות הבת שלה, שכן עוסקות בחלוקה).

רמת הייצור של ENDESA נקבעת ע"י RED ועפ"י כמות המכירות הישירות של החברות האחרות לצרכנים. החברות הספרדיות נדרשות לרכוש מ-ENDESA את כל החשמל המיוצר על ידה. עקב כך, עמד ניצול היכולת השנתי הממוצע של החברה על 73%, גבוה מהממוצע המקובל בספרד (כ-52%).

הבעלות וההפרטה

רוב מניותיה של ENDESA (96%) מוחזקות בידי המדינה - באמצעות "INI" - חברת אחזקות ממשלתית, שבבעלותה עוד מאות חברות תעשיתיות שונות.

INI ממנה את כל חברי הדירקטוריון של ENDESA ועל החברה חלה חובת דיווח חצי שנתי ל-INI לגבי חכניות פיתוח ודווח חדשי על הפעילות הפיננסית. כמו כן אחראית INI לכינוס בעלי המניות ולקביעת שכר הדירקטורים.

ההפרטה המתוכננת תחכצע ע"י מכירת חלק ממניות ENDESA לציבור, כך ש-INI תמשיך להחזיק 75.6% מהון המניות. בכל מקרה מתוכנן ש-INI תחזיק ברוב מהון המניות גם בעתיד.

60% מהמניות המוצעות למכירה ימכרו בספרד לציבור הרחב. לעובדי החברה ולחברות אחרות שבשליטת INI. 26% מהמניות המוצעות למכירה ימכרו לציבור בארה"ב ו-11% ימכרו במדינות אחרות.

The ENDESA Group  
Main Facilities and Service Areas

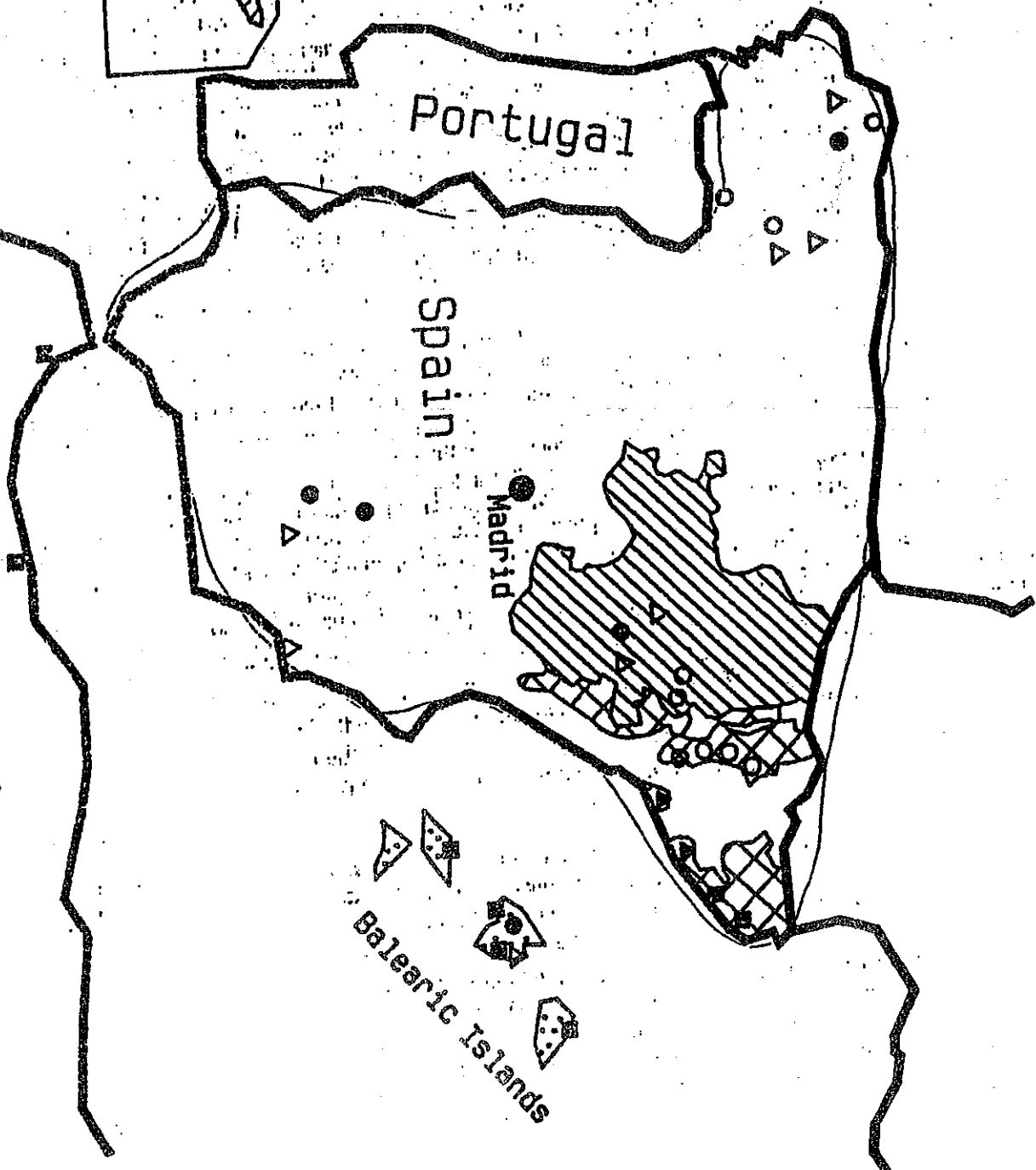
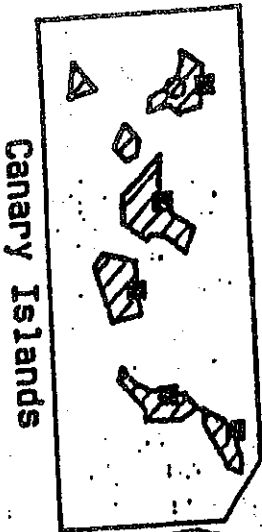
# The ENDESA Group Main Facilities and Service Areas

## Type of Facility

- Hydroelectric Systems
- △ Coal-fired Plants
- ▲ Nuclear plants
- Coal Mines
- Oil and Gas Plants

## Service Areas

- ▨ ERZ
- ▩ ENHER
- ▤ GESA
- ▧ UNELCO



# 6. איטליה

חברת החשמל לישראל בע"מ  
אגף כספים וכלכלה  
לשכת מנהל האגף

## מערכת החשמל באיטליה

מערכת החשמל האיטלקית מורכבת מהמונופול הממשלתי - ENEL המייצר כ-84% מהחשמל המיוצר באיטליה, מיצרנים פרטיים המייצרים כ-13% מסך הייצור (בעיקר לשימוש עצמי והעודפים נמכרים ל-ENEL) ומחברות מוניציפליות המייצרות כ-3%.

היכולת המותקנת של ENEL היתה ב-1989 42880 MW.

החברה הוקמה ב-1962 מתוקף חוק שאיחד לחברה ממשלתית אחת את היצרנים הפרטיים שהיו קיימים עד אז. מעמדן של החברות המוניציפליות נשמר בזכות חוק הסטורי שמגדיר את זכויותיהן, אך משקלן במערכת הייצור אינו רב.

ENEL אחראית על הייצור היבוא/ייצוא, המסירה והחלוקה באיטליה ליצרנים האחרים אסור להתקשר עם חברות בחו"ל. מספר צרכניה ב-1989 היה 26.7 מיליון.

ENEL בנויה במבנה היררכי כשבראשו ההנהלה המרכזית שמושבה ברומא. תחתיה יש 8 מחוזות, כשכל מחוז מנהל את בניית ותפעול תחנות הכוח שבפיקוחו ואחראי על המסירה והחלוקה באותו אזור. קיימת חלוקה משנית לתת מחוזות ולאזורים וסה"כ יש באיטליה 146 אזורים.

סך כל הייצור באיטליה בשנת 1990 היה 200.7 מיליארד קוט"ש, כאשר רובו - 81.6% יוצר בתחנות כוח טרמיות קלאסיות, 16.8% בתחנות כוח הידרואלקטריות ו-1.6% בתחנות גיאותרמיות.

יבוא החשמל ב-1990 הסתכם ב-34.7 מיליארד קוט"ש.

החלוקה לסקטורי צריכה היא: 25.9% בייתי, 55.6% תעשייתי ו-18.5% מסחרי ואחר.

מדיניות משק החשמל באיטליה מוכתבת ע"י התכנית הלאומית לאנרגיה שאושרה בפרלמנט האיטלקי ב-1981. עיקריה של התכנית הן להקטין את תלותה של איטליה ביבוא מקורות אנרגיה מחו"ל ע"י פיתוח מקורות חדשים, התייעלות ועידוד תחנות. התוכנית צפויה להגדיל את היכולת המותקנת של החברות המוניציפליות בכ-15% עד שנת 2000 ולחזק את היצרנים הפרטיים.

בתחילת 1990 הציע שר התעשייה האיטלקי תכנית לרפורמה במבנה של ENEL. עיקר הרפורמה הוא בכיזור מבנה החברה - פיצולה לכ-10 חברות אזוריות שינהלו את הייצור והחלוקה בתחומן. 51% מהבעלות על החברות ישאר בידי הממשלה (ע"י ENEL) ו-49% יופרטו בבורסה.

מערכת המסירה תהיה כבעלות ENEL או לחלופין כבעלות גוף משותף לחברות החלוקה.

מתנגדי הרפורמה טוענים שהמבנה הריכוזי הנוכחי פועל ביעילות ובהצלחה ושאינן לפגוע בהומוגניות שלו. הסוגיה טרם הוכרעה.