

فرادرس

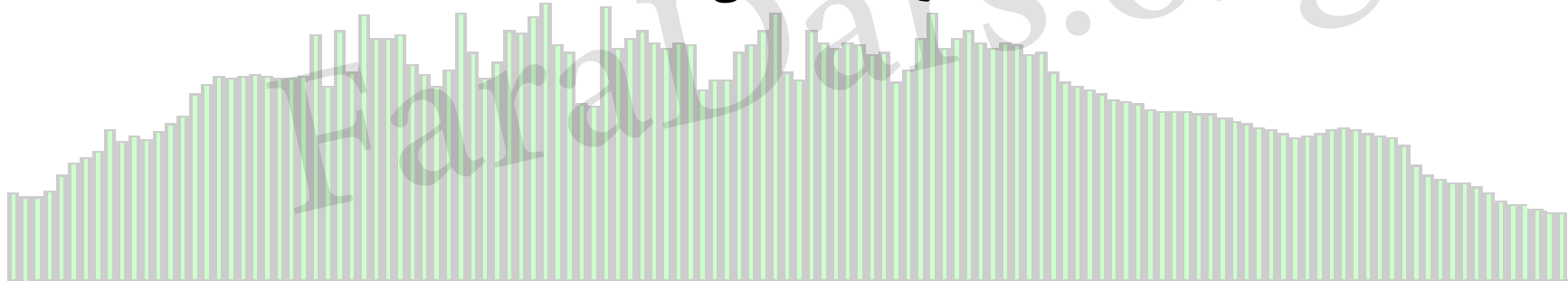
فراتر از یک کلاس درس
www.faradars.org

پاسخگویی بار (Demand Response) مدلسازی برنامه های پاسخگویی بار

مدرس:

دکتر حبیب اله اعلمی

عضو هیئت علمی دانشگاه



مدلسازی برنامه های پاسخگویی بار

**Demand Response
programs modeling**

FaraDars.org

فهرست مطالب

طبقه بندی برنامه های پاسخگویی بار

[link](#)

مدلسازی برنامه های پاسخگویی بار زمان محور

[link](#)

مدلسازی برنامه های پاسخگویی بار تشویق محور داوطلبانه

[link](#)

مدلسازی برنامه های پاسخگویی بار تشویق محور اجباری

[link](#)

برخی از قابلیت های مدل های پاسخگویی بار

✓ بررسی تغییرات منحنی مصرف و شاخص های مهم آن

✓ ارزیابی فنی و اقتصادی سیستم های قدرت با/بدون حضور برنامه

DR های

✓ تعیین مقدار بهینه پاداش و جریمه در برنامه های تشویقی

✓ تعیین مقدار بهینه قیمت انرژی الکتریکی در برنامه های تعرفه

زمانی

✓ ارزیابی هزینه- فایده اجرای برنامه های پاسخگویی بار

✓ بررسی میزان نیاز شبکه/بازار به رزرو چرخان با حضور برنامه های

پاسخگویی بار

✓ نقش برنامه های پاسخگویی بار در مدیریت تراکم در محیط

تجدید ساختار یافته

✓ بررسی قابلیت اطمینان سیستم با استفاده از برنامه های DR

✓ بررسی میزان ریسک بازیگران بازار (مشتری، فروشنده) با/بدون

DR

✓ مقایسه بین استفاده از ادوات FACTs و برنامه های DR

✓ بررسی ظرفیت انتقال در دسترس (ATC) با استفاده از برنامه

پاسخگویی بار

✓ تاثیر برنامه های پاسخگویی بر روی جهش های قیمت در بازار

برق

✓ برنامه ریزی مجدد نیروگاه ها با حضور برنامه های پاسخگویی بار

برنامه‌های پاسخگویی بار



برنامه‌های تشویقی (IBP)



برنامه‌های تعرفه زمانی (TBRP)



برنامه‌های پاسخگویی بار تشویقی

(۱) کنترل مستقیم بار (DLC)

(۲) قطع یا کاهش بار (I/C)

(۳) بازفروش مقدار دیماند (DB)

(۴) برنامه‌های پاسخگویی بار اضطراری (EDRP)

(۵) برنامه‌های بازار ظرفیت (CAP)

(۶) برنامه‌های خدمات جانبی (A/S)

برنامه‌های پاسخگویی بار تعرفه زمانی

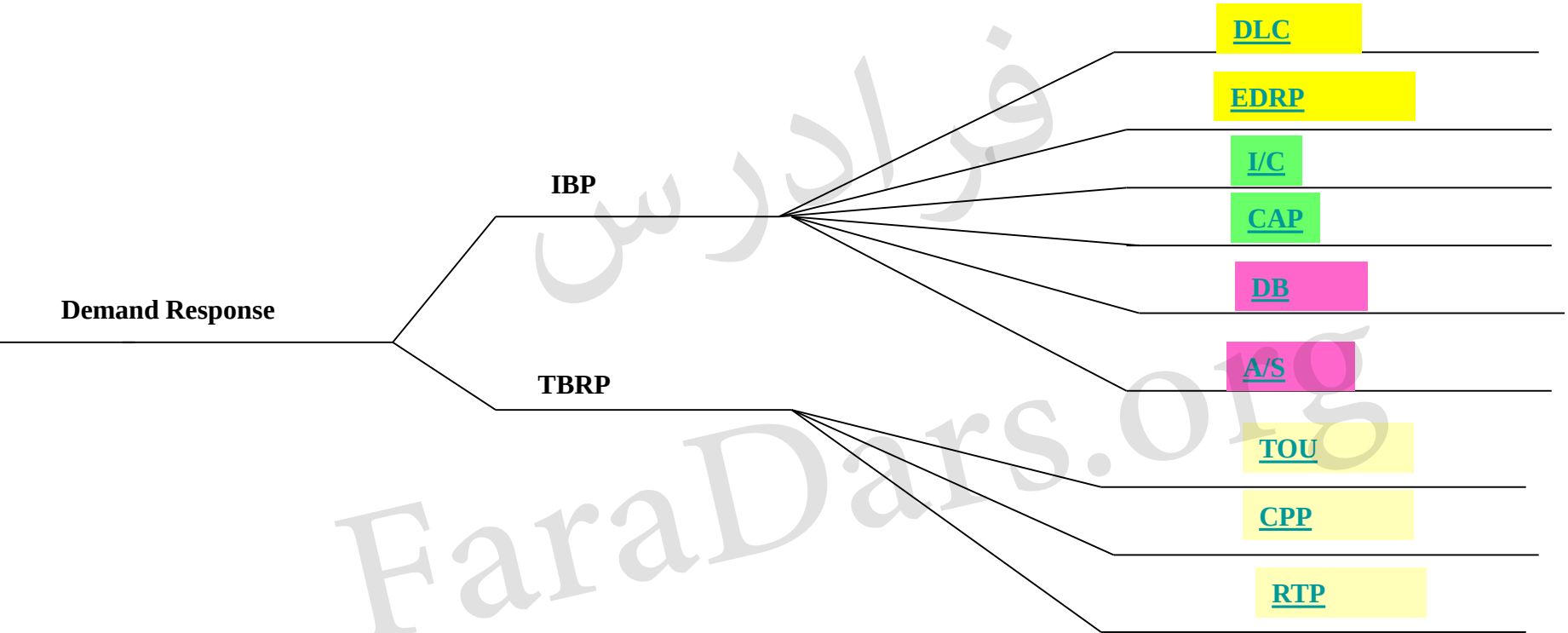
(۱) برنامه‌های قیمت گذاری زمان استفاده (TOU)

(۲) برنامه‌های قیمت گذاری زمان واقعی (RTP)

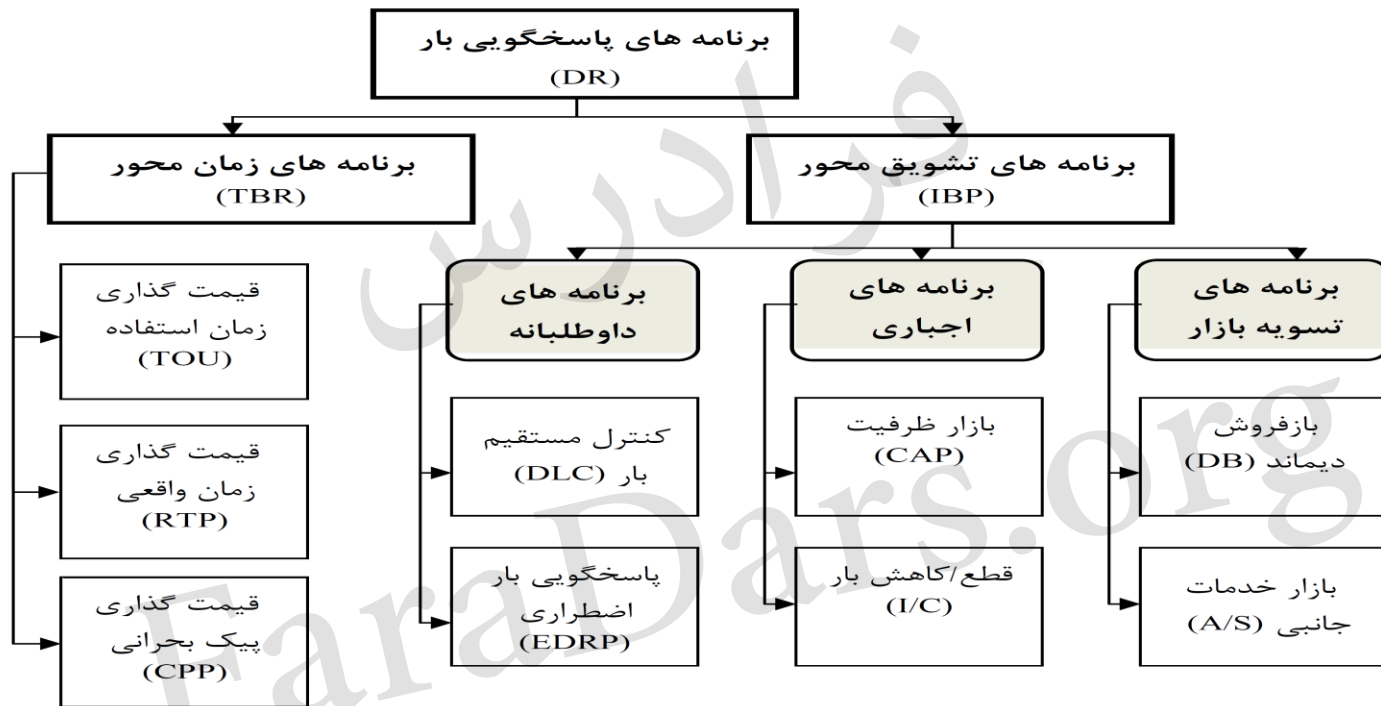
(۳) برنامه‌های قیمت گذاری زمان پیک بحرانی (CPP)

FaraDars.org

نمودار درختی برنامه‌های پاسخگویی بار



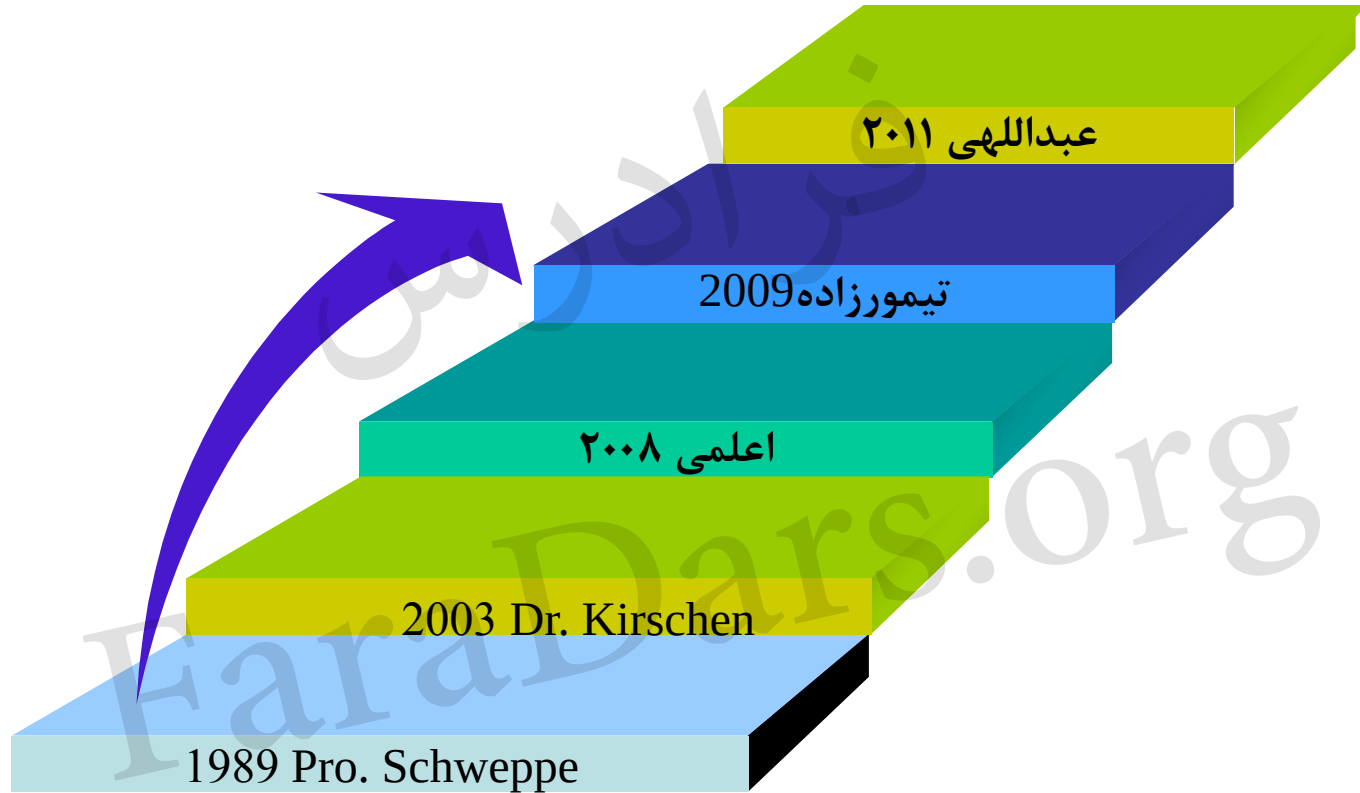
کلاسه بندی برنامه های پاسخگویی بار



مدل اقتصادی بار



روند تاریخی مدل اقتصادی بار



الاستیسیته (کشش)

$$E = \frac{\rho_0}{d_0} \cdot \frac{\partial d}{\partial \rho}$$

میزان تغییر در دیمانده به ازای تغییر یک واحد در قیمت برق

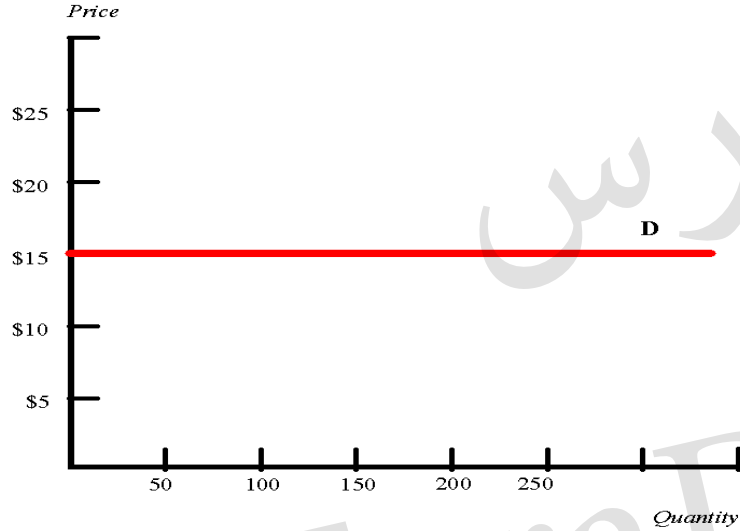
FaraDars.org

الاستیسیته

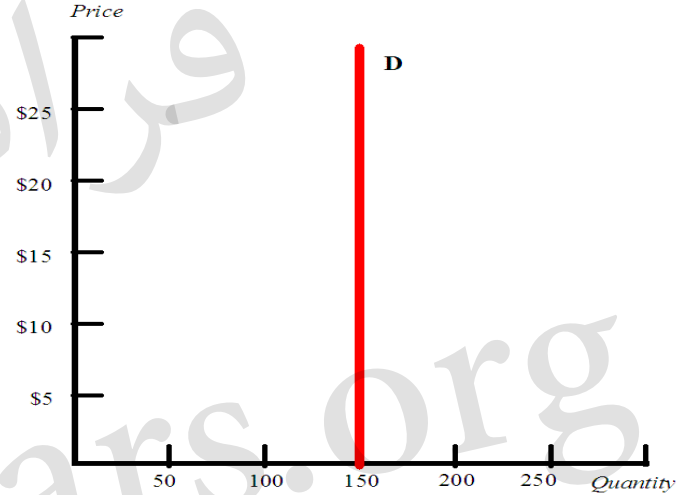
مقدار	مفهوم
$E = 0$	کاملاً غیر الاستیک
$-1 < E < 0$	نسبتاً غیر الاستیک
$E = -1$	الاستیک واحد
$-\infty < E < -1$	نسبتاً الاستیک
$E = -\infty$	کاملاً الاستیک

البته در برق چون الاستیسیته پایین است مقادیر بین -0.5 و -1 الاستیک محسوب می شوند.

الاستیته

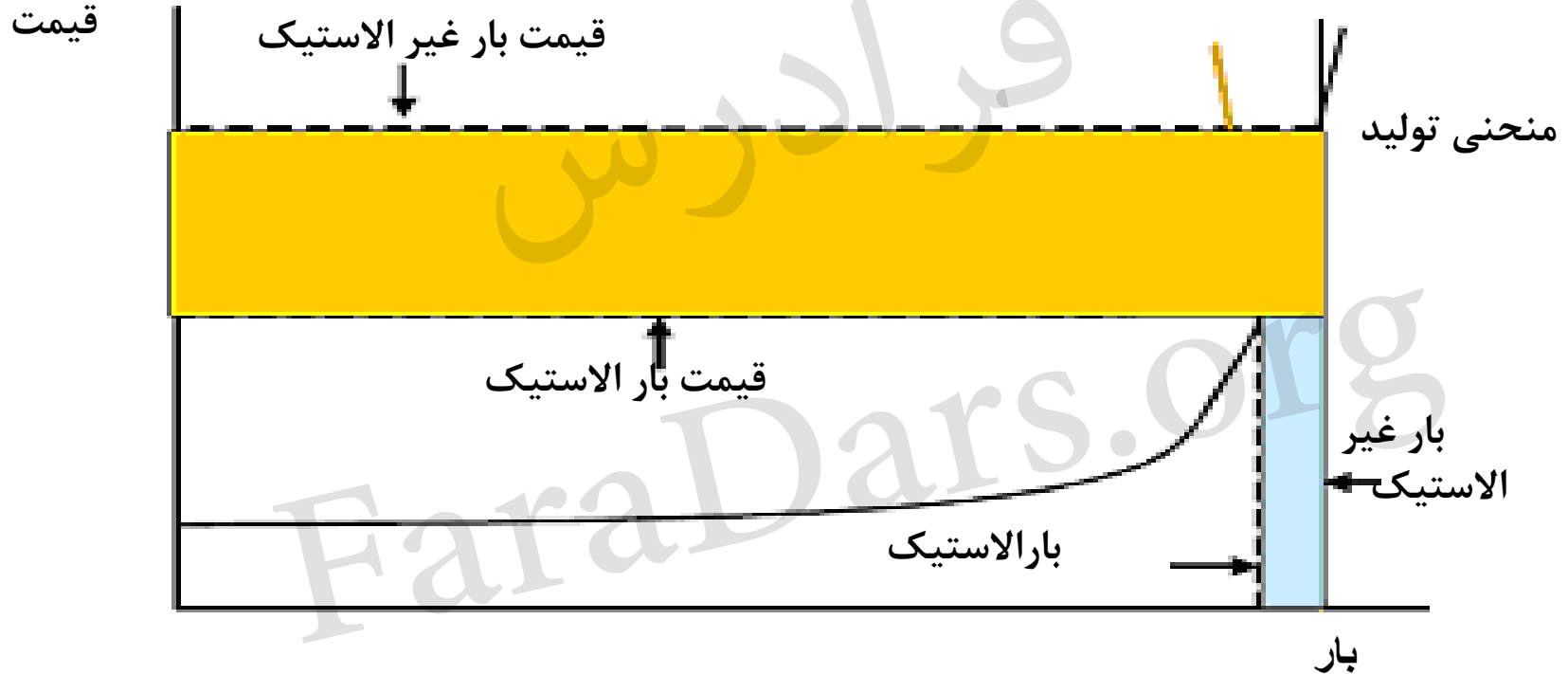


بار كاملا الاستيك



بار كاملا غير الاستيك

تأثير الاستيسية بر قيمت برق



الاستیسیته (کشش)

✓ **جایگزینی** هرچه کالای جایگزین بیشتر وجود داشته باشد، الاستیسیته افزایش می یابد

✓ **درآمد** هرچه درآمد مشتری بیشتر باشد، الاستیسیته کاهش می یابد

✓ **ضرورت** هرچه کالا جزو نیازهای ضروری مشتری باشد، الاستیسیته کاهش می یابد

✓ **زمان** هرچه زمان تغییر قیمت طولانی تر باشد، الاستیسیته افزایش می یابد

✓ **عمر مفید** هرچه عمر مفید کالا کمتر باشد، الاستیسیته افزایش می یابد

الاستیسیته

کشور	میانگین الاستیسیته خودی
ایران	0.33
امریکا	0.14
انگلستان	0.2
فرانسه	0.2
چین	0.4
استرالیا	0.3

انواع تابع تقاضا

ردیف	نام	فرمول
۱	خطی	$d = a + b.\rho$
۲	توانی	$d = a.\rho^b$
۳	اکسپنانشیل	$d = a.e^{b.\rho}$
۴	لگاریتمی	$d = a_0 + a_1 \ln \rho^b$
۵	هایپربولیک	$d = a.\cosh(b.\rho) \mid d = \frac{a}{2} \cdot (EXP(b.\rho) + EXP(-b.\rho))$

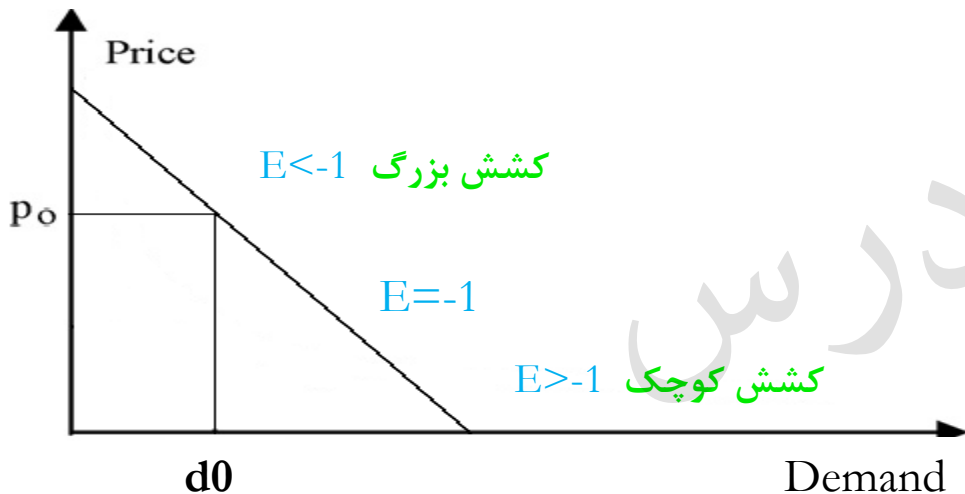
چرا انواع مدلها

- اقتصاد دانان برای جوامع گوناگون یا بخشهای مختلف جامعه مانند بخش خانگی، تجاری، صنعتی، توابع مختلفی از میزان مصرف به ازای قیمت برق یا میزان سود برحسب مقدار مصرف برق تعریف می کنند که با توجه به مطالعات میدانی بهترین تابع برای آن جامعه آماری بدست می آید.

$$d = f(\rho)$$

$$B = f(d)$$

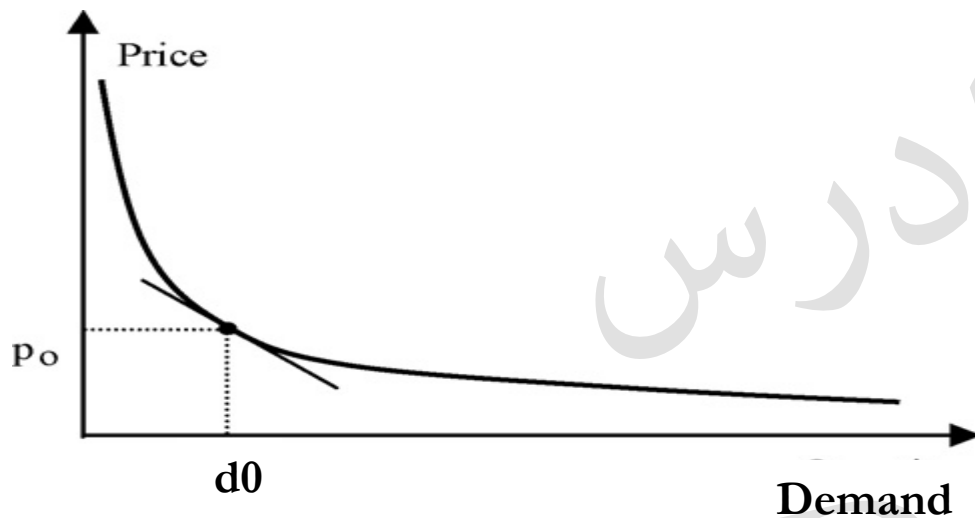
الاستیسیته (مدل خطی)



$$d = a + b \cdot \rho$$

$$E = \frac{\rho_0}{d_0} \cdot \frac{\partial d}{\partial \rho} = b \cdot \frac{\rho_0}{d_0}$$

الاستیسیته (مدل توانی)



تابع تقاضا توانی

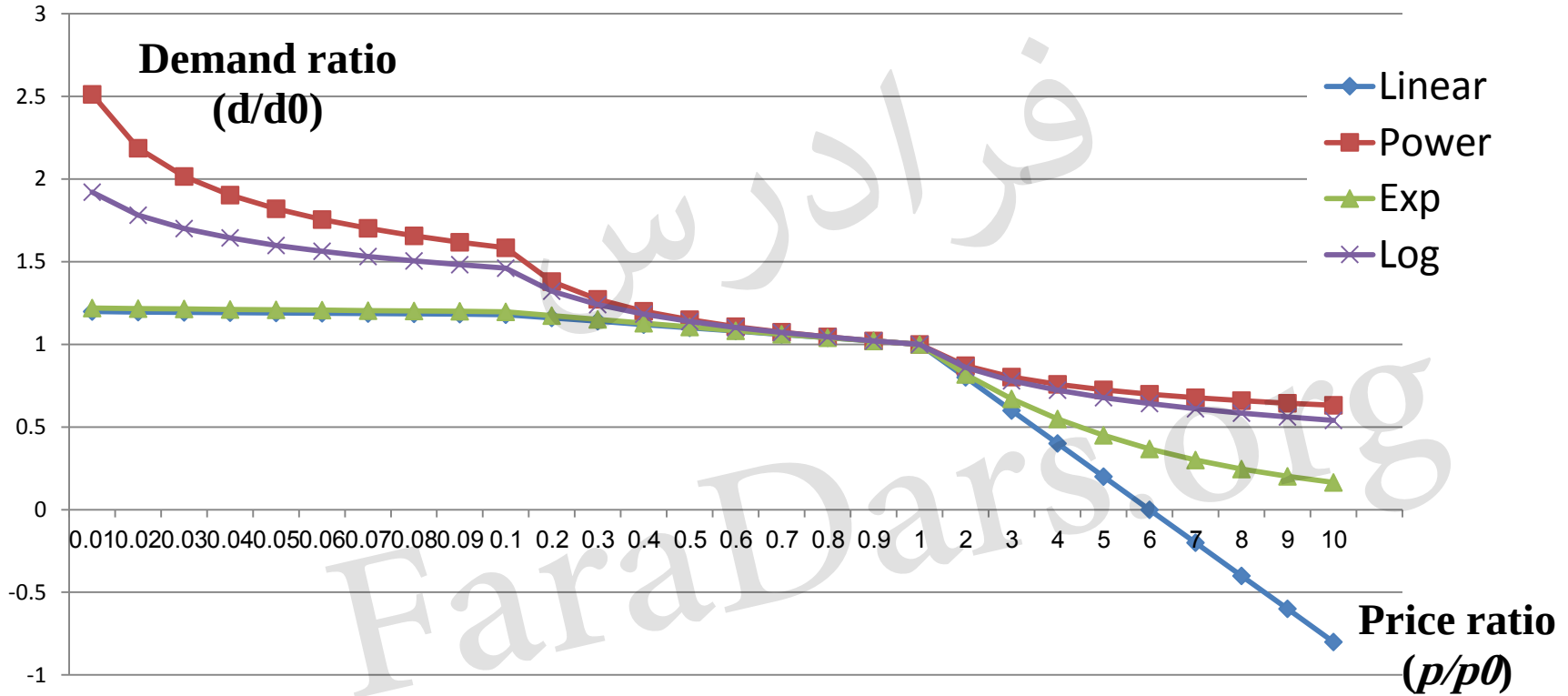
$$d = a \cdot \rho^b$$

$$E = \frac{\rho_0}{d_0} \cdot \frac{\partial d}{\partial \rho}$$

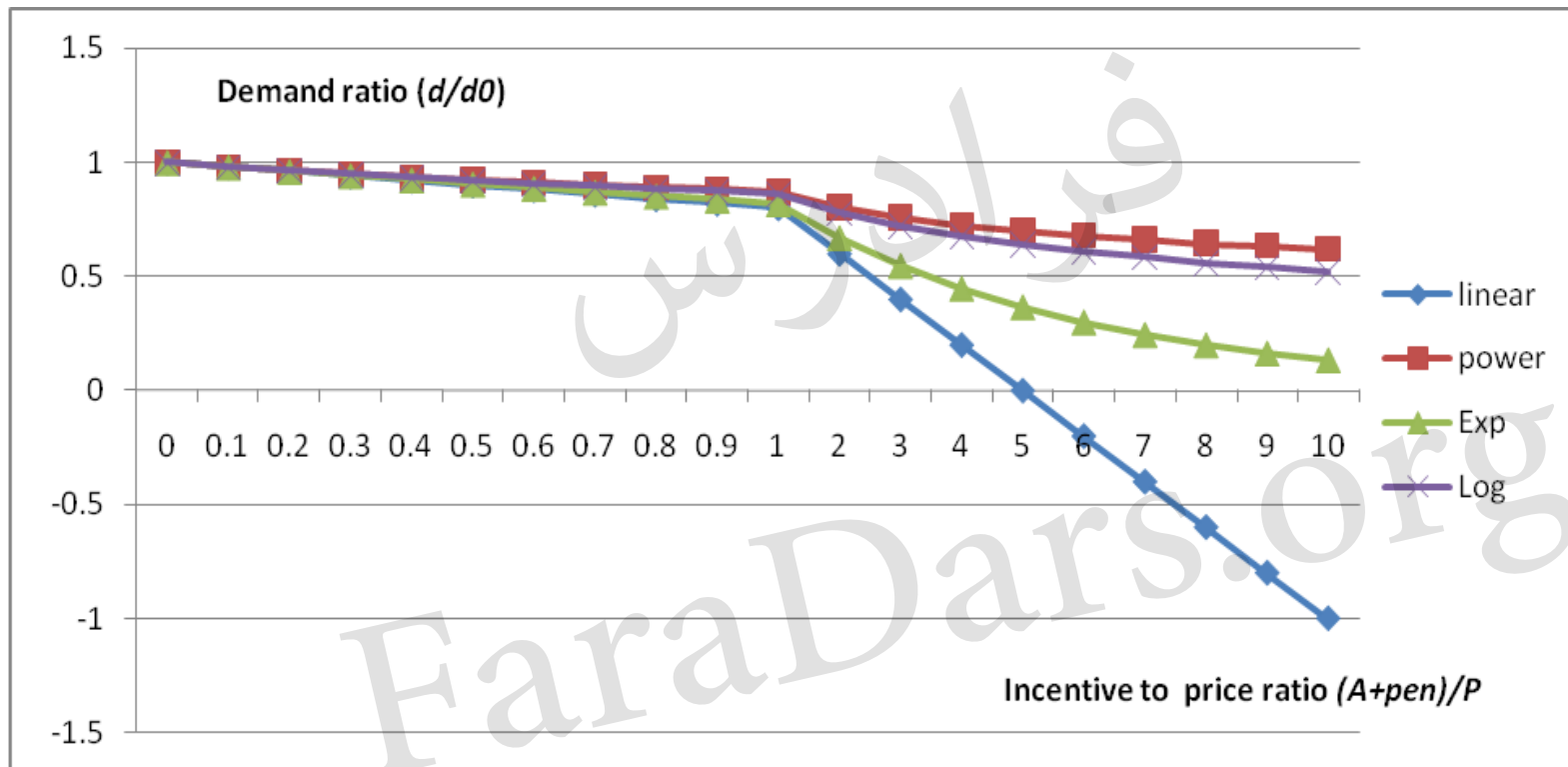
$$= \frac{b \cdot a \cdot \rho^{b-1} \cdot \rho}{a \cdot \rho^b}$$

$$E = b < 0$$

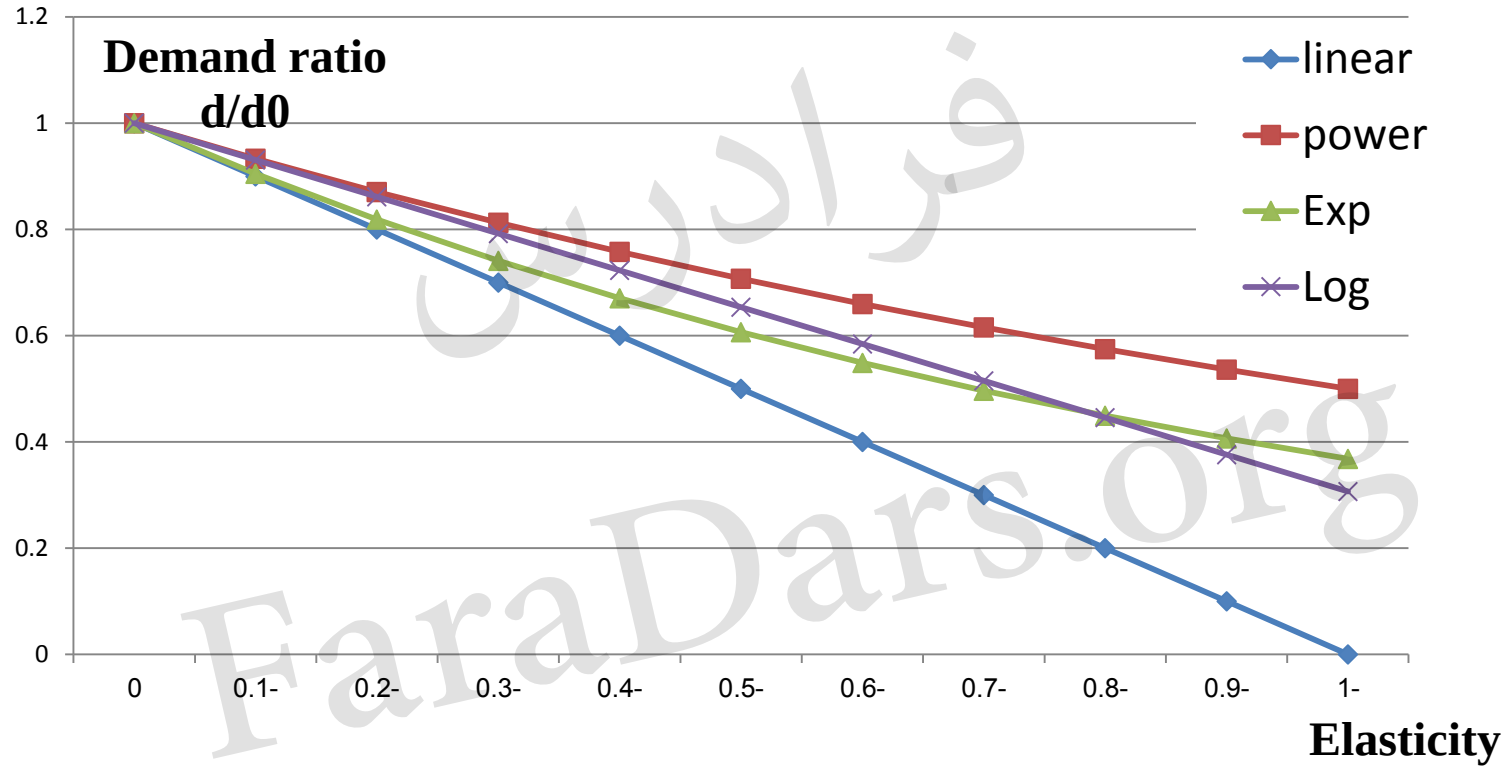
انواع توابع تقاضا



توابع پاسخگویی بار به ازای تشویقی های مختلف



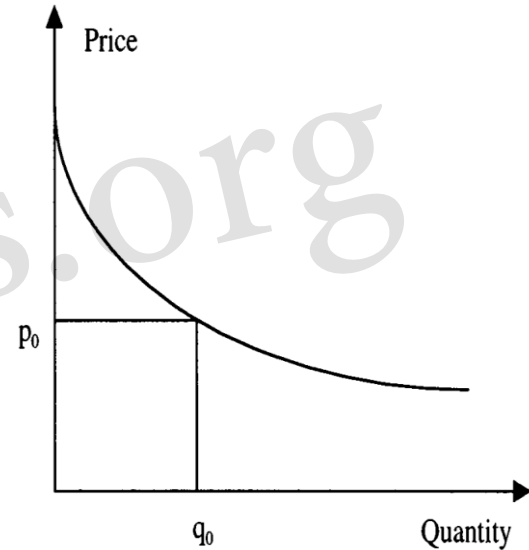
الاستیسته



الاستیسیته خودی

الاستیسیته خودی یعنی تغییر میزان بار در پریود Δ م بخاطر تغییر قیمت برق در همان پریود (Δ م)

$$E(i, i) = \frac{\rho_0(i)}{d_0(i)} \cdot \frac{\partial d(i)}{\partial \rho(i)}$$



الاستیسیته متقابل

الاستیسیته متقابل پریود λ ام نسبت به پریود λ ام، یعنی
تغییر میزان بار در پریود λ ام بخاطر تغییر قیمت برق در پریودهای λ ام

$$E(i, j) = \frac{\rho_0(j)}{d_0(i)} \cdot \frac{\partial d(i)}{\partial \rho(j)}, \quad i \neq j$$

برای یک پریود ثابت (i)، حساسیت نسبت به تمامی پریودهای دیگر (j) باید محاسبه شود

ماتریس الاستیسیت

$$\Delta d = E.\Delta\rho$$

$$\begin{bmatrix} \Delta d_1 \\ \Delta d_2 \\ \Delta d_i \\ \Delta d_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_{11} & E_{12} & E_{1n} \\ E_{21} & E_{22} & \\ & E_{ij} & \\ E_{m1} & E_{mj} & E_{mn} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta\rho_1 \\ \Delta\rho_2 \\ \Delta\rho_j \\ \Delta\rho_n \end{bmatrix}$$

عناصر روی قطر نشان دهنده الاستیسیت خودی و عناصر غیر قطبی نشان دهنده الاستیسیت‌های متقابل (i,j) است.

نمادهای مورد استفاده در مدل

$d_0(i)$	بار اولیه، (مصرف قبل از اجرای برنامه) (kWh)
$d(i)$	بار لحظه‌ای، (مصرف بعد از اجرای برنامه) (kWh)
$B_0(i)$	مقدار درآمد ناشی از مصرف برق به اندازه d_0 (\$)
$B(d(i))$	مقدار درآمد ناشی از استفاده از برق در تولید کالا پی‌یود نام (\$)
$\rho_0(i)$	قیمت انرژی الکتریکی قبل از کاهش بار (\$/kWh)
$\rho(i)$	قیمت انرژی الکتریکی بعد از کاهش بار (\$/kWh)
$E(i), E(i,j)$	الاستیسیته خودی و متقابل بار

مدل پاسخگویی بار تعرفه زمانی

$$\Delta d(i) = d(i) - d_0(i) \quad (MWh)$$

تغییر بار

$$S(d(i)) = B(d(i)) - (d(i) \cdot \rho(i)) \quad \$$$

تابع سود

$$\frac{\partial S}{\partial d(i)} = \frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} - \rho(i) = 0$$

$$\frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} = \rho(i)$$

بهینه سازی سود

تابع هدف

$$\max S = B(d(i)) - d(i) \cdot \rho(i)$$

تابع سود

object to:

MAX: S

MAX [Incomes(i)-Costs(i)]

MAX: $\{B(d(i)) - d(i) \cdot \rho(i)\}$

Subject to:

$$\rho_{\min}(i) \leq \rho(i) \leq \rho_{\max}(i)$$

$$\Delta d_{\min}(i) \leq \Delta d(i) \leq \Delta d_{\max}(i)$$

مدل پاسخگویی بار تعرفه زمانی

$$B(d(i)) = B_0(i) + \rho_0(i)[d(i) - d_0(i)] \left\{ 1 + \frac{d(i) - d_0(i)}{2E(i, i).d_0(i)} \right\}$$

$$\frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} = \rho_0(i) \left\{ 1 + \frac{d(i) - d_0(i)}{E(i, i).d_0(i)} \right\}$$

$$\rho(i) = \rho_0(i) \left\{ 1 + \frac{d(i) - d_0(i)}{E(i, i).d_0(i)} \right\}$$

مدل تک پریودی

$$d(i) = d_0(i) \left\{ 1 + \frac{E(i)[\rho(i) - \rho_0(i)]}{\rho_0(i)} \right\}$$

$$i = 1, 2, \dots, 24$$

$E(i)$ ، حساسیت بار در پریود i ام به قیمت برق در همان پریود

مدل تک پریودی



بارهایی که نمی توانند
در پریودهای مختلف
جایجا شوند و
فقط می توانند
روشن یا خاموش
باشند
(بارهای روشنایی)

مدل چند پریودی



بارهایی که می‌توانند در
پریودهای مختلف جابجا شوند
یعنی مصرف می‌تواند از زمان
پیک به زمان میان باری یا کم
باری منتقل شود
(بارهای فرآیندی)

مدل چند پریودی

الاستیسیته متقابل پریود λ_m نسبت به پریود λ_i ، یعنی حساسیت میزان بار در پریود λ_m به قیمت برق در پریودهای λ_i

$$E(i, j) = \frac{\rho_0(j)}{d_0(i)} \cdot \frac{\partial d(i)}{\partial \rho(j)}, \quad i \neq j$$

برای یک پریود ثابت (i)، حساسیت نسبت به تمامی پریودهای دیگر (j) باید محاسبه شود

مدل چند پریودی

$$d(i) = d_0(i) + \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^{24} E(i, j) \frac{d_0(i)}{\rho_0(j)} [\rho(j) - \rho_0(j)]$$

$E(i,j)$ ، حساسیت بار در پریود i ام به قیمت برق در پریود j ام

مدل نهایی پاسخگویی بار

$$d(i) = d_0(i) \left\{ 1 + \frac{E(i,i)[\rho(i) - \rho_0(i)]}{\rho_0(i)} + \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^{24} E(i,j) \cdot \frac{d_0(i)}{\rho_0(j)} \cdot [\rho(j) - \rho_0(j)] \right\}$$

$i = 1, 2, \dots, 24.$

جایگذاری تابع مصرف مشتری در تابع سودمندی مشترک

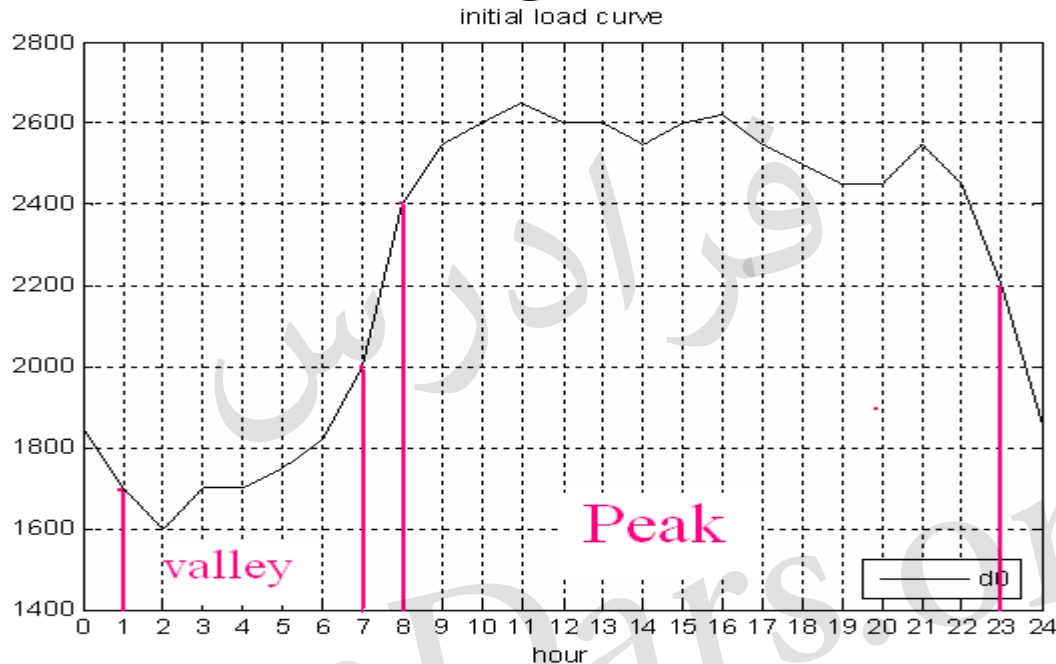
A MADM-based support system for DR programs

UPEC 2008



FaraDars.org

اجرای برنامه های تعرفه زمانی بر روی شبکه تست IEEE



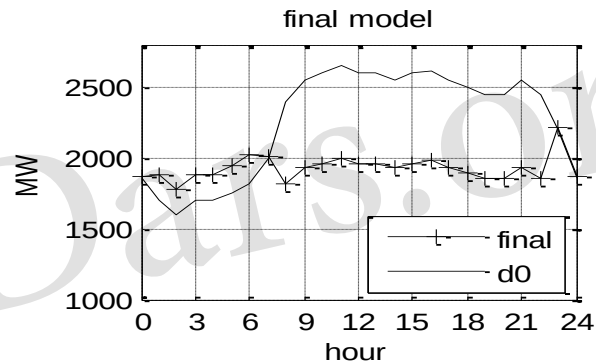
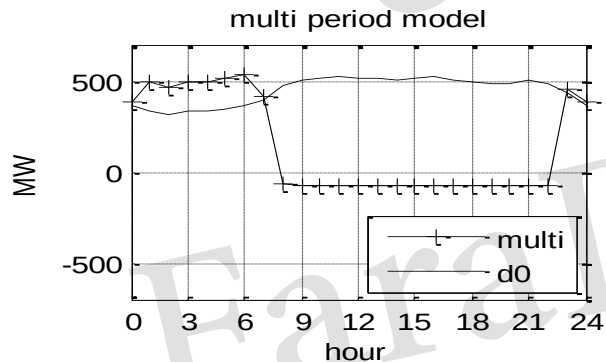
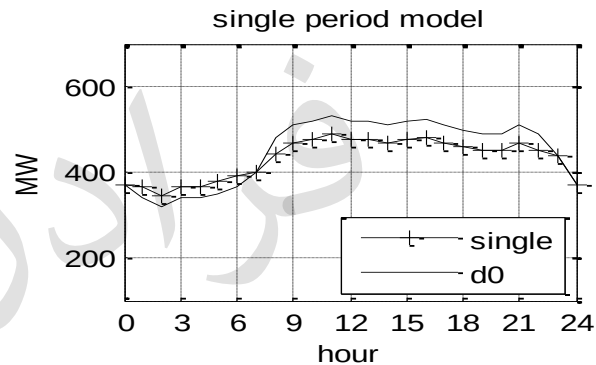
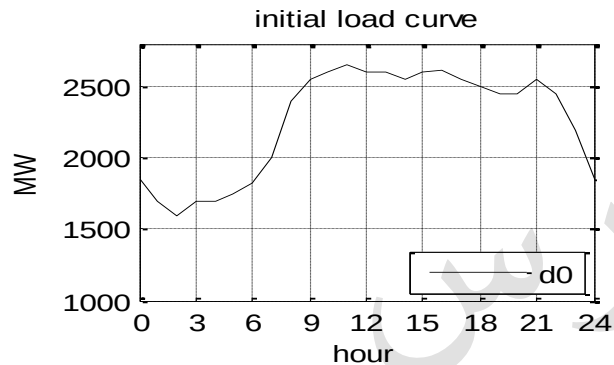
IEEE RTS 14

Self elasticity -0.2

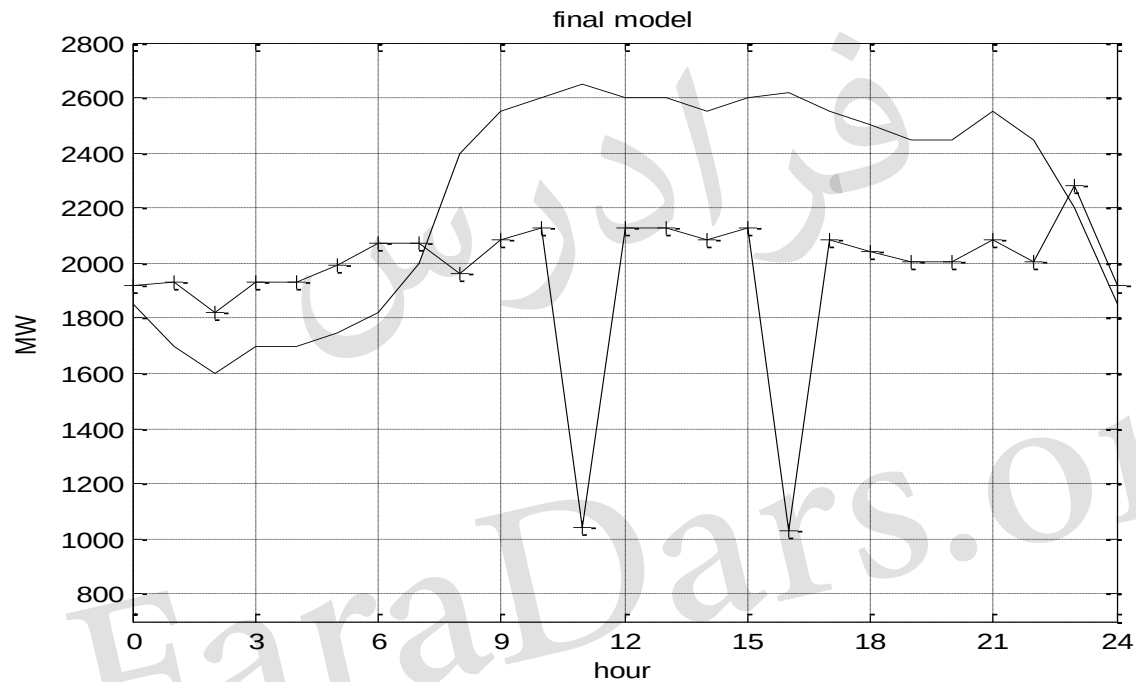
Cross elasticity
0.01

Valley	Off - peak	Peak
18 \$/MWh	30 \$/MWh	42 \$/MWh

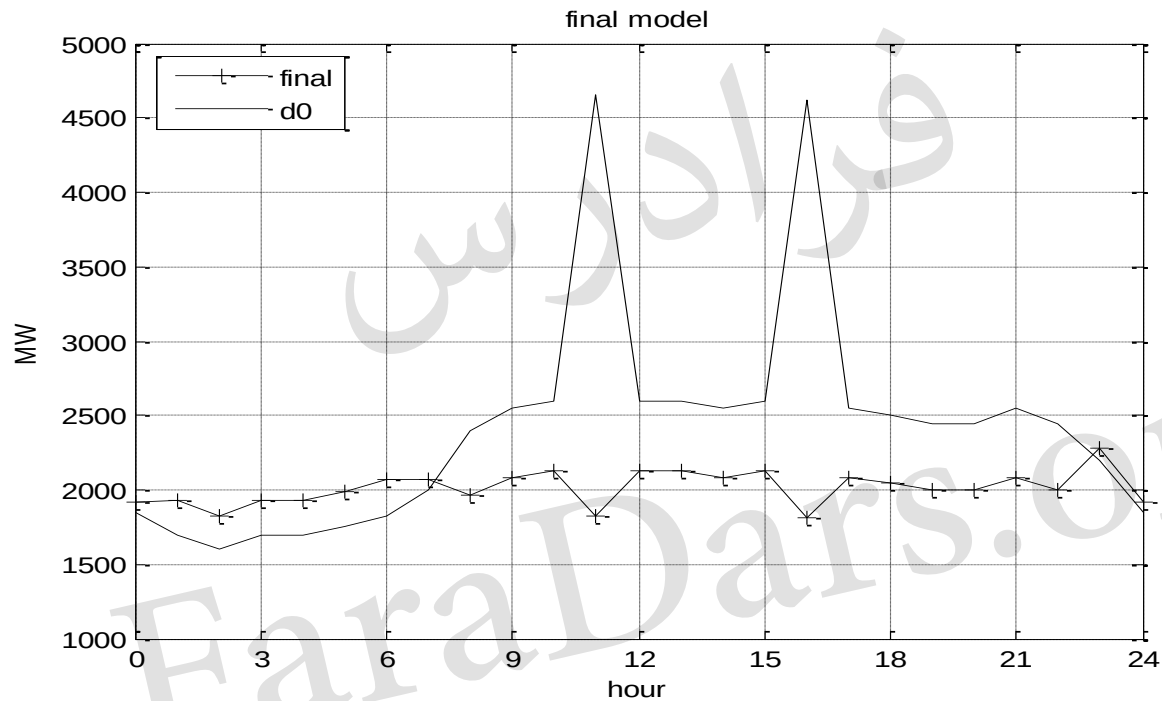
اجرای TOU



اجرای CPP



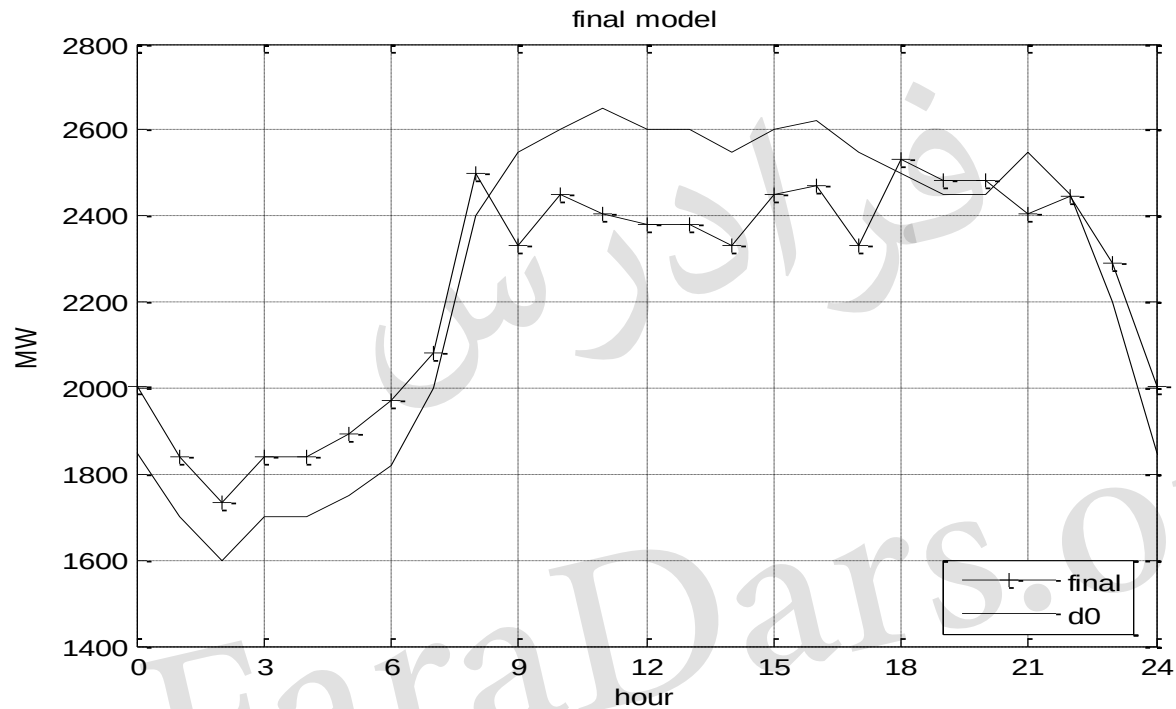
اجرای CPP با ایجاد پیک مصنوعی



Hour	Load (MW)	Price (\$/MWh)	Hour	Load (MW)	Price (\$/MWh)
1	1700	18	13	2600	42
2	1600	18	14	2550	42
3	1700	18	15	2600	38
4	1700	18	16	2620	38
5	1750	18	17	2550	42
6	1820	18	18	2500	28
7	2000	24	19	2450	28
8	2400	24	20	2450	28
9	2550	42	21	2550	38
10	2600	38	22	2450	30
11	2650	43	23	2200	24
12	2600	42	24	1850	18

Loads and
prices
In
RTP
program

اجرای RTP

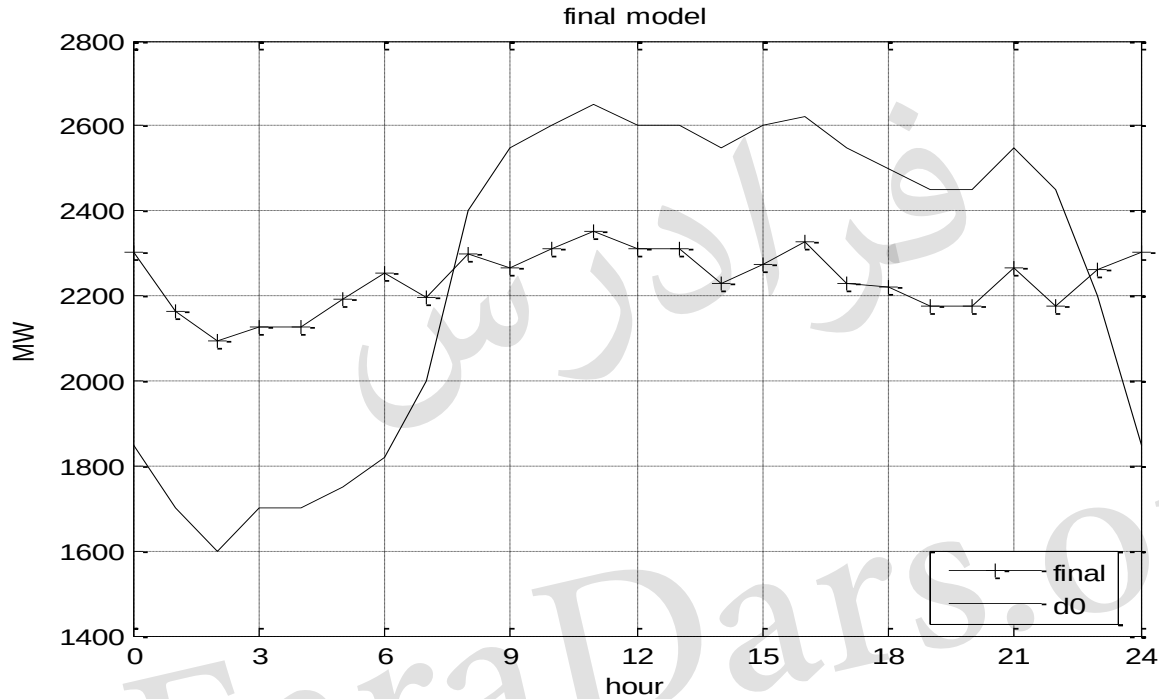


(potential=100%)

The prices in RTP program, optimal value

Hour	Load (MW)	Price (\$/MWh)	Hour	Load (MW)	Price (\$/MWh)
1	1700	5	13	2600	60
2	1600	0	14	2550	62
3	1700	8	15	2600	62
4	1700	8	16	2620	62
5	1750	10	17	2550	60
6	1820	30	18	2500	62
7	2000	50	19	2450	60
8	2400	60	20	2450	60
9	2550	60	21	2550	60
10	2600	38	22	2450	60
11	2650	43	23	2200	40
12	2600	42	24	1850	9

RTP اجرای



with optimum price & customers participation = %100

مدل برنامه های تشویق محور داوطلبانه

$$\Delta d(i) = d_0(i) - d(i)$$

تغییرات بار قبل و بعد از اجرای برنامه (kWh)

$$A(i) \geq 0$$

مقدار جایزه تشویقی در پیرونام (Rials/kWh)

$$P(\Delta d(i)) = A(i) \cdot \Delta d(i)$$

جایزه تشویقی کل برنامه (Rials)

مدل برنامه های تشویق محور داوطلبانه

$$S = B(d(i)) - d(i) \cdot \rho(i) + P(\Delta d(i))$$

تابع سود

object to:

MAX: S

MAX $[Incomes(i) - Costs(i)]$

MAX: $\{B(d(i)) - d(i) \cdot \rho(i) + P(\Delta d(i))\}$

Subject to:

$$\rho_{\min}(i) \leq \rho(i) \leq \rho_{\max}(i)$$

$$A_{\min}(i) \leq A(i) \leq A_{\max}(i)$$

$$\Delta d_{\min}(i) \leq \Delta d(i) \leq \Delta d_{\max}(i)$$

مدل برنامه های تشویق محور داوطلبانه

$$S = B(d(i)) - d(i) \cdot \rho(i) + P(\Delta d(i))$$

$$\frac{\partial S}{\partial d(i)} = \frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} - \rho(i) + \frac{\partial P}{\partial d(i)} = 0$$

$$\frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} = \rho(i) + A(i)$$

مدل برنامه های تشویق محور داوطلبانه

$$B(d(i)) = B_0(i) + \rho_0(i)[d(i) - d_0(i)] \left\{ 1 + \frac{d(i) - d_0(i)}{2E(i)d_0(i)} \right\}$$

$$\frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} = \rho_0(i) \left\{ 1 + \frac{d(i) - d_0(i)}{E(i)d_0(i)} \right\}$$

$$\rho(i) + A(i) = \rho_0(i) \left\{ 1 + \frac{d(i) - d_0(i)}{E(i)d_0(i)} \right\}$$

$$\rho(i) - \rho_0(i) + A(i) = \rho_0(i) \frac{d(i) - d_0(i)}{E(i)d_0(i)}$$

مدل برنامه های تشویق محور داوطلبانه

$$d(i) = d_0(i) \left\{ 1 + \frac{E(i)[\rho(i) - \rho_0(i) + A(i)]}{\rho_0(i)} \right\}$$

مدل تک پریودی

$$d(i) = d_0(i) + \sum_{j=1}^{24} E(i, j) \frac{d_0(i)}{\rho_0(j)} [\rho(j) - \rho_0(j) + A(j)]$$

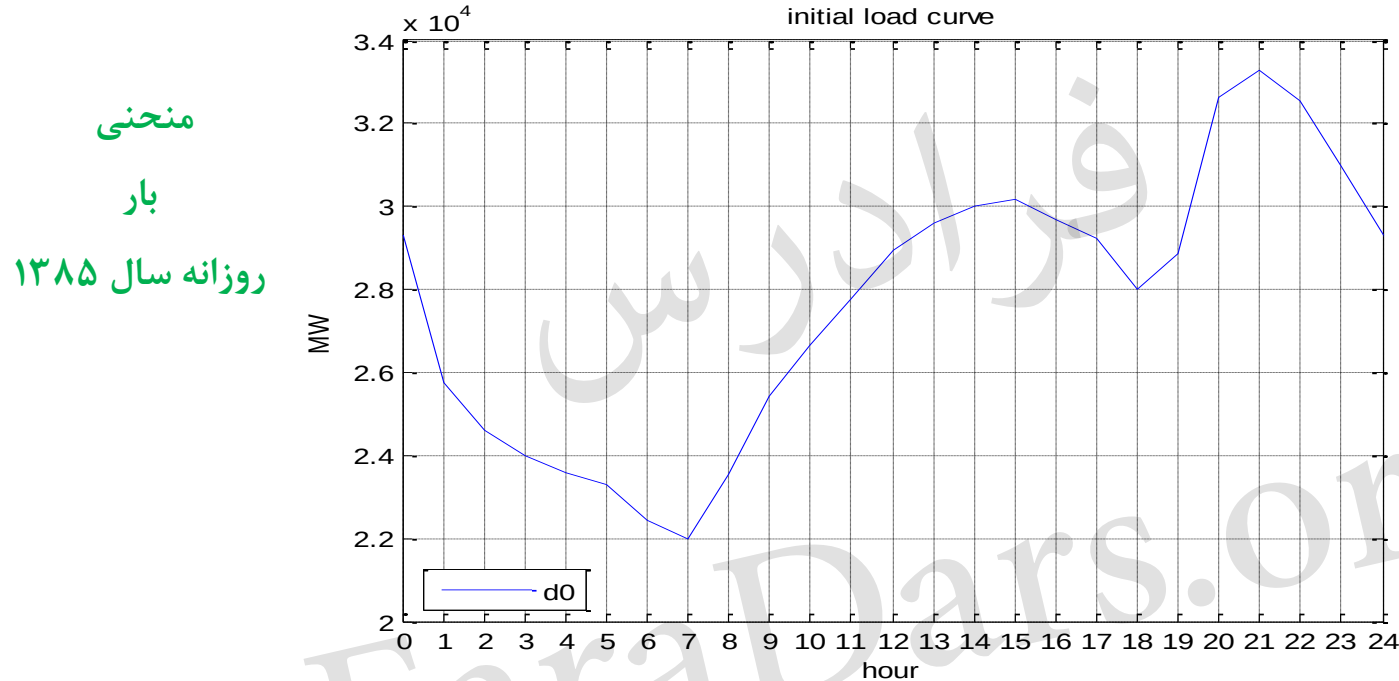
مدل چند پریودی

$$d(i) = d_0(i) \left\{ 1 + \frac{E(i, i)[\rho(i) - \rho_0(i) + A(i)]}{\rho_0(i)} + \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^{24} E(i, j) \cdot \frac{d_0(i)}{\rho_0(j)} \cdot [\rho(j) - \rho_0(j) + A(j)] \right\}$$

$i = 1, 2, \dots, 24.$

مدل نهایی

بررسی اجرای برنامه EDRP برمنحنی بار ایران



E=662,268 (MWh)

انرژی مصرفی

C=99,340 (MRials)

قبض برق

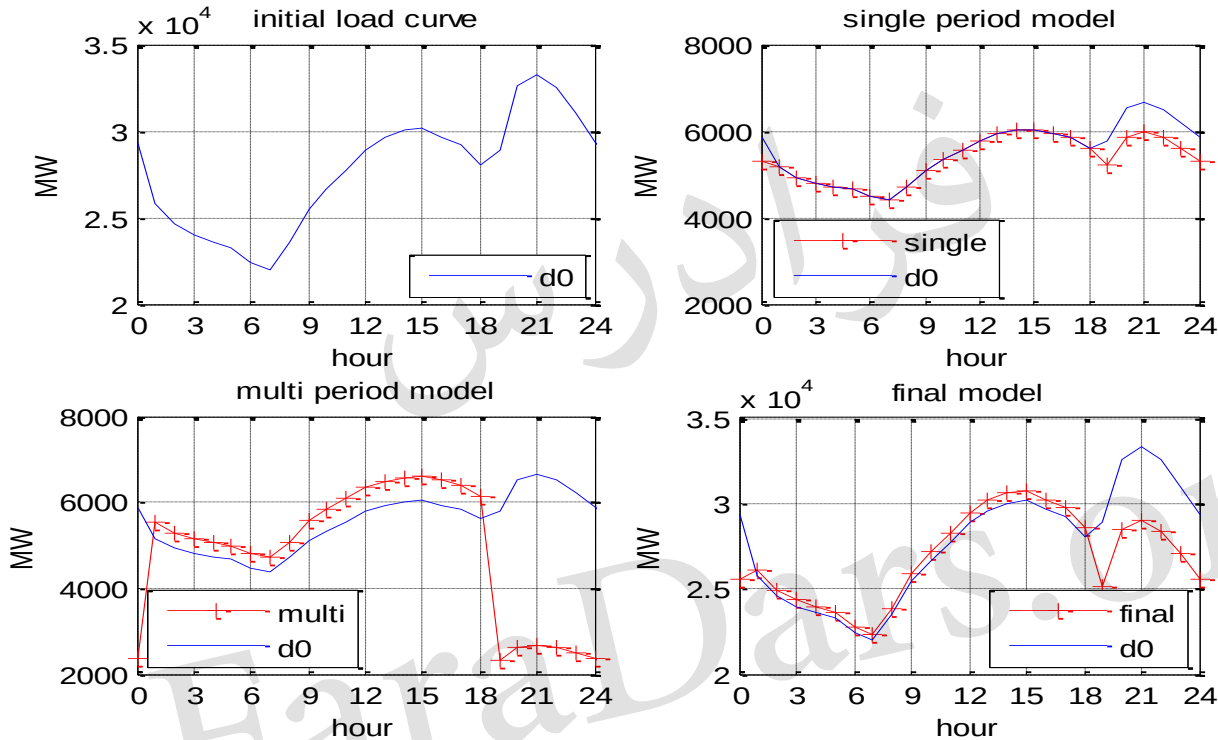
B=0 (MRials)

سود مشتری

الاستیسیته خودی و متقابل بار

	Peak	Flat	Valley
Peak	-0/1	0/016	0/012
Flat	0/016	-0/1	0/01
Valley	0/012	0/01	-0/1

اجرای EDRP با پاداش ۱۵۰R/kWh

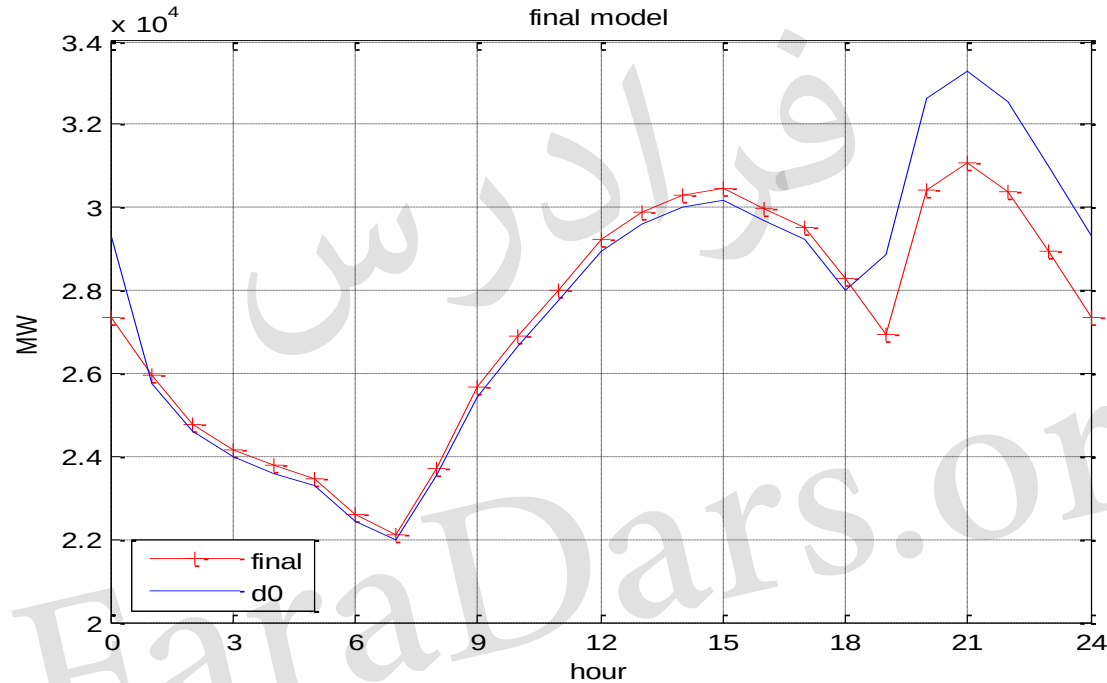


E=646,454 (MWh)

C=96,968 (MRials)

B=5,974 (MRials)

اجرای برنامه EDRP با الاستیسیته ۵۰٪

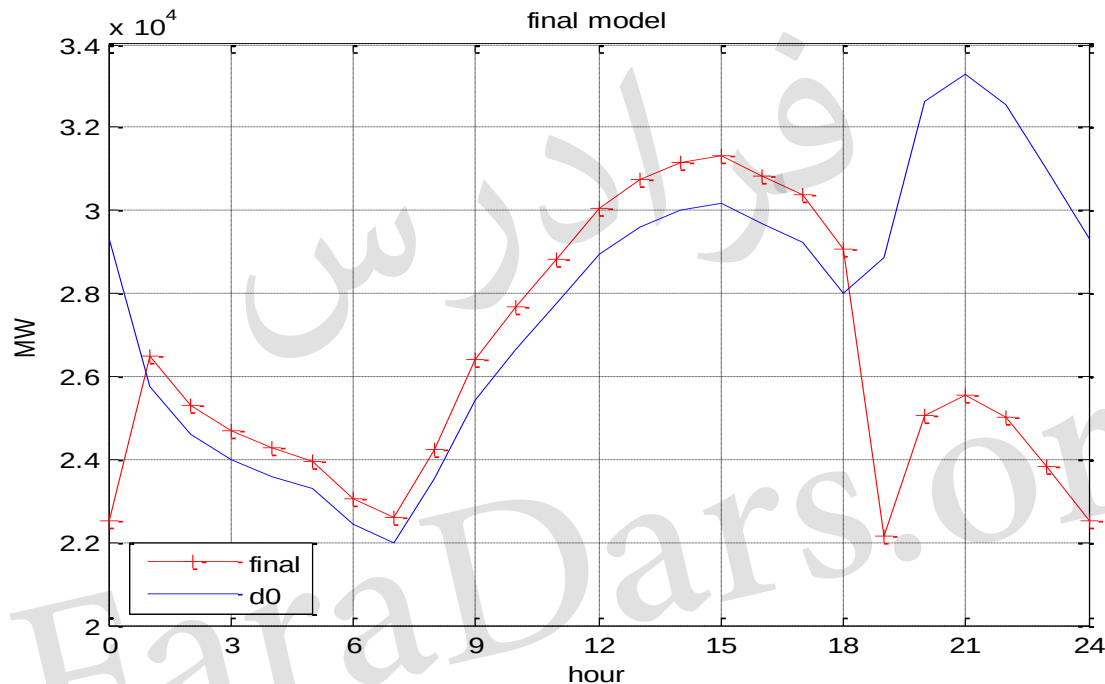


E=653,799 (MWh)

C=98,070 (MRials)

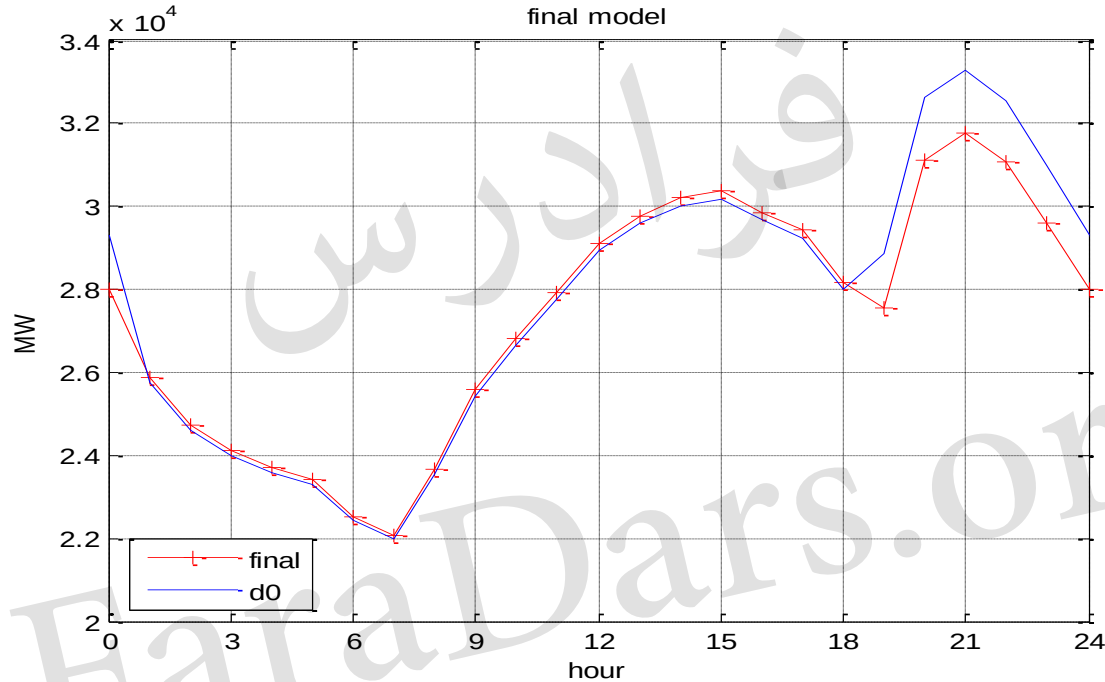
B=2,077 (MRials)

اجرای EDRP با پاداش ۳۰۰ R/kWh



E=635,149 (MWh) C=95,272 (MRials) B=13,670 (MRials)

اجرای EDRP با پاداش ۵۰ R/kWh

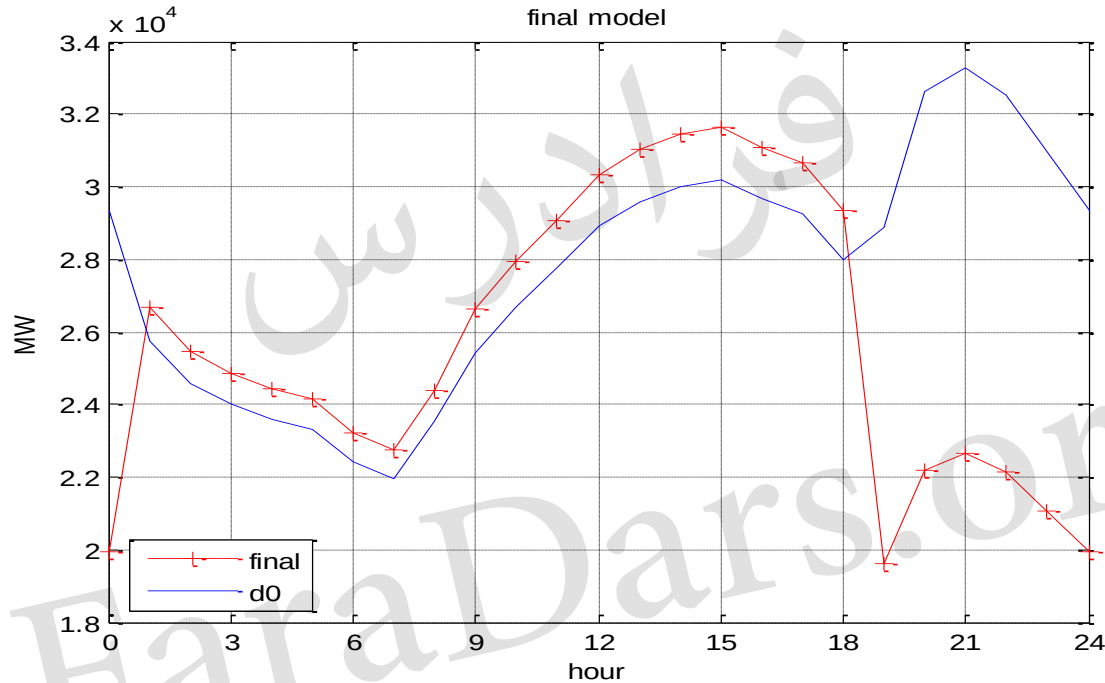


E=656,496 (MWh)

C=98,474 (MRials)

B=555(MRials)

اجرای EDRP بر روی نیمی از بار

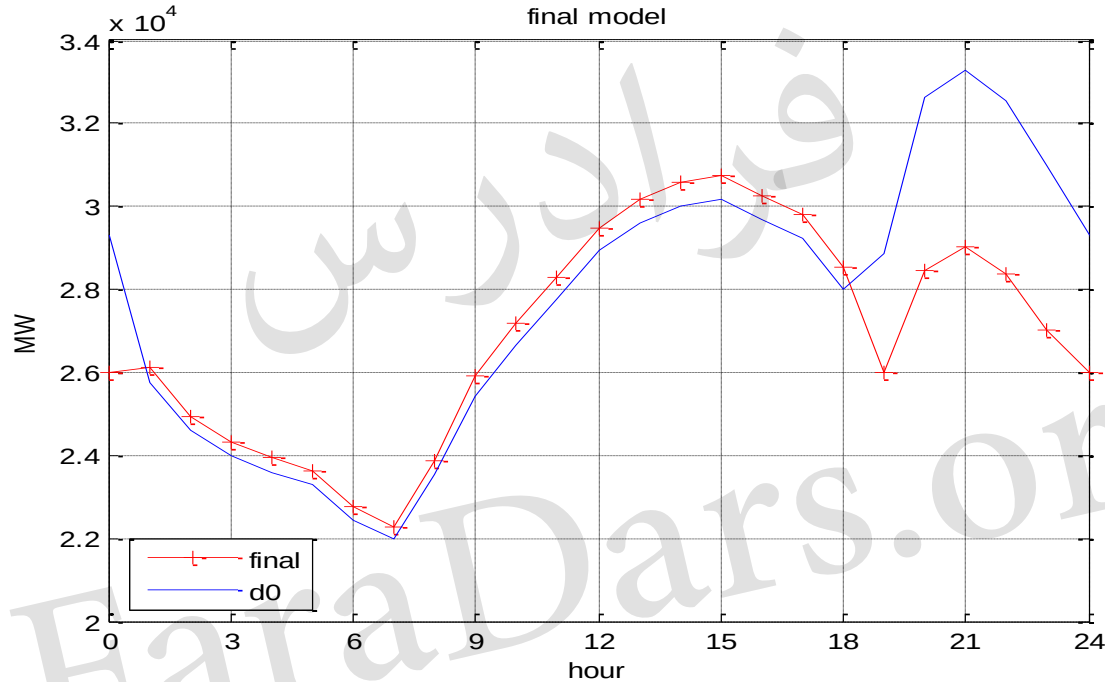


E=622,738 (MWh)

C=93,410 (Mrials)

B=9,896 (MRials)

اجرای EDRP با تعیین خط بار پایه ۲۶۰۰۰

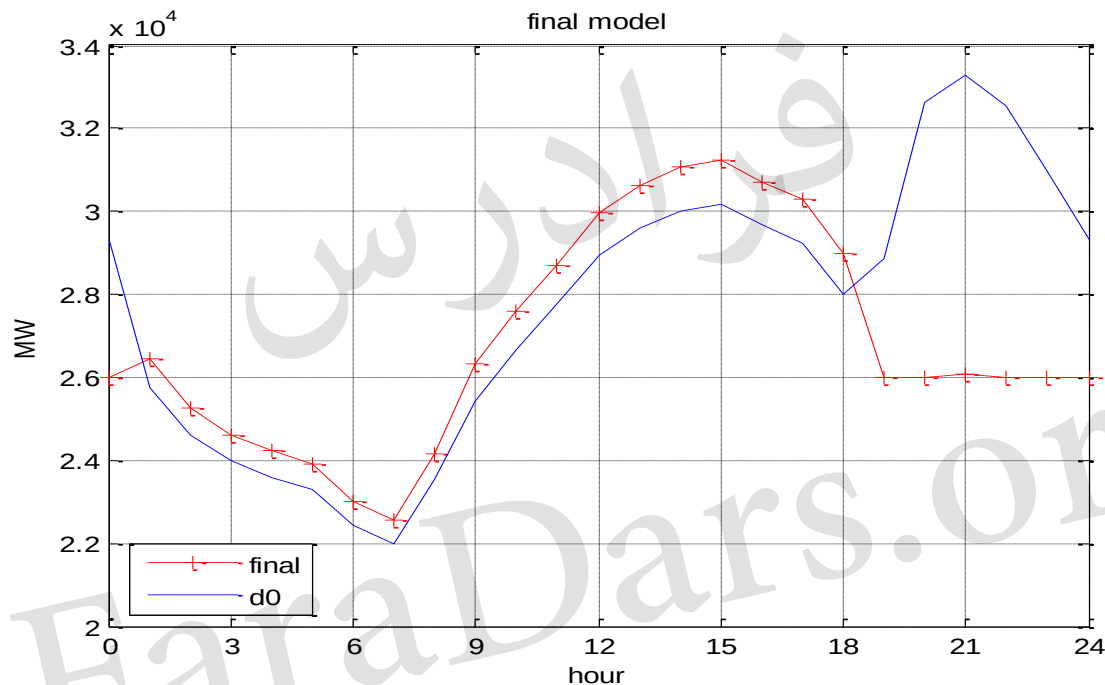


E=647,711 (MWh)

C=97,157 (MRials)

B=3,741 (MRials)

اجرای برنامه EDRP با پاداش بهینه



E=645,759 (MWh) C=96,864 (MRials) B=9,048 (MRials)

نتیجه‌گیری

ISO با یافتن مقدار بهینه جایزه تشویقی برنامه EDRP، ضمن رسیدن به اهداف خود (برش پیک تا مقدار بار

پایه، کاهش مصرف کلی انرژی و صاف کردن منحنی بار)، درآمد خود و سود مشترک را متعادل ساخته‌است.

FaraDars.org

مدل برنامه های تشویق محور مبتنی بر جریمه

تغییرات بار قبل و بعد از اجرای برنامه (kWh)

$$\Delta d(i) = d0(i) - d(i)$$

مقدار باری که شرکت کننده در برنامه I/C یا CAP تعهد داده است که در پریود نام کاهش دهد (kWh)

$$IC(i) \geq 0$$

مقدار باری که مشتری برخلاف تعهد، کاهش نداده است و باید جریمه شود (kWh)

$$IC(i) - [d0(i) - d(i)] \geq 0$$

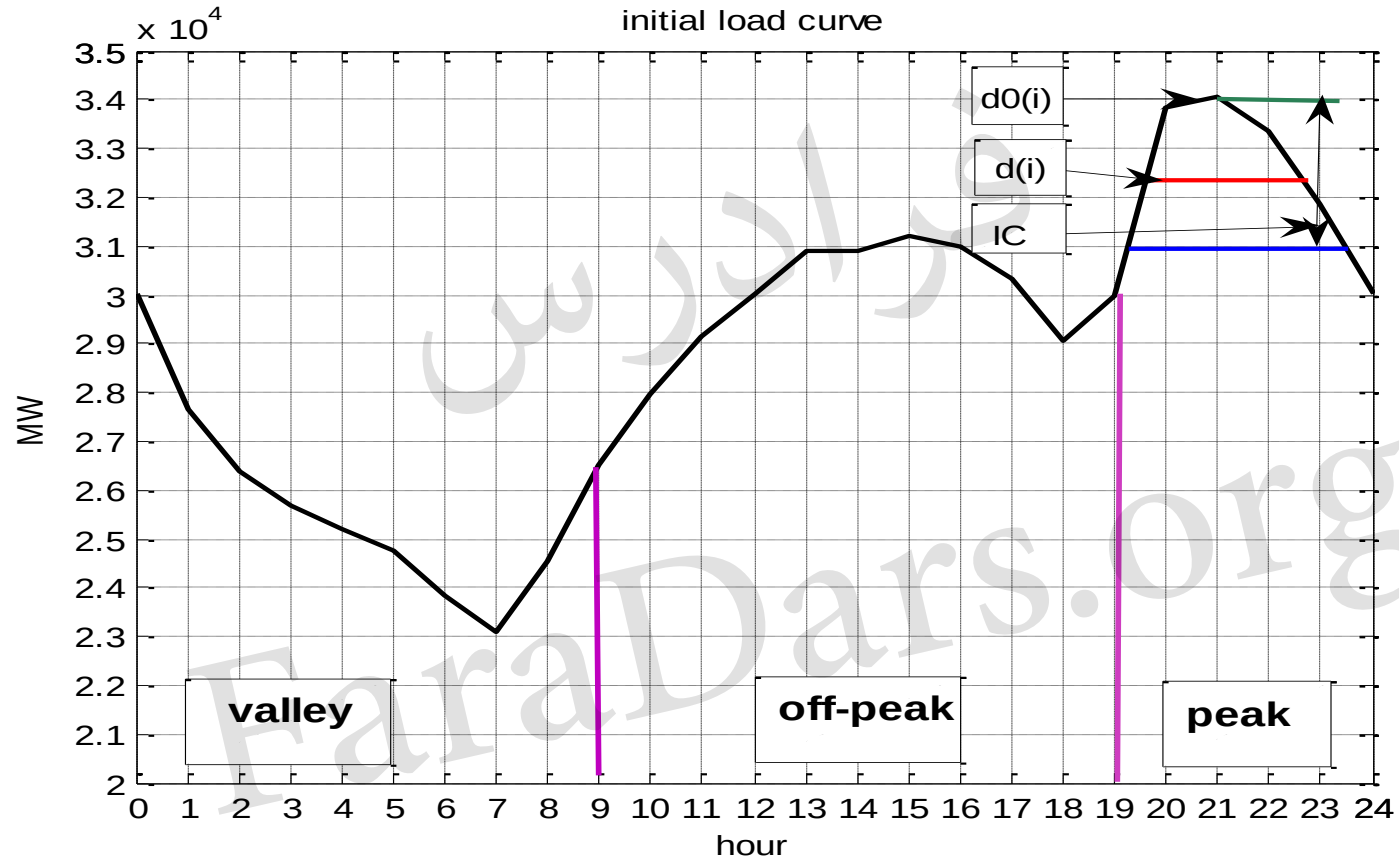
مقدار جریمه در پریود نام (Rials/kWh)

$$Pen(i) \geq 0$$

جریمه کل مشترک بابت عدم اجرای برنامه I/C یا CAP (Rials)

$$PEN(\Delta d(i)) = pen(i) \cdot \{IC(i) - [d0(i) - d(i)]\}$$

معرفی نمادهای مدل



مدل برنامه های تشویق محور مبتنی بر جریمه

$$S = B(d(i)) - d(i) \cdot \rho(i) + P(\Delta d(i)) - PEN(\Delta d(i)) \quad (\text{Rials})$$

تابع سود

$$\frac{\partial S}{\partial d(i)} = \frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} - \rho(i) + \frac{\partial P}{\partial d(i)} - \frac{\partial PEN}{\partial d(i)} = 0$$

$$\frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} = \rho(i) + A(i) + pen(i) \quad (\text{Rials/kWh})$$

$$B(d(i)) = B_0(i) + \rho_0(i) [d(i) - d_0(i)] \left\{ 1 + \frac{d(i) - d_0(i)}{2E(i) d_0(i)} \right\}$$

تابع درآمد

مدل برنامه های تشویق محور مبتنی بر جریمه

$$S = \underbrace{B(d(i))}_{\text{Revenue}} - \underbrace{d(i) \cdot \rho(i)}_{\text{Cost}} + \underbrace{P(\Delta d(i))}_{\text{Penalty}} - \underbrace{PEN(\Delta d(i))}_{\text{Penalty}} \quad (\text{Rials})$$

تابع سود

object to:

MAX: S

MAX [Incomes(i)-Costs(i)]

MAX: $\{B(d(i)) - d(i) \cdot \rho(i) + P(\Delta d(i)) - PEN(\Delta d(i))\}$

Subject to:

$$\rho_{\min}(i) \leq \rho(i) \leq \rho_{\max}(i)$$

$$A_{\min}(i) \leq A(i) \leq A_{\max}(i)$$

$$pen_{\min}(i) \leq pen(i) \leq pen_{\max}(i)$$

$$\Delta d_{\min}(i) \leq \Delta d(i) \leq \Delta d_{\max}(i)$$

مدل برنامه های تشویق محور مبتنی بر جریمه

$$d(i) = d_0(i) \left\{ 1 + \frac{E(i) [\rho(i) - \rho_0(i) + A(i) + pen(i)]}{\rho_0(i)} \right\}$$

مدل
تک پریودی

$$d(i) = d_0(i) + d_0(i) \cdot \left\{ \sum_{j=1}^{24} E(i, j) \frac{[\rho(j) - \rho_0(j) + A(j) + pen(j)]}{\rho_0(j)} \right\}$$

مدل
چند پریودی

$$d(i) = d_0(i) \cdot \left\{ 1 + \frac{E(i) [\rho(i) - \rho_0(i) + A(i) + pen(i)]}{\rho_0(i)} + \sum_{j=1}^{24} E(i, j) \frac{[\rho(j) - \rho_0(j) + A(j) + pen(j)]}{\rho_0(j)} \right\}$$

مدل
نهایی

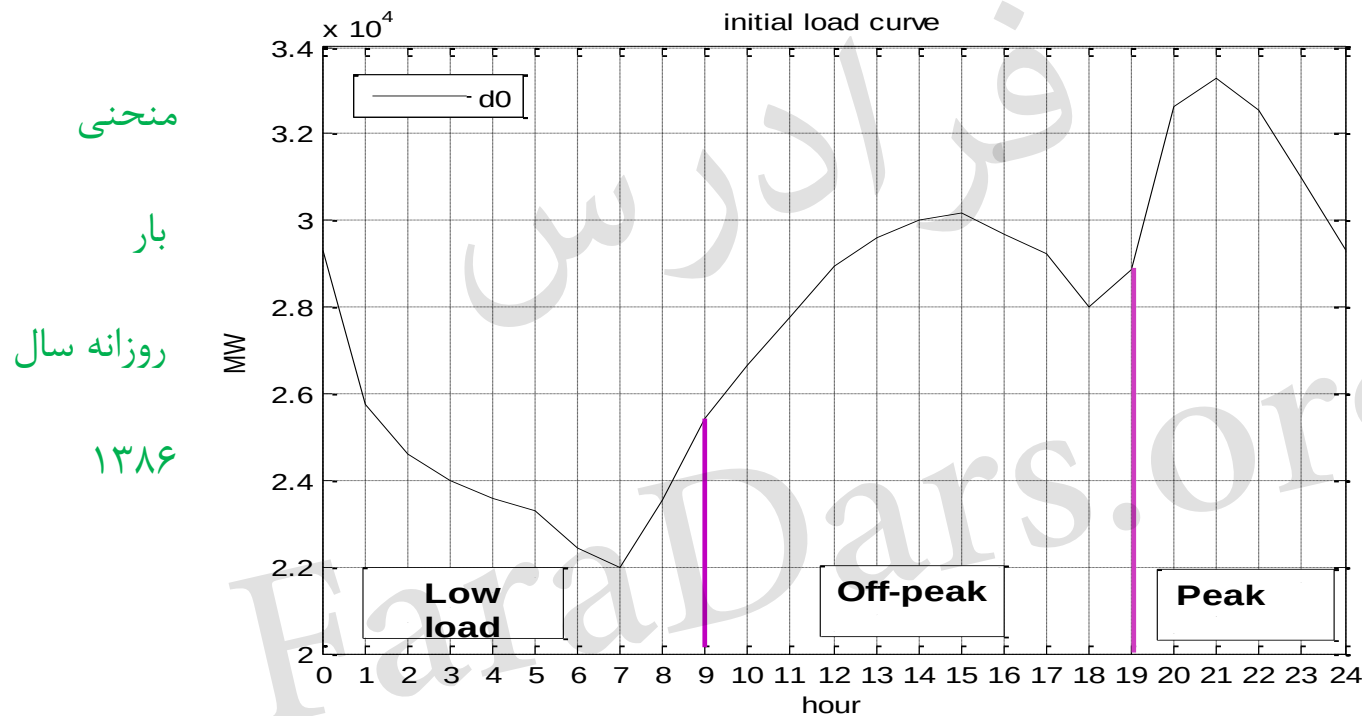
مقاله بازار ظرفیت

- Demand Response Modeling Considering Interruptible/Curtailable Loads and Capacity Market Programs

Elsevier, Applied Energy 87, pp 243-250, 2010



بررسی اجرای برنامه های I/C و CAP بر منحنی بار ایران

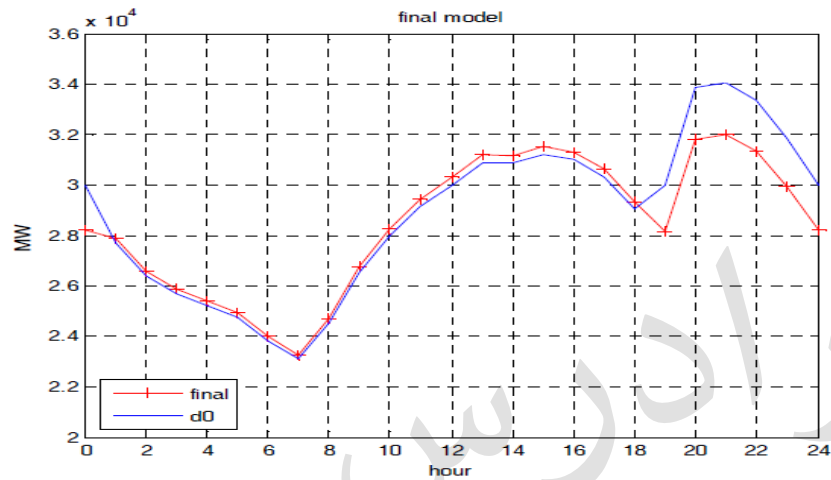


الاستیسیته خودی و متقابل بار

	Peak	Flat	Valley
Peak	-0.1	0.016	0.012
Flat	0.016	-0.1	0.01
Valley	0.012	0.01	-0.1

توصیف سناریوہا

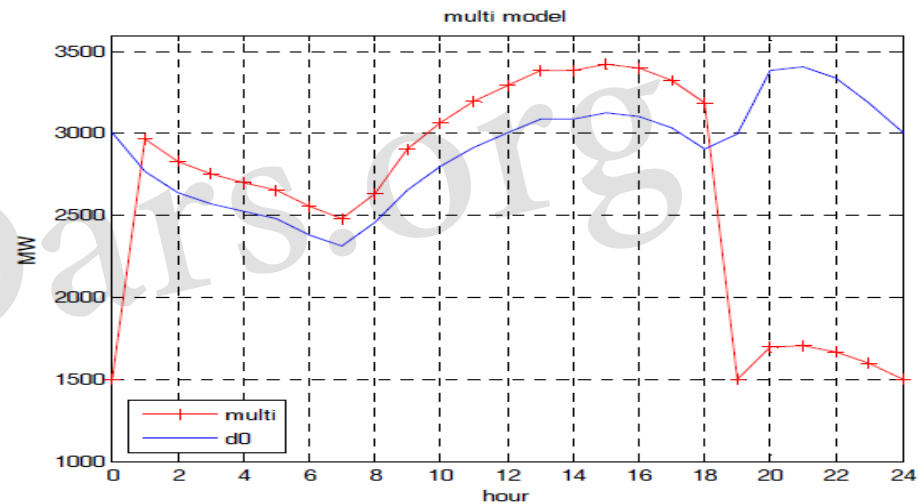
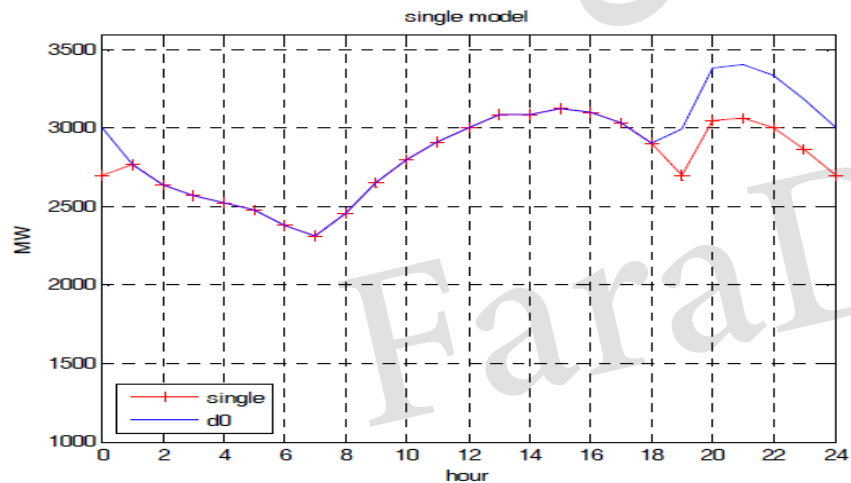
Scenario No.	Incentive value (₹/kWh)	Penalty value (₹/kWh)	Price elasticity
1	0	0	As Table 2
2	150	0	As Table 2
3	75	75	As Table 2
4	50	100	As Table 2
5	25	50	As Table 2
6	150	150	As Table 2
7	100	150	As Table 2
8	100	150	As ½ value of Table 2
9	200	300	As ½ value of Table 2



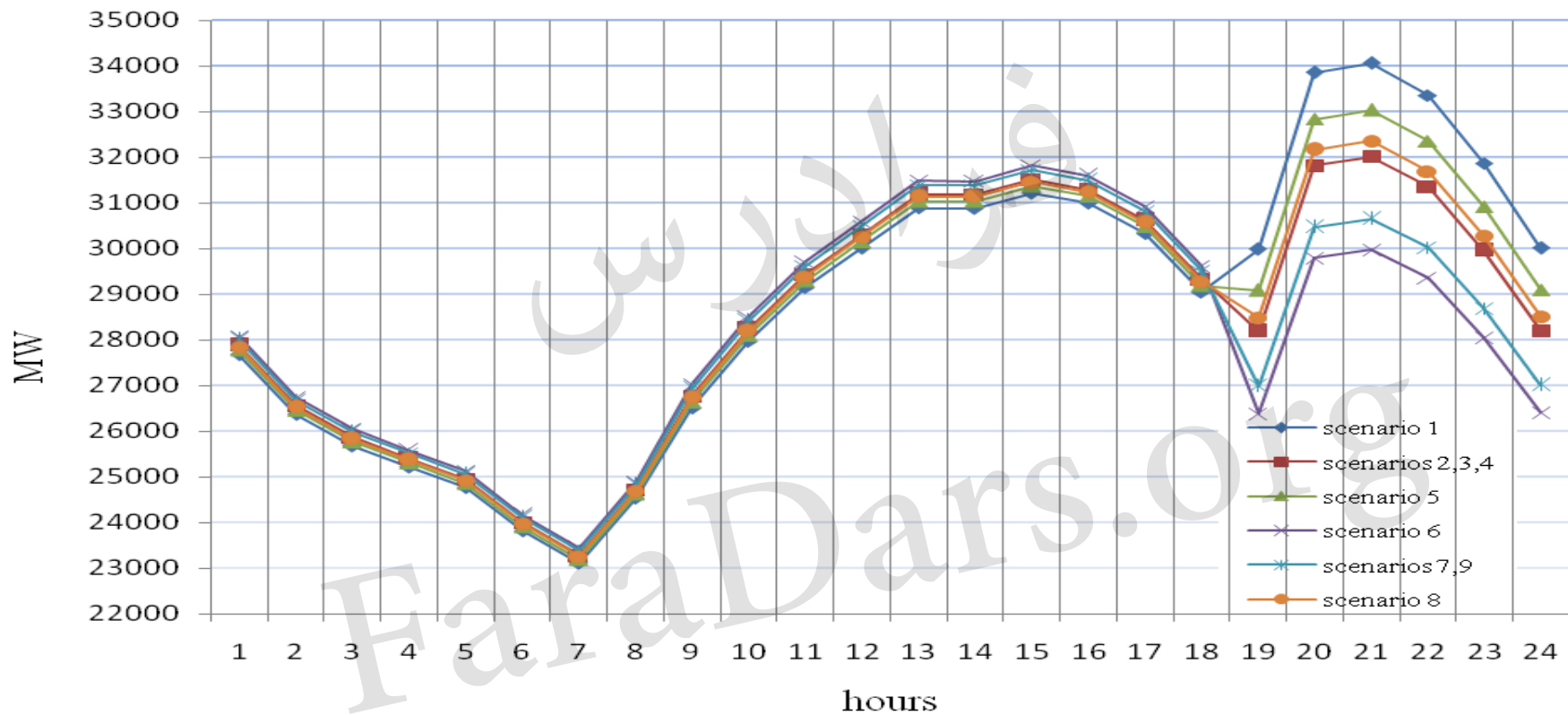
سناریو ۲

تشویقی ۱۵۰

جریمه



تاثیر اجرای برنامه برمنحنی بار



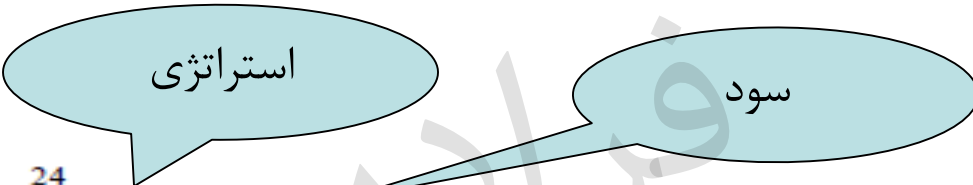
مقایسه اقتصادی سناریوها

No.	Scenario	Customer Bill (Million ₪)	DR Incentive (Million ₪)	DR Penalty (Million ₪)	Supplier Revenue (Million ₪)	Customer Benefit (Million ₪)
1	Initial load (base) 150 ₪/kWh	103700	0	0	103700	0
2	Incentive 150 & penalty 0 ₪/kWh	102600	1738	0	100862	2838
3	Incentive 75 & penalty 75 ₪/kWh	102600	869	579	102310	1390
4	Incentive 50 & penalty 100 ₪/kWh	102600	579	772	102793	907
5	Incentive 25 & penalty 50 ₪/kWh	103000	145	676	103531	169
6	Incentive 150 & penalty 150 ₪/kWh	101500	3476	0	98024	5676
7	Incentive 100 & penalty 150 ₪/kWh	101800	1931	0	99869	3831
8	Incentive 100 & penalty 150 ₪/kWh E=1/2 value of Table 2	102800	966	1448	103282	418
9	Incentive 200 & penalty 300 ₪/kWh E=1/2 value of Table 2	101900	3862	0	98038	5662

مقایسه فنی سناریوها

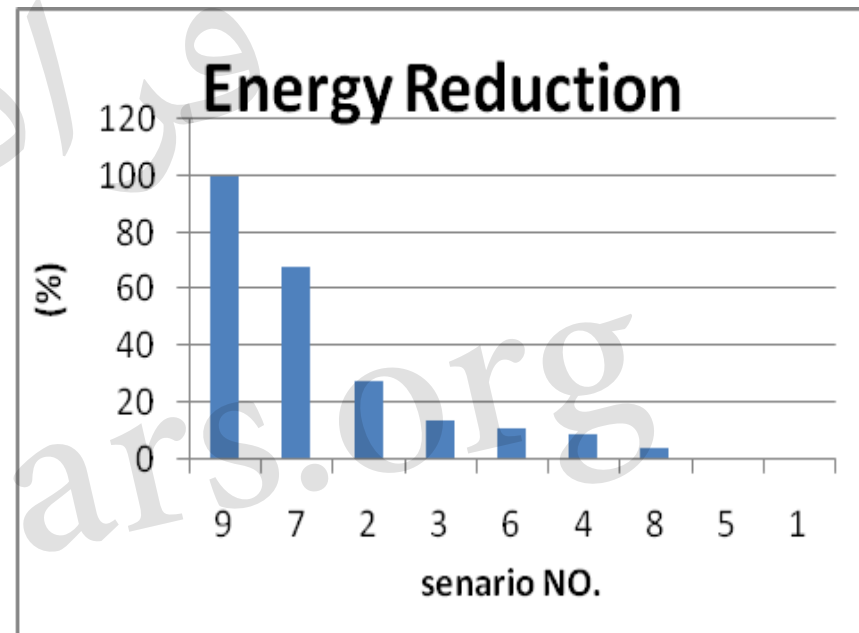
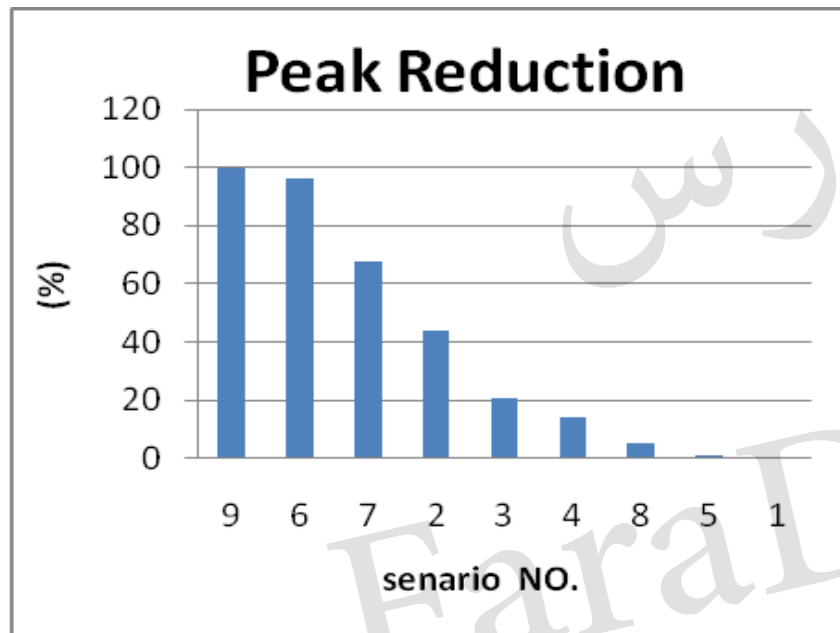
Scenario	Peak (MW)	Peak Reduction (%)	energy consumption (MWh)	Energy reduction(%)	Load factor (%)	peak to valley distance (MW)
1	34058	0	691273	0	84.6	10951
2	32015	6	683987	1	89	8742
3	32015	6	683987	1	89	8742
4	32015	6	683987	1	89	8742
5	33036	3	687628	0.5	86.7	9846
6	31813	6.6	676698	0.2	88.6	8373
7	31713	6.9	679125	1.8	89.2	8329
8	32355	5	685199	0.9	88.2	9109
9	31713	6.9	679125	1.8	89.2	8329

ضرایب موفقیت استراتژی (میانگین حسابی)

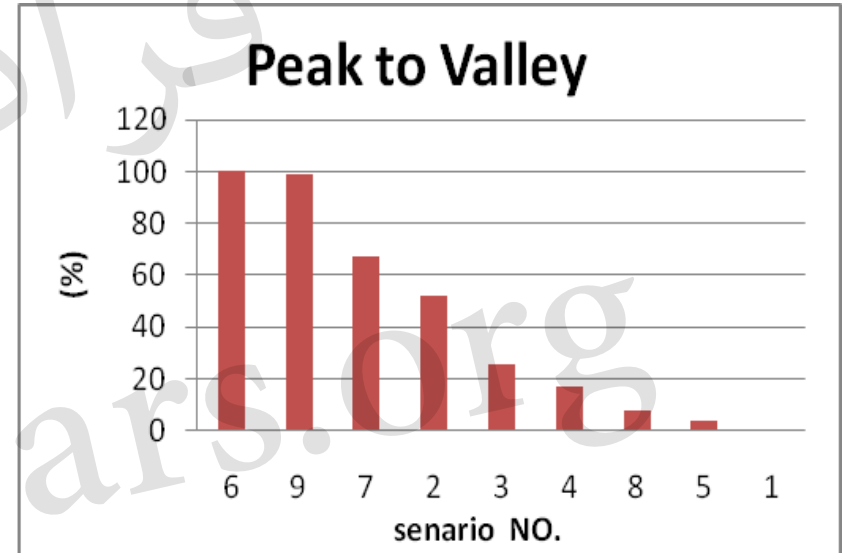
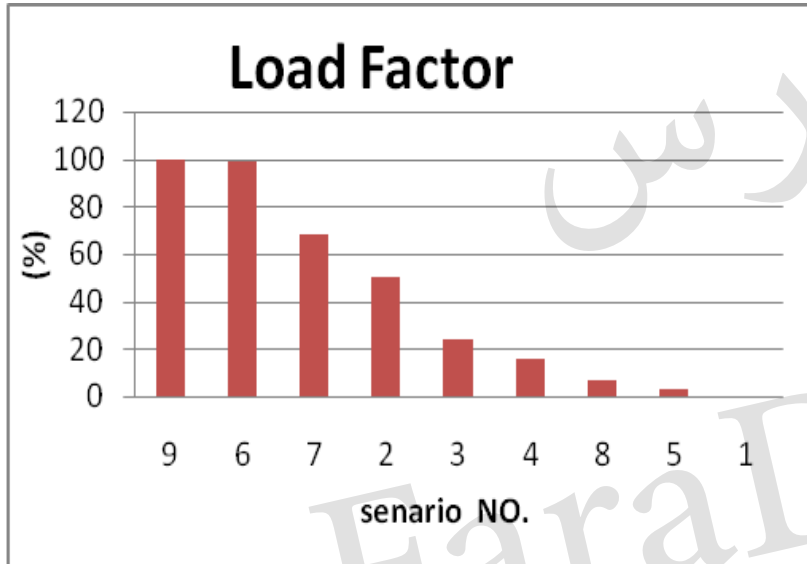

$$SI = \sum_{i=1}^{24} St(i) \times S(i)$$

$$SSI = \frac{\sum_{i=1}^n SI(i)}{\sum_{i=1}^n SI(\max)}$$

اولویت اجرای سناریوها در استراتژیهای مختلف



اولویت اجرای سناریوها در استراتژیهای مختلف



اولویت بندی اجرای برنامه های پاسخگویی بار بر منحنی بار ایران

MODELING AND PRIORITIZING DEMAND RESPONSE PROGRAMS
IN POWER MARKETS

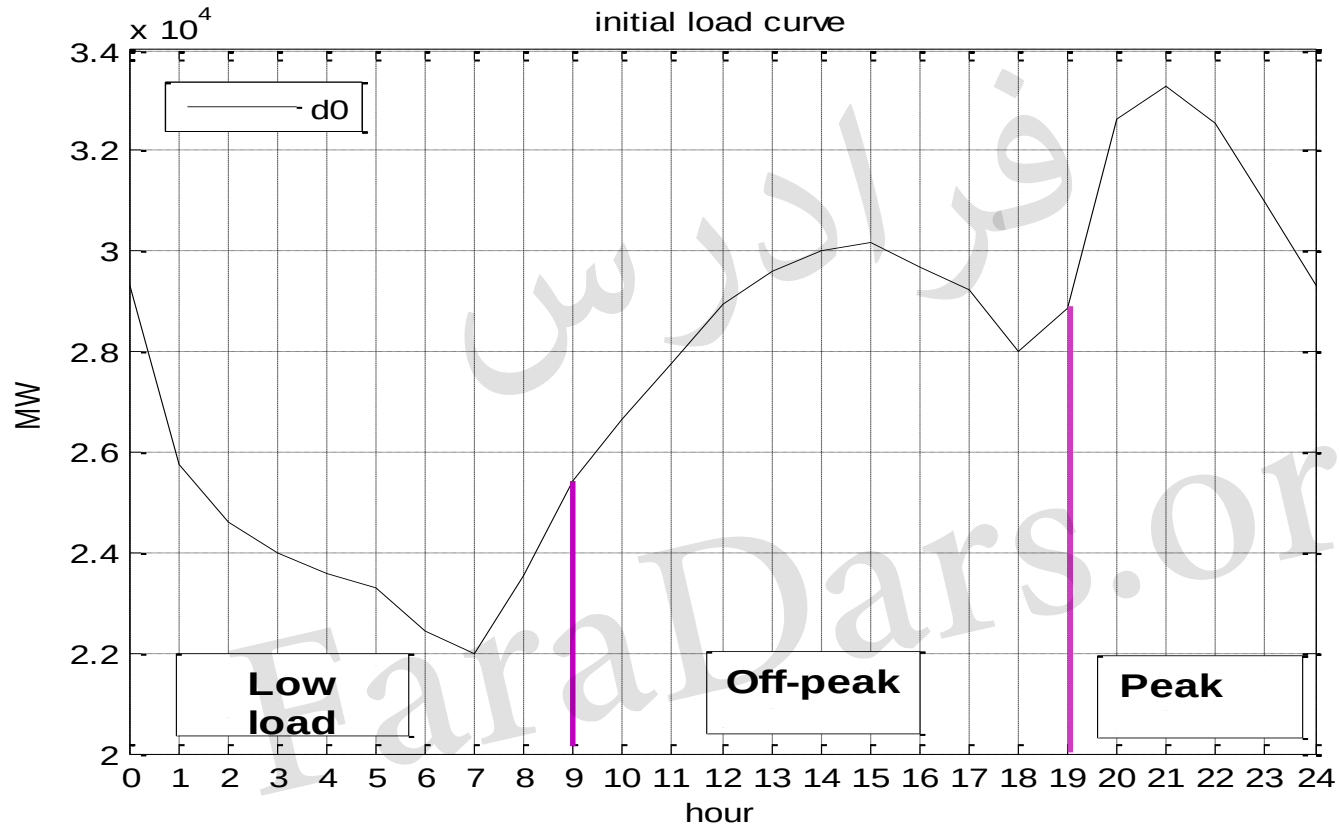
Elsevier, EPSR



الاستیسیته خودی و متقابل بار

	Peak	Flat	Valley
Peak	-0.1	0.016	0.012
Flat	0.016	-0.1	0.01
Valley	0.012	0.01	-0.1

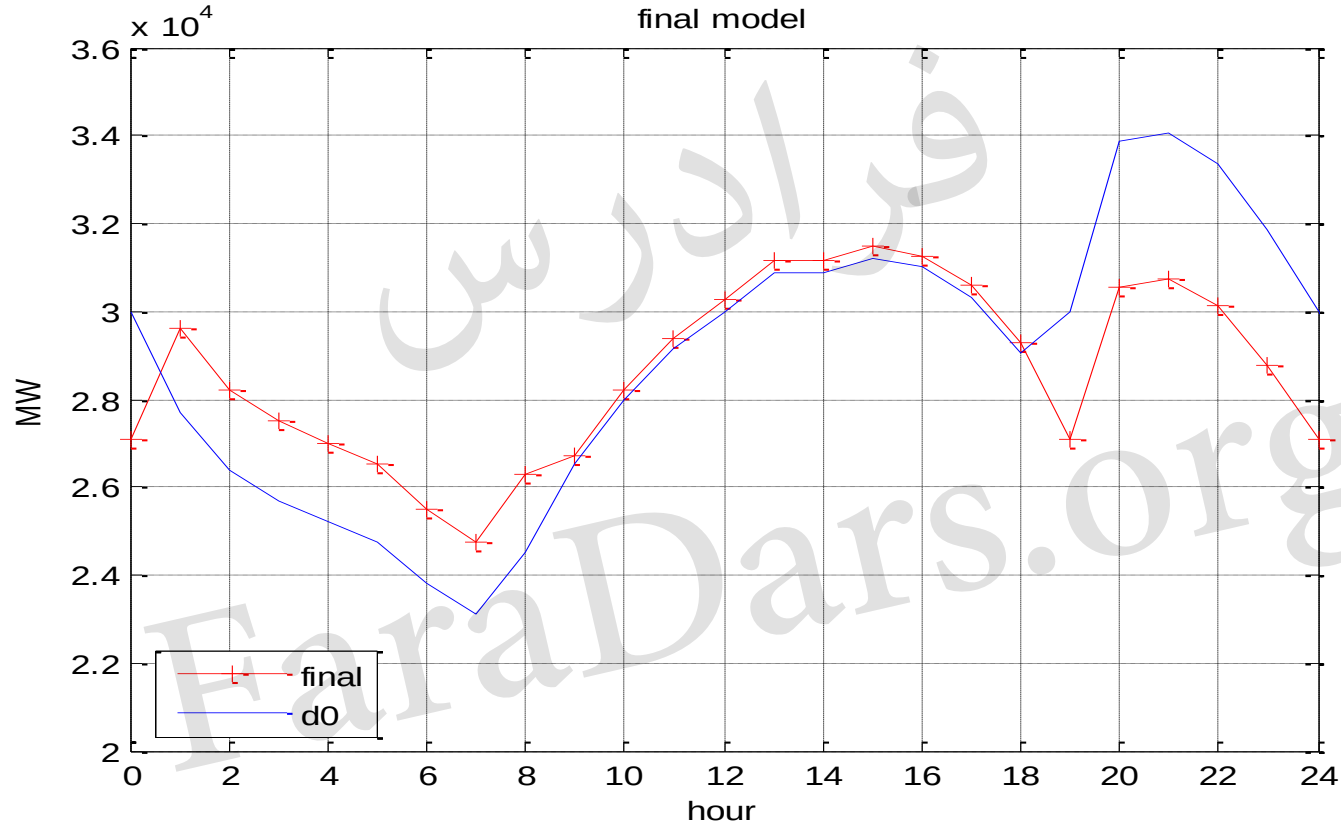
منحنی بار سراسری ۸۶/۶/۵



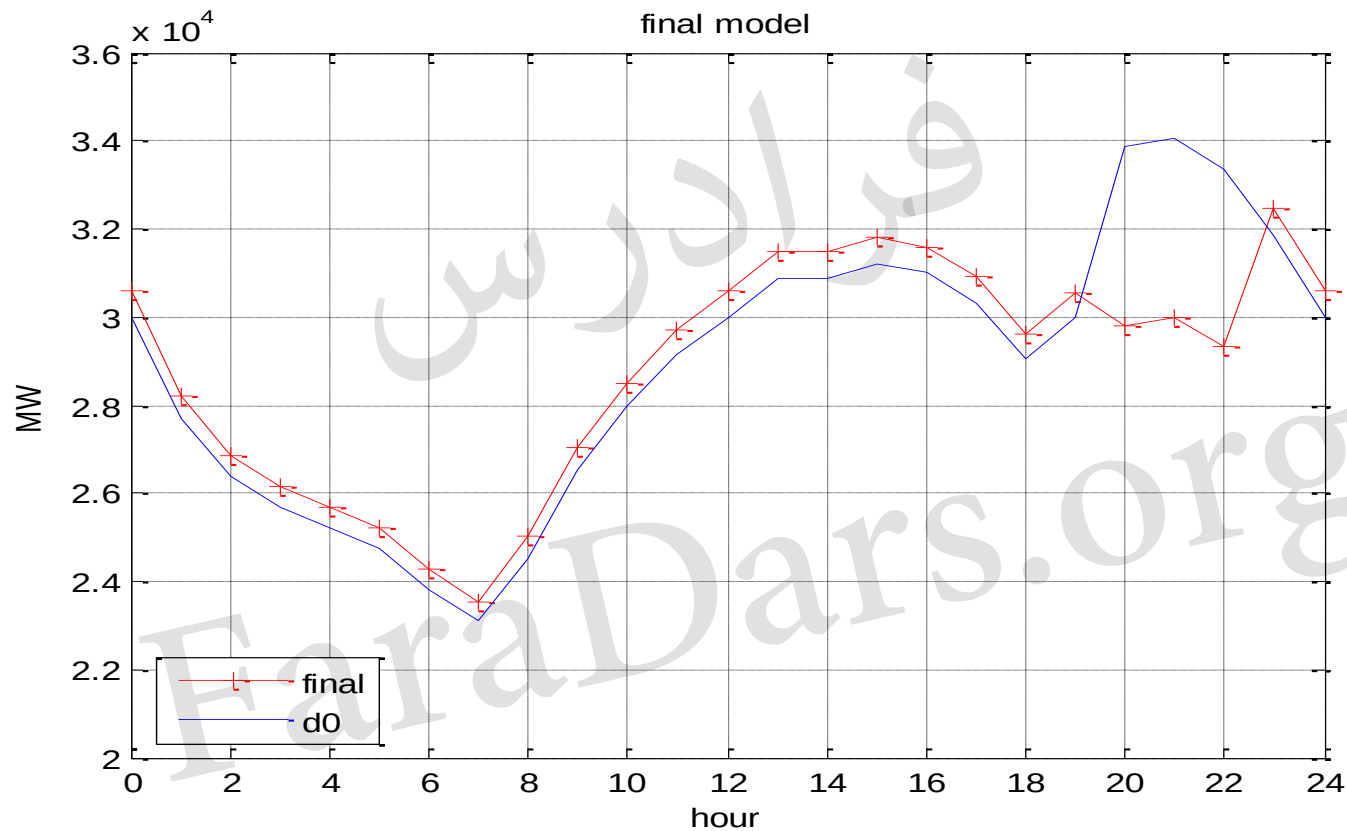
توصیف سناریوہا

Groups No.	Programs No.	Programs	Electricity Price (₹/kWh)	Incentive Value (in peak) (₹/kWh)	Penalty Value (in peak) (₹/kWh)
0	0	Initial load	160	0	0
1	1	TOU	40, 160, 400 at Valley, off Peak and Peak Periods respectively	0	0
	2	CPP	800 at 20, 21, 22 o'clock	0	0
	3	RTP	40,40,40,40,20,20,20,20,160,160,160,160,200,200,200,200,160, 160,160,500,500,500,160,160 at 1 to 24 respectively	0	0
	4	TOU+CPP	40, 160, 400 at Valley, off Peak, Peak Periods and 800 at 20,21,22 o'clock	0	0
2	5	DLC	160	200	0
	6	EDRP	160	400	0
	7	CAP	160	100	50
	8	I/C	160	200	100
3	9	TOU+DLC	40, 160, 400 at Valley, off Peak and Peak Periods respectively	100	0
	10	TOU+EDRP	40, 160, 400 at Valley, off Peak and Peak Periods respectively	200	0
	11	TOU+CAP	40, 160, 400 at Valley, off Peak and Peak Periods respectively	100	50
	12	TOU+I/C	40, 160, 400 at Valley, off Peak and Peak Periods respectively	200	100

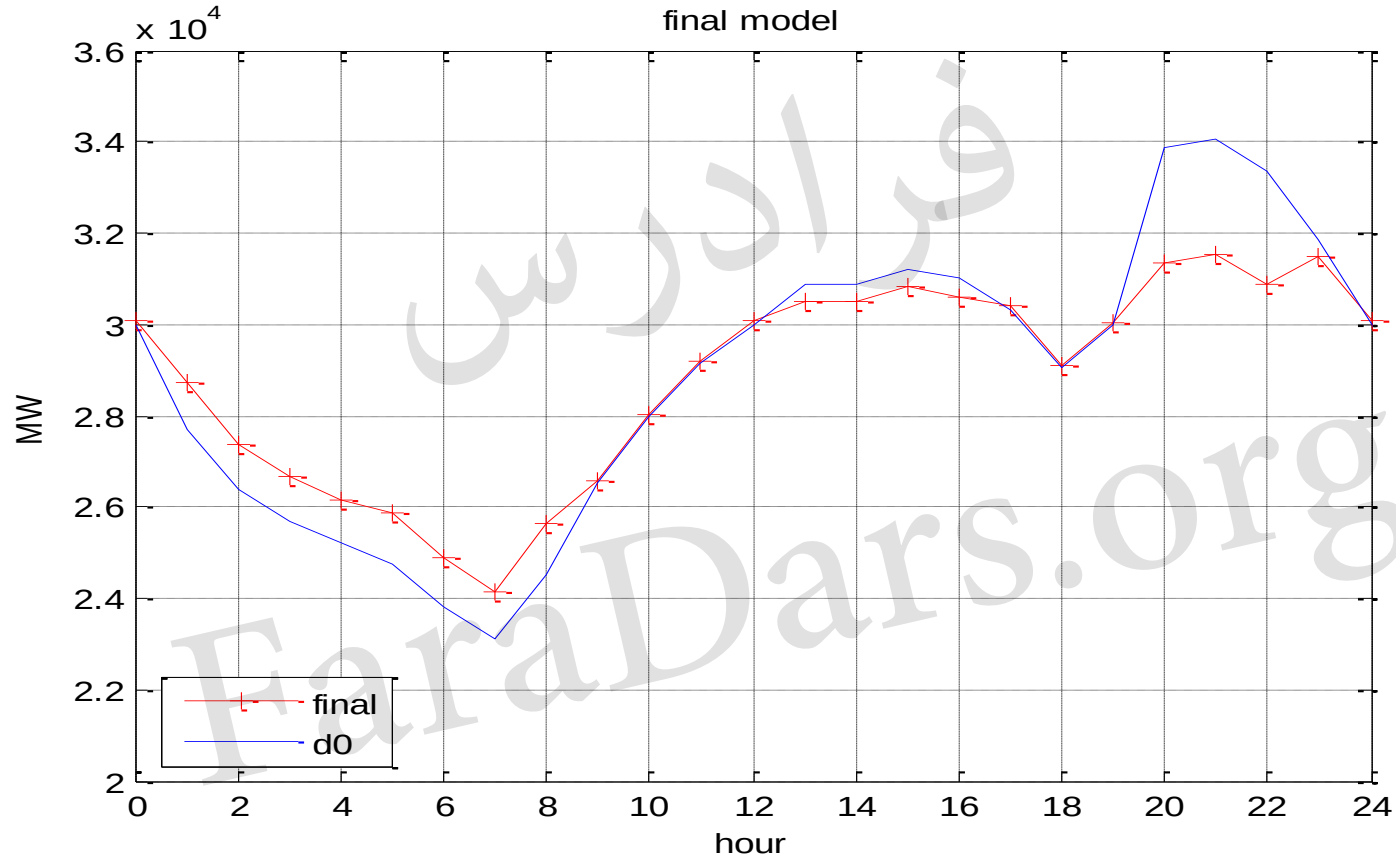
اجرای برنامه TOU



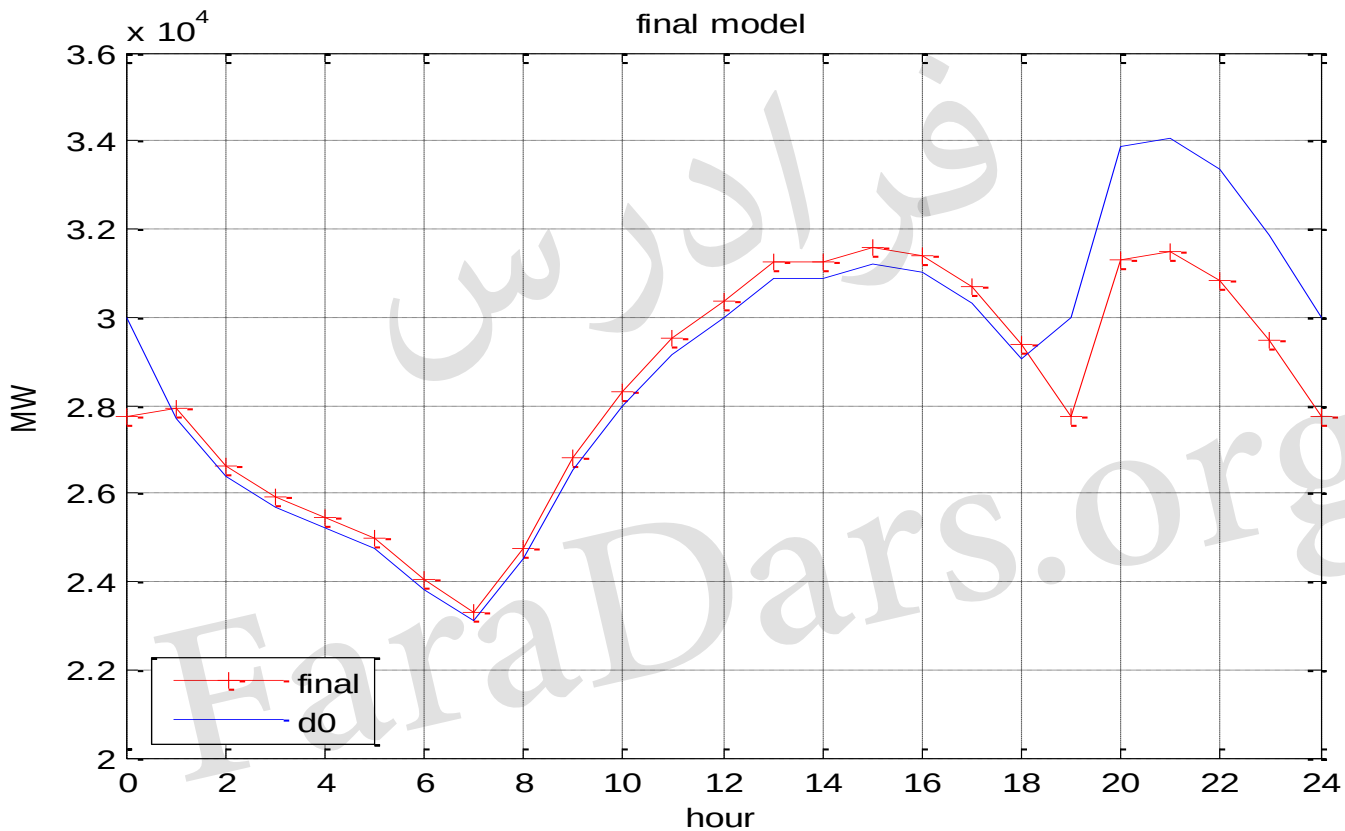
اجرای برنامه CPP



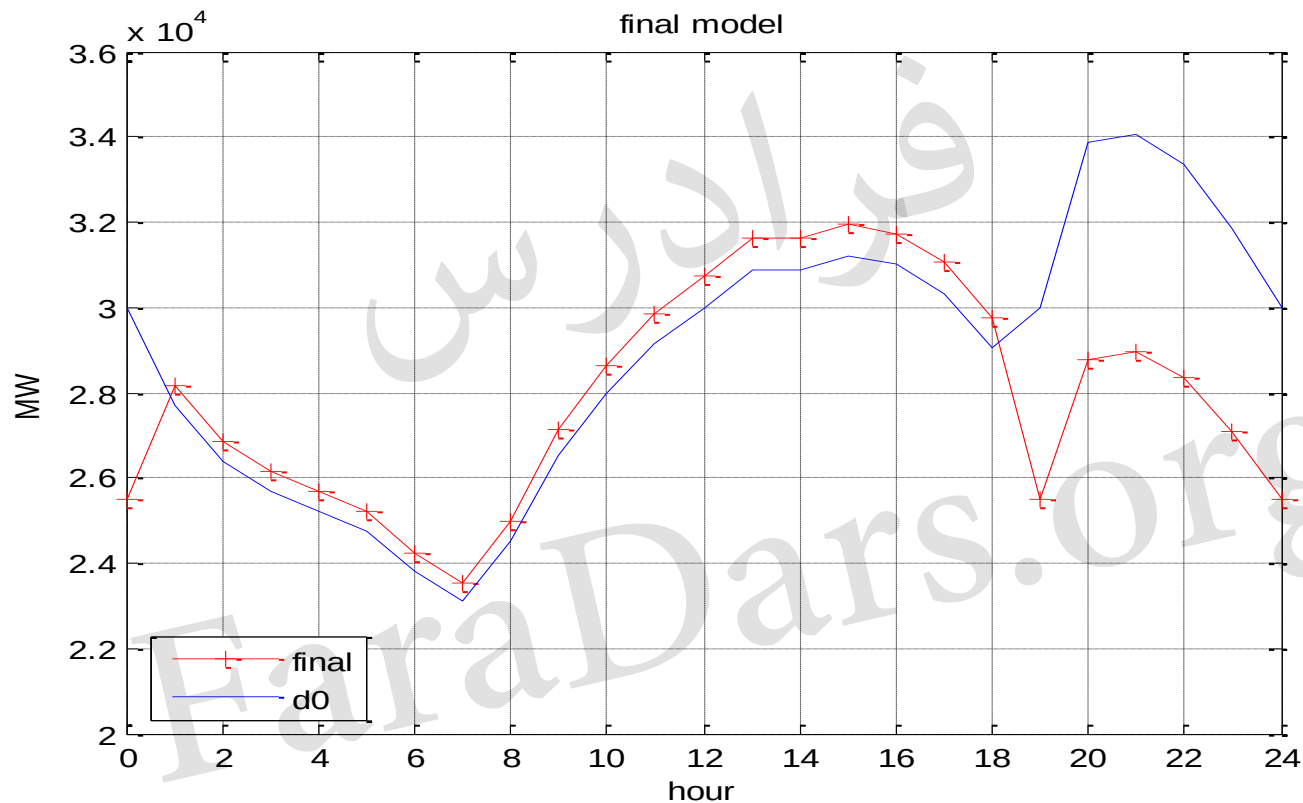
اجرای برنامه RTP



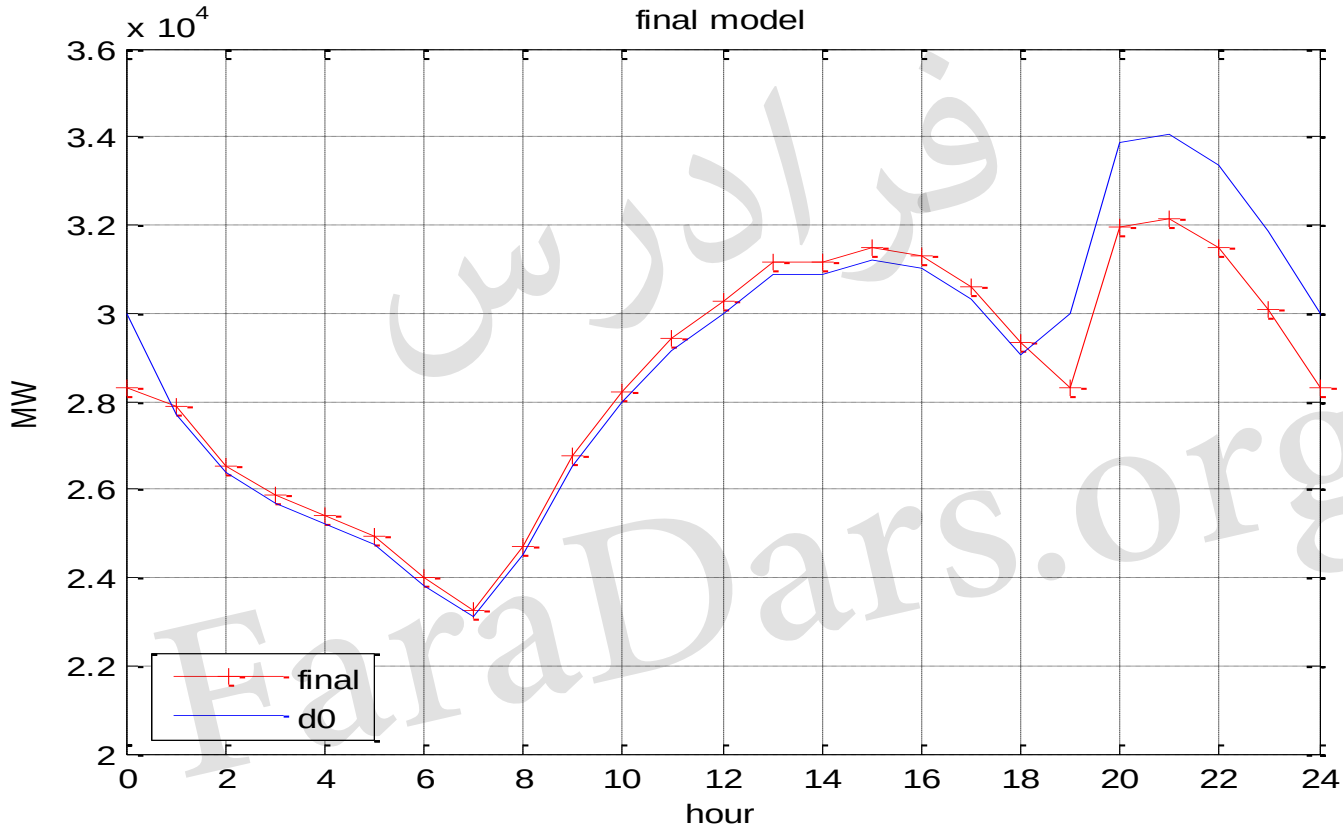
اجرای برنامه DLC



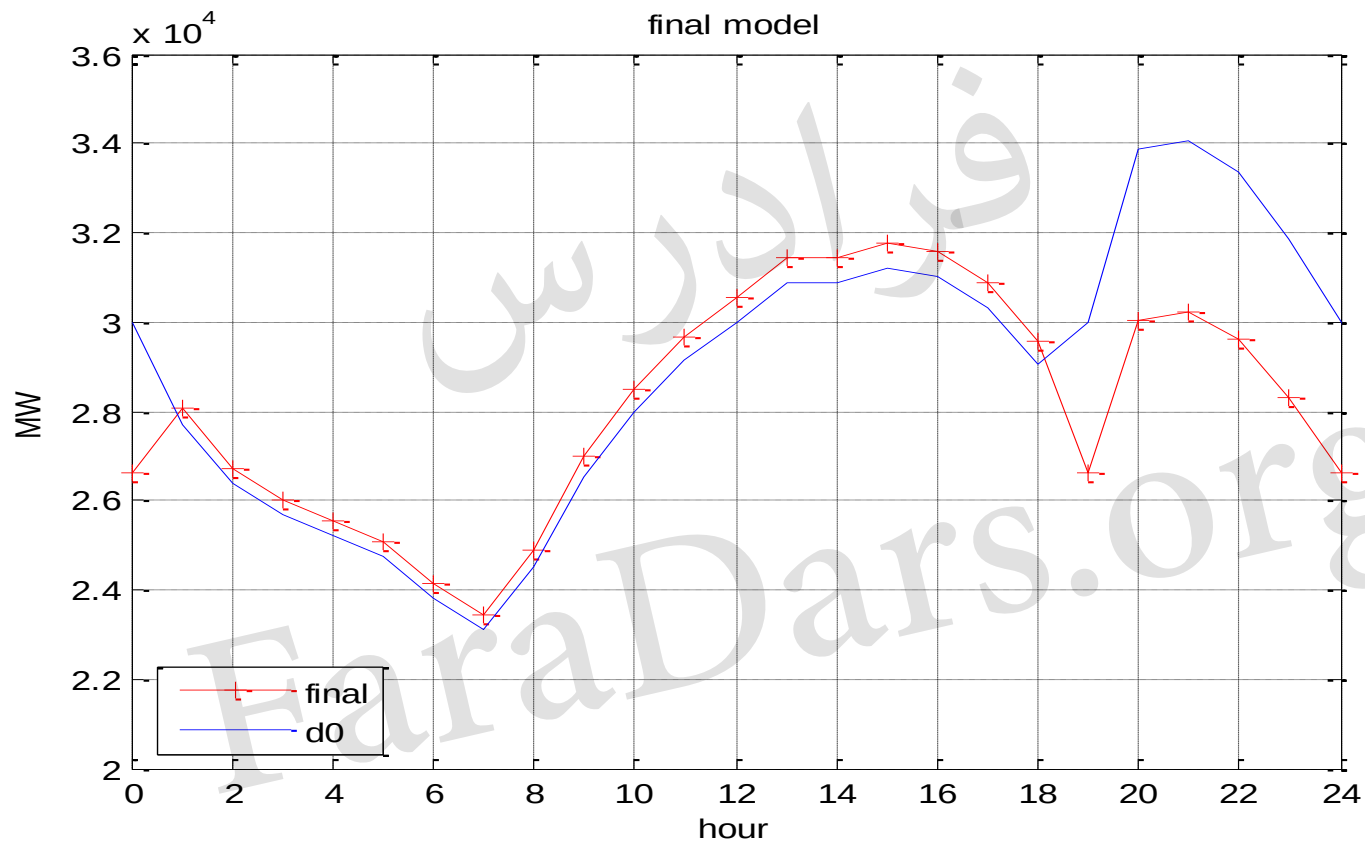
اجرای برنامه EDRP



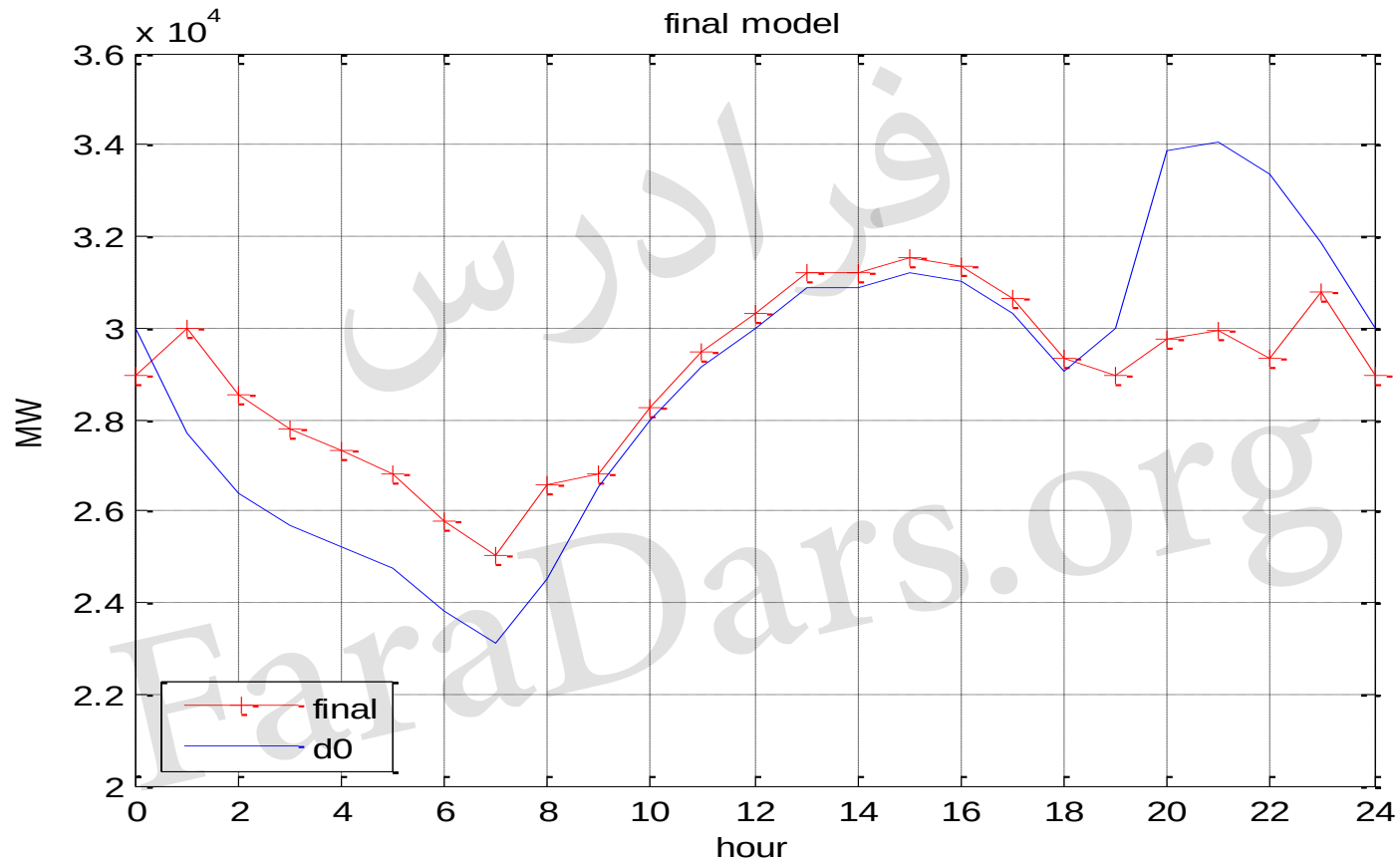
اجرای برنامه CAP



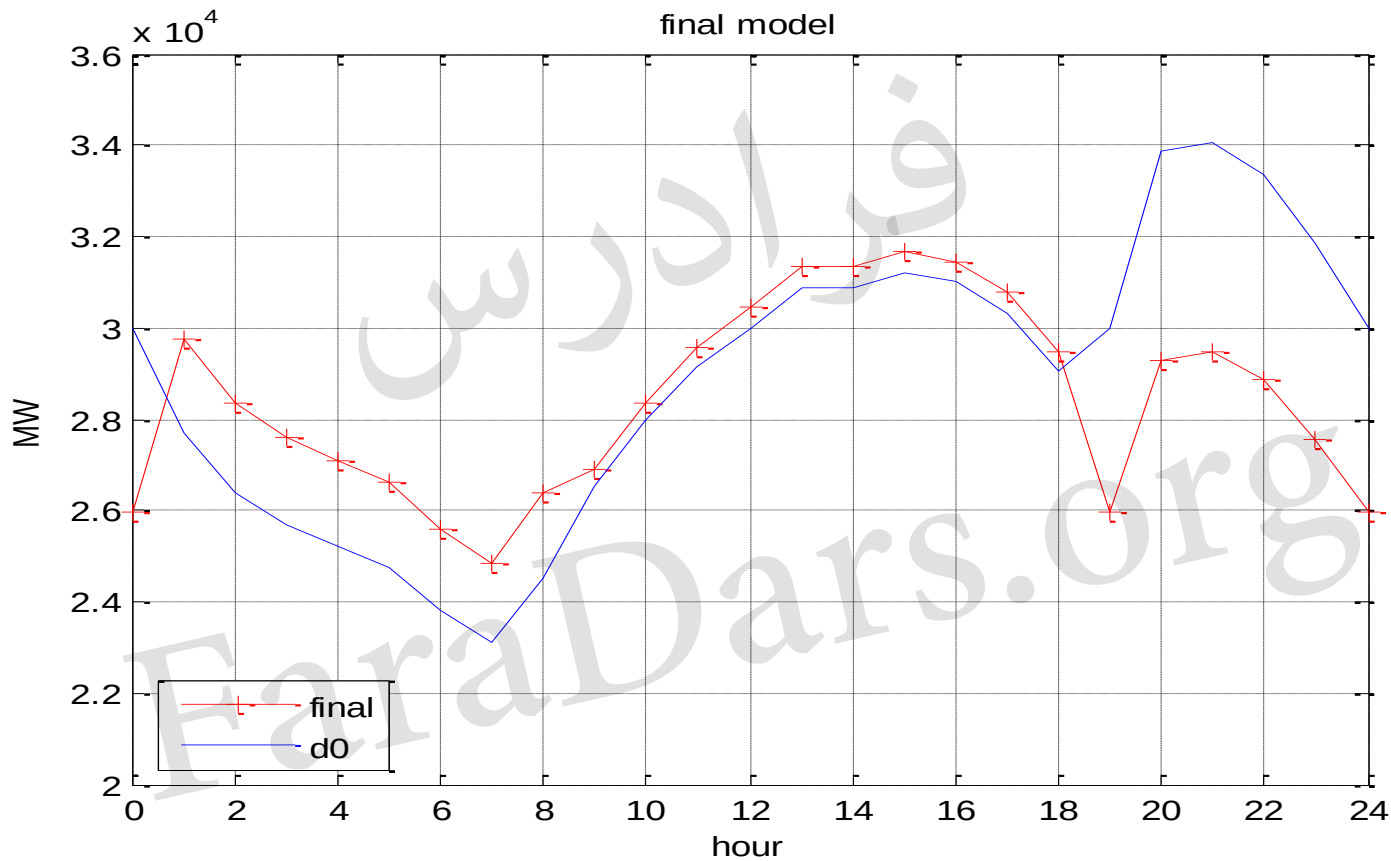
اجرای برنامه I/C



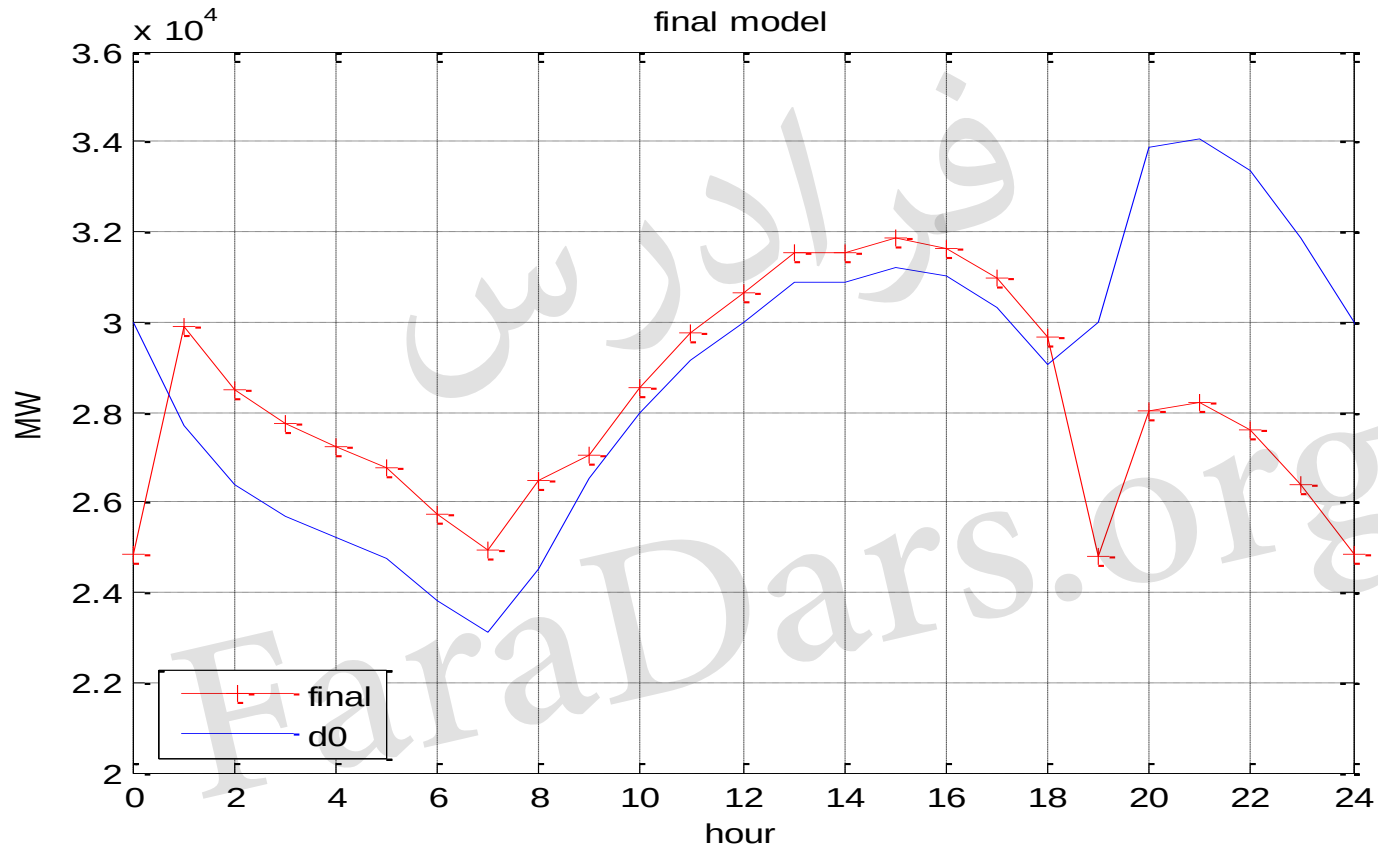
اجرای برنامه TOU&CPP



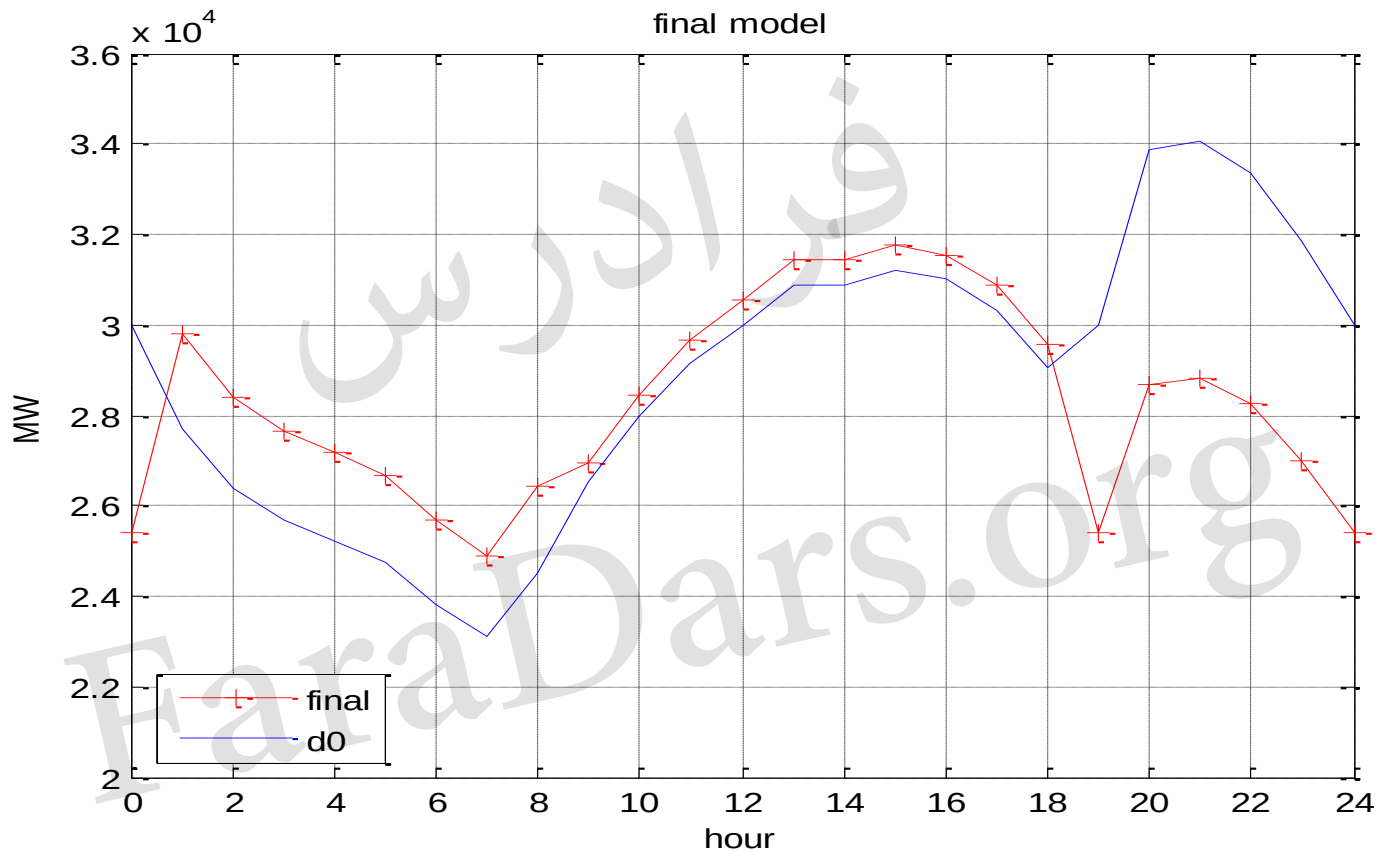
اجرای برنامه TOU&DLC



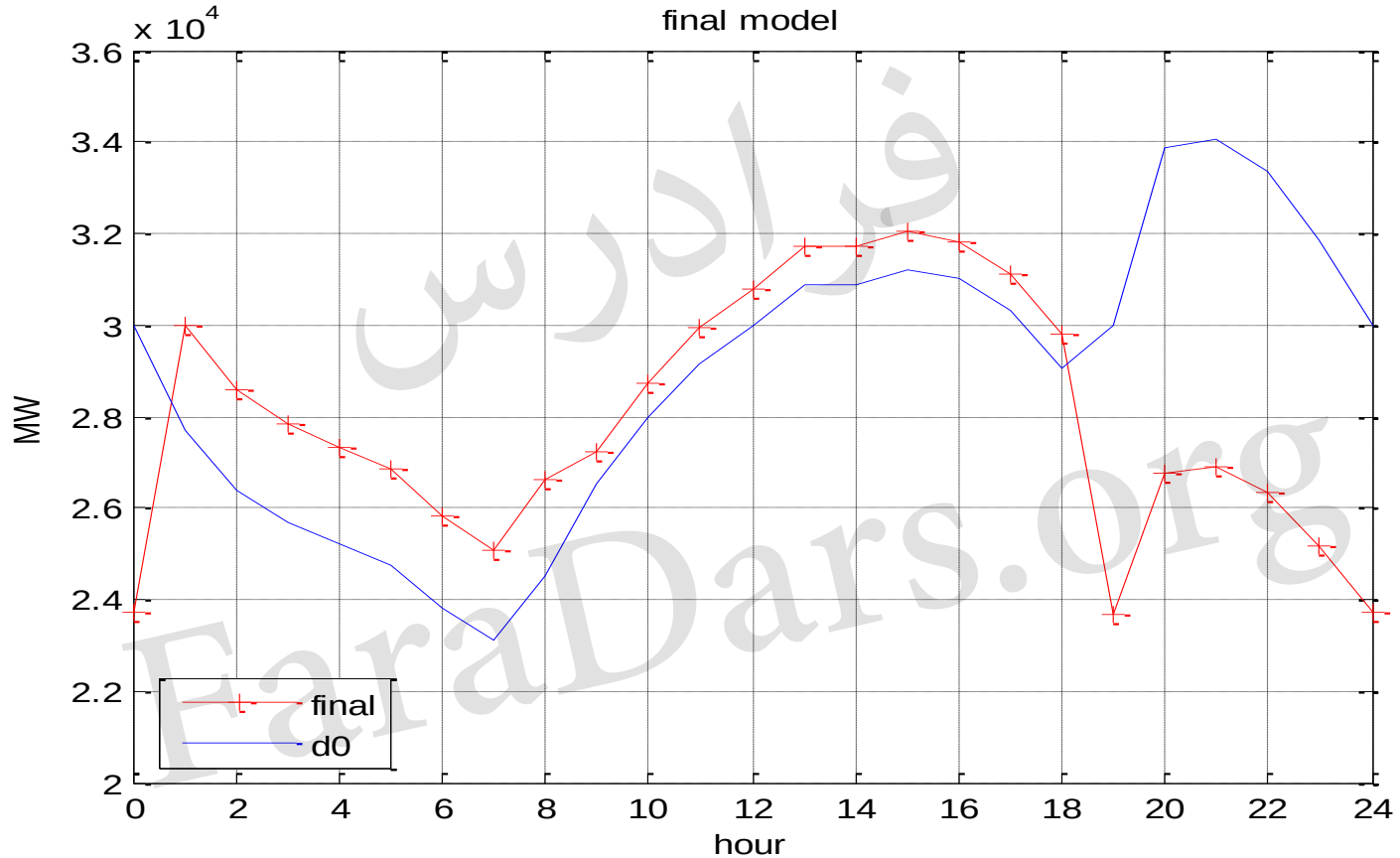
اجرای برنامه TOU&EDRP



اجرای برنامه TOU&CAP



اجرای برنامه TOU&I/C

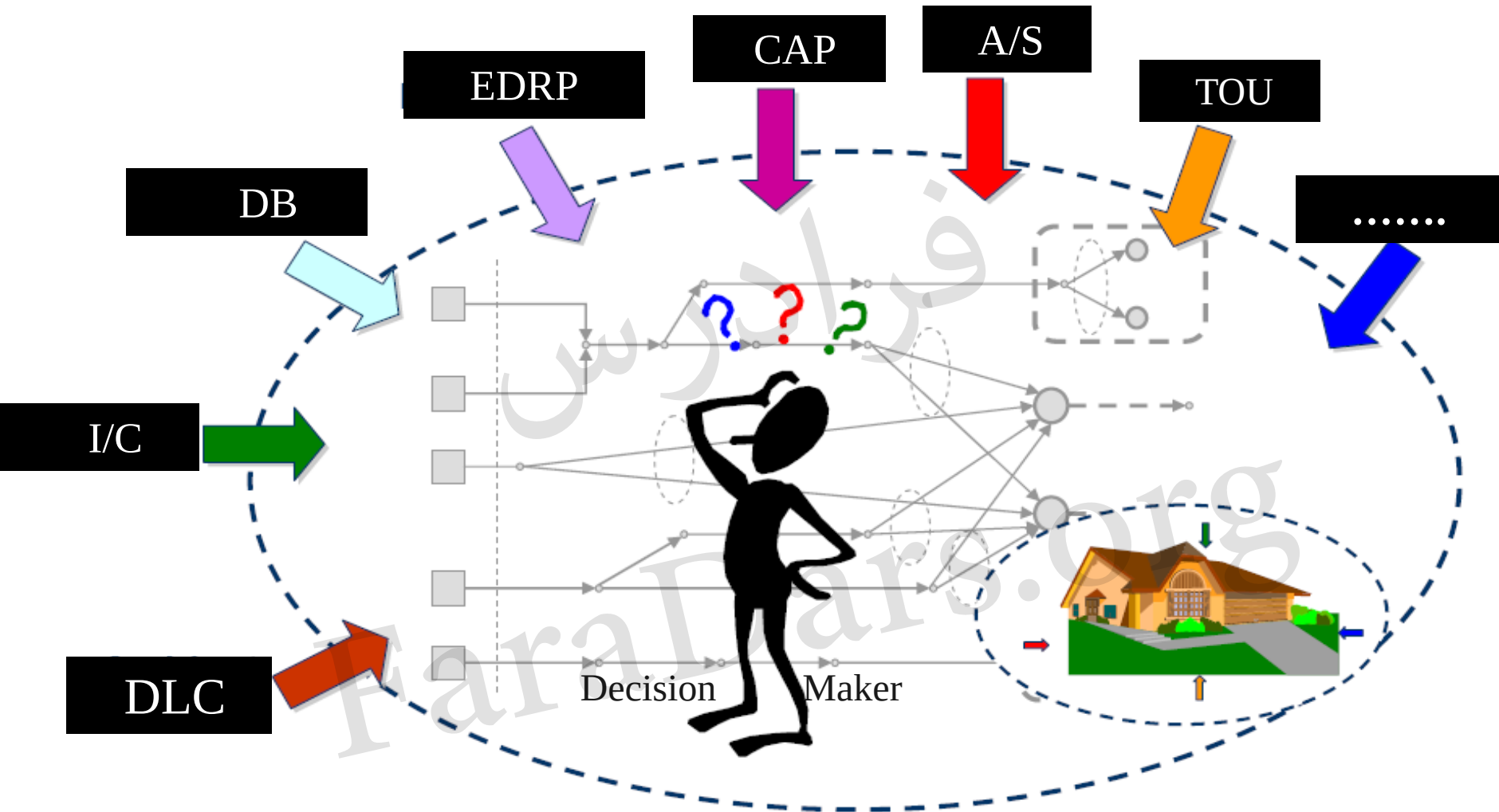


مقایسه اقتصادی سناریوها

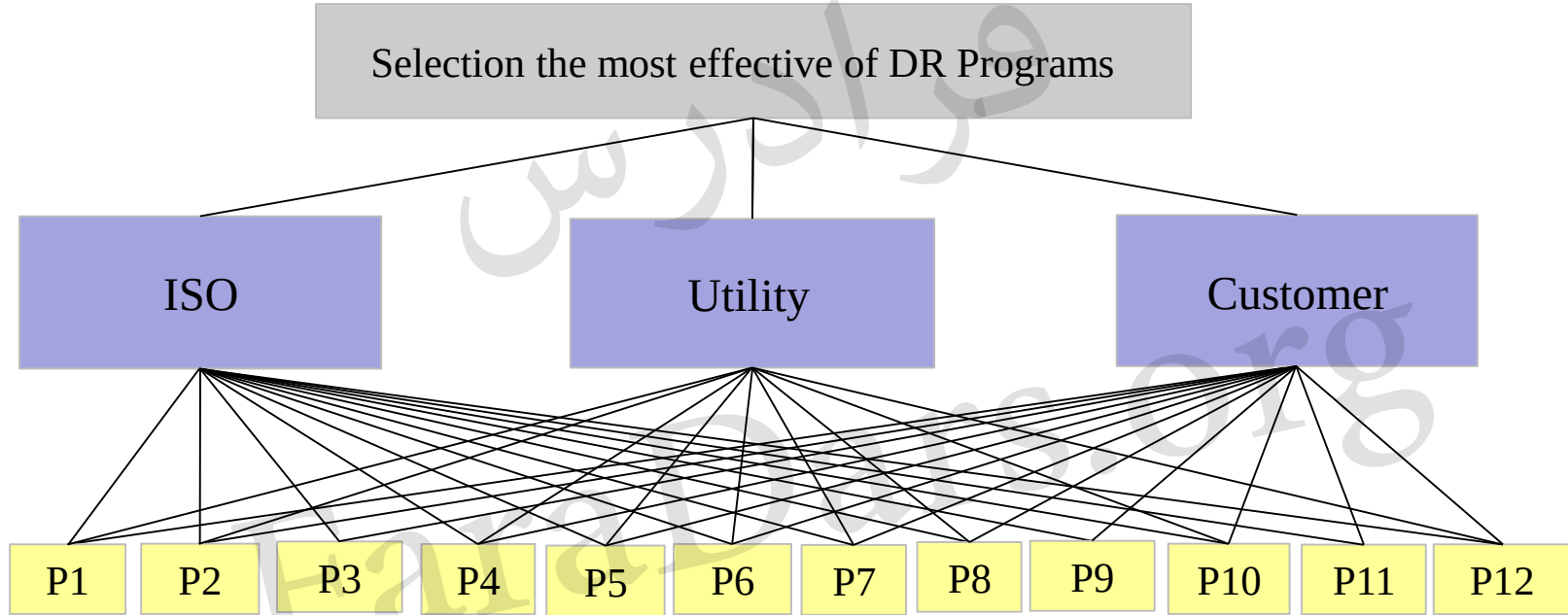
Programs No.	Programs	Customer Bill (Million R)	DR Incentive (Million R)	DR Penalty (Million R)	Supplier Revenue (Million R)	Customer Benefit (Million R)
0	Initial load (base)	110604	0	0	110604	0
1	TOU	126275	0	0	126275	-15671
2	CPP	167504	0	0	167504	-56900
3	RTP	120119	0	0	120119	-9515
4	DLC	109146	2897	0	106250	4354
5	EDRP	107689	11587	0	96101	14503
6	CAP	109511	1086	423	108846	1757
7	I/C	108417	4345	0	103830	6773
8	TOU+CPP	163412	0	0	163412	-52808
9	TOU+DLC	123699	2601	0	121098	-10494
10	TOU+EDRP	121124	6651	0	114472	-3869
11	TOU+CAP	122411	2964	0	118931	-8327
12	TOU+I/C	118548	8100	0	108329	2275

مقایسه مشخصات منحنی بار

Programs No.	Peak (MW)	Peak Reduction (MW)	Peak Reduction (%)	Energy Consumption (MWh)	Energy Reduction (MWh)	Energy Reduction (%)	Load Factor (%)	Peak to valley (MW)
0	34058	0	0	691273	0	0	84.5	10951
1	31476	2582	7.6	689238	2035	0.3	91.2	6733
2	32484	1574	4.6	690448	825	0.1	88.6	8933
3	31529	2529	7.4	690562	711	0.1	91.3	7400
4	31589	2469	7.2	682165	9108	1.3	90.0	8274
5	31963	2095	6.2	673054	18219	2.6	87.7	8440
6	32142	1916	5.6	684441	6832	1	88.7	8879
7	31776	2282	6.7	677609	13664	2	88.9	8357
8	31542	2516	7.4	695691	-4418	-0.6	92.0	6515
9	31663	2395	7.0	684684	6589	1	90.1	6816
10	31851	2207	6.5	680129	11144	1.6	89.0	7033
11	31757	2301	6.8	682403	8870	1.3	89.5	6858
12	32038	2020	5.9	675571	15702	2.3	87.9	8344



تصمیم گیری سلسله مراتبی



مقایسه اقتصادی سناریوها

جواب ایده ال

جواب ضد ایده ال

Programs No.	Programs	Customer Bill (Million ₪)	DR Incentive (Million ₪)	Penalty (Million ₪)	Supplier Revenue (Million ₪)	Customer Benefit (Million ₪)
0	Initial load (base)	110604	0	0	110604	0
1	TOU	126275	0	0	126275	-15671
2	CPP	167504	0	0	167504	-56900
3	RTP	120119	0	0	120119	-9515
4	DLC	109146	2897	0	106250	4354
5	EDRP	107689	11587	0	96101	14503
6	CAP	109511	1086	423	108846	1757
7	I/C	108417	4345	0	103830	6773
8	TOU+CPP	163412	0	0	163412	-52808
9	TOU+DLC	123699	2601	0	121098	-10494
10	TOU+EDRP	121124	6651	0	114472	-3869
11	TOU+CAP	122411	2964	0	118931	-8327
12	TOU+I/C	118548	8100	0	108329	2275

مقایسه فنی سناریوها

جواب ایده ال

جواب ضد ایده ال

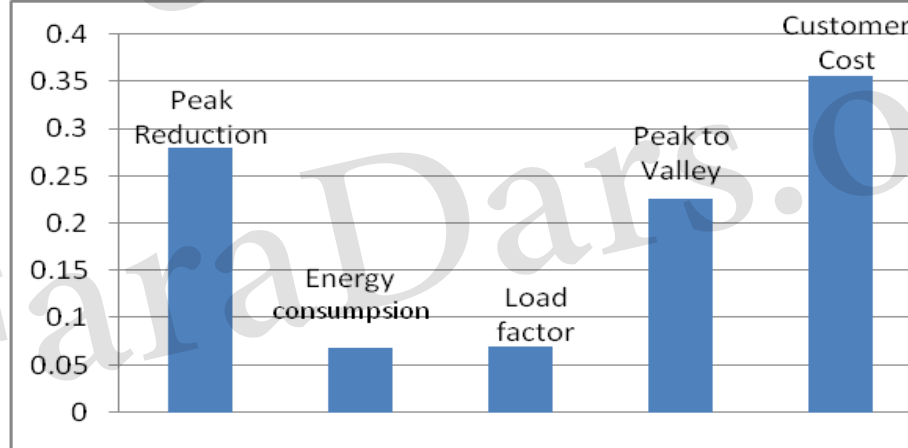
#	Programs	Peak (MW)	Peak Reduction (%)	Energy Consumption (MWh)	Energy Reduction (%)	Load Factor (%)	Peak to valley (MW)
0	Initial load	34058	0	691273	0	84.5	10951
1	TOU	31476	7.6	689238	0.3	91.2	6733
2	CPP	32484	4.6	690448	0.1	88.6	8933
3	RTP	31529	7.4	690562	0.1	91.3	7400
4	DLC	31589	7.2	682165	1.3	90.0	8274
5	EDRP	31963	6.2	673054	2.6	87.7	8440
6	CAP	32142	5.6	684441	1	88.7	8879
7	I/C	31776	6.7	677609	2	88.9	8357
8	TOU+CPP	31542	7.4	695691	-0.6	92.0	6515
9	TOU+DLC	31663	7.0	684684	1	90.1	6816
10	TOU+EDRP	31851	6.5	680129	1.6	89.0	7033
11	TOU+CAP	31757	6.8	682403	1.3	89.5	6858
12	TOU+I/C	32038	5.9	675571	2.3	87.9	8344

ماتریس تصمیم گیری

Programs No.	Criteria Alternatives	Peak Reduction (MW)	Energy Consumption (MWh)	Load Factor (%)	Peak to Valley (MW)	Customer's Total Cost (Rials)
1	TOU	2582	689238	91.2	6733	126275
2	CPP	1574	690448	88.6	8933	167504
3	RTP	2529	690562	91.3	7400	120119
4	DLC	2469	682165	90.0	8274	106250
5	EDRP	2095	673054	87.7	8440	96101.4
6	CAP	1916	684441	88.7	8879	108847
7	I/C	2282	677609	88.9	8357	104072
8	TOU+CPP	2516	695691	92.0	6515	163412
9	TOU+DLC	2395	684684	90.1	6816	121098
10	TOU+EDRP	2207	680129	89.0	7033	114473
11	TOU+CAP	2301	682403	89.5	6858	119448
12	TOU+I/C	2020	675571	87.9	8344	110448

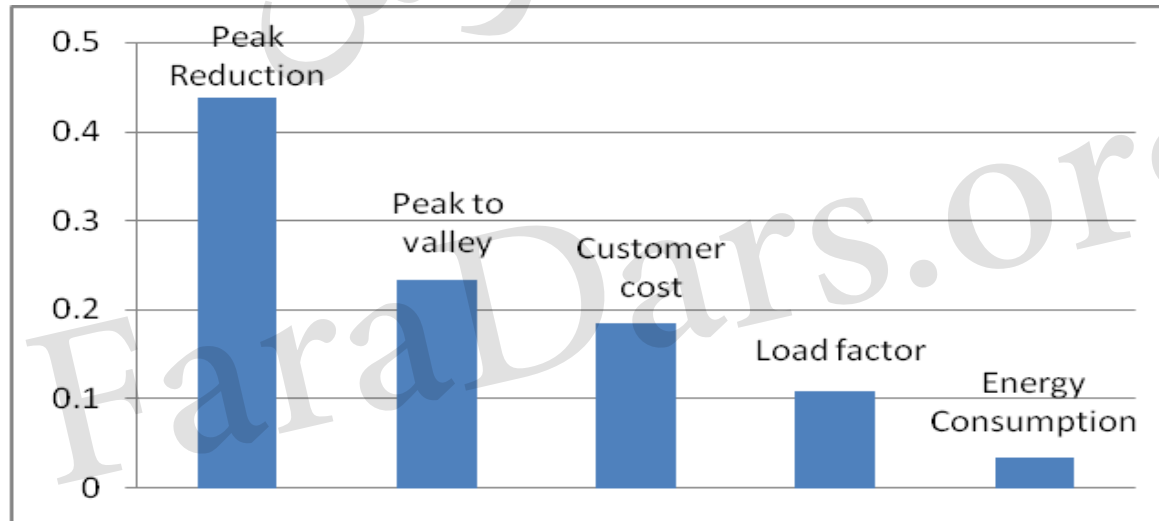
وزن معیارها (آنتروپی)

Criteria Parameters	Peak Reduction	Energy Consumption	Load Factor	Peak to Valley	Customer's Total Cost
E	0.995518	0.998915	0.998889	0.99639	0.994312
d	0.004482	0.001085	0.001111	0.00361	0.005688
Weight	0.280	0.067	0.069	0.225	0.356

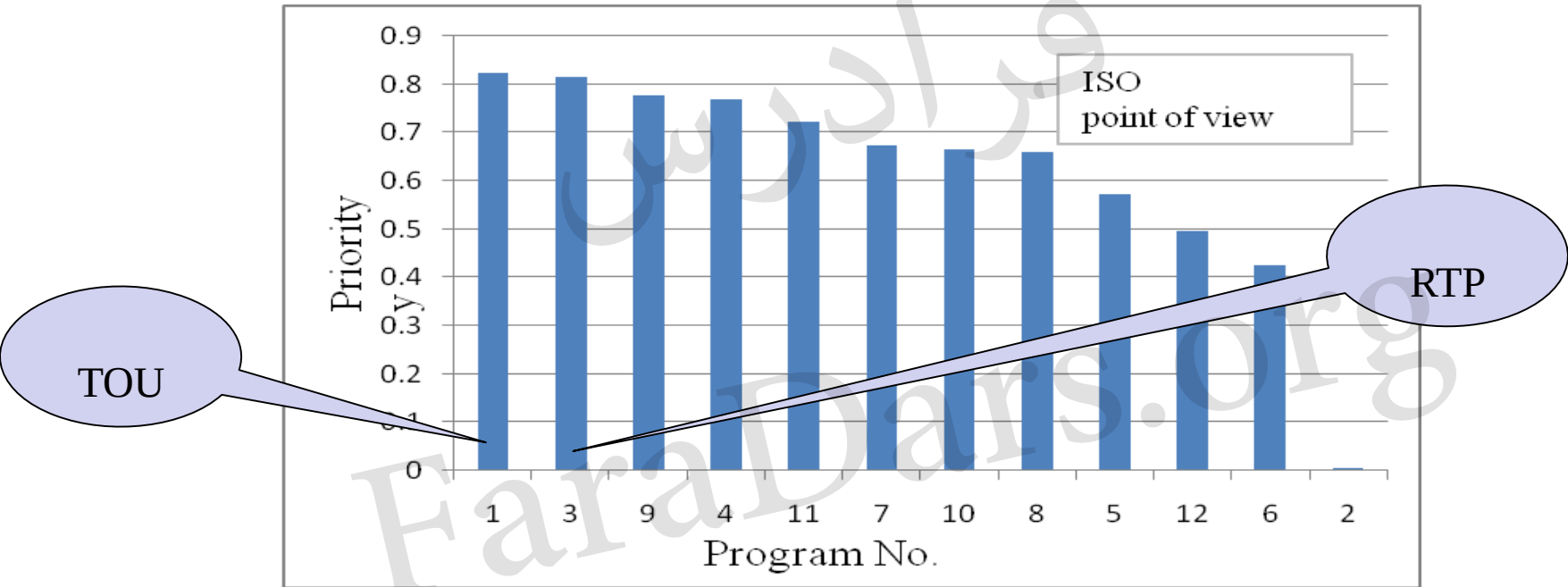


وزن مطلوب از دید ISO

Criteria	Peak Reduction	Energy Consumption	Load Factor	Peak to Valley	Customer's Total Cost
ISO point of view	0.3	0.1	0.3	0.2	0.1
Improved Weights	0.44	0.04	0.11	0.23	0.18

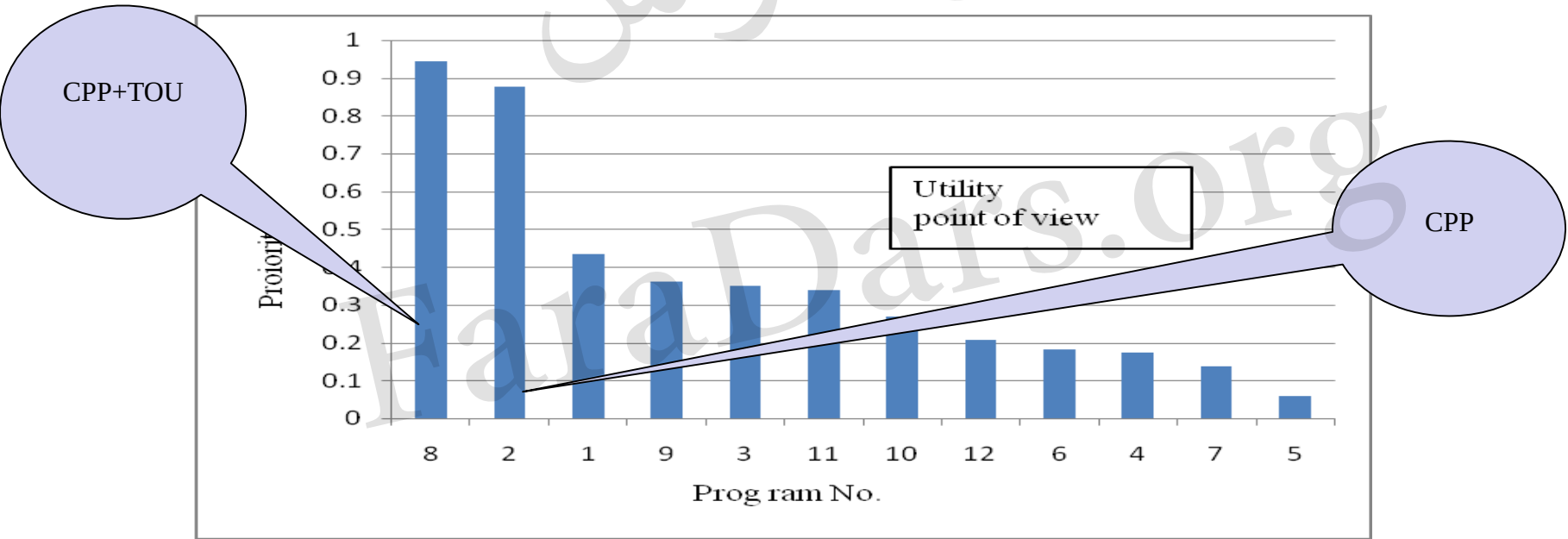


اولویت اجرای سناریوها از دید ISO



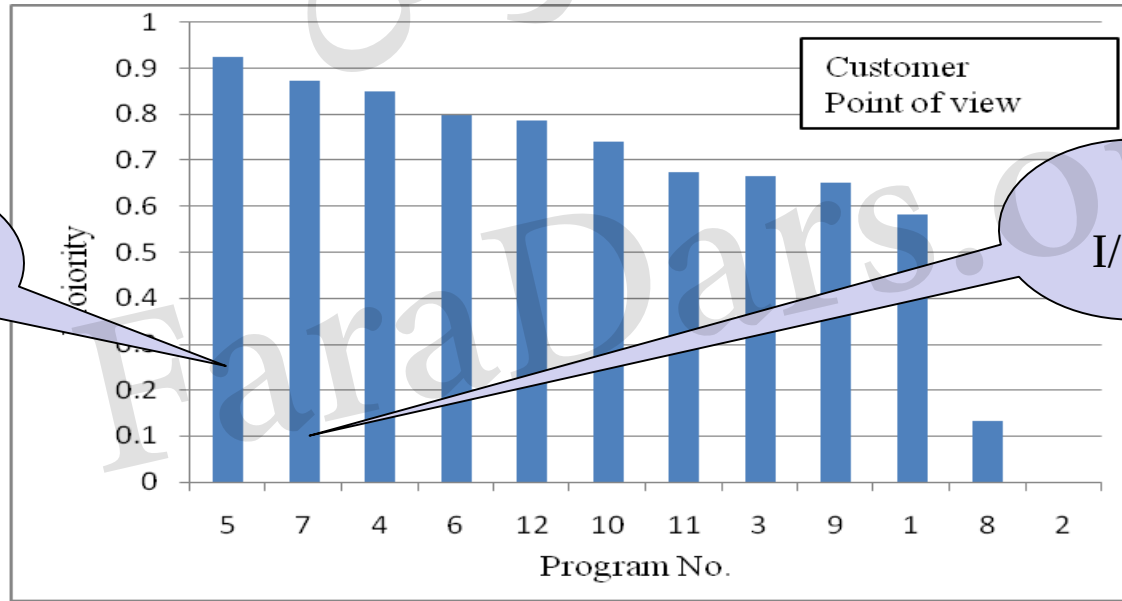
اولویت اجرای سناریوها از دید فروشنده

Criteria	Peak Reduction	Energy Consumption	Load Factor	Peak to Valley	Customer's Total Cost
Utility point of view	0.1	0.1	0.2	0.1	0.5
Improved Weights	0.112	0.027	0.056	0.091	0.714



اولویت اجرای سناریوها از دید مشتری

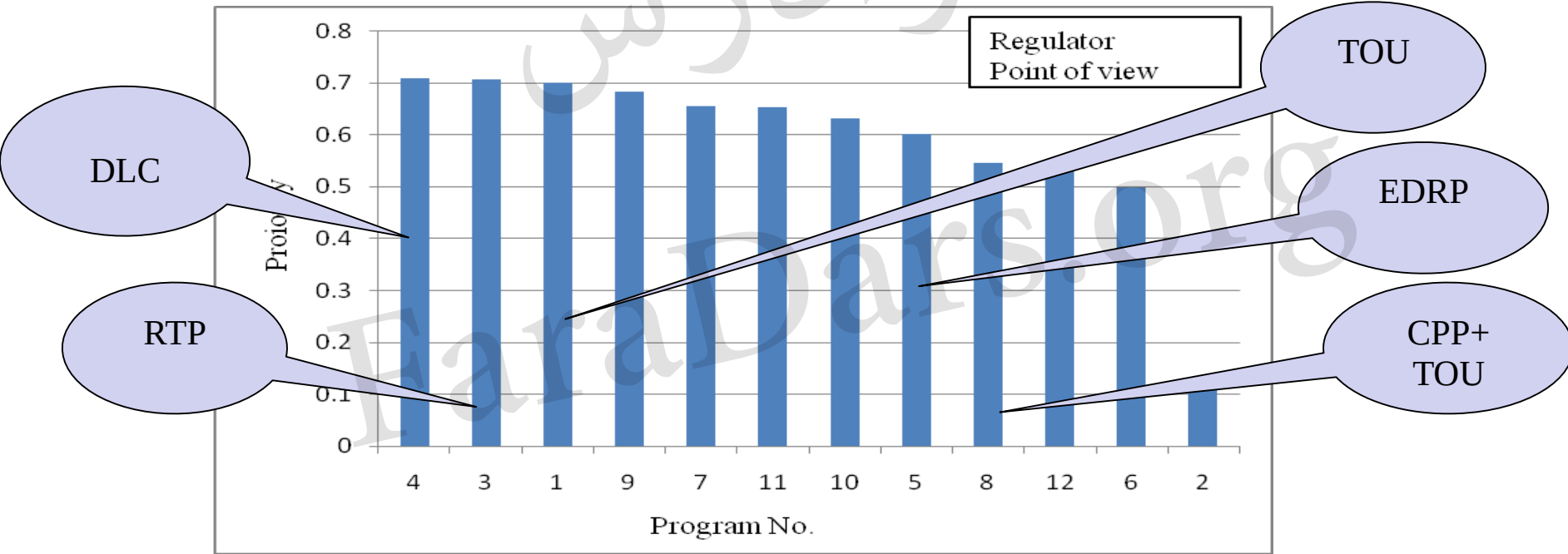
Criteria	Peak Reduction	Energy Consumption	Load Factor	Peak to Valley	Customer's Total Cost
ISO point of view	0.1	0.2	0.1	0.1	0.5
Improved Weights	0.112	0.054	0.028	0.092	0.713



اولویت اجرای سناریوها از دید هیات تنظیم بازار

	ISO	Utility	Customer
ISO	1	4	2
Utility	.25	1	.5
Customer	.5	2	1

Weights
.57
.14
.29



Evaluation of **nonlinear models** for time-based rates demand response programs

IJEPES 2015



FaraDars.org

Power modeling

$$S = B(d(i)) - d(i) \cdot \rho(i)$$

$$\frac{\partial S}{\partial d(i)} = \frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} - \rho(i) = 0$$

$$\frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} = \rho(i)$$

Power modeling

$$B(i) \cong B_0(i) + \frac{\rho_0(i)d(i)}{1 + E(i,i)^{-1}} \left\{ \left(\frac{d(i)}{d_0(i)} \right)^{E(i,i)^{-1}} - 1 \right\}$$

$$\frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} = \frac{\rho_0(i)}{1 + E(i,i)^{-1}} \left\{ \left(\frac{d(i)}{d_0(i)} \right)^{E(i,i)^{-1}} - 1 \right\} + \frac{\rho_0(i).d(i)}{1 + E(i,i)^{-1}} \left\{ E(i,i)^{-1} \cdot \frac{1}{d_0(i)} \left(\frac{d(i)}{d_0(i)} \right)^{E(i,i)^{-1}-1} \right\}$$

$$(1 + E(i,i)^{-1}). \frac{\rho(i)}{\rho_0(i)} = \left(\frac{d(i)}{d_0(i)} \right)^{E(i,i)^{-1}} - 1 + E(i,i)^{-1} \cdot \left(\frac{d(i)}{d_0(i)} \right)^{E(i,i)^{-1}}$$

Power modeling

$$\frac{\rho(i)}{\rho_0(i)} = \left(\frac{d(i)}{d_0(i)} \right)^{E(i,i)^{-1}} - \left(\frac{1}{1 + E(i,i)^{-1}} \right)$$

$$d(i) = d_0(i) \cdot \left(\frac{\rho(i)}{\rho_0(i)} \right)^{E(i,i)}$$

$$d(i) = d_0(i) \cdot \left(\frac{\rho(j)}{\rho_0(j)} \right)^{E(i,j)}$$

مدل تک پریودی

Power modeling

$$d(i) = d_0(i) \cdot \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{24} \left(\frac{\rho(j)}{\rho_0(j)} \right)^{E(i,j)}$$

مدل چندپریودی

$$d(i) = d_0(i) \cdot \prod_{j=1}^{24} \left(\frac{\rho(j)}{\rho_0(j)} \right)^{E(i,j)}$$

مدل نهایی

Exponential Modeling

$$B(i) \cong B_0(i) + \rho_0(i)d(i) \cdot \left\{ 1 + \frac{1}{E(i,i)} \left[\ln \left(\frac{d(i)}{d_0(i)} \right) - 1 \right] \right\}$$

$$\frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} = \rho_0(i) \left\{ 1 + \frac{1}{E(i,i)} \left[\ln \left(\frac{d(i)}{d_0(i)} \right) \right] - 1 \right\} + \rho_0(i) \cdot d(i) \left\{ \frac{1}{E(i,i)} \cdot \frac{1}{d_0(i)} \cdot \frac{d_0(i)}{d(i)} \right\}$$

$$\rho(i) = \rho_0(i) + \frac{\rho_0(i)}{E(i,i)} \left[\ln \left(\frac{d(i)}{d_0(i)} \right) - 1 \right] + \frac{\rho_0(i)}{E(i,i)}$$

$$\rho(i) - \rho_0(i) = \frac{\rho_0(i)}{E(i,i)} \left[\ln \left(\frac{d(i)}{d_0(i)} \right) - 1 + 1 \right]$$

Exponential Modeling

$$d(i) = d_0(i).EXP\left\{E(i, i) \frac{\rho(i) - \rho_0(i)}{\rho_0(i)}\right\}$$

مدل تک پریودی

$$d(i) = d_0(i).EXP\left\{\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{24} E(i, j) \frac{\rho(j) - \rho_0(j)}{\rho_0(j)}\right\}$$

مدل چند پریودی

$$d(i) = d_0(i).EXP\left\{\sum_{j=1}^{24} E(i, j) \frac{\rho(j) - \rho_0(j)}{\rho_0(j)}\right\}$$

مدل نهایی

Logarithmic Modeling

$$B(i) \cong B_0(i) + \rho_0(i)d_0(i)E(i,i).\left\{EXP\left[\left(\frac{d(i) - d_0(i)}{E(i,i).d_0(i)}\right) - 1\right]\right\}$$

$$\frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} = \rho_0(i)d_0(i)E(i,i).\left(\frac{1}{E(i,i).d_0(i)}\right).EXP\left(\frac{d(i) - d_0(i)}{E(i,i).d_0(i)}\right)$$

$$\rho(i) = \rho_0(i).EXP\left(\frac{d(i) - d_0(i)}{E(i,i).d_0(i)}\right)$$

$$\frac{d(i) - d_0(i)}{E(i,i).d_0(i)} = \ln\left(\frac{\rho(i)}{\rho_0(i)}\right)$$

Logarithmic Modeling

$$d(i) = d_0(i) \cdot \left\{ 1 + E(i, i) \cdot \ln \left(\frac{\rho(i)}{\rho_0(i)} \right) \right\}$$

مدل تک پریودی

$$d(i) = d_0(i) \cdot \left\{ 1 + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{24} E(i, j) \ln \left(\frac{\rho(j)}{\rho_0(j)} \right) \right\}$$

مدل چند پریودی

$$d(i) = d_0(i) \cdot \left\{ 1 + \sum_{j=1}^{24} E(i, j) \ln \left(\frac{\rho(j)}{\rho_0(j)} \right) \right\}$$

مدل نهایی

مقایسه مدل‌ها

