



The Global Power Company

# Тарифы распределения и поставки, DVA



## Тарифы распределения и поставки

- Грн/кВат часов, одна часть, линейная, не блок, => в основном бизнес с фиксированной стоимостью имеет переменный вид тарифа
- Неполная стоимость работ по размещению и функционированию
- Стоимость, зависящая от элементов (материалы, рабочая сила) и вида (прямой и косвенной)
- Стоимость и объемы тарифов - прогнозы на следующий период отведенный регулятором, основанные на фактических данных предыдущих периодов



- Новая Тарифная методология, принятая до приватизации в 2001 году и которая полностью вступила в силу после
- Поменялись только расчеты DVA, но не методология
- Чтобы быть применимым ко всем распределяющим и поставляющим компаниям тарифы должны соответствовать следующим требованиям:

100% наличный расчет за потребленное электричество  
долги ОРЭ реструктуризированы и оплачены



$$DVA = Opex + D_a + \frac{(RB_{II} \times RoR) + (RB_{NI} \times RoR)}{(1 - T)} \times T$$

DVA – полная стоимость позволенная тарифами

OPEX – операционные затраты, включая налоги, кроме налога на прибыль

$D_a$  – ежегодные расходы на амортизацию

$RB_{II}$  – начальная инвестиционная база

$RB_{NI}$  – новая инвестиционная база

$RoR$  – норма прибыли

$T$  – ставка налога на прибыль

Классическая формула, применялась для регулировки ставки рентабельности, стоимости плюс методология



# Допустимый коэффициент коммерческих потерь в тарифах

- В отличие от старой новая Тарифная Методология включает в тариф коммерческие потери
- В тариф включается только часть коммерческих потерь, отдельная для каждой приватизированной компании, основываясь на формулу
- Снижение предельной ставки
- Никакого снижения предельной ставки после 2006 года, после этого допустимый коэффициент потерь определяется регулятором на основании фактических показателей
- **Стимул!**



- В 2001 году составили 8.81% для потребителей первого класса и 13.63% для потребителей второго класса соответственно
- Вопрос о размере потерь в тарифе остается открытым до 2006 года
- После этого в тарифы будет включен фактический уровень потерь
- Регулятор проекта не имеет права менять методологию без согласования со сторонами, которые ее внедряли
- **Стимул!**



$$T = \frac{WP}{(1 - l_1) * (1 - l_2)} + D + S$$

WP – оптовая цена на электроэнергию

$l_1, l_2$  – допустимый коэффициент потерь

D – тариф распределения

S – тариф поставки



The Global Power Company

# **Киевоблэнерго**

## **Программа по снижению потерь**



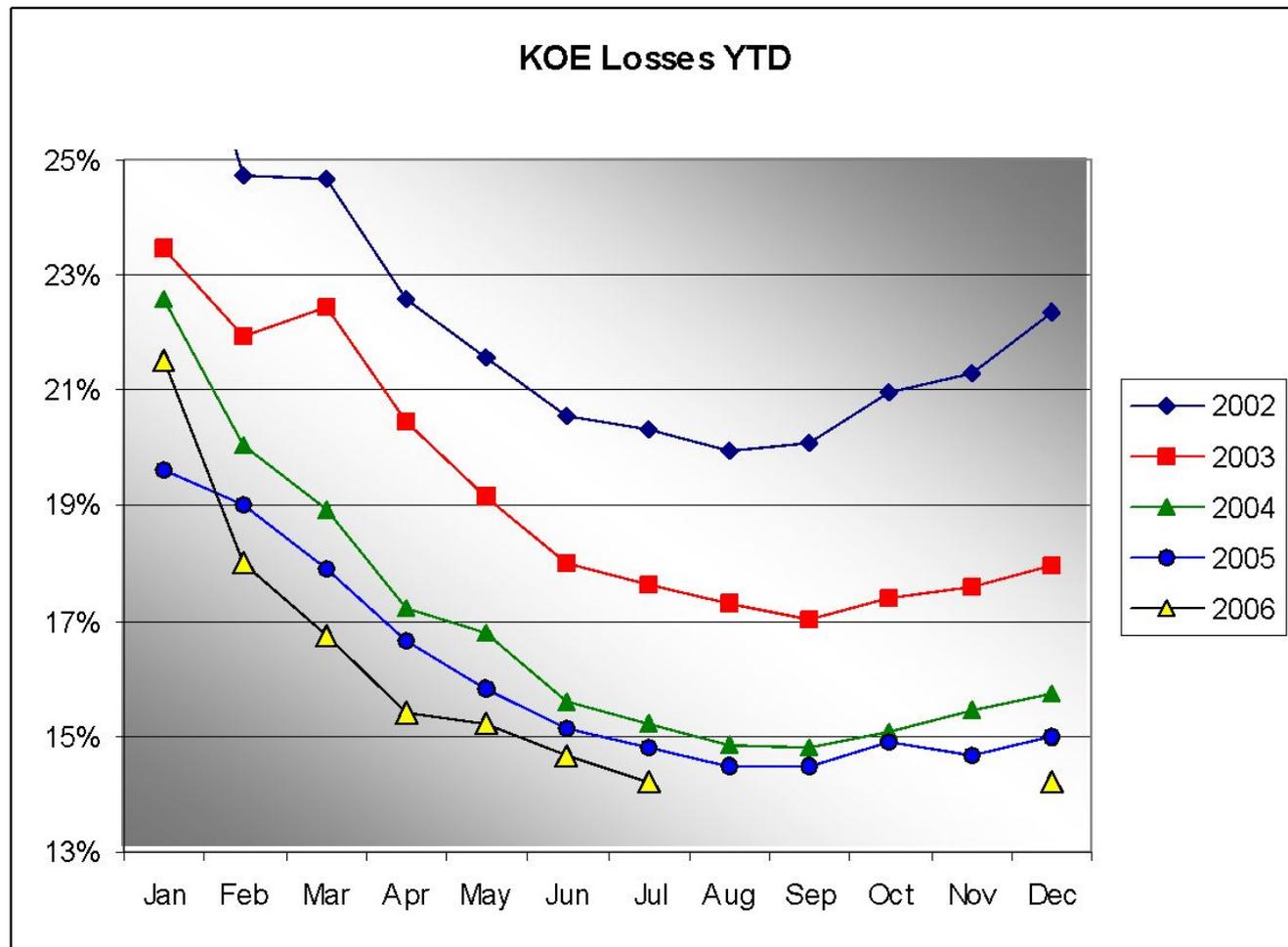
The Global Power Company

# История снижения потерь КОЭ

Технические потери  
высоковольтных линий  
4%  
Распределенных сетях  
7%  
Коммерческие потери 4%  
**Итого за 2005 14.9%**

Цели 2006 14.2%

Цели 2007 13.9%





# Элементы программы по снижению потерь

- Постановка реальных целей и назначение ответственных Лидеров
- Учет на входе для оценки фактических потерь
- Составление фидерного баланса для идентификации и приоритезации усилий по снижению потерь
- Планирование и отчетность по фидерным линиям с наиболее высокими показаниями потерь
- Измеряющие Программы учета, чтобы сократить коммерческие потери
- Составление актов кражи э/энергии
- Увеличение частоты снятия показаний счетчиков
- Переход с контрактной системы начисления на систему начисления в зависимости от среднего потребления



# 1. Постановка реальных целей

## 1.1 Каждый РЭС отдельно составляет отчет потерь за месяц КРІ

Месячный отчет, показывающий предусмотренные в бюджете и общие потери за месяц и с начала года по каждому из 28 РЭСов.

Назва структурного підрозділу  <i>RES</i>	Звітні втрати  <i>Actual losses</i>		Бюджет  <i>budget</i>	Віхилення від бюдж (-) еком.  <i>Abovebudget (-) econom</i>
	<i>т .кВт .г.</i> <i>thousand kWt.h</i>	%	%	
Броварський <i>Brovarskyi</i>	6,975.437	20.71	13.43	7.28
Бориспільський <i>Boryspilskyi</i>	32,679.220	12.03	13.07	-1.04
Регіон 1 <i>Region 1</i>	3,207.929	14.19	13.23	0.96
	22,171.527	11.87	13.25	-1.38
	10,183.366	18.09	13.35	4.74
	54,850.747	11.97	13.14	-1.17
П.Хмельницький <i>P-Khmelnytskyi</i>	643.470	10.11	10.32	-0.21
Яготинський <i>Jagotunskyi</i>	6,749.212	11.66	12.02	-0.36
Баришівський <i>Baryshivskyi</i>	589.528	12.50	13.55	-1.05
Згурівський <i>Zgyrivskyi</i>	5,079.314	14.74	16.24	-1.50
	461.808	6.77	8.71	-1.94
	6,385.822	11.18	12.49	-1.31
	374.769	20.13	14.27	5.86
	2,213.694	15.66	16.40	-0.74
Регіон 2 <i>Region 2</i>	2,069.575	10.47	10.78	-0.31
	20,428.042	12.49	13.48	-0.99
Кагарлицький <i>Kagarluckyi</i>	748.045	18.04	15.36	2.68
Обухівський	10,841.962	25.78	19.05	6.73
	2,386.530	5.22	4.83	0.39

July  
YTD



# 1. Постановка реальных целей

## 1.2 Каждый регион имеет определенное количество актов кражи э/энергии

*В этой таблице  
приведены данные по  
1-му региону, который  
за год должен вернуть  
4000 мВат благодаря  
оплаченным актам  
кражи*

### 2006 Budget

Region 1	Residential Acts						Legal Acts					
	Issued	MWh	000 UAH	Paid	MWh	000 UAH	Issued	MWh	000 UAH	Paid	MWh	000 UAH
Jan 06	47	124	15	55	147	18	8	105	28	14	213	47
Feb	73	192	24	86	228	28	12	164	43	21	332	73
Mar	52	137	17	61	163	20	9	117	31	15	237	52
Apr	52	137	17	61	163	20	9	117	31	15	237	52
May	42	110	14	49	130	16	7	93	25	12	190	42
Jun	42	110	14	49	130	16	7	93	25	12	190	42
Jul	31	82	10	37	98	12	5	70	18	9	142	31
Aug	31	82	10	37	98	12	5	70	18	9	142	31
Sep	31	82	10	37	98	12	5	70	18	9	142	31
Oct	37	96	12	43	114	14	6	82	22	11	166	37
Nov	47	124	15	55	147	18	8	105	28	14	213	47
Dec	37	96	12	43	114	14	6	82	22	11	166	37
BUDGET												
Reg 1	524	1,374	171	614	1,629	200	86	1,168	308	153	2,371	523
											4,000	



## 2. Учет на входе для оценки фактических потерь

### 2.1 Ежедневный отчет о количестве поступлений в сеть

В этой таблице приведены данные потребления в Августе, который на 7,3% превышает прошлогодние исключая работу газонасосной станции.

Weekday	2005			2006				Diff °C %	Daily % Diff	Cuml
	Day 2005	°C	Input	Day 2006	°C	adjusted for GAES	Total Input			
Saturday	2-Aug	20	10,208	1-Aug	19	10,374	10,956	-1	2%	-1.0
Sunday	3-Aug	22	10,107	2-Aug	19	10,453	11,133	-3	3%	-2.0
Monday	4-Aug	23	10,406	3-Aug	21	10,633	10,725	-2	2%	-2.0
Tuesday	5-Aug	24	10,175	4-Aug	23	10,768	11,434	-1	6%	-1.8
Wednesday	6-Aug	23	10,300	5-Aug	25	10,495	10,971	2	2%	-1.0
Thursday	7-Aug	21	9,064	6-Aug	22	9,687	10,359	1	7%	-0.7
Friday	8-Aug	19	9,168	7-Aug	18	10,400	11,700	-1	13%	-0.7
Saturday	9-Aug	17	9,253	8-Aug	16	10,279	11,493	-1	11%	-0.8
Sunday	10-Aug	18	9,663	9-Aug	18	10,851	11,804	0	12%	-0.7
Monday	11-Aug	19	9,796	10-Aug	21	10,875	11,556	2	11%	-0.4
Tuesday	12-Aug	19	9,174	11-Aug	19	10,259	11,650	0	12%	-0.4
Wednesday	13-Aug	18	9,457	12-Aug	18	10,205	10,881	0	8%	-0.3
Thursday	14-Aug	18	9,023	13-Aug	20	9,746	10,423	2	8%	-0.2
Friday	15-Aug		9,997	14-Aug						
Saturday	16-Aug		9,488	15-Aug						
Sunday	17-Aug		9,436	16-Aug						
Monday	18-Aug		9,594	17-Aug						
Tuesday	19-Aug		9,362	18-Aug						
Wednesday	20-Aug		9,488	19-Aug						
Thursday	21-Aug		8,267	20-Aug						
Friday	22-Aug		9,765	21-Aug						
Saturday	23-Aug		9,715	22-Aug						

Cumulative			
MTD 2005	MTD 2006	kWh Differ	% Differ.
10,208	10,374	166	1.6%
20,315	20,827	512	2.5%
30,721	31,460	739	2.4%
40,896	42,228	1,332	3.3%
51,196	52,723	1,527	3.0%
60,260	62,410	2,150	3.6%
69,428	72,810	3,382	4.9%
78,681	83,089	4,408	5.6%
88,344	93,940	5,596	6.3%
98,140	104,815	6,675	6.8%
107,314	115,074	7,760	7.2%
116,771	125,279	8,508	7.3%
125,794	135,025	9,231	7.3%
135,791			
145,279			
154,715			
164,309			
173,671			
183,159			
191,426			
201,191			
210,906			



## 2. Учет на входе для оценки фактических потерь

Мониторинг поступлений э/энергии по сравнению с дневной температурой показывает воздействие холодной погоды в январе.

Среднесуточная температура в 2006 была на 7.6 градусов ниже чем в 2005.

Поступившая э/энергия на 22% выше.

Потери для января - 21.5% против запланированных в бюджете 18.4%.

Weekday	2005			2006						
	Day 2005	°C	Input	Day 2006	°C	Input	Indep. Supp.	Saldo	RES Cons.	HV Loss
Sunday	2-Jan	1	11,047	1-Jan	-1	11,793	196	11,597	9179	2418
Monday	3-Jan	2	11,168	2-Jan	-1	12,174	205	11,969	9558	2411
Tuesday	4-Jan	1	11,923	3-Jan	-2	13,864	226	13,638	10671	2967
Wednesday	5-Jan	0	13,682	4-Jan	-4	13,339	239	13,100	10853	2247
Thursday	6-Jan	2	12,268	5-Jan	-5	13,682	235	13,447	12053	1394
Friday	7-Jan	3	10,836	6-Jan	-7	13,127	213	12,914	12816	98
Saturday	8-Jan	6	10,365	7-Jan	-8	11,556	215	11,341	11795	-454
Sunday	9-Jan	6	11,450	8-Jan	-4	12,422	216	12,206	12104	102
Monday	10-Jan	6	12,088	9-Jan	-2	12,627	172	12,455	12727	-272
Tuesday	11-Jan	8	12,291	10-Jan	-3	14,199	208	13,991	13688	303
Wednesday	12-Jan	6	11,966	11-Jan	-3	14,046	207	13,839	14198	-359
Thursday	13-Jan	4	11,909	12-Jan	-6	14,367	209	14,158	13861	297
Friday	14-Jan	2	12,291	13-Jan	-2	14,473	210	14,263	13961	302
Saturday	15-Jan	1	11,379	14-Jan	-2	12,835	210	12,625	12377	248
Sunday	16-Jan	-1	11,090	15-Jan	-3	13,018	199	12,819	12242	577
Monday	17-Jan	-3	13,226	16-Jan	0	14,583	203	14,380	13597	783
Tuesday	18-Jan	-3	12,053	17-Jan	-4	14,876	212	14,664	13200	1464
Wednesday	19-Jan	-1	13,030	18-Jan	-9	15,512	210	15,302	7980	7322
Thursday	20-Jan	-1	13,142	19-Jan	-15	14,931	207	14,724	14220	504
Friday	21-Jan	0	13,231	20-Jan	-24	15,893	211	15,682	14948	734
Saturday	22-Jan	0	12,014	21-Jan	-23	15,561	209	15,352	14930	422
Sunday	23-Jan	-2	11,698	22-Jan	-22	15,521	212	15,309	15016	293
Monday	24-Jan	-3	13,422	23-Jan	-24	16,028	276	15,752	15700	52
Tuesday	25-Jan	-4	12,632	24-Jan	-22	16,746	222	16,524	15840	684
Wednesday	26-Jan	-5	13,293	25-Jan	-17	17,051	242	16,809	15415	1394
Thursday	27-Jan	-5	12,948	26-Jan	-14	17,154	236	16,918	15138	1780
Friday	28-Jan	-9	13,142	27-Jan	-10	16,179	230	15,949	15080	869
Saturday	29-Jan	-9	12,598	28-Jan	-8	14,031	226	13,805	13792	13
Sunday	30-Jan	-9	11,965	29-Jan	-4	14,069	224	13,845	13748	97
Monday	31-Jan	-11	13,432	30-Jan	-2	15,610		15,610		
Tuesday	1-Feb	-7		31-Jan						
		-0.3	354,147		-7.9	431,267				
					-7.6	22%				



## 3. Анализ фидерного баланса

### 3.1 Расчет потерь кВтат часов на каждый счетчик используется для определения приоритетов в работе

Feeder Planning & Reporting Template		РП-24-2							
		2005	1 Jan	2 Feb	3 Mar	4 Apr	5 May	6 Jun	
1	<b>Customers</b>	<b>Total</b>							
	Residential meters (total)	3,717	3,717	3,717	3,714	3,714	3,714	3,714	
	including 1-phase	3,546	3,546	3,546	3,543	3,543	3,543	3,543	
	including 3-phase	171	171	171	171	171	171	171	
	Legal meters (total)	153	153	153	153	153	153	153	
	including 1-phase	71	71	71	71	71	71	71	
	including 3-phase	82	82	82	82	82	82	82	
	3-phase with CT	29	29	29	29	29	29	29	
	2	<b>Feeder balance</b>	за рік						
		kWh injected	9,112,064	1,171,800	952,200	909,420	716,580	689,880	673,320
kWh billed		7,563,645	858,281	792,309	639,444	625,958	625,626	534,017	
kWh lost		1,548,419	313,519	159,891	269,976	90,622	64,254	139,303	
<b>Percent lost</b>		<b>17%</b>	<b>27%</b>	<b>17%</b>	<b>30%</b>	<b>13%</b>	<b>9%</b>	<b>21%</b>	
<b>projected improvement</b>			<b>17%</b>	<b>17%</b>	<b>16%</b>	<b>15%</b>	<b>15%</b>	<b>15%</b>	
<b>Cumulative YTD</b>			<b>27%</b>	<b>22%</b>	<b>25%</b>	<b>22%</b>	<b>20%</b>	<b>20%</b>	
kWh injected per meter		2,355	303	246	235	185	178	174	
kWh lost per meter		400	81	41	70	23	17	36	
<b>Cumulative YTD</b>			<b>81</b>	<b>61</b>	<b>64</b>	<b>54</b>	<b>46</b>	<b>45</b>	



## 4. Приоритетность фидеров с наивысшими показателями потерь

### 4.1 Планы и отчеты по снижению потерь на 10 фидерах с наивысшими показателями потерь

Feeder Planning & Reporting Template		РП-24-2						
		1 Jan	2 Feb	3 Mar	4 Apr	5 May	6 Jun	7 Jul
<b>6</b>	<b>1-phase meters replaced</b>							
	Total quantity of over-due meters on a feeder	1619						
1	Planned to replace induction meters for recalibration	423	423	423				
	Actual	423	286	557			144	
2	Replace by new meters in private buildings							
	Actual							
3	Replace by new meters with relocation outside						16	24
	Actual						25	
4	Replace by new meters in multi-apartment buildings		170	170				
	Actual		0	313			189	
5	Planned mass relocation at line reconstruction							
	Actual						39	
<b>7</b>	<b>3-phase meters replaced</b>							
	Total quantity of over-due meters on a feeder							
6	Planned to replace induction meters for recalibration							
	Actual							
7	Replace by new for legal customers				4	4	4	
	Actual						21	
8	Relocated outside for residential customers							
	Actual						12	
9	Replace by new for residential customers							
	Actual						8	
<b>8</b>	<b>Revenue meter CT accuracy</b>							



## 5. Измерительные программы

### Плановая замена и вынос счетчиков (капитальные затраты на 2007)

Initiative	Quantity	Cost	1st yr kWh	1st yr UAH	16%	IRR
					NPV	
3-Φ legal replacement	2,315	704,779	2,569,650	642,413	3,726,010	130%
by contractor	60	25,658	66,600	16,650	90,198	97%
3-Φ residential relocation	1,692	1,005,031	1,147,176	286,794	1,068,245	45%
by contractor	1,350	968,207	915,300	228,825	708,944	37%
1-Φ multi-story replacement	10,237	1,148,796	2,334,036	583,509	2,945,886	78%
1-Φ private house relocation	9,570	2,403,314	2,871,000	717,750	2,769,966	47%
by contractor	6,000	2,113,980	1,800,000	450,000	1,213,208	33%
1-Φ mass relocation (recal)	9,197	579,411	1,655,460	413,865	2,292,353	106%
by contractor	1,500	246,300	270,000	67,500	243,013	43%
Recalibrate 1-Φ meters	66,308	2,436,156	1,989,240	497,310	742,986	26%
Recalibrate 3-Φ meters	11,390	418,469	1,708,500	427,125	334,967	21%
<b>Total Metering Program</b>		<b>12,150,100</b>	<b>17,326,962</b>	<b>4,331,741</b>	<b>16,135,775</b>	<b>38%</b>

*Программа по учету  
показывает снижение KPI  
потерь на 1/3 %.*

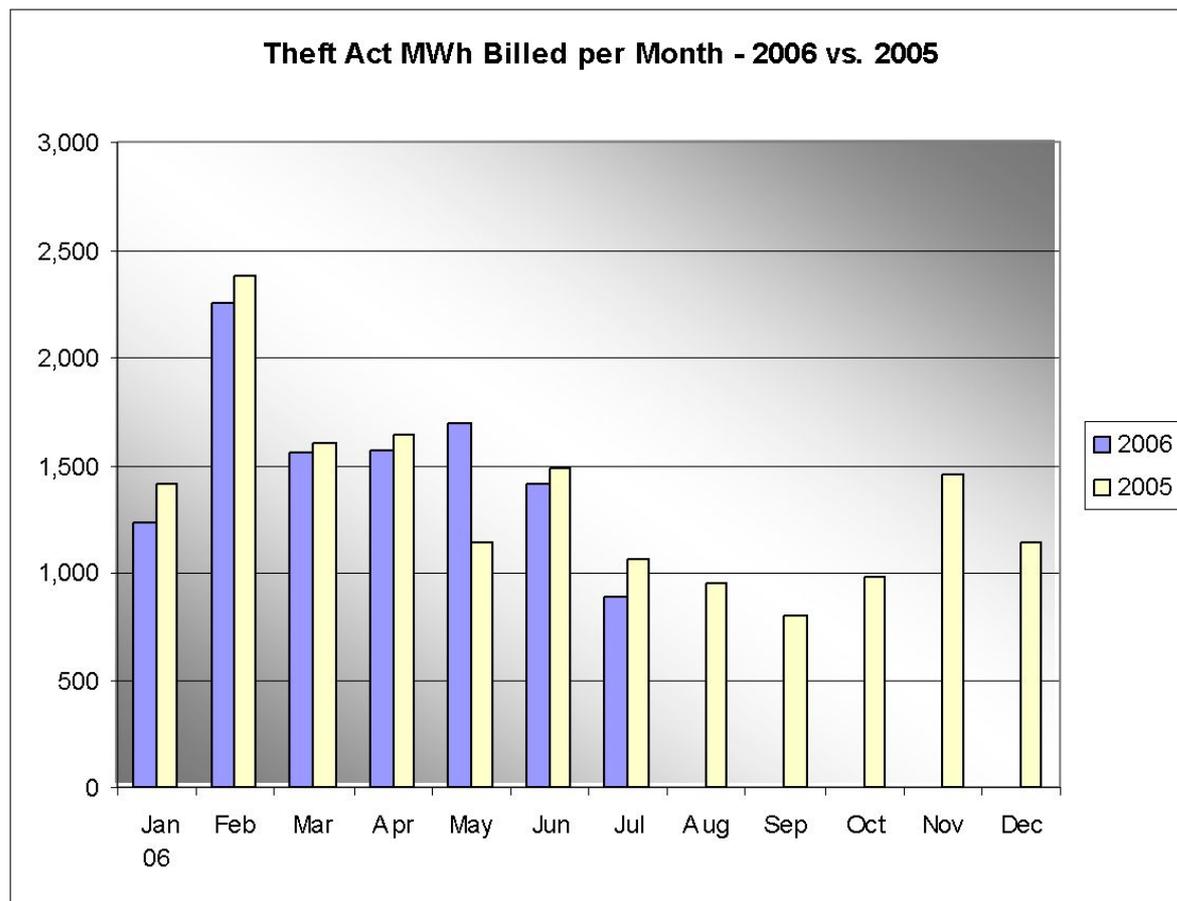


The Global Power Company

## 6. Составление актов хищения э/энергии

**6.1 Благодаря  
составлению актов  
хищения каждый  
год возвращается  
16,000 мВат.**

*Составление актов кражи  
приносит \$1 миллион  
дохода и на 1/3 % снижает  
KPI потери.*





## 7. Увеличение частоты снятия показаний счетчиков

### 7. Частое снятие показаний повышает прибыль и снижает потери

*Показания счетчиков снимаются раз в три месяца. Огромные потери связанные с холодной погодой в январе были переписаны на Февраль вследствие сбоя в программе снятия показаний счетчиков.*

